

ABSCHLUSSBERICHT

dena-Netzstudie III

Stakeholderdialog zur Weiterentwicklung der Planungsverfahren für Energieinfrastrukturen auf dem Weg zum klimaneutralen Energiesystem



Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel. +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Hauptautorinnen und Autoren der dena:

Stefan Mischinger (Projektleitung)
Pascal Hader
Tim Mennel
Alexander R.D. Müller
Hannes Seidl
Yannick Severin dos Santos

Beitragende Autorinnen und Autoren der dena:

Friederike Berger
Lea-Valeska Giebel
Dr. Andreas Koch
Hrvoje Brlecic Layer
Melina Lohmann
Johanna Meier
Ann-Katrin Schenk
Dr. Jakob Schieder-Hestermann
Katerina Simou
Laura Spies
Friederike Wenderoth

Gutachterinnen und Gutachter:

Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung:
Dominic Nailis
Jakob Schlags
Dr. Michael Ritzau

Kanzlei Boos Hummel & Wegerich:
Dr. Konrad Hummel

Konzeption und Gestaltung:

die wegmeister GmbH

Stand: 01/22

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

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

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2022) „dena-Netzstudie III – Stakeholderdialog zur Weiterentwicklung der Planungsverfahren für Energieinfrastrukturen auf dem Weg zum klimaneutralen Energiesystem“

Inhalt

Executive Summary	5
Zusammenfassung der Ergebnisse	6
Ziele und Arbeitsweise der dena-Netzstudie III	14
1 Status quo der Energieinfrastrukturplanung in Deutschland	17
1.1 Bestehende und entstehende Energieinfrastruktur-Planungsprozesse in Deutschland	18
1.2 Energieinfrastrukturplanung in Europa	26
1.3 Optimierungsbedarf und Kritikpunkte der deutschen Energieinfrastrukturplanung	31
2 Ausgestaltung eines Systementwicklungsplan-Prozesses in Deutschland	37
2.1 Methodik zur Erstellung eines Systementwicklungsplans	38
2.2 Grundlagen für die Gestaltung der Governance des SEP	39
2.3 Mandat und rechtlicher Rahmen für eine Systemplanung	50
2.4 Umsetzungsorganisation	51
2.5 Notwendigkeit einer Strategischen Umweltprüfung im Rahmen des SEP	59
3 Weitere Handlungsfelder zur Weiterentwicklung der Energieinfrastrukturplanung	61
3.1 Anpassungen für eine integrierte Energieinfrastrukturplanung	62
3.2 Berücksichtigung innovativer Netztechnologien und Betriebskonzepte in der Stromnetzplanung	64
3.3 Potenziale zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren	64
4 Eckpunkte für eine integrierte Infrastrukturplanung im Verteilnetz	67
5 Empfehlungen zur Förderung von Innovationen in der Infrastrukturplanung	70
5.1 Innovationen in der Infrastrukturplanung	71
5.2 Funktionalitäten als Basis für einen Innovationsdialog	72
5.3 Beispiele für relevante Funktionalitäten	73
5.4 Die Ausgestaltung eines Regelprozesses zum Innovationsdialog	78
6 Empfehlungen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns für einen optimierten Energieinfrastrukturausbau	83
6.1 Einleitung	84
6.2 Diskussion der Themengebiete	85
6.3 Schlussfolgerungen zum Marktdesign	106

7 Empfehlungen für die schnelle Umsetzung einer integrierten Netzplanung 107

Abbildungsverzeichnis 112

Tabellenverzeichnis 113

Literaturverzeichnis 114

Abkürzungen 119

Anhänge

Anhang I: Gutachten des BET zur Methodik des SEP

Anhang II: Rechtsgutachten zur Governance des SEP

Anhang III: Gutachten des BET zu innovativen Betriebsmitteln und -konzepten

Anhang IV: Gutachten der Jacobs University Bremen zum Marktdesign

Executive Summary

Die dena-Netzstudie III hat in einem breiten Stakeholderdialog gemeinsam mit Netzbetreibern, Energiewirtschaft, verantwortlichen Behörden, Politik und Zivilgesellschaft seit Ende 2018 den Bedarf und die Möglichkeiten zur Weiterentwicklung der Energieinfrastrukturplanung auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem untersucht.

Der für ein klimaneutrales Energiesystem nötige tiefgreifende Wandel in allen Sektoren und die Abkehr von fossilen Energieträgern sorgen für umfangreiche Veränderungen, auf die sich auch unsere Energie-

infrastrukturen einstellen müssen. Da sich der Wandel über alle Sektoren erstreckt, reicht es nicht mehr aus, die Infrastrukturen für Strom, Gas und perspektivisch Wasserstoff unabhängig voneinander zu planen, denn in einem integrierten Gesamtsystem gilt es, auch die Energieinfrastrukturen integriert und auf ein klimaneutrales Gesamtsystem abgestimmt zu entwickeln. Aufgabe der dena-Netzstudie III war es, zu untersuchen, wie die bestehenden Prozesse hierfür weiterentwickelt werden können, um passende Energieinfrastrukturen für ein klimaneutrales Energiesystem zu planen.

Die Ergebnisse der dena-Netzstudie III lassen sich in 10 Kernthesen zusammenfassen:

1. Eine integrierte Planung von Energieinfrastrukturen ist erforderlich, um den Anforderungen eines klimaneutralen Energiesystems gerecht zu werden. (Kapitel 1)
2. Ein vorgelagerter Systementwicklungsplan-Prozess ergänzt die bisherigen Energieinfrastruktur-Planungsprozesse mit dem Ziel, einen konsistenten, abgestimmten Rahmen zu setzen. (Kapitel 2)
3. Die Ergebnisse des Systementwicklungsplans (SEP) sind eine Empfehlung an die Politik und eine Orientierung für Unternehmen. (Kapitel 2.1)
4. Die Ergebnisse des SEP müssen hinreichend politisch legitimiert sein, damit er seine Leitwirkung für die darauf aufbauenden Infrastrukturplanungsprozesse entfalten kann. (Kapitel 2.2)
5. Gesellschaftliche Legitimation erfährt der SEP durch eine breit angelegte öffentliche Beteiligung, die durch eine prozessbegleitende Stakeholderplattform, einen Bürgerdialog und eine öffentliche Konsultation zum ersten Leitbild umgesetzt wird. (Kapitel 2.2 und 2.3)
6. Zur Unterstützung der Regierung bei der Durchführung des SEP sollten ein Expertenkonsortium und eine Geschäftsstelle berufen werden. (Kapitel 2.4)
7. Eine integrierte Infrastrukturplanung erfordert neben der Einführung des SEP eine Weiterentwicklung der bestehenden Netzentwicklungsplan-Prozesse (NEP). (Kapitel 3)
8. Auch die Infrastrukturplanung im Verteilnetz sollte integriert erfolgen. Die Ergebnisse des SEP sollten als Orientierung genutzt werden, um eine konsistente Gesamtstrategie für die Entwicklung der Transport- und Verteilnetze sicherzustellen. (Kapitel 4)
9. Der SEP braucht einen zusätzlichen Innovationsdialog, um zukünftige Entwicklungen proaktiv aufzugreifen und dadurch Infrastrukturen bei der effizienten Planung zu unterstützen. (Kapitel 5)
10. Einzelne Bereiche des Marktdesigns können einen großen Einfluss auf den Infrastrukturbedarf haben. Bei der Ausgestaltung sollten daher auch netz- und systemdienliche Aspekte geprüft und berücksichtigt werden. (Kapitel 6)

Zusammenfassung der Ergebnisse

Die dena-Netzstudie III hat in den vergangenen drei Jahren gemeinsam mit einem breiten Partnerkreis aus Energiewirtschaft, Politik und Zivilgesellschaft untersucht, wie unsere Energieinfrastrukturplanung weiterentwickelt werden muss, um den Anforderungen auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem gerecht zu werden.

Die zentralen Ergebnisse der dena-Netzstudie III sind hier dargestellt. Diese Zusammenfassung wurde intensiv mit den Gremien der dena-Netzstudie III diskutiert. In den folgenden Kapiteln werden diese Ergebnisse detailliert aus Sicht der dena erläutert und durch Gutachten ergänzt.

Eine integrierte Planung von Energieinfrastrukturen ist erforderlich, um den Anforderungen eines klimaneutralen Energiesystems gerecht zu werden.

Die Entwicklung der leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen sollte im Zuge der Transformation des Energiesystems besser aufeinander abgestimmt werden. Das betrifft sowohl die Transportnetzebene für Strom, Gas und perspektivisch Wasserstoff als auch die Verteilnetzebene, wo zum Beispiel die Planung einer angemessenen Infrastruktur für die Wärmewende abgestimmt werden muss.

Eine integrierte Planung von Energieinfrastrukturen ergänzt Maßnahmen wie die Beschleunigung von Genehmigungsverfahren oder die höhere Auslastung von Kapazitäten im Stromnetz, um die Energieinfrastrukturen insgesamt effizient weiterzuentwickeln. Die Vorteile einer integrierten Planung können heute nicht genutzt werden, da die Infrastrukturplanungsprozesse nicht ausreichend zeitlich aufeinander abgestimmt sind und die Abstimmung wesentlicher Eingangsgrößen aufgrund des fehlenden gemeinsamen Zielbildes eine Herausforderung ist.

Integrierte Planung bedeutet, dass die bestehenden Planungsprozesse durch die Definition neuer Schnittstellen und gemeinsamer Ausgangsgrößen sowie einer zeitliche Synchronisierung besser aufeinander abgestimmt werden. Die Zusammenführung in einem einzigen Prozess ist wegen der hohen Komplexität nicht zielführend und könnte den spezifischen Anforderungen der jeweiligen Planungsprozesse nicht gerecht werden. Die Bewertung von Potenzialen einer systemischen Optimierung über Sektorgrenzen hinweg erfordert eine Betrachtung des Gesamtsystems. Diese Betrachtung würde die bestehenden Infrastrukturplanungsprozesse überladen, sodass eine Lösung hierfür in einem vorgelagerten Prozess, dem Systementwicklungsplan, gefunden werden sollte.

Ein vorgelagerter Systementwicklungsplan-Prozess ergänzt die bisherigen Energieinfrastruktur-Planungsprozesse mit dem Ziel, einen konsistenten, abgestimmten Rahmen zu setzen.

Mit dem Systementwicklungsplan (SEP) soll ein strategisches Planungsinstrument auf Systemebene eingeführt werden. Der SEP ist ein der bisherigen Infrastrukturplanung vorgelagerter Prozess, der einen Ort für den gesellschaftlichen Diskurs über die Entwicklung des Energiesystems schafft, Optimierungspotenziale der integrierten Energiewelt nutzbar macht, politische Entscheidungen unterstützt und im Ergebnis eine konsistente Grundlage für die sich anschließenden Infrastrukturplanungsprozesse liefert.

Zentrale Aufgabe des SEP ist es, zu zeigen, auf welche Zukunft die Energieinfrastrukturen vorbereitet werden sollten. Der SEP greift hierfür übergeordnete Ziele, die auf nationaler oder europäischer Ebene festgelegt wurden, auf und entwickelt daraus einen konsistenten Rahmen für die sektorübergreifende Infrastrukturplanung. Innerhalb dieses konsistenten Rahmens können sich die verschiedenen Energieinfrastruktur-Planungsprozesse der Identifikation von Netzentwicklungsmaßnahmen widmen, haben Planungssicherheit bezüglich ihrer Annahmen und sind von Politikberatungsaufgaben entlastet.

Der SEP kann die Akzeptanz für die Transformation des Energiesystems und den Infrastrukturausbau erhöhen, indem er Beteiligung und eine transparente Debatte zu einem Zeitpunkt ermöglicht, zu dem noch große Einflussmöglichkeiten auf die Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems bestehen. Der SEP muss deshalb in einem partizipativen Prozess unter Einbeziehung von Fachakteuren und Gesellschaft erstellt werden, der die Ergebnisse legitimiert und auf eine breite gesellschaftliche Basis stellt.

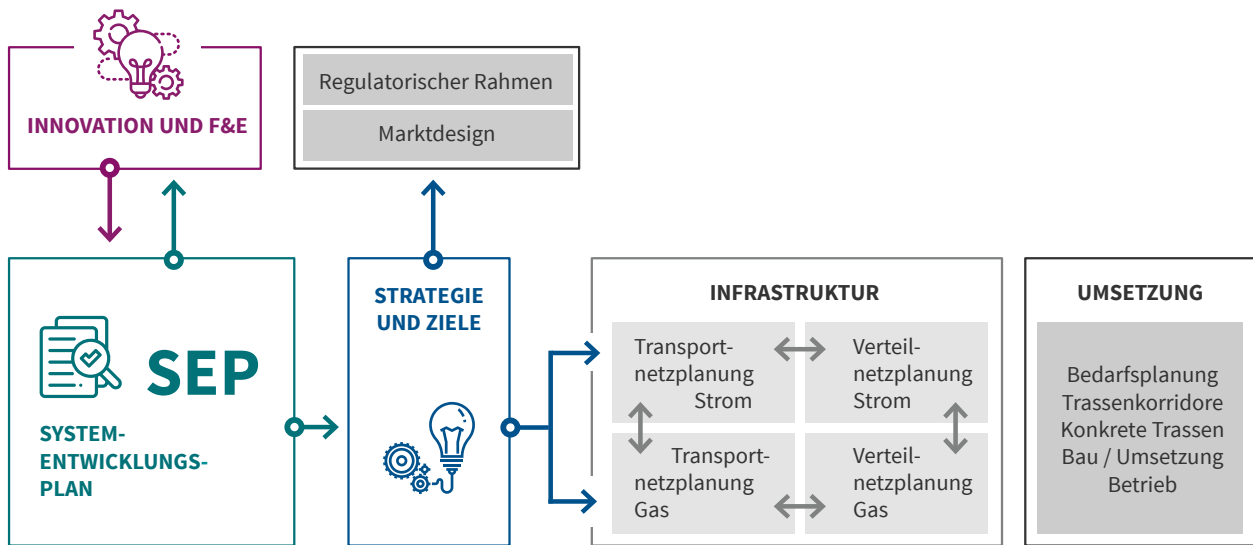


Abbildung 1: Einordnung des SEP in die Energieinfrastrukturplanung

Die Ergebnisse des SEP sind eine Empfehlung an die Politik und eine Orientierung für Unternehmen.

Der SEP hat drei Ergebnisse: ein Leitbild, ein Set von Ankerpunkten und eine Strategie. Das Leitbild beschreibt die für den Energieinfrastrukturbedarf relevanten Entwicklungen auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem. Es benennt Entwicklungen, die als sicher angenommen werden können, beschreibt aber auch Unschärfen, wo aus heutiger Sicht verschiedene Entwicklungspfade, Technologieoptionen oder Energieträger möglich sind. Ankerpunkte sind der quantitative Teil der Empfehlung des SEP. Sie enthalten zum Beispiel den Endenergieverbrauch nach Energieträgern oder bestimmte Zielgrößen wie Erneuerbare-Energien-Ausbau, Importmengen etc. Die Ankerpunkte können auch in Bandbreiten angegeben werden, um der Unschärfe des Leitbildes Rechnung zu tragen. Die Strategie beschreibt, durch welche Rahmensetzung die Umsetzung des Leitbildes gelingen kann. Sie enthält einen begründeten Katalog von Umsetzungsempfehlungen an die Politik.

Durch eine politische Entscheidung werden die Ankerpunkte verbindliche Grundlage für die Szenariorahmen der folgenden NEP-Prozesse. Ankerpunkte markieren, nach ihrer Bestätigung durch die Regierung, den Handlungsspielraum für die Szenarien der folgenden Infrastrukturplanungsprozesse. Sie ersetzen nicht die Szenariorahmen der NEPs, denn diese sind in vielen Punkten deutlich detaillierter.

Die Ergebnisse des SEP werden in einem zweiphasigen Prozess mit 14 Teilschritten erarbeitet. In der ersten Phase wird ein breiter Lösungsraum aufgespannt, der einen Dialog zu möglichen Transformationspfaden und ihren Einflüssen auf die Infrastruktur ermöglicht. Ergebnis dieser Phase ist ein erstes Leitbild, das die Grundlage einer öffentlichen Konsultation ist. In der zweiten Phase wird der Lösungsraum auf Basis der Rückmeldungen aus der Konsultation und einer erneuten Analyse verdichtet, sodass sich am Ende ein validiertes Leitbild sowie die Empfehlung für Strategie und Ankerpunkte ergeben.

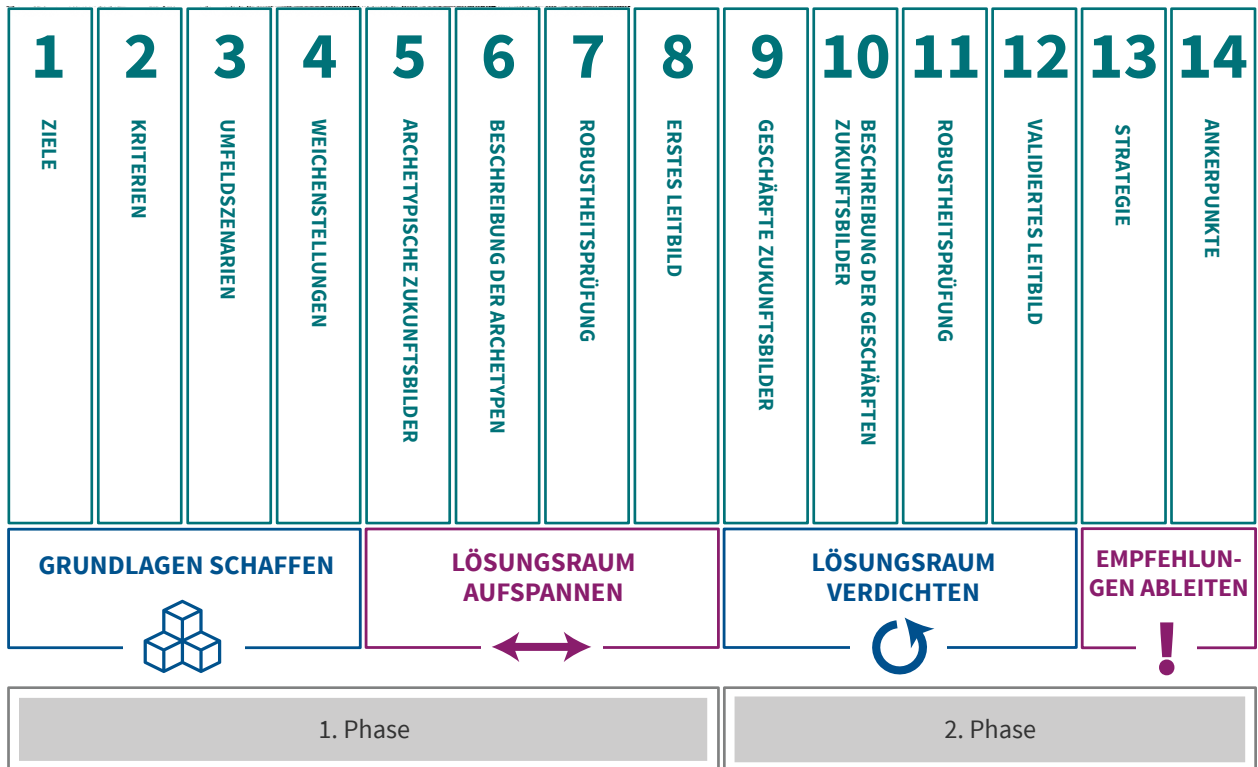


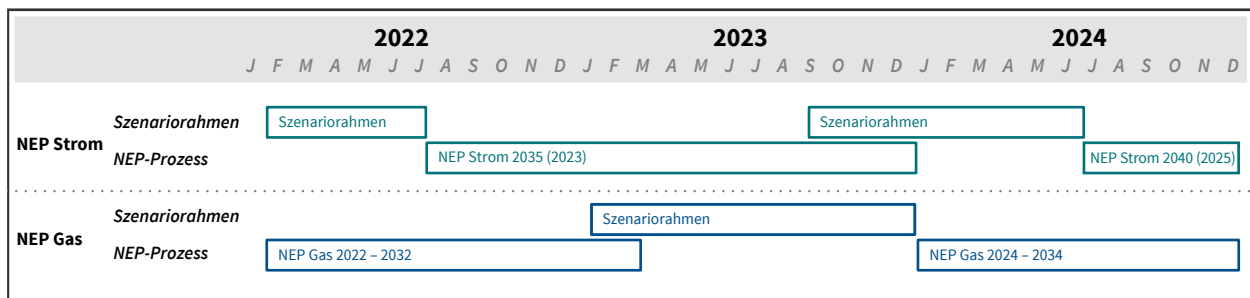
Abbildung 2: Teilschritte der SEP-Methodik

Ein SEP-Prozess sollte alle vier Jahre durchgeführt werden, damit die Rahmenbedingungen für die Infrastrukturplanung konsistent weiterentwickelt und an aktuelle Zielvorgaben und Entwicklungen angepasst werden. Da die NEP-Prozesse in einem zweijährigen Turnus stattfinden, sollte zwei Jahre nach Durchführung eines SEP eine Aktualisierung einzelner Ankerpunkte erfolgen. In welchem Umfang dafür ein zusätzlicher SEP-Durchlauf erforderlich ist, ist zu prüfen. Durch eine politische Entscheidung werden die Ankerpunkte verbindliche Grundlage für die Szenariorahmen der folgenden NEP-Prozesse. Ein erster

SEP sollte sehr zeitnah von der neuen Regierung gestartet werden, damit die Ergebnisse für die ab 2024 startenden NEP-Prozesse zur Verfügung stehen.

Abbildung 3 zeigt die zeitliche Abfolge eines Mitte 2022 startenden SEP-Prozesses im Zusammenspiel mit den kommenden NEP-Prozessen. Damit die Ergebnisse eines solchen SEP als Grundlage für beide Szenariorahmen der Netzentwicklungspläne dienen können, sollten die NEP-Prozesse für Strom und Gas ab 2024/2025 synchronisiert werden.

STATUS QUO



WEITERENTWICKLUNG

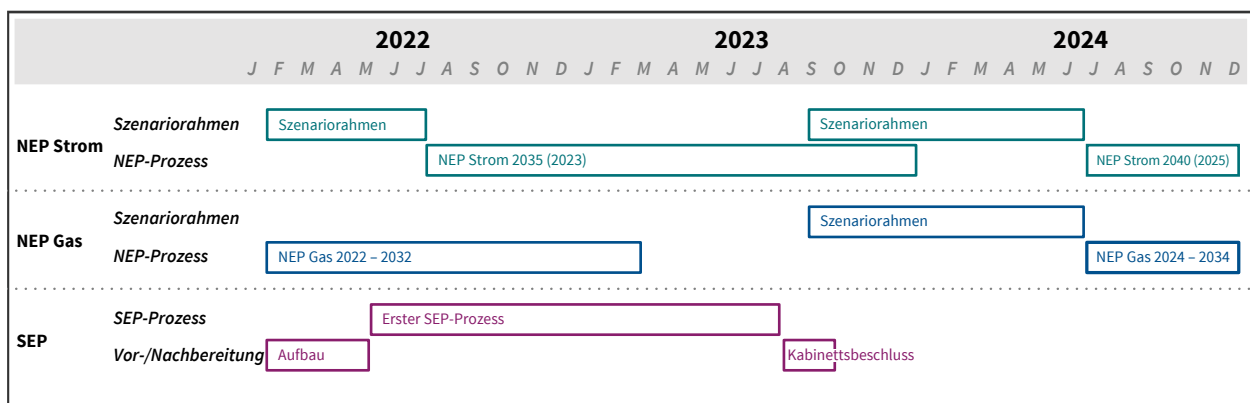


Abbildung 3: Beispielhafter zeitlicher Ablauf des SEP-Prozesses und der NEP-Prozesse

Die Ergebnisse des SEP müssen hinreichend politisch legitimiert sein, damit er seine Leitwirkung für die darauf aufbauenden Infrastrukturplanungsprozesse entfalten kann.

Der SEP sollte im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verankert werden. Im Gesetz sollten der SEP und die Bedeutung für die Folgeprozesse definiert und der Prozess beschrieben werden: SEP als vorgelagerter Planungsschritt zu den NEPs; Wiederholung mindestens alle vier Jahre; Zeithorizont des SEP, zum Beispiel Zieljahr 2045; Verpflichtung der Regierung, sich mit den Ergebnissen des SEP auseinanderzusetzen und verbindliche Ankerpunkte für die darauf aufbauenden Infrastrukturplanungsprozesse abzuleiten

Zentrale Aufgabe des SEP ist es, zu zeigen, auf welche Zukunft die Energieinfrastrukturen vorbereitet werden sollten. Die Verankerung als Basis für die Szenariorahmen der NEPs kann durch eine Anpassung in § 12a EnWG und § 15 EnWG erfolgen, indem dort zusätzlich die Berücksichtigung der von der Regierung bestätigten Ankerpunkte des Systementwicklungsplans aufgenommen wird.

Zur politischen Legitimation der SEP-Empfehlungen sollte ein Kabinettsbeschluss herbeigeführt werden, der die Basis für die

Berücksichtigung der Ergebnisse in den Folgeprozessen liefert. Das für Energieinfrastrukturplanung federführende Ministerium steuert den SEP-Prozess und speist die Ergebnisse in den politischen Prozess ein, mit dem Ziel, einen solchen Kabinettsbeschluss herbeizuführen.

Gesellschaftliche Legitimation erfährt der SEP durch eine breit angelegte öffentliche Beteiligung, die durch eine prozessbegleitende Stakeholderplattform, einen Bürgerdialog und eine öffentliche Konsultation zum ersten Leitbild umgesetzt wird.

Zentrales Gremium der Stakeholderplattform ist ein Plenum, das sich aus 40 bis 50 hochrangigen Vertreterinnen und Vertretern aus Wirtschaft, Politik und Gesellschaft zusammensetzt. Das Plenum begleitet den SEP-Prozess kontinuierlich und wird bei wesentlichen Entscheidungen im SEP-Prozess eingebunden. Die Moderation und die Leitung des Plenums erfolgen durch das für Energieinfrastruktur zuständige Ministerium.

Um die Expertise des Plenums zu spezifischen Fragestellungen gezielt in den Prozess einzubringen, können Arbeitsgruppen (AG) gegründet werden. Wichtige Arbeitsgruppen sind:

- AG Netzbetreiber, in der Netzbetreiber ihr Wissen und ihre Erfahrung zu Netz- und Systemmodellierung einbringen
- AG Gesellschaft, die sicherstellt, dass sich der SEP den wesentlichen gesellschaftlich relevanten Fragestellungen mit Blick auf die Infrastrukturplanung stellt
- AG Bundesländer, in der unter anderem Allokationsfragen und ihre Auswirkungen auf die föderale Struktur in Deutschland diskutiert werden
- AG Innovation, die die Berücksichtigung von Innovationen in der Infrastrukturplanung fördert

Bei der Diskussion des Leitbildes sind zudem Möglichkeiten für eine weitere Öffnung des Prozesses nach außen vorgesehen. Beispielsweise können neben dem Bürgerdialog folgende Instrumente zur Anwendung kommen:

- AG Netzbetreiber, in der Netzbetreiber ihr Wissen und ihre Erfahrung zu Netz- und Systemmodellierung einbringen
- Öffentliche Konsultation
- Gesonderte Diskussion von Bundesländern und regionalen Akteuren
- Debatte im Bundestag zu den Ergebnissen des ersten Leitbildes
- Verbändeanhörung

Zum ersten Leitbild findet eine breite gesellschaftliche Debatte nach dem Vorbild des Bürgerdialogs zum Klimaschutzplan 2050 und des Bürgerrats Klima statt. In diesem SEP-Bürgerdialog beschäftigen sich zufällig ausgewählte Bürgerinnen und Bürger mit den Inhalten und Implikationen des Leitbildes, erarbeiten eigene Empfehlungen und stellen diese im Plenum zur Debatte. Die Moderation und die Leitung des Plenums erfolgen durch das für Energieinfrastruktur zuständige Ministerium.

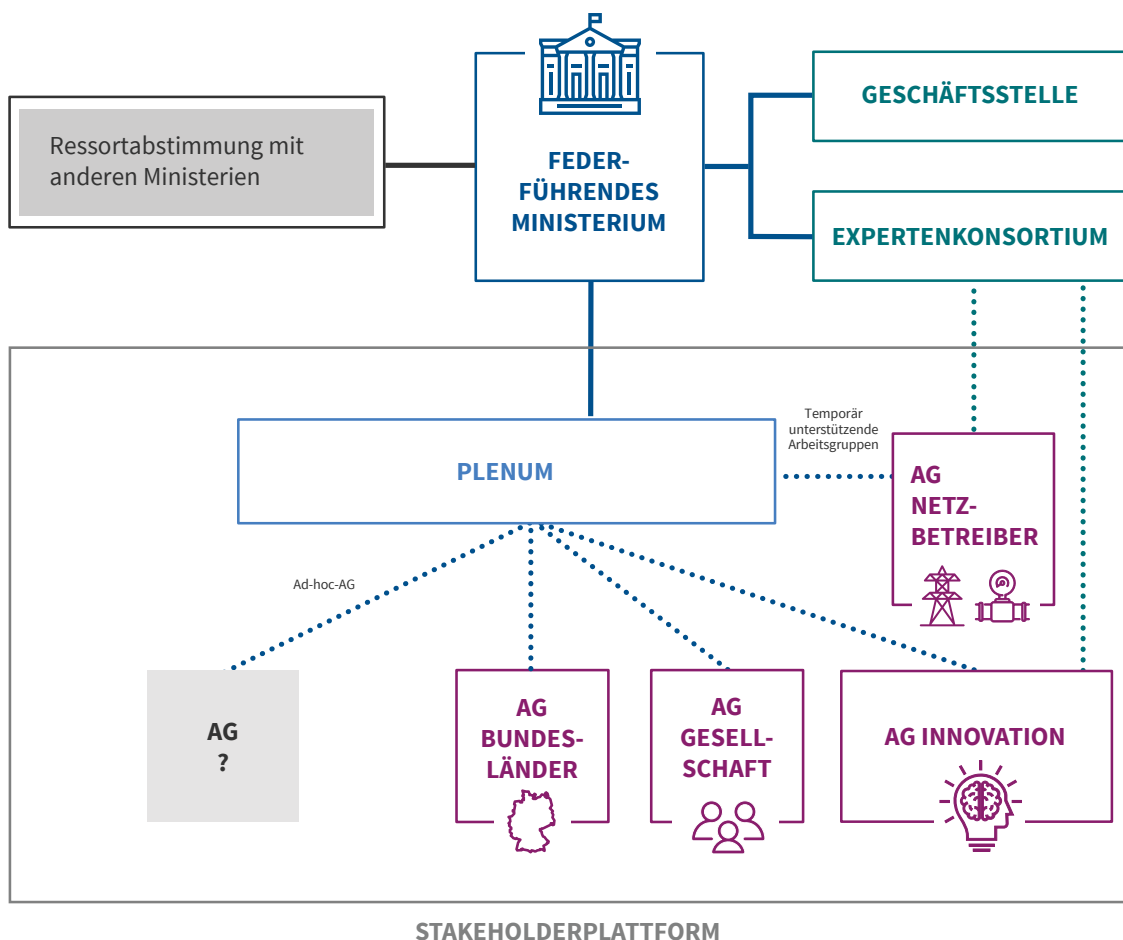


Abbildung 4: Organigramm der SEP-Gremien

Zur Unterstützung der Regierung bei der Durchführung des SEP sollten ein Expertenkonsortium und eine Geschäftsstelle berufen werden.

Die Hauptaufgabe des Expertenkonsortiums liegt in der Durchführung der für den SEP notwendigen Analysen. Es sollte zudem in der Lage sein, zu inhaltlichen Fragestellungen und Aufgaben, die sich im SEP-Prozess ergeben, Recherchen und Analysen durchzuführen und mit diesem Wissen das federführende Ministerium, das Plenum und die Arbeitsgruppen zu unterstützen.

Eine große Transparenz bezüglich der Vorgehensweise durch das Expertenkonsortium ist erforderlich, um das Vertrauen der am SEP beteiligten Akteure in die Analysen zu stärken. Alle Teilnehmerinnen und Teilnehmer des Plenums sollen auf Wunsch die notwendigen Informationen erhalten, um die Modellierung des Expertenkonsortiums nachvollziehen zu können. Das für die SEP-Analysen verwendete Modell muss gut dokumentiert und Annahmen, Daten und Ergebnisse müssen für alle Beteiligten in der Stakeholderplattform nachvollziehbar und überprüfbar sein.

Die Geschäftsstelle organisiert und strukturiert den Gesamtprozess. In ihren Aufgabenbereich fallen die Organisation und Moderation der Sitzungen der Stakeholdergruppen, die Abstimmung zwischen den Gremien und die Verschriftlichung von Arbeitsständen.

Eine integrierte Infrastrukturplanung erfordert neben der Einführung des SEP eine Weiterentwicklung der bestehenden Netzentwicklungsplan-Prozesse (NEP).

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) sollten sich im Zuge der NEP-Erstellung eng austauschen, damit Annahmen und Ergebnisse zu gemeinsamen Größen (z. B. Allokation von Elektrolyseuren) konsistent sind. Hierfür ist eine zeitliche Synchronisierung der bisher um ein Jahr versetzt laufenden Prozesse von NEP Strom und NEP Gas sinnvoll. Der NEP Gas sollte um ein t+15-Szenario erweitert werden, um die gleichen Zeithorizonte wie der NEP Strom abzubilden. Auch die Betrachtung des Zieljahres 2045 in der Netzplanung, beispielsweise im Rahmen des vom Koalitionsvertrag geforderten Klimaneutralitätsnetzes, sollte durch Strom- und Gasnetzbetreiber abgestimmt erfolgen.

Für das t+15-Szenario des NEP Gas sollte eine szenariobasierte Planung erfolgen, die die aktuellen Klimaziele berücksichtigt. Die Szenarien mit kurzfristigeren Zeithorizonten (t+5, t+10) sollten weiterhin ausgehend von einer Bedarfsabfrage geplant

werden. Es ist zu gewährleisten, dass über alle Szenarien ein plausibler Transformationspfad definiert werden kann.

Zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur sollte ein H₂-Starttransportnetz vorrangig durch Umstellung frei werdender Gasnetzkapazitäten aufgebaut werden. Um das Startnetz bedarfsgerecht weiterzuentwickeln, ist ein Planungsprozess für Wasserstoffinfrastruktur notwendig. Der NEP Gas und der Planungsprozess für Wasserstoffinfrastruktur müssen sehr eng aufeinander abgestimmt sein, da es fortwährend erforderlich sein wird, die Optionen Umstellung bestehender Gasleitungen oder Neubau effizient abzuwägen.

Auch die Infrastrukturplanung im Verteilnetz sollte integriert erfolgen. Die Ergebnisse des SEP sollten als Orientierung genutzt werden, um eine konsistente Gesamtstrategie für die Entwicklung der Transport- und Verteilnetze sicherzustellen.

Die Planung regionaler und lokaler Energieinfrastrukturen sollte konsistent mit dem übergeordneten Leitbild des SEP sein. Aufgrund der groben regionalen Auflösung des Leitbildes können aus dem SEP keine direkten Vorgaben (vergleichbar mit den Ankerpunkten) für die Verteilnetzplanung abgeleitet werden. Verteilnetzbetreiber (VNB) von Gas- und Stromnetzen sowie Betreiber von Wärmenetzen mit sich überlagernden Netzgebieten sowie benachbarte VNB sollten eine einheitliche Energiestrategie erarbeiten und eine gemeinsame Energieleitplanung vornehmen, die durch die Ankerpunkte des SEP informiert ist. Integrierte Planung erfordert die Bildung regionaler Cluster, die dem Informations- und Erfahrungsaustausch dienen und bei Interessenkonflikten zwischen den unterschiedlichen Infrastrukturbetreibern eine gemeinsame Lösung identifizieren können.

Auf Verteilnetzebene wird die integrierte Planungsaufgabe noch vielfältiger, da auch Wärmenetze mit zu berücksichtigen sind. Lösungen und Ansätze können daher sehr individuell sein und müssen passend für die jeweilige Region gestaltet werden. Auf Verteilnetzebene und im Bereich der Wärmenetze ist die Akteurslandschaft sehr heterogen, was je nach Region zu sehr unterschiedlichen Konstellationen aus Akteuren und betroffenen Netzgebieten führt. Integrierte Planung auf lokaler Ebene muss bei Konkurrenz verschiedener Geschäftsmodelle an die lokale Akteurskonstellation angepasste Strukturen schaffen, die in der Lage sind, für einen Ausgleich der Interessen zu sorgen, und die im Falle der Stilllegung von Gasverteilsystemen Fragen der Daseinsvorsorge lösen können.

Die lokalen Akteure sollten bei der Identifikation von Lösungen beispielsweise durch die Schaffung von Austauschformaten und die Verbreitung von Best-Practice-Ansätzen unterstützt werden.

Der SEP braucht einen zusätzlichen Innovationsdialog, um zukünftige Entwicklungen proaktiv aufzugreifen und dadurch Infrastrukturen bei der effizienten Planung zu unterstützen.

Ein Innovationsdialog sollte sich nicht auf einzelne Technologien beschränken, sondern verschiedene Entwicklungsfelder definieren (sogenannte Funktionalitäten), um die Weiterentwicklung der Infrastrukturen ergebnisoffen voranzutreiben und Forschungslücken systematisch aufzudecken.

Wesentliche Funktionalitäten aus heutiger Sicht sind unter anderem:

- Netzzustandsüberwachung und Möglichkeit zur Netzsteuerung (Kenntnis des tatsächlichen Netzstatus mit dem Ziel der Bewertung des Netzstatus unter thermischen sowie dynamischen (Stabilitäts-)Aspekten)
- Bestandsnetzoptimierung (Höherauslastung) und Erhöhung der Transportkapazität für Strom
- Netzbildende bzw. netzunterstützende Fähigkeiten (inhärente Sicherstellung von Netzfrequenz und Spannung bzw. Sicherstellung durch schnelle Regelung)
- Qualitätsüberwachung in Gas- und entstehenden Wasserstoffnetzen im Rahmen des Netzbetriebs zur Sicherstellung der Gasqualität/-reinheit
- Effiziente und sichere Kommunikation im Netz und zwischen Akteuren für einen schnellen Datenaustausch über entsprechende Kommunikationswege
- H2-Readiness im Gassystem (Infrastruktur, Endgeräte) zur zeitnahen und kostengünstigen Umstellung bei Ausweitung der Wasserstoffnetze

Eine AG Innovation sollte zudem den zugehörigen regulatorischen Rahmen hinsichtlich der Innovationsfreundlichkeit bewerten, Lösungen identifizieren und dazu beitragen, bestehende und potenziell entstehende Hemmnisse zu beseitigen.

Zusätzlich sollte eine grundsätzliche Beurteilung von Reife und Potenzial bekannter Innovationen durchgeführt werden, um eine Einschätzung zu deren Einsatzfähigkeit und zur möglichen Optimierung des Infrastrukturbedarfs zu geben.

Für den Innovationsdialog sollte eine eigene Arbeitsgruppe (siehe oben: AG Innovation) im Rahmen der SEP-Governance geschaffen werden. Das Expertenkonsortium arbeitet dieser Arbeitsgruppe zu, indem es die notwendigen Ergebnisse aufbereitet. Die Ergebnisse der AG Innovation sind Teil der im SEP erarbeiteten Strategie.

Die Planungshoheit von Netzbetreibern sowie die Prüfung durch die Regulierungs- und Genehmigungsbehörden sollten unangestastet bleiben. Ein Innovationsdialog wirkt auf den Gesamtprozess, indem er (neuen) Innovationen mehr Sichtbarkeit verleiht und Empfehlungen ausspricht.

Einzelne Bereiche des Marktdesigns können einen großen Einfluss auf den Infrastrukturbedarf haben. Bei der Ausgestaltung sollten daher auch netz- und systemdienliche Aspekte geprüft und berücksichtigt werden.

Die starke Zunahme fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung stellt das System insgesamt vor erhebliche Herausforderungen. Aus diesem Grund muss der Stromnetzausbau beschleunigt und darüber hinaus müssen bestehende und neue Flexibilitäten in- und außerhalb des Stromsektors in Zukunft stärker systemdienlich genutzt werden. Eine effiziente Allokation von Lasten und Erzeugungsanlagen kann dabei auch zur Entlastung der Stromnetze beitragen. Das aktuelle Marktdesign reizt das nicht ausreichend an. In der dena-Netzstudie III wurden hierzu folgende Ansätze diskutiert:

Im Stromsektor:

- Gebotszonenkonfiguration
- Netzentgeltstruktur
- Erweiterung des Energy-Only-Marktes zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (beispielsweise in Form von Kapazitätsmechanismen)

Im Energiesektor insgesamt:

- Steuern/Abgaben/Umlagen

Eine erste Bewertung der verschiedenen Optionen in diesen Bereichen hat Folgendes ergeben: Eine Aufspaltung des deutschen Strommarktgebiets in mehrere Zonen wird von der europäischen Kommission und manchen Marktteilnehmern für den Fall in Erwägung gezogen, dass die massiven Engpässe im deutschen Übertragungsnetz nicht verschwinden. Sie wäre jedoch mit erheblichem Aufwand für Netzbetreiber und Marktakteure verbunden und würde zu Verwerfungen im Markt führen. Zudem ist nicht gesichert, ob eine Marktzonenaufteilung die gewünschte Wirkung bezüglich der Behebung der Netzengpässe hat. Daher sollten ein schnellerer Netzausbau und eine Aktivierung der Flexibilitäten zur Engpassbehebung Priorität haben. Eine Reform der Stromnetzentgelte bietet die Möglichkeit, den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten zu verbessern und zu einer effizienten räumlichen Allokation von Lasten und Erzeugern beizutragen. Time-of-use-Tarife, Smart Connection Agreements und Deep Charging sind Konzepte, die hierbei näher untersucht werden sollten.

Gegenwärtig sichern Netz- und Kapazitätsreserve sowie die Sicherheitsbereitschaft eine unterbrechungsfreie Stromversorgung. Sie werden allerdings aufgrund des absehbar beschleunigten Ausstiegs aus der Kohleverstromung sowie begrenzter Vertragslaufzeiten in der gegenwärtigen Form nicht fortbestehen können. Zur Erhaltung der Versorgungssicherheit bedarf es einer Nachfolgeregelung für die bestehenden Reservemechanismen. Dies dient auch der Absicherung des Netzbetriebs. Die Bundesregierung sollte zeitnah die Prüfung möglicher Alternativen anstoßen. Vielversprechende Optionen könnten eine Strategische Reserve oder ein fokussierter/selektiver, Kapazitätsmarkt sein, die jeweils auf eine perspektivische Klimaneutralität ausgelegt sein müssen. Bei beiden Regelungen sind, nicht zuletzt aufgrund von EU-Vorschriften, neben wasserstofffähigen Gaskraftwerken auch Demand Side Management (DSM) und Speicher einzubinden.

Es bedarf einer umfassenden Reform der Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energieträger. In den Mittelpunkt sollten dabei die Bepreisung von Treibhausgasen (THG) und Infrastrukturabgaben gestellt werden, mit dem langfristigen Ziel der Schaffung eines Level-Playing-Field klimaneutraler Energieträger. Für den Übergang sollte das reformierte System auf die Reduzierung des THG-Gehalts der Energieträger, die Finanzierung der jeweiligen Infrastruktur und die Stärkung der Sektorenkopplung ausgerichtet werden. Dabei sind EU-rechtliche und haushaltspolitische Rahmenbedingungen zu beachten.

Ziele und Arbeitsweise der dena-Netzstudie III

Die dena-Netzstudie III war ein von Oktober 2018 bis Dezember 2021 durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (ehemals: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) gefördertes Zuwendungsprojekt mit dem Ziel, Vorschläge für die Weiterentwicklung der Energieinfrastrukturplanung zu machen. Unterstützt wurde die dena bei der Durchführung des Projekts durch den Gutachter BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH. Eine Beratung in juristischen Fragen der Netzplanung erfolgte durch die Kanzlei Boos Hummel & Wegerich.

Der zentrale Auftrag war es, Weiterentwicklungsvorschläge für die Energieinfrastrukturplanung in einem breit angelegten Stakeholderdialog mit der Branche zu entwickeln. Daher wurden im Rahmen der dena-Netzstudie III drei Gremien, das Projektteam sowie Board und Beirat, ins Leben gerufen. Das Organigramm der dena-Netzstudie III mit Gutachter und Gremien ist in Abbildung 5 dargestellt.

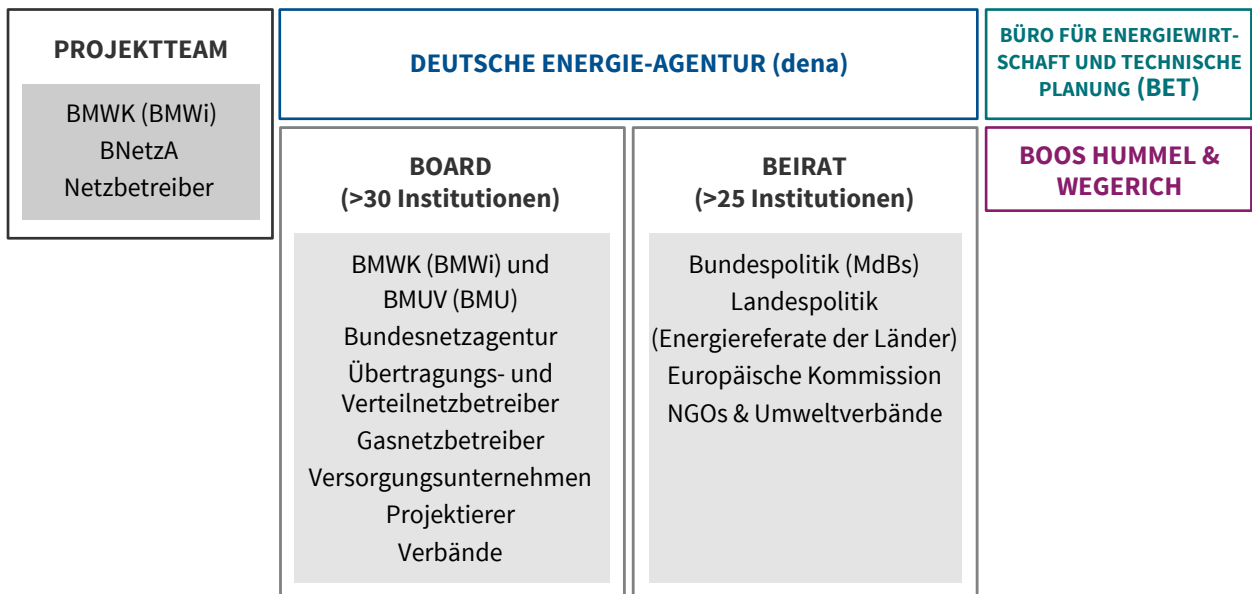


Abbildung 5: Organigramm der dena-Netzstudie III

Im Board und im Beirat der dena-Netzstudie III wurden Vertreterinnen und Vertreter zentraler Institutionen für den Energieinfrastrukturausbau versammelt und die Zwischenschritte und Ergebnisse im Projekt diskutiert. Das Projektteam stand der dena beratend bei der Projektdurchführung zur Seite. Folgende Institutionen waren über die gesamte Projektlaufzeit in Board, Beirat und Projektteam vertreten.

Board: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, BayWa r.e. renewable energy GmbH, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., BDI Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE), Bundesverband

Neue Energiewirtschaft e.V. (bne), Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), ENERTRAG AG, EWE NETZ GmbH, Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE (FNN), Hitachi ABB Power Grids, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Netze BW GmbH, Siemens AG, Siemens Energy AG, Stromnetz Berlin GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, VDMA Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V., Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V., VGB PowerTech e.V., ZVEI e.V.

Beirat: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Energie und Technologie, Bündnis 90 / Die Grünen – Bundestagsfraktion, Deutsche Umwelthilfe (DUH), Europäische Kommission, FDP-Bundestagsfraktion, Fraktion DIE LINKE im Bundestag, Germanwatch e.V., Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen, Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern, Ministerium für Energie-

wende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein, Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft und Energie von Sachsen-Anhalt, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Verkehr des Saarlandes, Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, Ministerium für Wirtschaft und Energie Brandenburg, NABU Naturschutzbund Deutschland e.V., Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz, SPD-Bundestagsfraktion, Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz, WWF Deutschland

Projektteam: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, bayernets, Bayernwerk AG, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Deutsche Energie-Agentur (dena), e-dis, E.ON SE, Gascade Gastransport GmbH, Innogy SE, Open Grid Europe GmbH, TEAG Thüringer Energie AG, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.

Am Anfang des Projekts stand eine umfangreiche Analyse zu aktuellen Herausforderungen und Optimierungsmöglichkeiten bei der Energieinfrastrukturplanung. Im Rahmen dieser Analyse wurden Prozesse in Deutschland, aber auch im europäischen Ausland untersucht und Workshops sowie Einzelinterviews mit Expertinnen und Experten durchgeführt. Basierend auf den Ergebnissen dieser Analyse wurden sechs Handlungsfelder identifiziert, die folgende Leitfragen beantworten sollten:

1. Wie kann ein Systementwicklungsplan (SEP) als politischer Prozess gestaltet werden?
2. Wie sieht die Methodik eines SEP-Regelprozesses aus?
3. Welche Ergebnisse und Aussagen würde ein SEP heute ergeben?
4. Welche Anpassungen an den Regelprozessen zur Infrastrukturplanung sind für eine integrierte Planung über den SEP hinaus notwendig?
5. Wie lassen sich Innovationen besser in die Langfristplanung integrieren?
6. Was sind die Wechselwirkungen zwischen Marktdesign und Infrastrukturbedarf?

Die ersten drei Leitfragen wurden mit dem Projektteam sowie

dem Board und dem Beirat erarbeitet und erste Ergebnisse zur Einführung eines Systementwicklungsplans in einem Zwischenbericht veröffentlicht.¹ Für die Leitfragen 4 bis 6 wurden Arbeitsgruppen (AG) gegründet: die AG Schnittstelle, die AG Innovation und die AG Marktdesign. Abbildung 6 zeigt die Handlungsfelder der dena-Netzstudie III.

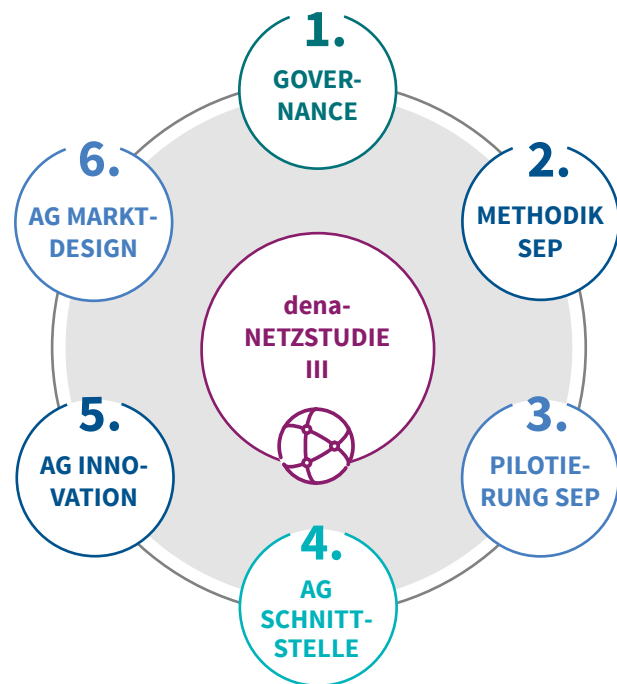


Abbildung 6: Handlungsfelder der dena-Netzstudie III

Die Arbeitsgruppen setzten sich aus den in Board und Beirat vertretenen Institutionen zusammen, ergänzt durch weitere Akteure mit besonderer Expertise in dem jeweiligen Schwerpunktthema der Arbeitsgruppe. Folgende Institutionen waren an den Arbeitsgruppen beteiligt:

AG Schnittstelle: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Bayernwerk AG, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., BDI Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Deutsche Energie-Agentur (dena), ENSO Netz GmbH, e-dis, E.ON SE, Gasnetz Hamburg GmbH, Innogy SE, Netze BW GmbH, Schleswig-Holstein Netz, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, VDMA Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V., Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V., Stromnetz Hamburg GmbH, TEAG Thüringer Energie AG.

AG Innovation: Amprion GmbH, BDEW Bundesverband der

¹ Deutsche Energie-Agentur (dena) (2020)

Energie- und Wasserwirtschaft e.V., BDI Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Deutsche Energie-Agentur (dena), E.ON SE, EWE NETZ GmbH, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE), Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, Hitachi ABB Power Grids, Innogy SE, Netze BW GmbH, Siemens AG, Siemens Energy AG, Smart Wires Inc., Stromnetz Hamburg GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, VDMA Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V., Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V., Westnetz GmbH, ZVEI e.V.

AG Marktdesign: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Bayernwerk AG, BayWa r.e. renewable energy GmbH, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., BDI Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne), Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), Bündnis 90 / Die Grünen – Bundestagsfraktion, ENERTRAG AG, E.ON SE, EWE NETZ GmbH, Germanwatch e.V., Innogy SE, Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen,

Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Open Grid Europe GmbH, Siemens AG, Siemens Energy AG, Stadtwerke München GmbH, Stromnetz Hamburg GmbH, TEAG Thüringer Energie AG, TenneT TSO GmbH, Thyssengas GmbH, TransnetBW GmbH, VDMA Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V., Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V., WWF Deutschland

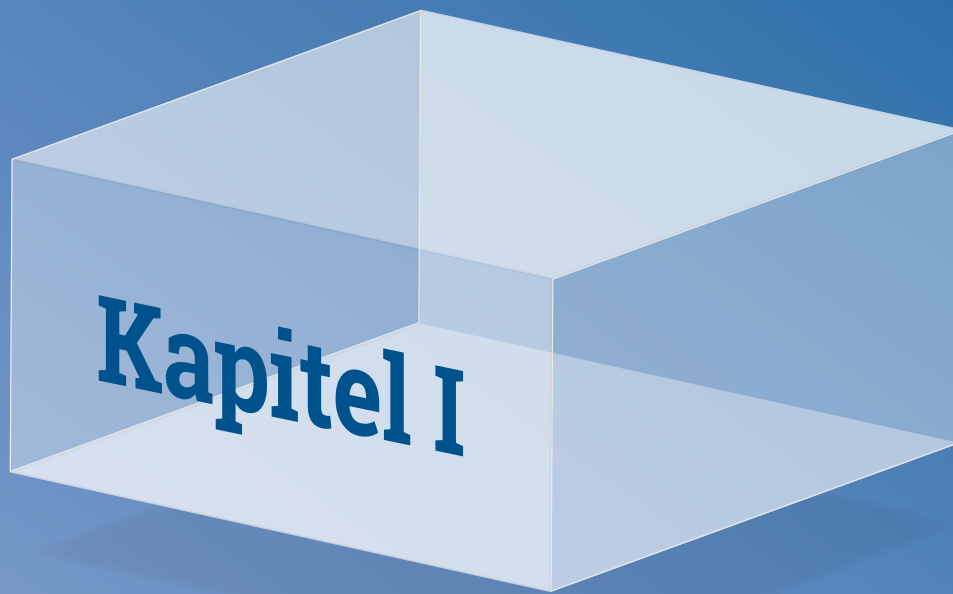
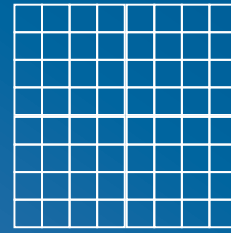
In den Arbeitsgruppen wurden die Inhalte durch fachliche Inputs der Teilnehmerinnen und Teilnehmer sowie die Diskussion mit Fachexpertinnen und -experten erarbeitet. Die Analysen der AG Marktdesign wurden außerdem unterstützt durch ein externes Gutachten der Jacobs University Bremen, das diesem Bericht als Anhang beigefügt ist.

Nach der Entwicklung der Methodik wurden Teile davon im Rahmen einer Pilotierung getestet. Für diese Pilotierung wurde eine Kooperation mit dem vom BMWi geförderten Projekt Langfristszenarien 3 eingegangen, was eine Vorabverwendung von Teilergebnissen der Langfristszenarien 3 im Projekt dena-Netzstudie III ermöglicht hat.² Die Ergebnisse der Pilotierung wurden in einem weiteren Zwischenbericht veröffentlicht.³ Der letzte Arbeitsschritt im Projekt waren die Überarbeitung der Methodik aufgrund der im Rahmen der Pilotierung gesammelten Erfahrungen sowie die Formulierung der finalen Empfehlungen für die Weiterentwicklung der Energieinfrastruktur. Dies geschah im Austausch mit Board und Beirat der dena-Netzstudie III. Alle Arbeitsschritte und eine zeitliche Einordnung sind in Abbildung 7 dargestellt.



Abbildung 7: Übersicht der Arbeitsschritte der dena-Netzstudie III

² <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php>
³ Deutsche Energie-Agentur (dena) (2021b)



**Status quo der
Energieinfrastrukturplanung
in Deutschland**



Der Aus- und Umbau der Energieinfrastrukturen ist entscheidend für das Erreichen der Klimaziele. Bevor dieser Bericht schwerpunktmäßig auf Möglichkeiten zur Weiterentwicklung der Energieinfrastrukturplanung eingeht, soll in diesem Kapitel dargestellt werden, welche zentralen Planungsprozesse es für leitungsgebundene Energieinfrastrukturen heute gibt und wie sie ablaufen. Kapitel 1.1 beschreibt die wesentlichen Energieplanungsprozesse in Deutschland und geht dabei auf den Netzentwicklungsplan Strom, den Netzentwicklungsplan Gas, die Übergangsregulierung zur Schaffung eines Wasserstofftransportnetzes, die Planungsprozesse für Strom- und Gasnetzausbau im Verteilnetz sowie lokale Planungsprozesse für Wärme ein.

Der Energieinfrastruktur-Planungsprozess auf europäischer Ebene wird in Kapitel 1.2 beschrieben. Außerdem geht Kapitel 1.2 auf Prozesse zur Energiesystemplanung in Dänemark und Frankreich ein. In Kapitel 1.3 wird der auf Basis der Stakeholderdiskussionen in der dena-Netzstudie III identifizierte Optimierungsbedarf der bestehenden Energieinfrastruktur-Planungsprozesse in Deutschland erläutert.

1.1. Bestehende und entstehende Energieinfrastruktur-Planungsprozesse in Deutschland

1.1.1. Stromnetzplanung für die Transportnetzebene

Der Prozess des Netzentwicklungsplans Strom (NEP Strom) ist gesetzlich nach § 12a–e EnWG umfassend geregelt. Die Aufgabe des NEP Strom ist es, das Stromübertragungsnetz bedarfsgerecht weiterzuentwickeln. Der NEP Strom basiert auf den Ergebnissen eines Szenariorahmens, der als erster Schritt im Prozess durch die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erstellt und von der Bundesnetzagentur (BNetzA) nach einer Konsultation bestätigt wird. Der Szenariorahmen bildet wahrscheinliche Entwicklungen hinsichtlich der zukünftigen Stromerzeugung und des Stromverbrauchs ab. Aufbauend darauf erstellen die ÜNB den ersten Entwurf des NEP Strom, der nach einer Konsultation von den ÜNB überarbeitet und als zweiter Entwurf veröffentlicht und an die BNetzA übergeben wird. Die BNetzA erstellt auf Grundlage des zweiten Entwurfs des NEP einen Umweltbericht und bestätigt nach einer weiteren Konsultation diejenigen Maßnahmen, die sie aufgrund der Prüfung für notwendig hält. Der Netzentwicklungsplan Strom erscheint alle zwei Jahre und der Szenariorahmen jeweils ein Jahr zuvor. Die BNetzA legt mindestens alle vier Jahre einen Entwurf des Bundesbedarfsplans vor, der die bestätigten Maßnahmen enthält und vom Bundestag als Bundesbedarfsplangesetz verabschiedet wird. Eine ausführliche Darstellung der Prozessphasen ist in Abbildung 8 zu sehen.

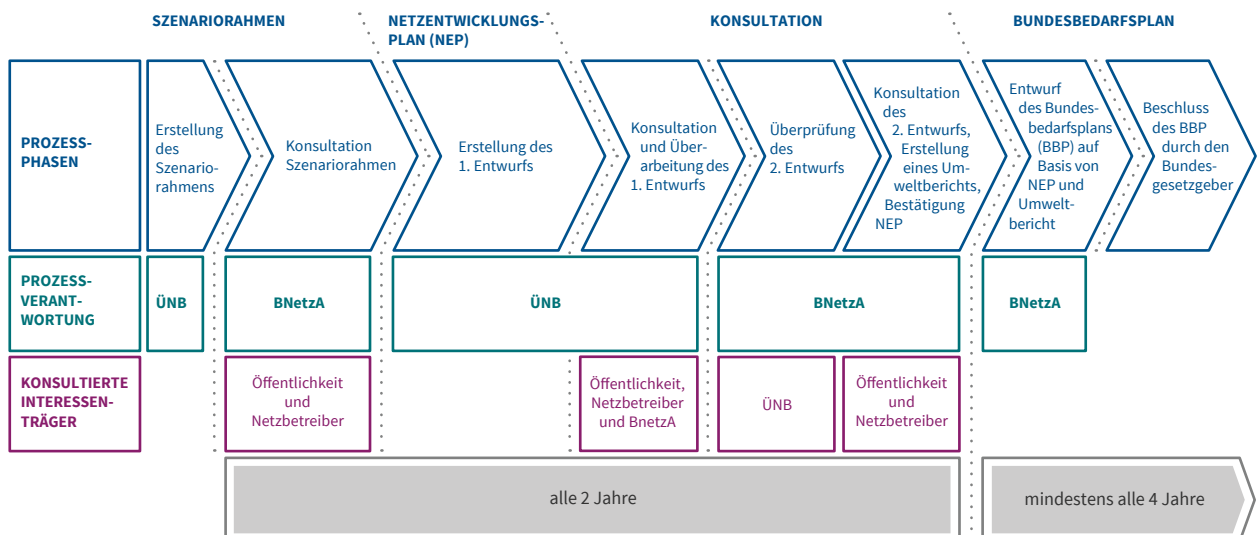


Abbildung 8: Prozessphasen der Netzentwicklungsplanung Strom⁴

⁴ www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklung/prozessphasen

Erstellung des Szenariorahmens

Der Szenariorahmen betrachtet durch einen Blick auf mehrere Szenarien die wahrscheinlichen Entwicklungen im deutschen und europäischen Energiesystem. Politische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Rahmenbedingungen legen dabei den Grundstein für Annahmen über die künftige Entwicklung und spannen den Umfang möglicher vor auszusehender Entwicklungen auf. Wesentlich sind insbesondere die energie- und klimapolitischen Ziele sowie die Entwicklung der erneuerbaren Energien, der konventionellen Erzeugung und des Verbrauchs. In der Vergangenheit wurde der Szenariorahmen mit einem Horizont von 10 bis 15 Jahren erstellt. Im nächsten Szenariorahmen soll der Zeithorizont jedoch noch einmal deutlich erweitert werden (siehe Abschnitt „Weiterentwicklungen im Rahmen des NEP Strom“). Eine Abgleichung mit dem NEP Gas erfolgt insbesondere durch die sogenannte Kraftwerkliste der BNetzA inklusive bekannter Stilllegungspläne und Neubauten aus dem NEP Gas.

Prozessschritte im Netzentwicklungsplan Strom

Für die Erstellung des NEP Strom gehen Daten und Annahmen des genehmigten Szenariorahmens in eine Marktsimulation ein. Mit ihr wird der europäische Strommarkt nachgebildet und die Szenarien aus dem Szenariorahmen für jede Stunde in den Zieljahren der Szenarien werden simuliert. So werden die Übertragungsbedarfe in den Szenarien festgestellt. Auf Basis der Ergebnisse der Marktsimulation wird eine Netzanalyse durchgeführt, die das Netz entsprechend den Anforderungen dimensioniert. Dabei wird untersucht, welche Netzengpässe in den Szenarien zu erwarten sind und welche Auswirkungen der Ausfall einer Leitung oder einer Anlage auf das Netz hätte (n-1-Fall). Im Rahmen der Netzanalyse werden dann Maßnahmen identifiziert, die diese Engpässe möglichst effizient und nachhaltig beheben und die n-1-Sicherheit einhalten. Die Identifikation der Maßnahmen geschieht anhand des sogenannten NOVA-Prinzips⁵ (Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau). Die so identifizierten Maßnahmen werden dann als erster Entwurf des NEP Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber zur Konsultation gestellt und auf Grundlage der Einreichungen in einem zweiten Entwurf überarbeitet. Er enthält nur sogenannte „No-Regret-Maßnahmen“, also Maßnahmen, die in allen Szenarien notwendig sind. Der zweite Entwurf wird von den ÜNB an die Bundesnetzagentur zur Bestätigung übergeben.

Bestätigung des NEP Strom und Umweltbericht

Im Rahmen der Bestätigung des NEP Strom führt die Bundesnetzagentur eine Strategische Umweltprüfung (SUP) durch. Darin werden die Netzausbauprojekte des zweiten Entwurfs auf ihre voraussichtlichen Umweltauswirkungen geprüft. Die Ergebnisse

werden in einem Umweltbericht veröffentlicht und dieser wird gemeinsam mit den vorläufigen Prüfergebnissen des zweiten Entwurfs des NEP zur Konsultation gestellt. Aufbauend darauf bestätigt die Bundesnetzagentur die Maßnahmen des NEP, die sie nach der Prüfung für energiewirtschaftlich notwendig hält.

Erstellung des Bundesbedarfsplans

Die Bundesnetzagentur legt der Bundesregierung mindestens alle vier Jahre einen Entwurf des Bundesbedarfsplans (BBP) vor. Dieser Entwurf besteht aus dem bestätigten Netzentwicklungsplan und dem Umweltbericht und listet die benötigten Leitungsvorhaben auf. Der Bundesbedarfsplan legt lediglich die Start- und Endpunkte der Leitungsvorhaben fest und zeigt somit keine konkreten Trassenverläufe auf. Im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) werden dann vom deutschen Bundestag die energie-wirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf der Infrastrukturmaßnahmen festgestellt.

Raumordnungsverfahren, Bundesfachplanung und Planfeststellungsverfahren

Das Raumordnungsverfahren wird für alle Vorhaben des Bundesbedarfsplans angewendet, die nur ein einzelnes Bundesland betreffen. Wird eine Landesgrenze überschritten, wird kein Raumordnungsverfahren, sondern eine Bundesfachplanung durchgeführt. Der Prozess startet mit einem Antrag der Übertragungsnetzbetreiber, die einen Korridor vorschlagen, innerhalb dessen die zukünftige Höchstspannungsleitung verlaufen soll. Der Korridor muss dabei die Interessen der Bürgerinnen und Bürger und des Naturschutzes sowie das Landschaftsbild berücksichtigen. Im Rahmen der Bundesfachplanung werden daher eine umfangreiche Raumverträglichkeitsstudie und eine erneute SUP erstellt und bei der BNetzA eingereicht. Die BNetzA entscheidet dann über den genauen Verlauf des Korridors. Der letzte Schritt des Planungsprozesses beinhaltet die konkrete Trassenplanung und findet im sogenannten Planfeststellungsverfahren statt. Auch bei diesem Schritt werden wieder umfangreiche Anträge mit den Plänen und Auswirkungen von den ÜNB eingereicht. Nach einer ausführlichen Erörterung und Konsultation wird die finale Entscheidung zur Trassenplanung von der BNetzA oder der zuständigen Landesbehörde getroffen. Bei der Umsetzung der beiden Verfahrensschritte Raumordnungsverfahren bzw. Bundesfachplanung und der darauf folgenden Planfeststellung sind heute zehn Jahre Verfahrensdauer durchaus üblich.

In einem Umsetzungsbericht legen die Übertragungsnetzbetreiber im Jahr nach der Erstellung des Netzentwicklungsplans den Umsetzungsstand der bestätigten Vorhaben dar. Im Falle von Verzögerungen müssen diese begründet werden.

⁵ Bei dem sogenannten NOVA-Prinzip wird geprüft, ob Engpässe auch durch Netzoptimierung behoben werden können.

Flächenentwicklungsplan und Offshore-Netzentwicklungsplan

Während der Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) als Planungsinstrument für Netzanbindungssysteme für Windenergieanlagen auf See diente und bis 2017 durch die ÜNB erstellt wurde, ist mit der ersten Veröffentlichung 2019 der Flächenentwicklungsplan (FEP) an seine Stelle getreten. Er wird durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) erstellt. Er stellt einen Planungs- und Ausschreibungsprozess dar, in den ein Teil des O-NEP neben dem Bundesfachplan Offshore aufgeht und der die Entwicklung und Flächenvoruntersuchungen für den Bau und Betrieb von Offshore-Windenergieanlagen vornimmt. Der NEP Strom weist nun im Wesentlichen die landseitigen Netzverknüpfungspunkte der Netzanbindungssysteme aus und übernimmt deren Fertigstellungszeitpunkte aus dem FEP. Die ÜNB planen die Anbindungsleitungen gemäß den Vorgaben aus NEP Strom und FEP.

Weiterentwicklungen im Rahmen des NEP Strom

Seit der Einführung der heute existierenden Netzentwicklungsplanung im Jahr 2012 wurden verschiedene Änderungen vorgenommen. Dazu gehören unter anderem die Erstellung in einem Zweijahresrhythmus (zuvor einjährig), die zusätzliche Erstellung eines Umsetzungsberichts zu den genehmigten Maßnahmen, die Einführung von neuen Szenarien und Szenarienhorizonten oder auch die Einbeziehung einer Kosten-Nutzen-Analyse mit entsprechenden Parametern für neue Interkonnektoren. Daneben werden Innovationen zur Optimierung des Bestandsnetzes und zur Veränderung der Betriebsführung explizit in der Modellierung und implizit durch die nicht vollständige Beseitigung von Engpässen, die in den Szenarien auftreten, berücksichtigt. Zu den berücksichtigten Optimierungsmaßnahmen gehören etwa das Freileitungsmonitoring, lastflussteuende Elemente wie Phasenschiebertransformatoren oder auch der Einsatz von Netzboostern. Das Potenzial und die Herausforderungen einer höheren Auslastung wurden für das BMWi im Rahmen der sogenannten Netzbetriebsmittelstudie⁶ untersucht. Beim aktuellen Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2022 haben die ÜNB außerdem den Zeithorizont des Langfristszenarios deutlich erweitert und blicken auch auf das Jahr 2045.

Dadurch können Rückschlüsse auf den noch nötigen Netzausbau auf dem Weg zu einem vollständig dekarbonisiertem Energiesystem gezogen werden. Der Bedarf, die Netzinfrastruktur eines dekarbonisierten Energiesystems genauer zu betrachten und daraus Rückschlüsse für die Infrastrukturplanung zu ziehen, wird zudem durch den aktuellen Koalitionsvertrag verdeutlicht. Darin werden BNetzA und Netzbetreiber dazu aufgefordert, „einen über die aktuellen Netzentwicklungsplanungen hinausgehenden Plan für ein Klimaneutralitätsnetz zu berechnen und den Bundesbedarfsplan entsprechend fortzuschreiben“.⁷

1.1.2. Stromnetzausbauplanung für die Hochspannungsebene

Aktuelle Umsetzung

Abseits des Netzentwicklungsplan-Prozesses auf Übertragungsebene bestand in der Vergangenheit für Stromnetzbetreiber in der 110-kV-Hochspannungsebene die Vorgabe zur jährlichen Durchführung einer Netzausbauplanung gemäß § 14 Abs. 1b EnWG. Als Ergebnis sind Netzkarten zu veröffentlichen, in denen die Engpassregionen des Netzes sichtbar werden. Zusätzlich sind die jeweiligen Planungsgrundlagen für die Entwicklung von Ein- und Ausspeisungen darzulegen. Der Betrachtungshorizont ist auf zehn Jahre festgelegt. Darüber hinaus müssen die für die nächsten fünf Jahre konkret geplanten Maßnahmen als Projekte vorgelegt und die für die darauffolgenden fünf Jahre potenziell vorgesehenen Maßnahmen in einer Grobplanung veröffentlicht werden. Je niedriger die Spannungsebene, desto schneller können in der Regel die Infrastrukturmaßnahmen umgesetzt werden, darüber hinaus reduziert sich die Anzahl der beteiligten Akteure, die für die Abstimmung und Entscheidung notwendig sind. Während in der Höchst- und Hochspannung vor allem Erzeugungs- und Lastszenarien berücksichtigt werden, sind es in den niedrigeren Spannungsebenen vor allem kurzfristige und bedarfsorientierte Anmeldungen von neuen Anlagen. Eine genauere Differenzierung der Planungsgrundlagen in den jeweiligen Spannungsebenen ist in Tabelle 1 zu sehen.

⁶ Moser et al. (2021)

⁷ SPD, Bündnis 90 / Die Grünen, FDP (2021), S. 60

	Planungsbasis	Umsetzungszeitraum	Planungsweite	Notwendige Abstimmung/Entscheidung
ÜNB (220 bis 380 kV) Höchstspannung	Deutschlandweite Erzeugungs- und Lastszenarien	5 bis 15 Jahre	Trassenplanung innerhalb des Bundeslandes Kabel/ Freileitung Ersatz/Verstärkung	Landesministerien, regionale Planungsämter, Kommunen, Bürgermeister, BNetzA
VNB (60 bis 110 kV) Hochspannung	Erzeugungs-/Lastszenarien, konkrete Anmeldung von PV- und Windanlagen	Grobplanung = 10 Jahre Projektplanung = 1 bis 5 Jahre	Trassenplanung innerhalb des Bundeslandes Kabel/ Freileitung Ersatz/Verstärkung	Landesministerien, regionale Planungsämter, Kommunen, Bürgermeister, BNetzA
VNB (10 bis 30 kV) Mittelspannung	Kurzfristige konkrete Anmeldung von PV- und Windanlagen	0,5 bis 1 Jahr	Kabel, teilweise Freileitung	Kommunen, regionale und kommunale Planungsämter, BNetzA
VNB (< 1 kV) Niederspannung	Sehr kurzfristige konkrete Anmeldung von PV-Anlagen	3 bis 12 Monate	Kabel, teilweise Freileitung	Kommunen, kommunale Planungsämter

Tabelle 1: Planung in den unterschiedlichen Spannungsebenen⁸

Das Gesetz gibt noch kein national einheitlich geregeltes Verfahren vor, sondern ermöglicht eine individuelle Umsetzung der jeweiligen Hochspannungsnetzbetreiber. Während die meisten Hochspannungsnetzbetreiber jährlich ihre Planung einzeln veröffentlichen, publizieren diejenigen der Regelzone von 50 Hertz im Osten Deutschlands ihre Ergebnisse seit 2013 zusammen in einem *gemeinsamen Netzausbauplan*.⁹ Darin werden abgestimmte Planungsgrundsätze genutzt. Aus diesem Prozess lässt sich ein Grundgerüst des Planungsprozesses für die Hochspannungsebene extrahieren.

Neue Veröffentlichungspflichten für Verteilnetzbetreiber nach § 14d EnWG

Im Juni 2021 wurde vom Gesetzgeber beschlossen, dass Verteilnetzbetreiber zukünftig alle zwei Jahre Netzausbaupläne (NAP) vorlegen, die mit den benachbarten Netzbetreibern für sogenannte Planungsregionen entwickelt werden. Von dieser Veröffentlichungspflicht betroffen sind alle Netzbetreiber, die mittelbar und unmittelbar mehr als 100.000 angeschlossene Kunden haben, und Netzbetreiber, die die Stromerzeugung der im Netz angeschlossenen Anlagen im letzten Jahr um mehr als 5 Prozent gekürzt haben. Um den regionalen Austausch zu stärken, sollen Verteilnetzbetreiber Deutschland in geografisch abgrenzbare und räumlich zusammenhängende Gebiete (Planungsregion) aufgeteilt werden. § 14d EnWG sagt dazu: „Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen einer Planungsregion stimmen unter Einbeziehung der Übertragungsnetzbetreiber ein Regionalszenario ab, welches gemeinsame Grundlage der jeweiligen Netzausbaupläne der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen in der Planungsregion ist.“ Der Netzausbauplan sollte nach § 14d EnWG zudem folgende Angaben enthalten:

1. Netzkarten des Hochspannungsnetzes und der Umspannstationen auf Mittelspannung mit den Engpassregionen des jeweiligen Netzes
2. Planungsgrundlagen einschließlich gesonderter Angaben zum Anschluss neuer dezentraler Erzeugungskapazitäten sowie von Lasten und Ladepunkten für Elektrofahrzeuge für die in den nächsten fünf Jahren, im Hochspannungsnetz in den nächsten zehn Jahren zu erwartenden Ein- und Auspeisungen
3. Geplante Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen, insbesondere diejenigen Maßnahmen, für die die notwendigen öffentlich-rechtlichen Planungs- oder Genehmigungsverfahren bereits eingeleitet wurden. Dabei ist zusätzlich anzugeben, ob und zu welchem Zeitpunkt durch den Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes bereits Investitionsentscheidungen bezüglich dieser Maßnahmen getroffen wurden und bis zu welchem Zeitpunkt der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes von der tatsächlichen Durchführung einer Maßnahme ausgeht.
4. Detaillierte Darlegung der engpassbehafteten Leitungsabschnitte und der jeweilig geplanten Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen
5. Bedarf an nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen und geplante Deckung des Bedarfs
6. Umfang, in dem von dem Instrument der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG Gebrauch gemacht werden soll

⁸ Basierend auf Nykamp und Hermes (2019)

⁹ <https://www.arge-fnb-ost.de/arbeitsfelder/netzausbauplan>

Die Planungsregionen werden aktuell in einem Prozess des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) zusammen mit den Netzbetreibern definiert. Die Regulierungsbehörde kann die Aufnahme eines Verteilnetzbetreibers in eine Planungsregion zudem nachträglich anordnen. Im Rahmen der BMWi-Studie „Planung von Verteilnetzen der Zukunft (VN-Zukunft)“ sollen zudem unterstützend Vorschläge zur Abgrenzung der Planungsregionen identifiziert und es soll eine mögliche Einteilung Deutschlands in Planungsregionen vorgeschlagen werden.

1.1.3. Gasnetzplanung für die Transportnetzebene

Die Entwicklung der nationalen Gasfernleitungsnetze basiert auf dem Szenariorahmen und dem Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas). Gesetzlich ist der NEP Gas in § 15a EnWG geregelt und muss alle wirksamen Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung oder zum Ausbau des Fernleitungsnetzes in den nächsten zehn Jahren identifizieren. Aufgrund der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNZV) bestimmt der NEP Gas außerdem die Anforderungen für die Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs, der Kapazitätsreservierung und des Kapazitätsausbauanspruchs für Speicher-, LNG- und Produktionsanlagen sowie den Kapazitätsbedarf an Gaskraftwerken.

Die Maßnahmen des NEP Gas müssen sich am Gasbedarf orientieren oder für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sein, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Daher führen die Gasnetzbetreiber auch eine Bedarfsabfrage (bottom-up) für ihre Szenarien durch, während die Szenarien des NEP Strom top-down aus Zielvorgaben der Regierung abgeleitet sind. Der NEP Gas enthält einen Zeitplan für die Umsetzung der Maßnahmen. Außerdem ist im NEP Gas der EU-weite Netzentwicklungsplan der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 zu berücksichtigen.

Verfahren und Akteure im NEP Gas

Der NEP Gas wird von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) gemeinsam erarbeitet. Der Planungsprozess erfolgt in einem rollierenden Verfahren mit einem Zweijahresrhythmus und umfasst mehrere öffentliche Konsultationen. Die FNB erstellen den Szenariorahmen, den NEP Gas und den Umsetzungsbericht. Die Aufgabe der BNetzA besteht darin, den Szenariorahmen und den NEP Gas zu genehmigen. Vor der Genehmigung des endgültigen NEP Gas kann die BNetzA Änderungen verlangen.

In einem ersten Schritt konsultieren die FNB die Öffentlichkeit und die nachgelagerten Verteilnetzbetreiber zum Entwurf eines Szenariorahmens. Nach Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung und möglicher Änderungen wird der Entwurf an die BNetzA weitergeleitet, die zusätzliche Änderungen verlangen kann. Nachdem der Szenariorahmen bestätigt wurde, erstellen die FNB einen Entwurf des NEP Gas, den sie daraufhin zur Konsultation stellen. Analog zum Verfahren im Szenariorahmen wird der überarbeitete Entwurf daraufhin der BNetzA vorgelegt, die ihn dann ebenfalls zur Konsultation stellt. Die Ergebnisse der Konsultation und Änderungsverlangen werden veröffentlicht, bevor die Fernleitungsnetzbetreiber die finale Fassung des NEP Gas veröffentlichen.

Ein Umsetzungsbericht muss entsprechend § 15b EnWG für jeden NEP Gas erstellt und der BNetzA vorgelegt werden. Er muss über alle laufenden Maßnahmen berichten und etwaige Abweichungen begründen. Nach der Prüfung durch die BNetzA wird auch der Umsetzungsbericht zur Konsultation gestellt. Sich daraus ergebende Aspekte können dann grundsätzlich im nachfolgenden NEP Gas berücksichtigt werden.

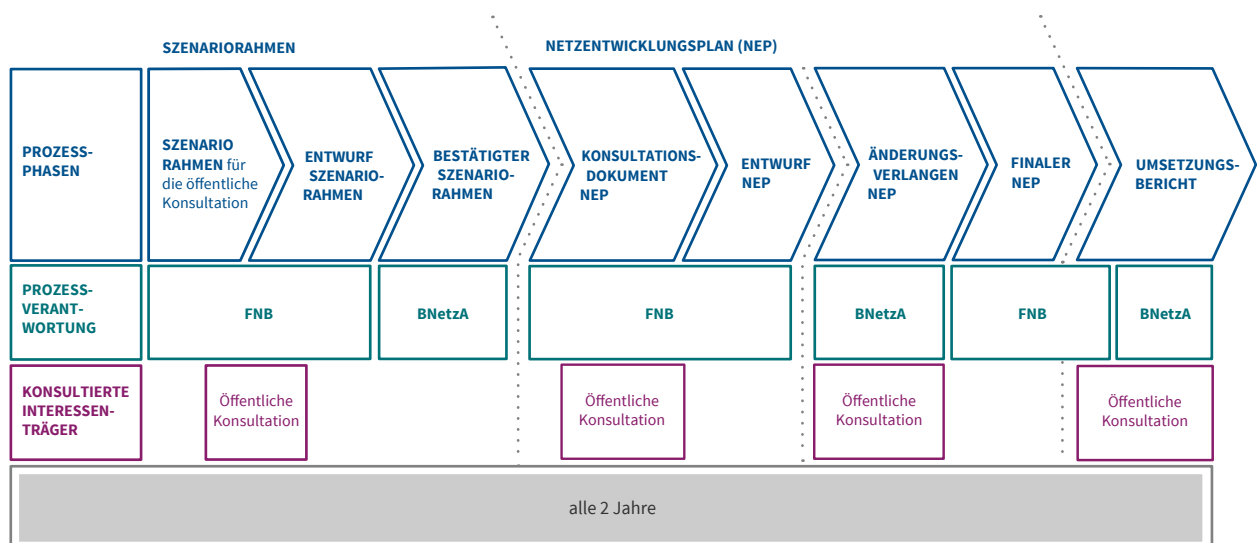


Abbildung 9: NEP Gas – Planungsprozess und Akteure¹⁰

¹⁰ <https://fnb-gas.de/netzentwicklungsplaene/verfahren/>

Das beschriebene Verfahren, das in Abbildung 9 dargestellt ist, muss mindestens alle vier Jahre durchgeführt werden. Dazwischen ist ein vereinfachtes Verfahren zulässig, bei dem entweder der Szenariorahmen oder der NEP öffentlich konsultiert werden muss.

Erstellung des Szenariorahmens und des NEP Gas

Analog zum NEP Strom basiert der NEP Gas auf der Erstellung eines Szenariorahmens und bildet damit die wahrscheinliche Entwicklung des Gasbedarfs, des Gasaufkommens und des Austauschs mit den Nachbarländern ab. Dabei spielen auch grundsätzliche Aspekte wie etwa die Bevölkerungs- oder Verbrauchssektorenentwicklung eine Rolle, die auch im NEP Strom berücksichtigt werden. Der Szenariorahmen betrachtet zwei Szenarien für die Entwicklung des Gasbedarfs. Für die Wahl der Gasbedarfsszenarien werden zunächst eine Vielzahl von Studien in Betracht gezogen, die jeweils vor dem Hintergrund nationaler und europäischer Energie- und Klimapolitik entstanden sind. Sie unterscheiden sich in ihren Aussagen stark, abhängig unter anderem von Annahmen zum Bedarf in den Sektoren Industrie und Verkehr sowie zu Effizienzsteigerungen oder Substitutionen. Aus der Vielzahl dieser Szenarien werden letztlich zwei ausgewählt und detailliert betrachtet.

Die Ermittlung des Gasbedarfs im Umwandlungssektor erfolgt unter Berücksichtigung einer Liste der BNetzA zum aktuellen Kraftwerksbestand sowie zu dem vorgesehenen Zu- und Rückbau von Kraftwerken. Zusätzlich werden die den FNB vorliegenden Kapazitätsreservierungen und Kapazitätserweiterungsansprüche berücksichtigt. Außerdem werden die Erkenntnisse über die Entwicklung der erneuerbaren Energien aus dem Szenariorahmen zum NEP Strom verwendet.

Prozesse zur Identifikation eines H2-Startnetzes und Diskussionen um einen Netzentwicklungsplan Wasserstoff

Eine geeignete Infrastruktur zur Verbindung von Angebot und Nachfrage ist eine Voraussetzung für die Entwicklung einer nationalen und europäischen Wasserstoffwirtschaft. Die Bundesregierung hat im Juni 2020 mit der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) bereits die strategischen Ziele für die Rolle von Wasserstoff festgelegt. Eine Maßnahme der NWS fordert, die Potenziale bestehender Infrastrukturen – soweit benötigt – nach Möglichkeit zu nutzen und – wenn nötig – den Aufbau neuer Versorgungsstrukturen anzustoßen. Außerdem wird gefordert, dass die für den Auf- und Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur erforderlichen regulatorischen Grundlagen zügig in Angriff genommen werden. Von der BNetzA wurde daraufhin eine Marktkonsultation über die Regulierung von Wasserstoffnetzen durchgeführt und somit die Basis für die Entwicklung einer nationalen Regulierung gelegt.

Der nächste Schritt war die Ausarbeitung einer gesetzlichen Grundlage zur Regelung von reinen Wasserstoffnetzen, um den notwendigen Rahmen für die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur zu schaffen. Hierfür hat die Bundesregierung im Februar 2021 einen Gesetzentwurf zur Novellierung des EnWG vorgelegt, den der Bundestag im Juni 2021 beschlossen hat. Die EnWG-Novelle legt unter anderem Definitionen für Wasserstoff, Wasserstoffnetze und Wasserstoffspeicher fest, führt eine Opt-in-Regulierung für bestehende und künftige Netzbetreiber ein und befasst sich mit Netzzugang, Entgeltgestaltung, Entflechtung, Ad-hoc-Bedarfsprüfung und Umstellung von Erdgasleitungen zum Zwecke des Transports von Wasserstoff. Außerdem wurde im November 2021 eine Verordnung zu Wasserstoffnetzentgelten (H2-NEV) erlassen.

Der Aufbau des nationalen Rechtsrahmens für Wasserstoffnetze ist in Abbildung 10 dargestellt. Er ist als Übergangslösung gedacht, bis auf EU-Ebene der gerade in Arbeit befindliche Rechtsrahmen beschlossen wird.

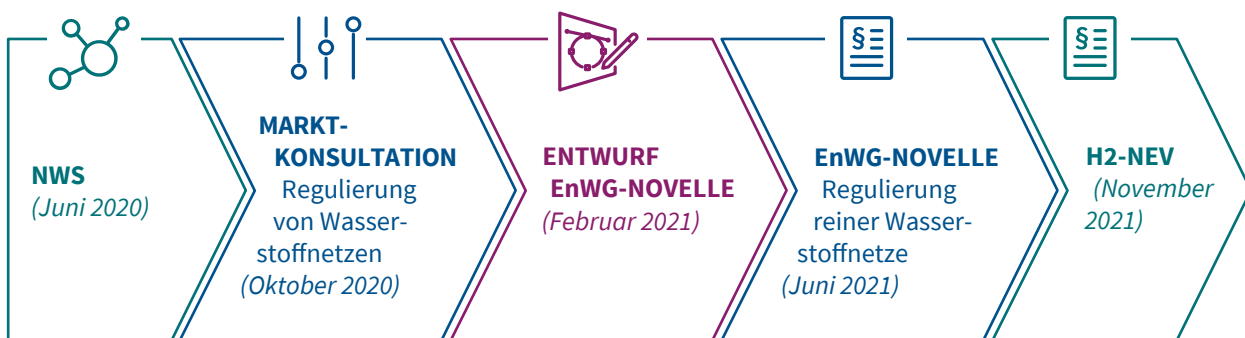


Abbildung 10: Der Aufbau des nationalen Rechtsrahmens für Wasserstoffnetze

Die Übergangsvorschriften für Wasserstoffnetze schreiben keinen NEP Wasserstoff vor, sondern legen einen flexiblen Ansatz für die Entwicklung der ersten Wasserstoffpipelines fest. Laut § 28p EnWG können die Wasserstoffnetzbetreiber¹¹ eine Ad-hoc-Bedarfsprüfung von einzelnen Infrastrukturvorhaben bei der BNetzA beantragen. Die Grundlage für die Entscheidung über den Antrag auf Basis des nationalen Rechtsrahmens für Wasserstoffnetze ist in Abbildung 11 dargestellt. Handelt es sich um eine mögliche Umstellung von vorhandener Erdgasinfrastruktur, müssen in einem ersten Schritt zwangsläufig die technische Machbarkeit und die Möglichkeit einer Ausgliederung dieser Infrastruktur an das Fernleitungsnetz geprüft werden. In jedem Fall, also auch bei Neubau von Wasserstoffinfrastrukturen, ist in diesem Rahmen ein Nachweis der Bedarfsgerechtigkeit zu erbringen. Der Nachweis der Bedarfsgerechtigkeit muss folgende Punkte adressieren: abgestimmter Realisierungsfahrplan zwischen Netznutzer und Netzbetreiber, energiewirtschaftliche Notwendigkeit, Förderbescheid nach den Förderkriterien der NWS oder Infrastruktur für die Offshore-Wasserstoffherzeugung nach § 3 Nr. 8 des Windenergie-auf-See-Gesetzes.

Zukünftige Schritte beim Aufbau eines Wasserstoffnetzes

Die im EnWG vorgeschriebenen Übergangsregelungen legen die vorbereitenden Schritte für eine Netzentwicklungsplanung Wasserstoff (NEP Wasserstoff) fest. Die Wasserstoffnetzbetreiber¹² und die FNB sind aufgefordert, gemeinsam entsprechend § 28q

EnWG einen Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung eines zukünftigen Planungsprozesses für Wasserstofftransportnetze mit dem Zieljahr 2035 zu erstellen und der BNetzA vorzulegen.

Dieser Bericht muss erstmals drei Monate nach Vorlage des NEP Gas im Jahr 2022, spätestens jedoch am 1. September 2022 vorgelegt werden. Er umfasst mögliche Kriterien zur Berücksichtigung von Wasserstoffprojekten sowie Anforderungen zur Ermittlung von Ausbaumaßnahmen. Die Kriterien berücksichtigen die zukünftige Bestimmung von Standorten für Power-to-Gas-Anlagen sowie Aufkommensquellen und Abnahmeregionen für Wasserstoff wie auch Wasserstoffspeichereinrichtungen. In dem Bericht soll auch auf etwaige Wechselwirkungen und Schnittstellen mit dem NEP Gas einschließlich der notwendigen Umrüstung von Erdgasleitungen sowie auf etwaige Wechselwirkungen und Schnittstellen mit dem NEP Strom der ÜNB eingegangen werden.

Die BNetzA kann auf der Grundlage des Berichts Empfehlungen für die rechtliche Implementierung eines verbindlichen NEP Wasserstoff abgeben. Darauf aufbauend entwickelt das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz gemäß § 112b Abs. 1 EnWG bis zum 31. Dezember 2022 ein Konzept zum weiteren Aufbau des deutschen Wasserstoffnetzes. Das Konzept soll die EU-Rechtsgrundlagen und den Rechtsrahmen für die gemeinsame Regulierung und Finanzierung von Gas- und Wasserstoffnetzen, einschließlich einer schrittweisen integrierten Systemplanung, berücksichtigen.

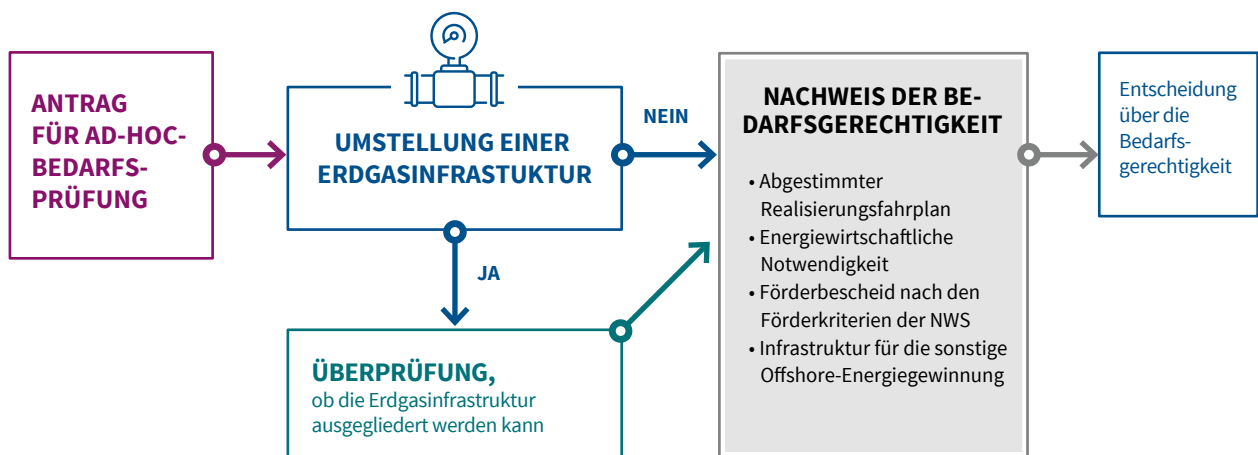


Abbildung 11: Ad-hoc-Bedarfsprüfung für Wasserstoffnetzinfrastruktur

¹¹ Wasserstoffnetzbetreiber, die sich der Regulierung unterwerfen bzw. die eine Erklärung nach § 28j Absatz 3 EnWG abgegeben haben

¹² Wasserstoffnetzbetreiber, die sich der Regulierung unterwerfen bzw. die eine Erklärung nach § 28j EnWG Absatz 3 abgegeben haben. Betreiber von Wasserstoffnetzen, die keine Regulierung ausgewählt haben, sind verpflichtet, in dem Umfang zusammenzuarbeiten, insbesondere die erforderlichen Informationen unverzüglich zur Verfügung zu stellen.

1.1.4. Netzausbauplanung Gas im Verteilnetz

In Deutschland sind 704 Unternehmen als Verteilnetzbetreiber Gas (VNB Gas) tätig und verteilen jährlich 761,1 TWh Gas über ein 522.000 Kilometer langes Netz an die Endkunden. Es gibt keinen gemeinsamen Rahmen für die Entwicklung der Gasverteilnetze, aber die VNB Gas melden der BNetzA verschiedene Daten im Rahmen ihres Monitorings.

Außerdem sind die VNB Gas entsprechend § 15a (4) EnWG verpflichtet, mit den FNB in dem Umfang zusammenzuarbeiten, der erforderlich ist, um eine sachgerechte Erstellung des NEP Gas zu gewährleisten, insbesondere die für die Erstellung des Netzentwicklungsplans erforderlichen Informationen unverzüglich zur Verfügung zu stellen.

Im Rahmen des Szenariorahmens des NEP Gas wird für die Modellierungen der Kapazitätsbedarf der nachgelagerten VNB Gas berücksichtigt. Die grundsätzliche Vorgehensweise zur Ermittlung des Kapazitätsbedarfs der VNB Gas umfasst einen Startwert (interne Bestellungen für das erste Jahr eines Zeitraums von 10 Jahren), eine plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB gemäß § 16 der Kooperationsvereinbarung bis einschließlich 2027 und die konstante Fortschreibung bis zum Ende des 10-Jahres-Zeitraums.

1.1.5. Lokale Planungsprozesse für Wärme

Die Wärmeplanung wird derzeit als wichtiges Instrument gesehen, die Dekarbonisierung des Wärmesektors voranzutreiben. Die Bundesregierung beabsichtigt, mit der Einrichtung eines Kompetenzzentrums kommunale Wärmeplanung in Halle an der Saale eine zentrale Anlaufstelle für Kommunen und weitere Beteiligte zu schaffen. Im Koalitionsvertrag¹³ werden als Ziel „eine flächendeckende kommunale Wärmeplanung“ und der Ausbau der Wärmenetze genannt. Seit Oktober 2020 ist die kommunale Wärmeplanung in Baden-Württemberg als erstem Bundesland durch das Landesklimaschutzgesetz verpflichtend für Kommunen mit mehr als 20.000 Einwohnern vorgeschrieben. Ein mit Blick auf die Wärmeplanung vergleichbarer Gesetzentwurf wurde von der Landesregierung Schleswig-Holstein in das Gesetzgebungsverfahren eingebracht.

Die Bundesländer Hamburg und Berlin haben sich mit ihrem Klimaschutz- bzw. Energiewendegesetz ebenfalls zur Erstellung eines Wärmekatasters und zur Wärmeplanung verpflichtet, zusätzlich ist dort für die Betreiber von Wärmenetzen die Erstellung von Dekarbonisierungsfahrplänen vorgeschrieben.

Im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung werden zum einen die Bedarfe im Bestand erhoben, die sich aus den Haushaltswärmebedarfen sowie den Bedarfen weiterer Wärmeabnehmer aus Gewerbe, Handel und Dienstleistung zusammensetzen. In einem zweiten Schritt werden Potenziale von erneuerbaren Energiequellen und von Quellen nicht vermeidbarer Abwärme sowie Energieeffizienzpotenziale erfasst. Die Darstellung erfolgt als räumliche Verortung der Quellen und Senken. Darauf aufbauend werden Szenarien zur Erreichung der Klimaziele entwickelt und Maßnahmen zur Zielerreichung definiert. In Baden-Württemberg müssen die betroffenen Kommunen innerhalb von fünf Jahren mit der Umsetzung von mindestens fünf Maßnahmen beginnen. Der Wärmeplan wird zudem regelmäßig aktualisiert. In Berlin und Hamburg erfolgt die Erfassung des Gebäudebestands adressscharf, neben den Wärmebedarfen sollen dort zusätzlich die realen Wärmeverbräuche erfasst werden.

In den Landesklimaschutzgesetzen von Hamburg und Berlin sind zudem Wärmeversorgungsunternehmen verpflichtet, für ihre Wärmenetze einen Dekarbonisierungsfahrplan vorzulegen. Dieser Plan soll beschreiben, wie eine klimaneutrale Wärmeversorgung erreicht werden kann. Da das Gesetz in Hamburg bereits im letzten Jahr in Kraft getreten ist, wird dort das Zieljahr 2050 genannt, in Berlin sollen Dekarbonisierungsfahrpläne eine „CO₂-freie Wärmeversorgung“ für den Zeitraum 2040 bis 2045 darstellen. In beiden Fällen werden Vorgaben für das Jahr 2030 als Stützjahr festgelegt. Die so erstellten Dekarbonisierungsfahrpläne werden der zuständigen Landesbehörde durch die Wärmenetzbetreiber vorgelegt. In der derzeit in Abstimmung befindlichen Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) ist das Instrument des Transformationsplans für Bestandsnetze vorgesehen und soll dort auch gefördert werden. Wie in dem Vorgehen zur Wärmeplanung beschrieben, sollen Transformationspläne auch den Bedarf und die Potenziale erneuerbarer Energieträger inklusive Abwärmepotenzialen des Wärmenetzes räumlich darstellen. Dabei bezieht sich die Untersuchung zunächst auf das bereits bestehende Wärmenetz, für Neubauvorhaben sind entsprechend Machbarkeitsstudien vorgesehen. Hinzu kommen Potenziale von thermischen Abfallbehandlungsanlagen, kurzfristigen und saisonalen Speichern sowie Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen unter Berücksichtigung des Ziels der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045.

¹³ SPD, Bündnis 90 / Die Grünen, FDP (2021)

1.2. Energieinfrastrukturplanung in Europa

1.2.1. Der TYNDP-Prozess

Neben den nationalen Planungsprozessen findet auf europäischer Ebene im European Network of Transmission System Operators (ENTSO) eine internationale Netzplanung statt, die auch Rückwirkungen auf die nationale Planung der einzelnen Mitgliedsländer hat. Gemäß den europäischen Verordnungen 2019/943 und 715/2009 gehört zu den Hauptaufgaben von ENTSO-E (Elektrizität) und ENTSO-G (Gas) jeweils die Entwicklung eines Ten-Year Network Development Plan (TYNDP). Dieser ist ein gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan im zweijährigen Rhythmus, der auch auf Grundlage der nationalen Netzentwicklungspläne erstellt wird.

Der TYNDP besteht aus vier Prozessstufen (siehe Abbildung 12). Zunächst werden verschiedene Szenarien zur Zukunft des europäischen Strom- und Gasnetzes gebildet. Dazu werden sogenannte „Storylines“ mit Annahmen zu Faktoren wie Klimaambitionen, Triebfedern der Energiewende (z.B. zentral/dezentral oder Energieautarkie/Energieimporte), Energieintensität und Technologien gebildet, die anschließend durch Modellierung in Szenarien umgewandelt werden. Diese Szenarien werden seit 2018 von ENTSO-E und ENTSO-G gemeinsam gebildet. Im zweiten Schritt werden die Auswirkungen der einzelnen Szenarien auf die Energiemärkte analysiert, um anschließend die erforderlichen Investitionen in den Netzausbau bzw. die Netzoptimierung im europäischen Kontext zu ermitteln. Der dritte Schritt besteht aus der Sammlung von Gas- und Stromprojekten, die in der Lage sind, grenzüberschreitend die Versorgungssicherheit und die Integration des europäischen Energiemarktes zu unterstützen, indem

sie etwaige Infrastrukturlücken im Sinne der ausgearbeiteten Szenarien schließen. Diese Projekte werden von Vorhabenträgern eingereicht. Im letzten Schritt werden diese Projekte dann einer Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen. 2020 wurde dabei der Zeithorizont für die gesammelten Projekte erweitert: Zum ersten Mal konnten auch Projekte vorgeschlagen werden, die langfristig angelegt sind und deren Inbetriebnahme erst nach 2035 erfolgen soll. Der beschriebene Prozess läuft nach Szenarioerstellung bei beiden ENTSOs identisch, aber parallel ab und mündet in der Erstellung von zwei TYNDPs, jeweils für den Strom- und für den Gassektor.

In Abbildung 12 ist der Ablauf des TYNDP Prozesses abgebildet. Die Szenarien des TYNDP 2022 befinden sich derzeit in der Phase der Stakeholderkonsultation. Die finalisierten Szenarien werden Anfang 2022 erwartet. Sie stützen sich weitgehend auf die Szenarien des TYNDP 2020. Veränderungen sind vor allem in der Trennschärfe und genaueren Ausarbeitung zu erkennen (eine detaillierte Beschreibung des Szenarioprozesses und der Szenarien selbst findet sich in Kapitel 1.2.2).

Beide ENTSOs führen während der Vorbereitung der TYNDPs umfangreiche Konsultationsprozesse durch. Diese finden jeweils nach den Entwürfen der Storylines, der Szenarien sowie des TYNDP selbst statt. Im TYNDP-2022-Prozess wird erstmalig auch die KNA-Methode (Kosten-Nutzen-Analyse) konsultiert. Nach europäischen Vorgaben müssen die Konsultationen frühzeitig, offen und transparent unter Beteiligung aller relevanten Marktteilnehmer, der nationalen Regulierungsbehörden und anderer nationaler Behörden sowie der Liefer- und Erzeugungs- oder Produktionsunternehmen stattfinden.

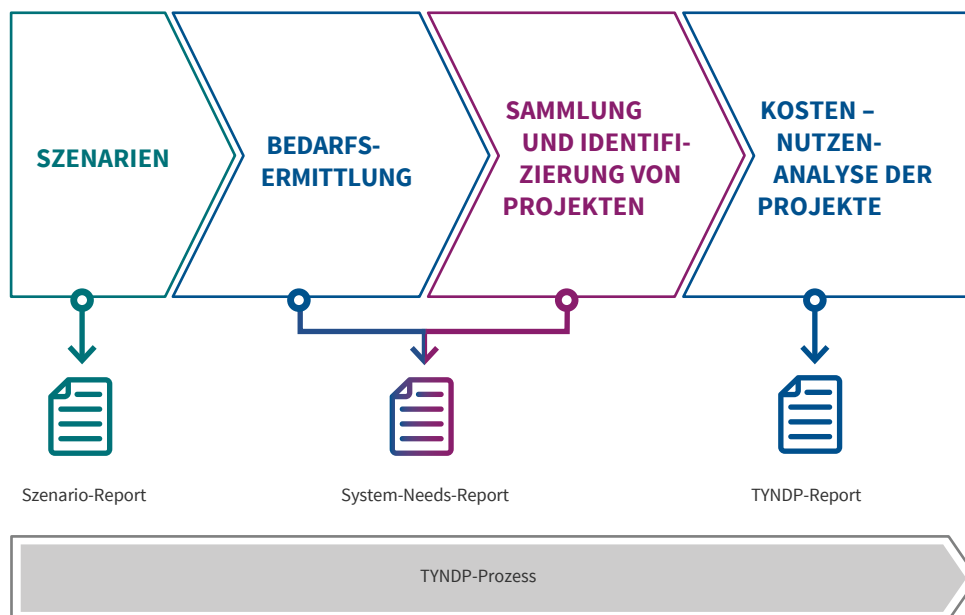


Abbildung 12: Prozess des TYNDP¹⁴

14 ENTSO-E (2021)

ACER, der TYNDP und die nationalen Netzentwicklungspläne

Im Gegensatz zu den nationalen Entwicklungsplänen ist der TYNDP rechtlich nicht bindend, lediglich seine Veröffentlichung ist gesetzlich vorgeschrieben. Hauptzweck des Plans ist, die Transparenz des EU-Stromübertragungsnetzes zu gewährleisten. Allerdings ist die Kompatibilität zwischen den nationalen Plänen und dem TYNDP sehr wichtig. Gemäß EU-Verordnung 2019/943 muss der TYNDP auf den nationalen Entwicklungsplänen aufbauen. Dies ist im Szenario „National Trends“ abgebildet. Gleichzeitig verlangen viele nationale Regulierungsbehörden, dass die nationalen Pläne mit dem neuesten TYNDP kompatibel sind. Deutschland hat seit dem NEP 2030 (2017) den gleichen Zeithorizont wie der TYNDP gewählt, wodurch eine bessere Verzahnung ermöglicht wird.

Auf europäischer Ebene ist die europäische Regulierungsbehörde ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) für die Überwachung verantwortlich. Ihr fällt die Aufgabe zu, die Kohärenz der nationalen zehnjährigen Netzentwicklungspläne mit dem EU-weiten Netzentwicklungsplan zu bewerten. Treten dabei Unstimmigkeiten auf, schlägt ACER erforderliche Änderungen an beiden Plänen vor. Diese Bewertung findet alle zwei Jahre statt, zuletzt im Dezember 2020 (Gas¹⁵) bzw. im Juli 2021 (Strom¹⁶), jeweils im Vergleich mit dem TYNDP 2020. ACER untersuchte die Strom- und Gasnetzpläne unter anderem auf Kohärenz mit anderen nationalen Plänen, Konsistenzchecks mit dem TYNDP, Entflechtungsmodelle (Gas), Transparenz und Beteiligung sowie die zugrunde liegende Methodik. Neu in dieser ACER-Überprüfung ist eine Analyse, ob die Aspekte der Energiewende in den NEPs für Gas abgedeckt sind.

Basierend auf den Bewertungen hat ACER in ihren Stellungnahmen von Dezember 2020 bzw. Juli 2021 die folgenden Empfehlungen für nationale Netzplanungsprozesse formuliert:

- Gas- und Strominfrastruktur sollte gemeinsam geplant werden.
- Stärkere Transparenz und öffentliche Konsultationen
- Für beide Pläne sollte ein Zweijahresrhythmus genutzt werden.
- Möglichst ein einziger Stromnetzplan für das gesamte Land
- Eine stärkere Kohärenz der nationalen Stromnetzpläne mit dem TYNDP sollte durch die Nutzung von mindestens einem TYNDP-Szenario und Querverweisen erzielt werden.
- Bei der Gasnetzplanung sollte die Dimension der Nachhaltigkeit stärker betont werden. Die Netzpläne sollten sich stärker auf Investitionen konzentrieren, die die Einspeisung von grünen und kohlenstoffarmen Gasen ermöglichen.

Insgesamt weist der TYNDP enge Schnittstellen zu den nationalen NEPs auf. Gerade das Szenario „National Trends“, das aus Daten der nationalen Pläne gefüttert wird, ist dabei als zentrales Szenario zu verstehen, da hier die Planungen der europäischen Staaten abgebildet werden. Dies entspricht jedoch nicht zwangsläufig dem 1,5°C-Ziel des Pariser Klimaabkommens, wodurch angenommen werden kann, dass die Infrastrukturplanung nicht ambitioniert genug ausfällt. Dies wird in den beiden anderen verwendeten Szenarien dargestellt: „Distributed Energy“ und „Global Ambition“. Hierbei handelt es sich um sogenannte „Top-Down-Szenarien“, in denen Pfade nach den Zielvorgaben der Klimaneutralität unter unterschiedlicher Gewichtung der einzelnen Sektoren gebildet werden.

Im Umgang mit dem TYNDP und gerade im Prozess der Erstellung des Szenariorahmens wird deutlich, dass auch dieser zeitlich sehr umfangreich ist. Mit einer Dauer zwischen eineinhalb und zwei Jahren nimmt der Prozess so viel Zeit in Anspruch, dass sich einzelne – wie in der Erstellung der NEPs – Teilschritte des TYNDP überlagern.

Verknüpfung des TYNDP-Prozesses mit dem PCI-Prozess

Die PCI (Projects of Common Interest) sind Infrastrukturmaßnahmen, die die jeweiligen nationalen Strom- und Gasnetze grenzüberschreitend verbinden. Vorschläge für solche Vorhaben werden durch die Übertragungsnetzbetreiber, die Regulierungsbehörden und Mitgliedsstaaten sowie Projektträger eingebracht und anschließend bewertet. Die EU-Verordnung 347/2013 gibt vor, dass Strom- und Gasprojekte Teil des neuesten TYNDP sein müssen, um in die Unionliste der PCI aufgenommen werden zu können. Sobald sie Teil des TYNDP sind, können Projekte einen Antrag auf Auswahl als PCI stellen. Die PCI werden dann Teil der relevanten nationalen Netzentwicklungspläne, erhalten die höchste Priorität auf nationaler Ebene und bringen weitere Vorteile mit sich. Dazu gehören zum Beispiel die Konzentration und Straffung der Genehmigungsverfahren und verbesserte regulatorische Bedingungen in den Mitgliedsstaaten. Darüber hinaus können sich PCI für die Finanzierung im Rahmen von CEF-Mitteln¹⁷ bewerben. Die PCI-Auswahl ist ein Prozess, der vom TYNDP-Prozess getrennt ist und unter der Verantwortung der Europäischen Kommission steht.

¹⁵ ACER (2020)

¹⁶ ACER (2021)

¹⁷ Siehe dazu „Connecting Europe Facility“ der Europäischen Kommission: <https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility>

1.2.2. Joint Scenarios im TYNDP-Prozess

Seit dem TYNDP 2018 werden die Szenariorahmen für Strom und Gas gemeinsam entwickelt. Dies ermöglicht gleichzeitig eine Bewertung der Strom- und Gasnetze auf Basis derselben Zukunftsszenarien. Der Ablauf des Prozesses wird in Abbildung 13 dargestellt.

Der Prozess basiert auf gesetzlich vorgeschriebenen Anforderungen. Gemäß Annex V der Regulierung 347/2013 müssen die TYNDPs gebildet werden für die Jahre t+5, t+10, t+15 und t+20, wobei t das Jahr ist, in dem die Analyse durchgeführt wird. Die Szenarien werden von einer Arbeitsgruppe bestehend aus Strom- und Gasübertragungsnetzbetreibern entwickelt. Mehr als 80 Teilnehmer aus über 35 Ländern sind involviert. Damit geht der TYNDP-Prozess weit über die Grenzen der EU 27 hinaus. Die Arbeitsgruppe ist ihrerseits unterteilt in Thementeams zu Energiesystemmodell, Energiebedarf, Energieerzeugung, Innovation und Stakeholderbeteiligung.

Die Szenarien 2022 berücksichtigen zum ersten Mal Wasserstoff-erzeugungsprojekte wie Elektrolyseure sowie die Interaktion zwischen Prosumern/E-Mobilität und dem Stromgroßhandel. Weitere Neuerungen beziehen sich auf verbesserte Klimamodelle, inklusive der Auswirkungen des Klimawandels auf den Energiebedarf, sowie einen neuen Kapazitätsfaktor für Windturbinen, die nach 2025 und damit nach neuen technologischen Standards gebaut werden.

Die Zukunft der gemeinsamen europäischen Netzplanung

Die gemeinsame Szenarioplanung ist der erste Schritt hin zu einer integrierten Netzplanung und ermöglicht einen umfassenderen Blick auf das Energiesystem und seine Zukunft. Allerdings wurde die anschließende Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) einzel-

ner Projekte bislang von den jeweiligen Institutionen getrennt durchgeführt. Um die Integration zu verbessern, untersuchen die ENTSOs seit 2019 deshalb, wie eine gemeinsame KNA für ausgewählte Projekte vorgenommen werden kann. Dazu gehört eine Methodik sowohl für die Auswahl der zu untersuchenden Projekte als auch für die gemeinsame Kosten-Nutzen-Analyse. Durch die unterschiedlichen Indikatoren, die beide Sektoren bislang genutzt haben, muss hier eine neue Grundlage geschaffen werden. 2020 erstmals in Pilotform angewendet, soll dieser Ansatz für den TYNDP 2022 weiter analysiert und ausgebaut werden.¹⁹

Eine weitere Neuerung ist das von ENTSO-E vorgeschlagene Instrument des Multi-Sectoral Planning Support (MSPS)²⁰, der als Dach für Infrastrukturplanungsaktivitäten dient. Er soll der Ausgangspunkt für System- und Sektorentwicklungspläne sein und sich auf noch umfassendere und konsolidiertere Szenarien als die heutigen gemeinsamen Szenarien der ENTSOs konzentrieren. Dabei sollen in den nächsten Jahren Schritt für Schritt weitere Sektoren hinzugezogen werden, beginnend mit der Verteilnetzebene. Aber auch Sektoren wie Wärme, Transport oder die Bedarfsseite sollen langfristig eingebunden werden. Die Anstrengungen hin zur zunehmenden Sektorintegration in der Planung sollten auch im Zusammenhang mit der kommenden Gas-Richtlinie gesehen werden. Wird dadurch ein neues „European Network of Network Operators for Hydrogen“ gebildet, wird dies auch Auswirkungen auf den TYNDP haben.

Der MSPS-Ansatz bringt also eine substanzielle Erweiterung des derzeitigen TYNDP-Prozesses mit sich. Die Verwendung gleicher und konsistenter Szenarien über alle Sektoren hinweg wäre ein Schlüsselfaktor für die Maximierung der wirtschaftlichen Effizienz bei gleichzeitiger Vermeidung von „Stranded Assets“ oder Infrastrukturdefiziten.

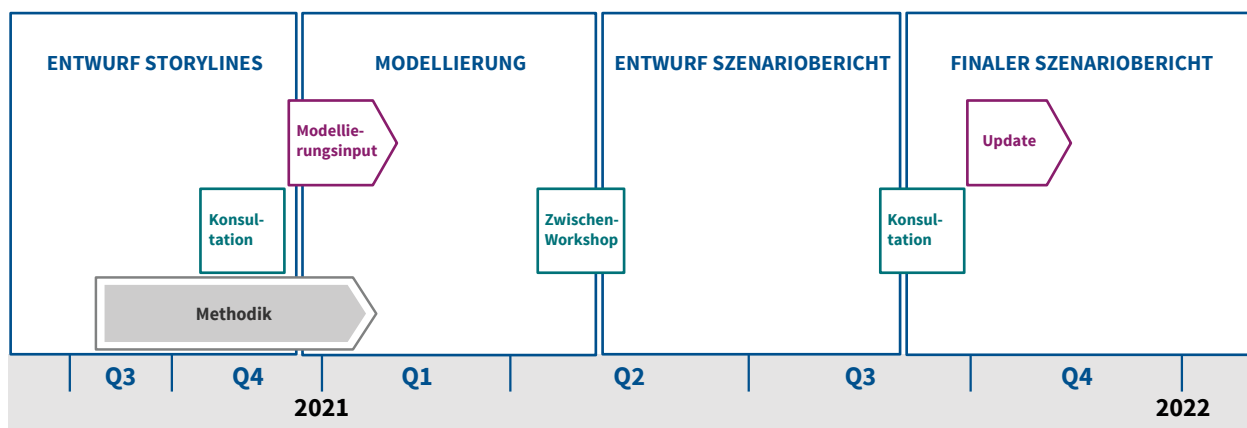


Abbildung 13: Prozess des gemeinsamen Szenariorahmens der TYNDPs¹⁸

¹⁸ ENTSO-E und ENTSO-G (2021b)

¹⁹ ENTSO-E und ENTSO-G (2021a)

²⁰ ENTSO-E (2019)

1.2.3. Der Systemplan in Dänemark

Dänemark hat das langfristige politische Ziel, seine Energieversorgung bis 2050 frei von fossilen Brennstoffen zu machen. Darüber hinaus haben alle politischen Parteien im Juni 2018 ein Energieabkommen geschlossen, das die Klima- und Energieziele Dänemarks bis 2030 stärkt. Das Energieabkommen ist ein Fahrplan für die künftige Entwicklung von Energieeinspeisung und -nachfrage; es weist darauf hin, dass Dänemark im Einklang mit dem Pariser Abkommen auf Netto-Null-Emissionen hinarbeitet und sich für die Verabschiedung eines Netto-Null-Emissionen-Ziels in der EU bis spätestens 2050 einsetzt. Außerdem wurde vereinbart, bis 2030 aus der Kohlestromerzeugung auszusteigen.

In Dänemark liegt die Verantwortung für die Netzplanung beim Netzbetreiber Energinet. Energinet ist ein staatliches Unternehmen, das dem Ministerium für Klima, Energie und Versorgung untersteht. Es ist nicht nur für die Stromübertragungsnetze, sondern auch für die Gasfernleitungs- und auch Gasverteilnetze zuständig. Somit liegen bereits institutionell die Planung und die Weiterentwicklung der Strom- und Gasnetze in einer Behörde zusammen.

Erster Systemplan – „Systemperspektiv 2035“

Energinet gibt seit dem Jahr 2008 Systempläne heraus, die einen ganzheitlichen Blick auf das Strom- und Gasnetz erlauben. Ein großer Wurf wurde mit dem Systemplan 2018 vorgelegt: Zum ersten Mal wurde die einheitliche Planung an politischen Zielen, genauer den in 2018 verabschiedeten Klima- und Energiezielen, ausgerichtet.²¹ Der Plan hatte zum Ziel, mit Blick auf 2035 eine langfristige und ganzheitliche Analyse zwischen dem Elektrizitäts- und dem Gassektor aufzuzeigen. Fehlinvestitionen sollen dadurch verhindert werden, dass durch eine umfangreiche Betrachtung Bedarfe und Lösungen über die Sektoren hinweg identifiziert werden und die Infrastruktur langfristig geplant wird. Zudem gibt es einen Modellierungsansatz bis 2040 in Bezug auf Preise, Verbrauch sowie Produktions- und Übertragungskapazitäten im Strom- und Gassystem hauptsächlich für Dänemark, aber auch teilweise für die Nachbarländer Dänemarks. Die „Systemperspektiv 2035“ ist ein wesentlicher Planungsbeitrag für die Strom- und Gasinfrastruktur Dänemarks. Sie umfasst ebenfalls umfangreiche Szenarien und Modellierungen des gesamten europäischen Energiesystems, da das dänische Energieversorgungssystem aufgrund der geografischen Lage des Landes international zahlreiche Schnittstellen zu Nachbarländern aufweist.

Finanzierung

Eingebettet ist der Systemplan 2018 in den „RUS-Plan“ (Reinvestment, Expansion, Restoration – Ersatzinvestitionen, Erweiterungen, Instandsetzung), den Gesamtplan aller Projekte von

Energinet in Bezug auf Bau-, Planungs- und Screeningphasen. Er gilt mittelfristig für die nächsten zehn Jahre. Schwerpunkte sind der Ausbau von Strom- und Gasinfrastruktur, Datenentwicklung und Digitalisierung, Betriebsentwicklung, Flexibilität und Speicherung, Green Gas Transition, Standardisierung und Optimierung sowie energiesystemübergreifende Integration (Sektorkopplung). Die Investitionsvorhaben werden von Energinet, der dänischen Energie-Agentur, die ebenfalls dem Ministerium für Klima, Energie und Versorgung unterstellt ist, überwacht. Energinet ist verantwortlich für Aufgaben, die im Zusammenhang mit Energieerzeugung, Energieversorgung und Energieverbrauch stehen. Dazu gehören unter anderem die integrierte Analyse des gesamten Energiesektors, Elektrizitäts- und wärmesektorspezifische Planungen, modellgestützte Langfristanalysen oder eben auch das Monitoring der Investitionsvorhaben von Energinet. Sie ist somit die rahmengebende Behörde für die Systemplanung und hat auch die Wärmeplanung mit im Blick.

Aktuelle Entwicklungen

Durch eine Gesetzesnovelle in 2020 muss Energinet nun eine kohärente und ganzheitliche Planung für das Strom- und Gasfernleitungsnetz mit öffentlicher Beteiligung vorlegen (Gesetzliche Verordnung Nr. 118 vom 6. Februar 2020). Seither ist ein aktualisierter Systemplan 2020 veröffentlicht worden, in dem das Verfahren zum ersten Mal getestet wurde.²² Im Plan für 2020 ist die Sektorkopplung ein zentrales Thema sowie Dänemarks Wunsch, bis spätestens 2030 die erste Energieinsel mit mindestens 10 GW Anschluss zu bauen. Auch wurde die „Systemperspektiv 2035“ überarbeitet, da die dänische Regierung im Herbst 2019 das neue Ziel festgelegt hat, Dänemarks Treibhausgasemissionen bis 2030 um 70 Prozent gegenüber einem Referenzwert von 1990 zu reduzieren.

Derzeit arbeitet Energinet an einem neuen Systemplan, der nun ganz das Kriterium des Marktdialogs erfüllen soll. Neben den Systemplänen gibt es auch zwei langfristige Entwicklungspläne, sowohl für das Strom- als auch für das Gassystem. Die im Herbst 2021 veröffentlichten Berichte identifizieren den zukünftigen Bedarf der Strom- und Gassysteme sowie mögliche Lösungen. Sie bilden die Grundlage für den Dialog mit der Gesellschaft und Stakeholdern. Dazu hat Energinet von September bis November 2021 Konsultationen mit Kommunen, Branchenverbänden, Entwicklern und weiteren Stakeholdern durchgeführt. Basierend auf den Inputs aus diesem Prozess wird der endgültige erste langfristige Entwicklungsplan (Langsigtet Udviklingsplan, LUP) im Jahr 2022 veröffentlicht.

Flankierende Prozesse

Energinet erarbeitet drei Langzeit-Klima- und -Energieanalysen, die maßgeblich die Systempläne und zukünftigen LUPs beeinflussen:

²¹ Energinet (2018)

²² Energinet (2020)

Ausblick auf den Strom- und Gassektor für die Infrastrukturplanung (PGSO-IP) – bestes Prognoseszenario bis 2040 mit zusätzlichen Maßnahmen

Der jährlich erstellte Strom- und Gassektorausblick für die Infrastrukturplanung (Power and Gas Sector Outlook for Infrastructure Planning, PGSO-IP) beschreibt mögliche Entwicklungen im dänischen Energiesystem bis 2040. Dieser Ausblick enthält die Annahmen und Daten, die später in einer Vielzahl verschiedener Analysen und jährlicher Berichte seitens Energinet verwendet werden. Ein Teil der darin festgelegten Annahmen für die Systemplanung betrifft unter anderem Wirtschaftsindikatoren, CO₂- und Kraftstoffpreise, den Stromverbrauch, Unsicherheiten, Kraftwerke inklusive erneuerbarer Energien, die Entwicklung von Wärmepumpen, Gasdaten und den Fernwärmeverbrauch. Das PGSO-IP basiert auf einer besten und – soweit möglich – belastbaren Schätzung der Entwicklungen im Energiesystem, um systematische Unter- und Überinvestitionen in das Übertragungsnetz zu vermeiden. Es beschreibt, wie sich ein langfristiger grüner Übergang entwickeln werden könnte.

Dänemarks Energie- und Klimaausblick (DECO) – Basis-szenario-Projektion bis 2030 mit bestehenden Maßnahmen

Dänemarks Energie- und Klimaausblick (Denmark's Energy and Climate Outlook, DECO) ist die Basisszenario-Projektion des Landes für 2030 und stellt eine technische Bewertung dar, wie sich der dänische Energiebedarf und die Energieerzeugung sowie die dänischen Treibhausgasemissionen im Zeitraum bis 2030 auf der Grundlage bestehender Maßnahmen entwickeln werden. Der Zweck des DECO besteht darin, zu beschreiben, wo Dänemark steht und welchen Herausforderungen das Land in Bezug auf die Erfüllung seiner Energie- und Klimaverpflichtungen und der Erreichung seiner politischen Ziele gegenübersteht. Der DECO ist daher ein wichtiges Planungsinstrument bei der Festlegung der dänischen Energie- und Klimapolitik sowie eine wichtige Referenz für die Bewertung der Auswirkungen neuer politischer Initiativen. Der DECO wird ebenfalls jedes Jahr erstellt.

Nationaler Energie- und Klimaplan (NECP) – Ausblick 2030 und 2040 im Rahmen der EU-Energieunion mit bestehenden und geplanten Maßnahmen

EU-Länder müssen gemäß den neuen Governance-Regeln der EU-Energieunion integrierte nationale Energie- und Klimapläne (National Energy and Climate Plan, NECP) entwickeln. Dänemark hat seinen ersten Entwurf des NECP im Dezember 2018 und den endgültigen NECP Ende 2019 vorgelegt. Nach der ersten Einreichung der Pläne müssen diese alle vier bis fünf Jahre aktualisiert werden, ferner sind ab 2023 alle zwei Jahre Fortschrittsberichte über die Umsetzung der NECPs vorzulegen. Der NECP bietet einen Ausblick auf 2030 und in vielen Fällen auf 2040.

1.2.4. Die mehrjährige Programmplanung für Energie in Frankreich

2015 stellte einen wichtigen Meilenstein für die französische Energiewende dar. In diesem Jahr wurden unterschiedliche Energiepläne, so auch die Klimastrategie, in zwei neue, sich ergänzende Instrumente überführt: die Dekarbonisierungsstrategie (Stratégie Nationale Bas-Carbone, SNBC) und die mehrjährige Programmplanung für Energie (Programmation pluriannuelle de l'énergie, PPE). Beide werden vom französischen Ministerium für den ökologischen Wandel (Ministère de la Transition écologique, MTE) entwickelt. Die SNBC und die PPE werden ausgearbeitet, um sicherzustellen, dass Frankreich die EU-Energie- und -Klimaziele erfüllen kann. Insbesondere mit der Novellierung der Dekarbonisierungsstrategie 2020 soll bis 2050 CO₂-Neutralität erreicht und die Treibhausgasemissionen sollen bis 2030 um 40 Prozent reduziert werden.²³

Die „Programmation pluriannuelle de l'énergie“ (PPE)²⁴ definiert verbindliche Ziele und Maßnahmen zur Weiterentwicklung der gesamten französischen Energieversorgung für den Strom-, Wärme- und Verkehrsverbrauch und zur Senkung des Energieverbrauchs. Sie dient damit der Umsetzung der französischen Energie- und Klimaziele. Insbesondere geht es um das Erreichen der Klimaneutralität bis 2050.

Die PPE gibt jedoch nicht nur Empfehlungen bis 2050; auch bis 2030 sind Ziele festgelegt, darunter beispielsweise die Senkung des Endenergieverbrauchs um 20 Prozent gegenüber 2012 oder auch Zwischenziele wie der Aufbau einer Flotte von 1,2 Millionen Elektroautos und 20.000 gasgetriebenen Lkws bis 2023.

Die PPE befasst sich mit der Energieversorgung (Ausbau der erneuerbaren Energien und Entwicklung der konventionellen Stromerzeugung), dem Energieverbrauch, der Versorgungssicherheit, den Energieinfrastrukturen und der Flexibilität des Stromsystems, der E-Mobilität sowie ökonomischen und sozialen Auswirkungen.

Der Prozess wird seitens des französischen Ministeriums für den ökologischen Wandel (MTE) durchgeführt. Im Rahmen der Szenarientwicklung und der dazugehörigen Maßnahmen werden mehrere Arbeitsgruppen mit den jeweils hiervon betroffenen Branchen und Akteuren eingesetzt. Für die PPE 2019 wurden diese Stakeholder im ersten Halbjahr durch das MTE zu den Themen Entwicklung des Energieverbrauchs, Senkung der Treibhausgasemissionen, Energietechnologien, Energiesysteme (Netze, Flexibilität usw.) sowie Mobilität konsultiert. Parallel wurde eine öffentliche Debatte zur PPE und zur Zukunft der französischen Energieversorgung durch die nationale Kommission für öffentliche Debatten (Commission nationale du débat public, CNDP) bis Juni 2018 organisiert.

²³ Ministerium für den ökologischen Wandel (Frankreich) (2020a)

²⁴ Ministerium für den ökologischen Wandel (Frankreich) (2020b)

1.3. Optimierungsbedarf und Kritikpunkte der deutschen Energieinfrastrukturplanung

Die aktuellen nationalen Planungsprozesse unserer Energieinfrastrukturen auf Transport- und Verteilnetzebene sind ausdifferenziert und auf die Bedürfnisse der jeweiligen Infrastrukturen ausgelegt. Mit den Netzentwicklungsplänen Strom und Gas existieren eingespielte und umfangreiche Prozesse zur Planung der Energieinfrastrukturen auf Transportnetzebene, die auf die spezifischen Anforderungen der jeweiligen Infrastrukturen ausgerichtet sind. Die Verteilnetzplanung ist auf die jeweils regionalen Bedarfe ausgelegt und orientiert sich bei der längerfristigen Planung auch an den Netzentwicklungsplänen.

Der nun bevorstehende Wandel unserer gesamten Wirtschaft hin zu Klimaneutralität in allen Sektoren führt zu einem fundamentalen Wandel unseres Energiesystems und damit auch unserer Energieinfrastrukturen. Fossile Energieträger müssen überall – bei der Energieerzeugung, in der Industrie, im Verkehr und im Gebäudebereich – komplett durch erneuerbar erzeugten Strom oder klimaneutral hergestellte Energieträger ersetzt werden. Dadurch werden die Sektoren stärker gekoppelt: Diese Kopplung hat erhebliche Auswirkungen auf den Entwicklungsbedarf unserer Energieinfrastrukturen. Denn in welcher Form und wo in den verschiedenen Bereichen Energie nachgefragt wird und wo der Strom oder die klimaneutralen Energieträger erzeugt oder importiert werden, bestimmt maßgeblich, welche Infrastrukturen zur Verbindung von Angebot und Nachfrage benötigt werden. Gleichzeitig hat die Planung der Infrastrukturen Auswirkungen darauf, in welcher Form Energie wo nachgefragt wird, denn Investitionsentscheidungen werden sich auch danach ausrichten, in welcher Form die Energie perspektivisch verfügbar ist. In vielen Fällen ist es effizient, Energie in der Form zu transportieren, in der sie benötigt wird.

Wie die Analysen der Bestandsprozesse in den vorangegangenen Abschnitten des Kapitels 1 zeigt, tragen die verschiedenen Energieinfrastruktur-Planungsprozesse dieser nächsten Phase der Energiewende noch nicht ausreichend Rechnung. Denn sie werden aktuell noch zum großen Teil unabhängig voneinander, ohne gemeinsame Grundlage und auf Transportnetzebene mit einem Planungshorizont von 10 bis 15 Jahren durchgeführt. Das führt, trotz Abstimmungen zwischen den Akteuren, zu nicht immer konsistenten Planungsannahmen und nutzt die Chancen und Optimierungsmöglichkeiten einer abgestimmten und auf das Ziel der Klimaneutralität ausgerichteten Planung nicht. Gleichzeitig sehen wir an den Beispielen Dänemark und Frankreich und dem Vorhaben auf europäischer Ebene, einen Multi-Sectoral Planning Support einzuführen, wie Prozesse aussehen könnten, die die bestehenden Infrastrukturplanungsprozesse ergänzen und für mehr Konsistenz sorgen.

Die Diskussion mit den Stakeholdern der dena-Netzstudie III hat außerdem deutlich gemacht, dass es einen großen Informati- ons- und Diskussionsbedarf hinsichtlich grundlegender energiepolitischer Fragestellungen gibt, der im Rahmen der aktuellen Prozesse nicht abgebildet werden kann. Diese Situation ist wiederum der Akzeptanz für Infrastrukturprojekte nicht zuträglich, da so das Vertrauen in die Prozesse nicht gestärkt wird. Folgende Aspekte der Infrastrukturplanung sollten deshalb verbessert werden.

1.3.1. Grundlagen und Schnittstellen

Verbesserung der Konsistenz zwischen den Infrastrukturplanungsprozessen

Die Ausgangsbasis für eine bedarfsgerechte Planung der Energieinfrastrukturen sind konsistente Annahmen dazu, auf welche Entwicklungen sie sich einstellen sollten. Aktuell unterscheiden sich allerdings sowohl die Annahmen der unterschiedlichen Prozesse als auch die politischen Vorgaben und Ziele.

So führen verschiedene Methoden – eine Planung auf Grundlage angemeldeter Bedarfe im NEP Gas und eine szenariobasierte Planung im NEP Strom – und verschiedene Zeithorizonte – 5 bis 10 Jahre für den NEP Gas und 10 bis 15 Jahre beim NEP Strom – zu unterschiedlichen Annahmen. Trotz gegenseitiger Berücksichtigung und Bemühungen um eine Vereinheitlichung durch die Netzbetreiber und die Bundesnetzagentur unterscheiden sich zum Beispiel die Annahmen zur Power-to-Gas-Kapazität im Entwurf des Szenariorahmens zum NEP Gas 2020–2030 mit 7,5 GW für das Jahr 2030²⁵ und im Entwurf des Szenariorahmens zum NEP Strom 2035 (2021)²⁶ mit lediglich 3 bis 8 GW in 2035.

Mit Blick auf die politischen Ziele, die dem Szenariorahmen des NEP Strom zugrunde liegen, stimmt die Ausbauplanung für erneuerbare Energien der Bundesländer oft nicht mit den Zielen des Bundes überein. Ähnliche Abweichungen bestehen zumindest temporär zwischen internationalen Verträgen wie zum Beispiel dem Übereinkommen von Paris und der jeweils gültigen nationalen Rechtslage und Zielsetzung. Dadurch steht die Infrastrukturplanung vor der Herausforderung, inkonsistente Zielbilder vereinigen und dadurch politische Entscheidungen antizipieren zu müssen, ohne dass dies zu ihrem Planungsspektrum gehört.

Sektorübergreifende Optimierung

Die zunehmende Kopplung der Sektoren und die nun anstehende umfassende Transformation des Energiesystems bieten umfangreiche Optimierungspotenziale. Potenziale, die zurzeit noch nicht genutzt werden können, liegen in der Abstimmung zwischen der Strom- und der Gasnetzplanung auf Transportnetzebene, in der zielgerichteten Berücksichtigung von Flexibilitäten und in der integrierten Planung von Wärme- und Verteilnetzen.

²⁵ FNB Gas (2019)

²⁶ 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2020)

Insbesondere mit dem Aufbau einer Infrastruktur für grünen Wasserstoff wird es wichtiger werden, abzuwägen, ob für eine Transportaufgabe Strom oder Gas die effizienteste Lösung ist. So kann zum Beispiel Wasserstoff, der zukünftig beispielsweise für die Stahlherstellung benötigt wird, entweder von Power-to-Gas-Anlagen direkt an Industriestandorten erzeugt und der nötige Strom über Leitungen dorthin transportiert werden oder der Wasserstoff kann in der Nähe der Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen, zum Beispiel in der Nähe der Netzverknüpfungspunkte von Offshore-Windparks, erzeugt und über eine Wasserstoffinfrastruktur transportiert werden. Studien zeigen, dass eine netzorientierte Allokation von Sektorkopplungstechnologien wie Elektrolyseuren in der Nähe von Erneuerbare-Energien-Erzeugungszentren und deren netzorientierter Betrieb Engpässe im Stromnetz erheblich reduzieren und so auch den Ausbaubedarf des Stromnetzes insgesamt begrenzen können.²⁷ Im Rahmen der aktuellen Planungsprozesse gibt es jedoch kein Instrument, um ein solches für das Gesamtsystem sinnvolles Ergebnis zu ermitteln und die für die Erreichung eines solchen Ergebnisses nötigen Weichenstellungen zu adressieren.

Insbesondere für das Stromnetz ist die sektorübergreifende Optimierung wichtig, um die großen Flexibilitätspotenziale, die in der Kopplung der Sektoren liegen, für das Stromnetz nutzbar zu machen und so auch in einem klimaneutralen Energiesystem mit hohen Übertragungsbedarfen den Anforderungen gerecht zu werden. Denn die Potenziale für die technische Optimierung, wie zum Beispiel der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb,

die Lastflusssteuerung oder neue Betriebskonzepte, kommen ab einem gewissen Punkt an ihre technischen Grenzen. Und der mögliche Stromnetzausbau ist durch die Akzeptanz für die Maßnahmen in der Bevölkerung begrenzt. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 14 dargestellt.

Die örtliche Verteilung und das Einsatzprofil von Elektrolyseuren, der Einsatz neuer steuerbarer Verbraucher wie Elektroautos und Wärmepumpen und die Bereitstellung weiterer Flexibilitäten werden einen erheblichen Einfluss auf die Ausbaubedarfe im Stromnetz auf den verschiedenen Netzebenen haben. Je mehr diese Verbraucher netzorientiert allokiert und eingesetzt werden, desto geringer fällt der Netzausbaubedarf aus. Dieser Effekt wird bereits in den Szenarien des Netzentwicklungsplans Strom betrachtet, die in Abhängigkeit von der Nutzung dieser Potenziale variiert werden. Allerdings kann im Rahmen des NEP Strom nur bedingt festgestellt werden, welche Allokation und welches Verhalten der Stromanwendungen volkswirtschaftlich am sinnvollsten und gesellschaftlich gewünscht sind. Um mögliche Potenziale zu evaluieren und zu heben, muss das gesamte System betrachtet werden.

Auch auf der Ebene der Verteilnetze für Strom, Gas und Wärme können systemische Potenziale gehoben werden. So wird die beste Ausgestaltung der Verteilnetze unter anderem davon abhängen, welcher Energieträger in einer bestimmten Region im zukünftigen Energiesystem besonders effizient genutzt werden kann. So könnte es zum Beispiel sinnvoll sein, in ländlichen Regionen Wärmepumpen zu nutzen und die Stromverteilnetze dafür entsprechend auszulegen, während es in Ballungsgebieten sinnvoll sein kann, bestehende Gasnetze mit grünen Gasen zu betreiben oder Wärmenetze weiter auszubauen. Damit die jeweilige Infrastruktur effizient geplant werden kann, braucht es Leitplanken, die nur eine langfristige Gesamtbetrachtung unseres Energiesystems liefern kann.

Planung vom Ziel her

Der Netzentwicklungsplan Strom blickt alle zwei Jahre jeweils 10 bis 15 Jahre in die Zukunft und wird um ein Langfristszenario ergänzt, das in der Regel 20 Jahre in die Zukunft reicht. Im Netzentwicklungsplan Gas wird ein 5- und ein 10-jähriger Planungshorizont betrachtet. Diese Zieljahre ergeben sich aus den Anforderungen an die folgende Planung und aus Unsicherheiten mit Blick auf Entwicklungen, die sehr weit in der Zukunft liegen. Durch diesen sich schrittweise erweiternden Horizont können jedoch Potenziale einer vorausschauenden Planung nicht genutzt werden, da spätere zusätzliche oder wegfallende Transportbedarfe nicht berücksichtigt werden können. So kann es passieren, dass Leitungen unterdimensioniert werden, da sich ein höherer Übertragungsbedarf erst in späteren Netzentwicklungsplänen zeigt, oder auch umgekehrt, dass Leitungen gebaut werden, die nur kurzfristig benötigt werden.

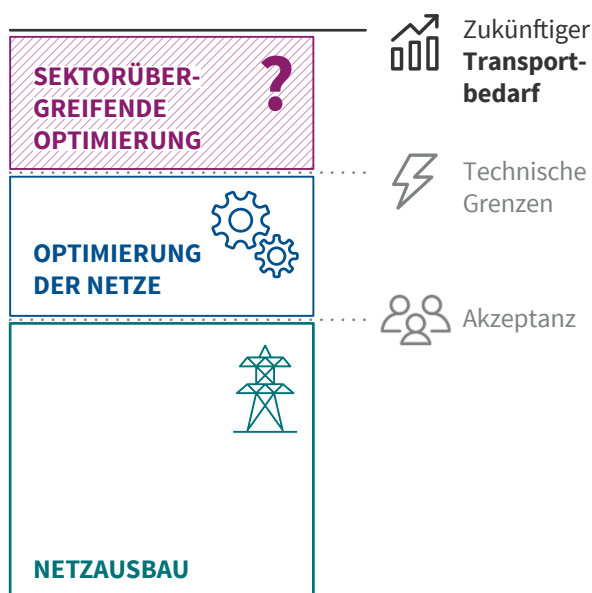


Abbildung 14: Zusätzliche Potenziale für die Stromnetzplanung durch sektorübergreifende Optimierung

27 Siehe zum Beispiel Gasunie und TenneT (2019); BMWi (2021b)

Im aktuellen Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2023 der Übertragungsnetzbetreiber soll nun erstmals auch eine Betrachtung des Jahres 2045 erfolgen. Diese Entwicklung ist mit Blick auf eine vorausschauende Planung zu begrüßen. Im Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90 / Die Grünen und FDP wird die Beauftragung der Bundesnetzagentur und der Übertragungsnetzbetreiber in Aussicht gestellt, ein „Klimaneutralitätsnetz“, also das notwendige Stromübertragungsnetz in einem klimaneutralen Energiesystem, zu ermitteln.²⁸ Eine solche vorausschauende Planung des Übertragungsnetzes ist mit Blick auf die hier identifizierten Optimierungspotenziale zu begrüßen.

Auf Verteilnetzebene ist die Ermittlung eines solchen Klimaneutralitätsnetzes nicht sachgerecht, da die Planungshorizonte auf den unteren Netzebenen viel kürzer sind und die Ausbaubedarfe stark von regionalen und kurzfristigeren Entwicklungen abhängen. Trotzdem ist eine langfristige Planung der übergeordneten Netzebenen für eine integrierte Planung der Verteilnetze wichtig, um Leitplanken für die zukünftige Entwicklung zu haben; zum Beispiel, um eine Idee davon zu entwickeln, welche Energieträger im zukünftigen klimaneutralen Energiesystem überhaupt regional zur Verfügung stehen. Eine solche Orientierung bieten die aktuellen übergeordneten Prozesse der Netzentwicklungspläne nur bedingt, da sie keinen übergreifenden Ausblick auf das klimaneutrale Zielsystem erlauben.

1.3.2. Einbindung der Gesellschaft

Gesellschaftlicher Diskussions- und Informationsbedarf

Die Konsultationsverfahren zum NEP Strom zeigen immer wieder, dass es einen großen gesellschaftlichen Diskussions- und Informationsbedarf für verschiedene Entwicklungsoptionen des Energiesystems gibt. Die Untersuchung verschiedener langfristiger Zukunftsbilder unseres zukünftigen Energiesystems ist deshalb für die gesellschaftliche und politische Debatte sehr wichtig. Diese Aufgabe kann aber der Szenariorahmen des NEP nur sehr eingeschränkt erfüllen. Denn die Szenarien müssen die wahrscheinlichen Entwicklungen auf Basis der aktuellen politischen Ziele und Rahmenbedingungen betrachten, um auf dieser Grundlage Infrastrukturmaßnahmen zu identifizieren, die für eine bedarfsgerechte Infrastruktur benötigt werden. Szenarien, die als Grundlage der Planungen im Rahmen des NEP geeignet sind, um sogenannte „No-Regret-Maßnahmen“ zu identifizieren, also solche, die in jedem Fall nötig sind, können nicht die ganze Bandbreite der möglichen Entwicklungen prüfen. Die Erwartungen an den NEP, möglichst umfassende Entwicklungspfade zu prüfen, und seine gesetzliche Aufgabe, die Identifikation notwendiger Infrastrukturmaßnahmen, fallen entsprechend auseinander.

Für den offensichtlich bestehenden Informations- und Diskussionsbedarf muss also ein anderer Rahmen geschaffen und eine andere Betrachtungsweise gewählt werden, die Entwicklungsoptionen breiter in den Blick nimmt. Das entlastet gleichzeitig die NEP-Prozesse von zu großen Erwartungen an die Ausgestaltung der verschiedenen Szenarien.

Vertrauen und Akzeptanz

Netzausbauprojekte stoßen häufig auf starke lokale Widerstände. Vertrauen in die Planungsprozesse ist die Grundlage für eine höhere Akzeptanz des nötigen Netzausbaus. Durch transparente und nachvollziehbare Prozesse sowie Beteiligungs- und Informationsmöglichkeiten kann dieses Vertrauen aufgebaut werden.

In den verschiedenen bestehenden Verfahren gibt es bereits heute an zahlreichen Stellen Partizipations- und Einflussmöglichkeiten: In den aktuellen NEP-Prozessen gibt es zum Beispiel sowohl für den Szenariorahmen als auch für den NEP öffentliche Konsultationsverfahren, in denen sich Privatpersonen und Institutionen einbringen können. Auch in den nachgelagerten Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren gibt es mehrfach die Möglichkeit zur Stellungnahme. Zusätzlich bieten die Netzbetreiber und der Bürgerdialog Stromnetz informelle Informationen und Gespräche direkt vor Ort an.

So wichtig diese Möglichkeiten sind, kommen sie doch zu spät, um einen Raum zu schaffen, in dem über die grundsätzliche Ausrichtung unseres zukünftigen Energiesystems breit diskutiert werden kann. Bei der Konsultation zum ersten Entwurf des NEP Strom beispielsweise können nur solche Beiträge inhaltlich berücksichtigt werden, die sich auf die Bestimmung der Maßnahmen oder die Methodik des NEP beziehen, nicht aber grundsätzliche Erwägungen zur Ausgestaltung des Energiesystems, da diese bereits im Rahmen der Ziele, die für den Szenariorahmen berücksichtigt werden, festgelegt wurden. Viele Stellungnahmen der Konsultation zum Netzentwicklungsplan Strom nehmen jedoch genau auf diese zugrunde liegenden Erwägungen Bezug.²⁹ In den nachgelagerten Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren ist die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Maßnahmen dann bereits festgestellt, sodass nur noch Einfluss auf das Wo und Wie genommen werden kann, nicht aber auf das Ob. Dadurch kann bei Betroffenen der Eindruck entstehen, mit ihren Anliegen immer einen Schritt zu spät zu kommen.

Eine weitere Herausforderung für die Nachvollziehbarkeit von Maßnahmen ist die wiederholte Durchführung des NEP alle zwei Jahre mit jeweils späteren Zieljahren. Das führt dazu, dass alle zwei Jahre zusätzliche Maßnahmen identifiziert werden.

²⁸ SPD, Bündnis 90 / Die Grünen, FDP (2021), Zeilen 1961–1963

²⁹ Die Konsultationsbeiträge zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom werden von den Übertragungsnetzbetreibern auf ihrer Website veröffentlicht: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/beteiligung/konsultationsarchiv>

Durch diese aus planerischer Sicht sinnvolle gesetzliche Vorgabe entsteht jedoch bei den Betroffenen der Eindruck einer „Salami-Taktik“, bei der nach und nach versucht wird, immer mehr Maßnahmen durchzusetzen.

Während lokale Interessen nur im Rahmen eines konkreten Austauschs vor Ort bei einem fortgeschrittenen Planungsstand berücksichtigt werden können, können die Akzeptanz und das Vertrauen in die Akteure gestärkt werden, indem grundsätzliche Erwägungen zur Ausgestaltung unseres Energiesystems vor den konkreten Planungsprozessen diskutiert und legitimiert werden. So wird für diese Fragen ein Ort geschaffen, an dem sie diskutiert werden können und Einfluss genommen werden kann. Gleichzeitig kann eine solche vorgelagerte Diskussion, ohne der konkreten Planung vorzugreifen, einen Ausblick auf zukünftige Transportbedarfe erlauben und für die Planungsprozesse eine zusätzlich legitimierte Grundlage schaffen. Im Gespräch mit Betroffenen vor Ort stärkt das vorgelagerte, offene und transparente Verfahren das Vertrauen, da alternative Optionen für die Ausgestaltung des Energiesystems insgesamt umfänglich diskutiert und geprüft wurden.

1.3.3. Berücksichtigung der Rahmenbedingungen

Innovationen in der Infrastrukturplanung

Innovative Netztechnologien und Betriebskonzepte erlauben einen effizienteren Betrieb der Stromnetze und können helfen, den Netzausbaubedarf zu reduzieren. Deshalb sind die Übertragungsnetzbetreiber zum Beispiel verpflichtet, Innovationen im NEP zu berücksichtigen. So werden im NEP Strom eine Vielzahl von Möglichkeiten zur optimierten Auslastung der Bestandsnetze, wie der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb, Hochtemperaturleiterseile, lastflusssteuernde Maßnahmen, der Einsatz von Netzboostern und innovative Betriebskonzepte, berücksichtigt.

Für eine nachhaltige Planung des Gesamtsystems ist jedoch auch der Blick weiter in die Zukunft und auf alle Infrastrukturen und Netzebenen nötig, da mit weiteren Innovationen zu rechnen ist, die ein effizienteres Gesamtsystem ermöglichen. Sollten zum Beispiel Flexibilität von neuen Verbrauchern wie Elektroautos oder Wärmepumpen in Zukunft auch für eine Behebung von Engpässen im Übertragungsnetz eingesetzt werden oder Sektorkopplungstechnologien wie Elektrolyseure netzorientiert allokiert und betrieben werden, könnten diese Maßnahmen zum Teil Netzausbaumaßnahmen ersetzen und so zu einem effizienteren Gesamtsystem beitragen.³⁰

Die Schwierigkeit, Innovationen angemessen und übergreifend in allen Planungsprozessen zu berücksichtigen, besteht jedoch darin, dass die langfristige Entwicklung von Innovationen auf technologischer, prozessualer und marktlicher Ebene nur schwer vorherzusehen ist. Diese Unsicherheiten sind sowohl

für die Infrastrukturplanungsprozesse eine Herausforderung als auch für die Entwicklung neuer Innovationen selbst. Für die Infrastrukturplanung besteht das Risiko, heute große Investitionen in sehr langlebige Netzinfrastrukturen zu planen, die gegebenenfalls nur einen kurzen Nutzen haben, weil sie später durch Innovationen ersetzt werden können. Die Planung würde hier von einer langfristigen Beobachtung von Trends und möglichen Entwicklungen profitieren, um mögliche Innovationen, auch wenn sie heute noch nicht entwickelt sind, angemessen zu berücksichtigen. Für die Entwicklung von Innovationen selbst ist es hingegen wichtig, die Funktionalitäten zu kennen, die in einem zukünftigen Energiesystem benötigt werden. So kann die notwendige Forschung und Entwicklung zielgerichtet erfolgen und die finanziellen Risiken dafür können reduziert werden. Es besteht also ein Bedarf, Innovationen zu identifizieren, sichtbar zu machen und gezielter voranzutreiben, der in den aktuellen Prozessen so nicht abgebildet wird.

Anreize und Marktdesign

Die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, also Regulierung, Anreizsysteme und Marktdesign, haben erhebliche Auswirkungen auf die Gestaltung des zukünftigen Energiesystems und damit auch auf die Entwicklungsbedarfe der Netze. Eine verbesserte Anreizsetzung des netzdienlichen Betriebs von Verbrauchsanlagen sowie des Einsatzes von Speichern hat, wie viele Studien aufzeigen, Potenzial, den Netzausbaubedarf zu reduzieren. In den heutigen Planungsprozessen werden jedoch die aktuellen Bedingungen fortgeschrieben und es findet keine Prüfung der Auswirkungen unterschiedlicher Rahmensetzungen auf die Infrastrukturbedarfe statt. Eine systematische Prüfung der verschiedenen Optionen kann helfen, Optimierungspotenziale zu heben. Die Aktivierung von Flexibilität erscheint auch deshalb geboten, weil die Redispatch-Kosten in den vergangenen Jahren immer stärker angestiegen sind – 2020 betragen sie rund 1,4 Milliarden Euro.³¹ Eine Studie von Frontier Economics aus dem Jahr 2017 bezifferte mögliche Einsparungen durch die Aktivierung neuer Flexibilität, vor allem auf Verteilnetzebene, auf mindestens 100 bis 150 Millionen Euro.³² Auch aus diesem Grund sollten die Potenziale einer angepassten Anreizstruktur bei der Infrastrukturplanung in Zukunft Berücksichtigung finden.

1.3.4. Vorbilder in Europa

Der Vergleich mit Planungsprozessen für Energieinfrastrukturen in Europa zeigt, dass es für einige der beschriebenen Herausforderungen Lösungsansätze gibt, aus denen wir lernen können:

- Der gemeinsame Szenariorahmen der europäischen Ten-Year Network Development Plans (TYNDP) für Strom und Gas schafft eine gemeinsame Basis für die Entwicklung der transnationalen Energieinfrastrukturen in Europa und garantiert so die Konsistenz der Planungsaufnahmen auf europäischer Ebene.

³⁰ Siehe zum Beispiel Copenhagen Economics (2018)

³¹ BDEW (2021b)

³² Frontier Economics (2017)

- Das von der ENTSO-E vorgeschlagene Instrument des Multi-Sectoral Planning Support (MSPS) ist eine Erweiterung des TYNDP-Prozesses und soll in Zukunft eine alle Sektoren umfassende Betrachtung der Rahmenbedingungen für die zukünftige Infrastrukturentwicklung ermöglichen. Die französische Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) zeigt, wie im Rahmen eines umfangreichen partizipativen Prozesses eine gemeinsame, breit legitimierte Grundlage für die Entwicklung des Energiesystems geschaffen werden kann.
- Mit dem dänischen Systemplan werden die Strom- und Gasnetze gemeinsam, basierend auf einheitlichen Szenarien, geplant, wodurch eine abgestimmte Planung der unterschiedlichen Infrastrukturen sichergestellt wird. Zum aktuellen Systemplan wurden umfangreiche Konsultationen mit Kommunen, Branchenverbänden, Entwicklern und weiteren Stakeholdern durchgeführt.

Nicht alle Elemente dieser Pläne und Ansätze sind auf Deutschland übertragbar, da die jeweiligen Voraussetzungen andere sind. Außerdem muss sich eine Neugestaltung der Planungsprozesse in die aktuellen Prozesse einfügen und ihre Stärken erhalten. Doch Kernelemente wie die Schaffung einer gemeinsamen und optimierten Grundlage für die Entwicklung der Strom-, Gas- und perspektivisch Wasserstoffinfrastrukturen, die Abstimmung zwischen den Prozessen sowie die partizipative Diskussion über das angestrebte Zielsystem sind Elemente, die unsere Planungsprozesse fit für ein klimaneutrales Energiesystem machen.

1.3.5. Weiterentwicklung der Planungsprozesse

Damit unsere Infrastrukturplanungsprozesse verbessert und aktuelle Probleme gelöst werden können, braucht es in Zukunft eine integrierte Planung unserer Energieinfrastrukturen. Das bedeutet nicht nur eine zwischen dem Gas- und dem Stromnetz und auf lokaler Ebene den Wärmenetzen abgestimmte Planung, sondern eine integrierte Betrachtung aller Elemente des zukünftigen Energiesystems, also auch seiner Nutzer und Erzeuger, ihres Verhaltens und ihrer Verortung. Denn nur durch den Blick auf das gesamte klimaneutrale Energiesystem können systemische Optimierungspotenziale genutzt und kann ein insgesamt angemessenes Energiesystem gestaltet werden. Abbildung 15 stellt dar, wie sich eine reine Netzplanung von einer integrierten Planung unterscheidet.

Als das zentrale Instrument für eine integrierte Planung und die Verbesserung der aktuellen Planungsprozesse schlägt die dena-Netzstudie III einen Systementwicklungsplan (SEP) vor. Dieser Systementwicklungsplan sollte den aktuellen Planungsprozessen vorangestellt, in einem partizipativen Prozess erstellt und politisch legitimiert werden. Nur mit einem solchen Instrument kann eine umfassende integrierte Planung durchgeführt und die nötige politische Legitimation sichergestellt werden.

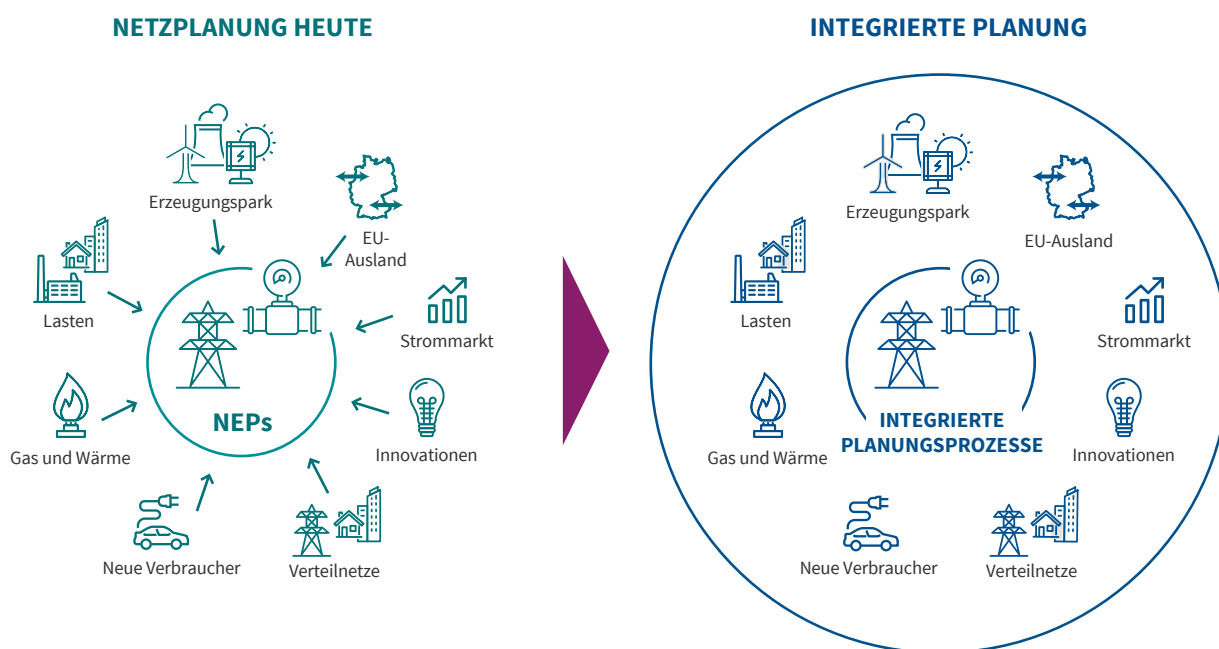
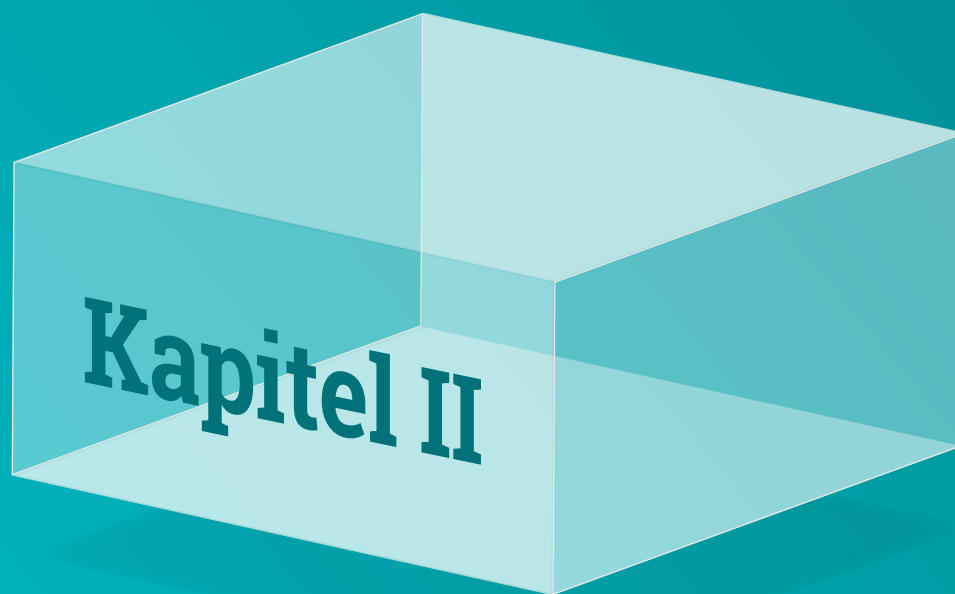
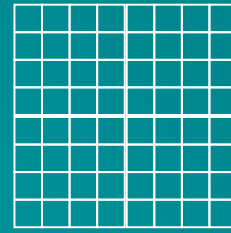


Abbildung 15: Weiterentwicklung der Netzplanung zu einer integrierten Planung

Da der Systementwicklungsplan den aktuellen Prozessen vorgelagert ist, bleiben die Stärken der Prozesse erhalten, während gleichzeitig ihre Probleme adressiert werden. Anpassungen der bestehenden Prozesse verbessern die Infrastrukturplanung zusätzlich. In den folgenden Kapiteln werden die vorgeschlagenen Maßnahmen im Detail beschrieben. Sie begegnen den genannten Optimierungsbedarfen wie folgt:

- **Konsistenz:** Der SEP liefert eine konsistente Grundlage für die Netzentwicklungspläne für Strom, Gas und perspektivisch Wasserstoff, indem er übergreifend vorgibt, auf welche Entwicklungen sich unsere Energieinfrastrukturen einstellen müssen (Kapitel 2). Eine bessere Abstimmung zwischen den Prozessen sorgt zusätzlich für eine konsistente Planungsgrundlage (Kapitel 3).
 - **Optimierung:** Der SEP erlaubt es, die Gas- und Wasserstoffinfrastruktur und die Strominfrastruktur anhand des gemeinsamen Zielbildes aufeinander abzustimmen und so zu einer über die verschiedenen Infrastrukturen hinweg optimierten Netzentwicklung auf Übertragungsnetzebene zu gelangen (Kapitel 2 und Kapitel 3). Auf Verteilnetzebene verzahnt eine integrierte Planung zusätzlich die Planung der Wärmeinfrastruktur mit der Strom- und Gasnetzplanung und stimmt sie auf die lokale Wärmeplanung ab (Kapitel 4).
 - **Planung vom Ziel her:** Der SEP betrachtet das Energiesystem vom Ziel der Klimaneutralität her. So können Entwicklungen, die über die Planungshorizonte der NEPs hinausgehen, berücksichtigt und Unsicherheiten kann durch eine robuste Planung begegnet werden (Kapitel 2). Für die lokale Planung kann der SEP wichtige übergreifende Informationen, wie zum Beispiel die Verfügbarkeit bestimmter Energieträger, liefern (Kapitel 4).
 - **Gesellschaftlicher Diskussions- und Informationsbedarf:** Der SEP erlaubt es, verschiedene mögliche Ausprägungen eines klimaneutralen Energiesystems und so die Auswirkungen bestimmter Entscheidungen und Entwicklungen zu untersuchen. Durch die Einbindung zentraler Stakeholdergruppen und öffentliche Beteiligungsverfahren wird ein Raum für gesellschaftliche Diskussionen über das gewünschte Zielbild geschaffen (Kapitel 2). Dadurch werden die Netzentwicklungspläne von dieser Rolle entlastet und können sich ihrer Hauptaufgabe, der Identifikation notwendiger Netzentwicklungsmaßnahmen, widmen.
 - **Vertrauen und Akzeptanz:** Das Vertrauen in die Planungsprozesse wird durch den frühzeitigen und transparenten Erstellungs- und Diskussionsprozess gestärkt und so eine solide und glaubwürdige Grundlage für die Verständigung mit Betroffenen vor Ort geschaffen (Kapitel 2).
 - **Innovationen:** Der SEP kann durch ein Innovationsmonitoring ergänzt werden. Dort werden nötige Funktionalitäten für Innovationen beschrieben, Entwicklungen verfolgt und Innovationen identifiziert und dadurch sowohl die Innovationsentwicklung als auch die Berücksichtigung bei der Infrastrukturplanung verbessert (Kapitel 5).
 - **Anreize und Marktdesign:** In einem SEP können die Auswirkungen verschiedener Entwicklungen des Marktdesigns diskutiert und Empfehlungen für eine angemessene Rahmensezung entwickelt werden (Kapitel 2 und Kapitel 6).
-



Ausgestaltung eines Systementwicklungsplan- Prozesses in Deutschland



Der SEP dient als sektorübergreifend optimierte und gemeinsame Planungsgrundlage für die Infrastrukturplanung. Er soll die gemeinsame Basis für die Netzentwicklungspläne Strom, Gas und perspektivisch auch Wasserstoff bilden. Diese gemeinsame Planungsgrundlage setzt konsistente Ausgangspunkte für alle weiteren Infrastrukturplanungsprozesse und kann daher dazu beitragen, systemische Optimierungspotenziale zwischen den Infrastrukturen (Strom, Gas, Wärme) zu heben.

Neben der reinen Synchronisation und Integration von Planungsprozessen durch die Etablierung einer vorangehenden Planung ist es die Aufgabe des SEP, die gesellschaftliche und politische Beratung zu verschiedenen Lösungspfaden („Was wäre, wenn ...?“) im Vorfeld der Netzentwicklungspläne zu leisten und dabei auch die Akzeptanz für Infrastrukturausbau durch Beteiligung und Erläuterung erhöhen.

Kern des SEP ist eine modellgestützte Analyse des gesamten Energiesystems. Kapitel 2.1 erläutert, wie die Methodik konzipiert sein muss, um den Anforderungen der Systemplanung zu genügen. Damit ein Systementwicklungsplan seine Leitwirkung hinsichtlich der darauf aufbauenden Infrastrukturplanungsprozesse adäquat erfüllen kann, müssen die daraus resultierenden Empfehlungen hinreichend legitimiert sein. Warum eine Governance in diesem Kontext wichtig ist und welche Governance-Strukturen anderer Prozesse hier als Vorlage dienen könnten, ist in Kapitel 2.2 dargelegt. Kapitel 2.3 und Kapitel 2.4 beschreiben die Governance-Struktur des SEP. Ob die Ergebnisse eines SEP einer Strategischen Umweltverträglichkeitsprüfung unterzogen werden müssen oder nicht, wird in Kapitel 2.5 diskutiert.

2.1. Methodik zur Erstellung eines Systementwicklungsplans

Der SEP beantwortet die Frage, auf welche Zukunft die Energieinfrastrukturen vorbereitet werden müssen. Um den in Kapitel 1.3.2 identifizierten gesellschaftlichen Diskussions- und Informationsbedarf zu decken, müssen die Analysen im SEP einen großen Lösungsraum aufspannen, der eine vergleichende Analyse verschiedener Transformationspfade zulässt. Gleichzeitig müssen am Ende des SEP konkrete Ankerpunkte stehen, um die in Kapitel 1.3.1 geforderte konsistente Grundlage für die NEPs zu bilden. Um diesen beiden zentralen Anforderungen zu genügen, wurde durch das BET im Rahmen der dena-Netzstudie III eine Methodik für den SEP entwickelt, die aus 14 Teilschritten besteht. Abbildung 16 gibt eine Übersicht zu den 14 Teilschritten, die im Folgenden kurz erläutert sind. Eine ausführliche Beschreibung der Methodik sowie eine Diskussion der Auswirkungen des SEP auf die Folgeprozesse findet sich im Methodik-Gutachten des BET in Anhang I.

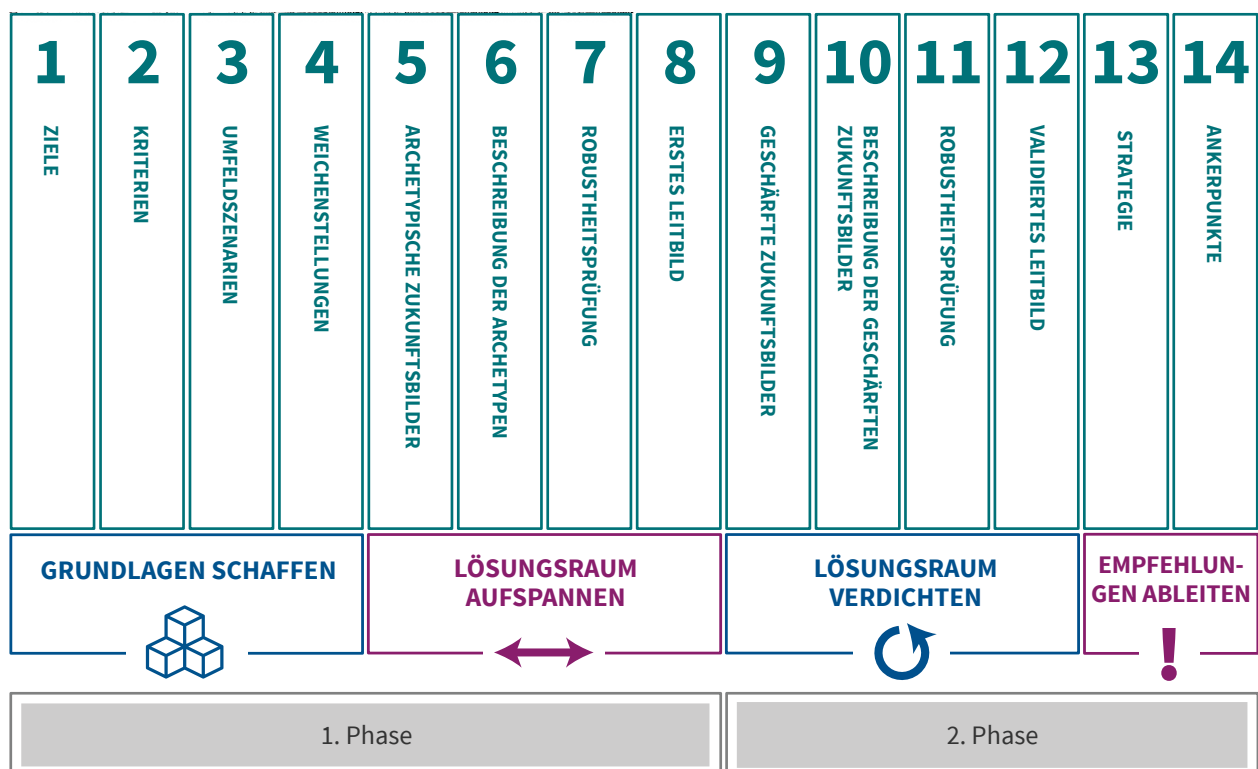


Abbildung 16: Teilschritte der SEP-Methodik

In einer ersten Phase wird ein weiter Lösungsraum aufgespannt, der einen breiten Dialog zu möglichen Transformationspfaden und deren Einflüssen auf die Infrastruktur ermöglicht. Hierzu erfolgen in den ersten Schritten die Definition von:

- Zielen (Schritt 1), die als Inputgrößen unbedingt zu erreichende und notwendige Vorgaben für die Modellierung beschreiben. Legitimierte Ziele werden im SEP durch das Zusammenspiel der Elemente der Governance, durch Stakeholder und durch die politische Entscheidungsebene festgesetzt. Beispiele für Ziele sind das Jahr der Klimaneutralität, der Kohleausstieg oder der Ausstieg aus der Kernenergie.
- Kriterien (Schritt 2), die im Gegensatz zu Zielen nicht unbedingt erreicht werden müssen und zur Beschreibung der späteren Zukunftsbilder anhand verschiedener Dimensionen dienen. Kriterien können Kosteneffizienz, Umweltverträglichkeit, Robustheit oder Ähnliches sein.
- Umfeldszenarien (Schritt 3), die den aus der Perspektive deutscher Politik und Gesellschaft nicht beeinflussbaren Teilbereich der Zukunftsbilder beschreiben. Umfeldszenarien können beispielsweise aus einer Studienanalyse oder durch eine Bottom-up-Datenabfrage gewonnen werden.
- Weichenstellungen und Boundary Conditions (Schritt 4). Weichenstellungen sind beeinflussbare Größen, deren Ausprägung im SEP untersucht werden soll. Dies betrifft beispielsweise die Ausbauziele für erneuerbare Energien, die Ausprägung der nationalen Wasserstoffstrategie etc. Boundary Conditions begrenzen den beeinflussbaren Raum der Weichenstellungen. Dies gilt insbesondere für Fragen mit ressortübergreifendem Charakter.

Aus den Umfeldszenarien, den Weichenstellungen und Boundary Conditions sowie den Berechnungen von archetypischen Szenarien, die die genannten Bedingungen erfüllen, entstehen im nächsten Schritt die archetypischen Zukunftsbilder (Schritt 5). In einem archetypischen Zukunftsbild sind die Weichenstellungen tendenziell einseitig getroffen, um die verschiedenen archetypischen Zukunftsbilder deutlich voneinander abzugrenzen. Die Beschreibung der Archetypen (Schritt 6) unter anderem anhand der vorab definierten Kriterien liefert dann als Ergebnis einen „Steckbrief“ pro Archetyp, als bildliche Darstellung zur vergleichenden Gegenüberstellung der Szenarien. Eine Robustheitsprüfung (Schritt 7) der Zukunftsbilder wird durch eine Sensitivitätsbetrachtung von verschiedenen Umfeldszenarien durchgeführt. Dabei wird die Kombination der beeinflussbaren Größen – der Weichenstellungen – und der Umfeldszenarien untersucht. Ergebnis dieser ersten Phase ist ein erstes Leitbild (Schritt 8). Das Leitbild beschreibt die für den Energieinfrastrukturbedarf relevanten Entwicklungen auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem. Es benennt Entwicklungen, die als sicher angenommen werden können, beschreibt aber auch Unschärfen, wo aus heutiger Sicht verschiedene Entwicklungspfade, Technologieoptionen oder Energieträger möglich sind.

In einer zweiten Phase wird der Lösungsraum auf Basis der Konsultation und erneuter Analysen verdichtet. Die Entwicklung von geschärften Zukunftsbildern (Schritt 9), die Beschreibung der geschärften Zukunftsbilder (Schritt 10) sowie die Robustheitsprüfung (Schritt 11) erfolgen analog zu den gleichnamigen Schritten der ersten Phase. Hieraus ergeben sich am Ende ein validiertes Leitbild (Schritt 12) als zentrales Ergebnis des SEP-Prozesses sowie die Empfehlung für Strategie (Schritt 13) und Ankerpunkte (Schritt 14). Ankerpunkte sind der quantitative Teil der Empfehlung des SEP. Sie enthalten zum Beispiel den Endenergieverbrauch nach Energieträgern oder bestimmte Mengenziele wie den Ausbau erneuerbarer Energien, Importmengen etc. Die Ankerpunkte können auch in Bandbreiten angegeben werden, um der Unschärfe des Leitbildes Rechnung zu tragen. Die Strategie beschreibt, durch welche Rahmensetzung die Umsetzung des Leitbildes gelingen kann. Sie enthält einen begründeten Katalog von Umsetzungsempfehlungen an die Politik.

2.2. Grundlagen für die Gestaltung der Governance des SEP

Der SEP greift grundsätzliche Fragestellungen zum Energiesystem auf, schafft einen Ort für Diskussionen, macht Optimierungspotenziale der integrierten Energiewelt nutzbar, unterstützt politische Entscheidungen und liefert im Ergebnis eine konsistente Grundlage für die weiteren Planungsprozesse. Damit diese Versprechen eingelöst werden können, muss der SEP in einen periodischen, transparenten, partizipativen und politisch legitimierten Prozess eingebunden werden. Nur so wird sichergestellt, dass die Ergebnisse dieser vorgelagerten Planung die nötige Verbindlichkeit als Grundlage der weiteren Infrastrukturplanung haben und dass alle Stakeholder den Prozess als legitime Grundlage dafür akzeptieren können.

Die Erarbeitung eines Systementwicklungsplans bedarf daher einer adäquaten Organisationsform, um das Zusammenspiel von Akteuren aus Politik, Wirtschaft und Zivilgesellschaft zu strukturieren und zu koordinieren, Zuständigkeiten zu klären und Legitimation zu schaffen. Diese Organisationsform wird im Folgenden als Governance bezeichnet.

Aus den übergeordneten Zielen der Systementwicklungsplanung lassen sich folgende drei Erfolgskriterien für die Erarbeitung des SEP und seiner Umsetzung ableiten:

- Die Umfänglichkeit der Analyse der Problemlage und die Güte der abgeleiteten Ergebnisse, um zu den richtigen Entscheidungsempfehlungen zu kommen
- Die Anerkennung des Prozesses und der Ergebnisse durch die relevanten Stakeholdergruppen, damit die Entscheidungen getroffen und umgesetzt werden
- Eine angemessene Reichweite für den Diskurs und die Erläuterung der Erkenntnisse, damit die Entscheidungen möglichst breit verstanden und unterstützt werden

Die Governance bildet ein theoretisches Gerüst für die Ausgestaltung eines solchen Prozesses. Sie sichert Legitimität für die Ergebnisse durch eine gesetzliche Verankerung, ausreichende Partizipation und eine transparente Prozessgestaltung. Aufgabe der Governance ist es, den Rahmen für die im vorherigen Kapitel beschriebene SEP-Methodik zu schaffen, indem sie folgende Aspekte definiert:

- Geeignete Gremien, um die einzelnen Methodikschritte durchzuführen
- Mandat und Interaktion zwischen und innerhalb der Gremien
- Austausch- und Konsultationsformate für die Öffentlichkeit
- Möglichkeiten der Partizipation von Stakeholdern und der Gesellschaft

Bevor in Kapitel 2.4 der Vorschlag für die Governance dargelegt wird, sollen die Überlegungen und die Basis dieser Vorschläge hergeleitet werden. Dies geschieht in Kapitel 2.2.1, in dem eine Klärung des Begriffs „Governance“ erfolgt und der theoretische Hintergrund der Legitimation, Akzeptanz und Bürgerbeteiligung skizziert wird. Ergänzt wird dies in Kapitel 2.2.2 durch eine vergleichende Analyse unterschiedlicher Governance-Mechanismen. Aus diesem Vergleich und den theoretischen Vorüberlegungen wird dann der Governance-Vorschlag des Systementwicklungsplans abgeleitet.

2.2.1. Theoretischer Hintergrund

Begriffsklärung Governance

Um eine adäquate Governance für den SEP zu definieren, ist es zunächst wichtig, den Begriff „Governance“ zu verstehen und zu definieren. Der Begriff der Governance wird insbesondere seit den 1990er Jahren in der Europaforschung benutzt. Eine deutsche Entsprechung existiert nicht. Er steht im Gegensatz zum traditionellen Top-down-Regieren („Government“) für die Koordination der Interaktionen zwischen verschiedenen Akteuren in einem Mehrebenensystem. Ein Merkmal der Governance ist dabei die breite Partizipation von nicht staatlichen Akteuren (Zivilgesellschaft).³³ Die Governance beschreibt verschiedene Formen politischer Koordination und Steuerung in komplexen institutionellen Gefügen und fokussiert üblicherweise mehr auf Prozesse als auf Strukturen.

Corporate Governance als eine bestimmte Form der Governance bezeichnet das „set of relationships between a company’s management, its board, its shareholders and other stakeholders. Corporate governance also provides the structure through which the objectives of the company are set, and the means of attaining those objectives and monitoring performance are determined.“³⁴

Im Kontext des SEP wird Governance definiert als die Steuerungsmechanismen und prozeduralen Elemente, der organisatorische Rahmen und das Regelwerk eines Multistakeholderprozesses mit der breiten Partizipation der Zivilgesellschaft. In der Governance werden Zuständigkeiten, Verantwortlichkeiten und Akteurskonstellationen geklärt.

Legitimation politischer Prozesse

Politische Prozesse und Entscheidungen, die das Zusammenleben der Gesellschaft berühren, benötigen eine demokratische Legitimation. Die demokratische Legitimation stellt sicher, dass über die Legitimationskette jede Entscheidung letztlich auf den Willen des Staatsvolkes zurückgeführt werden kann und das Staatsvolk im Sinne der Volkssouveränität auch tatsächlichen Einfluss auf die Wahrnehmung der Hoheitsgewalt nimmt. Eine ausreichende Legitimation sichert zudem die Qualität von Ergebnissen, schafft Planungssicherheit und kann Akzeptanz für die Ergebnisse sichern. In der Politikwissenschaft kann zwischen den Formen Input-, Throughput- und Output-Legitimation unterschieden werden.^{35,36}

Die Input-Legitimation beantwortet die Fragen nach Akteuren und ihrer entsprechenden Legitimation. Die Rolle des Parlaments als Gremium mit der direktesten Legitimationskette (vom Volk gewählt) genießt hier besondere Aufmerksamkeit. Einhergehend mit der Legitimation durch Wahlen ist die Rechenschaftspflicht gegenüber anderen institutionellen und nicht institutionellen Akteuren in einem demokratischen System. Eine hohe Input-Legitimation ist außerdem verbunden mit der Inklusion aller von der Entscheidung Betroffenen (etwa die Berücksichtigung von möglichst vielen Perspektiven und sozialen wie wirtschaftlichen Interessen bei der Ausweisung bestimmter Nutzungsgebiete oder etwa eines Naturschutzgebiets). Dies überschneidet sich damit etwas mit der Throughput-Legitimation. Zentral für die Gewährleistung der Input-Legitimation ist die angemessene und demokratisch legitimierte Entscheidungs Ebene. Ins Konkrete übersetzt bedeutet dies, dass Entscheidungen mit zunehmendem Einfluss auf das Zusammenleben und die gesamte Gesellschaft eine höhere Legitimation benötigen. Die Entscheidungsinstanz des Deutschen Bundestages besitzt dabei die höchste demokratische Legitimation.

³³ Bundeszentrale für politische Bildung (2021)

³⁴ OECD (2015)

³⁵ Scharpf (1999)

³⁶ Schmidt (2013)

Throughput-Legitimation wird durch die Qualität des Entscheidungsprozesses garantiert. Die Throughput-Legitimation lässt sich an Partizipationsmöglichkeiten, einem transparenten und verständlichen Verfahren sowie der Möglichkeit zum Zugang zu Informationen festmachen. Eine Verankerung des Prozesses, die transparente Ausgestaltung und Durchführung, eine fest verankerte Partizipation und die kommunikative Begleitung sorgen für eine adäquate Throughput-Legitimation.

In der Output-Legitimation liegt der Fokus auf der Qualität des Ergebnisses. Wenn ein Prozess ein Problem effizient löst und für die Gesellschaft bzw. die Betroffenen nützlich ist, wird die Output-Legitimation gewährt. Selbst wenig legitimierte Prozesse etwa in autokratischen Systemen können eine hohe Output-Legitimation aufweisen, wenn sie Probleme lösen und den Betroffenen nützen. Im Fall des SEP zahlen vor allem die sorgfältige Bearbeitung durch Fachexpertinnen und -experten, aber auch die Einbindung verschiedener Perspektiven der Stakeholder auf die Output-Legitimation ein. Auch die Rechtssicherheit eines Ergebnisses mit entsprechender Verbindlichkeit unterstützt die Qualität des Ergebnisses.

Die Legitimation für den SEP als Ganzes kann daher geschaffen werden, indem alle drei Dimensionen der Legitimation ausreichend berücksichtigt werden. Hierzu sollten Stakeholder adäquat eingebunden werden (Input und Throughput), sie sollten eine breite Repräsentation der Gesellschaft darstellen (Input), die Partizipation sollte möglichst umfassend und institutionalisiert sein (Throughput), Prozesse sollten transparent gestaltet sein (Throughput), möglichst viel Fachexpertise sollte berücksichtigt werden (Output) und der SEP selbst sollte rechtlich verankert sein (Output). Letztendlich verantwortlich für den Prozess müssen jedoch die gewählten Repräsentanten von Parlament und Regierung sein (Input). Eine gute Kommunikation trägt weiterhin zur Throughput-Legitimation bei.

Der Legitimationsbedarf des SEP

Prinzipien zur Erhöhung der Legitimation wurden im vorangehenden Abschnitt genannt. Relevant ist dies, da in einem demokratischen System für jeden politischen Prozess und damit auch für den SEP eine hohe Legitimation unerlässlich ist.

Der Systementwicklungsplan stellt die Grundlage für alle nachfolgenden Infrastrukturplanungen dar. In dieser Funktion werden Aussagen bezüglich eines Zielbildes für die Energiewende getroffen. Damit besteht für den SEP ein besonderer Legitimationsbedarf, der über die rein technische Betrachtung hinausgeht. Richtungsentscheidungen des SEP haben mittel- und langfristig Auswirkungen auf die Energiewirtschaft sowie auf die Verbraucherinnen und Verbraucher. Weiterer Legitimationsbedarf ergibt sich aus dem Legitimationsdefizit der bisherigen Netzentwicklungsplanung. Diese wird von den Netzbetreibern

und der Bundesnetzagentur (BNetzA) verantwortet. Obwohl der Szenariorahmen nach § 12a EnWG die „Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken“ soll, legt der Netzentwicklungsplan inhärent weitere Annahmen zugrunde, was gleichbedeutend mit einer politischen Weichenstellung ist. Sie sind jedoch zuvor nicht durch einen demokratisch legitimierten Akteur festgehalten und beschlossen worden. Politische Entscheidungen können dabei nicht von Experten prognostiziert werden, sondern müssen von demokratisch legitimierten Organen getroffen und verantwortet werden. Dieses Defizit kann durch die Einführung eines Systementwicklungsplans adressiert werden. Die Legitimation, die aus dem SEP entsteht, kann somit ein großer demokratischer Mehrwert dieses Prozesses sein und die Akzeptanz für die Weiterentwicklung der Energieinfrastruktur fördern.

Akzeptanz und das Beteiligungsparadoxon

Die Akzeptanz der Energiewende und von Infrastrukturprojekten wurde sowohl in quantitativen als auch qualitativen Untersuchungen vielfach betrachtet.³⁷ Dabei wurden eine Reihe von Faktoren identifiziert, die in bestimmter Ausprägung die lokale Akzeptanz sowohl fördern als auch behindern können. Akzeptanzfaktoren werden dabei oftmals in die drei Größen Akzeptanzsubjekt, -objekt und -kontext eingeteilt.³⁸ Faktoren des Akzeptanzsubjekts umfassen persönliche Einstellungen und Haltungen, Wertvorstellungen und etwa soziodemografische Faktoren. Faktoren des Akzeptanzobjekts können Kosten und Nutzen des Technikeinsatzes bzw. der Infrastruktur sein, verbundene Risiken, die Beurteilung der ästhetischen Aspekte und eine generelle Akzeptabilität der Technologie. Kontextfaktoren sind etwa soziale Normen, aber insbesondere auch Partizipationsmöglichkeiten und die Verfahrensgestaltung sowie die Wahrnehmung von Verfahrens- und Verteilungsgerechtigkeit.

Bei der Betrachtung der Verfahrensgerechtigkeit wird in der Akzeptanzforschung davon ausgegangen, dass eine möglichst frühe Beteiligung die Wahrscheinlichkeit eines akzeptierten Resultats erhöht, da dann mehr Handlungsspielraum für alle Beteiligten bleibt.³⁹ Meist steigt jedoch erst mit zunehmender Konkretisierung eines Projekts die Bereitschaft der Bürgerinnen und Bürger, sich zu beteiligen, weil die Auswirkungen sichtbarer werden. Dann ist es jedoch meist zu spät, grundlegende Entscheidungen zu beeinflussen. Diese Entwicklung wird auch als Beteiligungsparadoxon bezeichnet und ist in Abbildung 17 skizziert.⁴⁰ Das kann zu Frustration der Beteiligten führen, da zum Zeitpunkt der tatsächlichen Beteiligung grundsätzliche Entscheidungen bereits getroffen sind. Daher ist die Aufgabe für eine Erhöhung der prozeduralen Gerechtigkeit auch darin zu sehen, den betroffenen Bürgerinnen und Bürgern auch tatsächlich die Möglichkeit zur Teilnahme einzuräumen.

37 u. a. Devine-Wright (2012), Hall et al. (2013), Waldo (2012)

38 Schmalz (2019)

39 Renn/Webler (1994), Ziekow (2018)

40 Hildebrand et al. (2018)

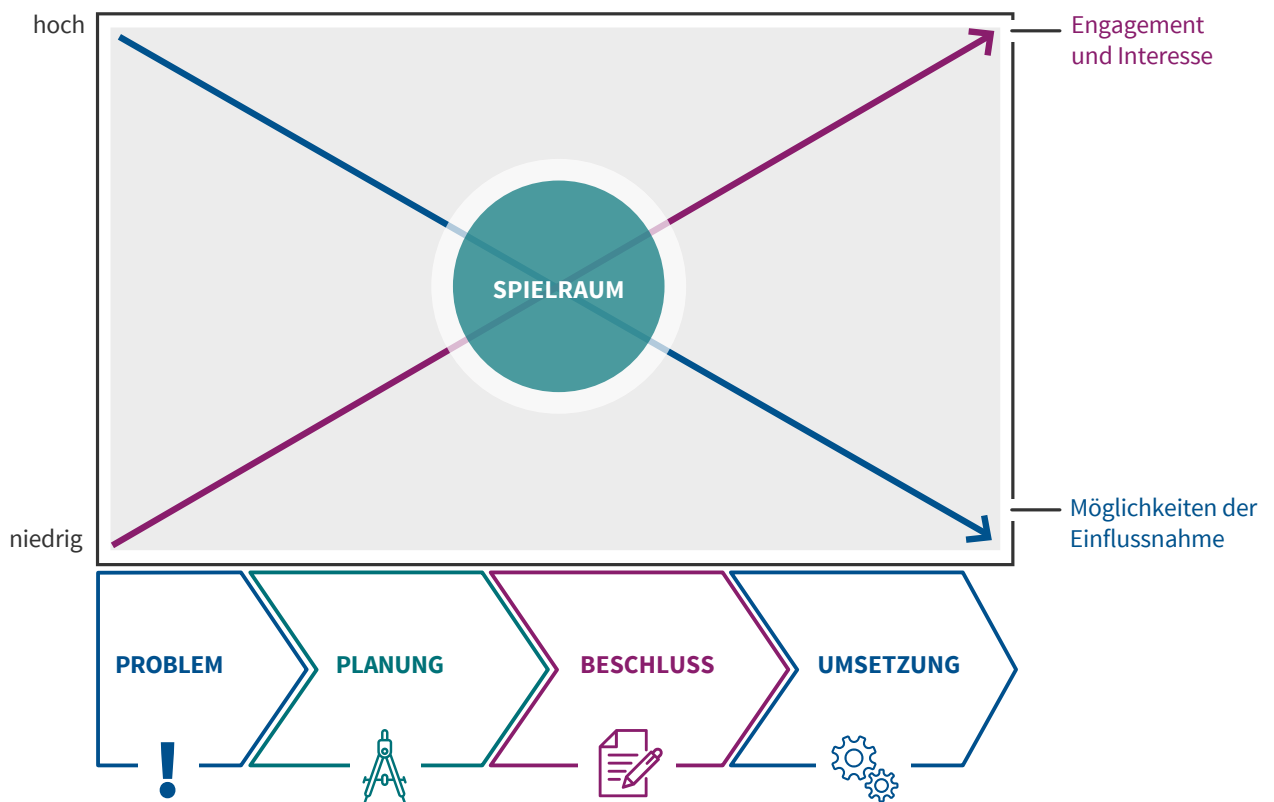


Abbildung 17: Das Beteiligungsparadoxon

Das Beteiligungsparadoxon wird beispielsweise bei der Konsultation zum ersten Entwurf des NEP Strom deutlich. Hier können nur Beiträge inhaltlich berücksichtigt werden, die sich auf die Bestimmung der Maßnahmen oder die Methodik des NEP beziehen, nicht aber grundsätzliche Erwägungen zur Ausgestaltung des Energiesystems, da diese bereits im Rahmen der Ziele, die für den Szenariorahmen berücksichtigt werden, festgelegt wurden. In den nachgelagerten Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren ist die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Maßnahmen dann bereits festgestellt, sodass nur noch Einfluss auf Rahmenbedingungen genommen werden kann, nicht aber auf die grundsätzliche Entscheidung für oder wider. Dadurch kann bei Betroffenen der Eindruck entstehen, mit ihren Anliegen ignoriert zu werden, keine adäquaten Beteiligungsmöglichkeiten zu besitzen oder immer einen Schritt zu spät zu kommen.

Der Systementwicklungsplan als den NEPs Strom und Gas vorgelagerter Prozess bietet die Gelegenheit, das Beteiligungsparadoxon zu adressieren und Beteiligung dort zu ermöglichen, wo sie Effekte auf grundsätzliche Richtungsentscheidungen entfalten kann. Die sich hier ergebende Herausforderung für die Governance ist die aktive Ansprache und Einbindung von Stakeholdern und der Gesellschaft, da der SEP teils sehr abstrakte Fragen behandelt und daher in Teilen der Logik des Beteiligungsparadoxons folgt (im frühen Stadium noch sehr abstrakte Beteiligungsmöglich-

keiten). Dies macht proaktive und von Beginn an geplante und institutionalisierte Beteiligungsmöglichkeiten umso wichtiger. Gleichzeitig besteht die Chance, dass grundsätzliche Fragen an das Energiesystem der Zukunft, die der SEP beantworten soll, leichter zu verstehen und auch potenziell mit höherem Interesse verbunden sind als die technisch komplexen Netzentwicklungspläne. Die Hürden für eine Beteiligung wären beim SEP daher niedriger als bei den NEPs.

Bürgerbeteiligung

Die Notwendigkeit von proaktiven Beteiligungsmöglichkeiten und einer umfassenden Partizipation gehen aus den Anforderungen der Legitimation und der Akzeptanz und dem damit verbundenen Beteiligungsparadoxon wie oben ausgeführt hervor.

Neben der Einbindung von Stakeholdern der Zivilgesellschaft in Konsultationsverfahren zur Infrastrukturplanung (wie beispielsweise Verbraucher- und Umweltschutzverbände oder Bürgerinitiativen) ist eine breite Bürgerbeteiligung eine weitere Option der Partizipation der Gesellschaft. Bürgerbeteiligung geht dabei über die reine Einbindung von Stakeholdern hinaus, da hierdurch neben den bereits organisierten Interessenvertretungen weitere sonst nicht berücksichtigte Perspektiven einbezogen werden können.

Grundsätzlich können fünf Stufen der Bürgerbeteiligung unterschieden werden. Sie werden in einem *IZS Policy Brief* zusammengefasst.⁴¹

- 1. Information:** Die erste Stufe der Bürgerbeteiligung ist definiert als die rein informationsbasierte Teilhabe am Entscheidungsprozess, die nur wenig über das einseitige Verfügbarmachen von Informationen in Top-down-Richtung hinausgeht.
- 2. Transparenz:** Transparenz wird in zwei Richtungen hergestellt: auf der einen Seite durch den Einblick von Bürgerinnen und Bürgern in die sachlichen und normativen Hintergründe und Entscheidungszusammenhänge, auf der anderen Seite erhalten auch Entscheidungsträger einen Eindruck von den Interessen, Wertvorstellungen und Bedürfnissen der Bürgerinnen und Bürger.
- 3. Konsultation:** Der Beteiligungsprozess ist für die Mitwirkung der Betroffenen geöffnet und zweiseitig ausgestaltet. Bürgerinnen und Bürger können auf der Grundlage der ihnen zur Verfügung gestellten Informationen ihre Meinung zu einer bestimmten Maßnahme an Entscheidungsträger zurückspielen.
- 4. Mitbestimmung:** Den Bürgerinnen und Bürgern werden Möglichkeiten der echten Einflussnahme gemeinsam neben politisch administrativen Akteuren eingeräumt. Dabei werden Bürgerempfehlungen und Lösungsvorschläge integriert, auch wenn nicht immer vollständig.
- 5. Selbstbestimmung:** Entscheidungsbefugnisse werden an Bürgerinnen und Bürger übergeben.

Kernelemente eines gelungenen Bürgerdialogs als Form der Bürgerbeteiligung

Formen der Bürgerbeteiligung sind komplementäre Elemente repräsentativer Demokratie. Sie ersetzen damit nicht die Entscheidungshoheit und politische Legitimität der gewählten Entscheidungsträger. Eine Bürgerbeteiligung ist umso effektiver, je früher im Prozess sie stattfindet und je größere Entscheidungsspielräume vorhanden sind. Der Bottom-up-Einbezug von Bürgerinnen und Bürgern in einem Bürgerdialog kann Stakeholder- und Entscheidungsprozessen eine zusätzliche Dimension der Legitimation verschaffen.

Formate der Bürgerbeteiligung sind besonders dort von Nutzen, wo gesellschaftlich relevante, umstrittene Entscheidungen zu treffen sind, die in hohem Maß auf Rückhalt und Akzeptanz in der Bevölkerung angewiesen sind. Insbesondere für konfliktulose Prozesse sind zufallsbasierte Verfahren der Bürgerbeteiligung ein zielführendes Mittel. Indem teilnehmende Bürgerinnen und

Bürger aktiv in die Entscheidungsfindung einbezogen werden, rückt bei ihnen ihr Partikularinteresse in den Hintergrund und sie arbeiten gemeinsam an einem tragfähigen, für alle vorteilhaften Gesamtbild. Zudem wird den Entscheidungsträgern dadurch ein realistisches Stimmungsbild vermittelt, das bei eingeschränkten Beteiligungsmöglichkeiten oft nicht repräsentativ ist, da sich dann besonders die Unzufriedenen zu Wort melden (die „laute Minderheit“).

Für die Mitarbeit in einem Bürgerdialog ist es für Bürgerinnen und Bürger wichtig, dass der Prozess von allen als zentraler Baustein im jeweiligen Verfahren gesehen wird und dass der Bürgerdialog auch weithin wahrgenommen wird (*Öffentliche Resonanz*). Ein Verfahren der breiten Einbindung von Bürgerinnen und Bürgern stößt zudem besonders dann auf den Willen zur Mitwirkung, wenn ein gewisser Einfluss der Meinung und der Empfehlungen aus diesem Prozess gewährleistet ist. Bürgerinnen und Bürger erwarten eine verständliche Information darüber, was mit ihren Vorschlägen passiert und wie ihre Ergebnisse weiterverarbeitet wurden.⁴² Als Erfolgsbedingung für die Bürgerbeteiligung werden daher die *Ergebnisoffenheit* und die *Anschlussfähigkeit* genannt. Letztere impliziert, dass Prozesse so angelegt werden, dass sie in den politischen Entscheidungsprozess eingebracht und dort umgesetzt werden können.⁴³ Gleichzeitig sollten Erwartungen und Möglichkeiten hinsichtlich der Bedeutung der Ergebnisse des Prozesses offen kommuniziert und ehrlich dargestellt werden, um die Beteiligten nicht zu enttäuschen. Dies war auch eine der Lehren aus dem Prozess zum Klimaschutzplan 2050.⁴⁴

Weitere Kernelemente eines gelungenen Bürgerdialogs sind *Kompetenz*, *Legitimation* und *Effizienz*. *Kompetenz* bedeutet, dass den Teilnehmerinnen und Teilnehmern der notwendige Sachverstand für die Bearbeitung und Beurteilung der Entscheidungsoptionen zugänglich gemacht werden muss. Handlungsspielräume für die Bürgerinnen und Bürger ergeben sich aus einem Vertrauenszuschuss durch die politisch Verantwortlichen Legitimation. Die Wahrung von *Effizienz* im Prozess verlangt nach einem klar abgesteckten Mandat, das innerhalb eines begrenzten Zeitraums erfüllt werden kann. Dabei sollte auch der Aufwand der Beteiligten mit der erwarteten Einflussmöglichkeit in einem akzeptablen Verhältnis stehen.⁴⁵

Auf diese Punkte wäre in der Ausgestaltung eines Bürgerdialogs zu achten, wenn der SEP verankert und implementiert wird. In diesem Projekt wird nur in groben Zügen skizziert, wie dieser im Rahmen des SEP arbeiten könnte.

⁴¹ Heer (2020)

⁴² Bertelsmann Stiftung (2017)

⁴³ Renn (2015)

⁴⁴ Prognos (2017)

⁴⁵ Renn (2015)

Zusammenfassung

Die Governance als modernes Steuerungskonzept unter Einbindung einer Stakeholderpluralität beschreibt die Organisation des Systementwicklungsplans. Eine geeignete Ausgestaltung der Governance ist in der Lage, Legitimation für Prozesse zu schaffen, Akzeptanz zu fördern sowie für die Qualität der Ergebnisse zu sorgen. Input-, Throughput- und Output-Legitimation lassen sich erhöhen, indem bei der Ausgestaltung des Prozesses auf eine transparente Prozessgestaltung, die Einbindung aller relevanten Stakeholder, eine sorgfältige Bearbeitung durch größtmögliche Expertise und eine rechtliche Verankerung geachtet wird. Der Legitimationsbedarf ergibt sich aus der Natur des SEP als Prozess, der gesellschaftliche und politische Richtungsentscheidungen diskutiert und der in dieser Form auch ein Legitimationsdefizit der bisherigen Infrastrukturplanung in den Netzentwicklungsplänen adressiert.

Eine breitere Bürgerbeteiligung kann einen Mehrwert schaffen, der über die Stakeholderbeteiligung hinausgeht. Es besteht die Chance, mit dem SEP das Beteiligungsparadoxon anzugehen und die Akzeptanz für Infrastrukturplanungsprozesse zu fördern, indem Beteiligte sehr früh proaktiv, institutionalisiert und ergebnisoffen eine Teilhabe ermöglicht wird.

2.2.2. Analyse vergleichbarer Prozesse

Die Etablierung einer Governance-Struktur für den Systementwicklungsplan muss nicht von Grund auf neu entstehen, sondern kann sich sinnvollerweise auch an der Governance vergleichbarer Prozesse orientieren. Insbesondere die Erfahrungen und Lehren aus solchen Prozessen können helfen, eine geeignete Struktur für den SEP aufzusetzen. Eine Analyse von Vergleichsprozessen dient zudem dazu, einige der zentralen im Stakeholderprozess der dena-Netzstudie III bezüglich der Governance aufgeworfenen Fragen zu beantworten. Diese sind:

- Ist der SEP ein direkt durch ein Organ der Exekutive oder durch eine externe Kommission, die durch die Exekutive beauftragt wird, durchgeführter Prozess?
- Wie werden Parlament und Bundesländer eingebunden?
- Wie ist gesellschaftliche Repräsentanz sicherzustellen, ohne dass der Systementwicklungsplan seine Handlungsfähigkeit verliert?
- Welche besondere Rolle spielen Netzbetreiber als Umsetzer der Ergebnisse des SEP?

Zur Beantwortung dieser und weiterer Fragen wurden folgende Prozesse hinsichtlich ihrer Governance-Strukturen analysiert:

- Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung („Kohlekommission“)
- Nationaler Wasserstoffrat (NWR)
- Rat für Nachhaltige Entwicklung (RNE)
- Klimaschutzplan 2050
- Plattform Energienetze

Die genannten Prozesse haben gemeinsam, dass sie in institutionalisierter Form Maßnahmenempfehlungen für Energiewende und Klimaschutz erarbeiten, über eine breite gesellschaftliche Verankerung verfügen und aufgrund ihrer Komplexität hohe Expertise erfordern. Die Prozesse wurden in Bezug auf folgende Kriterien ausgewertet:

- Thematischer Fokus
- Reichweite der Partizipation, Gremienzusammensetzung und Einbindung von Stakeholdern
- Rolle der Politik im Prozess und parlamentarische Einbindung
- Politisches Mandat, Verbindlichkeit der Ergebnisse und rechtliche Verankerung

Die „Kohlekommission“

Die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (WSB)“, auch „Kohlekommission“ genannt, wurde am 6. Juni 2018 vom Bundeskabinett als Beratungsgremium für die Bundesregierung berufen. Ziel der Kommission war es, im Zuge des beschlossenen Kohleausstiegs einen Aktionsplan für die betroffenen Regionen vorzuschlagen, um den Strukturwandel aktiv zu begleiten und abzusichern. Die Ausarbeitung von Vorschlägen zur Begleitung des Kohleausstiegs bedeutete für die Kohlekommission damit ein thematisch enges und zeitlich begrenztes Mandat.

Die Kommission bestand aus insgesamt 31 Mitgliedern, darunter vier Vorsitzende. Unter den 31 Mitgliedern der Kommission waren zudem drei Mitglieder des Deutschen Bundestages, die über ein Rede-, aber kein Stimmrecht verfügten.⁴⁶ Neben den Mitgliedern des Bundestages waren auch Vertreterinnen und Vertreter mehrerer Bundesländer mit Rede-, aber ohne Stimmrecht an den Sitzungen der Kohlekommission beteiligt. Das Bundeskanzleramt hatte einen Gaststatus inne. Zudem wurde die Kommission durch einen Staatssekretärsausschuss, bestehend aus Vertreterinnen und Vertretern ausgewählter Bundesministerien und relevanter Ressorts, betreut und unterstützt. Die Mitglieder der Kohlekommission stellten einen breiten Querschnitt der

46 BMWi (2021a)

gesellschaftlichen, politischen und wirtschaftlichen Akteure dar und besaßen dadurch eine geeignete Grundlage zur Erarbeitung eines tragfähigen gesellschaftlichen Konsenses. Die Mitglieder erhielten eine Aufwandsentschädigung, sodass auch weniger professionalisierten Verbänden und Interessenvertretungen eine sinnvolle Teilnahme ermöglicht wurde.

Insgesamt tagte die Kohlekommission neunmal in etwa monatlichem Rhythmus bis zur Fertigstellung des Abschlussberichts am 25. Januar 2019. Im Zuge der Arbeit der Kommission besuchten die Mitglieder drei Braunkohlereviere und diskutierten dort mit Vertreterinnen und Vertretern von Landesregierung, regionalen Unternehmen, Hochschulen, Kirchen und Bürgerinitiativen. Der Abschlussbericht der Kohlekommission wurde dem Staatssekretärsausschuss in schriftlicher Form übermittelt. Die Veröffentlichung des Berichts erfolgte anschließend durch die Bundesregierung. Dabei wurde der Abschlussbericht mit einer Mehrheit von 27 aus 28 Stimmen verabschiedet. Die eingereichten Sondervoten der Mitglieder der Kommission wurden im Abschlussbericht ausgewiesen und separat im Anhang veröffentlicht. Dabei haben mehrere Kommissionsmitglieder zusammen oder einzelne Mitglieder ihre Ergänzungen, weitergehende Erläuterungen und abweichende Meinungen zum Endbericht aufgeführt.⁴⁷

Der Nationale Wasserstoffrat

Der Nationale Wasserstoffrat (NWR) wurde von der Bundesregierung ins Leben gerufen und fungiert als unabhängiges, überparteiliches Beratungsgremium. Die Aufgabe des Nationalen Wasserstoffrats besteht in der Unterstützung und Begleitung des Staatssekretärsausschusses für Wasserstoff bei der Weiterentwicklung und Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS). Der NWR veröffentlicht im Zuge dieser Aufgabe auch regelmäßige Stellungnahmen zu relevanten nationalen (und internationalen) politischen Entwicklungen mit Bezug zu Wasserstoff und beauftragt und begleitet wissenschaftliche Studien. In seinem thematischen Fokus ist der NWR auf den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ausgelegt. Er ist auf eine langfristige Begleitung des Themas angelegt.

Aktuell sitzen 25 hochrangige Expertinnen und Experten aus Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft im Wasserstoffrat. Die Mitglieder des Wasserstoffrats üben ihre dortige Tätigkeit als personengebundenes Ehrenamt aus. Für eine Dauer von drei Jahren wird eine Vorsitzende oder ein Vorsitzender sowie eine Stellvertreterin oder ein Stellvertreter (Vorsitz) aus dem Mitgliederkreis gewählt. Die Leitstelle Wasserstoff dient als Koordinationsstelle für den NWR und unterstützt ihn bei der Ausformulierung von Handlungsempfehlungen. Gleichzeitig unterstützt die Leitstelle auch die Ressorts und erstellt unter anderem jährlich einen Monitoringbericht über den aktuellen Umsetzungsstand der NWS oder ermöglicht den Austausch über die Wasserstoff-

aktivitäten der Bundesländer. Darüber hinaus wird alle drei Jahre ein erweiterter Monitoringbericht mit einer strukturierten Bewertung und Analyse und einem Ausblick veröffentlicht. Der Monitoringbericht wird der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.

Die Sitzungen des NWR finden mehrmals im Jahr statt. Die Ressortverantwortlichen und die Ländervertreterinnen und -vertreter können als Gäste an den Sitzungen des NWR teilnehmen. Die Sitzungen finden im Allgemeinen unter Ausschluss der Öffentlichkeit statt. Die Beschlüsse zu Handlungsempfehlungen und Berichten werden mit einfacher Mehrheit der Stimmen der anwesenden stimmberechtigten Mitglieder gefasst. Abweichende Voten werden in das Protokoll der Sitzung aufgenommen und entsprechende Stellungnahmen bei Veröffentlichungen separat ausgewiesen. Bei den Abstimmungen wird allerdings stets ein Konsens der Ratsmitglieder angestrebt.

Der Rat für Nachhaltige Entwicklung

Der Rat für Nachhaltige Entwicklung (RNE) wurde erstmals 2001 von der Bundesregierung berufen. Gekennzeichnet ist der RNE durch seinen weiten thematischen Fokus in der Beratung der Bundesregierung zur Nachhaltigkeitspolitik. Ähnlich wie die beiden zuvor beschriebenen Prozesse ist der RNE nicht exekutiv angelegt und insofern inhaltlich sowie in seiner Aktionsform unabhängig.

Der RNE besteht aus 15 Personen des öffentlichen Lebens aus Zivilgesellschaft, Wirtschaft, Wissenschaft und Politik. Der Rat wählt eine Vorsitzende bzw. einen Vorsitzenden und eine Stellvertreterin oder einen Stellvertreter aus seiner Mitte. Der Vorsitz vertritt den Rat nach außen und leitet die Ratssitzungen. Der RNE wird von einer Geschäftsstelle unterstützt.

Die Bundesregierung kann Vertreterinnen und Vertreter zu den Sitzungen des Rates und seiner Gremien entsenden. Sie haben das Recht, sich zu den Tagesordnungspunkten zu äußern. Der Rat kann Gäste zu seinen Sitzungen einladen. Der Vorsitzende des Parlamentarischen Beirats für nachhaltige Entwicklung des Deutschen Bundestages ist regelmäßiger Gast und kann sich vertreten lassen. Über die Sitzungen fertigt die Generalsekretärin oder der Generalsekretär eine Niederschrift an. Der Generalsekretär nimmt die Aufträge der Bundesregierung, insbesondere des Staatssekretärsausschusses, entgegen, stimmt Bearbeitungs- und Vorlagetermine mit der Bundesregierung ab und hält Kontakt zu Ministerien und Behörden, zum Parlament, zur Wirtschaft, zur Wissenschaft und zu gesellschaftlichen Gruppen. Er unterrichtet den Rat über dortige Vorhaben, soweit diese für die Arbeit des Rates von Bedeutung sind. Zudem bringt der Rat Oberbürgermeisterinnen und Oberbürgermeister zum Dialog „Nachhaltige Stadt“ zusammen und vernetzt Akteure durch die Regionalen Netzstellen Nachhaltigkeitsstrategien (RENN).

47 BMWi (2019a)

Der Klimaschutzplan 2050

Im Koalitionsvertrag 2013 haben die Regierungsparteien vereinbart, einen nationalen Klimaschutzplan zu erstellen, der die neuen Minderungsziele von 80 bis 95 Prozent THG-Emissionen im Vergleich zu 1990 mit einem konkreten Fahrplan und Maßnahmen hinterlegen sollte. Der Klimaschutzplan sollte „im Lichte der Ergebnisse“ des Pariser Klimaabkommens entstehen, die durch das Abkommen geforderte Klimaschutzlangfriststrategie liefern und bis zur Klimakonferenz in Marrakesch im November 2016 fertiggestellt werden. Initiiert wurde der Prozess, der „in einem breiten Dialogprozess“ geführt werden sollte, durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMU) im Juni 2015.⁴⁸ Es handelt sich in der Schirmherrschaft durch das BMU somit um einen eher exekutiven Prozess.

Der mehrstufige Beteiligungsprozess zur Erstellung des Klimaschutzplans kombinierte eine Stakeholderbeteiligung mit einer Bürgerbeteiligung. Neben einer traditionellen Stakeholderbeteiligung als erste Säule wurden in einer zweiten Säule zufällig ausgewählte Bürgerinnen und Bürger einbezogen. In Abbildung 18 ist der Prozess mit seinen zentralen Elementen skizziert.

Im Rahmen der Stakeholderbeteiligung tauschten sich Bundesländer, Kommunen, Wirtschaft und Zivilgesellschaft in Fachforen aus und erarbeiteten rund 400 Vorschläge. Diese Maßnahmen wurden weiter in einem Gremium, bestehend aus 13 Delegierten aus dem Stakeholderprozess, diskutiert und überprüft. Anschließend befassten sich die Stakeholder in fünf Handlungsfeldern mit dem Zielbild des Klimaschutzplans.

Parallel begann die Bürgerbeteiligung in fünf deutschen Städten gleichzeitig mit rund 500 zufällig ausgewählten Bürgerinnen und Bürgern. In diesem Format wurden 77 erste Empfehlungen entwickelt, die im Rahmen eines Online-Dialogs zusätzlich von allen Beteiligten kommentiert werden konnten. Aus dem Bürgerdialog wurden schließlich zwölf Delegierte gewählt, die gemeinsam einen Bürgerreport erarbeiteten. Begleitend zum Beteiligungsprozess wurde in Ressort-Informationsveranstaltungen geprüft, ob vergleichbare Maßnahmen zu den aktuell in Diskussion befindlichen bereits durch die Regierung ausgearbeitet wurden.

Beide Prozesse, Stakeholderbeteiligung und Bürgerbeteiligung, liefen zunächst parallel und wurden anschließend in einem Delegiertengremium zusammengeführt. Das Delegiertengremium bündelte die Empfehlungen von Bürgerinnen und Bürgern, Ländern, Kommunen und Verbänden zu einem gemeinsamen Maßnahmenkatalog, der der Bundesumweltministerin übergeben wurde. Auf der Basis dieser Empfehlungen erstellte das BMU einen Hausentwurf und lud Länder und Verbände zu schriftlichen Stellungnahmen ein. In paritätisch zwischen Wirtschaft und zivilgesellschaftlichen Verbänden besetzten Verbändeanhörungen wurden die Positionen der Verbände gehört. Schließlich wurde der Klimaschutzplan 2050 am 14. November 2016 beschlossen.

Die Überprüfung und Fortschreibung des Klimaschutzplans selbst erfolgen auch zukünftig in einem gesellschaftlichen Diskursprozess unter breiter Beteiligung von Ländern, Kommunen, Wirtschaft, Zivilgesellschaft und Bürgerinnen und Bürgern. Die mit dem Klimaschutzplan 2050 im Zusammenhang stehenden Beteiligungsprozesse werden dafür regelmäßig evaluiert und weiterentwickelt.

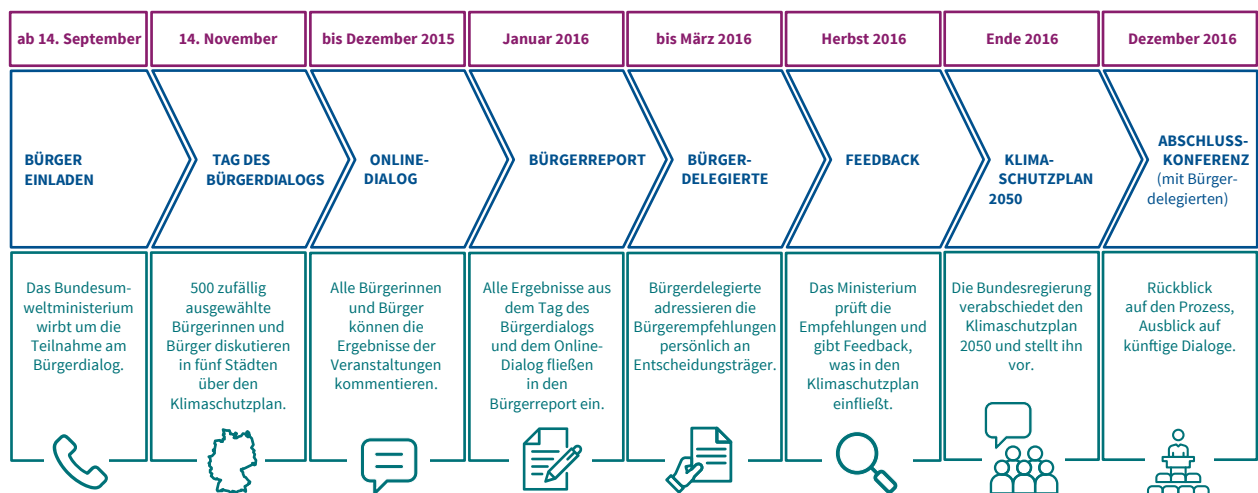


Abbildung 18: Die Bürgerbeteiligung zum Klimaschutzplan 2050⁴⁹

48 Prognos (2017)

49 BMU (2017b)

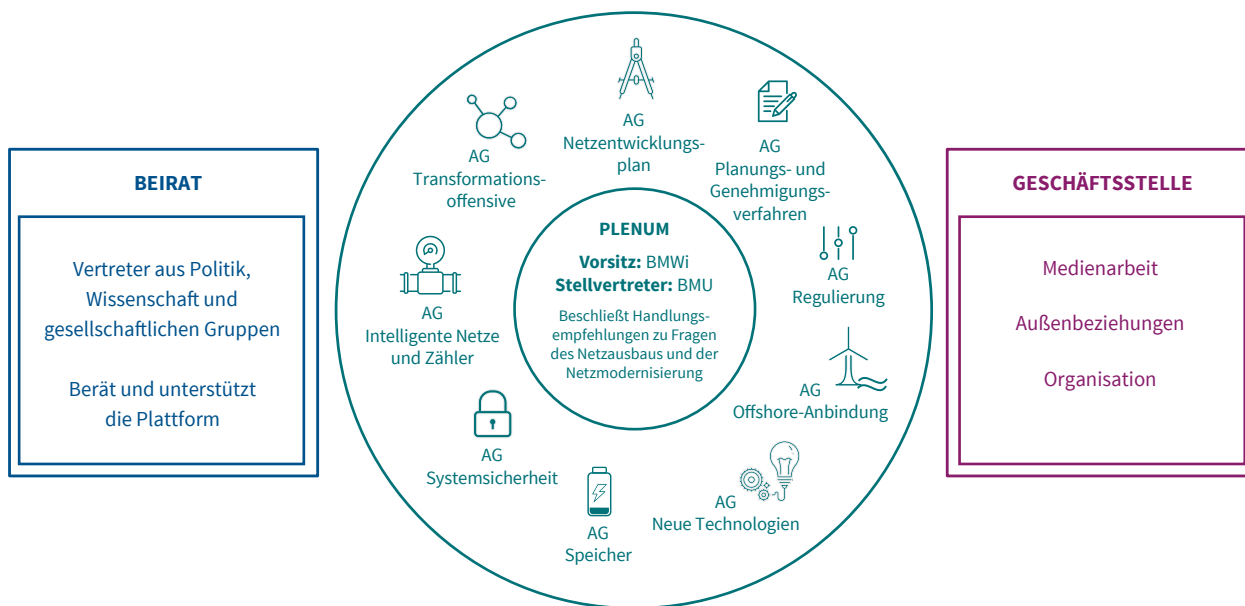


Abbildung 19: Ursprüngliche Governance der Plattform Energienetze

Die Plattform Energienetze des BMWi

Die Plattform Energienetze wurde 2011 ins Leben gerufen, um die Regierung zu Fragen von Netzausbau und Modernisierung der Stromnetze zu unterstützen und Impulse zur Politikentwicklung zu geben. Die Plattform Energienetze war damit exekutiv aufgesetzt und wurde durch das Ministerium koordiniert. In zu Beginn neun Arbeitsgruppen wurden unter Vorsitz des thematisch geeigneten Referats aus dem zuständigen Ministerium (zu Beginn BMWi und BMU, später nur BMWi) mit rund 80 bis 90 Externen (Verbände, Unternehmen, Netzbetreiber, Bundesländervertreter etc.) verschiedene Aspekte im Bereich Stromnetze

beleuchtet (siehe Abbildung 19). Heute existieren noch die AG Intelligente Netze und Zähler sowie die AG Systemsicherheit. In einem Plenum unter Vorsitz des Ministeriums wurden die Ergebnisse zusammengetragen und es wurde jeweils ein Positionspapier entwickelt. Das Plenum bestand aus rund 40 hochrangigen Externen. Im Gegensatz zu den Arbeitsgruppen war die Teilnahme im Plenum beschränkt. Mitglieder wurden einzeln selektiert. Größere Akteursgruppen haben entsprechend Vertretungen organisiert. Die Bundesländer haben insgesamt vier Vertreter entsendet.

	Kohlekommission	Nationaler Wasserstoffrat	Rat für Nachhaltige Entwicklung	Klimaschutzplan 2050	Plattform Energienetze
Zweck	Vorschlag für Kohleausstieg Maßnahmen bzgl. Entwicklung der Braunkohleregionen	Begleitung und Beratung zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie	Beratung der Regierung zur Nachhaltigkeitspolitik	Erstellung der im Pariser Abkommen geforderten Klimaschutzlangfriststrategie	Gemeinsames Erarbeiten von Lösungen zum Netzausbau und zur Modernisierung der Stromnetze
Thematischer Fokus / Weite	Eng: Kohleausstieg	Mittel: Umsetzung Wasserstoffstrategie	Weit: Nachhaltigkeit	Weit: Klimaschutz	Mittel: Stromnetze
Exekutiv / nicht exekutiv	Nicht exekutiv, 2018 durch die Bundesregierung berufen	Nicht exekutiv, 2018 durch die Bundesregierung berufen	Nicht exekutiv, Seit 2001 alle 3 Jahre durch die Regierung berufen	Exekutiv, geführt durch BMU 2015 gestarteter Dialogprozess	Exekutiv, Vorsitz BMWi 2011 ins Leben gerufen, damals Doppelvorsitz BMWi/BMU

	Kohlekommission	Nationaler Wasserstoffrat	Rat für Nachhaltige Entwicklung	Klimaschutzplan 2050	Plattform Energienetze
Dauer, Periodizität	8 Monate Einmalig	Langfristige Begleitung der Thematik	Langfristige Begleitung der Thematik	7 Monate Dialogprozess Insgesamt 1,5 Jahre Einmalig	Langfristige Begleitung der Thematik in verschiedenen durch Ministerien geführten AGs und im Plenum
Ergebnis	<ul style="list-style-type: none"> ■ Einmaliger Abschlussbericht 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Handlungsempfehlungen ■ Stellungnahmen und Studien 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Stellungnahmen 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Zwischenergebnis: Katalog mit 97 Maßnahmenvorschlägen aus Dialogprozess ■ Ergebnis: Präzisierung der Klimaschutzziele 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Input der AG-Teilnehmer/-innen zu wechselnden Fragestellungen ■ Standardberichte bestimmter Teilnehmer/-innen in den AGs
Mandat	<ul style="list-style-type: none"> ■ Empfehlungen an Bundesregierung ■ Verbindlichkeit erst durch Kohleausstiegsgesetz 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Beratung und Unterstützung des Staatssekretärsausschusses Wasserstoff 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Umsetzung eigener Projekte zur Förderung der Nachhaltigkeit 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Definition politischer Ziele zum Klimaschutz 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Beratung des Ministeriums
Gremienzusammensetzung und Partizipation	<ul style="list-style-type: none"> ■ 28 stimmberechtigte Mitglieder aus Wirtschaft (u.a. Verbände, Gewerkschaft), Gesellschaft (u.a. Bürgervertreter/-innen, Lokalpolitik), Umweltverbänden, Wissenschaft ■ 4 Vorsitzende, davon 3 aus der Politik (2 Ministerpräsidenten) ■ 3 MdBs der Regierung mit Rede-, aber ohne Stimmrecht 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 26 Expert/-innen aus Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft ■ Keine weiteren Partizipationselemente, außer diverse Besetzung des Rates 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 15 Personen des öffentlichen Lebens aus Zivilgesellschaft, Wirtschaft, Wissenschaft und Politik ■ Keine weiteren Partizipationselemente, außer diverse Besetzung des Rates 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Verbändeanhörung: 300 Verbände eingeladen, 136 teilgenommen ■ Bürgerdialog: ca. 500 Teilnehmer/-innen, aus denen 12 Bürgervertreter/-innen gewählt wurden ■ 25-köpfiges Delegiertengremium (12 Bürgervertreter/-innen, 13 Vertreter/-innen aus Bundesländern, Kommunen und Verbänden) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Plenum unter Vorsitz des BMWi, hochrangig besetzt; rund 40 externe Teilnehmer/-innen ■ Ehemals 9 Arbeitsgruppen (Arbeitsebene); aktuell noch 2 (AG Intelligente Netze und Zähler sowie AG Systemsicherheit) ■ Rund 80 bis 90 Externe pro AG
Politische Einbindung	<ul style="list-style-type: none"> ■ Leitung durch Vertreter/-innen der Regierungsparteien bzw. der Landespolitik; Leitung hat kein Stimmrecht ■ MdBs mit Rede-, aber ohne Stimmrecht ■ Begleitet durch Staatssekretärsausschuss 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ressortverantwortliche und Ländervertreter/-innen als Gäste 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Vorsitzende des Parlamentarischen Beirats (Dauer-)Gast (evtl. Vertretung) ■ Vertreter/-innen der Bundesregierung mit Rede-, aber ohne Stimmrecht 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Gesteuert durch Exekutive (BMU) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Gesteuert durch Exekutive ■ Bundesländer in AGs eingebunden und eine Vertretung der Bundesländer in Plenum ■ Beirat aus Politik und weiteren Gruppen

Sonstiges	<ul style="list-style-type: none"> ■ Sondervotum/ Minderheiten-votum durch Umweltverbände 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Konsens wird angestrebt ■ Minderheiten-voten werden ausgewiesen und kommuniziert 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Rat lädt externe Expert/-innen zu Sitzungen für bestimmte Themen ein 		
------------------	--	---	--	--	--

Tabelle 2: Übersicht Prozessvergleich Governance

Synthese

Die Analyse der Vergleichsprozesse (siehe hierzu auch Tabelle 2) dient dazu, relevante Aspekte für die Governance des SEP zu identifizieren. Hierzu ist es wichtig, bezüglich des Zwecks und des thematischen Fokus der einzelnen Prozesse zu differenzieren. Die Kohlekommission mit dem Ziel der Erarbeitung eines Fahrplans zum Kohleausstieg hat dabei beispielsweise thematisch einen recht engen Fokus und ist nur einmalig angelegt.

Der SEP zeichnet sich dagegen durch einen sehr weiten Fokus aus, der sich insbesondere dann verstärkt, wenn das Leitbild über die reine Betrachtung von Infrastrukturen hinausgeht. Das kann beispielsweise bedeuten, dass im Leitbild als Ergebnis des SEP auch Aussagen zur bevorzugten regionalen Allokation etwa von Elektrolyseuren getroffen werden.

Die Unterscheidung der thematischen Reichweite hat Konsequenzen für die Übertragbarkeit der Ergebnisse. Einige Elemente aus Prozessen mit klar definierter und thematisch enger Aufgabenstellung sind weniger gut geeignet als Blaupause für den SEP als einen Prozess mit sehr weitem Fokus.

Von den analysierten Prozessen haben die Plattform Energienetze, der Nationale Wasserstoffrat, der Klimaschutzplan 2050 und der Rat für Nachhaltige Entwicklung einen eher weiten thematischen Fokus. Dabei zeichnen sich die Plattform Energienetze und der Klimaschutzplan 2050 durch eine sehr breite Beteiligung mit weit über 100 Personen oder Beteiligten aus. Insbesondere der Klimaschutzplan 2050 mit der thematisch umfassendsten Aufgabenstellung ist charakterisiert durch eine sehr breite Stakeholder- und Bürgerbeteiligung. Eine umfassende Partizipation ist auch für die Governance des SEP vorgesehen und wurde im Projektkontext als sinnvoll erachtet.

Bei einer so ausführlichen Beteiligung stellt sich die Frage nach einer sinnvollen Einbindung und Strukturierung der Arbeitsweise. Hier kann die Erfahrung aus den Prozessen wichtige Anhaltspunkte liefern. Die Beteiligung in der Plattform Energienetze und im Nationalen Wasserstoffrat war und ist auf Dauer angelegt, das heißt, dieselben Akteure kommen über einen langen Zeitraum immer wieder zusammen. Die Arbeitsfähigkeit der Plattform Energienetze wurde insbesondere dadurch gewährleistet, dass die Akteure in verschiedenen Arbeitsgruppen unterschiedliche Themen bearbeiteten und diese Themen auf der Ebene des Plenums nur aggregiert wurden.

Die Beteiligung im Dialogprozess zum Klimaschutzplan war hingegen als punktueller, umfassender Prozess gedacht. Hierfür wurde die Gesellschaft in einem Bürgerdialog beteiligt, alle Verbände konnten in Stellungnahmen ihre Positionen einbringen und Vertreterinnen und Vertreter aus den Bundesländern, Kommunen, der Wirtschaft und verschiedenen gesellschaftlichen Gruppen haben gemeinsam mit Bürgervertreterinnen und -vertretern einen Maßnahmenkatalog entwickelt. Dieser Prozess als Ganzes ist zwar zu ausführlich für die Anwendung im Systementwicklungsplan, einzelne Bausteine wie der Bürgerdialog mit einem Bürgerrat könnten aber die Konzeption der SEP-Governance anreichern.

Die Stakeholderbeteiligung im SEP erfordert eine Auseinandersetzung mit Vorschlägen und (Zwischen)Ergebnissen des Expertenkonsortiums an mehreren Punkten im Prozess. Dies spricht grundsätzlich für eine kleine Expertengruppe, wie dies in der Kohlekommission, dem Nationalen Wasserstoffrat oder dem Rat für Nachhaltige Entwicklung der Fall war oder ist. Da der SEP jedoch mit seinem weiten thematischen Fokus sowie basierend auf den theoretischen Überlegungen eine breite Stakeholderbeteiligung benötigt, ist insbesondere die Governance der Plattform Energienetze ein wichtiger Vergleichsprozess, dessen Plattformstruktur auf den SEP übertragen werden könnte.

Damit die NEPs die im SEP definierten Ankerpunkte berücksichtigen können, müssen am Ende des SEP-Prozesses verbindliche, politisch legitimierte Ergebnisse stehen. Von den analysierten Prozessen könnte hier ebenfalls der Prozess zum Klimaschutzplan 2050 als möglicher Vergleichspunkt dienen. Dabei wurde aus den zwischen den Stakeholdergruppen und den Bürgervertreterinnen und -vertretern ausgearbeiteten 97 Maßnahmen (davon 77 aus dem Bürgerdialog) über die Hälfte in den Klimaschutzplan eingearbeitet. Die Empfehlungen der Kohlekommission haben ebenfalls zu verbindlichen politischen Entscheidungen geführt, allerdings erst nach einer Befassung des Bundestages und der Erarbeitung des Kohleausstiegsgesetzes, das nicht allen Empfehlungen und Inhalten der Kohlekommission entsprochen hat.

Für die politische Legitimierung und verbindliche Ergebnisse wurde also in allen Fällen entweder die direkte Schirmherrschaft der Politik als exekutiver Prozess oder die Übergabe an die Politik mit anschließender Legitimierung durch die Regierung oder das Parlament benötigt. Da der SEP zu politischen

Weichenstellungen beitragen soll, muss die Regierung als demokratisch legitimiertes Organ die finale Entscheidungshoheit haben. Hierzu kommen beide genannten Optionen in Betracht. Es scheint nach Ansicht der dena und abgeleitet aus den Vergleichsprozessen jedoch nicht sinnvoll, wenn die Regierung nur Empfänger eines ausgearbeiteten Vorschlags eines nicht exekutiven Prozesses ist, der einen so umfassenden Fokus und eine so große Reichweite hat. Statt eine reine Validierungsrolle zu besitzen, was auch Anstoß zu Kritik geben kann, sollten Regierung und Politik aktive Mitgestalter des Prozesses sein. Der SEP wird daher als exekutiver Prozess konzipiert.

Für die Governance des SEP werden sich im Folgenden Elemente sowohl an die Plattform Energienetze als auch an den Klimaschutzplan 2050 anlehnen. Lehren, die aus dem Vergleich der weiteren Prozesse gezogen werden, fließen ebenfalls in die konkrete Ausgestaltung der SEP-Governance ein.

2.3. Mandat und rechtlicher Rahmen für eine Systemplanung

Damit ein Systementwicklungsplan seine Leitwirkung hinsichtlich der darauf aufbauenden Infrastrukturplanungsprozesse adäquat entfalten kann, müssen die daraus resultierenden Empfehlungen hinreichend politisch legitimiert sein. Diese Legitimation entsteht unter anderem aus der gesetzlichen Verankerung des SEP als neuer Infrastrukturplanungsprozess sowie einer Vorgabe, wie Politik und Netzbetreiber die Ergebnisse des SEP weiterverwenden sollen.

Der SEP setzt den Rahmen für die nachgelagerten Infrastrukturplanungsprozesse und sollte also eine klare Verankerung als Teil der deutschen Energieinfrastrukturplanung erfahren. Der SEP berät die Politik, die durch ihre Entscheidungen den SEP-Ergebnissen eine Verbindlichkeit verleiht. Durch diese Verbindlichkeit werden die Ergebnisse zu einer planbaren Basis für nachfolgende Prozesse.

Eine rechtliche Stellungnahme der Boos Hummel & Wegerich Rechtsanwälte PartGmbH kommt zu dem Schluss, dass der SEP als Rahmen für die nachfolgenden Netzentwicklungspläne ebenfalls als Bundesgesetz verankert werden sollte. Durch eine gesetzliche Regelung im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) erfährt der SEP die gleiche Legitimation und Sichtbarkeit wie die Netzentwicklungspläne.⁵⁰

Im Gesetz sollte dabei der SEP als vorgelagerter Planungsschritt zu den NEPs eindeutig definiert werden. Darüber hinaus ist die Periodizität des SEP zu definieren (z.B. Wiederholung alle vier Jahre) und der Zeithorizont zu verankern, beispielsweise das Zieljahr 2045. Durch die Festschreibung im EnWG sollte der klare Auftrag an die Regierung hervorgehen, aus den Ergebnissen des SEP verbindliche Ankerpunkte für die darauf aufbauenden Infrastrukturplanungsprozesse abzuleiten.

Der SEP wird dabei als ein exekutiver, also von der Regierung geführter Prozess konzipiert. Da der SEP politische Weichenstellungen definiert und sich daraus ein Legitimationsbedarf ableitet (siehe Kapitel 2.2.1) sollte er durch eine demokratisch legitimierte Institution geleitet werden. Eine stärker eigenständige Erarbeitung von SEP-Empfehlungen (in einer Art „SEP-Kommission“) mit anschließender Übergabe an die Regierung würde der Dimension der Aufgabe nicht gerecht werden und zudem Verantwortung von den zuständigen Stellen abziehen (siehe auch die Ergebnisse der Vergleichsanalyse in Kapitel 2.2.2). Ein nicht exekutiver Prozess könnte zwar möglicherweise zu einem stärkeren Partizipationsinteresse führen, ginge aber zulasten der Relevanz und Durchsetzbarkeit der Ergebnisse.

Das für Energieinfrastrukturplanung zuständige Ministerium steuert daher den SEP-Prozess und speist die Ergebnisse in den politischen Prozess ein mit dem Ziel, ihn als Kabinettsbeschluss zu verabschieden, der die Basis für die Berücksichtigung der Ergebnisse in den Folgeprozessen liefert. Alternativ zur Verankerung als Kabinettsbeschluss könnten die Ergebnisse analog zum Bundesbedarfsplangesetz auch als „SEP-Gesetz“ zur Vorgabe gemacht werden. Diese Verankerung durch die Gesetzgebung ist jedoch ein sehr zeitintensiver Prozess, der zwar große Verbindlichkeit für die Planung hätte, für den SEP aber nicht zwingend nötig erscheint.

Ein Beschluss der Bundesregierung macht aus erarbeiteten fachlichen Aussagen eine politische Aussage und bietet damit eine ausreichend stabile Grundlage für die weitere Planung. Dies würde zwar noch keine Verpflichtung zur weiteren Berücksichtigung wie durch ein Gesetz implizieren, doch ist den Übertragungsnetzbetreibern in der Erstellung des Szenariorahmens nach § 12a EnWG bereits vorgegeben, sich an den „mittel- und langfristigen energiepolitischen Zielen der Bundesregierung“ zu orientieren. Als solche könnten die Ankerpunkte aus dem SEP damit gelten. Gleichzeitig ist ein Kabinettsbeschluss mehr als eine reine Absichtserklärung der Regierung oder nicht offiziell verankerte Entwicklungen.

Eine zum Kabinettsbeschluss zusätzliche Verankerung kann der SEP durch eine einfache Anpassung des § 12a EnWG erfahren, indem dort nicht nur die „langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung“ die Basis bilden, sondern auch die „Ergebnisse des Systementwicklungsplans berücksichtigt werden sollen“. Außerdem sollte dies in § 15 EnWG aufgenommen und damit auch für die Gasinfrastruktur zur Planungsgrundlage werden.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass der SEP im EnWG verankert sein sollte als ein neuer Planungsprozess. Die Ergebnisse werden durch einen Kabinettsbeschluss zum Teil der energiepolitischen Zielsetzung der Bundesregierung und damit Basis für den Szenariorahmen. Dies wird durch einen Verweis auf den SEP in § 12a EnWG und § 15 EnWG zusätzlich verstärkt.

⁵⁰ Eine detaillierte Betrachtung und Argumentation findet sich in der rechtlichen Stellungnahme von BH&W im Anhang.

2.4. Umsetzungsorganisation

2.4.1. Beteiligungsformen im SEP

Legitimation für den SEP entsteht neben der gesetzlichen Verankerung auch durch einen partizipativen Erstellungsprozess, der von Anfang an diverse Interessen und Stakeholder berücksichtigt. Eine breite Partizipation sichert zudem die Qualität der Ergebnisse und kann – wenn aktiv eingefordert – auch das Beteiligungsparadoxon adressieren. Die Beteiligungsmöglichkeiten am Systementwicklungsplan dienen auch dazu, den gesellschaftlichen Beratungsbedarf zum Energiesystem der Zukunft zu decken. Eine sinnvoll strukturierte und ehrlich gemeinte Beteiligung in diesem vorgelagerten Prozess könnte außerdem die Akzeptanz für die folgenden konkreten Infrastrukturprojekte befördern.

Elemente zur Einbindung von Stakeholdern erhöhen also die Qualität und schaffen Legitimität für den Prozess, sie verlängern aber auch die Prozessdauer. Dauer und Ausführlichkeit der Beteiligung müssen gut abgewogen werden, damit der SEP eine sinnvolle Planungsgrundlage für die NEPs bilden kann und sich nicht durch die lange Prozessdauer selbst überholt, etwa durch neue Grundlagen und klimapolitische Zielsetzungen oder Rahmenbedingungen. Vor diesem Hintergrund sind folgende Partizipationselemente im SEP vorgesehen:

- Vertretung der relevantesten Akteursgruppen in einer Stakeholderplattform und damit verbunden direkte Mitarbeit im Prozess (siehe Kapitel 2.4.2)
- Öffentliche Konsultation des ersten Leitbildes und Bürgerdialog zur Diskussion der im Leitbild vorgeschlagenen Weichenstellungen (siehe Kapitel 2.4.3)
- Nachgelagerte Kommunikation und Erklärung der Ergebnisse und Entscheidungen (SEP-Kampagne, siehe Kapitel 2.4.5)

2.4.2. Gremienstruktur des SEP

Die Governance des SEP benötigt eine Instanz mit analytischer Kompetenz und einem Verständnis für das gesamte Energiesystem, darüber hinaus die Repräsentation der Gesellschaft bzw. von handelnden und betroffenen Akteuren sowie eine Stelle zur stringenten Organisation des komplexen Prozesses. Diese drei Aufgaben sollen von separaten Gremien wahrgenommen werden. Der SEP sollte daher aus einem Expertenkonsortium, einer Stakeholderplattform und einer Geschäftsstelle bestehen. Die Steuerung des SEP-Prozesses sollte durch das für die Energieinfrastruktur zuständige Ministerium übernommen werden. Die folgende Abbildung 20 skizziert das Zusammenspiel der genannten Gremien.

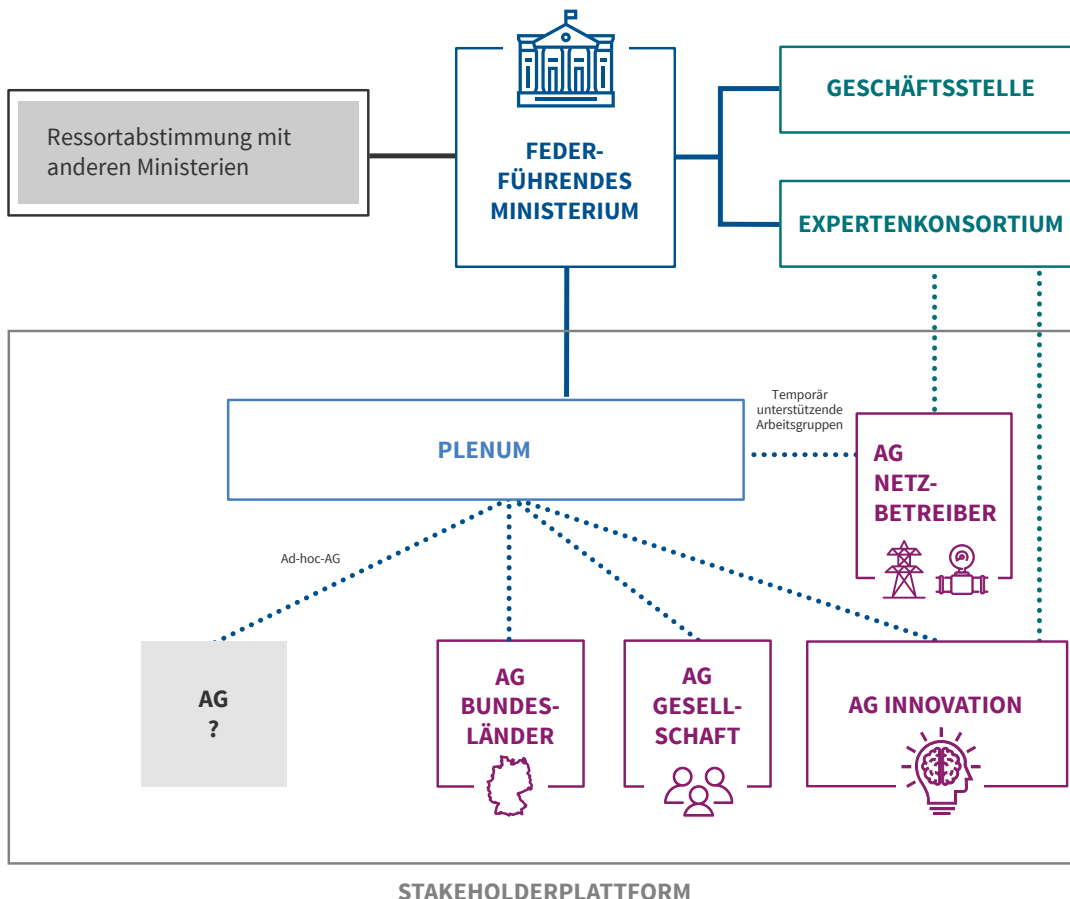


Abbildung 20: Organigramm der SEP-Gremien

Expertenkonsortium

Die Aufgabe des Expertenkonsortiums ist die Durchführung der für den SEP notwendigen Analysen und die wissenschaftliche Begleitung des Prozesses. Es muss daher neben einer hohen Expertise in der Energiesystemmodellierung auch Fachwissen im Bereich der Sozialwissenschaften und der Ökonomie sowie in weiteren Disziplinen aufweisen, um möglichst effektiv und interdisziplinär beraten zu können. Das Expertenkonsortium ist wissenschaftlich unabhängig.

Das Expertenkonsortium muss in der Lage sein, fachliche Fragen der Stakeholderplattform zu beantworten, und bereitet die Sitzungen von Plenum und Arbeitsgruppen inhaltlich vor. Es unterstützt zudem bei der inhaltlichen Vorbereitung der Bürgerinnen und Bürger des Bürgerdialogs und steht ihnen prozessbegleitend beratend zur Seite.

Alle Teilnehmerinnen und Teilnehmer der Stakeholderplattform sollten die Modellierung des Expertenkonsortiums nachvollziehen können. Dies erfordert, dass das verwendete Modell in seiner Anwendung gut dokumentiert ist und für alle Beteiligten Annahmen, Daten und Ergebnisse nachvollziehbar und gegebenenfalls überprüfbar werden. Das Expertenkonsortium muss daher große Transparenz aufweisen. Es ist zu prüfen, wie beispielsweise Open-Source-Ansätze bei dieser Transparenz helfen könnten.

Es ist darüber hinaus noch zu klären, ob das Expertenkonsortium mittels Ausschreibung für jeden SEP-Prozess neu zusammengesetzt wird, um die jeweiligen Fragestellungen adäquat adressieren zu können, oder ob das federführende Ministerium bzw. die Geschäftsstelle inhouse die notwendige Kompetenz aufbauen sollte. Für Letzteres würde zum Beispiel sprechen, dass die hohen Transparenzanforderungen an das verwendete Modell es fraglich erscheinen lassen, ob eine wissenschaftliche Institution, die im Wettbewerb mit anderen Institutionen steht, bereit ist, ihr Modell so weit offenzulegen.

Geschäftsstelle

Die Geschäftsstelle unterstützt das federführende Ministerium in der Organisation und Durchführung des SEP-Prozesses. In ihren Aufgabenbereich fallen beispielsweise die organisatorische Vorbereitung der Sitzungen der Stakeholderplattform, die Abstimmung zwischen den Gremien und die Verschriftlichung von Arbeitsständen. Eine weitere wichtige Komponente der Geschäftsstelle ist die Organisation des Bürgerdialogs und der Kommunikation des Prozesses nach außen. Daneben kann die Geschäftsstelle auch inhaltliche Aufgaben übernehmen, wie beispielsweise diverse Meinungen und Vorschläge aus der Stakeholderplattform zu bündeln und zusammenzuführen und gemeinsame Positionen zu erarbeiten. Auch die Durchführung der Konsultation und die Ableitung entsprechender Vorschläge werden durch die Geschäftsstelle organisiert und verantwortet. Geschäftsstelle und Expertenkonsortium sind unterschiedliche Rollen und werden daher hier getrennt beschrieben. Gleichzeitig

ist es für den reibungslosen Ablauf des sehr komplexen SEP-Prozesses wichtig, dass die internen Abläufe schnell und direkt sind. Es ist also zu prüfen, inwieweit Geschäftsstelle und Expertenkonsortium vollkommen getrennte Einheiten sein sollten oder ob es nicht doch sinnvoller wäre, diese getrennten Rollen unter einem Dach zu vereinen. Das kann durch den bereits erwähnten Aufbau der Modellierungskompetenz inhouse geschehen, aber auch indem die Geschäftsstelle gleichzeitig die Konsortialleitung beim Expertenkonsortium übernimmt.

Stakeholderplattform

Die Plattform Energienetze liefert eine Blaupause, wie ein sehr breiter Akteurskreis in einen Prozess eingebunden sein kann. Für den SEP wird eine Struktur benötigt, die prozessbegleitend an bereits definierten Stellen Diskussionen ermöglicht und konsolidierte Perspektiven einspeist. Die Herausforderung besteht darin, die Struktur der Plattform Energienetze anzupassen, damit die Plattform statt eines kontinuierlich impulsgebenden Formats eine fest definierte, zielgerichtete Beteiligung erlaubt.

In der Stakeholderplattform soll eine breite und gleichberechtigte Repräsentanz verschiedener Interessengruppen erreicht und damit ein Ausgleich gesellschaftlicher Werte und Ziele geschaffen werden. Die Plattform Energienetze bestand aus einem Plenum und verschiedenen Arbeitsgruppen. Fest institutionalisierte, thematisch geordnete AGs (wie beispielsweise die AG Systemsicherheit oder die AG Intelligente Netze und Zähler der Plattform Energienetze) sind für den SEP schwer vorstellbar, da sich im SEP ein Gesamtbild ergeben soll, in das verschiedene Perspektiven eingeflossen sind. Die reduzierte Befassung bestimmter Gruppen mit nur einem thematischen Schwerpunkt wird dieser Aufgabe nicht gerecht.

Eine andere Möglichkeit wären nach Akteursgruppen sortierte Arbeitsgruppen. Eine Organisation von Arbeitsgruppen nach Akteursgruppen würde jedoch mit dem Nachteil einhergehen, dass sich Meinungen in einer relativ homogenen Gruppe nur verstärken und keine kritische Diskussion zustande kommt („Echokammerproblem“). Da neben der Arbeit in Arbeitsgruppen eine Aggregation beispielsweise in einem Plenum stattfinden müsste, würde diese Ausrichtung mit einem enormen Koordinationsaufwand einhergehen.

Daher scheint es zielführend, ein fest institutionalisiertes umfassendes Plenum zu etablieren. Für spezifische Fragestellungen zu bestimmten Zeitpunkten im Prozess ist es außerdem sinnvoll, Arbeitsgruppen mit diesem Fokus einzurichten.

Plenum der Stakeholderplattform

Das Plenum ist das zentrale Gremium der Fachakteursbeteiligung und muss daher in seiner Zusammensetzung die wesentlichen Interessengruppen bei der Energieinfrastrukturentwicklung berücksichtigen. Dabei muss die Ausgewogenheit der Repräsentation stets gewährleistet sein. So sollten beispielsweise

Energieversorgungsunternehmen in Anzahl und Einfluss die gesellschaftlichen Gruppen nicht dominieren. Sozial- und Verbraucherschutzverbände sollten angemessen repräsentiert sein. Ihre Unterrepräsentation war einer der Kritikpunkte am Bürgerdialog zum Klimaschutzplan 2050.⁵¹

Gleichzeitig muss die Größe des Plenums so gewählt werden, dass eine Prozessbegleitung und die damit verbundene Diskussion zu Zwischenergebnissen und Entscheidungsoptionen möglich sind. Die Diskussionen der dena-Netzstudie III haben gezeigt, dass eine Größenordnung von 40 bis 50 Personen angestrebt werden sollte. Es wird empfohlen, bei der Besetzung des Plenums vor allem folgende vier Akteursgruppen zu berücksichtigen:

- **Netzbetreiber:** Sowohl Strom- als auch Gasnetzbetreiber sind wichtige Akteursgruppen, deren Expertise entscheidend für die Erarbeitung des SEP ist. Neben den Transportnetzbetreibern, die eine besondere Kenntnis der Modellierung einbringen, sollten auch Verteilnetzbetreiber repräsentiert sein. Um das Plenum in einer arbeitsfähigen Größe zu halten, müssten insbesondere Verteilnetzbetreiber Vertreter bestimmen, die in das Plenum entsendet werden.
- **Netznutzer:** Der Sammelbegriff „Netznutzer“ konsolidiert die Stimmen derer, die das Netz entweder auf Erzeugung- oder Verbrauchsseite nutzen. Es finden sich hier Industrie, Verbraucher, Erzeuger und Hersteller. Auch Flexibilitätsbetreiber fallen in diese Kategorie. Die Gruppe Netznutzer besteht beispielhaft aus Unternehmen ((EVUs, große Verbraucher, Flexibilitätsbetreiber, Aggregatoren etc.), Unternehmensverbänden (BDEW, BEE, BDI, VCI, VKU, BVES, ZVEI etc.) und beispielsweise Verbraucherzentralen (repräsentiert durch den Verband). Auch hier gilt, dass große Akteursgruppen entweder über Verbände oder Vertreter repräsentiert sind.

- **Gesellschaft:** Unter Gesellschaftsvertreter fallen in dieser Übersicht sowohl anerkannte Umwelt- und Klimaschutzvereinigungen (etwa WWF, DNR, Germanwatch, DUH etc.) und weitere NGOs als auch Gewerkschaften, Sozialverbände oder Kirchen. Gesellschaftsvertreter wären zudem Beobachter aus dem Bürgerdialog, die möglicherweise Teil des Plenums werden.
- **Politik:** Politische Vertreterinnen und Vertreter aus unterschiedlichen Ebenen, von der regionalen bis hin zum Bund, sind ebenfalls Teil des Plenums. In der Operationalisierung eines kleinen Gremiums könnte dies bedeuten, dass alle Parteien eine Vertreterin oder einen Vertreter entsenden und die Bundesländer ebenfalls nur durch maximal vier Vertreterinnen und Vertreter repräsentiert sind. Neben Vertreterinnen und Vertretern des Bundestages und der Bundesländer sind hier auch Akteure repräsentiert, die die regionale und kommunale Perspektive aggregiert abbilden können, etwa der Deutsche Städtetag oder andere.

Arbeitsgruppen

Zusätzlich zum Plenum ist an bestimmten Methodikschritten auch die Einbindung von Arbeitsgruppen vorgesehen. Diese können sich mit einer konkreten Fragestellung aus einer bestimmten Perspektive befassen. Die in den AGs beteiligten Akteure weisen an der jeweiligen Stelle eine besondere Expertise auf. Im kleinen Kreis der Arbeitsgruppe können Fragestellungen intensiver diskutiert und Vorschläge abgewogen und anschließend begründet angenommen oder abgelehnt werden.

Zur Unterstützung des Plenums sollten vier Arbeitsgruppen im Rahmen der Stakeholderplattform gebildet werden. So wird die **AG Gesellschaft** besonders intensiv in die Erarbeitung der Leitfragen eingebunden. So soll abgesichert werden, dass sich ein SEP den wesentlichen gesellschaftlich relevanten Fragestellungen mit Blick auf die Infrastrukturplanung stellt. Abbildung 21 verdeutlicht diesen Anspruch des SEP, thematisch die zentralen Fragen

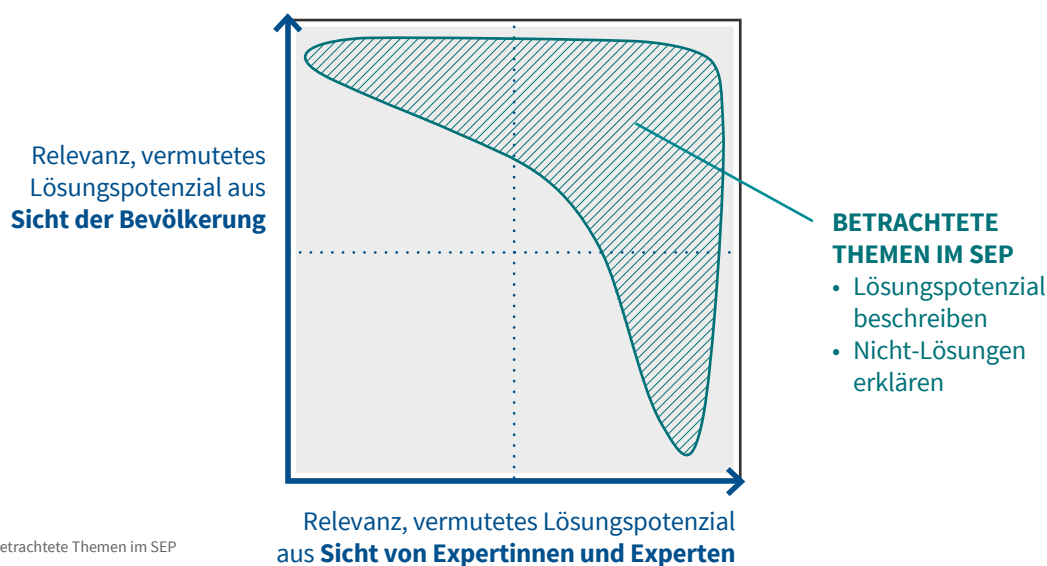


Abbildung 21: Betrachtete Themen im SEP

aus Fachakteursebene und Gesellschaft abzudecken. Eine **AG Netzbetreiber** unterstützt mit ihrer Kompetenz zu Energiesystem- und Netzmodellierung das Expertenkonsortium. Die **AG Bundesländer** diskutiert Allokationsfragen und deren Auswirkungen auf die föderale Struktur in Deutschland. Die AGs arbeiten dabei zusätzlich zum Plenum und ersetzen nicht die Befassung der gesamten Stakeholdergruppe. Auch für die Innovationsbetrachtung im Rahmen des SEP ist die Etablierung einer **AG Innovation** vorgesehen, die vom Expertenkonsortium unterstützt wird. Dies wird in Kapitel 5 näher erläutert.

Außerdem können zusätzliche Ad-hoc-Arbeitsgruppen den SEP dann unterstützen, wenn ein bestimmtes Thema virulent ist und dessen weitere Bearbeitung eine Befassung durch einen kleineren Akteurskreis sinnvoll erscheinen lässt. Dies muss jedoch nicht ex ante festgesetzt werden, sondern eine solche AG sollte dann einberufen werden, wenn ein entsprechender Fall eintritt.

Die Rolle der Transportnetzbetreiber im Systementwicklungsplan

Transportnetzbetreiber befinden sich als Umsetzer der Ergebnisse des SEP in einer besonderen Rolle. Darüber hinaus verfügen die Netzbetreiber über eine große Expertise in der Modellierung und über Kenntnisse der Netzinfrastrukturen, die möglichst sinnvoll und institutionalisiert in den Prozess einfließen sollten.

Für die Einbindung der Netzbetreiber in den Prozess ist es wichtig, dass an den entscheidenden Stellen der Methodik – bei der Berechnung der Archetypen und der Realszenarien – die AG Netzbetreiber in einem intensiven Austausch mit dem Expertenkonsortium steht. Die Netzbetreiber sollten zudem bei jeglichen die Energieinfrastruktur betreffenden Fragestellungen besonders eng eingebunden sein. Durch eine hohe Transparenz des Expertenkonsortiums bei den Netzberechnungen – wenn diese stattfinden – können die Stakeholder und besonders die Netzbetreiber diese nachvollziehen und gegebenenfalls validieren. Transportnetzbetreiber stehen zudem für Rückfragen des Expertenkonsortiums zur Verfügung.

Die Mitarbeit der Netzbetreiber zeichnet sich durch den engen Datenaustausch und die mögliche Zusammenarbeit in Bezug auf die verwendeten Modelle aus. Es sollten daher die NEP-Daten der jeweils vorangegangenen NEPs für die Szenarien-

erstellung genutzt werden. Ein Austausch hinsichtlich der Szenarioannahmen garantiert die Konsistenz zu den Annahmen des SEP. Darüber hinaus werden die Netzbetreiber auch Datensätze bereitstellen, gegebenenfalls auch zu Transportnetzen und Investitionskandidaten, wenn solche Daten im SEP-Modell verwendet werden sollten.

Im Hinblick auf die Mitarbeit bei der Modellierung sollte es den Netzbetreibern möglich gemacht werden, Modellannahmen abzugleichen und zu validieren. Dies bezieht sich insbesondere auf den Zonen-Zuschnitt, Systembedarfe oder die Systemadäquanz. Außerdem können Netzabbildungen oder Netzmodellierungen durch die Netzbetreiber validiert werden, soweit eine detaillierte Netzabbildung im SEP-Modell vorhanden ist.

2.4.3. Bürgerdialog

Als Partizipationselement wird ein breit aufgesetzter Bürgerdialog vorgesehen, der in seiner Gestaltung an den Bürgerdialog zum Klimaschutzplan 2050 und den Bürgerrat Klima⁵² angelehnt ist.

Der Vorteil einer solchen umfassenden Partizipation besteht in der aktiven Beteiligung der Gesellschaft und der Einbindung von Perspektiven, die bei einer regulären Stakeholderbeteiligung kaum berücksichtigt werden. Auch die neue Bundesregierung hat den möglichen Beitrag dieser Form von Partizipation erkannt und hält in ihrem Koalitionsvertrag 2021 Folgendes fest: „Wir wollen die Entscheidungsfindung verbessern, indem wir neue Formen des Bürgerdialogs wie etwa Bürgerräte nutzen, ohne das Prinzip der Repräsentation aufzugeben. Wir werden Bürgerräte zu konkreten Fragestellungen durch den Bundestag einsetzen und organisieren. Dabei werden wir auf gleichberechtigte Teilhabe achten. Eine Befassung des Bundestages mit den Ergebnissen wird sichergestellt.“⁵³

Das Element des Bürgerdialogs soll das Beteiligungsparadoxon adressieren und die oben beschriebenen Vorteile einer sinnvoll strukturierten Bürgereinbindung in den SEP integrieren. Hierzu ist es notwendig, den Bürgerdialog, wie er zur Erstellung des Klimaschutzplans 2050 aufgesetzt war, zu adaptieren und in das Gefüge der SEP-Governance einzupassen.

⁵² Bürgerrat Klima (2021)

⁵³ SPD, Bündnis 90 / Die Grünen, FDP (2021), S. 10.

Der Bürgerdialog im Systementwicklungsplan

Ein den SEP begleitender Bürgerdialog kann insbesondere aus einem sogenannten Bürgerrat bestehen. Anforderungen an das Gelingen einer Bürgerbeteiligung in Form eines Bürgerdialogs bzw. Bürgerrats finden sich in Kapitel 2.2.1 Eine detaillierte Befassung des Bürgerrats bereits von Beginn an scheint nicht möglich, da in diesen Prozessschritten maßgeblich sehr technische und wenig greifbare Details diskutiert und definiert werden (insbesondere im Hinblick auf Modellierungsparameter) und erst ab der Stelle des ersten Leitbildes eine fundierte Grundlage für Diskussionen des Bürgerrats besteht.

Der Nachteil hiervon ist, dass die Vertretung und die Perspektiven der Bürgerinnen und Bürger bei der Definition der Leitfragen als initiierender Schritt des SEP fehlen. Gerade die Definition der Leitfragen hat auch eine gesellschaftliche Komponente und setzt die Rahmenbedingungen für die nachfolgenden Prozessschritte.

Die Vorbereitung des Bürgerdialogs sollte daher bereits zu Beginn des SEP starten. Dazu werden eine definierte Anzahl von zufällig ausgewählten Bürgerinnen und Bürgern (rund 150) eingeladen, die das zentrale Element des Bürgerdialogs, den Bürgerrat, bilden. Um allen Interessierten die Teilnahme zu ermöglichen, sollte ihnen die Mitarbeit mit einer Aufwandsentschädigung entgolten werden. Zur Erhöhung der Kompetenz des Bürgerrats als Schlüssel zu einem gelungenen Bürgerdialog sollte bereits zu Beginn eine inhaltlich-fachliche Vorbereitung durch das Expertenkonsortium übernommen werden. Im Rahmen eines Online-Dialogs können diese ausgewählten und gebrieften sowie fortwährend durch das Expertenkonsortium beratenen Bürgerinnen und Bürger bereits Stellung zu den Leitfragen und Weichenstellungen nehmen und an ihrer Erarbeitung mitwirken.

Nachdem im SEP-Prozess nach Modellierung der Archetypen ein erstes Leitbild entstanden ist, sollte sich der Bürgerrat mit dem Leitbild auseinandersetzen und Empfehlungen aussprechen, wie es angepasst werden kann. Die vom Bürgerrat empfohlenen Maßnahmen und Richtungsentscheidungen werden in einem Gutachten festgehalten. Der Bürgerrat befindet sich nicht in einem kontinuierlichen Austausch mit den Akteuren der Stakeholderplattform, sondern arbeitet relativ unabhängig und speist seine Empfehlungen erst nach der Erstellung des konsolidierten Bürgerreports in die Deliberation der Stakeholderplattform ein.

Die in dem Bürgerdialog erarbeiteten Empfehlungen sollten in einer gemeinsamen Sitzung von Bürgerrat und Plenum übergeben und diskutiert werden. Die Vertretung des gesamten Bürgerrats über Delegierte ist den bisherigen Erfahrungen von Bürgerräten zufolge oft eine zu zeitintensive und für nicht Professionalisierte in diesem Themenfeld überlastende Tätigkeit. Stattdessen könnte nach der Vorstellung der Empfehlungen ein Delegiertenkreis als „Beobachter“ weiterhin im Plenum sitzen.

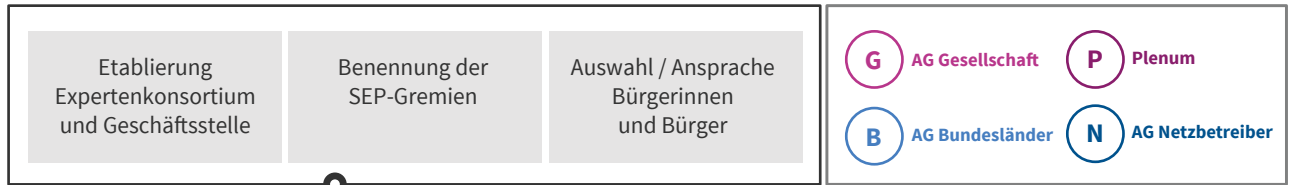
Die Empfehlungen des Bürgerrats sind im SEP-Prozess nicht bindend. Dem federführenden Ministerium als Verantwortlichem für den SEP-Prozess werden über die Stakeholderplattform und einen Bürgerdialog zwei zentrale Beteiligungsinstrumente an die Hand gegeben, um Empfehlungen zu den SEP-Ergebnissen abzugeben und bestmöglich zu beraten. Diese sollten auch entsprechend genutzt werden. Mindestens muss offen kommuniziert werden, welche Ergebnisse aus welchen Gründen berücksichtigt werden und welche nicht. Diese Nachvollziehbarkeit ist wichtig für die Akzeptanz des Instruments und für die Wahrnehmung bei den Bürgerinnen und Bürgern.

2.4.4. Einordnung der Fachakteurs- und Bürgerbeteiligung in die Prozessschritte des SEP

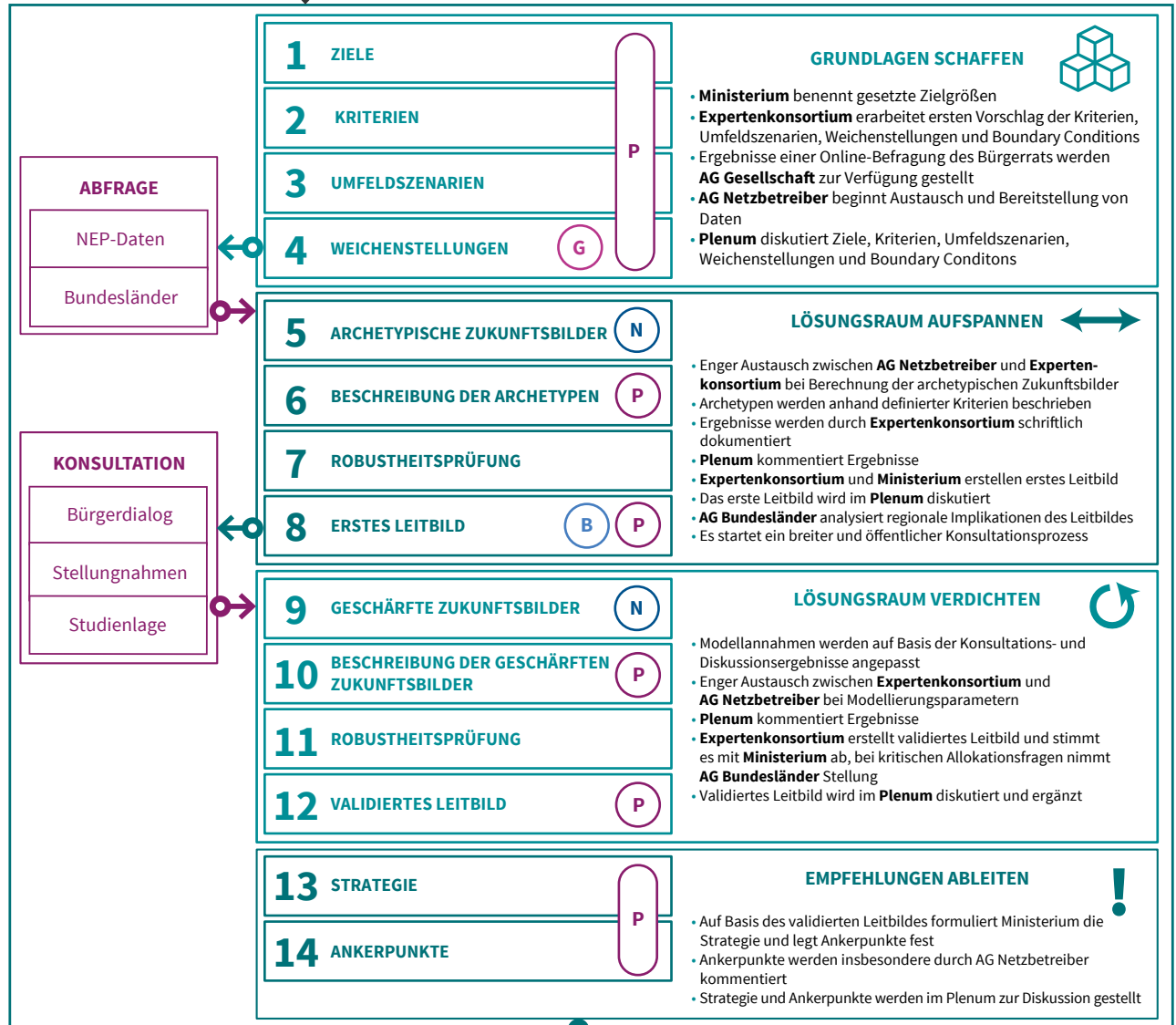
Die Methodik gibt vor, welche Schritte zur Erarbeitung des SEP essenziell sind. In der Governance wird skizziert, welche Akteure in welchen Formaten beteiligt sein sollten. Im Folgenden werden diese beiden Elemente zusammengeführt und dargelegt, wie das Zusammenspiel zwischen den in Kapitel 2.1 erläuterten Methodikschritten und den in diesem Kapitel eingeführten Gremien aussehen sollte. Abbildung 22 bildet das geplante Zusammenspiel ab, wobei die Wechselwirkungen mit der AG Innovation in Kapitel 5 erläutert und dargestellt werden.

VORBEREITUNG

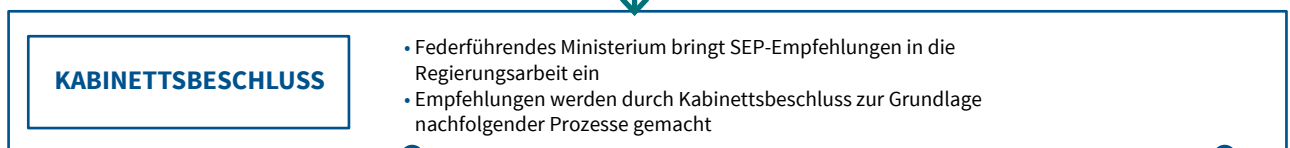
STAKEHOLDERPLATTFORM



SYSTEMENTWICKLUNGSPLAN (SEP)
Moderation und Steuerung durch Ministerium, unterstützt durch Geschäftsstelle und Expertenkonsortium



LEGITIMATION DURCH REGIERUNG



FOLGEPROZESSE



Abbildung 22: Zusammenspiel der Beteiligungsmöglichkeiten und der Prozessschritte

Im gesamten Prozess gilt, dass alle Stakeholder durch die Stakeholderplattform kontinuierlich intensiv eingebunden und an nahezu allen Schritten der Methodik beteiligt sind. Es lässt sich daher auch nicht exakt festlegen, wann und wie oft sich Stakeholder treffen müssen. Dies muss bedarfsgerecht entschieden werden. An einigen Punkten sind der Input und die Mitarbeit aller Stakeholder jedoch besonders relevant und auf jeden Fall vorzusehen. Diese Punkte sind:

- Definition von Weichenstellungen und Kriterien
- Parametrisierung der Modelle für die Berechnung der Zukunftsbilder
- Erstellung und Diskussion des ersten Leitbildes
- Erstellung und Diskussion des validierten Leitbildes
- Ableitung der Strategie und der Ankerpunkte

Arbeitsgruppen werden, wie in den vorangegangenen Abschnitten beschrieben, zu bestimmten Zeitpunkten im Prozess gebildet, um ihre jeweilige themenspezifische Kompetenz gezielt einbringen zu können. Insgesamt ergibt sich der folgende Ablauf, dessen methodische Erarbeitung auf eine Dauer von zwölf Monaten ausgerichtet ist. Die Beteiligungsinstrumente des Bürgerdialogs führen zu einem weiteren zeitlichen Aufwand von ungefähr drei Monaten. Die Vorbereitung und die Etablierung des Bürgerdialogs können mit einem zeitlichen Vorlauf gestartet werden bzw. parallel zu anderen Schritten laufen.

Gremieninteraktion bei der Schaffung der Grundlagen

Das federführende Ministerium startet den Prozess, indem es diejenigen Größen benennt, die im SEP als Zielgrößen gesetzt sind, das heißt in allen betrachteten Szenarien erreicht werden sollen. Das Expertenkonsortium erarbeitet Kriterien, Umfeldszenarien, Weichenstellungen und Boundary Conditions und stimmt sie mit dem Ministerium ab. Dazu führt das Expertenkonsortium eine Abfrage zu Planungen und Prognosen der Bundesländer durch und berücksichtigt die Planungen der NEPs sowie zentrale Studien zur Entwicklung des Energiesystems.

Zeitgleich müssen die vorbereitenden Arbeiten für den Bürgerdialog gestartet werden. Die Geschäftsstelle organisiert die zufällige Auswahl der Bürgervertreterinnen und -vertreter, während das Expertenkonsortium die inhaltliche Vorbereitung übernimmt. Erste Aufgabe der Bürgervertreterinnen und -vertreter, die den Bürgerrat bilden, ist die Beantwortung eines Online-Fragebogens zu Weichenstellungen.

Die Ergebnisse dieser Befragung im Bürgerrat werden der AG Gesellschaft zur Verfügung gestellt. Diese prüft vor diesem Hintergrund die Weichenstellungen und macht Ergänzungsvorschläge. Außerdem beginnt die AG Netzbetreiber ihren Austausch mit dem Expertenkonsortium und stellt ihrerseits die notwendigen Daten für die SEP-Modellierung zur Verfügung. Spätestens nach

dem die AGs ihren Input geleistet haben, beruft das Ministerium das Plenum der Stakeholderplattform zum ersten Mal ein, um die Auswahl an Zielen, Kriterien, Umfeldszenarien, Weichen und Boundary Conditions mit den darin vertretenen Akteuren zu diskutieren und gegebenenfalls nachzubessern.

Das Ergebnis dieses ersten Teils sind die mit den Stakeholdern abgestimmten Grundlagen für die Berechnung der archetypischen Zukunftsbilder im nächsten Schritt.

Gremieninteraktion beim Aufspannen des Lösungsraums

Bei der nun folgenden Berechnung und Analyse der archetypischen Zukunftsbilder durch das Expertenkonsortium wird der enge Austausch zwischen Expertenkonsortium und AG Netzbetreiber fortgesetzt, um nicht nur die Daten, sondern auch die Modellierungskompetenz der Netzbetreiber für den SEP nutzbar zu machen (Details siehe Kapitel 2.4.2). Wichtige Schritte der Analyse durch das Expertenkonsortium sind außerdem die Beschreibung der Archetypen sowie die Prüfung auf Robustheit gegenüber Umfeldveränderungen.

Die Ergebnisse werden durch das Expertenkonsortium schriftlich dokumentiert und dem Plenum zur Verfügung gestellt. Außerdem findet eine Sitzung des Plenums statt, in der die Plenumsvertreterinnen und -vertreter die Ergebnisse kommentieren können. Auf Basis dieser Kommentierung erstellt das Expertenkonsortium das erste Leitbild und stimmt es mit dem federführenden Ministerium ab.

Konsultationsprozess und Bürgerdialog zum ersten Leitbild

Zum ersten Leitbild startet neben der Konsultation des Plenums ein breiter, öffentlicher Diskussionsprozess. Ziel dieses Diskussionsprozesses ist es, die im Leitbild vorgeschlagenen Weichenstellungen und Entscheidungen im öffentlichen Dialog zu verifizieren und gegebenenfalls weiterzuentwickeln. Unterschiedliche Beteiligungsprozesse müssen an dieser Stelle von der Geschäftsstelle koordiniert werden.

- Der Bürgerrat befasst sich mit zentralen Fragen des Leitbildes, diskutiert Weichenstellungen und Implikationen und erarbeitet daraus Empfehlungen. Diese Empfehlungen werden in einem Bürgerreport festgehalten und in einer gemeinsamen Sitzung mit dem Plenum diesem vorgestellt und mit ihm gemeinsam diskutiert.
- Die AG Bundesländer analysiert regionale Implikationen des Leitbildes. Das Leitbild enthält potenziell Aussagen über die regionale Verteilung von Elektrolyseuren und DAC-Anlagen (Direct Air Capture) oder gibt regionale Korridore für den Transport bestimmter Energiebedarfe an. Ein robustes und zukunftssträchtiges Leitbild kann erst dann entstehen, wenn diese regionalen Komponenten auch mit der entsprechenden Expertise und der Kenntnis der regionalen Gegebenheiten abgeglichen werden.

- Die AG Innovation kommentiert das Leitbild vor dem Hintergrund der Potenziale und Risiken, die sich aus dem von der AG Innovation durchgeführten Innovationsmonitoring sowie der Definition von Funktionalitäten ergeben.
- Die weitere Öffentlichkeit kann Stellungnahmen zum Leitbild einreichen und wichtige Punkte dieser Stellungnahmen im Rahmen einer Anhörung diskutieren.
- Auch der Bundestag könnte sich an dieser Stelle mit dem Leitbild befassen und Stellung nehmen. Dies zu entscheiden, liegt jedoch nicht im Rahmen der Governance des SEP.

Es ist zu prüfen, ob die inhaltliche Zusammenfassung der Beteiligungsprozesse besser durch das Expertenkonsortium oder durch die Geschäftsstelle durchzuführen ist.

Gremieninteraktion bei der Verdichtung des Lösungsraums

Das Expertenkonsortium passt seine Modellannahmen auf Basis der Diskussionsergebnisse zum ersten Leitbild an, mit dem Ziel, den Lösungsraum zu verdichten und geschärfte Zukunftsbilder zu berechnen. Die Gremieninteraktion ist hierbei identisch mit derjenigen beim Aufspannen des Lösungsraums.

Bei der Berechnung und Analyse der geschärften Zukunftsbilder durch das Expertenkonsortium wird der enge Austausch zwischen Expertenkonsortium und AG Netzbetreiber wieder aufgenommen. Wichtige Schritte der Analyse durch das Expertenkonsortium sind außerdem die Beschreibung der Archetypen sowie die Prüfung auf Robustheit gegenüber Umfeldveränderungen. Die Ergebnisse werden durch das Expertenkonsortium schriftlich dokumentiert und dem Plenum zur Verfügung gestellt. Außerdem findet eine Sitzung des Plenums statt, in der die Plenumsvertreterinnen und -vertreter die Ergebnisse kommentieren können. Bei besonders kritischen Allokationsfragen kann zudem die AG Bundesländer konsultiert werden. Auf Basis dieser Kommentierung erstellt das Expertenkonsortium das validierte Leitbild und stimmt es mit dem federführenden Ministerium ab. Das validierte Leitbild wird mit dem Plenum diskutiert und gegebenenfalls ergänzt.

Gremieninteraktion bei der Ausarbeitung der SEP-Empfehlungen

Auf Basis des validierten Leitbildes formuliert das federführende Ministerium die Strategie und legt die Ankerpunkte fest. Aufgrund der besonderen Bedeutung der Ankerpunkte für die sich anschließenden NEP-Prozesse ist die AG Netzbetreiber gefordert, die Ankerpunkte zu kommentieren und gegebenenfalls Anpassungsvorschläge zu machen. Abschließend werden Strategie und Ankerpunkte im Plenum zur Diskussion gestellt. Danach beginnt der Teil des politischen Prozesses, in dem sich die Regierung mit den SEP-Empfehlungen auseinandersetzt und ein Kabinettsbeschluss auf Basis der SEP-Empfehlungen herbeigeführt wird.

2.4.5. Kommunikation und Information zum SEP

Eine große Verfahrensgerechtigkeit und Throughput-Legitimation (siehe oben) sind angewiesen auf ein hohes Maß an Transparenz, die Bereitstellung von Informationen und gute Kommunikation. Auch für den Erfolg der Bürgerbeteiligung sind eine offensiv transparente Darstellung, die Nachvollziehbarkeit der Prozesse und die ehrliche Kommunikation entscheidende Bedingungen.

Daher sollte die Kommunikation zum SEP-Prozess schon während seiner Laufzeit beginnen, um die Arbeitsweise darzustellen und für die öffentliche Nachvollziehbarkeit der Prozessschritte und der Entscheidungen im Prozess zu sorgen. Außerdem ist die nachgelagerte Kommunikation von großer Bedeutung, vor allem um die Strategie und das Leitbild bekannt zu machen und für die damit verbundenen Entscheidungen bis auf die lokale Ebene zu werben.

Kommunikation zur transparenten Arbeitsweise

Die transparente Arbeitsweise beginnt mit der klaren Darstellung, welche Akteure in den jeweiligen Gremien vertreten sind. Der Vorsitz des Plenums hat dabei eine besondere Rolle inne und sollte als Gesicht des SEP nach außen fungieren und in dieser Rolle ein angesehener Akteur und guter Kommunikator sein. Das Ministerium als Vorsitzender des Gremiums kann daher auch einen neutralen, universell respektierten Ko-Vorsitzenden benennen, um diesen Aufgaben stärker gerecht zu werden. Darüber hinaus bedeutet Transparenz in der Arbeitsweise, dass Ergebnisse von Sitzungen – wenn diese nicht öffentlich sind – mit Sitzungsprotokollen dokumentiert werden. Stellungnahmen und Positionen aus dem Plenum oder den Arbeitsgruppen könnten öffentlich einsehbar gemacht werden. Auch mit den Positionen aus dem Bürgerdialog sollte offen umgegangen werden. Die Empfehlungen des Bürgerrats sollten eigenständig veröffentlicht werden. Das Transparenzprinzip gilt – wie oben erwähnt – nicht nur für die Darstellung nach außen, sondern beinhaltet auch die Anforderungen an die Transparenz des Expertenkonsortiums zur Nachvollziehbarkeit der Modellierung.

Kommunikation zur Nachvollziehbarkeit der Prozessschritte

Der Umgang mit den Empfehlungen des Bürgerrats markiert einen zentralen Pfeiler: die Nachvollziehbarkeit der Prozessschritte. Da dies insbesondere bei der Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern wichtig für Motivation und Akzeptanz ist, müssen diese stets darüber informiert sein, was mit ihren Positionen geschieht. Das bedeutet auch, dass die Annahme oder die Ablehnung der Empfehlungen gut begründet geschehen muss. Bürgerinnen und Bürgern müssen Möglichkeiten echter Einflussnahme gewährt werden. Dies könnte sich auch in einer Berichtspflicht zum Umgang mit den Empfehlungen, beispielsweise durch eine öffentliche Veranstaltung zu einer definierten Zeit nach der Übergabe des Bürgergutachtens, äußern. Die öffentliche Resonanz des Prozesses wird erhöht,

indem der Bürgerdialog zu einer wichtigen und sichtbaren Stütze des Systementwicklungsplans gemacht wird, die insbesondere auch von den Gesellschaftsvertretern in der Stakeholderplattform eingefordert wird, und dessen Mitwirkung nach außen kommuniziert wird. Für alle nicht am SEP Beteiligten ist es weiterhin wichtig, dass über einen gelungenen Internetauftritt ersichtlich wird, in welchem Prozessschritt sich der SEP aktuell befindet, welche Möglichkeiten zur Beteiligung es gibt und wie sich Zwischenergebnisse gestalten. So sollte beispielsweise der Konsultationsablauf verständlich erklärt und Stellungnahmen sollten auf der Website veröffentlicht werden.

Nachgelagerte Kommunikation

Als drittes ist die nachgelagerte Kommunikation für die Wirkung des Systementwicklungsplans nicht zu unterschätzen und sollte aktiv eingeplant und seriös durchgeführt werden. Über öffentliche Veranstaltungen vor Ort und Dialogformate, die durch Multiplikatoren des Plenums in den Regionen durchgeführt werden, wird der Systementwicklungsplan für eine breite Öffentlichkeit zum wahrnehmbaren Beteiligungsinstrument. Dabei können auch die Mitglieder des Bürgerrats eine wichtige Rolle spielen, indem sie als glaubhafte Vertreterinnen und Vertreter eines partizipativen Formats und dadurch als beste Fürsprecher und Erklärer der Ergebnisse auftreten. Die SEP-Ergebnisse können von den Bürgerinnen und Bürgern des Bürgerrats beispielsweise in einem digitalen Format der Öffentlichkeit verständlich und glaubhaft erklärt und vermittelt werden. In einer Art „SEP-Kampagne“ sollte für die öffentliche Unterstützung und Akzeptanz der Ergebnisse des SEP geworben werden. Dies kann auch zu einem allgemeinen positiven gesellschaftlichen Narrativ der Energiewende beitragen, wie es auch in der dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ gefordert wird.

2.4.6. Zusammenfassung: Wirkung des SEP hinsichtlich Legitimation und Qualität der Ergebnisse

Der SEP kann in seiner oben beschriebenen Ausgestaltung für eine erhöhte Legitimation der Infrastrukturplanung sorgen. Durch die gesetzliche Ausgestaltung des Verfahrens und die Bestätigung der Ergebnisse durch einen Kabinettsbeschluss entsteht Planungssicherheit und Nachvollziehbarkeit. Die transparente und auf fachlicher Expertise beruhende Entscheidungsgrundlage sorgt für eine hohe Prozess- und Ergebnislegitimität. Dabei erfolgt die demokratische Legitimation durch das für die finale Entscheidung zuständige Organ, der Bundesregierung. Dies wird ergänzt durch die Möglichkeit der Politik und des Parlaments, im Verlauf des Verfahrens aktiv Einfluss zu nehmen, anstatt nur abschließend zuzustimmen. Über die Öffentlichkeitsbeteiligung im fortgeschrittenen Verfahrensstadium, aber auch die Einbindung zu einem frühen Zeitpunkt des Prozesses

werden gesellschaftliche Perspektiven berücksichtigt und deliberative demokratische Elemente eingebunden und das Verfahren wird höher legitimiert. Dies muss sich entsprechend auch in einer aktiven Kommunikation widerspiegeln. Das Zusammenspiel der Elemente erfolgt durch die SEP-Governance mit einer Stakeholderplattform, darin einem Plenum sowie unterstützenden Arbeitsgruppen, einer Geschäftsstelle, einem Expertenkonsortium sowie einem Bürgerdialog. Der gesamte Prozess wird gesteuert und verantwortet durch das zuständige Ministerium.

Insgesamt werden Legitimationsdefizite bestehender Prozesse erkannt und behoben. Der SEP kann damit seine Leitwirkung entfalten und zudem einen höheren gesellschaftlichen Rückhalt durch seriöse Partizipationsmöglichkeiten erhalten.

2.5. Notwendigkeit einer Strategischen Umweltprüfung im Rahmen des SEP

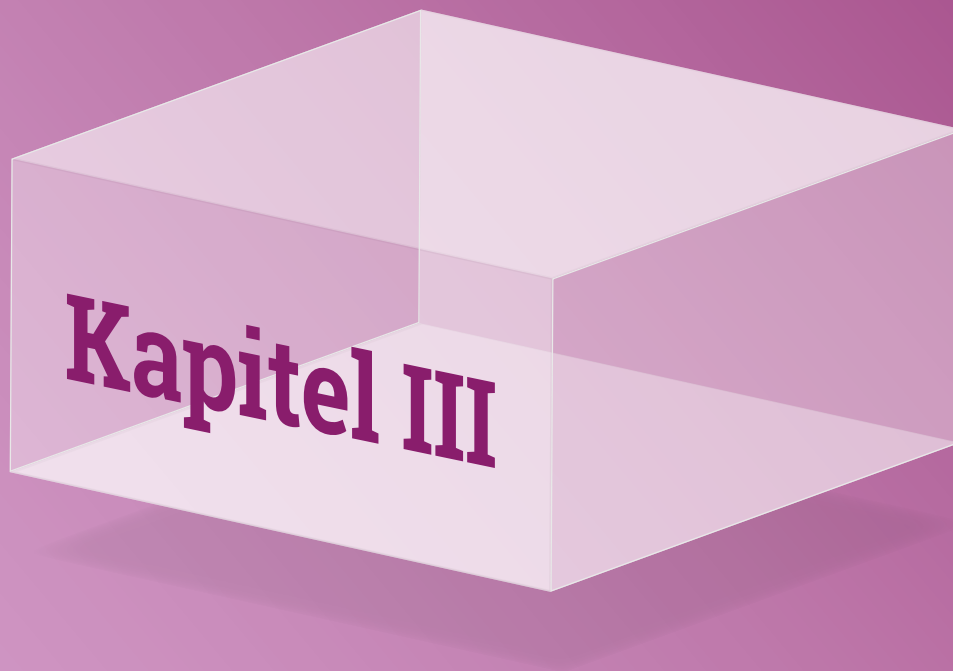
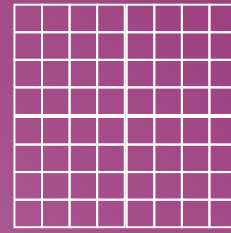
Die Strategische Umweltprüfung (SUP) ist im Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) geregelt. Das UVPG setzt insoweit die Richtlinie 2001/42/EG vom 27. Juni 2001 über die Prüfung der Umweltauswirkungen bestimmter Pläne und Programme um. Die SUP ist ein unselbstständiger Teil behördlicher Verfahren zur Aufstellung oder Änderung von Plänen und Programmen (§ 33 UVPG). Im Fall einer SUP sind insbesondere ein Umweltbericht gemäß § 40 UVPG sowie die Beteiligung anderer Behörden und der Öffentlichkeit gemäß §§ 41, 42 UVPG vorgeschrieben. Die SUP ist der Umweltverträglichkeitsprüfung vorgelagert. Eine Umweltverträglichkeitsprüfung soll feststellen und beschreiben, wie sich ein konkretes Projekt auf die Umwelt auswirken kann. Die SUP setzt früher an als die Umweltverträglichkeitsprüfung und wird bereits auf vorgelagerter Planungsebene durchgeführt, da wichtige Weichenstellungen bereits im Vorfeld konkreter Projekte getroffen werden.⁵⁴ Eine solche Strategische Umweltprüfung erfolgt beispielsweise durch die Bundesnetzagentur zum Bundesbedarfsplan auf Grundlage des Netzentwicklungsplans Strom (siehe § 12c Abs. 3 EnWG).

Auch für den Systementwicklungsplan ist zu prüfen, ob eine Strategische Umweltprüfung notwendig ist. Diese würde den Prozess des SEP voraussichtlich zeitlich verlängern. Um die für den SEP zutreffenden Pflichten einzuschätzen, wurde im Rahmen der dena-Netzstudie III die Boos Hummel & Wegerich Rechtsanwälte PartGmbH mit einer rechtlichen Stellungnahme beauftragt, die unter anderem die Rechtsfrage der SUP-Pflicht der Systementwicklungsplanung behandelt. Eine genaue Darlegung der Argumentation findet sich in der Stellungnahme von BH&W in Anhang II des Endberichts. Diese Analyse wurde im Partnerkreis unter Einbindung von BNetzA, BMWi und BMU weiter besprochen.

54 BMU (2017a)

Festzuhalten ist, dass das Institut der Strategischen Umweltprüfung eine wertvolle Errungenschaft des Unionsrechts darstellt. Es geht vorliegend um die Rechtsfrage des Anwendungsbereichs der Strategischen Umweltprüfung. Nach Einschätzung der rechtlichen Stellungnahme sollte die Systementwicklungsplanung keine SUP-Pflicht auslösen, da es sich bei den Ergebnissen des SEP nur um Bedarfe handelt, „[...] die an die Summe der Energieinfrastrukturen im Bundesgebiet herangetragen werden. Es handelt sich ferner um Bedarfe auf einer so hohen Abstraktionsstufe, dass unseres Erachtens eine SUP keinen sinnvollen Inhalt haben könnte.“⁵⁵

Nach Meinung der dena und der Boos Hummel & Wegerich Rechtsanwälte PartGmbH wäre es sachgerecht, wenn im Rahmen des SEP keine Strategische Umweltprüfung durchgeführt würde. Die Umweltprüfungen haben vielmehr (erst) in nachgelagerten Verfahren einen sinnvollen Platz. In einer Erörterung mit den Ministerien und der BNetzA wurde keine abschließende Klärung dieser Rechtsfrage erzielt. Es sei denkbar, dass nach den letztlich europarechtlich bestimmten Vorgaben auch für den SEP eine Strategische Umweltprüfung durchzuführen ist. Dabei hänge die abschließende Klärung der SUP-Pflicht auch ab von der weiteren Entwicklung der Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs zu dieser Frage.



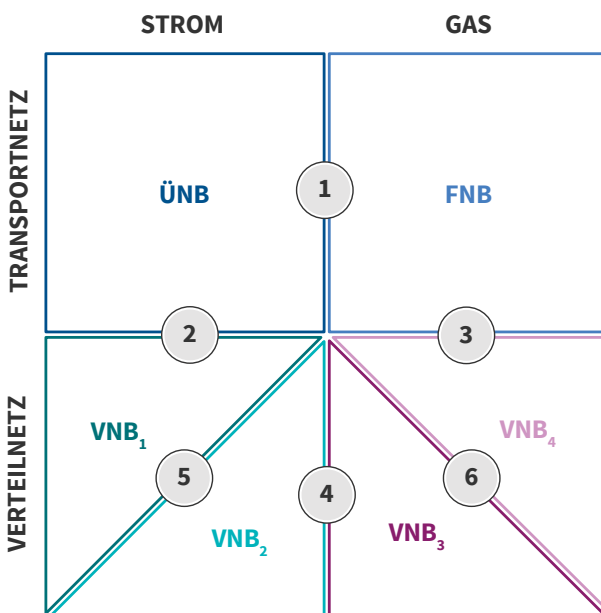
**Weitere Handlungsfelder zur
Weiterentwicklung der
Energieinfrastrukturplanung**



Nicht nur durch die Einführung eines neuen, vorgelagerten Prozessschritts, des SEP, kann die Energieinfrastrukturplanung weiterentwickelt werden, sondern es gibt natürlich auch Handlungsfelder in den bestehenden Planungs- und Umsetzungsprozessen. In diesem Kapitel wird darauf eingegangen, wie die NEP-Prozesse Strom und Gas im Sinne einer integrierten Planung weiterentwickelt werden sollten (Kapitel 3.1), welche Technologieoptionen für eine höhere Auslastung der Kapazitäten im Stromnetz für die Netzplanung heute und perspektivisch zur Verfügung stehen (Kapitel 3.2) und welche Maßnahmen zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren ergriffen werden können (Kapitel 3.3).

3.1. Anpassungen für eine integrierte Energieinfrastrukturplanung

Für eine konsistente und integrierte Infrastrukturplanung braucht es eine Verbesserung der Schnittstellen und kohärente Annahmen bei den Planungsprozessen. Im Rahmen der AG Schnittstelle der dena-Netzstudie III wurden daher die sechs in Abbildung 23 gezeigten Schnittstellen identifiziert und analysiert. Aufgrund des Fokus der dena-Netzstudie III auf der Transportnetzebene wurde aber in den Stakeholderdialogen schwerpunktmäßig die Schnittstelle (1) zwischen den Transportnetzinfrastrukturen genauer untersucht.



■ **Schnittstelle ÜNB und FNB (1)**

■ **Schnittstelle ÜNB/FNB und den VNB**

- Schnittstelle FNB und VNB Gas (2)
- Schnittstelle ÜNB und VNB Strom (3)

■ **Schnittstelle zwischen benachbarten VNB**

- Schnittstelle VNB Gas und VNB Strom (4)
- Schnittstelle VNB Strom und VNB Strom (5)
- Schnittstelle VNB Gas und VNB Gas (6)

Abbildung 23: Schnittstellen zwischen den Netzebenen und Sektoren

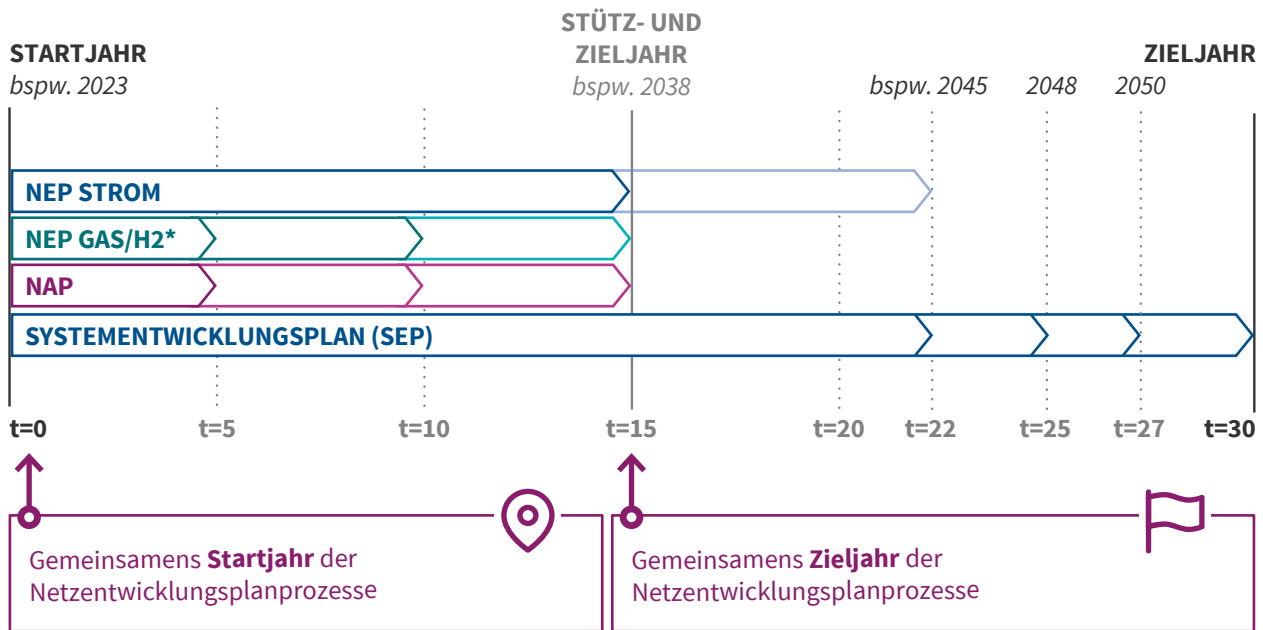
Abstimmung zwischen ÜNB und FNB bei der Netzentwicklungsplanung

Wie in Kapitel 2 erläutert, setzt der SEP mit seinen Ankerpunkten, wenn diese vom Kabinett bestätigt werden, den Rahmen für die sich anschließenden Szenariorahmen Strom und Gas. Durch die Ankerpunkte entfällt die Notwendigkeit, dass Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) einen gemeinsamen Szenariorahmen erstellen, wie es beispielsweise bei ENTSO-E und ENTSO-G für den TYNDP der Fall ist (siehe Kapitel 1.2). Die Möglichkeit, weiterhin eigene Szenariorahmen für die jeweiligen NEP-Prozesse zu erstellen, reduziert die Komplexität in der integrierten Planung, da die Szenariorahmen sehr viele spezifische Größen für die jeweiligen Energieträger enthalten, die nur den jeweiligen Energieträger (Strom oder Gas) betreffen.

Für eine integrierte Planung der Transportnetzinfrastrukturen ist es aber dennoch essenziell, dass sich ÜNB und FNB bei der Erstellung der jeweiligen Szenariorahmen bezüglich gemeinsamer Größen und Schnittstellen eng abstimmen. Daher sollte diese Anforderung an die Netzbetreiber in § 12 EnWG und § 15 EnWG aufgenommen werden, um eine integrierte Planung auch in den dem SEP nachfolgenden Planungsprozessen besser zu verankern.

Ein Beispiel für Größen, zu denen eine Abstimmung zwischen der Netzentwicklungsplanung Strom und Gas erforderlich ist, ist die Allokation von Gaskraftwerken und Elektrolyseuren. Wegen seiner zonalen Betrachtung kann der SEP nur Aussagen zur Kapazität von Gaskraftwerken und Elektrolyseuren machen sowie eine Indikation geben, in welcher Region diese aus systemischen Gesichtspunkten allokiert werden sollten. Die knotenscharfe Allokation kann erst während der Netzentwicklungsplanung vorgenommen werden und muss neben der sektorübergreifenden Systemdienlichkeit auch weitere Randbedingungen der Netzplanung erfüllen. Daher ist hier eine gemeinsame Abstimmung von ÜNB und FNB unter Berücksichtigung aller für die Netzplanung relevanten Faktoren im Rahmen der NEPs notwendig. Es ist zu prüfen, inwieweit eine Output-orientierte Regulierung (OOR) flankierend hilfreich ist, um systemische Faktoren bei der Allokationsentscheidung besser zu betonen.

Damit diese gemeinsame Betrachtung von ÜNB und FNB möglich wird, müssen die bisher um ein Jahr zeitversetzt laufenden NEP-Prozesse für Strom und Gas zeitlich synchronisiert werden. Bei einer Anpassung bzw. Parallelisierung der Planungsprozesse ist es wichtig, die Auswirkungen auf andere Prozesse zu berücksichtigen. Aufseiten der FNB sind dies beispielsweise Interaktionen mit Prozessen wie dem Incremental-Capacities-Prozess oder der Marktraumumstellung. Seitens der ÜNB handelt es sich dabei um Interaktionen mit Prozessen wie der Netzreserve (sogenannte Bedarfsanalysen). Es ist außerdem zu prüfen, ob auch die Konsultationsprozesse gemeinsam durchgeführt



*NEP Gas und NEP H2 werden zur Visualisierung als ein Prozess dargestellt. Getrennte Planungsprozesse sind jedoch möglich.

Abbildung 24: Zeithorizonte der unterschiedlichen Planungsprozesse

werden könnten. Dies hätte den Vorteil, dass auch Eingaben zur integrierten Planung und Synergien zwischen Strom- und Gasinfrastruktur direkt in beiden Prozessen aufgenommen und verarbeitet werden könnten.

Die Abstimmung von ÜNB und FNB zu gemeinsamen Größen ist zwingend notwendig, wenn die NEPs auf den Ankerpunkten des SEP aufsetzen, weil es sonst trotz des durch den SEP gesetzten konsistenten Rahmens zu Inkonsistenzen in den Annahmen der NEP-Prozesse kommen könnte. Aber auch ohne einen vorge-schalteten Systementwicklungsplan macht die Forderung nach Abstimmung Sinn, da sie für konsistente Planungsannahmen sorgt. Eine gemeinsame Abstimmung von ÜNB und FNB sowie die dafür notwendige zeitliche Synchronisierung der NEP-Prozesse sollte daher nicht auf die Einführung und Fertigstellung eines ersten SEP warten, sondern kurzfristig umgesetzt werden.

Anpassung der Szenarien

Integrierte Planung kann über den SEP hinaus auch durch eine bessere Abstimmung zwischen den Infrastrukturprozessen erfolgen. Um dies zu gewährleisten, wäre es nicht nur sinnvoll, wenn die Planungsprozesse parallel stattfinden würden, sondern wenn sie auch den gleichen Zielhorizont hätten. Ein kürzerer Zielhorizont von t+10 wie im NEP Gas ist aufgrund der langen Planungsdauer im Übertragungsnetz Strom jedoch nicht möglich. Es wird daher empfohlen, ein zusätzliches Szenario t+15 im NEP Gas einzuführen, das sich an den Zeithorizont des NEP Strom anpasst. Dieses neue t+15-Szenario sollte auch im NEP Gas top-down aus den politischen Zielvorgaben bzw. den Ankerpunkten des SEP abgeleitet werden.

Die Diskussionen im Rahmen der dena-Netzstudie III haben zudem gezeigt, dass es im NEP Gas auch weiterhin die bedarfsorientierte Planung t+5 und t+10 braucht, um kurzfristig auf Bedarfe reagieren zu können. Es muss daher eine Methodik entwickelt werden, wie mit möglichen Inkonsistenzen im Transformationspfad zwischen einem rein von Zielen abgeleiteten t+15-Szenario und mit Bedarfsanalysen gestützten t+5- und t+10-Szenarien umgegangen werden soll. Da im aktuellen NEP Gas die Bedarfsabfragen eine Zunahme des konventionellen Gasbedarfs zeigen, mittelfristig die Dekarbonisierung aber zu einem Rückgang führen müsste, sind solche Inkonsistenzen nicht auszuschließen.

Eine genauere Darstellung, wie die Planungsprozesse zukünftig parallel ablaufen könnten, ist in Abbildung 24 zu sehen. Dabei blicken die parallelen Infrastrukturprozesse Strom, Gas und Wasserstoff auf ein gemeinsames Zieljahr t+15. Für die NAPs in den Verteilnetzen ist dies jedoch nicht zwingend notwendig, da Infrastrukturprojekte in den unteren Spannungsebenen in der Regel deutlich schneller umgesetzt werden können (siehe Kapitel 1.1.2 Stromnetzausbauplanung). Eine Abstimmung der Top-down- und Bottom-up-Planung zwischen Transportnetzebene und Verteilnetzebene würde darüber hinaus auch nur zu einem gewissen Teil über den SEP erfolgen. Es wird weiter Aufgabe der Transportnetzbetreiber sein, die Annahmen zu koordinieren und abzustimmen. Es ist zu prüfen, ob – wie im NEP Strom geplant – mittelfristig noch ein Langfristszenario fürs Jahr 2045 gebraucht wird, wenn dies bereits im SEP berücksichtigt wird.

3.2. Berücksichtigung innovativer Netztechnologien und Betriebskonzepte in der Stromnetzplanung

Eine zweite Optimierungsmöglichkeit neben der Nutzung sektorübergreifender Synergien durch integrierte Planung besteht für das Stromnetz in der Nutzung innovativer Netztechnologien und Betriebskonzepte. Im Rahmen der dena-Netzstudie III wurden durch das BET zur Verfügung stehende Technologien und Optimierungsmöglichkeiten im Übertragungsnetz analysiert und beschrieben. Die Ergebnisse dieser Analyse sind in Anhang III zu finden.

Es wird zwischen innovativen Stromübertragungstechnologien und innovativen Netzbetriebsführungskonzepten unterschieden. Unter dem Überbegriff „innovative Stromübertragungstechnologien“ sind die netztechnischen Handlungsoptionen zusammengefasst, also Netzbetriebsmittel, die als Elemente im Netz eingebaut werden können und durch ihre physikalischen und/oder technischen Eigenschaften wirken. Hierzu gehören Phasenschieber- und Querregeltransformatoren, Flexible AC Transmission Systems (FACTS), HGÜ-Kurzkupplungen, Freileitungsmonitoring und witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb sowie HTLS-Leiteseile. In der Gruppe der innovativen Netzbetriebsführungskonzepte finden sich Mitnahmeschaltungen, die kurative Systemführung und das Netzbooster-Konzept.

Die Wirksamkeit vieler dieser Technologien wurde über die letzten drei Jahre im Projekt InnoSys 2030⁵⁶ untersucht. InnoSys 2030 wurde Ende 2021 beendet, sodass die Ergebnisse auch zeitnah verfügbar sein müssten. Aufgrund der wesentlich umfangreicheren Untersuchungen in InnoSys 2030 beschränkt sich der Anhang III vor allem auf eine Einordnung der Technologieoptionen. Bereits jetzt ist hier eine wesentliche Hürde bei der schnellen Überführung dieser neuen Konzepte in Normung und Standardisierung absehbar. Diese Konzepte werden daher kurzfristig nicht verfügbar sein, können aber eine große Rolle in einem effizienten Zielsystem 2045 spielen.

3.3. Potenziale zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren

Nachdem der Bedarf an Energieinfrastruktur festgelegt ist und die Netzentwicklungspläne verabschiedet sind, müssen die einzelnen Projekte genehmigt und gebaut werden. Dafür durchlaufen Strom- und Gasnetzvorhaben zunächst ein Raumordnungs- und anschließend das Planfeststellungsverfahren. Bei im Bundesbedarfsplangesetz⁵⁷ als grenz- oder länderübergreifend

gekennzeichneten Stromnetzvorhaben wird das Raumordnungsverfahren durch die Bundesfachplanung ersetzt. Erst nach der erfolgreichen Planfeststellung kann mit dem Bau begonnen werden. Diese Prozesse ziehen sich oft jahrelang hin.

Besonders der massive Ausbau der Stromnetze sieht sich mit Verzögerungen konfrontiert. Laut Bundesnetzagentur befanden sich zum Stichtag 30. Juni 2021 48 von insgesamt 101 Stromnetzvorhaben (aus Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) und Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)) in der Genehmigungsphase, für 24 Vorhaben standen Anträge auf Bundesfachplanung bzw. Raumordnungsverfahren noch aus. Lediglich 21 Vorhaben waren fertiggestellt.⁵⁸ Genehmigungsverfahren dauern zwischen 5 und 14 Jahren.⁵⁹ Ihre Beschleunigung ist daher ein weiteres wichtiges Handlungsfeld für die Weiterentwicklung der Energieinfrastrukturplanung. Da dieses Handlungsfeld nicht im Fokus der dena-Netzstudie III stand, sind im Folgenden keine Ergebnisse des Stakeholderprozesses dargestellt, sondern es wird der aktuelle Stand der Diskussion aus der Literatur zusammengefasst.

3.3.1. Ursachen für die lange Dauer von Genehmigungsprozessen

Die Verzögerungen gibt es vor allem beim Stromnetzausbau, da hier der Umfang schlicht größer ist als beim Ausbau der Gasinfrastruktur, sowohl in der Anzahl der Vorhaben als auch in den Leitungskilometern. Die Herausforderungen sind allerdings in beiden Sektoren ähnlich gelagert. Dabei handelt es sich um:

- Das Genehmigungsrecht ist hochkomplex und setzt sich aus internationalem, EU-, Bundes- sowie Länderrecht zusammen. Insbesondere die Prüfung der Genehmigungsvoraussetzungen im Umwelt-, Natur- und Artenschutz nimmt viel Zeit in Anspruch, da die Anforderungen sich von Projekt zu Projekt unterscheiden.
- Es besteht ein Mismatch zwischen den langwierigen Prüfprozessen und der erforderlichen Aktualität von Unterlagen. So kann es geschehen, dass Untersuchungen zum Beispiel zur Artenvielfalt vor Ort, die zu einem früheren Zeitpunkt erstellt wurden, nicht mehr in der Planfeststellung genutzt werden dürfen und deshalb wiederholt durchgeführt werden müssen.
- Die einzureichenden Planunterlagen sind hochkomplex und individuell auf das Projekt zugeschnitten. Dabei gibt es hohe Anforderungen selbst an die Zulassung bei Änderungen an Bestandstrassen. Ebenso wird oft eine umfangreiche Prüfung von Trassenalternativen gefordert, selbst wenn einzelne Trassen offensichtlich nicht in Frage kommen.

⁵⁶ <https://www.innosys2030.de/>

⁵⁷ <https://www.gesetze-im-internet.de/bbplg/BjNR254310013.html>

⁵⁸ BNetzA (2021)

⁵⁹ 50Hertz et al. (2021)

- Es sind eine Vielzahl von Akteuren in den Prozess eingebunden, von der kommunalen bis hin zur Bundesebene, mit einzelnen Bürgerinnen und Bürgern, Institutionen oder Trägern öffentlicher Belange.
- Die Beteiligungsprozesse sind langwierig und so komplex, dass Beteiligten oft nicht klar ist, was sie zu welchem Zeitpunkt beeinflussen können.
- Bei einigen Vorhaben gibt es nach Planfeststellung langwierige Klageverfahren. Nicht nur dauern diese mehrere Jahre, sie wirken sich auch auf den Genehmigungsprozess aus, indem dort die Rechtssicherheit über Flexibilität gestellt und oft mehr geprüft wird, als für das Vorhaben notwendig wäre.
- Es mangelt an Ressourcen und qualifiziertem Personal, sowohl in der Genehmigungsphase als auch im Baubereich. Dabei geht es nicht nur um Planer und Juristen, sondern auch um Baufirmen, um das benötigte spezielle Baumaterial (z. B. Stromkabel) sowie um verfügbare Flächen für die Errichtung von Trassen.
- Zulassungsentscheidungen sind oft nur wenig flexibel, so dass Planänderungen kompliziert sind und sich vor allem in der Bauphase verzögernd auswirken.⁶⁰

3.3.2. Lösungsvorschläge

Der hohe Anteil von Genehmigungsverfahren stellt alle Beteiligten vor große Herausforderungen. Um den festgelegten Zeitplan der Dekarbonisierung des Energiesystems einzuhalten, müssen Genehmigungsverfahren zügig und rechtssicher durchgeführt werden. Hier gibt es großes Potenzial für Beschleunigungen. Dies wurde in den letzten Jahren immer mehr zum Thema und hat es nun auch in den Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung geschafft. Demnach sollen Planungs- und Genehmigungsverfahren modernisiert, entbürokratisiert und digitalisiert werden. Diese Ambitionen müssen nun durch das Ansetzen an vielen kleinen Stellschrauben umgesetzt werden.

Projektmanagement verbessern

Grundsätzlich können Verfahren schlanker gestaltet werden. Hier kommen eine Vielzahl von Maßnahmen zusammen. Die Digitalisierung der Verfahren kann auf verschiedene Arten wirken, zum Beispiel in der Verbesserung der Kommunikation mit Bürgerinnen und Bürgern, aber auch zwischen Genehmigungsbehörden, Vorhabenträgern und weiteren Beteiligten, zum Beispiel Trägern öffentlicher Belange. Hierzu gehören auch

die digitale Einreichung von Planunterlagen sowie einheitliche Lösungen zum digitalen Dokumentenmanagement.⁶¹

In das Projektmanagement fällt auch die Beseitigung von Ressourcenmangel, der hier verschiedene Dimensionen aufweist, von Personal über Bauressourcen bis hin zur Flächenverfügbarkeit. Wichtig ist, dass schon zu Anfang der Planungen der voraussichtliche Ressourcenbedarf erfasst wird. So können eventuelle Engpässe schneller beseitigt und Verzögerungen vermieden werden.⁶²

Ein immer wiederkehrendes Thema ist hier der Mangel an qualifiziertem Personal, vor allem auf Bundesländerebene. Um dem entgegenzuwirken, können Genehmigungsbehörden zum Beispiel ein externes Projektmanagement einsetzen. Diese Möglichkeit wird jedoch nicht in ausreichendem Maße genutzt und sollte zudem auf Raumordnungsverfahren ausgeweitet werden.⁶³ Auch die Aufteilung der Stromtrasse in einzelne geografische Abschnitte (sogenannte Abschnittsbildung), die parallel bearbeitet werden, kann Abhilfe schaffen.⁶⁴ Durch die Nutzung von Kernteams innerhalb einer Genehmigungsbehörde, gepaart mit sogenannten Flying Teams, bestehend aus Expertinnen und Experten, die sich dezidiert mit der Genehmigung von Stromnetzen beschäftigen, kann außerdem fachspezifisches Wissen besser aufgebaut und bewahrt und der Wissenstransfer zwischen einzelnen Institutionen verbessert werden.⁶⁵

Ebenso wird im Baubereich auf den Mangel an Ressourcen hingewiesen. Neben der begrenzten Anzahl an qualifizierten Baufirmen wird hier auch immer wieder der Mangel an geeigneten Flächen besprochen. Hier gilt es, den Flächenbedarf frühzeitig zu erkennen und Flächen bereitzustellen. Verhandlungen zur Enteignung müssen dabei transparent und rechtssicher geführt werden.⁶⁶

Zuletzt muss hier auch die Kommunikation der Vorhabenträger und der Genehmigungsbehörden untereinander benannt werden. Sie kann durch frühe und regelmäßige Absprachen verbessert werden.⁶⁷ Das BMWK stellt hierfür durch sein Controlling einen passenden Rahmen zur Verfügung.⁶⁸ TransnetBW, 50Hertz und weitere Akteure der Energieindustrie schlagen außerdem vor, einzuhaltende Terminpläne mit festen Fristen festzulegen und nach Ablauf von Genehmigungsfristen eine Genehmigungsfiktion einzuführen, wie in anderen Bereichen des Genehmigungsrechts bereits angewandt.⁶⁹

⁶⁰ Abgeleitet unter anderem aus Guidehouse et al. (2021), BDEW (2021a), TransnetBW (2021), Amprion 2021 und 50Hertz et al. (2021)

⁶¹ Guidehouse et al. (2021) und Amprion 2021

⁶² Guidehouse et al. (2021)

⁶³ 50Hertz et al. (2021)

⁶⁴ Guidehouse et al. (2021)

⁶⁵ Guidehouse et al. (2021) und Amprion 2021

⁶⁶ Guidehouse et al. (2021)

⁶⁷ Guidehouse et al. (2021)

⁶⁸ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/V/vorrausschauendes-controlling-des-netzausbaus.pdf?__blob=publicationFile&v=6

⁶⁹ TransnetBW (2021), 50Hertz et al. (2021)

Öffentlichkeitsbeteiligung transparenter und einfacher gestalten

Die Möglichkeiten der Beteiligung im Genehmigungsverfahren sind vielfältig und komplex. Oft ist Beteiligten nicht bewusst, was sie zu welchem Zeitpunkt beeinflussen können. Hier gilt es, den Prozess als Gesamtprozess zu verstehen, Beteiligung schon früh zu ermöglichen und den Informationsfluss in beide Richtungen vom Systementwicklungsplan bis hin zur Bauphase transparent zu ermöglichen.⁷⁰ Während der Corona-Pandemie wurden durch das Planungssicherstellungsgesetz die Möglichkeiten einer digitalen Beteiligung erstmals erprobt. Es sollte weiter geprüft werden, wie digitale Beteiligungsformate auch in Zukunft angewandt werden können, um Verfahren zu vereinfachen und Informationen besser zugänglich zu machen. Gleichzeitig muss die Unterstützung durch Politik und Zivilgesellschaft verbessert werden, zum Beispiel durch die Einrichtung von Projektbegleiteams mit Vertretern aus Politik in Bund und Ländern, zuständigen Behörden und Zivilgesellschaft.⁷¹

Materielles Recht vereinfachen und Rechtssicherheit schaffen

Das Genehmigungsrecht ist nicht nur hochkomplex, sondern wird zusätzlich von verschiedenen Ebenen beeinflusst. Die Genehmigungskompetenz liegt bei vielen Vorhaben auf Bundesländerebene, wird aber von Bundes- und EU-Recht beeinflusst. Insbesondere im Umwelt-, Natur- und Artenschutz können einheitliche Standards und Prüfungen das Verfahren verbessern. Dies muss allerdings in einem kooperativen Prozess unter Stakeholderbeteiligung von Umweltverbänden, Vorhabenträgern, Genehmigungsbehörden und Planungsbüros geschehen.⁷²

In der Ertüchtigung von bereits bestehenden Leitungen bzw. in der Bündelung von Infrastruktur liegt weiteres Beschleunigungspotenzial. Hier können unnötige Verfahrensschritte gespart werden.⁷³ Des Weiteren müssen eventuelle Vorbelastungen von Bestandsleitungen schnell geklärt und rechtssicher in die Verfahren eingebunden werden. Für die bessere Beurteilung von Vorbelastungen und für Umweltgutachten ist die zentrale Bereitstellung einer bundesweiten, besser noch europaweiten Datengrundlage ein wichtiges Mittel.⁷⁴

Weitere Potenziale liegen in der Verschlinkung von Prüfungen. Zum einen könnten durch eine Abschichtung Mehrfachprüfungen, zum Beispiel doppelte FFH- (Flora, Fauna, Habitat) und Artenschutzprüfungen in Raumordnung/Bundesfachplanung und Planfeststellung, vermieden werden.⁷⁵ Zum anderen kann die Anzahl der planerischen Alternativprüfungen reduziert werden. Wenn eine Alternative aus offensichtlichen Gründen nicht in Frage kommt, sollte sie auch nicht weiter geprüft werden.⁷⁶ Zuletzt sei noch genannt, dass die Komplexität von Planunterlagen reduziert werden kann. Indem Musteranträge entwickelt werden und eine abgestimmte Dokumentenbasis aufgebaut wird, können Prozesse schneller repliziert und abgewickelt werden.⁷⁷

⁷⁰ Guidehouse et al. (2021)

⁷¹ 50Hertz et al. (2021).

⁷² BDEW (2021a)

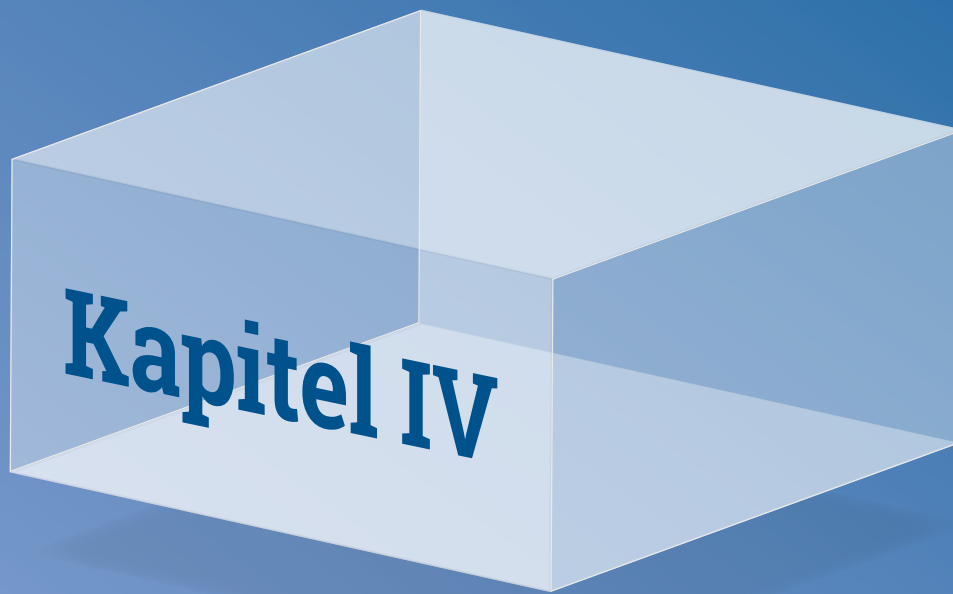
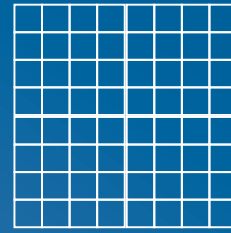
⁷³ TransnetBW (2021), 50Hertz et al. (2021)

⁷⁴ Guidehouse et al. (2021)

⁷⁵ BDEW (2021a) und Amprion 2021

⁷⁶ Guidehouse et al. (2021)

⁷⁷ Guidehouse et al. (2021)



**Eckpunkte für eine
integrierte Infrastruktur-
planung im Verteilnetz**



Auf Verteilnetzebene stellt sich die Akteurslandschaft sehr heterogen dar, was in sehr unterschiedlichen Konstellationen aus Akteuren und den zugehörigen Netzgebieten resultiert, sodass zum Teil unterschiedliche Unternehmen die Strom-, Gas- und Wärmenetze betreiben und die betreffenden Netzgebiete auch räumlich nicht immer deckungsgleich sind. Daher ist es erforderlich, neben den technischen Anforderungen an einen koordinierten Umbau der Energieinfrastrukturen auch Hürden zu betrachten, die aus zum Teil konkurrierenden Geschäftsmodellen und Interessen entstehen. Eine übergeordnete Stelle zum Abgleich der unterschiedlichen Interessen existiert zumeist nicht. Ausnahmen findet man in Einzelfällen, beispielsweise in Hamburg, wo eine Orientierung durch eine fachaufsichtführende Behörde erfolgt. Bei integrierten Stadtwerken ist zu vermuten, dass Abwägungen im Rahmen der strategischen Ausrichtung bei der Geschäftsführung liegen.

Neben dieser grundsätzlichen organisatorischen Herausforderung ist für eine langfristig ausgerichtete strategische Planung der Verteilnetze die Abstimmung mit der Netzentwicklungsplanung unerlässlich. Als vorgelagerter Prozess kann der SEP auch zur Ableitung von Ankerpunkten für die Verteilnetzplanung genutzt werden, um eine konsistente Gesamtstrategie für Transport- und Verteilnetze sicherzustellen. Bei der Planung regionaler und lokaler Energieinfrastrukturen sollte darauf geachtet werden, dass die Planungen konsistent mit dem übergeordneten Leitbild des SEP sind. Aufgrund der groben regionalen Auflösung des Leitbildes können jedoch keine direkten Vorgaben für die Verteilnetzplanung abgeleitet werden. Für eine systemische Planung auf lokaler Ebene ist es wichtig, dass für die Deckung lokaler Energiebedarfe auch die ausreichende Verfügbarkeit der Energiemengen und jeweiligen Energieträger aus der Region oder über das Transportnetz mit bedacht wird. Hier liefert der SEP wichtige Leitplanken für die lokale Planung, beispielsweise indem er übergeordnete Aussagen zur Verfügbarkeit grüner Gase für die Wärmebereitstellung trifft. Regionale, aus der Netzentwicklungsplanung abgeleitete Szenarien können helfen, die Rahmenbedingungen für die Verteilnetzplanung weiter zu detaillieren. Für die Planung und Entwicklung der Strom- und Gasverteilnetze sowie der Wärmenetze könnte dies gleichzeitig gemeinsame Datengrundlagen und einheitliche Zeithorizonte schaffen, um eine integrierte Planung umzusetzen.

Verteilnetzbetreiber (VNB) von Gas- und Stromnetzen sowie Betreiber von Wärmenetzen, deren Netzgebiete sich überlagern, sollten eine einheitliche Energiestrategie und eine gemeinsame Energieleitplanung vornehmen, die durch die Ankerpunkte des SEP informiert ist. Dabei sollten benachbarte VNB in geeigneter Weise mit eingebunden sein.

Um dauerhaft eine verlässliche Strom- und Wärmeversorgung mit dem Ziel der Klimaneutralität zu gewährleisten, sollte eine solche integrierte lokale Energieleitplanung eine Abstimmung der Infrastrukturentwicklung mit den höheren Netzebenen und übergeordneten Zielen im Sinne einer vertikalen Integration beinhalten. Nur so kann langfristig ein konsistentes Gesamtsystem entwickelt werden. Gleichzeitig muss die Koordination der lokalen Bedarfe und Potenziale aller Sektoren (Strom, Gas, Wärme) und der damit verbundenen Infrastrukturen ermöglicht werden, um den Infrastrukturabhängigkeiten Rechnung zu tragen, die mit fortschreitender Kopplung der Sektoren entstehen. Diese technische und ökonomische Koordination stellt eine horizontale Integration der Planung dar und muss auch die Entwicklung im Zeitverlauf berücksichtigen. Die zeitliche Abstimmung der Maßnahmen über die Sektoren hinweg könnte beispielsweise durch eine vereinheitlichte Betrachtung von Transformationsplänen erfolgen, wie sie für Wärmenetzbetreiber in Berlin und Hamburg vorgesehen sind. Solche Dekarbonisierungsfahrpläne sollten auch Bestandteil der Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) werden. Schließlich kann die integrierte lokale Energieleitplanung die Grundlage darstellen, auf der ein ausgewogener Interessenausgleich zwischen den einzelnen Akteuren verhandelt werden kann.

Abstimmung der Planung über die Netzebenen hinweg

Die integrierte Planung der lokalen leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen erfordert eine Abstimmung der Infrastrukturentwicklung mit den höheren Netzebenen und den dort formulierten übergeordneten Zielen. Hierbei ist die Ableitung von Ankerpunkten, aber auch gegebenenfalls von lokalisierten Szenarien eine wichtige Voraussetzung für eine effiziente Auslegung der Verteilnetze.

Detaillierte Informationen der lokalen Ebene für die Netzentwicklungsplanung nutzen

Durch die zukünftig verstärkt zum Einsatz kommenden lokalen Planungen wie die Wärmeplanung oder Transformationspläne für Wärmenetze ist zu erwarten, dass präzisere Informationen über die erforderliche Wärmeinfrastruktur auf lokaler Ebene zur Verfügung stehen. Zusätzlich können aufgrund dieser Planungen weitere Informationen über den zu erwartenden Zuwachs neuer dezentraler Lasten (z. B. Verbreitung von dezentralen Wärmepumpen), aber auch über den Anteil elektrischer Versorgungslösungen für Wärmenetze (z. B. Power-to-Heat oder Großwärmepumpen) zur Verfügung gestellt werden.

Nur eine einheitliche kommunale Wärmeplanung stellt flächendeckend lokale Informationen bereit

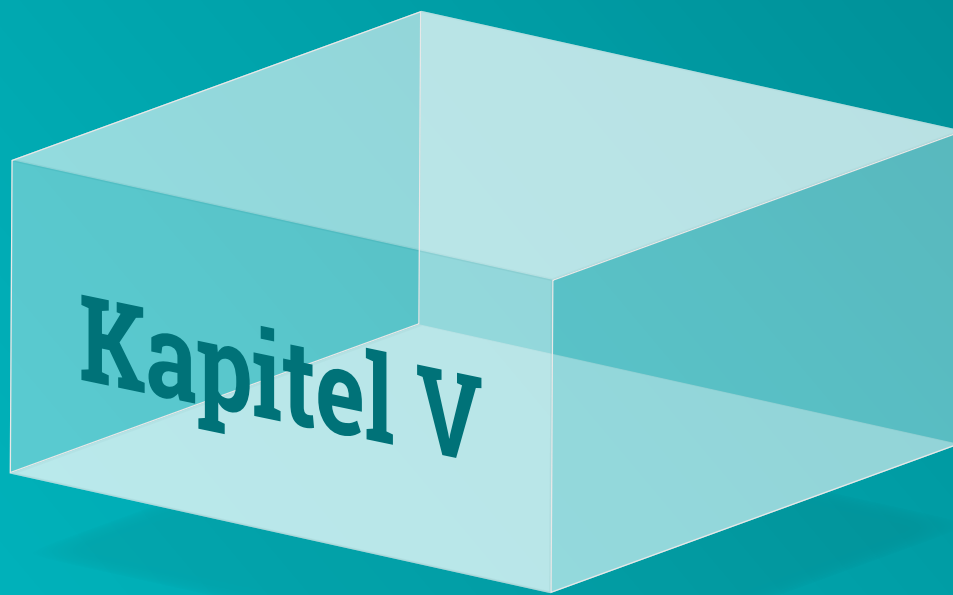
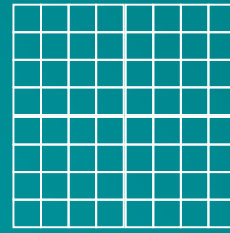
In einigen Bundesländern wurde eine verbindliche kommunale Wärmeplanung bereits eingeführt, die Weiterentwicklung wird durch die Bundesregierung mit der Einrichtung des Kompetenzzentrums kommunale Wärmeplanung und weiteren Maßnahmen gefördert. Die kommunale Wärmeplanung stellt einen wichtigen Schritt zur Dekarbonisierung des Wärmesektors dar, indem sie detaillierte Informationen über Bedarfe und Potenziale auf lokaler Ebene bereitstellt. In der weiteren Entwicklung der Wärmeplanung sollte eine einheitliche Umsetzung angestrebt werden, um vergleichbare Ergebnisse der Wärmepläne zu erhalten.

Entwicklung einer integrierten lokalen Energieleitplanung

Auf der Wärmeplanung aufbauend, sollte eine integrierte lokale Energieleitplanung erfolgen und die Abstimmung mit der Netzausbauplanung sicherstellen. Das Instrument der integrierten lokalen Energieleitplanung sollte in diesem Sinne weiterentwickelt werden, um einen sektorübergreifenden Abgleich der strategischen Ausrichtung und der Planungsprozesse zu etablieren. Die lokale Energieleitplanung kann sich dabei an den Grundprinzipien des Systementwicklungsplans orientieren, indem sie die sektorale Planung um eine übergeordnete und ganzheitliche Gesamtstrategie erweitert und Synergien schafft. Die in diesem Rahmen erhobenen detaillierten lokalen Daten können die überregionale integrierte Infrastrukturplanung unterstützen.

Den Interessenausgleich zwischen den Akteuren ermöglichen

In der Abstimmung der Bedarfe unterschiedlicher Sektoren, aber auch über die Planungsebenen hinweg gewinnt mit dem Ziel der Klimaneutralität auch die technische Koordination der Entwicklungen im Zeitverlauf (Sektorkopplung) an Bedeutung, um jederzeit die erforderlichen Dienstleistungen für die unterschiedlichen Nutzergruppen bereitzustellen. Um dies zu gewährleisten, sollte ein Dialog mit den beteiligten gesellschaftlichen Gruppen und insbesondere den Unternehmen angestrebt werden, um neben der Versorgungssicherheit nach Möglichkeit einen ausgewogenen Interessenausgleich zwischen einzelnen Akteuren sicherzustellen, damit über die gesamte Transformation der Infrastrukturen hinweg Verantwortlichkeiten für eine dauerhaft verlässliche Versorgung gewährleistet sind.



**Empfehlungen zur
Förderung von Innovationen
in der Infrastrukturplanung**



5.1. Innovationen in der Infrastrukturplanung

Eine langfristige Planung der Infrastrukturen steht neben der zunehmenden Verknüpfung der Sektoren im Zuge der integrierten Energiewende vor der Herausforderung, heute entwickelte und künftig neu entstehende Technologien, Prozesse oder auch unternehmerische Konzepte (z. B. Aggregatoren) mit den daraus erwachsenden Möglichkeiten mitzudenken. Infrastrukturplanung steht daher in einem Spannungsfeld: Einerseits muss sie zuverlässig sein, was für bekannte und erprobte Technologien spricht, andererseits müssen bei einer Planung, die ca. zehn Jahre vor Baubeginn erfolgt, auch zukünftige Lösungen mitgedacht werden, deren Marktreife sich abzeichnet.

Energieinfrastrukturen sind im Umbruch. So nehmen Stromnetze eine kontinuierlich wachsende Rolle ein; nicht stillgelegte Gasnetze werden mittel- bis langfristig voraussichtlich auf Wasserstoffnetze umgestellt und es ist absehbar, dass auch Wärme- und Kältenetze wachsende Bedeutung bekommen. Wegen dieses großen Transformationsbedarfs in den Energieinfrastrukturen gewinnt auch die Frage an Bedeutung, ob der Prozess – vom Innovieren (d. h. Entwicklung innovativer Lösungsansätze aller Art) bis hin zur Integration in die Netze – optimiert werden kann. Dabei scheint es naheliegend, neue Technologien, Prozesse und Konzepte (im Nachfolgenden zusammenfassend als „Innovationen“ bezeichnet) möglichst früh zu antizipieren, zu begleiten und nachzuverfolgen, um vielversprechenden Entwicklungen eine Aufmerksamkeit zu gewähren, die den Herausforderungen im sich grundlegend wandelnden Energiesystem angemessen ist.

Warum innovative Ansätze stärker thematisiert und begleitet werden sollten

Die Entwicklung von neuen Technologien, Prozessen oder Geschäftsmodellen durchläuft grundsätzlich unterschiedliche Phasen, bis sie einen Reifegrad erreicht hat, der einer Innovation den Einstieg in ein reales Umfeld erlaubt. Schwierig wird es dann, wenn eine Innovation eine entsprechende Reife erreicht hat und prinzipiell einsetzbar wäre, aber andere Umstände ihren Einsatz verhindern. Dazu können bereits fehlendes Vertrauen in die Technologie oder den Prozess beim umsetzenden Akteur gehören, eine Vormachtstellung etablierter (gegebenenfalls konventioneller) Lösungen oder verfahrensgemäße, rechtliche und regulatorische Grenzen, die festgeschrieben und – mindestens kurzfristig – schwierig zu ändern sind.

Ein langfristiger Blick auf gesamtsystemische Veränderungen und dabei entstehende Innovationen kann begünstigen, präventiv auf Entwicklungen zu reagieren, statt reaktiv zu einem späte-

ren Zeitpunkt zu handeln. Präventives Handeln kann in diesem Zusammenhang bedeuten, Forschungsgelder frühzeitig gezielt einzusetzen, Pilotprojekte zu initiieren, einen entsprechenden regulatorischen Rahmen zu schaffen oder Expertengremien mit wichtigen Implementierungsfragen zu betrauen. Es ist eine Abwägungsfrage zwischen heute getroffenen Entscheidungen, die aufgrund des zeitlichen Vorlaufs mit größerer Unsicherheit verbunden sind, und kurzfristigen Entscheidungen, bei denen die Treffsicherheit richtiger Entscheidungen höher scheint. Fraglich ist an dieser Stelle, ob eine mögliche Fehlentscheidung oder ein „zu spätes“ Entscheiden gravierender wiegt.

Bestehende Projekte und Aktivitäten zu Innovationen für Energieinfrastrukturen

Verschiedene Projekte, unterschiedliche Teile der Branche und einzelne Akteure widmen sich einer Integration von Innovationen in die Planung und den Betrieb von Infrastrukturen. Zu nennen sind hier unter anderem die verschiedenen SINTEG-Projekte⁷⁸ (Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende) oder auch das auf die Stromnetzbetriebsführung fokussierte InnoSys 2030.⁷⁹ Verschiedene nationale und internationale Verbände, Initiativen oder Studien widmen sich im Zuge von Forschung und Analysen zur Energiewende nicht zuletzt Innovationen und deren Integration in die Infrastrukturen. Beispielhaft seien hier neben den benannten Projekten das ENTSO-E-Technopedia⁸⁰, die IEA Innovation Gaps⁸¹, die Kopernikus-Projekte⁸² (z. B. ENSURE) und die Mission Innovation⁸³ genannt. Daneben vertiefen Veröffentlichungen zu Future Proofing Electricity Grids in the EU Green Deal Age oder zu Innovationen im Netzentwicklungsplan 2.0 diesen Blick auf die Infrastrukturen um ein Weiteres.⁸⁴ Auch verschiedene Verbände sind mit der Integration verschiedenartiger Innovationen auf unterschiedlichen Ebenen befasst, darunter beispielsweise das Forum für Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) oder das European Research Institute for Gas and Energy Innovation des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW-ERIG), aber auch Standardisierungsorganisationen spielen bei der Integration von innovativen Ansätzen eine wesentliche Rolle, darunter das DIN (Deutsches Institut für Normung), die DKE (Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik) und indirekt die IEC (International Electrotechnical Commission).

Diese – nicht annähernd vollständige – Auflistung zeigt, dass sich verschiedenste Akteure und Institutionen mit Innovationen sowie ihrer Entwicklung, ihrem Monitoring oder ihrer Integration beschäftigen. Dabei legen sie jeweils spezifische Schwerpunkte, erforschen also etwa neue Lösungen, führen Pilotprojekte durch, bewerten Reifegrade oder streben an, Standards festzulegen. Die Aspekte sind dabei vielfältig. Wenngleich in Projekten

78 <https://www.sinteg.de/>

79 <https://www.innosys2030.de/>

80 <https://www.entsoe.eu/Technopedia/>

81 <https://www.iea.org/reports/innovation-gaps>

82 <https://www.kopernikus-projekte.de/>

83 <http://mission-innovation.net/>

84 Diese Veröffentlichungen stellen im Rahmen der dena-Netzstudie III neben Erkenntnissen weiterer Fachpublikationen wesentliche Diskussionsgrundlagen dar (siehe dazu T&D Europe (2020) und E-Bridge (2018))

versucht wird, ein Gesamtbild für das Umfeld einzelner Lösungsansätze zu geben (z.B. Forschungsstand, Potenziale, rechtlicher Rahmen), ist es für einzelne Vorhaben schwierig bis unmöglich, Aussagen über das Gesamtsystem zu treffen, umfassend nach rechts und links zu schauen oder präventiv Handlungsempfehlungen auszusprechen. Ein Ort, um die Vielzahl der Aspekte zusammenzubringen, ausgewogen und transparent zu diskutieren, gesamtsystemisch vorzuschauen und dadurch einen Mehrwert für die Infrastrukturplanung zu schaffen, existiert somit nicht.

Identifikation von Handlungsbedarfen

Eine möglichst frühzeitige Antizipation von Entwicklungen kann es erlauben, die Infrastrukturplanung langfristig effizienter zu gestalten, etwa indem sich abzeichnende technologische Entwicklungen gefördert und in die Netze integriert werden, um neue Funktionen beispielsweise im Stromsystem zu ermöglichen und zusätzlich notwendigen Leitungsausbau an einzelnen Stellen zu reduzieren. Damit rückt die Frage nach dem eigentlichen Zweck einzelner Innovationen und danach, was sie im systemischen Sinne ermöglichen, in den Vordergrund: Wozu dient eine „innovative Lösung“? Welche Möglichkeiten schafft sie? Wie profitiert das Energiesystem davon?

Um diese Fragen beantworten zu können, muss man jedoch erst definieren, was die zukünftige Energieinfrastruktur leisten soll und muss. Die Adressierung dieser Aufgabenstellung erfordert einen breiten energiewirtschaftlichen Diskurs, der eine Vielzahl verschiedener, repräsentativer Akteure integriert und die Zukunft der Energieversorgung auf unterschiedlichen Ebenen denkt.

Die im Rahmen der dena-Netzstudie III definierte Systementwicklungsplanung ist ein solcher Prozess. Ein Innovationsdialog sollte deshalb an diesen gesellschaftlichen, energiewirtschaftlichen und politischen Stakeholderprozess angegliedert werden. Nicht zuletzt würde dem Themenfeld damit eine große Sichtbarkeit, Relevanz und Regelmäßigkeit zuteil, die es braucht, um die Infrastrukturen durch innovative Lösungen effizient weiterzuentwickeln. In einem solchen Innovationsdialog können Innovationen eher langfristig betrachtet werden, während die konkreten Netzplanungsprozesse (z.B. die bestehenden Netzentwicklungspläne für Strom und Gas) mit kurzfristigem Horizont reife Produkte integrieren.

Risiken bei der Thematisierung von Innovationen

Innovationen sollte auch deshalb eine besondere Aufmerksamkeit zuteilwerden, weil mit ihnen verbundene Erwartungen und Hoffnungen an unter anderem Weiterentwicklungen oder Einsparungen nicht notwendigerweise Realität werden. Eine enge Begleitung erlaubt es, die Entwicklungen einzuschätzen und eine mögliche Einsatzfähigkeit immer wieder neu zu beurteilen. Hohe Erwartungen an Innovationen im Sinne einer Infrastrukturbedarfsvermeidung, ein blindes Vertrauen in erwartete, in

Teilen absehbare Technologien oder auch eine zu frühzeitige Implementierung nicht ausreichend ausgereifter Lösungen stellen Risiken dar. Solche Überlegungen zeigen, dass ein bedachter Umgang mit diesem Themenfeld erforderlich ist. Das ist gerade für einen Einsatz in Energieinfrastrukturen, also kritischen Infrastrukturen, notwendig und erforderlich, wo etwa Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit⁸⁵ an oberster Stelle stehen.

Darüber hinaus können bei der Identifikation neuer Lösungen grundsätzlich auch laute und durch etablierte Akteure gut platzierte Einzelinteressen stärkeres Gehör finden als beispielsweise disruptivere Erfindungen oder kleinere Start-ups. Dies kann die Wahl des besten Konzepts verzerren. Um ein möglichst faires Umfeld zu schaffen, wäre es in diesem Zusammenhang sinnvoll, Sichtbarkeit für eine Vielzahl verschiedener großer und kleiner Ideen, Technologien und Konzepte zu schaffen.

5.2. Funktionalitäten als Basis für einen Innovationsdialog

Als Ausgangspunkt sollte ein Innovationsdialog Leistungen und Möglichkeiten definieren, die Infrastrukturen im zukünftigen Energiesystem selbst bzw. im Zusammenspiel mit weiteren Akteuren bereitstellen sollten. Diese Leistungen und Möglichkeiten werden im Folgenden als Funktionalitäten bezeichnet.

Die im Sinne einer Energieübertragung eigentliche, primäre Aufgabe eines Netzes und dazu notwendige Leistungen könnten dabei als *Infrastrukturfunktionalitäten* bezeichnet werden, während das Zusammenspiel der Infrastrukturen mit der Vielzahl weiterer Akteure im Umfeld *Systemfunktionalitäten* genannt werden könnte. Umfassender lässt sich der Begriff der Funktionalität wie folgt beschreiben:

Eine *Funktionalität* meint in diesem Zusammenhang technische und betriebliche Leistungen von Infrastrukturen, die sie aufgrund von Anforderungen und Entwicklungen – beispielsweise aufseiten des Netzes (z.B. optimierte Nutzung des Bestandsnetzes durch reaktiven Netzbetrieb) und neuen Technologien auf Netznutzerseite (flexible Erzeuger, flexible Verbraucher) – direkt oder indirekt erfüllen müssen, um ein sicheres, flexibles Energiesystem der Zukunft auf allen Ebenen zu ermöglichen und dieses in vielfältigen Zieldimensionen zu unterstützen: Versorgungssicherheit, Unterstützung der Energiewende (Umweltverträglichkeit / Netzintegration verschiedener Anlagen), Wirtschaftlichkeit sowie Stärkung der Netznutzer inklusive Gewährleistung von Netzzugang und Nutzen, um zu diesen Zielen beizutragen.

⁸⁵ Deutsche Energie-Agentur (dena) (2019a)

Dabei kann in Infrastruktur- und Systemfunktionalitäten unterschieden werden. Systemfunktionalitäten beschreiben solche Funktionalitäten, die aus dem Zusammenspiel von Infrastruktur und Netznutzern entstehen und somit Leistungen für das Energieversorgungssystem erbringen, während sich Infrastrukturfunktionalitäten auf Funktionalitäten des Netzes selbst mit dem primären Ziel des Energietransports beziehen. Während Infrastrukturfunktionalitäten durch einen Netzbetreiber im entflochtenen Umfeld bereitgestellt werden, ergeben sich Systemfunktionalitäten durch die Verbindung von Akteuren im marktlichen Umfeld.

Funktionalitäten können beispielsweise durch neue Betriebsmittel, Verfahren, Automaten, Kommunikationswege usw. bereitgestellt werden. Ein Beispiel ist ein intelligentes Management von Stromnetznutzern, wobei mithilfe datenanalytisch getriebener Automaten Erzeugungs- bzw. Lastspitzen von volatilen Erzeugern und neuen Lasten (Speicher, Wärmepumpen, Elektromobile) genutzt bzw. verschoben werden.

Mit Blick auf Funktionalitäten ist gegebenenfalls im Einzelfall zu definieren, ob eine Infrastruktur selbst oder in Kombination mit einer weiteren Infrastruktur (z. B. Internet/Mobilfunk) eine Funktionalität bereitstellt (z. B. Steuerungsmechanismen über das Internet statt direkt über Signale im Netz).

Neben den damit als Funktionalitäten beschriebenen Leistungen (siehe Tabelle 3 bis Tabelle 6 für Beispiele) verändern sich auch viele weitere Elemente des Energieversorgungssystems bzw. innerhalb der Energieinfrastrukturen, die mitunter passiv zu einem optimierten Betrieb führen. Hierzu gehören beispielsweise der Wartungsaufwand oder die Anpassungsfähigkeit der Infrastruktur. Sie können in diesem Zusammenhang als Eigenschaften des Systems bzw. Systemeigenschaften bezeichnet werden (siehe Tabelle 7 für Beispiele).

Die im Rahmen der Fassung des Funktionalitätsbegriffs verfolgten Ziele spiegeln die Elemente des energiepolitischen Ziel dreiecks bzw. des Clean Energy Package wider und lassen sich grundsätzlich den einzelnen Funktionalitäten zuordnen.⁸⁶ Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und des Netzzugangs bzw. der Netznutzung liegt – mit dem Fokus auf Infra-

strukturen – bei den jeweils zuständigen Netzbetreibern und kann somit als Ziel der Infrastrukturfunktionalitäten verstanden werden. Die Unterstützung der Energiewende durch Netzintegration verschiedener Anlagen wird durch unterschiedlichste Akteure verwirklicht. Steuerbare Erzeugungsanlagen, flexible Lasten, Energiespeicher usw. ermöglichen ein stabiles Energiesystem trotz fluktuierender Strom- oder auch Wasserstoffherzeugung. Die Aufgabe kann somit primär als Dimension der Systemfunktionalitäten gesehen werden. Wirtschaftlichkeit, die etwa durch optimierte Wartung oder intelligente Netzbetriebsmittel angestrebt werden kann, ist wiederum nicht das primäre Ziel des Infrastrukturbetriebs, kann aber durchaus Auswirkungen auf das Ausmaß an notwendigen Leitungskapazitäten bzw. die Komplexität des Netzbetriebs haben. Der Aspekt der Wirtschaftlichkeit spielt so gesehen an jeder Stelle eine Rolle, ist aber am ehesten in den Systemeigenschaften abgebildet.

5.3. Beispiele für relevante Funktionalitäten

Um aufzuzeigen, wie das Ziel verfolgt werden kann, innovative Ansätze entsprechend den Funktionalitäten zu identifizieren, werden in Tabelle 3 bis Tabelle 5 verschiedene Beispiele für heute als notwendig identifizierte Funktionalitäten gegeben. Ihnen können jeweils verschiedene Technologien, Prozesse und Konzepte zugewiesen werden, die teilweise bereits in Anwendung sind und auf die notwendigen Funktionalitäten einzahlen.

5.3.1. Infrastrukturfunktionalitäten

Funktionalitäten aufseiten der Infrastrukturen lassen sich durch einzelne Aufgaben beschreiben, die primär zum Leistungs- bzw. Energietransport des jeweiligen Energieträgers dienen. In einer breiten Analyse ließen sich hier verschiedenste Funktionalitäten definieren.

Die vorliegenden, in Tabelle 3 aufgeführten möglichen Funktionalitäten und zugehörige beispielhafte Technologien, Prozesse oder Konzepte wurden im Rahmen der dena-Netzstudie III identifiziert und dienen als Basis für einen weiteren Innovationsdialog. So ist beispielsweise eine Aufgabe des Infrastrukturbetriebs, bestehende Leitungskapazitäten möglichst effizient auszunutzen. Hierfür gibt es verschiedene Konzepte zur Bestandsnetzoptimierung, die die Transportkapazität (temporär) erhöhen können, darunter zum Beispiel ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb, Technologien zur Lastflusssteuerung, Konzepte zur reaktiven Netzbetriebsführung usw.

⁸⁶ Die genannten Ziele werden auch im Papier von T&D Europe beschrieben und zugeordnet, siehe dazu T&D Europe (2020)

Mögliche Infrastrukturfunktionalitäten	Beispielhafte zugehörige Technologien, Prozesse oder Konzepte
Bestandsnetzoptimierung (Höherauslastung) und Erhöhung der Transportkapazität <i>Strominfrastruktur</i>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb ■ Lastflusssteuerung (z.B. mittels Phasenschiebertransformatoren, Flexible AC Transmission System (FACTS)) ■ Reaktive Netzbetriebsführung (z.B. Netzbooster) ■ Virtuelle Leitungen ■ Mitnahmeschaltungen (Special Protection Schemes) ■ Anpassung von Einspeisung/Entnahme ■ Andere Legetechniken zur Erhöhung der Transportkapazität (größere Legetiefen, bessere Wärmeabführung, kein offener Verbau) ■ ...
Netzbildende bzw. netzunterstützende Fähigkeiten (inhärente Sicherstellung von Netzfrequenz und Spannung bzw. Sicherstellung durch schnelle Regelung) <i>Strominfrastruktur</i>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Netzbildende Umrichter ■ FINC: STATCOMs, HGÜ-Kopfstationen ■ Rotierende Phasenschieber (synchron/asynchron) ■ Supercaps in Kombination mit Schwungmasse und Batteriespeichern ■ Bereitstellung durch Netznutzer ■ ...
Qualitätsüberwachung in Gas- und entstehenden Wasserstoffnetzen im Rahmen des Netzbetriebs zur Sicherstellung der Gasqualität/-reinheit <i>Gas/H2-Infrastruktur</i>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Messung durch entsprechende Monitoringsysteme ■ Neue Membrantechnologien zur Gastrennung ■ ...
<i>Voraussetzung für Infrastrukturfunktionalitäten</i>	
Netzzustandsüberwachung und Möglichkeit zur Netzsteuerung: Kenntnis des tatsächlichen Netzzustands mit dem Ziel der Bewertung des Netzzustands unter thermischen und dynamischen (Stabilitäts-)Aspekten	<ul style="list-style-type: none"> ■ Sensorik, Mess- und Kommunikationstechnik ■ Digital-Twin-Systeme ■ (Teil-)automatisierter Netzbetrieb (Echtzeit) ■ Digitale Umspannwerke ■ ...
<ul style="list-style-type: none"> ■ Messung und Beobachtung; Erfassung der relevanten Netzparameter (Daten, Sensorik) sowie der Netznutzer (Fahrpläne, Erzeugung/Verbrauch) ■ Umfangreiche Datenerfassung und -auswertung 	

Tabelle 3: Identifizierte mögliche Infrastrukturfunktionalitäten und Beispiele

Alle genannten Infrastrukturfunktionalitäten erfordern eine digitalisierte Infrastruktur. Deshalb kann die Netzzustandsüberwachung und -steuerung im Rahmen des Netzbetriebs als grundsätzliche Voraussetzung für alle Infrastrukturfunktionalitäten gesehen werden. So werden aktuelle Daten zu Netzüber-

lastungen oder Fehlern in Bezug auf die thermische und dynamische Stabilität benötigt und eine entsprechende Anpassung der Netzkomponenten muss möglich sein, um die Leitungskapazitäten optimiert und sicher nutzen zu können.

5.3.2. Systemfunktionalitäten

Wie beschrieben, meint eine Systemfunktionalität etwas, das im Zusammenspiel der Infrastruktur mit verschiedenen Netznutzern entsteht, um im systemischen Sinne zu wirken bzw. dadurch etwas Neues zu ermöglichen. Dies erweitert den Aspekt der Infrastrukturfunktionalität: Unter den Begriff der Systemfunktionalität kann die netzseitige Integration verschiedener angeschlossener Anlagen bzw. Netznutzer gefasst werden.

Hierzu zählen beispielsweise die volatile Erzeugung aus erneuerbaren Energien oder ein Verbrauch durch neue flexible Lasten, die stromnetzseitig jeweils zu integrieren sind, bzw. eine volatile Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyseuren (aus EE-Strom), die gasnetzseitig absehbar integriert werden muss. Die Funktionalität ist in Tabelle 4 dargestellt.

Mögliche Systemfunktionalität	Beispielhafte zugehörige Technologien, Prozesse oder Konzepte
<p>Netzseitige Integration volatiler Erzeugung (Strom: aus erneuerbaren Energien, Gas: aus Elektrolyseuren) und flexibler Lasten</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Nutzung verschiedener Technologien, Prozesse oder Konzepte bzw. auch durch den Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel (siehe Infrastrukturfunktionalitäten) ■ Bereitstellung von Flexibilität aus unteren Netzebenen für die Transportnetzebene 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Spitzenkappung und Engpassmanagement ■ Spitzenglättung (§ 14a EnWG) ■ Lokale Flexibilitätsmärkte ■ Virtuelle Kraftwerke ■ Demand Side Management; Lademanagement bei Elektrifizierung von Wärme und Verkehr ■ ...

Tabelle 4: Identifizierte mögliche Systemfunktionalität und Beispiele

5.3.3. Schnittstelle zwischen Infrastruktur- und Systemfunktionalitäten

Bestimmte Leistungen lassen sich nicht konkret zwischen den Funktionalitäten für Infrastrukturen und im Wechselspiel mit Netznutzern einordnen. Das betrifft insbesondere eine Kommunikationsinfrastruktur, die beide Welten miteinander verbinden

muss, oder auch Eigenschaften, die sowohl Infrastruktur als auch Endgeräte aufweisen müssen, wie im Falle einer H2-Readiness. Die möglichen Funktionalitäten in diesem Bereich sind in Tabelle 5 dargestellt.

Mögliche Funktionalitäten	Beispielhafte zugehörige Technologien, Prozesse oder Konzepte
<p>Kommunikationslayer als Querschnitt: effiziente und sichere Kommunikation im Netz und zwischen Akteuren zu schnellem Datenaustausch über entsprechende Kommunikationswege</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Nutzung von Kommunikationstechnologien mit Mehrwert für alle Akteure, unter anderem zur Bereitstellung dezentraler Netzzustandsdaten und Steuerungsmöglichkeiten ■ Monitoring des Energiebezugs für Verbraucher 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Smart-Meter-Infrastruktur / Smart Meter Gateway ■ 450-MHz-Frequenz ■ ...
<p>H2-Readiness im Gassystem (Infrastruktur, Endgeräte) zur zeitnahen und kostengünstigen Umstellung bei Ausweitung der Wasserstoffnetze</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ H2-ready-Kraftwerke, ■ H2-ready-Leitungen, Verdichterstationen ■ H2-ready-Speicher ■ Adaptierbare Heizkessel ■ ...

Tabelle 5: Identifizierte Funktionalitäten an der Schnittstelle zwischen Infrastruktur- und Systemfunktionalität

Die Funktionalität zur effizienten und sicheren Kommunikation stellt gewissermaßen eine Erweiterung der Netzzustandsüberwachung und -steuerung dar, da zur Übertragung der Daten und der Regelungssignale die passende Kommunikationstechnologie installiert sein muss. Die Funktionalität stellt damit ebenfalls eine grundsätzliche Voraussetzung für die anderen Funktionalitäten dar. Ein Beispiel ist die Nutzung der Smart-Meter-Infrastruktur mit Mehrwert für alle Akteure, unter anderem zur Bereitstellung von dezentralen Netzzustandsdaten und Steuerungsmöglichkeiten oder auch zum Monitoring des Energiebezugs für Verbraucher. In diesem Zusammenhang ist hier eine schnelle flächendeckende Umsetzung umso wichtiger.

5.3.4. Neue Funktionalitäten

Die Formulierung von Funktionalitäten dient dem Ziel, notwendige Leistungen der Infrastrukturen – bzw. in Kombination mit Anlagen und Netznutzern – zu definieren. Während die in Tabelle 3 bis Tabelle 5 beschriebenen möglichen Leistungen und Beispiele bereits bekannte Leistungen sind, sollte Teil einer

Analyse und Diskussion um Funktionalitäten und Innovationen im Rahmen des SEP-Innovationsdialogs auch die Ableitung neu entstehender Bedarfe sein, die durch Infrastruktur und Netznutzer gedeckt werden sollten. Während hier gleichwohl Unsicherheiten darüber bestehen, ob ein solcher Bedarf in einer heute gewählten Ausformulierung in Gänze zutreffend ist und tatsächlich eintreten wird oder welche Lösungen diesen Bedarf befriedigen könnten, wäre ein Ausblick auf mögliche Entwicklungen ein Kernaspekt einer mit Blick auf Innovationen gerichteten, möglichst vorausschauenden Planung.

Daher gilt es, Felder zu identifizieren, die in Zukunft eine wachsende Bedeutung bekommen könnten und in denen die Entwicklung innovativer Lösungen verstärkt beobachtet und gegebenenfalls aktiv vorangetrieben werden sollte. Aus heutiger Sicht werden insbesondere Themenfelder an Relevanz gewinnen, die die Aspekte Flexibilität und Dezentralität des Energiesystems ansprechen. Aus diesem Grunde können die in Tabelle 6 beispielhaft festgehaltenen Leistungen als mögliche künftige Funktionalitäten betrachtet werden.

Mögliche neue Funktionalitäten

Fokus auf Flexibilität des Energiesystems

- Flexibler und temporärer Einsatz von Betriebsmitteln in Abhängigkeit vom tatsächlichen Netzzustand (z.B. durch mobile Ausführung von aktiven Betriebsmitteln)
- einfache Integration dezentraler Anlagen in Lastmanagement-Angebote
- Erhöhte Aufnahmekapazität für dezentrale Einspeisung durch Spannungsregelung (bzw. künftig alle intelligenten Verbraucher und Erzeuger)
- ...

Fokus auf Dezentralität des Energiesystems

- Schneller (administrativer) Anschluss neuer, dezentraler Einspeiser (betrifft vor allem Solar-Dachanlagen)
- Engpassmanagement auf Verteilungsebene auf Basis von Betriebsinformationen
- ...

Schneller und durchgängig automatisierter Lieferantenwechsel bei der Belieferung von Verbrauchern durch unter anderem entsprechende Technik und entsprechende Schnittstellen

Tabelle 6: Mögliche neue Funktionalitäten für künftigen Innovationsdialog

5.3.5. Systemeigenschaften: keine Funktionalitäten im definierten Sinne

Bei der Betrachtung der beschriebenen Funktionalitäten und der Suche nach weiteren Themenfeldern treten mehrere verschiedene Gebiete in den Vordergrund, die ebenfalls als Leistungen seitens der Infrastrukturen oder in entsprechender Verbindung mit Anlagen und Netznutzern gesehen werden könnten. Dazu zählen ein optimierter Leitungszubau unter Verringerung der Ressourcen- und Flächennutzung, die Anpassbarkeit von Infrastrukturen oder auch eine angemessene Wartungsstrategie. Sie sind in Tabelle 7 dargestellt. Wesentlicher Unterschied zu den bis hierher definierten Leistungen ist jedoch, dass diese Aspekte eine Angelegenheit von Einzelakteuren sind –

ob Netzbetreiber oder Netznutzer – und eine Optimierung hier weder die Optimierung der Infrastruktur zum Energietransport für andere noch im gesamtsystemischen Sinne meint. Auch die hier in der Folge als „Eigenschaften des Gesamtsystems“ bezeichneten Felder werden stetig durch Innovationen verändert und sollten beobachtet werden. Da aber Dinge wie eine unternehmerisch wirtschaftliche Optimierung im Interesse einzelner Akteure liegt, nicht alle Aspekte auf den Energietransport und im Zusammenspiel zwischen Infrastruktur und weiteren Akteuren auf gesamtsystemische Entwicklungen abzielen oder einzelne Aufgaben eine andere Art von Anforderungen an Infrastrukturbetreiber darstellen, entspricht dies keinem Gebiet, das ein Innovationsdialog im Rahmen der Systementwicklungsplanung gezielt betrachten muss.

Mögliche Systemeigenschaften	Beispielhafte zugehörige Technologien, Prozesse oder Konzepte
<p>Optimierter Leitungszubau zur Verringerung des Umwelteinflusses des Versorgungssystems (Ressourcen-/Flächennutzung) und dadurch Begünstigung der Akzeptanz</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Einsatz effizienter Betriebsmittel, Sicherstellung eines verlustarmen Transports (Dichtigkeit von Rohren, Langlebigkeit etc.), Nutzung alternativer Transportformen ■ Einbezug der entstehenden Transport-/Verteilungsaufgabe in die Standortdiskussion von Erzeugern/Verbrauchern und den bezogenen Energieträgern (Abwägung von Energieträgern, z.B. in lokaler Wärmeplanung) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Erdverkabelung ■ CompactLine ■ Teflonbeschichtung von Rohren ■ Neue Kompressorkonzepte ■ Ammoniakcracker ■ Transport von Flüssigwasserstoff ■ ...
<p>Anpassbarkeit der Infrastrukturen auf Basis von Veränderungen in der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur zur effizienten und schnellen Integration von Netznutzern, z.B. aufgrund neuer Standorte oder Repowering</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Optimierung beispielsweise durch schnelle Anschließbarkeit mobiler Assets in Verbindung mit digitaler Konnektivität (schnell Flexibilität ins System bringen), fokussierte Digitalisierung (digitale Prozessketten von Planung über Betrieb bis Erneuerung), Modularität (z.B. Leistungselektronik), Flächensicherung für spätere Erweiterungen 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mobile Trafostationen, Schaltanlagen etc. ■ Digitalisiertes Umspannwerk UW2030 ■ Verlegung von Leerrohren ■ ...
<p>Optimierte Wartungsstrategie der Infrastrukturen zur Gewährleistung einer unterbrechungsfreien und sicheren Energieversorgung</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Neben der Vermeidung regelmäßiger Wartungen und damit verbundener temporärer Außerbetriebnahmen eine Minimierung des Aufwands insbesondere aus wirtschaftlichen Gründen ■ Besseres Verständnis von Alterungsmechanismen 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Anwendung von Predictive Maintenance ■ Digital Twins ■ Automatisierung, Drohnen und Robotics ■ Auslastungsmonitoring ■ Zuverlässigkeitsorientierte Wartung ■ Ausfallmanagement inklusive Klassifizierung der Ausfallarten ■ Lebenszykluskostenminimierung ■ ...
<p>Gewährleistung der IT-Sicherheit in der kritischen Infrastruktur zur Sicherstellung der Energieversorgung</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Awareness-Trainings ■ Intrusion Detection Systems ■ Mehr-Faktor-Authentifizierung ■ Umfangreiche Permission-Systeme ■ ...

Tabelle 7: Identifizierte Systemeigenschaften

5.4. Die Ausgestaltung eines Regelprozesses zum Innovationsdialog

Auf Basis des dargestellten Funktionalitätsbegriffs und zur ausführlichen Debatte von Innovationen für Energieinfrastrukturen sollte ein Innovationsdialog im Systementwicklungsplan angesiedelt werden. Im Zuge der gesellschaftlichen, energie-wirtschaftlichen und politischen Debatten im SEP fungiert der Innovationsdialog als ein zentraler Ort für die Identifikation und ein Nachhalten von Innovationen. Das durchführende repräsentative Fachgremium kann auf dieser Grundlage Handlungsempfehlungen ableiten. Ein solches Fachgremium, das transparent arbeitet und aus einer Vielzahl verschiedener Akteure besteht, hat damit die Möglichkeit, dem Themenfeld von Innovationen rund um die Infrastrukturen mit großer Expertise eine hohe Schlagkraft für neue Technologien, Prozesse und Konzepte im Rahmen der Infrastrukturplanung für das Energiesystem zu verleihen.

5.4.1. Grundsätzlicher Ablauf des Innovationsdialogs

Im Kern sind folgende Schritte zur Gestaltung eines solchen Innovationsdialogs wesentlich:

- Ableitung notwendiger Infrastruktur- und Systemfunktionalitäten aus der Energiesystemanalyse
- Identifikation bestehender, in erster Anwendung oder Entwicklung befindlicher Ansätze oder neuer Ideen und entsprechende Einordnung, auf welche Funktionalitäten diese einzahlen; dabei Einschätzung der Reifegrade und des absehbaren Potenzials
- Ableitung von konkreten Handlungsfeldern für die Weiterentwicklung im Rahmen der Funktionalitäten
- Monitoring bzw. Nachhalten der Entwicklungen von Funktionalitäten und Innovationen

Ableitung notwendiger Infrastruktur- und Systemfunktionalitäten

Wie in Kapitel 5.2 und 5.3 gezeigt, lassen sich verschiedene Funktionalitäten aus den notwendigen Leistungen von Infrastrukturen bzw. aus deren Zusammenspiel mit weiteren Akteuren ableiten. Während eine Vorarbeit zu möglichen Funktionalitäten (und zugehörigen Innovationen) vom Expertenkon-sortium im Rahmen der Systementwicklungsplanung geleistet werden sollte, ist die umfassende Ergänzung und Bewertung seitens des Fachgremiums vorzunehmen. Dieses kann die Diskussion vertiefen, um die in Tabelle 3 bis Tabelle 6 gegebenen Beispiele für Themenfelder in den Infrastrukturen Strom und Gas zu erweitern, zu ergänzen und vollständig zu definieren. Für jede thematisierte Infrastruktur sollten hier verschiedene

Felder abgeleitet werden, auf denen die Diskussion um konkrete Innovationen aufbaut.

Identifikation von Lösungen

Den einzelnen definierten Funktionalitäten sollten verschiedene Technologien, Prozesse und Konzepte zugewiesen werden, die auf die beschriebenen Leistungen einzahlen. Die damit zu erstellende Sammlung sollte dabei neue Ansätze und in Entwicklung oder auch bereits in erster Anwendung befindliche Technologien, Prozesse und Konzepte, aber auch bestehende Lösungen, die sich unabhängig vom Zeithorizont bereits im Einsatz befinden, umfassen. Diese Zusammenfassung führt somit auf, welche Lösungen für die definierten wichtigen Funktionalitäten wesentlich sind. Auf Basis einer Einordnung, welche Lösungen bereits sicher im Einsatz sind und welche neu sind und welches Potenzial diese mit sich bringen, lassen sich grundsätzlich Handlungsfelder für die kommenden Jahre ableiten. Das geeignete Vorgehen, um diese Bewertung vorzunehmen, sollte durch das Fachgremium je Infrastruktur und Anwendungsfall definiert werden, da ein einheitliches Schema der Aufgabe voraussichtlich nicht gerecht wird.

Mit der Platzierung des Innovationsdialogs im Zuge der Systementwicklungsplanung ist sichergestellt, dass diesem Prozess eine große Sichtbarkeit verliehen wird und er transparent erfolgt. Das verschafft gerade neuen, kleinen oder vergleichsweise disruptiven Ansätzen Aufmerksamkeit, die an anderen Stellen nicht immer gegeben sein kann.

Ableitung von konkreten Handlungsfeldern

Infolge der Sammlung der vielen Entwicklungen und neuen Ideen sollten die Expertinnen und Experten des Fachgremiums Handlungsfelder ableiten, die als Empfehlungen für den SEP-Prozess und folglich für die politische Kommunikation formuliert und in diese eingespielt werden. Auf Basis einer Beurteilung von Reifegrad und Potenzial der verschiedenen Lösungen oder auch des Horizonts für einen notwendig werdenden Einsatz neu benötigter Funktionalitäten wird sichtbar, ob ein Bedarf besteht für unter anderem:

- Weitere Forschung und Entwicklung (wenn beispielsweise nicht ausreichend Lösungen auf eine Funktionalität einzahlen)
- Durchführung von Pilotprojekten (bei fortgeschritteneren Reifegraden)
- Verschiedene Stakeholderprojekte (wenn beispielsweise eine Vielzahl unterschiedlicher Lösungen auf eine Funktionalität oder eine Unterkategorie einzahlen und weitere Expertengremien sie untersuchen sollten), beispielsweise ähnlich dem Projekt InnoSys 2030
- Weiterentwicklung rechtlicher bzw. regulatorischer Regelungen

Werden Handlungsbedarfe bei dieser Analyse ersichtlich, bietet dies die Chance, Empfehlungen auszusprechen und proaktiv Änderungen herbeizuführen, die für die zukünftige Entwicklung des gesamten Handlungsfeldes gewinnbringend sind. An dieser Stelle ist politisches Handeln gefragt, um im Sinne der gesamtgesellschaftlich erforderlichen Weiterentwicklung des Energiesystems Entwicklungen voranzubringen und die vorgeschlagenen Prozesse bedarfsorientiert ins Leben zu rufen.

Monitoring bzw. Nachhalten der Entwicklungen

Für den Erfolg und eine Kontinuität einer solchen Systematik ist entscheidend, dass die einmal definierten Themenfelder nachverfolgt und später erweitert werden. So gehört insbesondere dazu, identifizierte Innovationen und ausgesprochene Handlungsempfehlungen nachzuverfolgen und stets neu zu bewerten bzw. den Fortschritt zu prüfen. Dies ist vor allem in einem komplexen, sich wandelnden Energiesystem erforderlich und auch vor dem Hintergrund der Schnelllebigkeit von insbesondere Technologien wesentlich. Zu Beginn jedes iterativ neu durchgeführten Innovationsdialogs im Rahmen der Systementwicklungsplanung sollten alle Themen erneut in den Mittelpunkt gestellt, überprüft und somit Ausgangspunkt für die erneute Analyse werden.

Hemmnisse für die Umsetzung von Innovationen

Die Thematisierung von insbesondere neuartigen Lösungen führt vor dem Hintergrund eines komplexen Regelungsrahmens an vielen Stellen zu dem Eindruck, dass bestehende Gesetze, Verfahren, Regelungen etc. im Sinne moderner Entwicklungen weiterentwickelt werden sollten, weil sie sonst als Hemmnisse verschiedener Art der Optimierung der Infrastrukturplanung im Wege stehen. Verschiedene Projekte thematisieren diese Hemmnisse mit. Nicht zuletzt die SINTEG-Projekte haben darüber hinaus einen Raum geschaffen, um abseits verschiedener rechtlicher/regulatorischer Regelungen auf Basis einer Experimentierklausel neuartige Konzepte auszuprobieren. Es scheint grundsätzlicher Konsens zu sein, dass die bestehende Rahmensetzung mit Blick auf die kommenden Jahrzehnte nicht vollumfänglich zukunftsfähig ist und es an einzelnen Stellen immer wieder Anpassungen bedarf.

Als Faktoren, die einem Hochlauf von (einzelnen) Innovationen entgegenstehen, lassen sich einige Aspekte beispielhaft festhalten. So können etwa genehmigungsrechtliche Aspekte, bestehende Fördermechanismen oder Regelungen für Ausschreibungen in den Netzentwicklungsplänen an einzelnen Stellen Hemmnisse darstellen. Während beispielsweise bei der Höherauslastung von Stromnetzen neue Genehmigungen erforderlich werden, die beim Bau der Leitungen selbst noch nicht existiert haben und somit den heute erwarteten Effekt der Höherauslastung erschweren (z.B. aufgrund von Regelungen in BImSchV/ LImSchG, TA Lärm), sind bestehende Fördermechanismen für großtechnische Demonstrationen wegen eines hohen Anteils

an Infrastrukturkosten nicht geeignet, da eine Finanzierung von kostenintensiven Infrastrukturmaßnahmen nicht vorgesehen ist (hier unter anderem Verzerrung im Rahmen des Netzbetreiber-Effizienzvergleichs). Werden während der Netzentwicklungsplanung Maßnahmen festgelegt, die anschließend ausgeschrieben werden, sind die möglichen einzusetzenden Technologien nicht immer frei wählbar, weil in gewissen Fällen mit der Ausschreibung bereits Vorentscheidungen getroffen werden. Das ist je nach Sektor nicht ausschließlich die Regel, wirft aber grundsätzlich die Frage auf, inwiefern hier öfter mehr Freiheit für verschiedenartige Lösungen gelassen werden kann. Hinzu kommt an dieser Stelle die Frage danach, welchen Reifegrad neue Lösungsansätze grundsätzlich mit sich bringen müssen, um berücksichtigt werden zu können. Unter gewissen Umständen ist ein bestimmter Reifegrad für einzelne innovative Technologien kaum erreichbar, wenn diese keine Chance haben, eingesetzt zu werden und damit einen Nutzen zu demonstrieren.

Über diese Beispiele hinaus können weitere Hemmnisse angeführt werden, unter anderem die Vereinbarkeit zwischen Infrastrukturbetrieb und dem Eingehen von Innovationsrisiken, was in der Tendenz für konventionelle statt innovative Lösungen sprechen kann, oder auch prinzipielle Unsicherheiten über den künftigen Bedarf an Teilen einer Infrastruktur. Wird der Blick auf die Infrastruktur allein auf die Seite der Netznutzer geworfen, sind hier mitunter Regelungen zu benennen, die aus Verbrauchersicht Anwendungen der Sektorenkopplung oder Flexibilität insgesamt entgegenstehen (etwa Erhebung der staatlich induzierten Preisbestandteile auf Stromverbrauch).

Diese Regelungen können und müssen nicht direkt als grundsätzlich schlecht oder falsch verstanden werden, denn es gibt Gründe dafür, dass sie bestehen. Wichtiger als eine solche Aussage wäre, zu hinterfragen, an welchen Stellen einzelne Regelungen verändert werden können, um das Umfeld für Innovationen freundlicher zu gestalten. Das erfordert Analysen zum Bedarf wie auch zu den Hemmnissen selbst. An dieser Stelle könnte dann unter anderem mit Blick auf Innovationen, die bereits entwickelt wurden und in der Theorie einsetzbar sind, danach gefragt werden, warum und wodurch ein Markteintritt dieser neuen Technologien, Prozesse oder Konzepte gehemmt wird.

5.4.2. Einbettung des Innovationsdialogs in die Systematik des Systementwicklungsplans

Im Rahmen der Systematik der Systementwicklungsplanung sollte sich das Fachgremium als AG Innovation in das Gesamtbild einfügen und fachlich dem Themengebiet widmen (siehe Darstellung in Abbildung 25). Damit besteht diese Arbeitsgruppe neben der AG Netzbetreiber, der AG Gesellschaft und der AG Bundesländer als akteursübergreifendes Gremium. Hierzu werden alle Mitglieder des Plenums mit entsprechen-

den Fachexpertinnen und -experten zur Teilnahme geladen. An geeigneten Stellen sollte das Gremium darüber hinaus externe Expertinnen und Experten einladen, um offene Prozesse, Vorhaben und Regelungen in den Prozess einzuspielen. Dazu können beispielsweise Vertreterinnen und Vertreter von Forschungsprojekten, aber auch regelsetzende Instanzen und Standardisierungsorganisationen gehören. Damit sind unter anderem wesentliche Vertreter im Fachgremium Infrastrukturbetreiber, Technologiehersteller, Technologie- bzw. Netznutzer, Verbände sowie die Regulierungsbehörde gemeint, die den Innovationsdialog im Sinne ihrer Aufgaben als Regulierer sehr eng begleiten sollte. Zusätzliche Expertinnen und Experten, die inhaltlich passend hinzugeladen werden können, sind dann beispielsweise Vertreter aus Wissenschaft und Forschung und weiteren Fachgremien der einzelnen Sektoren sowie weitere Akteure im Energiesystem mit relevanten Schnittstellen (z.B. VDE-FNN, Vertreter von Handelsplätzen o.Ä.).

Bei der Zusammensetzung und Moderation der AG Innovation als relevantes Fachgremium sind die „Funktionalitäten“ als Grundlage der Diskussion in den Mittelpunkt zu stellen, um von dort ausgehend möglichst wertfrei über verschiedene Lösungsoptionen zu diskutieren und im vielseitigen Teilnehmerkreis zu debattieren. Eine Diskussion auf Basis der Funktionalitäten verringert eine möglicherweise entstehende Konkurrenz im Sinne von interessengetriebenen Konflikten um etwa gezielt zu fördernde oder zu nutzende Technologien.

Als Teil der Systementwicklungsplanung schafft die AG Innovation einen deutlichen Mehrwert für den Gesamtprozess, indem sie auch eine Bewertung des Leitbildes unter innovations-technischen Gesichtspunkten vornimmt. Gleichzeitig liefert sie mehr Output als diese Bewertung, da sie die beschriebenen Handlungsschritte vollzieht und somit ein zentrales Gremium für die Thematisierung von Innovationen im Umfeld der Energieinfrastrukturen bildet. Abbildung 26 zeigt die Einbettung der einzelnen Schritte in den Gesamtprozess der Systementwicklungsplanung.

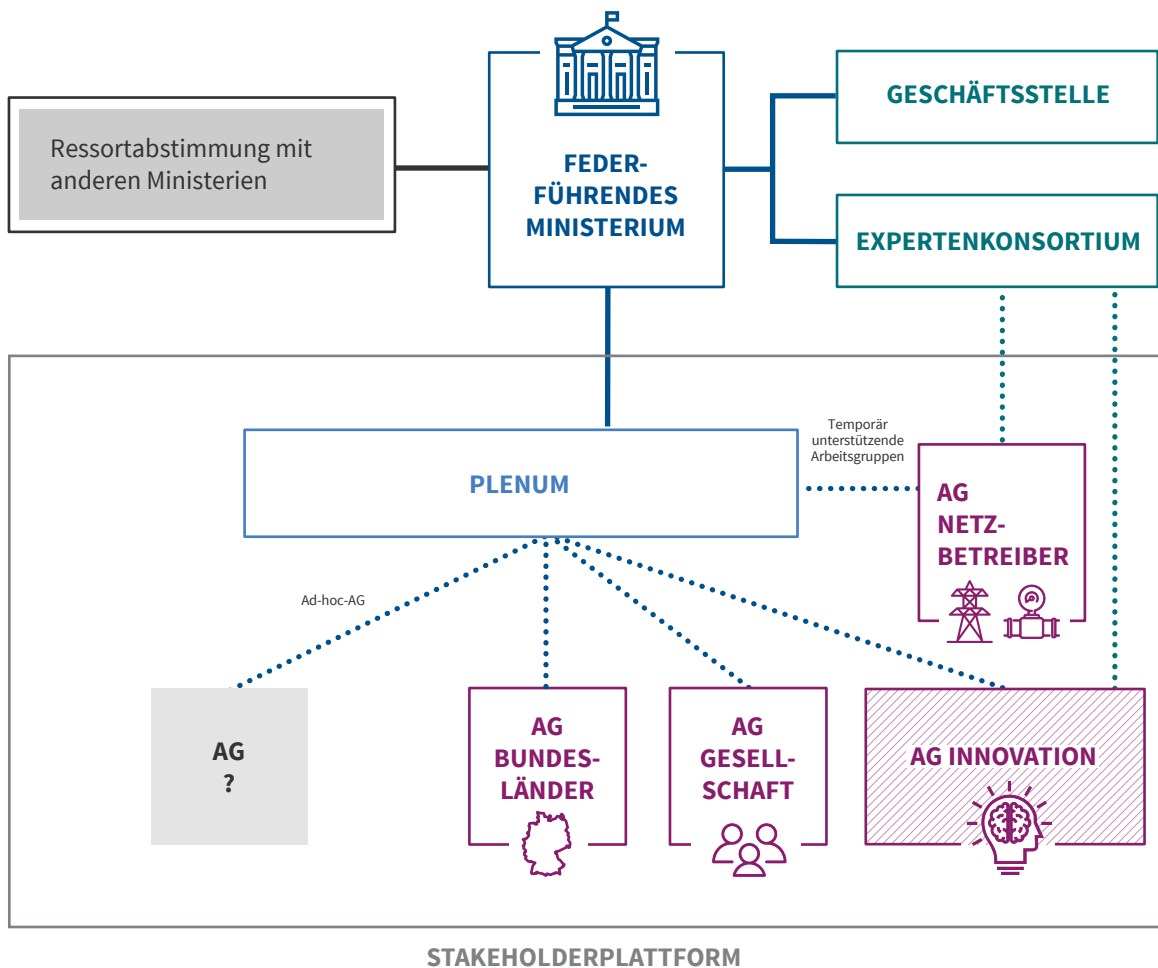


Abbildung 25: Einbettung des Innovationsdialogs der AG Innovation in den SEP

SYSTEMENTWICKLUNGSPLAN (SEP)

AG INNOVATION

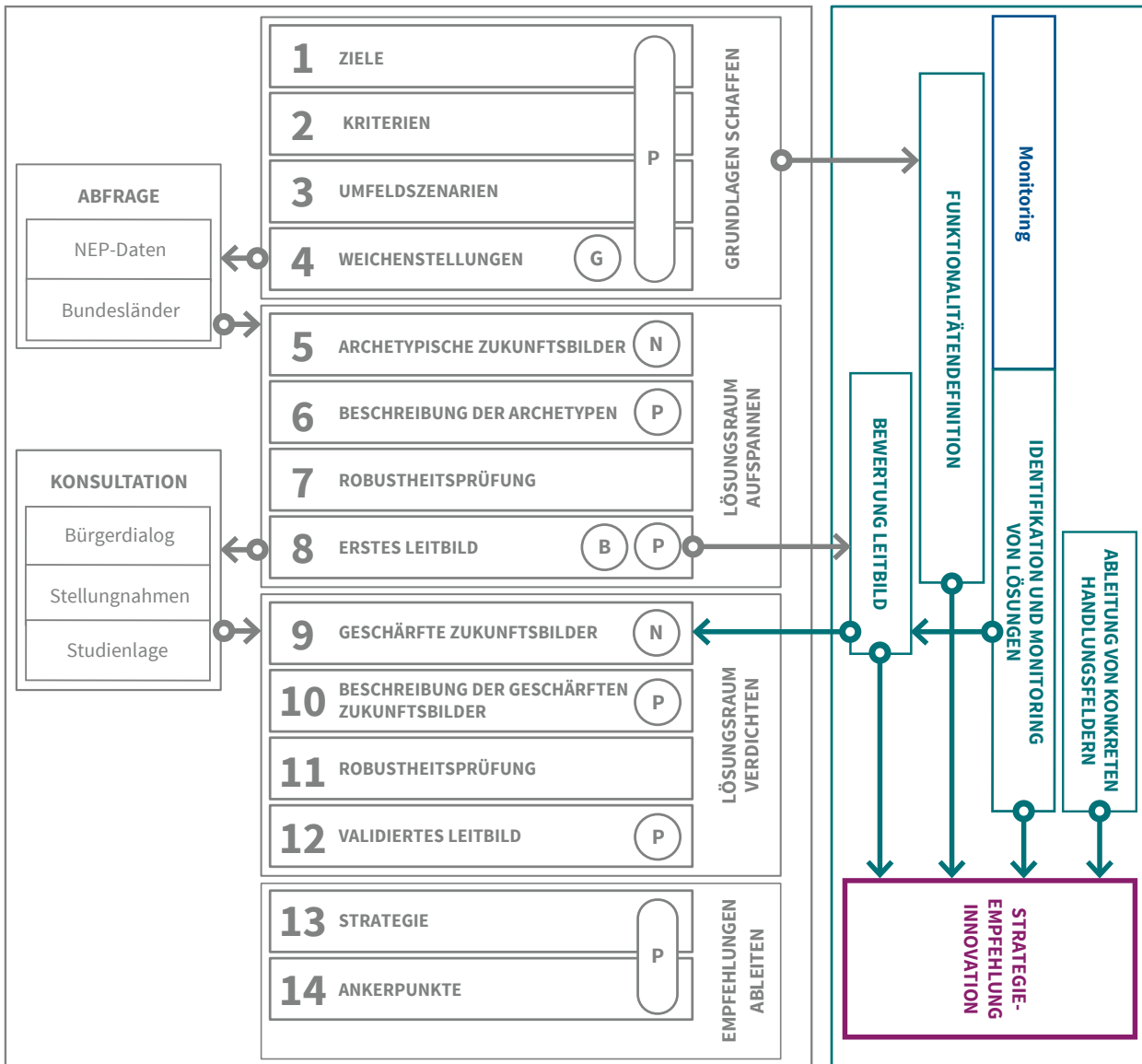


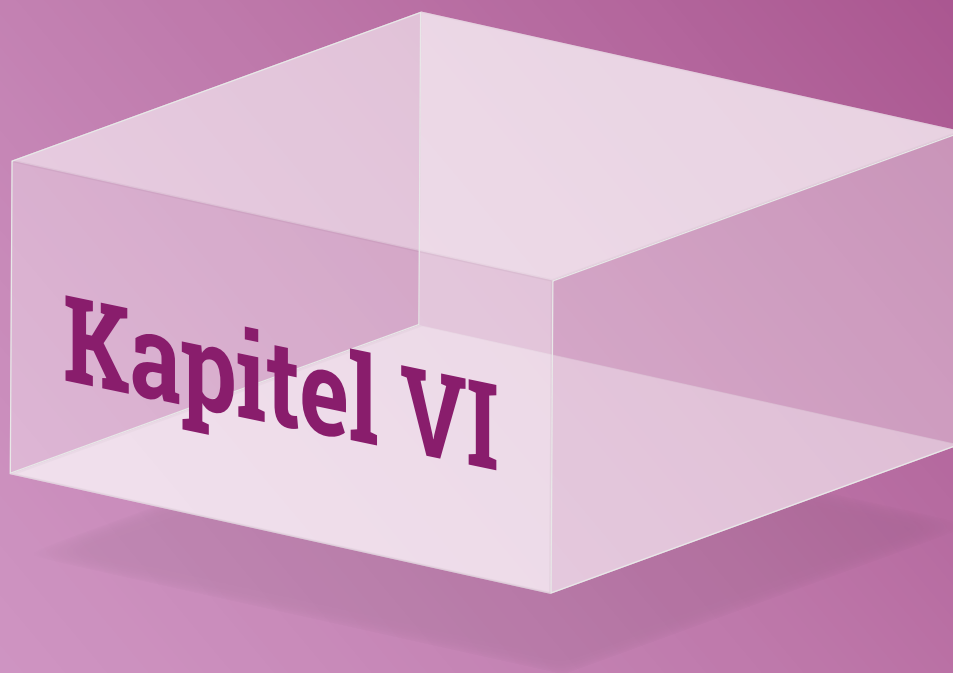
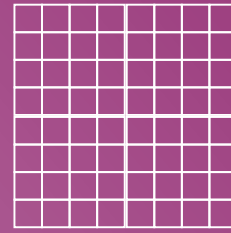
Abbildung 26: Arbeitsschritte der AG Innovation im Rahmen des SEP

Bei der ersten Durchführung des Innovationsdialogs ist die Reihenfolge der in der AG Innovation durchgeführten Aktivitäten wie in Kapitel 5.4.1 beschrieben. Sobald die AG Innovation bei einem zweiten SEP-Durchlauf ins Leben gerufen wird, sollte der Prozess des Nachhaltens bzw. Monitorings der beim vergangenen Mal festgehaltenen Lösungen und Handlungsempfehlungen mit Beginn der Systementwicklungsplanung

starten. Mit einer solchen Auswertung und Beurteilung von stattgefundenen Weiterentwicklungen, veränderten Rahmenbedingungen oder auch neuen Herausforderungen wird sichergestellt, dass die bereits erzielten Erkenntnisse der AG Innovation weitergeführt und mit einem höheren Level fortgesetzt werden.

Der Innovationsdialog kann und sollte insgesamt also die Basis bieten, die Infrastrukturplanung mit Blick auf nicht konventionelle Lösungen zu optimieren. Er kann neben den beschriebenen Elementen eine Unterstützung für die gesamte Branche darstellen, aber auch gerade bei der Planung bzw. indirekt auch beim Betrieb eine bereichernde Funktion einnehmen. Ebenso soll die Planungshoheit der Infrastrukturbetreiber grundsätzlich erhalten bleiben, deren Planung gemäß eigenen Analysen und regionalen Herausforderungen durchgeführt wird, hierdurch aber eine umfassende Unterstützung bekommt. Dies gilt ebenso für Prüf- und Konsultationsprozesse, die durch die Regulierungsbehörden durchgeführt werden. Gleichzeitig ist im weiteren Zeitverlauf eine Verzahnung von SEP-Erkenntnissen und Infrastrukturplanungsprozessen im Blick zu behalten, wo sie sich als sinnvoll erweist. Das gilt insbesondere an den Stellen, wo Empfehlungen aus der AG Innovation heraus mit bestehenden Regelungen in definierten Prozessen oder dem Rechtsrahmen kollidieren. Dies ist beispielsweise dann der Fall, wenn etwa im Rahmen des Innovationsdialogs Hürden identifiziert werden, die im Sinne des Planungsfortschritts abgebaut werden sollten, oder auch wenn beispielsweise Technologien im Rahmen des Innovationsdialogs identifiziert werden, die in der Netzplanung trotz guter Gründe keine Anerkennung finden, etwa weil bestimmte Ausschreibungen zu technologie- und nicht im hier definierten Sinne funktionalitätsspezifisch sind. Entsprechende Vorschläge sind in diesem Falle durch das Gremium als Handlungsempfehlung zu formulieren.

Mit einer Diskussion auf Grundlage von Infrastruktur- und Systemfunktionalitäten wird ein Grundstein gelegt, um die Entwicklung von Technologien, Prozessen oder Konzepten zu begleiten und dabei gesamtsystemisch Handlungsfelder aufzudecken. Mit dem Ziel der Unterstützung einer langfristigen Energieinfrastrukturplanung kann damit präventiv auf Entwicklungen im Sinne von Forschung, Pilotprojekten oder rechtlichen Analysen reagiert werden, statt reaktiv zu einem zu späten Zeitpunkt zu handeln und dadurch Hürden nicht aus dem Weg geräumt zu haben. Der Innovationsdialog schließt eine Lücke, die im Prozess der Einbindung von Innovationen bislang vorhanden ist, indem unter Einbindung einer Vielzahl von Akteuren und mit großer Sichtbarkeit im Rahmen der Systementwicklungsplanung proaktives Handeln gefördert wird.



**Empfehlungen zur Weiter-
entwicklung des Marktdesigns
für einen optimierten
Energieinfrastrukturausbau**



6.1. Einleitung

Die dena-Netzstudie III befasst sich im Schwerpunkt mit den zukünftigen Anforderungen an die Planung der Netzinfrastruktur der deutschen Energieversorgung. Diese wird zu einem erheblichen Teil durch die in Entwicklung begriffenen Bedarfe und die anstehenden Energieträgerwechsel bestimmt. Zu einem gewissen Anteil beeinflusst aber auch das Energie-

marktdesign den Infrastrukturbedarf. Aus diesem Grund wurde im Rahmen der dena-Netzstudie III eine Arbeitsgruppe zum Thema Marktdesign ins Leben gerufen, in der die fünf in Tabelle 8 dargestellten Themengebiete des Marktdesigns für eine vertiefte Diskussion priorisiert wurden, da sie für die Anforderungen an die Netzinfrastruktur von besonderer Relevanz sind.

Gebotszonenkonfiguration	<p>Deutschland hat weiterhin ein einheitliches Großhandelsgebiet. Durch die strukturellen Engpässe im Übertragungsnetz gibt es jedoch aufgrund der EU-Strommarktverordnung 2019/943 vonseiten der EU-Kommission Überlegungen, eine Aufspaltung in verschiedene Handelsgebiete anzuweisen. Als Begründung wird eine effizientere Bewirtschaftung der Engpässe angegeben. Neben der Aufspaltung der Marktzone gibt es jedoch auch Alternativen zur Engpassbewirtschaftung: Als solche werden nodale Preise und Flexibilitätsmärkte in diesem Themengebiet identifiziert und diskutiert.</p>
Netzentgelte und -anschlussgebühren	<p>Angesichts der anstehenden Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien einerseits und der Zunahme neuer Lasten andererseits stellt sich die Frage nach einem effizienten Netzausbau, und – damit verbunden – nach der effizienten räumlichen Allokation der Netzanschlussnehmer. In diesem Themengebiet werden unterschiedliche Ansätze zur Anreizung einer solchen Allokation diskutiert: 1. Netzentgelte, die sich an den langfristigen Grenzkosten der lokalen Netznutzung orientieren; 2. „tiefe“ Netzanschlussgebühren (engl. „Deep Charging“), bei denen –im Gegensatz zum Status quo – dem Anschlussnehmer nicht nur die unmittelbaren Kosten für den Netzanschluss, sondern auch die für die erforderlichen Netzerweiterungen in Rechnung gestellt werden; 3. flexible Verträge („Smart Contracts“), bei denen der Netzbetreiber und der Anschlussnehmer einen individuellen Vertrag aushandeln, der netzdienliche Ein- bzw. Ausspeise-Profile finanziell belohnt.</p>
Erweiterung des Energy-Only-Marktes	<p>Aufgrund der Verschärfung der Klimaziele auf EU-Ebene ist mit einem starken Anstieg der CO₂-Preise und damit mit einem vorzeitigen Kohleausstieg zu rechnen. Dies wird absehbar auch Auswirkungen auf die Reservemechanismen haben, die mit gegenwärtig 4,8 GW aus Kohlekraftwerken bestehen. Dies führt zur Frage nach der zukünftigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit bzw. der Erzeugungsgadäquanz im deutschen Strommarkt. Eine Möglichkeit wäre die Einführung einer klimaneutralen Strategischen Reserve, das heißt von Reservemechanismen, deren Einsatz ohne Emissionen auskommt. Dem gegenüber steht die Forderung mancher Marktakteure nach der Einführung eines Kapazitätsmarktes.</p>
Steuern, Umlagen und Abgaben	<p>Die Energieversorgung unterliegt einer ganzen Reihe von Steuern, Umlagen und Abgaben, die sich von Energieträger zu Energieträger unterscheiden. In der öffentlichen Debatte wird zunehmend kritisiert, dass diese staatlich induzierten Preisbestandteile (SIP) zu ineffizienten Verzerrungen führen, insbesondere beim Strom, der besonders stark durch Abgaben belastet ist. Andererseits sollen die externen Kosten des Energieverbrauchs eingepreist und die Infrastrukturkosten in effizienter Weise umgelegt werden. In dem Themengebiet wurden diese Anforderungen konkretisiert und Ansätze für die Umsetzung diskutiert.</p>
Marktliche Einbindung von Wasserstoff	<p>Der Aufbau der Wasserstoffwirtschaft ist eine der zentralen Herausforderungen der Energiewende. Er umfasst mehrere Aspekte, die in diesem Themengebiet beleuchtet werden, wobei der Fokus auf der Infrastruktur liegt. Im Einzelnen geht es dabei um Fragen nach der Planung, Investitionen und den Betrieb sowie der Finanzierung. Dabei sind sowohl zentralplanerische als auch marktliche Ansätze möglich, die jeweils unterschiedliche regulatorische Voraussetzungen und Anforderungen für die Marktakteure bedeuten.</p>

Tabelle 8: Übersicht Themengebiete

Auf der Basis dieser Auswahl hat die Jacobs University Bremen (JUB) das in Anhang IV beigefügte Begleitgutachten erstellt. Es erläutert für die fünf Themengebiete jeweils den Hintergrund der Reformdiskussion und die vorgeschlagenen alternativen Maßnahmen. Darüber hinaus wurden die Auswirkungen der Maßnahmen auf den Strom- und Gasnetzausbau untersucht und die möglichen Hürden bei der Umsetzung diskutiert. In den sich anschließenden Diskussionen der AG Marktdesign wie auch im vorliegenden Kapitel findet eine Fokussierung auf die ersten vier Themengebiete statt. Hintergrund ist die hohe Dynamik im Themengebiet „Marktliche Einbindung von Wasserstoff“, die eine Diskussion und Bewertung aufgrund sich während der Projektzeit ändernder Rahmenbedingungen nicht möglich gemacht hat.

Methodik der Erarbeitung von Empfehlungen

In diesem Abschnitt wird auf das methodische Vorgehen in diesem Kapitel eingegangen. Es ist für jedes der vier ausgewählten Themengebiete gleich und besteht aus fünf Schritten:

1. Am Anfang steht die Beschreibung des Hintergrunds des Themas, das heißt eines Grundproblems mit verschiedenen Lösungsvorschlägen auf Basis der Analyse im Begleitgutachten der JUB. Insbesondere wird die dort untersuchte Frage nach der Auswirkung von Veränderungen auf den Infrastrukturbedarf aufgegriffen.
2. Die Beschreibung der unterschiedlichen Modelle (d.h. der alternativen Lösungsvorschläge) folgt ebenfalls der Darstellung im Gutachten der JUB, wobei im Einzelfall Erweiterungen mit Blick auf die spätere Bewertung vorgenommen werden.
3. Eine Multikriterienanalyse (MKA) der dena erfolgt in tabellarischer Form. Die Bewertungskriterien folgen bei allen vier Themengebieten demselben Muster, werden jedoch fallbezogen unterschiedlich präzisiert: Erstes Kriterium ist die statische Effizienz, das heißt die Kostenminimalität des Systembetriebs, zweites Kriterium die dynamische Effizienz, das heißt die Kostenminimalität der Weiterentwicklung des Systems, drittes Kriterium die Systemstabilität und viertes die Umsetzung, wobei mit diesem Sammelbegriff die Komplexität des regulatorischen und praktischen Anpassungsbedarfs und mögliche politische Widerstände gemeint sind.
4. In einem weiteren Schritt werden die Kommentare der Partner zu der MKA vorgestellt. Die Beschreibung ist eine Zusammenfassung der Beiträge, die im Rahmen der Diskussion im jeweiligen Workshop eingebracht wurden, sowie der nachfolgenden schriftlichen Beiträge. Sie sind jeweils nach den Modellen geordnet und geben das vorgestellte Meinungsspektrum wider.
5. Am Ende steht die Ableitung des Fazits aus der Diskussion des Themas. Hierbei geht es nicht darum, finale Empfehlungen für einzelne Modelle zu geben, sondern den Diskursfortschritt zusammenzufassen und Empfehlungen für weitere

Analysen auszusprechen. Dies erfolgt vor dem Hintergrund des Gesamtprojekts und der dort erarbeiteten Leitlinien für die Netzentwicklung, aber auch mit Blick auf den Systembedarf insgesamt.

6.2. Diskussion der Themengebiete

6.2.1. Änderung der Gebotszonenkonfiguration – Chance für Netzbewirtschaftung und Systemeffizienz?

Die Konfiguration der Gebotszonen im deutschen Stromgroßhandel hat einen direkten Einfluss auf den Bedarf an Transportinfrastruktur, da sie die geografische Allokation von Erzeugung und Nachfrage mitbestimmt. Gegenwärtig gibt es eine gesamtdeutsche Gebotszone, das heißt, der Großhandelspreis für Strom ist unabhängig vom Ort des individuellen Erzeugers und Nachfragers. Für den Stromtransport auf der Übertragungsebene wird ein Netznutzungsentgelt erhoben, das seinerseits unabhängig von den Distanzen zwischen Erzeuger und Nachfrager ist (von den verschiedenen Verteilnetzbetreibern Deutschlands werden unterschiedliche Entgelte erhoben, die jedoch innerhalb eines Verteilnetzes ebenfalls einheitlich sind). Netzengpässe, die der physischen Erfüllung von marktlich vereinbarten Stromhandelstransaktionen entgegenstehen, werden durch technische Eingriffe der Übertragungsbetreiber überwunden (sogenannter Redispatch): Die ÜNB weisen Kraftwerke dies- und jenseits des Engpasses an, ihre Leistung herauf- bzw. herunterzufahren, sodass die physische Erfüllung der Transaktion erreicht wird (für die Teilnehmer an der Transaktion ist der Redispatch „unsichtbar“, das heißt, für sie ist das Übertragungsnetz engpassfrei). Die betroffenen Kraftwerksbetreiber werden mit einer administrativ festgelegten Vergütung für den Eingriff in ihre Fahrpläne entschädigt. Die hiermit verbundenen Kosten sind im Laufe des letzten Jahrzehnts stark gestiegen, sodass – angesichts des schleppenden Netzausbaus – von verschiedenen Seiten der Ruf nach einer anderen Form des Umgangs mit Netzengpässen laut geworden ist. Das formulierte Ziel dieser Forderungen lautet, dass geeignete Anpassungen des Marktdesigns dazu führen sollen, die Engpass-Situationen zu verringern und damit auch den Netzausbaubedarf. Angesichts der ehrgeizigen Ziel der neuen Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien erscheint diese Frage besonders dringlich.⁸⁷

In diesem Abschnitt werden drei alternative Ansätze zur Gebotszonenkonfiguration vorgestellt, die grundsätzlich geeignet sind, den Netzausbaubedarf beim Strom zu reduzieren. Die Folgen für den Gasnetzausbau sind schwer abzuschätzen: Tendenziell wird der Bedarf an Gasinfrastruktur in Regionen mit hohen Strompreisen erhöht, wenn dort neue Gaskraftwerke entstehen. Anderswo überlagern sich die Effekte und können den Gasbedarf in beide Richtungen beeinflussen.

⁸⁷ Der Koalitionsvertrag „Mehr Fortschritt wagen“ der Bundesregierung vom 24.11.2021 sieht u.a. einen Anteil von erneuerbaren Energien bei der Stromerzeugung von 80% vor, bei einem gleichzeitigen Anstieg des Bruttostromverbrauchs.

Beschreibung der Ansätze

Die drei in diesem Themengebiet untersuchten alternativen Konzepte lauten:

- 1. Nodale Bepreisung:** Hierbei handelt es sich um ein System, bei dem die Großhandelspreise netzknotenscharf berechnet werden. Statt eines großen Marktgebiets mit einem einheitlichen Preis entsteht so ein ausdifferenziertes Preissystem mit vielen unterschiedlichen Preisen, die sich an der Grenzkostenermittlung der Versorgung mit Strom orientieren, der durch das Stromnetz transportiert wurde. Der errechnete nodale Spotpreis besteht daher analytisch aus einer Energiekomponente (Spotpreis), die den Wert der Zusatzenerzeugung reflektiert, und einer Netzkomponente (nodal), die die Kosten der Netznutzung berücksichtigt.
- 2. Zonale Bepreisung:** Diesem Vorschlag zufolge sollte das deutsche Marktgebiet in zwei oder mehr Zonen aufgeteilt werden, innerhalb derer Netzengpässe nur selten oder gar nicht auftreten. Der Stromaustausch zwischen diesen Zonen würde dann analog zum Stromhandel zwischen verschiedenen europäischen Ländern stattfinden: Die Grenzkuppelstellen werden im Rahmen der Ermittlung von Großhandelspreisen versteigert. Wird ihre Kapazität nicht ausgeschöpft, so sinkt der Preis auf null; herrscht Knappheit an Kuppelkapazität, erscheint ihr Preis als die Differenz der Großhandelspreise in den beiden Zonen. Auf diese Weise passen sich zonale Nachfrage und Angebot an die Netzknappheit an.
- 3. (Lokale) Flexibilitätsmärkte:** Lokale Flexibilitätsmärkte beschreiben einen Netzbewirtschaftungsmechanismus, bei dem regionale Strommärkte neben dem zentralen Strommarkt vom Netzbetreiber eröffnet werden, um die durch den Zentralmarkt nicht berücksichtigten Netzrestriktionen mithilfe einer regionalen Anpassung der Erzeugung und Nachfrage (Flexibilität) adressieren zu können.

Diese drei Konzepte sind Gegenstand des Gutachtens der JUB (siehe Anhang IV). Für die Untersuchung des Themengebiets in der Multikriterienanalyse sowie die nachfolgende Diskussion mit den Projektpartnern wurde das dritte Konzept etwas erweitert: Unter Flexibilitätsmärkten wird in dem Kurzgutachten und allgemein der kurzfristige Handel mit Flexibilität, vor allem Lastmanagement (Demand Side Management) und Speicher, verstanden, mit dem VNB (oder auch ÜNB) und dem Flexibilitätsanbieter als Vertragspartner. Die aktive Bewirtschaftung der Flexibilität kann allerdings auch andere Formen annehmen. Diese Formen bzw. Konzepte haben für sich genommen eigene Gestaltungsparameter, unter anderem Vertragslaufzeiten und Einsatzzeiträume bei der Kontrahierung von Flexibilität, Preis-

regeln bei Ausschreibungen und Grundregeln der Vergütung. Es gibt dabei ein Spektrum von Möglichkeiten. Dieses umfasst die folgenden Elemente:⁸⁸

- **Zugriffrecht der Netzbetreiber auf die Flexibilität von Marktteilnehmern mit administrativer Vergütung:** Dieses Verfahren entspricht – grob gesprochen – dem derzeit in Deutschland praktizierten Redispatch für Erzeuger und könnte eine Übertragung auf Lasten und Speicher umfassen.
- **Langfrist-Flexibilitätszusagen:** Bei diesem Konzept erlauben Kleinverbraucher dem Netzbetreiber in einem bestimmten, eingegrenzten Rahmen den Zugriff auf ihre Lastflexibilität, ohne Abstimmung im Einzelfall. Vielmehr regelt ein Vertrag mit längerer Laufzeit die pauschale Vergütung.
- **Quotierung:** Bei diesem Modell werden einer Gruppe von Netznutzern kollektiv Einschränkungen hinsichtlich der von ihnen beanspruchbaren Netzkapazität auferlegt. Im Falle eines Netzengpasses kann der Netzbetreiber die Einschränkungen nutzen, um den Netzengpass zu überwinden, zum Beispiel durch die gleichförmige Beschränkung der Anschlusskapazität der in dem Kollektiv vertretenen Verbraucher. Eine Vergütung kann entweder administrativ festgelegt oder – bei freiwilliger Teilnahme – mit den Mitgliedern des Kollektivs ausgehandelt werden.
- **Flexibilitätsmärkte:** Hierunter versteht man die kurzfristige Beschaffung und Vergütung eines definierten Flexibilitäts-einsatzes durch den Netzbetreiber (im Gegensatz zu einem längerfristigen Zugriffsrecht). Zu diesem Zweck wird eine werktägliche oder wöchentliche Marktplattform eingerichtet, auf der alle technisch präqualifizierten Anbieter miteinander im Wettbewerb stehen und der Netzbetreiber als Single Buyer auftritt.

Im Folgenden werden diese verschiedenen Konzepte unter dem Begriff „Flexibilitätsbewirtschaftung“ zusammengefasst. Es würde den Rahmen der vorliegenden Untersuchung sprengen, eine detailliert begründete Empfehlung für eines der Konzepte abzuleiten. Umgekehrt erscheint aber auch die Verengung der Untersuchung auf das Konzept der (kurzfristigen) Flexibilitätsmärkte nicht zielführend, da es im politischen Diskurs einer Kritik unterliegt, die bei den alternativen Konzepten nicht oder nur in eingeschränkter Form anwendbar ist. Ausgeschlossen aus der Betrachtung in diesem Themengebiet wurden hingegen regulatorische Ansätze zur Aktivierung der Flexibilität, vor allem das Konzept dynamischer Netzentgelte. Wesentlicher Unterschied zu den vier vorgestellten Modellen der Flexibilitätsbewirtschaftung ist die Tatsache, dass die Flexibilität dabei nicht dem Zugriff des Netzbetreibers unterliegt und damit nur perspektivisch,

⁸⁸ Siehe Teil 2 (Fachgutachten der Consentec GmbH) zu dena (2019b)

nicht aber im konkreten Einzelfall zur Auflösung eines Netzengpasses beiträgt.

Multikriterienanalyse

Die Multikriterienanalyse (MKA) für die drei vorgestellten alternativen Maßnahmen im Themengebiet „Gebotszonenkonfiguration“, also Nodale Preisbildung, Zonale Preisbildung und Flexibilitätsbewirtschaftung, wird in den nachfolgenden Tabellen vorgestellt. Hierzu wurden die beiden bereits zitierten Gutachten sowie ein weiteres Kurzgutachten zu nodalen und zonalen Gebotszonen im Auftrag des BMWi herangezogen.⁸⁹ Die hier angewendeten Kriterien sind:

- **Statische Effizienz:** Dieser Begriff bezieht sich auf den kosteneffizienten, das heißt kostenminimalen Betrieb des Systems. Im Einzelnen wird die effiziente Netznutzung positiv bewertet, ebenso die Aktivierung von Flexibilität. Markt-macht bzw. -manipulation werden negativ angerechnet, ebenso der häufige Einsatz von (technischen) Netzschaltungen.
- **Dynamische Effizienz:** Mit diesem Begriff werden die mittel- und langfristigen Effekte des Modells auf die Kosteneffizienz bzw. -minimalität der Stromversorgung erfasst. Im Einzelnen geht es um die geografischen Allokationsanreize für Erzeugung und Last, die Preissetzung (Orientierung an der jeweiligen Knappheit und langfristige Verlässlichkeit bzw. Prognostizierbarkeit) und die Anreize für den Netzausbau.
- **Systemsicherheit:** Hierbei geht es um verschiedene Aspekte, die die Sicherheit der Versorgung beeinflussen, darunter die Automatisierung (hier werden neue und komplexe Ansätze negativ bewertet) und die Koordinierungsanforderungen zwischen ÜNB und VNB (Komplexität wird negativ bewertet).
- **Umsetzung:** Unter dem Begriff der Umsetzung werden verschiedene Aspekte zusammengefasst: Politische und regulatorische Hürden wurden als Nachteil bewertet, ebenso fundamentale Anpassungen der Netz- und Marktorganisation. Die Induzierung neuer Produkte am Großhandel wird hingegen als Vorteil gesehen. Starke Veränderungen der Einkommenssituation von EE-Erzeugern werden mit Blick auf den hohen Zubaubedarf und die hierfür notwendigen Anreize ebenso als negativ bewertet wie starke Verteilungseffekte für konventionelle Erzeuger und für Verbraucher.

Im Folgenden wird für jede Tabelle kurz die Bewertung zusammengefasst. Für mehr Details bzw. Hintergründe sei im Fall von Tabelle 9 und Tabelle 10 auf das zitierte BMWi-Gutachten zu nodalen und zonalen Preisen, im Fall von Tabelle 11 auf das ebenfalls zitierte dena-Gutachten zur Erschließung netzdienlicher Flexibilität verwiesen.

Nodale Preisbildung

Die nodale Preisbildung ist grundsätzlich sehr gut geeignet, innerhalb des bestehenden Netzes eine effiziente und geografisch präzise Nutzung zu ermöglichen. Allerdings können Markt-machtprobleme auftreten, wenn einzelne Erzeuger an einem Knoten einen dominierenden Marktanteil halten. Die dynamische Effizienz ist hingegen kritisch zu beurteilen, da die Preisentwicklung über die Zeit großer Unsicherheit ausgesetzt ist. Letzteres gilt vor allem aufgrund des schrittweisen Netzausbaus, der direkte, aber eben schwer prognostizierbare Auswirkungen auf das Preisniveau hat. Die Einführung eines nodalen Preissystems würde aufgrund des hohen Aufwands und der Komplexität der Software-Anforderungen tendenziell zu Herausforderungen für die Systemstabilität führen, wobei zu konzedieren ist, dass nodale Preissysteme in verschiedenen US-Märkten erfolgreich und stabil angewendet wird. Das Hauptproblem bei einer möglichen Einführung stellen aber die politischen und regulatorischen Veränderungen dar: Nodale Preissysteme basieren auf einem fundamental anderen Paradigma des Strommarktes, in dem zum Beispiel die Trennung von Marktoperator und Übertragungsnetzbetreiber, die in der EU gängig ist, aufgehoben werden müsste. Auch die enormen Umverteilungseffekte sind problematisch, da sie zur Unwirtschaftlichkeit bestehender Anlagen führen könnten („Stranded Assets“). Die Rechtskonformität einer solchen Umstellung ist aus diesen Gründen keineswegs sicher.

89 Consentec & Neon (2018)

Hauptkriterium	Ausprägung	Bewertung
Statische Effizienz	Netznutzung	Bei optimaler Implementierung ist die Netznutzung optimal, da die Engpässe als echte Knappheiten eingepreist werden.
	Einsatz KW und Flex	Der Kraftwerkseinsatz richtet sich präzise am geografischen Bedarf aus; die Aktivierung von Flexibilität im Verteilnetz wird aber erschwert.
	Marktmacht/-manipulation	Marktmacht an einzelnen Knoten ist denkbar, wenn ein Erzeuger eine regional/lokal dominierende Position einnimmt.
	Netzschtaltungen	Die Dispatch-Steuerung ist knotenscharf, sodass – bei optimaler Implementierung – keine technischen Netzschtaltungen erforderlich sind.
Dynamische Effizienz	Allokationsanreize	Die Allokationsanreize für Erzeugung und Last sind grundsätzlich effizient – werden jedoch durch die Instabilität der Preise konterkariert.
	Preissetzung	Die Preise sind tendenziell sehr veränderlich, vor allem bei Netzausbaumaßnahmen, was das Risikomanagement sehr erschwert.
	Netzausbau	Die Preissignale zeigen den Bedarf an Netzausbau auf; für den Netzbetreiber gibt es aber keine intrinsischen Anreize hierzu.
Systemsicherheit	Automatisierung	Der Softwarebedarf für die Umsetzung ist umfangreich und komplex, manuelle Eingriffe in das Geschehen sind nicht mehr denkbar.
	Koordination ÜNB/VNB	Die Verantwortung für die Verteilnetze muss zumindest teilweise bei den ÜNB liegen, damit die knotenscharfe Preisbildung umsetzbar ist.
Umsetzung	Politik/Regulierung	Der regulatorische (und damit auch der politische) Aufwand ist immens, da die Änderung für den deutschen Strommarkt fundamental ist.
	Produkte Großhandel	Das Modell ist nicht geeignet, zusätzliche Flexprodukte zu induzieren, da die Flexibilität im Prinzip durch die Preise bewirtschaftet werden soll.
	Markt- und Netzorganisation	Es ist eine komplett neue Organisation erforderlich: Die Rolle des ÜNB und des Marketoperators muss zum ISO verschmolzen werden.
	EE-Erzeuger	Nach Ablauf der Förderung oder bei PPA sind EE-Erzeuger der nodalen Preisfluktuation ausgesetzt; das führt zu Gewinnern und Verlierern.
	Verteilungswirkung	Starke, fluktuierende Preisunterschiede zwischen den Knoten sind zu erwarten, mit großen Unterschieden für Erzeuger und Verbraucher.

Tabelle 9: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Gebotszonenkonfiguration“ – Nodale Preisbildung

Zonale Preisbildung

Tabelle 10 zeigt die MKA für die zonale Preisbildung, das heißt konkret die Aufspaltung des deutschen Marktgebiets in mindestens zwei oder sogar mehr Gebotszonen. Im Grundsatz ist zu erwarten, dass die statische Effizienz hierdurch steigt: Netzengpässe zwischen den Zonen werden durch die Versteigerung der Kuppelstellen bewirtschaftet; bei verbleibenden Engpässen innerhalb der Gebotszonen kommt weiterhin Redispatch zur An-

wendung – also in geringerem Maße als zuvor. Die Gefahr einer Ausübung von Marktmacht entsteht dann, wenn innerhalb einer Gebotszone eine Konzentration von Erzeugungskapazitäten bei einem oder wenigen Anbietern besteht. Auch die Allokationsanreize für Erzeugung und Last verbessern sich im Prinzip durch eine Aufspaltung – so rentiert sich etwa die Investition in eine Erzeugungsanlage vor allem dort, wo die Preise hoch

sind (also Bedarf besteht). Häufige Änderungen des Zuschnitts der Gebotszonen untergraben dies jedoch, da die Preisstruktur sich jeweils ändert. In Bezug auf die Sicherheit des Systembetriebs gibt es – zumindest nach erfolgreicher Umsetzung – keine grundsätzlichen Veränderungen gegenüber dem Status quo, insbesondere ist der Automatisierungsbedarf der gleiche wie derzeit. In Bezug auf die Umsetzung ergibt sich ein mehrschich-

tiges Bild: Die regulatorische Umsetzung ist vergleichsweise unkompliziert, da das Grundmodell keine Neuerung gegenüber dem Status quo bedeutet. Aufgrund der erheblichen Verteilungseffekte, die durch absehbare Preisdifferenzen entstehen, gibt es jedoch große Widerstände. Auch die praktische Umsetzung eines Gebotszonensplits bedeutet einen nicht vernachlässigbaren Aufwand.

Hauptkriterium	Ausprägung	Bewertung
Statische Effizienz	Netznutzung	Bei Ausrichtung der Gebotszonen an Netzengpässen steigt die Effizienz der Netznutzung (für verbleibende Engpässe bleibt es beim Redispatch).
	Einsatz KW und Flex	Innerhalb einer Gebotszone ist der Kraftwerkseinsatz effizient; bei dem verbleibenden Redispatch bleibt es bei den bekannten Effizienzproblemen.
	Marktmacht/-manipulation	Innerhalb einer Gebotszone ist mit ausreichendem Wettbewerb dann zu rechnen, wenn dort ausreichend viele Erzeuger angesiedelt sind.
	Netzschaltungen	Zu technischen Netzschaltungen kommt es nur dann, wenn innerhalb der Zone doch noch Engpässe auftreten (z.B. Redispatch-Bedarf).
Dynamische Effizienz	Allokationsanreize	Die Allokation von Erzeugung und Nachfrage zwischen den Gebotszonen ist dann effizient, wenn die Zonen langfristig stabil erhalten bleiben.
	Preissetzung	Grundsätzlich bleibt es bei effizienter und transparenter Preisbildung im Großhandelsmarkt (Fortschreibung des gegenwärtigen Modells).
	Netzausbau	Der verbleibende Redispatch-Bedarf signalisiert den Bedarf an Netzausbau; Netzausbau zwischen den Zonen führt zur Preiskonvergenz.
Systemsicherheit	Automatisierung	Die erforderliche Automatisierung entspricht dem gegenwärtigen Spotmarkt-Betrieb (Modell bleibt grundsätzlich erhalten).
	Koordination ÜNB/VNB	Der Koordinationsbedarf bleibt wie bislang (Trend geht zur stärkeren Koordination).
Umsetzung	Politik/Regulierung	Der regulatorische Aufwand ist begrenzt, da das Modell sich nicht grundlegend verändert; die Verteilungseffekte führen zu politischem Widerstand.
	Produkte Großhandel	Es erfolgt keine grundsätzliche Änderung des Modells, sodass die Entwicklung neuer Produkte prinzipiell möglich ist.
	Markt- und Netzorganisation	Es gibt keine fundamentale Änderung gegenüber dem gegenwärtigen Modell, die praktische/technische Umsetzung ist jedoch aufwendig.
	EE-Erzeuger	EE-Erzeuger sind – nach Ablauf der Förderung oder bei PPA-Investitionen – Preisveränderungen ausgesetzt; das kann sich positiv oder negativ auswirken.
	Verteilungswirkung	Bei der Neuzonierung kommt es zu Preisveränderungen mit Gewinnern und Verlierern (je nach Zone steigen bzw. fallen die Preise).

Tabelle 10: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Gebotszonenkonfiguration“ – Zonale Preisbildung

Flexibilitätsbewirtschaftung

Die MKA zur Flexibilitätsbewirtschaftung wird in Tabelle 11 vorgestellt. Grundsätzlich ist die Bewirtschaftung der Flexibilität dazu geeignet, die Effizienz der Netznutzung zu erhöhen und die Anzahl technischer (und nicht vergüteter) Netzschnaltungen zu reduzieren. Die marktlichen Konzepte sind in ihrer Effizienz gefährdet, wenn einzelne Flexibilitätsanbieter Marktmacht ausüben können – das ist gegebenenfalls beim Zuschnitt von Gebieten oder auch bei der Wahl des Konzepts zu berücksichtigen. Kurzfristige Flexibilitätsmärkte sind darüber hinaus auch durch Preismanipulation gefährdet (sogenanntes Inc-Dec-Gaming), wenn einzelne Akteure durch Gebote im Spotmarkt Netzengpässe provozieren, um im Flexibilitätsmarkt Flexibilität zu verkaufen (dieser Effekt ist in der Theorie etabliert, die praktische Bedeutung dieses Problems ist umstritten). Die genannten Probleme behindern unter Umständen auch die

effiziente Preissetzung in den Strommärkten. Bei einer administrativen Vergütung sind diese Probleme nicht zu erwarten: Die Effizienz der Preisbildung am Spotmarkt bleibt dann erhalten, bei reduziertem Netzausbaubedarf. Alle Konzepte zur Flexibilitätsbewirtschaftung erfordern Investitionen in die Automatisierung, vor allem Smart-Grid-Elemente. Für die hiermit einhergehenden Risiken für die Systemstabilität sind gegebenenfalls Vorkehrungen zu treffen. Die Umsetzung einer Flexibilitätsbewirtschaftung ist bei den marktlichen Konzepten mit einem gewissen Aufwand verbunden, sowohl regulatorisch als auch praktisch (Einführung einer neuen Marktplattform); bei administrativer Vergütung gilt dies in geringerem Maße. Die Politik hat sich aufgrund der Gefahr von Marktmanipulation bislang gegen kurzfristige Flexibilitätsmärkte ausgesprochen; die Bewertung alternativer Flexibilitätsbewirtschaftungskonzepte steht aus.

Hauptkriterium	Ausprägung	Bewertung
Statische Effizienz	Netznutzung	Bei effizienter Implementierung des jeweiligen Konzepts kann die Netznutzung gegenüber dem Status quo deutlich verbessert werden.
	Einsatz KW und Flex	Bei einer effizienten Implementierung werden die Flexibilitäten in vollem Maße aktiviert, das verbessert auch den KW-Einsatz.
	Marktmacht/-manipulation	Ein Marktmachtproblem ist bei geringem Angebot in marktlichen Konzepten zu erwarten, Marktmanipulation vor allem bei kurzfristigem Flexibilitätsmarkt.
	Netzschnaltungen	Netzschnaltungen erfolgen auf Basis des jeweiligen Konzepts der Flexibilitätsbewirtschaftung und damit effizienter als im Status quo.
Dynamische Effizienz	Allokationsanreize	Je nach Konzept verbessern sich die Allokationsanreize durch zusätzliche Vergütung für Last und Erzeugung mehr oder weniger stark.
	Preissetzung	Die Preissetzung im Spotmarkt bleibt unverändert effizient; die Effizienz der Preissetzung für Flexibilität ist vom ausgewählten Konzept abhängig.
	Netzausbau	Die Bewirtschaftung der Flexibilität reduziert den Netzausbaubedarf.
Systemsicherheit	Automatisierung	Eine neue Marktplattform (Flexmarkt) erfordert neue Software und Sensorik; der direkte Zugriff des Netzbetreibers auf Flexibilität stellt eine geringe technische Herausforderung dar.
	Koordination ÜNB/VNB	Die Koordination zwischen den Netzbetreibern muss verstärkt werden, vor allem bei dem Betrieb eines Flexmarktes, in geringerem Maße auch bei anderen Konzepten.
Umsetzung	Politik/Regulierung	Die Flexibilitätsbewirtschaftung ist eine Ergänzung des bestehenden Modells mit begrenztem regulatorischen Aufwand; der politische Aufwand ist unklar.
	Produkte Großhandel	Flexmärkte umfassen neue Produkte und ebenso marktliche Alternativen (mittel- bis langfristige Kontrakte). Für Konzepte mit administrativer Vergütung gilt dies nicht.
	Markt- und Netzorganisation	Bei Flexmarkt Einführung neuer Marktplattformen auf ÜN- und VN-Ebene; bei anderen Konzepten keine fundamentalen Veränderungen
	EE-Erzeuger	Die Flexibilität der EE-Anlagen wird aktiv bewirtschaftet.
	Verteilungswirkung	Die ausgelösten Verteilungseffekte fallen insgesamt eher moderat aus.

Tabelle 11: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Gebotszonenkonfiguration“ – Flexibilitätsbewirtschaftung

Diskurs

In der Diskussion wurde die MKA unterschiedlich aufgenommen; bei einigen Aspekten gab es eine allgemeine Zustimmung, bei anderen Ablehnung oder Dissens. Wichtig war es den Teilnehmern, zu betonen, dass angesichts der ambitionierten Klimapolitik keines der diskutierten Modelle eine Umsetzung der Pläne des Netzausbaus überflüssig machen würde. Darüber hinaus wurden bei den ersten beiden Modellen die zu erwartenden großen Umsetzungsschwierigkeiten hervorgehoben, die sowohl technischer als auch politischer Natur seien: Ein nodales Modell würde die komplizierte Einführung einer gänzlich neuen Marktplattform umfassen, aber auch die Aufspaltung des deutschen Marktgebiets in zwei oder mehr neue Zonen würde zu erheblichen Umsetzungsproblemen führen, wie das Beispiel des Marktsplits Deutschland/Österreich zeige. Darüber hinaus werde der im Prinzip regelmäßig erforderliche Neuzuschnitt der Gebotszonen zu erheblichen Verzerrungen der Investitionsanreize führen. Politisch sei die Umsetzung durch die Verteilungseffekte infolge unterschiedlicher Preise schwierig. In den Reihen der Teilnehmer gab es jedoch auch eine positivere Sicht auf die Folgen eines Marktsplits für den Fall, dass dieser in einer sinnvollen Weise umgesetzt werde. Mit Blick auf die Einführung einer Flexibilitätsbewirtschaftung wurde angemahnt, dass eine genaue Ausarbeitung erforderlich sei, die zwischen den Netzebenen differenziere. Grundsätzlich gebe es hier aber das Potenzial, durch die Aktivierung von Flexibilität zu einer verbesserten Netzbewirtschaftung beizutragen.

Im Einzelnen wurden die Modelle wie folgt bewertet:

- **Nodale Preisbildung:** Es fanden sich keine Befürworter einer kurz- bis mittelfristige Einführung. Wie in der MKA wurde es als zu komplex und mit Blick auf die gegenwärtigen Probleme der deutschen Stromversorgung als wenig zielführend bewertet. Ein Teilnehmer äußerte jedoch die Auffassung, dass das nodale Preismodell langfristig sinnvoll sein könnte, um Netzengpässe in einem von fluktuierenden erneuerbaren Energien dominierten Stromsystem zu bewirtschaften.
- **Zonale Preisbildung:** Bezüglich einer Aufspaltung des deutschen Marktgebiets herrschte bei vielen Teilnehmern der AG Marktdesign eine starke Skepsis. Sollte die EU-Kommission Deutschland tatsächlich zur Aufspaltung des Großhandelsgebiets in verschiedene Marktzone zwingen, würde die praktische Umsetzung ausgesprochen schwierig. Auch seien die Auswirkungen neuer Gebotszonen auf die Gesamtwirtschaftlichkeit der Versorgung relativ gering, insbesondere mit Blick auf die effiziente Allokation von Elektrolyseuren. Als Beispiel wurde auf Italien verwiesen, wo es trotz der Aufspaltung in drei Marktgebiete nicht zum erhofften Zubau an Erzeugungskapazität im unterversorgten Süden gekommen sei. Außerdem wurde hervorgehoben, dass die Preiszone mit fortschreitendem Netzausbau regelmäßig neu zugeschnitten werden müssten, um die Engpässe zu reflektieren. Das führe aber unweigerlich zur Verzerrung von Investitionsanreizen, da

die Preisentwicklung an einem bestimmten Standort kaum noch prognostizierbar sei. Darüber hinaus sei marktliche Liquidität in den fünf bis sechs Preiszone, die zur Engpassbeseitigung erforderlich seien, höchst fraglich, sodass Marktmachtprobleme real seien. Darüber hinaus wurde die Einschätzung geäußert, dass eine Beschleunigung des Netzausbaus in Deutschland die Diskussion über neue Marktgebiete bald überflüssig machen werde. Ein Teilnehmer äußerte jedoch eine abweichende Auffassung: Bei einer sinnvollen Umsetzung könne eine Aufspaltung des Marktgebiets sehr wohl zu einer Entlastung der Netze beitragen.

- **Flexibilitätsbewirtschaftung:** Die Diskussion zeigte hier ein breites Spektrum unterschiedlicher Ansichten. Allgemein wurde ein kurzfristiger Flexibilitätsmarkt als zu leicht manipulierbar bewertet. In Bezug auf andere Konzepte zeigte sich jedoch bei mehreren Vertretern eine Offenheit mit Blick auf eine Fortsetzung der Diskussion. Betont wurde dabei vor allem, dass eine Schärfung der Definitionen erforderlich sei: Die Aktivierung von Flexibilität sei nur auf bestimmten Netzebenen sinnvoll. Im Übertragungsnetz reichten die vorhandenen Elemente des Marktdesigns zur Anreizung des Flexibilitätseinsatzes aus (u. a. Spotmarkt, Regelleistungsmarkt, weitere Systemdienstleistungen), in der Niederspannung hingegen seien die Probleme zu unterschiedlich und die Zahl der möglichen Anbieter sei zu klein, um eine marktliche Bewirtschaftung zu ermöglichen. Potenzial gebe es hingegen auf der Mittelspannungsebene, wobei die Flexibilitätsprodukte aber klar einzugrenzen seien. Bislang fehle es allerdings an den Voraussetzungen für eine solche Flexibilitätsbewirtschaftung – die Digitalisierung des Verteilnetzes (Smart Grid) sei in Deutschland unterentwickelt. In der Diskussion wurde schließlich die Auffassung geäußert, dass die Bewirtschaftung von Flexibilität unter Umständen dazu beitragen könne, die von der EU vorgesehene zwangsweise Aufspaltung des deutschen Marktgebiets zu verhindern.

Fazit

Das nodale Preismodell stößt auf allgemeine Ablehnung; es sollte also in der weiteren Diskussion um die Gebotszone nicht mehr verfolgt werden. Eine Aufspaltung des deutschen Marktgebiets wird hingegen schon allein wegen der Vorgaben der EU-Regulierung weiter in Betracht gezogen werden müssen, auch wenn viele (allerdings nicht alle) Branchenvertreter und das Bundeswirtschaftsministerium sie ablehnen. Einigkeit herrscht in Bezug auf die Notwendigkeit des weiteren Netzausbaus, der eine von der EU-Kommission erzwungene Aufspaltung abwenden könnte. Hierzu kann auch die marktliche Aktivierung von Flexibilität beitragen. Deshalb sollte hierfür ein Konzept ausgearbeitet werden, das den absehbaren Erfordernissen der Energiewende entspricht und zugleich mögliche Probleme der Manipulierbarkeit vermeidet. Insgesamt hat das Thema aufgrund der Zielverschärfung beim Ausbau erneuerbarer Energien durch die neue Bundesregierung eine hohe Dringlichkeit.

6.2.2. Netzentgelte zur Allokation von Netznutzern

Die Netzentgelte finanzieren den Betrieb und Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze und machen ca. 25 Prozent⁹⁰ der gesamten Stromkosten der Letztverbraucher aus. Insbesondere durch die weitergehende Transformation der Netzinfrastruktur zu einem Netz mit vielen dezentralen Erzeugern auf Basis volatiler erneuerbarer Energien und den dadurch notwendigen Netzausbau werden die Netzentgelte wohl in Zukunft einen noch größeren Anteil an den Stromkosten ausmachen. Gemäß § 19 Abs. 1 StromNEV (Stromnetzentgeltverordnung) sollte die Kostenzuteilung der Netzkosten auf die Netznutzer möglichst verursachungsgerecht erfolgen und nicht zur Deckung netzfremder Kosten verwendet werden. Neben dem Betrieb macht insbesondere der Ausbau der Netze einen großen Teil der Kosten aus. Gerade die zunehmende Elektrifizierung von industrieller Produktion und weiteren Energieanwendungen erhöht die Gleichzeitigkeit des Verbrauchs und führt zu neuem Netzausbaubedarf. Hier können sogenannte Time-of-Use Tariffs dabei helfen, Verbraucher wie Elektroautos oder Wärmepumpen netzdienlich in das System zu integrieren. Ein weiterer Aspekt, der den Ausbaubedarf signifikant erhöht, ist der Anschluss von neuen Netznutzern. Insbesondere der Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen, aber auch neue Lasten mit atypischen Profilen führen zu Anschlusskosten im Verteilnetz, aber auch zur Notwendigkeit des Transportnetzausbaus, um das Energiesystem überregional auszugleichen. Eine netzdienliche Allokation von neuen Erzeugern, aber auch von Verbrauchern, angereizt durch geeignete Netzentgelte, könnte den Netzausbaubedarf daher sowohl im Verteilnetz als auch im Übertragungsnetz potenziell verringern und so zur Netzstabilität insgesamt beitragen.

Beschreibung der Ansätze

Die dena-Netzstudie III fokussiert stark auf eine Methodik, wie planerisch der Infrastrukturbedarf optimiert werden könnte. Im Rahmen der AG Marktdesign wurden daher von den Teilnehmern Netzentgeltmodelle mit einer möglichst hohen dynamischen Effizienz identifiziert, die den Netzausbaubedarf durch eine Allokation von Netznutzern reduzieren können. Time-of-Use-Tarife spielen für das Energiesystem zwar auch eine wichtige Rolle, wurden jedoch in dem Projekt nicht behandelt. Die Modelle wurden im Rahmen des Gutachtens der JUB auf ihre Auswirkungen auf den Infrastrukturbedarf untersucht und im Anschluss von der dena einer generellen Bewertung unterzogen. Die Modelle in dem Themengebiet sind die folgenden:

1. Long-Run Incremental Cost (LRIC): Hierbei handelt es sich um ein Instrument, das die Erweiterungskosten des Netzes in die Systemgebühren (Use of System, UoS) und in die Netzentgelte einbezieht. Die Gebühren bzw. der Arbeitspreis

der Netzentgelte würden die Dringlichkeit von Netzinvestitionen signalisieren und bereits ex ante an strategisch wichtigen Netzanschlusspunkten berechnet werden. Bei einer Implementierung würde das Modell auch auf bestehende Netznutzer angewandt werden.

- 2. Deep Charging:** Bei diesem Instrument wird von neuen Erzeugern und Verbrauchern fallspezifisch ein Anschluss- bzw. Baukostenzuschuss verlangt. Anders als beim sogenannten „Shallow Charging“ wird den Netznutzern auch ein Teil der Kosten für die Verstärkungen in „tieferen“ Teilen des Netzes berechnet. Es wird also nicht nur der Anschluss im Verteilnetz, sondern auch die eventuellen Verstärkungen im Übertragungsnetz werden berücksichtigt. Dies soll eine Allokation von Erzeugern und Verbrauchern auf Verteilnetzebene, aber auch auf Übertragungsnetzebene anreizen, die den Infrastrukturbedarf möglichst gering hält.
- 3. Smart Connection Agreement:** Bei Smart Connection Agreements (bzw. Smart Contracts) bietet der Netzbetreiber neben dem Standard-Netzanschlussstarif eine alternative Option an, die den Netznutzer anreizen soll, sich netzdienlich aufzustellen, und die eine zeitliche oder eine lokale Komponente beinhaltet. Die Anschlussgebühren für Netznutzer könnten beispielsweise deutlich geringer ausfallen, wenn die Netznutzer dem Netzbetreiber die Möglichkeit der Abregelung einräumen. Kernstück des Modells ist, dass die Teilnahme auf Freiwilligkeit beruht.

Die drei aufgelisteten Modelle können in der Theorie sowohl auf Verbraucher als auch auf Erzeuger angewandt werden. Es wäre aber auch durchaus möglich, Erzeuger bei der Ausgestaltung nicht zu berücksichtigen, sollte man EE-Anlagen beispielsweise nicht zusätzlich belasten wollen oder das Allokationspotenzial für zu gering halten. Ein prägender Unterschied zwischen den Modellen ist, dass LRIC auch auf bestehende Netznutzer angewandt wird, während sich die beiden anderen Modelle auf Neuanlagen konzentrieren. Aufgrund der unterschiedlichen Ausgestaltung sind theoretisch alle drei Modelle miteinander kombinierbar.

Multikriterienanalyse

Die drei vorgestellten alternativen Maßnahmen im Themengebiet „Netzentgelte“ werden anhand der folgenden Kriterien bewertet:

- **Statische Effizienz:** Dieser Begriff bezieht sich auf den kosteneffizienten, das heißt kostenminimalen Betrieb des Systems. Im Einzelnen wird die effiziente Netznutzung positiv bewertet, ebenso die Aktivierung von Flexibilität. Marktmanipulationen bzw. -manipulationen werden negativ angerechnet, ebenso der häufige Einsatz von (technischen) Netzschaltungen.

90 BDEW (2019)

- **Dynamische Effizienz:** Mit diesem Begriff werden die mittel- und langfristigen Effekte des Modells auf die Kosteneffizienz bzw. -minimalität der Stromversorgung erfasst. Im Einzelnen geht es in diesem Themengebiet um geografische Allokationsanreize für Erzeugung und Last durch eine effiziente Preissetzung (Orientierung an der jeweiligen Knappheit und langfristige Verlässlichkeit bzw. Prognostizierbarkeit).
- **Umsetzung:** Unter dem Begriff der Umsetzung werden verschiedene Aspekte zusammengefasst: Politische und regulatorische Hürden wurden genauso als Nachteil bewertet wie fundamentale Anpassungen der Netz- und Marktorganisation.

Long-Run Incremental Cost (LRIC)

Das Modell ist aus Sicht der dena nur bedingt dazu geeignet, eine effiziente und netzdienliche Allokation von Netznutzern anzureizen. Insbesondere die geringe Investitionssicherheit wird

als schwierig bewertet. Neue Netznutzer am Netzanschlusspunkt könnten jederzeit die Netzentgelte Dritter beeinflussen. Der langfristige Effekt des Modells auf die Kosteneffizienz wird daher als schwach bewertet. Ein weiterer Punkt der bei dem Modell LRIC als negativ beurteilt wird, ist, dass die LRIC auch auf bestehende Netznutzer angewendet werden. Bestandsanlagen haben aber keinerlei Möglichkeit, die Netzkosten zu beeinflussen, weder durch eine Allokation noch durch eine netzdienliche Fahrweise. Gerade bei EE-Anlagen wird dies als besonders kritisch gesehen, da sie sehr preissensibel sind und ein stabiles Investitionsumfeld brauchen. Darüber hinaus ist es mit dem Modell nicht möglich, Anlagen im Verteilnetz so zu allokatieren, dass sie den strukturellen Nord-Süd-Engpass beseitigen. Die Auswirkungen von Anlagen im Verteilnetz auf das Übertragungsnetz werden nicht berücksichtigt. Der Umsetzungsaufwand wird wegen des Eingriffs in Bestandsanlagen und der komplexen Netzkostenberechnung als politisch und operativ schwierig angesehen.

Hauptkriterium	Ausprägung	Bewertung
Statische Effizienz	Bestandsanlagen	Auch Bestandsanlagen würden unter das neue Netzentgelt fallen. Die Belastung von bestehenden EE-Anlagen durch eine neue Netzentgeltkomponente sollte jedoch vermieden werden.
	Netzdienlich (operativ)	Netzdienliches Verhalten wird durch das Modell nicht angereizt, da die Berechnung des Entgelts ex ante erfolgt. Das Nutzerverhalten hat somit keinen Einfluss auf das Entgelt.
Dynamische Effizienz	Investitionssicherheit	Das Entgelt ist abhängig von externen Netznutzern und wird jährlich angepasst (5-Jahres-Prognose). Die Investitionssicherheit für Neuanlagen kann daher als gering bewertet werden. Die Belastung von EE-Bestandsanlagen würde zudem das Vertrauen in Investitionen nachhaltig gefährden.
	Allokationsanreize in den Spannungsebenen	Gebühren für Netzinvestitionen im Übertragungsnetz werden nur bei Netznutzern mit Anschluss im Höchstspannungsnetz berücksichtigt. Anlagen, die im Verteilnetz angeschlossen sind, berücksichtigen allein Netzengpässe im Verteilnetz. Auswirkungen auf höhere Spannungsebenen wie im Modell „Deep Charging“ können aufgrund der Komplexität und der regelmäßigen Anpassung der Gebühren nicht berücksichtigt werden.
Umsetzung	Politisch (Erzeuger)	Ein Eingriff in die Netzentgeltstruktur von Bestandsanlagen wird politisch bei Erzeugern besonders schwer sein.
	Politisch (Verbraucher)	Ein Eingriff in die Netzentgeltstruktur von Bestandsanlagen wird politisch sehr schwer sein.
	Regulatorisch	Ein Eingriff in die Netzentgeltstruktur von Bestandsanlagen könnte rechtlich sehr komplex sein.
	Operativ	Die vorausschauende Netzkostenberechnung (ex ante) ist sehr komplex und operativ schwierig.

Tabelle 12: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Netzentgelte“ – Long-Run Incremental Cost (LRIC)

Deep Charging

Das Modell hat wohl den stärksten Effekt bezüglich der Reduzierung des Infrastrukturbedarfs. Aufgrund der Berücksichtigung auch von „tieferen“ Netzebenen besteht eine hohe dynamische Effizienz bzw. es bestehen starke Anreize zur effizienten Allokation. Die klare Kostenübersicht durch die Anschlussgebühr für neue Netznutzer führt zudem zu Investitionssicherheit. Die Umsetzung wird operativ allerdings als

relativ komplex angesehen. Bei einem neuen Anschluss von Erzeugern und Verbrauchern müssten die Auswirkungen auf alle Netzebenen komplex berechnet werden. Positiv ist zu bewerten, dass das Konzept der Anschlussgebühren bereits bekannt ist und dies den politischen Prozess daher erleichtern würde. Insgesamt wird das Modell im Rahmen der MKA daher als zielführend bewertet, sollten die operativen Hürden der Implementierung nicht im Wege stehen.

Hauptkriterium	Ausprägung	Bewertung
Statische Effizienz	Bestandsanlagen	Nein, bei dem Modell müssen nur Neuanlagen (theoretisch Erzeuger und Verbraucher) eine Anschlussgebühr zahlen.
	Netzdienlich (operativ)	Keine operative Netzdienlichkeit, da allein die Auswirkungen eines neuen Anschlusses berücksichtigt werden
Dynamische Effizienz	Investitionssicherheit	Hohe Investitionssicherheit, da die Kosten beim Anschluss von neuen Netznutzern transparent sind
	Allokationsanreize in den Spannungsebenen	Starker Allokationsanreiz auf allen Netzebenen, da beim Deep Charging auch die Auswirkungen auf „tieferen“ Netzebenen berücksichtigt werden. Die Anschlussgebühr für Netznutzer im Verteilnetz berücksichtigt nicht allein die Verstärkungskosten im Verteilnetz, sondern auch die im Übertragungsnetz.
Umsetzung	Politisch (Erzeuger)	Eine Beteiligung der Erzeuger an den Netzentgelten ist politisch problematisch.
	Politisch (Verbraucher)	Weniger hoch, da der Baukostenzuschlag für Verbraucher schon in diese Richtung geht
	Regulatorisch	Der regulatorische Anpassungsbedarf wird als mittel eingeschätzt.
	Operativ	Aufgrund der sehr komplexen Berechnungen, die unter anderem Auswirkungen von Netznutzern aus dem Verteilnetz auf das Übertragungsnetz berücksichtigen, wird das Modell als operativ sehr komplex bewertet.

Table 13: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Netzentgelte“ – Deep Charging

Smart Connection Agreement

Das Modell hat viele Ausgestaltungsmöglichkeiten. Es kann für Verbraucher und Erzeuger angewendet werden. Die Netzentgelte können bei der Anschlussgebühr oder dem Arbeitspreis (ähnlich § 14a EnWG) variieren. Der Netznutzer könnte gegenüber dem Netzbetreiber in umfangreiche Eingriffe in sein Nutzerverhalten einwilligen oder sich auf bestimmte Zeitfenster festlegen. Eine der prominentesten Ausgestaltungsvarianten ist wohl die nach § 14a EnWG, bei der der Verbraucher in der Niederspannungsebene dem Netzbetreiber für niedrigere Netzentgelte (Arbeitspreis) Eingriffe in sein Verbrauchsverhalten ermöglicht. Der Allokationsanreiz bei diesem Modell wäre jedoch gering. Die vielen verschiedenen Ausprägungsvarianten machen es schwierig, das Modell umfassend zu bewerten, die Vielzahl an Möglichkeiten erhöht aber die Flexibilität des Modells und ist daher grundsätzlich positiv zu bewerten. Insgesamt sollte das Modell den

Netznutzern aber eine relativ bedarfsgerechte Lösung bieten, die den Netzausbaubedarf insbesondere beim Anschluss von neuen Netznutzern im Verteilnetz reduziert. Eingriffe in die Fahrweise von Lasten gerade in höheren Spannungsebenen werden jedoch als schwieriger bewertet. Größere Verbraucher sind in der Regel deutlich heterogener und abhängiger von Industrieprozessen. Die Kontrahierung der Netznutzer durch ein Smart Connection Agreement könnte zudem deren marktliche Flexibilität begrenzen. Es sollte überlegt werden, das Modell zunächst auf Verbraucher in unteren Spannungsebenen wie Elektroautos und Wärmepumpen anzuwenden. Das Modell ist theoretisch mit den anderen Modellen kombinierbar und könnte insbesondere Synergien mit dem Modell „Deep Charging“ aufweisen, da so auch die Auswirkungen auf höhere Spannungsebenen besser berücksichtigt werden. Nach Betrachtung der unterschiedlichen Kriterien wurde das Modell als zielführend bewertet.

Hauptkriterium	Ausprägung	Bewertung
Statische Effizienz	Bestandsanlagen	Bestandsanlagen könnten optional an einem Smart Connection Agreement teilnehmen.
	Netzdienlich (operativ)	Im Rahmen des Vertrags könnte ähnlich zum § 14a EnWG ein Eingriffsrecht beim Erzeuger oder Verbraucher mit dem Netzbetreiber vereinbart werden. Alternativ könnten auch zeitliche Kapazitätsgrenzen vereinbart werden.
Dynamische Effizienz	Investitionssicherheit	Hohe Investitionssicherheit für Netznutzer, da bei Vertragsabschluss die Anschlussbedingungen bekannt sind. Für den Netzbetreiber gegebenenfalls nur geringe Investitionssicherheit, da die Teilnahme der Netznutzer auf Freiwilligkeit beruht.
	Allokationsanreize in den Spannungsebenen	Anschlussbedingungen im Verteilnetz und Übertragungsnetz berücksichtigen nur die Netzsituation in den jeweiligen Spannungsebenen.
Umsetzung	Politisch (Erzeuger)	Das Modell würde Netzentgelte für Erzeuger voraussetzen, was politisch wohl mit einem hohen Umsetzungsaufwand verbunden wäre.
	Politisch (Verbraucher)	Die Optionalität würde den politischen Umsetzungsaufwand wohl gering halten.
	Regulatorisch	Relativ überschaubar, da weniger Regelungen angepasst werden müssten
	Operativ	Benötigt den technischen Eingriff beim Netznutzer

Tabelle 14: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Netzentgelte“ – Smart Connection Agreement

Diskurs

Alle Modelle lassen sich in der Theorie auf Verbraucher und Erzeuger anwenden. Während Netzentgelte für Verbraucher in Deutschland bereits etabliert sind, werden Erzeuger nur beim Netzanschluss durch die Netzentgeltsystematik berücksichtigt. Eine sogenannte G-Komponente, also ein Netzentgelt auf die Erzeugung (Generation), wie für das Modell LRIC notwendig, existiert in Deutschland aktuell noch nicht. Neben der Frage, ob eine G-Komponente zielführend wäre, stellt sich auch die Frage, wie hilfreich Netzentgelte zur Allokation von Erzeugern sind. In den Langfristszenarien 3, mit denen im Rahmen der Pilotierung des Systementwicklungsplans intensiv gearbeitet wurde, ist das Potenzial zur Allokation von EE-Anlagen im Jahr 2050 sehr gering. In fast allen Szenarien wird das deutschlandweite Potenzial für Wind und Photovoltaik fast komplett ausgeschöpft. Die Frage der Allokation stellt sich daher für das Jahr 2050 wohl voraussichtlich nicht. Mittelfristig wäre das Potenzial allerdings vorhanden und eine netzdienliche Allokation könnte auf Übertragungsnetzebene den Redispatch-Bedarf reduzieren. Gerade im Verteilnetz ist zudem der Anschluss der Erzeuger eine große Herausforderung und eine Allokation, die Anschlusskosten berücksichtigt, könnte hier den Infrastrukturbedarf reduzieren. Letztendlich ist dies auch eine politische Entscheidung. Netzentgelte auf Anlagen, die nicht durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert werden, würden diese Anlagen im internationalen Wettbewerb schlechter stellen. Es ist zudem fraglich, ob bei den hohen Ausbauzielen der erneuerbaren Energien eine zusätzliche Hürde politisch akzeptiert werden würde, wenn der Allokationseffekt auch durch eine regionale Anpassung des Ausschreibungsdesigns erreichbar wäre. Netzentgelte auf Bestandsanlagen sollten auf jeden Fall

ausgeschlossen werden, da sie das Vertrauen in Neuinvestitionen nachhaltig beschädigen können.

In der Diskussion im Rahmen der AG Marktdesign wurde die MKA unterschiedlich aufgenommen; bei einigen Aspekten gab es eine allgemeine Zustimmung, bei anderen Ablehnung oder Dissens. Die folgende Darstellung ist den Modellen entsprechend gegliedert, zudem wurde das Thema „Erzeugungsseitige Netzentgelte“ separat diskutiert:

- **Erzeugungsseitige Netzentgelte:** Obwohl die Teilnehmer ein theoretisches Potenzial bei der Allokation von Erzeugern zur Reduzierung der Infrastrukturkosten und Netzengpässe sahen, sprachen sie sich einstimmig gegen die Einführung einer Netzentgeltkomponente für Erzeuger aus. Die Einführung könnte den Ausbau der erneuerbaren Energien verlangsamen. Das Ausschreibungsdesign der erneuerbaren Energien sei zudem besser geeignet, um die Allokation zu steuern.
- **Long-Run Incremental Cost (LRIC):** Die Teilnehmer lehnten die Einführung des Modells aufgrund der in der MKA-Analyse aufgeführten Argumente ab.
- **Deep Charging:** Die Teilnehmer bewerteten das Modell deutlich kritischer als die von der dena durchgeführte Bewertung im Rahmen der MKA. Deep Charging wäre aufgrund der „tiefen“ Analyse der unterschiedlichen Netzebenen vermutlich mit zu hohen Hürden für Beteiligte (Erzeuger, Konsumenten, Regulierer) verbunden. Einzelne Teilnehmer sprachen sich jedoch dafür aus, das Modell weiter zu analysieren.

■ **Smart Connection Agreement:** Die Teilnehmer stimmten der positiven Bewertung zu. Das Modell sei in begrenztem Umfang heute schon möglich, würde von den Netzbetreibern aber nur in geringem Maße genutzt werden. Es müsste daher attraktiver gestaltet werden.

■ **Planungssicherheit:** Ein Teilnehmer merkte an, das aufgrund der Freiwilligkeit Smart Connection Agreements den Netzbetreibern für die Planungssicherheit nicht hilfreich seien. Es bräuhete ein garantiertes Zugriffsrecht, wenn dies den Verbrauchern zumutbar sei. Andere Teilnehmer sehen dies optimistischer: Die Verträge würden über einen längeren Zeitraum geschlossen und könnten den Netzbetreibern auch bei Optionalität Planungssicherheit bieten.

■ **Spannungsebene:** Es bräuhete eine konsistente Strategie über die fünf Themengebiete der AG Marktdesign hinweg. Es sollten Wechselwirkungen mit anderen Themengebieten wie dem Modell Flexibilitätsmarkt berücksichtigt werden. Die Einschätzung, dass kleinere Flexibilitäten in der Niederspannung nicht marktlich angereizt werden können, wurde von einzelnen Teilnehmern jedoch bezweifelt. Die Devise „unten steuern, oben anreizen“ gelte mit einem Fortschreiten der Technologie nicht mehr. Kleine Flexibilitäten könnten vermehrt auch durch marktliche Instrumente angereizt werden.

Fazit

Das LRIC-Modell stößt auf allgemeine Ablehnung und sollte nicht mehr verfolgt werden. Das Modell „Deep Charging“, das aufgrund der Allokationswirkung im Rahmen der MKA noch relativ positiv bewertet wurde, wurde von einigen Teilnehmern aufgrund der Komplexität als weniger zielführend betrachtet. Bei dem Modell sollte zunächst weiter untersucht werden, wie komplex die Einführung wirklich wäre. Einigkeit herrschte in Bezug auf die Einführung von Smart Connection Agreements. Diese böten Anreize zur netzdienlichen Allokation oder alternativ die Möglichkeit von netzdienlichen Eingriffen der Netzbetreiber. Die Smart Connection Agreements wären theoretisch mit dem Modell „Deep Charging“ kombinierbar. Eine Kombination der Modelle könnte sogar zu Synergien führen, da so auch die Smart Connection Agreements die Auswirkungen auf „tiefere“ Netzebenen berücksichtigen könnten.

6.2.3. Erweiterung des Energy-Only-Marktes

In diesem Kapitel werden Maßnahmen zur Sicherung der Erzeugungsadäquanz und ihre Rückwirkungen auf den Infrastrukturbedarf erörtert. Gegenwärtig verfügt Deutschland über verschiedene Reservemechanismen mit unterschiedlichen Funktionen: Netzreserve, Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft. Die Netzreserve (siehe § 13d EnWG) dient der Aufrechterhaltung der Netzstabilität: Auf Basis der genaueren Spezifikation in der

Netzreserveverordnung Anlagen werden die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, „Anlagen zum Zweck der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems insbesondere für die Bewirtschaftung von Netzengpässen und für die Spannungshaltung und zur Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus“ vorzuhalten. Die Kapazitätsreserve (siehe § 13e EnWG) wurde eingerichtet, um extremen Knappheitssituationen bei der Energiebereitstellung begegnen zu können. („Die Betreiber von Übertragungsnetzen halten Reserveleistung vor, um im Fall einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems Leistungsbilanzdefizite infolge des nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten im deutschen Netzregelverbund auszugleichen.“) Darüber hinaus wurden Kohlekraftwerke in eine Sicherheitsbereitschaft überführt, die ebenfalls für Knappheitssituationen am Strommarkt vorgehalten werden. Hintergrund sind Sorgen über eine Dunkelflaute, das heißt Großwetterlagen, bei denen wenig Wind- und Solarstromerzeugung erfolgt und eine Unterdeckung der Last droht.

Mit der Verschärfung der Klimaschutzziele stehen in den nächsten Jahren auch Umwälzungen bei der Stromerzeugung bevor. Viele Beobachter gehen davon aus, dass der gesetzlich festgelegte Ausstieg aus der Kohleverstromung vorgezogen werden wird bzw. die Kohlekraftwerke aufgrund mangelnder Rentabilität aus dem Markt ausscheiden werden.⁹¹ Dies hat auch Konsequenzen für die Reserven, die heute zu einem erheblichen Teil aus Kohlekraftwerken bestehen und die deshalb einer Neuausrichtung bedürfen. Die dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ fordert deshalb die Bundesregierung auf, Konzepte für eine „rechtzeitige und ausreichende Sicherstellung gesicherter Leistung“ zu prüfen, die anstelle der gegenwärtigen Reservemechanismen treten. Eine Nachfolgeregelung für die bestehenden Reserven kann sehr unterschiedliche Ausprägungen haben. Im Folgenden werden die in diesem Projekt erörterten Alternativen vorgestellt.

Beschreibung der Ansätze

In dem Begleitgutachten der JUB werden zwei Optionen („Strategische Reserve“ und „Umfassender Kapazitätsmarkt“) untersucht, für den Workshop zum Themengebiet wurde eine weitere hinzugefügt („Fokussierter Kapazitätsmarkt“):

1. Strategische Reserve: Das Grundkonzept besteht darin, dass systemrelevante Anlagen, für die aufgrund mangelnder Rentabilität eine Stilllegung geplant ist, vom Übertragungsnetzbetreiber als Notfallreserve kontrahiert und im Bedarfsfall außerhalb des Marktes zentral abgerufen werden. Dies entspricht dem gegenwärtigen System der Kapazitäts- und Netzreserve in Deutschland. Da die gegenwärtig genutzten Kraftwerke aus den oben geschilderten Gründen in Zukunft nicht mehr genutzt werden können, müssten zukünftige Aus-

⁹¹ Vgl. zum Beispiel Deutsche Energie-Agentur (dena) (2021a), S. 199 ff.

schreibungen einer Strategischen Reserve auf den Neubau von dann zumindest perspektivisch klimaneutralen steuerbaren Kraftwerken ausgerichtet sein. Solche Ausschreibungen wären gegebenenfalls für Speicher und DSM zu öffnen, wobei die technische Präqualifizierung der Ausschreibung sich natürlich an dem identifizierten Bedarf der Leistungssicherung ausrichten müsste.

- 2. Umfassender Kapazitätsmarkt (dezentral):** In einem umfassenden Kapazitätsmarkt sind – zur Sicherstellung ausreichender Kapazitätsreserven – Energieversorger und Großkunden verpflichtet, Kapazitätzertifikate in festgelegter Höhe zu erwerben. Der Preis für die Zertifikate bestimmt die Kapazitätserlöse, die unabhängig von den Strommarkterlösen gezahlt werden und die den Kraftwerksbetreibern zugutekommen. Es wird somit ein separater Markt neben dem bestehenden Energy-Only-Markt geschaffen. Dies kann zentral über Ausschreibungen der ÜNB erfolgen oder dezentral über einen Marktmechanismus. Erfahrungen zum dezentralen System finden sich insbesondere in den USA und auch in Frankreich. Wichtig: Auch hier partizipieren DSM und Speicher; auch Anlagen auf Basis fluktuierender erneuerbarer Erzeugung dürfen – auf Grundlage einer Einschätzung ihrer Verfügbarkeit – in begrenztem Maße Zertifikate emittieren.
- 3. Fokussierter Kapazitätsmarkt:** In einem fokussierten Kapazitätsmarkt werden nur zusätzlich benötigte Erzeugungskapazitäten ausgeschrieben und durch die in der Ausschreibung ermittelte Transferzahlung begünstigt. Anders als bei der Strategischen Reserve werden sie jedoch nicht außerhalb des Marktes vorgehalten und in Notsituationen durch den ÜNB aktiviert; vielmehr nehmen sie nach der Inbetriebnahme ohne Einschränkungen am Energy-Only-Markt teil. Wichtig: Neben den Erzeugungskapazitäten sind auch bei diesem Konzept DSM und Speicher in geeigneter Form einzubeziehen.⁹²

Ergänzend sei hinzugefügt, dass die genannten Konzepte eine Reihe von Ausgestaltungsoptionen haben und es darüber hinaus weitere Konzepte für Kapazitätsmechanismen gibt.⁹³ Die hier genannten erscheinen aufgrund des Einsatzes in der EU bzw. aufgrund von politischen Vorschlägen in Deutschland diskussionswürdig.

Grundsätzlich gilt: Bei geeigneter Ausgestaltung der drei Maßnahmen sinkt der Strominfrastrukturbedarf. Die aktuell in Deutschland umgesetzte Kapazitäts- und Netzreserve verringert den Ausbaubedarf der Stromnetze gegenüber einer Situation ohne einen solchen Mechanismus. Entscheidend ist hier, dass es sich um systemrelevante Anlagen handelt, die in die Reserve überführt wurden. Ähnlich könnte es aussehen, wenn im Rahmen einer neuen Strategischen Reserve Kapazität entsprechend dem regionalen Bedarf kontrahiert würde. Auch ein dezentraler Kapazitätsmarkt

kann den Netzausbaubedarf verringern, wenn er eine regional-spezifische Komponente enthält, die Erzeugungsinvestitionen in den Regionen mit entsprechender Knappheit anreizt: Zum Beispiel könnte also der bekannte Nord-Süd-Engpass zusätzlich entlastet werden, wenn der Kapazitätspreis im Süden höher wäre als im Norden. Schließlich kann man grundsätzlich auch im Rahmen eines fokussierten Kapazitätsmarktes regionalspezifische Ausschreibungen organisieren, die auf den jeweiligen Bedarf hin ausgerichtet sind. Kernproblem bei allen diesen ökonomisch sinnvollen regionalspezifischen Ausprägungen von Kapazitätsmechanismen ist das EU-Recht: Es ist unklar, ob es regionale Differenzierungen eines Kapazitätsmarktes innerhalb eines Marktgebiets zulässt. Sollte es diese untersagen, wären die geschilderten Regionalisierungen nur im Rahmen einer Marktaufspaltung umsetzbar.

Der Bedarf an Gasinfrastruktur kann gegebenenfalls ansteigen (Substitutionseffekt von Strom durch Gas/H₂), soweit die Kapazitätsmechanismen zusätzliche Investitionen in Gaskraftwerke im Süden anreizen oder diese in Betrieb halten. Wenn diese Kraftwerke perspektivisch mit Wasserstoff betrieben werden, dann kann sich so ein Anreiz für zusätzliche Investitionen in Elektrolyseure ergeben.

Multikriterienanalyse

Die MKA zum Themengebiet „Erweiterung des Energy-Only-Marktes“ wird in den folgenden Tabellen vorgestellt. Dabei geht es um die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und die Bewertung der drei Optionen, die hierfür diskutiert werden: „Strategische Reserve“, „Umfassender Kapazitätsmarkt“ und „Fokussierter Kapazitätsmarkt“. Es werden die folgenden Kriterien angewandt:

- **Statische Effizienz:** Im Zusammenhang mit der gesicherten Leistung sind hiermit vor allem zwei Dinge gemeint: die Kostenminimalität des Mechanismus bzw. der Stromversorgung unter dessen Einbeziehung und die Effizienz des Kraftwerkeinsatzes bei Einführung des Mechanismus.
- **Dynamische Effizienz:** Die wichtigsten Aspekte in dieser Kategorie ist die Rückwirkung des Mechanismus auf einen kostenoptimalen Zubau von Kraftwerkskapazitäten sowie die Aktivierung von Flexibilität (DSM, Speicher). Darüber hinaus wird die Rückwirkung auf den Netzausbaubedarf berücksichtigt, die ihrerseits von der geografischen Allokation der Anlagen mitbestimmt wird.
- **Versorgungssicherheit:** In dieser Kategorie wird bewertet, inwieweit der Mechanismus tatsächlich die Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Dabei werden die Effekte sowohl auf die Erzeugungsadäquanz als auch auf die Netzstabilität berücksichtigt.
- **Umsetzung:** Wie bei den anderen Themengebieten auch ist dies eine Sammelkategorie. Sie beinhaltet die Bewertung der

⁹² Ein solches Konzept wurde beispielsweise im Fraktionsbeschluss vom 20. April 2021 der Grünen Bundestagsfraktion „Strommarktdesign für eine sichere und kostengünstige Stromversorgung auf dem Weg hin zu 100 % Erneuerbaren Energien“ vorgeschlagen.

⁹³ Vgl. hierzu DNV KEMA (2012)

politischen Akzeptanz und des regulatorischen Aufwands, die Kompatibilität mit dem EU-Beihilferecht und die Konformität mit der Transformation.

Im Folgenden wird jeweils kurz der Inhalt der jeweiligen Tabelle zusammengefasst. Neben dem Begleitgutachten der JUB wurde das bereits zitierte Gutachten der DNV KEMA (2012) hierzu herangezogen. Alle drei Konzepte lassen im Prinzip die Anreizung einer geografisch geeigneten Allokation zu, die den Netzausbaubedarf reduzieren würde. Es gibt jedoch Zweifel, ob solche Anreize mit dem EU-Beihilferecht vereinbar sind.

Strategische Reserve

Das Konzept der Strategischen Reserve (SR, siehe Tabelle 15) ist ein Oberbegriff, unter den auch die gegenwärtige Kapazitätsreserve aus dem EnWG zu fassen ist. Dabei sind jedoch, wie oben ausgeführt, die heute dort eingesetzten Kohlekraftwerke in Zukunft nicht mehr verfügbar. Wollte man an dem Konzept fest-

halten oder es durch ein ähnliches ersetzen, müssten entsprechende Kapazitäten ausgeschrieben werden, angepasst an den angesichts der Veränderung des Kraftwerksparks festgestellten Sicherungsbedarf. Gemäß dem EU-Beihilferecht müsste eine solche Ausschreibung grundsätzlich für DSM und Speicher geöffnet sein. Bei einer SR gilt jedoch der Grundsatz, dass sie durch den ÜNB außerhalb des Marktes aktiviert wird in Situationen, in denen die Versorgungssicherheit akut gefährdet ist. Das bedeutet, dass die kontrahierten Kapazitäten, welche auch immer es sind, dem Markt nicht zur Verfügung stehen. Anders als bei der Kontrahierung von bereits bestehenden Kraftwerkskapazitäten, die von der Stilllegung bedroht sind, ist die Kostenoptimalität der SR unter diesen Umständen zweifelhaft. Eine Änderung der Einsatzregeln, die die Aktivierung auch außerhalb von akuten Notlagen ermöglichen würde, würde hingegen die Effizienz des Zubaus von Kraftwerken im Markt beeinträchtigen. Vorteilhaft am Konzept der SR sind hingegen der geringe regulatorische Aufwand und die Kompatibilität mit dem EU-Beihilferecht.

Hauptkriterium	Ausprägung	Bewertung
Statische Effizienz	Kosten	Die zu erwartenden Kosten sind niedrig bei der Kontrahierung von Kraftwerken, die von einer Stilllegung bedroht sind, bei Ausschreibung neuer Kapazität sind sie unter Umständen hoch.
	Einsatz Kapazitäten	Die Effizienz hängt von der Einsatzregel der Strategischen Reserve ab; wird sie schnell aktiviert, droht eine Verzerrung im Strommarkt.
	Kapazitätsbestimmung	Bei einer regelmäßigen Überprüfung ist die Bestimmung der notwendigen Kapazität effizient; bei Neubauten von Kraftwerken ist allerdings eine längerfristige Kontrahierung unausweichlich.
Dynamische Effizienz	Geografische Allokationsanreize	Grundsätzlich können bei einer SR geografische Allokationsanreize gesetzt werden; dies gilt vorbehaltlich EU-rechtlicher Einschränkungen.
	Investitionen in Erzeugung	Bei einer SR können, je nach Einsatzregel, die Investitionsanreize in Erzeugungskapazitäten im Markt verzerrt werden.
	Netzausbaubedarf	Bei einer netzdienlichen Allokation der Reservekraftwerke können diese im Rahmen des Redispatch eine Netzentlastung unterstützen.
Versorgungssicherheit	Erzeugung	Bei einer korrekten Beurteilung der Bedarfe und einer geeigneten Ausschreibung kann eine SR die Versorgungssicherheit gewährleisten.
	Netzstabilität	In Form einer Netz- oder einer übergeordneten Systemreserve kann die SR zur Netzstabilität beitragen.
Umsetzung	Politisch	Politische Hürden erscheinen eher niedrig, da gegenwärtig bereits Reservemechanismen eingesetzt werden.
	Regulatorisch	Der administrative Aufwand ist vergleichsweise gering, da das heutige Reservesystem einem möglichen zukünftigen ähnelt.
	EU-Beihilferecht	Hürden aufgrund der EU-Regulierung sind nicht zu erwarten, da bereits Reservemechanismen bestehen; problematisch wäre gegebenenfalls eine geografische Allokation.
	Transformation	Die SR ist kompatibel mit der Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem, sofern Anforderungen an zu kontrahierende Leistung gestellt wird.

Tabelle 15: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Erweiterung des Energy-Only-Marktes“ – Strategische Reserve

Umfassender Kapazitätsmarkt

Ein umfassender Kapazitätsmarkt (UKM, siehe Tabelle 16) gilt im Allgemeinen als besonders kostenträchtiger Mechanismus zur Erhaltung der Versorgungssicherheit, da auch solche Kraftwerkskapazitäten (oder auch DSM und Speicher) Vergütungen erhalten, die sich ohne Mechanismus im Spotmarkt hätten refinanzieren lassen. Die Befürworter des UKM verweisen jedoch darauf, dass den Kosten für die Kapazitätsvergütung geringere Preise im Spotmarkt und damit auch geringere Kosten für die Verbraucher gegenüberstünden. Angesichts der Vernetzung der Stromwirtschaften, die einen UKM nutzen, mit solchen, die ihn nicht nutzen, ist eine empirische Überprüfung dieser Behauptung ausgesprochen schwierig, da die Spotmarktpreise grenzübergreifend bestimmt werden. Zweifellos ist jedoch die Effizienz des Kraftwerkseinsatzes unter einem UKM gewährleistet, da alle Anbieter eine Kapazitätsvergütung erhalten, aber

zugleich nicht in ihren Einsatzentscheidungen eingeschränkt sind (mit einer Ausnahme: der grundsätzlichen Verfügbarkeit der Anlagen). Die Investitionsanreize im UKM sind hoch. Ist die Bestimmung der Zielkapazität korrekt, sind sie auch effizient, fällt sie jedoch zu großzügig aus, kann es auch zu Überkapazitäten kommen. Problematisch sind verschiedene Aspekte der Umsetzung eines UKM: In Deutschland gibt es große politische Widerstände dagegen, anders als etwa in Frankreich, das – letztlich mit dem Segen der EU-Kommission – 2014 einen UKM eingeführt hat. Auch wäre der regulatorische Aufwand einer Einführung enorm. Vor allem aber gäbe es angesichts des anstehenden Kohleausstiegs erhebliche Schwierigkeiten, die Konsistenz eines UKM durchzuhalten, in dem alle Kraftwerke, die gesicherte Leistung bereitstellen, vergütet werden müssen – ein kaum zu lösender Zielkonflikt auf dem Weg zu einer klimaneutralen Stromwirtschaft.

Hauptkriterium	Ausprägung	Bewertung
Statische Effizienz	Kosten	Die Kosten werden generell als hoch angesehen aufgrund von Mitnahmeeffekten von bestehenden und bereits geplanten Kapazitäten; ein Ausgleich findet gegebenenfalls über niedrigere Preise am Spotmarkt statt.
	Einsatz Kapazitäten	Der Einsatz der Kapazität im Markt ist effizient; die Vergütung im UKM ist zusätzlich und unabhängig. Das gilt auch für Speicher und DSM.
	Kapazitätsbestimmung	Bei einer geeigneten Beurteilung durch den Regulator ist die Kapazitätsbestimmung effizient; im dezentralen Kapazitätsmarkt wirken Marktakteure direkt mit.
Dynamische Effizienz	Geografische Allokationsanreize	Grundsätzlich kann man durch Einführung von geografischen Kapazitätsfaktoren die Allokation entsprechend den Bedarfen steuern.
	Investitionen in Erzeugung	Unter Berücksichtigung der vorgegebenen Versorgungssicherheit ist der Kraftwerkszubau effizient: Jede Anlage ist vergütungsfähig entsprechend ihrem Beitrag. Bei zu großzügiger Bemessung kann es jedoch auch zu Überkapazitäten kommen.
	Netzausbaubedarf	Wenn Kapazitäten für Redispatch genutzt werden, kann eine Netzentlastung erfolgen. Notwendig ist aber eine geografisch günstige Allokation.
Versorgungssicherheit	Erzeugung	Bei einer geeigneten Bestimmung der Kapazitätsmenge kann ein UKM die Versorgungssicherheit gewährleisten.
	Netzstabilität	Grundsätzlich ist Redispatch mit den angereizten Kraftwerkskapazitäten möglich und eine geeignete Allokation kann durch Kapazitätsfaktoren angereizt werden. Letzteres unterliegt aber EU-rechtlichen Vorbehalten.
Umsetzung	Politisch	Gegen einen UKM sind in Deutschland massive Widerstände zu erwarten.
	Regulatorisch	Der administrative Aufwand bei Einführung des UKM ist sehr hoch; dauerhaft gilt das auch für das notwendige Monitoring der Energieversorger.
	EU-Beihilferecht	UKM wurden bereits von der EU-Kommission genehmigt, insofern sind keine größeren Hürden zu erwarten. Ausnahme: geografische Allokationsfaktoren.
	Transformation	Ein UKM wird für die Transformation dann problematisch, wenn er die Förderung fossiler Kraftwerke (v. a. Kohle) beinhaltet.

Tabelle 16: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Erweiterung des Energy-Only-Marktes“ – Umfassender Kapazitätsmarkt

Fokussierter Kapazitätsmarkt

Ähnlich wie bei einer SR werden beim fokussierten Kapazitätsmarkt (FKM, siehe Tabelle 17) solche Kapazitäten ausgeschrieben, die gegenüber dem bestehenden Kraftwerkspark als notwendig angesehen werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Grundsätzlich müssen sie für DSM und Speicher geöffnet sein, wobei die technische Präqualifizierung sich andererseits an den Erfordernissen der Erzeugungssadäquanz zu orientieren hat. Im Unterschied zur SR werden die im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens vergüteten Kapazitäten nicht dem ÜNB unterstellt, sondern nehmen im Weiteren ohne Einschränkung an den Teilmärkten des Stromsystems teil (einzige Einschränkung ist der Nachweis der Verfügbarkeit). Aus diesem Grund ist zu erwarten, dass ein FKM kostengünstiger als eine SR sein wird, da die solchermaßen geförderten Anlagen sich zumindest teilweise im Markt refinanzieren können. Auch sind keine Einschränkungen der statischen Effizienz zu befürchten, da die Einsatzweise der Anlagen im Stromsystem durch den FKM unberührt bleibt. Hingegen kann die Erwartung neuer Ausschrei-

bungsrunden nach der ersten Runde von Ausschreibungen in einem FKM zu Verzerrungen bei der Investitionsbereitschaft von Investoren führen, die selbstverständlich bevorzugt bei einer Kapazitätsvergütung investieren möchten. Dieses Problem wird freilich durch den Wettbewerb in der Ausschreibung gemindert, der überzogene Vergütungen verhindern wird. Die Umsetzung eines FKM wäre mit Schwierigkeiten verbunden: Im politischen Umfeld gibt es neben Befürwortern auch Gegner. Andererseits ist der regulatorische Aufwand zunächst begrenzt; die BNetzA hat im Rahmen der Ausschreibungsverfahren für erneuerbare Energien bereits einige Erfahrungen mit diesem Instrument gemacht. Die Kompatibilität mit dem EU-Beihilferecht wäre gegebenenfalls sicherzustellen, was vermutlich Zeit in Anspruch nehmen würde, da ein solcher Kapazitätsmarkt bislang noch nicht zum Einsatz gekommen ist. Andererseits entspricht ein FKM den Anforderungen der Transition, in der neben dem Zubau an erneuerbaren Energien auch die Sicherung der Leistung zu gewährleisten ist.

Hauptkriterium	Ausprägung	Bewertung
Statische Effizienz	Kosten	Die Kosten des FKM sind niedriger als die der beiden Alternativen: Anders als bei der SR erfolgt eine teilweise Finanzierung der Kapazität über den Spotmarkt.
	Einsatz Kapazitäten	Der Kraftwerkseinsatz ist effizient: Nach dem Zubau neuer Kapazität (bzw. Aktivierung von Flexibilität) gelten die üblichen Regeln des Spotmarkts.
	Kapazitätsbestimmung	Die Effizienz der Kapazitätsbestimmung ist abhängig vom Aufwand des Regulierers und der Periodizität der Anpassung.
Dynamische Effizienz	Geografische Allokationsanreize	Grundsätzlich können bei einem FKM geografische Allokationsanreize gesetzt werden; dies gilt vorbehaltlich EU-rechtlicher Einschränkungen.
	Investitionen in Erzeugung	Verzerrungen der Investitionsanreize sind möglich, vor allem bei einer Antizipation späterer neuer Ausschreibungsrunden.
	Netzausbaubedarf	Ein FKM kann den Netzausbaubedarf dann senken, wenn er eine geeignete geografische Allokation beinhaltet.
Versorgungssicherheit	Erzeugung	Die Erzeugungssadäquanz kann gewährleistet werden, wenn die Ausschreibung eine angemessene Kapazität umfasst.
	Netzstabilität	Bei geeigneter geografischer Allokation kann der FKM den Zubau von Anlagen auch für den Redispatch gewährleisten.
Umsetzung	Politisch	In Deutschland gibt es Befürworter und Gegner eines FKM.
	Regulatorisch	Der administrative Aufwand ist eher gering (die Ausschreibungsverfahren ähneln den bereits praktizierten EE-Ausschreibungen).
	EU-Beihilferecht	Bislang sind in der EU keine FKM zum Einsatz gekommen; insofern sind Verhandlungen mit der Kommission erforderlich.
	Transformation	Die Kompatibilität mit der Transformation kann bei geeigneten Präqualifikationsanforderungen gewährleistet werden.

Tabelle 17: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Erweiterung des Energy-Only-Marktes“ – Fokussierter Kapazitätsmarkt

Diskurs

Die Diskussion zum Themengebiet „Erweiterung des Energy-Only-Marktes“ und der zugehörigen MKA wurde sehr kontrovers geführt. Einige Teilnehmer stellten die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen grundsätzlich in Frage – sie gehen davon aus, dass der bestehende Energy-Only-Markt ausreichende Anreize für Investitionen in Kraftwerke, DSM und Speicher setzt. Wichtig erschien ihnen dabei vor allem, dass hohe Preisspitzen am Spotmarkt zugelassen werden müssen, die die Refinanzierung von Anlagen mit nur wenigen Volllaststunden erlauben. Einigkeit herrschte hingegen darüber, dass ein sorgfältiges Monitoring der Versorgungssicherheit erforderlich sei. Im Falle einer Reform der Reservemechanismen, wie sie im Rahmen der MKA vorgeschlagen wurde, oder auch eines Kapazitätsmarktes wurden geografische Allokationsanreize von vielen Teilnehmern als ökonomisch und technisch sinnvoll erachtet. Zweifel wurden aber an der Kompatibilität mit den Vorgaben solcher Allokationsanreize im EU-Beihilferecht geübt. Demnach seien sie nur im Rahmen einer Aufspaltung des einheitlichen deutschen Marktgebiets zulässig. Außerdem wurde betont, dass die Technologieneutralität in Bezug auf die gesicherte Leistung bei jedem Kapazitätsmechanismus zu gewährleisten sei. Einschränkend wurde jedoch hinzugefügt, dass Kohlekraftwerke aufgrund einer EU-Bestimmung zu den maximalen THG-Emissionen pro Kilowattstunde nicht mehr förderfähig seien.

Die Bewertungen im Einzelnen:

- **Strategische Reserve:** Einige Teilnehmer signalisierten deutliche Unterstützung für das gegenwärtige Modell verschiedener Reservemechanismen und befürworteten eine Fortführung, gegebenenfalls mit neuen Kraftwerkskapazitäten (sowie DSM und Speichern). Dabei wurde betont, dass hierbei keine EU-rechtlichen Hürden zu erwarten seien (abgesehen von dem eingangs erörterten Thema der geografischen Allokation). Außerdem greife der gegenwärtige Kapazitätsmechanismus nicht in das Marktgeschehen ein und gewährleiste so das Auftreten der notwendigen Preisspitzen im Spotmarkt.
- **Umfassender Kapazitätsmarkt:** Dieser Mechanismus wurde von den Teilnehmern als kostenträchtig und wenig zielführend bewertet.
- **Fokussierter Kapazitätsmarkt:** Bei diesem Instrument gingen die Meinungen am weitesten auseinander. Die Kritiker bezweifelten die Kosteneffizienz des Instruments – es würden nur ohnehin geplante Investitionen begünstigt. Außerdem sei zu erwarten, dass Kraftwerksneubauten in Deutschland nur noch im Rahmen von FKM-Ausschreibungen erfolgen würden. Befürworter des Instruments teilten hingegen die Ansicht, dass die Versorgungssicherheit im

deutschen Stromsystem nur durch einen FKM kosteneffizient zu gewährleisten sei.

Fazit

Angesichts des offenkundigen Dissenses im Diskurs können an dieser Stelle nur wenige Schlussfolgerungen gezogen werden. Die Frage, wie in Zukunft im deutschen Stromsystem die Erzeugungssadäquanz und die Redispatch-Fähigkeit des Kraftwerksparks angesichts eines beschleunigten Kohleausstiegs sichergestellt werden können, bleibt also offen. Ihre Beantwortung ist nach Ansicht der Autorinnen und Autoren aber dringlich. Einigkeit herrscht darüber, dass die Versorgungssicherheit eines gründlichen Monitorings bedarf. Außerdem zeichnet sich ab, dass es keine Unterstützung für einen umfassenden Kapazitätsmarkt nach dem Vorbild Frankreichs oder einiger US-Strommärkte gibt.

6.2.4. Steuern, Abgaben und Umlagen – Wie kann die Sektorenkopplung gestärkt werden?

Das letzte Themengebiet „Steuern, Abgaben und Umlagen“ unterscheidet sich deutlich von den bisherigen Themengebieten. Während die Modelle in den vorherigen Themengebieten in der Regel eine netzorientierte Allokation anreizen, geht es in dem letzten Themengebiet vielmehr um die Stärkung der Sektorenkopplung, die effiziente Finanzierung der Sektoren, regulatorische Anreize zur sektorübergreifenden bzw. Output-orientierten Planung und die Schaffung eines Level-Playing-Field klimaneutraler Energieträger. Aufgrund der deutlich unterschiedlichen Zielsetzung der Modelle sind – anders als in den vorherigen Themengebieten – die Modelle kaum miteinander vergleichbar, sondern adressieren unterschiedliche Aspekte des Themengebiets.

Beschreibung der Ansätze

1. **Einführung eines wirksamen sektorübergreifenden CO₂-Preises und entsprechende Entlastung der Strompreise:** Die primäre Lenkungswirkung für die Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem kommt aus dem CO₂-Preis. Um Verzerrungen zwischen Strom und anderen Energieträgern zu vermeiden, werden Umlagen über den Haushalt finanziert und die Stromsteuer wird auf das zulässige Minimum reduziert. Sowohl der sinkende Strompreis als auch der steigende CO₂-Preis (bei entsprechender Lenkungswirkung) erhöhen Anreize zur Investition in Elektrolyseure, Wärmepumpen, Elektroautos und andere Sektorkopplungstechnologien. Dies erhöht zwar den Bedarf an Strominfrastruktur, aber gleichzeitig auch das Flexibilitätspotenzial, das dann netzdienlich gehoben werden sollte (siehe Themengebiete „Gebotszonenkonfiguration“ oder „Netzentgelte“).

2. Sektorübergreifende Finanzierung der Infrastrukturen:

Statt die Infrastrukturkosten sektorspezifisch zu erheben, werden sie in diesem Modell über die Energieinfrastrukturen verteilt. Grundlage eines solchen Ansatzes könnte das Ramsey-Prinzip sein, in dem der Grenzkostenaufschlag umgekehrt proportional zur Preiselastizität der Nachfrage erhoben wird. Das bedeutet: Je schlechter die Nutzer ausweichen können (geringe Elastizität), desto höher fällt der Aufschlag aus. Die Infrastrukturabgabe im Stromsektor wäre daher voraussichtlich höher als bei den Gasen, da die Preiselastizität der Nachfrage im Strombereich geringer ist. Das Modell der sektorübergreifenden Finanzierung wird heute insbesondere im Zusammenhang mit der Wasserstoffregulierung diskutiert. Der Gassektor könnte auf diese Weise den Wasserstoffsektor, der eine höhere Preiselastizität hat, querfinanzieren.

3. Output-orientierte Regulierung (OOR) als Koordinationsinstrument bei der Infrastrukturentwicklung:

Ziel der OOR ist die gezielte Anreizung vorgegebener Leistungsziele (Outputs), die im Rahmen einer ansonsten vorwiegend auf Kosteneffizienz ausgerichteten Anreizregulierung nicht im gesellschaftlich erwünschten Maße gefördert werden. Dabei ersetzt die OOR nicht die bestehende Erlösobergrenze der Anreizregulierung, sondern ergänzt sie um Erlöselemente, die an das Erreichen regulatorisch vorgegebener Output-Ziele gekoppelt sind. Im vorliegenden Zusammenhang würde die OOR die Abstimmung der Infrastrukturen als Output-Ziele definieren und das Bestreben einer besseren Abstimmung zwischen den Infrastrukturen anreizen. Unter der Annahme, dass die Regulierung Anreize für die effiziente und sektorübergreifende Optimierung der Infrastrukturentwicklung setzt, würde sich der gesamte Infrastrukturbedarf reduzieren.

Aufgrund der sehr unterschiedlichen Themen, die die Modelle behandeln, sind sie theoretisch alle miteinander kombinierbar.

Multikriterienanalyse

Die drei vorgestellten Modelle im Themengebiet „Steuern, Abgaben und Umlagen“ werden nach den Kriterien, die bereits im Rahmen eines Gutachtens der JUB für die dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“⁹⁴ identifiziert wurden, analysiert:

- **Effektivität:** Wie wirksam ist das Modell dabei, sein Ziel zu erreichen?
- **Effizienz:** Wie wirtschaftlich wird das Ziel kurzfristig (statisch) oder langfristig (dynamisch) erreicht?
- **Kompatibilität:** Wie kompatibel ist das Modell mit den bestehenden Märkten, den aktuellen gesetzlichen Regelungen, der Regulatorik oder internationalen Vereinbarungen?
- **Verteilungseffekte:** Dieses Kriterium beschreibt, welche Akteure bei der Einführung der Modelle am meisten profitieren und welche Akteure voraussichtlich schlechter gestellt werden. Dabei wird zwischen Konsumenten, Produzenten und dem Staat unterschieden.
- **Akzeptanz:** Welche Chance werden bei den Modellen gesehen, dass sie einen politischen Konsens finden und auch umgesetzt werden? Abgesehen von den monetären Effekten, die unter „Verteilungseffekte“ analysiert werden: Welche soziale Wirkung haben die Modelle?

Sektorübergreifende CO₂-Bepreisung und Entlastung der Strompreise

Die Einführung einer sektorübergreifenden CO₂-Bepreisung und die gleichzeitige Entlastung der Strompreise durch die Abschaffung der EEG-Umlage und die Senkung der Stromsteuer führen zu einer effizienteren und verzerrungsfreien Finanzierung und zu einem fairen Wettbewerb der Technologien. Aktuell wird Strom in der Regel deutlich höher durch sogenannte staatlich induzierte Preisbestandteile belastet als andere Energieträger. Mit der Verringerung der Strompreise wird die Sektorenkopplung gestärkt und somit potenziell auch der Infrastrukturbedarf reduziert. Dadurch, dass die neuen Verbraucher in der Regel sehr flexibel sind, können sie netzdienlich gefahren werden und somit potenziell das System entlasten. Die Umsetzung wird als relativ einfach angesehen. Eine Herausforderung wäre, dass die Abschaffung der EEG-Umlage eine Finanzierung über den Bundeshaushalt bedeuten würde. Darüber hinaus muss bei einer Einführung beachtet werden, dass mit geringeren Strompreisen auch die Anreize zur effizienten Nutzung von Strom sinken. Insgesamt wird das Modell im Rahmen der MKA als sehr positiv bewertet. Mittelfristig sollte die CO₂-Bepreisung sektorübergreifend vereinheitlicht werden.

94 Deutsche Energie-Agentur (dena) (2021a)

Hauptkriterium	Ausprägung	Bewertung
Effektivität	Effektivität	Die Steuerfinanzierung ist grundsätzlich verzerrungsfrei. Der Strompreis spiegelt somit den „wahren“ Marktpreis wider.
Effizienz	Kurzfristig (statisch)	Die Steuerfinanzierung wäre grundsätzlich verzerrungsfrei, eine breite Steuerbasis wäre wünschenswert, da zusätzliche Anreize klein und breit gestreut sind.
	Langfristig (dynamisch)	Bei ausreichender Prognostizierbarkeit der CO ₂ -Bepreisung reizt diese Investitionen in effizienter Weise an.
Kompatibilität	Mit bestehenden Märkten	Das Modell ist mit den bestehenden Märkten grundsätzlich kompatibel, die Marktsignale bleiben bestehen und werden sogar potenziell gestärkt.
	Regulatorischer Aufwand	Dem kurzfristigen Aufwand steht der Wegfall für die Administration der Abgaben und Umlagen entgegen. Eine Steuersystematik besteht ohnehin und muss nicht eingeführt werden.
	Juristische Anpassung	Änderungen in mehreren Gesetzen und Verordnungen sind erforderlich.
	Internationale Einbindung	Es muss geprüft werden, ob die Steuerabschaffung im Konflikt mit den Mindeststeuersätzen aus der Energiesteuerrichtlinie steht und somit eventuell im Konflikt mit dem EU-Beihilferecht.
Verteilungseffekte	Konsumenten	Niedrigere Energiepreise würden die Nachfrage bei Sektorenkopplungstechnologien stärken. Gleichzeitig würden die geringeren Strompreise aber auch zu schwächeren Effizienzreizen führen.
	Produzenten	Betreiber von EE-Anlagen würden von der höheren Nachfrage bei Sektorenkopplungstechnologien profitieren. Für die Industrie könnten Mehrkosten durch die CO ₂ -Bepreisung jedoch schwierig werden. Die Einführung eines Carbon Border Adjustment Mechanism ist daher wohl zwingend notwendig, um einen fairen Wettbewerb aufrechtzuerhalten.
	Staat	Der Opportunität für Einnahmen aus Emissionshandel stehen die Mehrausgaben für die Finanzierung der EE aus dem Bundeshaushalt gegenüber.
Akzeptanz	Politisch	Die Besserstellung von EE-Produzenten und -Konsumenten ist politisch populär und der Ausgleich für die CO ₂ -Bepreisung bereits im Regelrahmen vorgesehen. Ein hoher CO ₂ -Preis könnte in einzelnen Sektoren gegebenenfalls zu politischem Widerstand ähnlich der Gelbwestenbewegung führen.
	Sozial (nicht monetär)	Das Versprechen aus dem Brennstoffemissionshandelsgesetz, den Strompreis als Ausgleich für die CO ₂ -Bepreisung zu senken, wäre eingelöst.

Tabelle 18: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Steuern, Abgaben und Umlagen“ – Sektorübergreifende CO₂-Bepreisung und Entlastung der Strompreise

Einführung einer Infrastrukturabgabe

Die Einführung und Umsetzung einer sektorübergreifenden Infrastrukturabgabe als Ersatz für die heutigen Netzentgelte wird als komplex bewertet. Die Bestimmung des Finanzierungsbedarfs anhand der Elastizität ist nicht einfach und politisch schwer zu kommunizieren. Die Monopolkommission sieht die Querfinanzierung einzelner Infrastrukturen aufgrund der fehlenden Kostenreflexivität zudem kritisch, darüber hinaus wären eine Vielzahl von Gesetzen von dem Modell betroffen.

Das Modell ist zwar in der Theorie effizient, verhindert aber voraussichtlich die gewünschte Lenkungswirkung und diskriminiert einzelne Sektoren oder Technologien. Aufgrund der geringen Elastizität im Stromsektor sollte dieser der Theorie nach beispielsweise besonders hohe Abgaben zahlen. Dies würde die gewünschte Sektorenkopplung jedoch erschweren. Die Einführung einer übergeordneten Infrastrukturabgabe wird aufgrund der schwierigen Umsetzung und der gegebenenfalls falschen Lenkungswirkung daher als nicht sinnvoll betrachtet.

Hauptkriterium	Ausprägung	Bewertung
Effektivität	Effektivität	Die Erhebung nach Elastizität ist nach dem Ramsey-Prinzip in der Theorie ökonomisch ideal.
Effizienz	Kurzfristig (statisch)	Es gibt keine breite Basis zur Erhebung der Abgabe, aber immerhin breiter, als wenn sie beispielsweise nur auf Strom bezogen wird.
	Langfristig (dynamisch)	Die Investitionsanreize sind unklar, stehen potenziell aber im Widerspruch zur Schaffung eines Level-Playing-Field der klimaneutralen Energieträger.
Kompatibilität	Mit bestehenden Märkten	Die Infrastrukturabgabe ist grundsätzlich mit den bestehenden Märkten kompatibel, das Marktsignal wird mit einer Umlage kombiniert, dies könnte zu Verzerrungen führen.
	Regulatorischer Aufwand	Die Zuordnung zu den Sektoren nach Elastizität ist schwierig und diskussionsintensiv. In der Vergangenheit wurde mit diesem Ansatz zudem wenig Erfahrung gesammelt.
	Juristische Anpassung	Die Anpassung wäre eine große juristische Hürde, da Änderungen in mehreren Gesetzen und Verordnungen erforderlich wären.
	Internationale Einbindung	Je nach Ausgestaltung könnte die Querfinanzierung von Sektoren im Konflikt mit dem EU-Beihilferecht stehen.
Verteilungseffekte	Konsumenten	Bei einer geringen Elastizität im Stromsektor würden Stromkonsumenten überproportional belastet, Gaskonsumenten würden entlastet werden. Geht man jedoch mittelfristig aufgrund zunehmender Flexibilität (Elektropumpen, E-Mobility, Elektrolyseure etc.) von einer hohen Elastizität im Stromsektor aus, könnte sich dies ändern.
	Produzenten	Siehe oben. Ein höherer Strompreis würde wohl zu einem Rückgang der Stromnachfrage führen, aufgrund der geringen Elastizität jedoch nur in einem geringen Umfang.
	Staat	Es gibt kaum Auswirkungen auf den Staat, die Abgaben lägen im Aufgabenbereich der Netzbetreiber.
Akzeptanz	Politisch	Sektorübergreifende Ansätze sind im politischen Handeln bislang nicht verbreitet und würden politisch wohl relativ neutral bewertet werden.
	Sozial (nicht monetär)	Es ist kein großes gesellschaftliches Interesse an einer Änderung der Umlagen (abgesehen von Verteilungseffekten) zu erwarten.

Tabelle 19: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Steuern, Abgaben und Umlagen“ – Einführung einer Infrastrukturabgabe

Output-orientierte Regulierung (OOR)

Die Umsetzung einer OOR wird als sehr komplex eingeschätzt. Grundsätzlich hat die OOR das Potenzial, zu einem effizienteren System zu führen, das systemische Optimierungspotenziale besser ausnutzt. Netzbetreiber würden durch die Anreizwirkung im eigenen Interesse agieren. Um diese Optimierungspotenziale über die Sektorengrenzen hinweg zu heben, braucht es jedoch eine integrierte Netzplanung über den SEP hinaus. Der SEP als ein den Infrastrukturprozessen vorgelagerter Prozess unternimmt keine Infrastrukturplanung. Dies würde bedeuten, dass es im Rahmen der Netzentwicklungspläne einen weiteren integrierten Planungsschritt bräuhete. Dieser müsste dann prüfen,

ob der Transportbedarf eventuell durch einen anderen Sektor besser erfüllt werden kann. Im Rahmen der MKA wird die OOR deshalb als durchaus positives Modell bewertet, das allerdings der Ausarbeitung bedarf. Eine Reform der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ist aufgrund der zunehmenden Bedeutung und der fehlenden Anrechnung der Betriebskosten (OPEX) in der ARegV ohnehin notwendig. In den nächsten Jahren sollte geprüft werden, ob die Anreizregulierung im Strom- und Gassektor schrittweise um Elemente einer Output-orientierten Regulierung weiterentwickelt werden kann. Dafür bedarf es jedoch einer intensiveren Beschäftigung mit dem Modell und weiterer Forschung.

Hauptkriterium	Ausprägung	Bewertung
Effektivität	Effektivität	Es ist ein Schritt in die richtige Richtung, eine quantitative Bewertung ist jedoch schwer möglich. Das Modell ist stark abhängig von der Höhe der Anreize und den Klassen von Fällen.
Effizienz	Kurzfristig (statisch)	
	Langfristig (dynamisch)	Die Effizienzsteigerung der Netzbetreiber ist zentrales Ziel einer Reform der Anreizregulierung.
Kompatibilität	Mit bestehenden Märkten	Anreizregulierung zielt primär auf die Netzbetreiber, nicht primär auf den Markt bzw. die Netznutzer.
	Regulatorischer Aufwand	Es ist bislang völlig unklar, wie eine OOR umgesetzt werden soll. Es gibt keine nennenswerten praktischen Erfahrungen. Eine OOR verstärkt zudem das Potenzial für strategisches Verhalten bei den Netzbetreibern.
	Juristische Anpassung	Es würde ein moderater Anpassungsbedarf bei den Verordnungen bestehen, insbesondere bei der Anreizregulierungsverordnung (ARegV).
	Internationale Einbindung	Es wäre voraussichtlich nur eine geringe Einbindung und Berücksichtigung von internationalen Regeln nötig.
Verteilungseffekte	Konsumenten	Durch ein effizienteres Gesamtsystem sollten Netznutzer von geringeren Kosten profitieren.
	Produzenten	Netzbetreiber profitieren von höheren Anreizen.
	Staat	
Akzeptanz	Politisch	Das Thema ist politisch neutral.
	Sozial (nicht monetär)	Die Anreizregulierung ist kein Thema für das große Publikum und sollte daher mit hoher sozialer Akzeptanz verbunden sein.

Tabelle 20: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Steuern, Abgaben und Umlagen“ – Output-orientierte Regulierung

Diskurs

In der Diskussion der AG Marktdesign wurde den Bewertungen der MKA grundsätzlich zugestimmt. Allein das Modell „Output-orientierte Regulierung“ sahen die Teilnehmer etwas skeptischer. Durch die relativ knappe Darstellung und die geringe Ausarbeitungstiefe sei es schwer, das Modell umfangreich zu bewerten. Anreize über die Sektorengrenzen hinaus langfristig quantitativ und qualitativ festzulegen, ist sehr aufwendig. Es wurden zudem noch keine Erfahrungen mit diesem regulatorischen Ansatz gemacht. Sollten die Anreize bzw. Outputs zu gering gesetzt werden, könnte dies eventuell den Infrastrukturausbau verzögern. Sollten sie jedoch zu hoch gesetzt werden, könnte dies zu einer Überfinanzierung der Netzbetreiber führen. Es bräuchte eine weitere wissenschaftliche Aufarbeitung und erste Erfahrungen für eine Umsetzung.

Fazit

Die EEG-Umlage sollte abgeschafft und die Stromsteuer unter Berücksichtigung der EU-Energiesteuer-Richtlinie reduziert werden, um die Sektorenkopplung zu stärken. Die Finanzierung sollte über den Bundeshaushalt erfolgen. Gleichzeitig sollte CO₂ EU-weit sektorübergreifend bepreist werden. Hingegen sollte eine sektorübergreifende Infrastrukturabgabe aufgrund der schwierigen Umsetzung und der gegebenenfalls falschen Lenkungswirkung nicht eingeführt werden. Darüber hinaus sollte geprüft werden, ob die Anreizregulierung im Strom- und Gassektor schrittweise um Elemente einer Output-orientierten Regulierung weiterentwickelt werden kann. Dabei sollte der Fokus zunächst nicht auf der sektorübergreifenden Optimierung liegen, sondern es sollten besser Erfahrungen mit weniger komplexen Outputs gesammelt werden. Es bedarf weiterer Forschung, um das Modell weiter zu konkretisieren.

6.3. Schlussfolgerungen zum Marktdesign

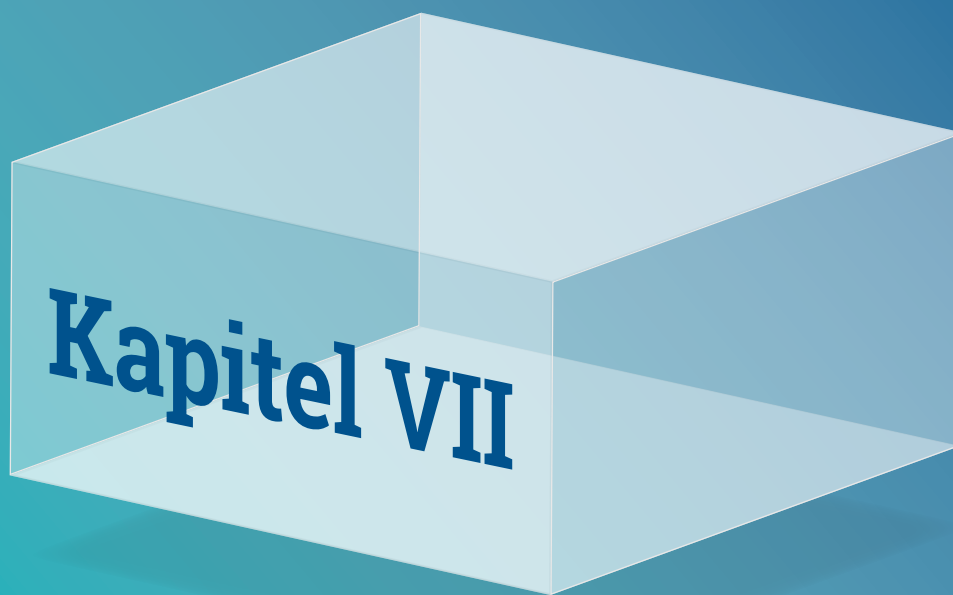
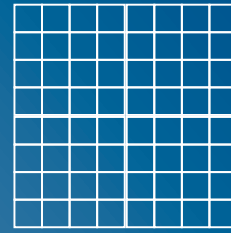
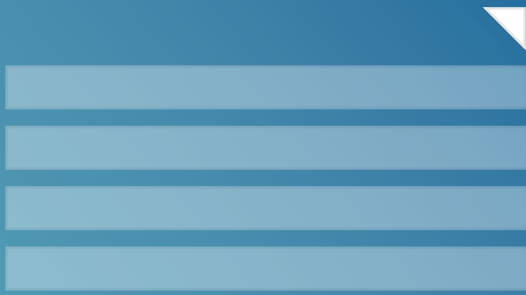
Die obigen Überlegungen lassen einige grundsätzliche Schlussfolgerungen zu. Zunächst ist festzuhalten, dass Entlastungen der Stromnetzinfrasturktur durch Anpassungen am Marktdesign möglich und darüber hinaus angesichts der Verzögerungen des Netzausbaus auch grundsätzlich wünschenswert sind. Angesichts der weit verbreiteten Skepsis von Branchenvertretern und dem BMWK gegenüber einer zonalen Aufteilung des Stromgroßhandels einerseits und der von der EU angestrebten Überprüfung andererseits erscheinen Ansätze zur Aktivierung

der Flexibilität als eine wichtige Komponente zum Erhalt des deutschen Marktgebiets. Diese sind durch die Zielverschärfung beim Ausbau erneuerbarer Energien durch die neue Bundesregierung noch dringlicher geworden als zuvor; die Debatte wird deshalb kaum vermieden werden können.

Hierzu bedarf es jedoch eines Gesamtkonzepts, das sowohl eine neue Netzentgeltsystematik als auch eine Bewirtschaftung der Flexibilität umfassen sollte. Dabei sind die unterschiedlichen Anforderungen bzw. Gegebenheiten der verschiedenen Netzebenen zu berücksichtigen. Das Konzept ist so auszugestalten, dass DSM und Speicherlösungen verstärkt zur Netzunterstützung herangezogen werden können. Beim Design der Bewirtschaftung der Flexibilität sollte darauf geachtet werden, dass Gefahren von Marktmacht bzw. -manipulation vermieden oder zumindest minimiert werden. Voraussetzung für die Umsetzung eines Flexibilitätskonzepts ist der Fortschritt bei der Einführung von Smart-Grid-Elementen, die ein verbessertes Monitoring des Netzes sowie die Steuerung von Anlagen ermöglichen. Dies beinhaltet unter anderem eine kritische Masse an verfügbaren digitalen Geräten zur Datenerfassung sowie ein umfassendes Sicherheits- und Schutzkonzept.

Ebenso wichtig wie die Aktivierung von Flexibilität ist die Entwicklung einer Nachfolgeregelung für die bestehenden Reserve-mechanismen, die aufgrund der erwarteten Beschleunigung des Kohleausstiegs in der gegenwärtigen Form nicht fortbestehen können. Zunächst sollte die mittel- bis langfristige Versorgungssicherheit im Strommarkt, einschließlich Erzeugungsadäquanz und Netzstabilität, unter Berücksichtigung der Vorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes 2021 (KSG) geprüft werden. Auf der Basis eines solchen Gutachtens sollte ein geeigneter Kapazitätsmechanismus entwickelt werden, der die Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Dabei sind die Vorgaben des EU-Beihilferechts zu berücksichtigen.

Um die langfristige Kosteneffizienz des Energieträgereinsatzes sicherzustellen, sollte die Bundesregierung eine grundsätzliche Reform der Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energieträger durch geeignete Vorschläge anstoßen. Effizienzkriterien sind dabei erstens die möglichst gleichmäßige Belastung der Energieträger entsprechend ihren THG-Emissionen und zweitens kostenreflexive Infrastrukturabgaben. Natürlich sind auch in diesem Falle EU-Vorgaben und darüber hinaus haushaltspolitische Erwägungen einzubeziehen.



**Empfehlungen für die
schnelle Umsetzung einer
integrierten Netzplanung**



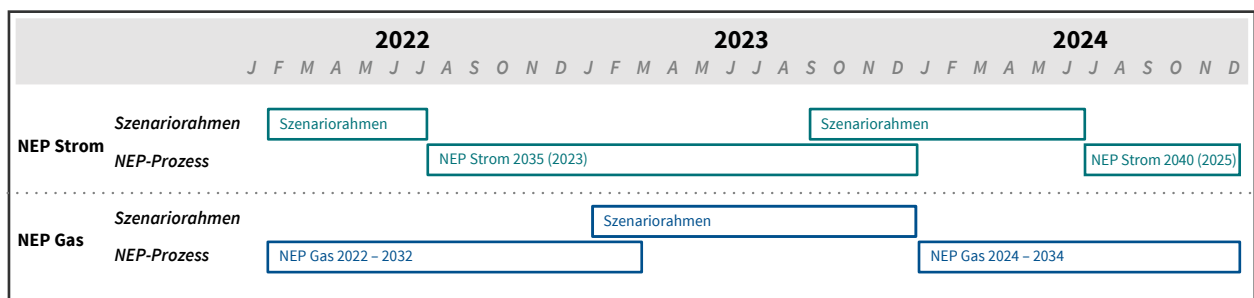
Mit dem Systementwicklungsplan (SEP) schlägt die dena-Netzstudie III einen Prozess vor, der die bestehenden Infrastrukturplanungsprozesse ergänzt, indem er Raum für die Diskussion von Weichenstellungen und eine gemeinsame, integrierte Ausgangsbasis schafft. Um den SEP umzusetzen, müssen die nötigen Strukturen aufgebaut werden – einerseits für die erforderlichen wissenschaftlichen Analysen, andererseits aber auch für den Stakeholder- und Bürgerdialog. Selbst wenn die Voraussetzungen für die Umsetzung eines SEP umgehend geschaffen werden, können Ergebnisse aus einem solchen Prozess frühestens in die Netzentwicklungspläne für Strom und Gas ab 2024 einfließen.

Abbildung 27 zeigt die zeitliche Abfolge eines Mitte 2022 startenden SEP-Prozesses im Zusammenspiel mit den kommenden NEP-Prozessen. Damit die Ergebnisse eines solchen SEP als Grundlage für beide Szenariorahmen der Netzentwicklungspläne dienen können, sollten die NEP-Prozesse für Strom und Gas ab 2024/2025 synchronisiert werden.

Angesichts der großen Herausforderungen bei der Erreichung der Klimaziele ist dieser Zeitrahmen angemessen, um den Prozess mit der nötigen Sorgfalt und dem nötigen Raum für eine breite Partizipation durchzuführen. Gleichzeitig macht es die Dringlichkeit der Energiewende unmöglich, mit den nächsten Entscheidungen bis 2024 oder darüber hinaus zu warten. Wichtige Richtungsentscheidungen müssen bereits heute und in näherer Zukunft getroffen werden.

Ein erster Schritt in diese Richtung wurde mit dem im Koalitionsvertrag vereinbarten Klimaneutralitätsnetz gemacht, das die Entwicklung des Netzes bis 2045 in den Blick nehmen soll. Hier sollten jedoch nicht allein die Stromübertragungsnetze betrachtet werden, sondern auch die Gasnetze und die zukünftigen Wasserstoffnetze. Die in Kapitel 3.1 vorgeschlagene zeitliche Synchronisierung der NEPs, die Abstimmung zu gemeinsamen Größen sowie die Verlängerung des Betrachtungszeitraums im NEP Gas sollten deshalb auch zeitnah umgesetzt werden.

STATUS QUO



WEITERENTWICKLUNG

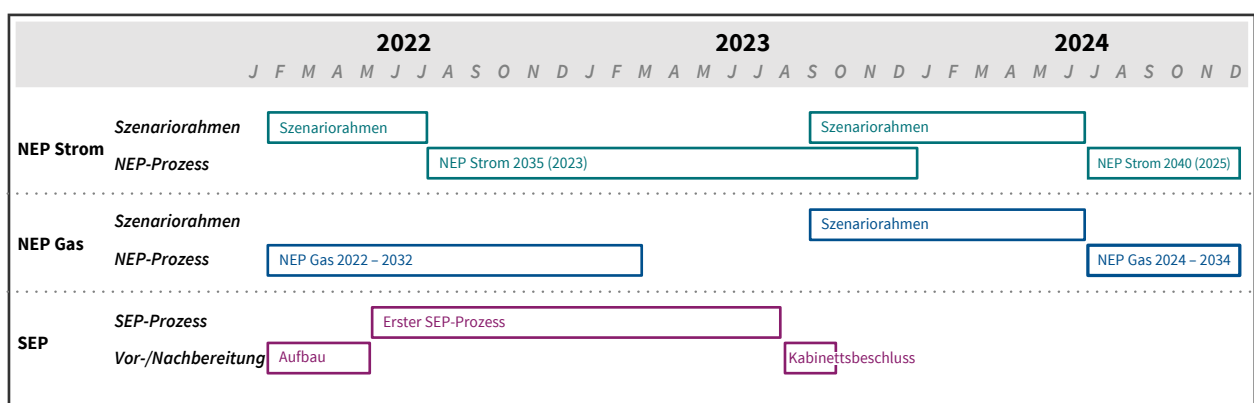


Abbildung 27: Beispielhafter zeitlicher Ablauf des SEP-Prozesses und der NEP-Prozesse

Im Rahmen eines Zwischenberichts der dena-Netzstudie III im Oktober 2021 wurden ein Leitbild sowie Strategieempfehlungen für eine integrierte Energieinfrastrukturplanung veröffentlicht.⁹⁵ Der Zwischenbericht enthält wesentliche Richtungsentscheidungen, die im Sinne einer integrierten Planung der Energieinfrastrukturen getroffen werden sollten. Sie wurden mit den Stakeholdern in den Gremien der dena-Netzstudie III zusammen erarbeitet.

Diese Richtungsentscheidungen richten sich an die politischen Entscheidungsträger und verdeutlichen, wo Entscheidungen kurz- bis mittelfristig gefällt werden müssen, um nicht zuletzt die Infrastrukturplanung zu unterstützen. Das Handeln der Politik in den in Tabelle 21 und Tabelle 22 genannten Feldern ist für eine integrierte Infrastrukturplanung von besonderer Bedeutung, da Infrastrukturbetreiber ihre Netze so planen, dass sie die Bedarfe

95 Deutsche Energie-Agentur (dena) (2021b)

für den Fall decken können, der in Zukunft am wahrscheinlichsten eintritt. Ohne Richtungsentscheidungen durch die Politik ist die wahrscheinlichste Entwicklung jedoch nicht unbedingt die zum Erreichen der Klimaneutralität tatsächlich notwendige Infrastrukturentwicklung. Hinzu kommt, dass aufgrund der langen Planungs-, Genehmigungs- und Bauphasen sehr viele Richtungsentscheidungen dringlich getroffen werden müssen, denn schon heute werden Betriebsmittel verbaut, die auch in einem klimaneutralen Energiesystem im Einsatz sein werden bzw. sein sollten. Dies gilt nach der Zielverschärfung im Klimaschutzgesetz und angesichts

der noch einmal ambitionierteren Ziele der neuen Bundesregierung mehr denn je.

Es ist zu prüfen, ob der Ansatz einer integrierten Optimierung nicht nur bei den Planungsprozessen, sondern auch bei der Regulierung der Infrastrukturen Anwendung finden kann. Dies kann für die beteiligten Strom- und Gasnetzbetreiber die angemessenen Anreize schaffen, den Betrieb ihrer jeweiligen Infrastruktur an einer übergeordneten Systemeffizienz auszurichten. Ansätze zu einer solchen integrierten Regulierung werden gegenwärtig auf EU-Ebene erörtert.⁹⁶

Dringliche Richtungsentscheidungen für die Politik

Bereich	Aspekt	Inhalt
Energiebedarf im Industrie-sektor	Lastmanagement und Energieeffizienzpotenziale	Die Anpassung von Steuern, Abgaben und Umlagen an Volatilität und Flexibilität des zukünftigen klimaneutralen Energiesystems ist entscheidend für die Ausschöpfung von Lastmanagement- und Energieeffizienzpotenzialen. Die Weiterentwicklung der aktuellen Regelungen (Abbau bestehender Hürden, Setzung von Anreizen) ist dringend notwendig.
Energiebedarf im Verkehrs-sektor	Flexibilitätsnutzung	Eine Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens (u. a. § 14a EnWG) sowie von Instrumenten zur Flexibilitätsnutzung ist notwendig, um die Flexibilitätspotenziale der Elektromobilität netzorientiert zu nutzen.
Wärmebedarf im Gebäude-sektor	Energetische Standards	Die heutigen energetischen Standards im Gebäudesektor reichen mit Blick auf das Ziel Klimaneutralität nicht aus. Aufgrund langer Sanierungszyklen ist es jedoch notwendig, dass Sanierungen heute bereits Standards genügen, die langfristig auf dieses Ziel einzahlen. Bestehende Effizienzstandards müssen daher überprüft und mit Blick auf das Ziel angepasst und verschärft werden.
Wärmebedarf im Gebäude-sektor	Wärmenetze	Wärmenetze sollten vor allem in urbanen und verdichteten Räumen ausgebaut werden.
Wärmebedarf im Gebäude-sektor	Rolle klimaneutraler Gase	Die Diskussion über die Rolle von Wasserstoff und anderen klimaneutralen Gasen in Gebäuden dauert an. Weitere Analysen sind erforderlich, bevor man diese Rolle genauer beschreiben und entsprechende Planungsschritte durchführen kann. Aufgrund der langen Investitionszyklen im Gebäudebereich ist eine Klärung jedoch möglichst zeitnah in den nächsten ein bis zwei Jahren herbeizuführen. Die Frage der Verfügbarkeit ist auf nationaler Ebene zu klären, während die Wahl des passenden Energieträgers bzw. Energieträgermix eine lokale Planungsaufgabe ist.
Wärmebedarf im Gebäude-sektor	Flexibilitätsnutzung	Eine Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens (u. a. § 14a EnWG) sowie von Instrumenten zur Flexibilitätsnutzung ist notwendig, um die Flexibilitätspotenziale von insbesondere Power-to-Heat netzorientiert zu nutzen.
Stromerzeugung	Nutzung versiegelter Flächen	Für bereits bebaute bzw. versiegelte Flächen sollten stärkere Anreize gesetzt und gleichzeitig Hürden abgebaut werden, um bislang nicht gehobene Potenziale für EE-Erzeugungsanlagen (beispielsweise Aufdach-PV) zu heben und Flächen weiterhin effizient zu nutzen.
Strominfrastruktur	Flexibilitätseinsatz	Der regulatorische Rahmen für die netzorientierte Integration von Flexibilitäten sollte weiterentwickelt werden und verbrauchsseitige Restriktionen berücksichtigen.

⁹⁶ Vgl. Deutsche Energie-Agentur (dena) (2021a), Kapitel 2

Bereich	Aspekt	Inhalt
Strominfrastruktur	Digitalisierung	<p>Das Smart Meter Gateway in Verbindung mit intelligenten Messsystemen stellt für die Netzintegration von unter anderem EE-Anlagen und flexiblen Verbrauchern einen wesentlichen Pfeiler dar. Eine kontinuierliche flächendeckende Ausweitung dieser Technologien muss vorangetrieben werden. Gleichzeitig ist es notwendig, neue Lasten im Verteilernetz durch Smart-Grid-Readiness (Datenschnittstelle) auf anstehende Veränderungen vorzubereiten.</p> <p>Die Vereinheitlichung der netzdienlichen Flexibilitätsschnittstelle am Netzanschlusspunkt sollte gleichzeitig festlegen, dass das Smart Meter Gateway in Verbindung mit intelligenten Messsystemen nicht zum Innovationshemmschuh für energiewirtschaftliche Flexibilitäts- und Energieeffizienzlösungen werden darf, wenn diese Lösungen ebenfalls eine Kommunikationsschnittstelle zu den energetisch relevanten Anlagen im Gebäude benötigen. Hier sollten zertifizierungsfreie Alternativen für sichere Kommunikationswege geprüft werden.</p>
Gasinfrastruktur	Vorbereitung möglicher Stilllegungen	Rechtliche Folgefragen, aber auch die Vorbereitung und Durchführung von Stilllegungen sollten diskutiert und entsprechende Szenarien vorbereitet werden.

Tabelle 21: Dringliche Richtungsentscheidungen

Vorzubereitende Richtungsentscheidungen für die Politik

Bereich	Aspekt	Inhalt
Industriebedarf	Nutzung von CCU/CCS	Die Abscheidung und Nutzung von Kohlenstoff sollte aus heutiger Sicht nicht ausgeschlossen werden. Weitere Analysen und Diskussionen sind hierzu erforderlich und sollten jetzt angestoßen werden.
Industriebedarf	CO ₂ als Rohstoff	Weitere Untersuchungen der zukünftigen Optionen und Bedarfe sowie die Schaffung eines dafür erforderlichen rechtlichen Rahmens für einen CO ₂ -Transport und -Handel sind notwendig. Auch andere Gase (z.B. O ₂ , N ₂) sollten in diese Analyse einbezogen werden.
Bedarf des Verkehrssektors	Schwerlastverkehr	Eine europaweite Entscheidung über die Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs ist notwendig, um den grenzüberschreitenden Güterverkehr zu gewährleisten. Abhängig von dieser Entscheidung sind die Bedarfe für Strom- und Gasnetze zu justieren.
Wärmebedarf im Gebäudesektor	Wärmequellen	Um auch die Industrie als Ein- und Ausspeiser in Wärmenetzen in der Breite zu gewinnen, ist ein grundsätzlich diskriminierungsfreier Netzzugang erforderlich. Die Notwendigkeit eines zugehörigen rechtlichen Rahmens sollte geprüft werden.
Stromerzeugung	Wind-Offshore	Zur optimalen Nutzung von Seegebieten für die Energieerzeugung aus Offshore-Windparks und zur Schaffung eines passenden rechtlichen Rahmens ist eine europäische Abstimmung notwendig.
Stromerzeugung	Back-up-Kraftwerke	Im Zuge einer Diskussion um Back-up-Kraftwerke sollten auch Optionen zur Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens geprüft werden.
Erzeugung/Bereitstellung H₂ & Gas: Elektrolyseure	Rahmen für Elektrolyseure	Im Zuge des Markthochlaufs für Wasserstoff sollten bei der Gestaltung der Rahmenbedingungen für Elektrolyseure eine netzorientierte Allokation und ein wirtschaftlicher Betrieb sichergestellt werden.

Erzeugung/Bereitstellung H₂ & Gas	Importregionen synthetischer Energieträger	Politisch ist eine diversifizierte Importsituation anzustreben, um einer einseitigen Abhängigkeit entgegenzuwirken und den Bedarf zu decken. Bestehende Energiekooperationen sollten weiterentwickelt werden.
Gasnetze	Zukünftiger Umgang mit der Gasinfrastruktur	Weitere Analysen und Diskussionen sollten durchgeführt sowie erste Marktentwicklungen abgewartet werden, bevor grundsätzliche Entscheidungen zur bestehenden Gasinfrastruktur getroffen werden. Auf Verteilnetzebene sollte die kommunale Energieleitplanung zu einem zentralen Element weiterentwickelt werden. Unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten in Konkurrenz mit dem überlagerten Energiesystem sollte sie die optimale Deckung des Energiebedarfs bestimmen.
Wasserstoffnetze	Planungsprozess	Ein Planungsprozess für die Wasserstoffinfrastruktur sollte etabliert werden. Er sollte vorwärtskompatibel bei der Umstellung von Gasleitungen ansetzen und mit den bestehenden Planungsprozessen für Strom und Gas im Hinblick auf ein systemisches Optimum interagieren.

Tabelle 22: Vorzubereitende notwendige Richtungsentscheidungen

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einordnung des SEP in die Energieinfrastrukturplanung	7
Abbildung 2: Teilschritte der SEP-Methodik	8
Abbildung 3: Beispielhafter zeitlicher Ablauf des SEP-Prozesses und der NEP-Prozesse	9
Abbildung 4: Organigramm der SEP-Gremien	10
Abbildung 5: Organigramm der dena-Netzstudie III	14
Abbildung 6: Handlungsfelder der dena-Netzstudie III	15
Abbildung 7: Übersicht über die Arbeitsschritte der dena-Netzstudie III	16
Abbildung 8: Prozessphasen der Netzentwicklungsplanung Strom	18
Abbildung 9: NEP Gas – Planungsprozess und Akteure	22
Abbildung 10: Der Aufbau des nationalen Rechtsrahmens für Wasserstoffnetze	23
Abbildung 11: Ad-hoc-Bedarfsprüfung für Wasserstoffnetzinfrastruktur	24
Abbildung 12: Prozess des TYNDP	26
Abbildung 13: Prozess des gemeinsamen Szenario Rahmens der TYNDPs	28
Abbildung 14: Zusätzliche Potenziale für die Stromnetzplanung durch sektorübergreifende Optimierung	32
Abbildung 15: Weiterentwicklung der Netzplanung zu einer integrierten Planung	35
Abbildung 16: Teilschritte der SEP-Methodik	38
Abbildung 17: Das Beteiligungsparadoxon	42
Abbildung 18: Die Bürgerbeteiligung zum Klimaschutzplan 2050	46
Abbildung 19: Ursprüngliche Governance der Plattform Energienetze	47
Abbildung 20: Organigramm der SEP-Gremien	51
Abbildung 21: Betrachtete Themen im SEP	53
Abbildung 22: Zusammenspiel der Beteiligungsmöglichkeiten und der Prozessschritte	56
Abbildung 23: Schnittstellen zwischen den Netzebenen und Sektoren	62
Abbildung 24: Zeithorizonte der unterschiedlichen Planungsprozesse	63
Abbildung 25: Einbettung des Innovationsdialogs der AG Innovation in den SEP	80
Abbildung 26: Arbeitsschritte der AG Innovation im Rahmen des SEP	81
Abbildung 27: Beispielhafter zeitlicher Ablauf des SEP-Prozesses und der NEP-Prozesse	108

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Planung in den unterschiedlichen Spannungsebenen	21
Tabelle 2: Übersicht Prozessvergleich Governance	47
Tabelle 3: Identifizierte mögliche Infrastrukturfunktionalitäten und Beispiele	74
Tabelle 4: Identifizierte mögliche Systemfunktionalität und Beispiele	75
Tabelle 5: Identifizierte Funktionalitäten an der Schnittstelle zwischen Infrastruktur- und Systemfunktionalität	75
Tabelle 6: Mögliche neue Funktionalitäten für künftigen Innovationsdialog	76
Tabelle 7: Identifizierte Systemeigenschaften	77
Tabelle 8: Übersicht Themengebiete	84
Tabelle 9: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Gebotszonenkonfiguration“ – Nodale Preisbildung	88
Tabelle 10: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Gebotszonenkonfiguration“ – Zonale Preisbildung	89
Tabelle 11: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Gebotszonenkonfiguration“ – Flexibilitätsbewirtschaftung	90
Tabelle 12: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Netzentgelte“ – Long-Run Incremental Cost (LRIC)	93
Tabelle 13: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Netzentgelte“ – Deep Charging	94
Tabelle 14: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Netzentgelte“ – Smart Connection Agreement	95
Tabelle 15: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Erweiterung des Energy-Only-Marktes“ – Strategische Reserve	98
Tabelle 16: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Erweiterung des Energy-Only-Marktes“ – Umfassender Kapazitätsmarkt	99
Tabelle 17: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Erweiterung des Energy-Only-Marktes“ – Fokussierter Kapazitätsmarkt	100
Tabelle 18: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Steuern, Abgaben und Umlagen“ – Sektorübergreifende CO ₂ -Bepreisung und Entlastung der Strompreise	103
Tabelle 19: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Steuern, Abgaben und Umlagen“ – Einführung einer Infrastrukturabgabe	104
Tabelle 20: Multikriterienanalyse im Themengebiet „Steuern, Abgaben und Umlagen“ – Output-orientierte Regulierung	105
Tabelle 21: Dringliche Richtungsentscheidungen	109
Tabelle 22: Vorzubereitende notwendige Richtungsentscheidungen	110

Literaturverzeichnis

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2020):

Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021) – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. URL:
<https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021>

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2021):

Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021) – 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. URL:
<https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021>

50Hertz et al. (2021):

Gemeinsam. Schneller. Klimaneutral. URL: <https://www.gemeinsam-schnellerklimaneutral.com/files/media/gemeinsam-schneller-klimaneutral/211216-50hertz-in-microsite-a4-ew2.pdf>

ACER (2020):

Opinion No 09/2020 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 18 December 2020 on the review of gas national network development plans to assess their consistency with the EU Ten-Year Network Development Plan. Ljubljana. URL:
https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2020%20on%20the%20consistency%20of%20gas%20NDPs%20with%20EU%20TYNDP.pdf

ACER (2021):

Opinion No 05/2021 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 19 July 2021 on the electricity national development plans. Ljubljana. URL:
https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2005-2021%20on%20the%20electricity%20national%20development%20plans.pdf

Amprion (2021):

Impulse zur weiteren Beschleunigung des Netzausbaus. Dortmund. URL:
https://www.amprion.net/Dokumente/Dialog/Downloads/Studien/Impulse_zur_weiteren_Beschleunigung_des_Netzausbaus.pdf

BBPIG:

Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz), 23. Juli 2013, zuletzt geändert am 2. Juni 2021.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2019):

Strompreisanalyse. Berlin. URL:
<https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2021a):

Positionspapier. Energiewende ermöglichen – 25 Vorschläge für mehr Tempo bei Planung und Genehmigung. Berlin. URL:
https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Erm%C3%B6glichungspapier2021_210831_final.pdf

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2021b):

Fakten zum Redispatch in Deutschland. URL:
<https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/fakten-zum-redispatchdeutschland/>

Bertelsmann Stiftung (2017):

Bürgerbeteiligung zum Klimaschutzplan 2050 – Ergebnisse der Evaluation. URL:
https://www.bertelsmannstiftung.de/fileadmin/files/BSt/Publikationen/GrauePublikationen/188-2017_BST_Endbericht_Klimaschutzplan_2050_Druckfreigabe.pdf

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMU) (2017a):

Umweltprüfungen UVP/SUP. URL:
<https://www.bmu.de/themen/bildungsbeteiligung/beteiligung/umweltpruefungen-uvp-sup>

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMU) (2017b):

Bürgerdialog zum Klimaschutzplan 2050. URL:

<https://www.bmu.de/themen/klimaschutzanpassung/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/buergerdialog-zumklimaschutzplan>

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019a):

Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ – Abschlussbericht. URL:

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstumstrukturwandel-und-beschaeftigung.html>

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2019b):

Tempo für den Netzausbau. Ergebnisse des Treffens am 24. Mai 2019 in Hannover von Bundesminister Altmaier mit den Länderminister/innen, dem Präsidenten der Bundesnetzagentur sowie den Geschäftsführern der Übertragungsnetzbetreiber zum vorausschauenden Controlling des Netzausbaus. URL:

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/vorausschauendes-controlling-desnetzausbaus.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2021a):

Fragen und Antworten zur „Kohlekommission“. URL:

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/FAQ/Kohlekommission/faqkohlekommission.html>

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2021b):

Langfristszenarien 3. URL:

<https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php>

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2021):

Monitoring des Stromnetzausbaus. Zweites Quartal 2021. URL:

https://data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/Monitoringbericht_Q2-21.pdf

Bundeszentrale für politische Bildung (bpb) (2021):

Governance. URL:

<https://m.bpb.de/nachschlagen/lexika/das-europalexikon/177023/governance> (zuletzt abgerufen am 10.12.2021).

Bürgerrat Klima (2021):

Deutschland, lass uns reden: Über das Klima. URL:

<https://buergerratklima.de/home>

Consentec & Neon (2018):

Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich. Gutachten im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums. URL:

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/nodale-und-zonalestrompreissysteme-im-vergleich.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Copenhagen Economics (2018):

NEP 2.0 – Netzentwicklungsplan für die Zukunft. Im Auftrag von TenneT. URL:

https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/German/Hoerchens/2018/TenneT_NEP_2.0_final.pdf

DNV KEMA (2012): V

ergleich der derzeit für Deutschland vorgeschlagenen Kapazitätsmechanismen. Studie im Auftrag des WWF Deutschland. URL:

<http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Kapazitaetsmechanismen.pdf>

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2019a):

Elemente der Versorgungssicherheit- und Zuverlässigkeit. URL:

https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Definition_und_Abgrenzung_Elemente_der_Versorgungssicherheit.pdf

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2019b):

dena-Analyse: Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität. URL:

<https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/dena-analyse-regulatorischerhandlungsbedarf-zur-erschliessung-und-nutzung-netzdienlicher-flexibilitaet/>

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2020):

dena-Zwischenbericht: Der Systementwicklungsplan – Umsetzungsvorschlag für eine integrierte Infrastrukturplanung in Deutschland. URL: <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/dena-zwischenbericht-dersystementwicklungsplan/>

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2021a):

dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. URL: <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/abschlussbericht-dena-leitstudieaufbruch-klimaneutralitaet/>

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2021b):

dena-Zwischenbericht: Energieinfrastrukturen im klimaneutralen Energiesystem. URL: <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/dena-zwischenberichtenergieinfrastrukturen-im-klimaneutralen-energiesystem/>

Devine-Wright, Patrick (2012):

Explaining NIMBY Objections to a Power Line. In: Environment and Behavior, 45 (6), S. 761–781.

E-Bridge (2018):

Innovationen im Netzentwicklungsplan 2.0. Im Auftrag der Tennet TSO GmbH. URL: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/German/Hoerchens/2018/20180604_E-Bridge_Innovationen_NEP_2_0_final.pdf

Energinet (2018):

Systemplan 2018. URL: <https://en.energinet.dk/About-our-reports/Reports/System-Plan-2018>

Energinet (2019):

LUP Workshop. URL: <https://en.energinet.dk/Gas/Gas-news/2019/11/26/Invitation-LUPworkshop>

Energinet (2020):

Systemplan 2020. URL: <https://energinet.dk/Ompublikationer/Publikationer/Systemplan-2020>

ENTSO-E (2019):

Vision on Market Design and System Operation towards 2030. Brüssel. URL: https://vision2030.entsoe.eu/wp-content/uploads/2019/11/entsoe_fp_vision_2030_web.pdf

ENTSO-E (2021):

TYNDP 2020 Main Report. Final Version after ACER Opinion. Brüssel. URL: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndpdocuments/TYNDP2020/FINAL/entso-e_TYNDP2020_Main_Report_2108.pdf

ENTSO-E & ENTSOG (2021a):

Interlinked Model Investigation. Screening and Dual Assessment Progress Report. Brüssel. URL: <https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-05/ILM%20Investigation%20Document.pdf>

ENTSO-E & ENTSOG (2021b):

TYNDP 2022. Scenarios Final Storyline Report. Brüssel. URL: https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2021/09/entsog_entsoe_TYNDP2022_Joint_Scenarios_Final_Storyline_Report_210421.pdf

Frontier Economics (2017):

Beitrag von Flexibilitäten im Verteilnetz zur Senkung der Redispatchkosten in Deutschland. Studie im Auftrag von Innogy und deutschen Verteilnetzbetreibern (DSO 2.0). URL:

https://www.bdew.de/media/documents/20170809_Studie-Redispatchkosten.pdf

Gasunie und TenneT (2019):

Infrastructure Outlook 2050. URL:

<https://www.gasunie.nl/en/expertise/energy-system/infrastructure-outlook-2050>

Grüne Bundestagsfraktion (2021):

Strommarktdesign für eine sichere und kostengünstige Stromversorgung auf dem Weg hin zu 100 % Erneuerbaren Energien. URL:

<https://www.gruenebundestag.de/files/beschluesse/beschluss-strommarktdesign.pdf>

Guidehouse et al. (i.A. des BMWi) (2021):

Praxisleitfaden Netzausbau. Berlin. URL:

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/praxisleitfadennetzausbau.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Hall, Nina; Ashworth, Peta; Devine-Wright, Patrick (2013):

Social acceptance of wind farms. Analysis of four common themes across Australian case studies. In: Energy Policy, 58, S. 200–208.

Heer, Sebastian (2020):

Bürgerbeteiligung im Lausitzer Strukturwandel. IZS Policy Briefs – Kompaktanalysen & Politikempfehlungen. Im Rahmen des BMBF-Vorhabens „Transformationsprozess im Rahmen des Ausstiegs aus der Braunkohleförderung in der sächsischen und brandenburgischen Lausitz“. URL:

https://www.ssoar.info/ssoar/bitstream/handle/document/71927/ssoar-2020-heer-Burgerbeteiligung_im_Lausitzer_Strukturwandel_Ziele.pdf?sequence=1&isAllowed=y&lnkname=ssoar-2020-heer-Burgerbeteiligung_im_Lausitzer_Strukturwandel_Ziele.pdf

Hildebrand, Jan; Rau, Irina; Schweizer-Ries, Petra (2018):

Akzeptanz und Beteiligung – ein ungleiches Paar. In: Holstenkamp, Lars; Radtke, Jörg (Hrsg.): Handbuch Energiewende und Partizipation. Springer VS: Wiesbaden, S. 196–209.

Jacobs University Bremen (JUB) (2021):

Auswirkungen von Marktdesigns auf Infrastrukturbedarfe. Kurzstudie zur dena-Netzstudie III (siehe Anhang IV).

Ministerium für den ökologischen Wandel (Frankreich) (2020a):

Integrated National Energy and Climate Plan for France. URL:

https://ec.europa.eu/info/energy-climate-changeenvironment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en

Ministerium für den ökologischen Wandel (Frankreich) (2020b):

Mehrjährige Programmplanung für Energie. URL:

<https://www.ecologie.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>

Moser, Albert et al. (2021):

Netzbetriebsmittel und Systemdienstleistungen im Hoch- und Höchstspannungsnetz. URL:

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/netzbetriebsmittel-undsystemdienstleistungen-im-hoch-und-hoechstspannungsnetz.html>

Nykamp, Stefan; Hermes, Roland (2019):

Impulsvortrag im Rahmen der “AG Schnittstelle” der dena-Netzstudie III, nicht veröffentlicht

Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) (2015):

G20/OECD Principles of Corporate Governance. Paris. URL:

<https://www.oecd.org/corporate/principles-corporategovernance/>

PlanSiG:

Gesetz zur Sicherstellung ordnungsgemäßer Planungs- und Genehmigungsverfahren während der COVID-19-Pandemie (Planungssicherstellungsgesetz), 20. Mai 2020, zuletzt geändert am 18. März 2021.

Prognos (2017):

Evaluierung der Stakeholder-Beteiligung an der Erstellung des Klimaschutzplans 2050 – Abschlussbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). URL:

<https://www.bmu.de/download/evaluierung-der-stakeholderbeteiligung-an-der-erstellung-des-klimaschutzplans-2050>

Renn, Ortwin (2015):

Akzeptanz und Energiewende Bürgerbeteiligung als Voraussetzung für gelingende Transformationsprozesse. In: Jahrbuch für christliche Sozialwissenschaften, Bd. 56, S. 133–154.

Renn, Ortwin; Webler, Thomas (1994):

A brief primer on participation: philosophy and practice. In: Renn, Ortwin; Webler, Thomas; Wiedemann, Peter (Hrsg.): Fairness and Competence in Citizen Participation: Evaluating Models for Environmental Discourse. Kluwer Academic Publishers: Dordrecht, Boston und London, S. 17–34.

Scharpf, Fritz W. (1999):

Regieren in Europa: Effektiv und demokratisch? Campus: Frankfurt am Main/New York.

Schmalz, Inkeri M. (2019):

Akzeptanz von Großprojekten. Springer Fachmedien: Wiesbaden.

Schmidt, Vivian (2013):

Democracy and legitimacy in the European Union revisited: input, output and ‘throughput’. In: Political Studies 61, S. 2–22.

SPD, Bündnis 90 / Die Grünen, FDP (2021):

Mehr Fortschritt wagen – Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90 / Die Grünen, FDP.

T&D Europe (2020):

Future proofing electricity grids in the EU Green Deal age: Assessing and monitoring capabilities of European grids to deal with evolving future requirements. Position Paper. Brüssel. URL:

<https://www.tdeurope.eu/component/attachments/attachments.html?id=1631>

TransnetBW (2021):

Positionspapier zur Bundestagswahl 2021. Mit System, schnell, sicher zum CO₂-neutralen Energiesystem. URL:

https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Erm%C3%B6glichungspapier2021_210831_final.pdf

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB-Gas) (2019):

Szenariorahmen NEP Gas 2020–2030. URL:

https://www.fnb-gas.de/media/2019_08_16_nep-gas-2020-2030_szenariorahmen_final.pdf

Waldo, Asa (2012):

Offshore wind power in Sweden – a qualitative analysis of attitudes with particular focus on opponents. In: Energy Policy, 38 (6), S. 46–54.

Ziekow, Jan (2018):

Planungsrecht. In: Holstenkamp, Lars; Radtke, Jörg (Hrsg.): Handbuch Energiewende und Partizipation. Springer VS: Wiesbaden, S. 333–353.

Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AG	Arbeitsgruppe
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
BET	Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
BEW	Bundesförderung effiziente Wärmenetze
BHRW	Boos Hummel & Wegerich Rechtsanwälte PartGmbH
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Neu seit Ende 2021: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
bne	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
BVES	Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V.
BWE	Bundesverband WindEnergie e.V.
CEF	Connecting Europe Facility
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CO₂	Kohlenstoffdioxid
DAC	Direct Air Capture
DECO	Denmark's Energy and Climate Outlook
DIN	Deutsches Institut für Normung
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
DNR	Deutscher Naturschutzring e.V.
DSM	Demand Side Management
DUH	Deutsche Umwelthilfe e.V.
DVGW-ERIG	European Research Institute for Gas and Energy Innovation des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V.
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO	European Network of Transmission System Operators
ENTSO-E	ENTSO Elektrizität
ENTSO-G	ENTSO Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FACTS	Flexible AC Transmission System
FEP	Flächenentwicklungsplan
FINC	Fully Integrated Network Components
FKM	Fokussierter Kapazitätsmarkt
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
Fraunhofer IEE	Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen
GW	Gigawatt
H₂	Wasserstoff

H2-NEV	Wasserstoffnetzentgeltverordnung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HTLS	High Temperature Low Sag
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
ISO	Independent System Operator
JUB	Jacobs University Bremen
KNA	Kosten-Nutzen-Analyse
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
kV	Kilovolt
KW	Kraftwerk
MHz	Megahertz
LImSchG	Landes-Immissionsschutzgesetz
LNG	Liquified Natural Gas (Flüssigerdgas)
LRIC	Long-Run Incremental Cost
LUP	Langsigtet Udviklingsplan (Langfristiger Entwicklungsplan Dänemarks)
MdBs	Mitglieder des Deutschen Bundestages
MKA	Multikriterienanalyse
MSPS	Multi-Sectoral Planning Support
MTE	Ministère de la Transition écologique (französisches Ministerium für den ökologischen Wandel)
NABU	Naturschutzbund Deutschland e.V.
NAP	Netzausbaupläne
NECP	National Energy and Climate Plan
NEP	Netzentwicklungsplan
NGO	Nichtregierungsorganisation
NOVA	Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NWR	Nationaler Wasserstoffrat
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
OR	Output-orientierte Regulierung
OPEX	Operating Expenses (Betriebskosten)
PCI	Projects of Common Interest
PGSO-IP	Power and Gas Sector Outlook for Infrastructure Planning (Ausblick auf den Strom- und Gassektor für die Infrastrukturplanung in Dänemark)
PH	Photovoltaik
PPA	Power Purchase Agreement
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie (mehrjährige Programmplanung für Energie in Frankreich)
PV	Photovoltaik
RNE	Rat für Nachhaltige Entwicklung
SEP	Systementwicklungsplan
SINTEG	Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende
SIP	Staatlich induzierte Preisbestandteile
SNBC	Stratégie Nationale Bas-Carbone (Dekarbonisierungsstrategie Frankreichs)
SR	Strategische Reserve
STATCOM	Static Synchronous Compensator
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
SUP	Strategische Umweltprüfung
TA Lärm	Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm
THG	Treibhausgase
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UKM	Umfassender Kapazitätsmarkt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UoS	Use of System

UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
VCI	Verband der Chemischen Industrie e.V.
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V.
VDE-FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
VNB	erteilnetzbetreiber
WSB	Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (Kohlekommission)
WWF	World Wide Fund For Nature
ZVEI	ZVEI e.V. Verband der Elektro- und Digitalindustrie

www.dena.de

dena
Deutsche Energie-Agentur