Monitoring der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0

BERICHT 2025

SmartGridsBW
Energien intelligent vernetzen.

Gefördert durch
Baden-Württemberg
Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft

Impressum

HERAUSGEBER

Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e. V.
(SmartGridsBW)
Christophstr. 6, 70178 Stuttgart

Tel: +49 711 9757 499-0
Mail: info@smartgrids-bw.net
Web: www.smartgrids-bw.net

REDAKTION (INHALT / TEXT):

Christian Schneider (SmartGridsBW)

REDAKTION (WEITERE TÄTIGKEITEN):

Julia Müller, Aaron Metz, Lea-Philine Beyer, Jan Schuck (alle SmartGridsBW)

FÖRDERUNG

Gefördert durch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg.

ÜBER SMARTGRIDSBW

Die 2013 gegründete Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e. V. (SmartGridsBW) ist ein Netzwerk zentraler Akteure aus Energiewirtschaft, Forschung, Politik, IT, Industrie und interessierten Privatpersonen. Die Plattform unterstützt die Entwicklung intelligenter Energienetze und damit zusammenhängender innovativer Smart Grids-Produkte und -Dienstleistungen mit dem langfristigen Ziel einer weitgehend CO_2-freien Energieerzeugung. Zu ihren wesentlichen Aufgaben gehören die Vernetzung der Akteure im Themenfeld sowie intensive Kommunikationstätigkeiten zu aktuellen Entwicklungen.

ERSCHEINUNGSDATUM:

Dezember 2025

WEITERE INFORMATIONEN

www.smartgrids-bw.net/roadmap

LESBARKEITSHINWEIS

Wo möglich, wurden im Text geschlechtsneutrale Formulierungen verwendet. Wo aufgrund einer besseren Lesbarkeit nur eine Form Verwendung findet, sind alle anderen Geschlechter gleichermaßen gemeint. Dies gilt ebenso für anderssprachige Begriffe.

GESTALTUNG

www.cigarsauerkraut.com

BILDNACHWEISE

Für alle in dieser Publikation verwendeten Bilder verfügt SmartGridsBW über entsprechende Nutzungsrechte. Die Nennung der Lizenzgeber/Bildquellen erfolgt am Ende dieser Publikation.

COPYRIGHT

Alle im vorliegenden Bericht veröffentlichten Inhalte sind urheberrechtlich geschützt. Das Urheberrecht liegt, soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet, bei der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e. V. Nachdruck, Aufnahme in Datenbanken, Onlinedienste und Internetseiten sowie Vervielfältigung auf Datenträgern und Verarbeitung sind – auch in Auszügen – nur nach vorheriger schriftlicher Genehmigung durch die Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e. V. gestattet.

HAFTUNGSAUSSCHLUSS

Die Inhalte der vorliegenden Roadmap wurden nach bestem Wissen und Kenntnisstand zusammengestellt. Trotz sorgfältiger Prüfung aller Inhalte können diese nach kurzer Zeit z. B. nach Änderungen von Gesetzen oder anderen Rahmenbedingungen sowie aufgrund der hohen Dynamik des Themenfeldes im Allgemeinen nicht mehr aktuell sein. Daher wird für die Inhalte, die Richtigkeit und Vollständigkeit des vorliegenden Berichts keine Haftung oder Gewähr übernommen. Soweit die Inhalte ganz oder in Teilen zur Grundlage eigener Entscheidungen gemacht werden, übernehmen die Autorinnen und Autoren sowie der Herausgeber keine Verantwortung oder Haftung.

ISBN:

978-3-9822583-6-2

Inhaltsverzeichnis

Impressum 2

Inhaltsverzeichnis 3

Abbildungsverzeichnis 3

Abstract 4

1 Einführung 5

2 Übergreifende Herausforderungen 9

3 Netz und Markt verbünden 12

4 Sektorenkopplung konsequent denken 19

5 Forschungsförderung und Reallabore 26

6 Partizipation auf allen Ebenen fördern 28

7 Fazit 31

Quellen 34

Abkürzungsverzeichnis 36

Bildnachweise 38

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Legende zur Erklärung der Box-Plots 8
Abbildung 2: Bewertungen für „Übergreifende Herausforderungen“ 9
Abbildung 3: Bewertungen für „Hinreichende Netztransparenz schaffen“ 12
Abbildung 4: Bewertungen für „Netzführung (teil-)automatisieren“ 14
Abbildung 5: Bewertungen für „Variable Energietarife verfügbar machen“ 15
Abbildung 6: Bewertungen für „System- und netzdienliche Flexibilitäten wirtschaftlich heben“ 16
Abbildung 7: Bewertungen für „Sektorenkopplung konsequent in Planungsprozesse einbeziehen“ 19
Abbildung 8: Bewertungen für „Wärme, Mobilität und H_2-Netze integrieren“ 21
Abbildung 9: Bewertungen für „Marktintegration und Hebung von Flexibilitäten“ 22
Abbildung 10: Bewertungen für „Wasserstoff in die Energienetze integrieren“ 24
Abbildung 11: Bewertungen für „Rahmenbedingungen der Forschungsförderung“ 26
Abbildung 12: Bewertungen für „Rahmenbedingungen der Partizipationsmöglichkeiten“ 28

Abstract

Smart Grids bilden das Verknüpfungselement zur Orchestrierung von Energieerzeugung, -speicherung und -verbrauch. Sie helfen die Energiewende effizienter zu gestalten, indem sie Netzausbaubedarfe – den „Flaschenhals“ – verringern bzw. verzögern. Weiterhin entstehen durch die Digitalisierung des Energiesystems neue Geschäftsmodelle (z. B. Vermarktung von Netzflexibilitäten). Angesichts geopolitischer Verwerfungen und hybrider Angriffe auf die Infrastruktur rückt zudem die Resilienz des Energiesystems in den Fokus.

Der vorliegende Bericht illustriert den Umsetzungsstand der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0. Ziel ist aufzuzeigen, wie sich die Umsetzung entwickelt und wo die größten Hemmnisse bestehen. Grundlagen sind eine kombinierte quantitative und qualitative Erhebung sowie darauffolgende offene Kommentierungen durch die Teilnehmenden des Roadmap-Monitorings. Durch deren Expertise werden tiefe Einblicke möglich, die nur durch das Erfahrungswissen der unmittelbar befassten Akteure gewonnen werden können.

Die Ergebnisse zeigen: Die in der Roadmap skizzierten Entwicklungspfade bleiben grundsätzlich gültig, ein großer Teil der Maßnahmen wird jedoch als „hinter dem Zeitplan“ bewertet. Fortschritte, etwa beim Smart Meter Rollout, der ersten Verfügbarkeit variabler Energietarife und der Anpassung des Rechtsrahmens (z. B. § 14a EnWG, MsbG, Umsetzung der ISO 15118) sind sichtbar. Gleiches gilt für die Sektorenkopplung der Energienetze (Strom, Wärme, Gas-/H_2) sowie die Nutzungsarten (Strom, Hauswärme, Mobilität, Industrieprozesse). Die Entwicklungen sind jedoch in vielen Fällen verzögert, ebenso ist eine große Heterogenität der Entwicklungsstände sichtbar.

Die verantwortlichen Akteure stehen individuellen Randbedingungen gegenüber, die durch übergreifende Herausforderungen gekennzeichnet sind: knappe Zeit-, Personal- und Finanzressourcen, unzureichende Digitalisierung und Interoperabilität, Lieferkettenrisiken sowie die fehlende oder verzögerte Schaffung des notwendigen Rechtsrahmens bedingen Planungsunsicherheiten. Diese führen zu Abwartehaltungen, der Hemmung von Investitionen und so zu Verzögerungen bei der drängenden Umsetzung von Smart Grids.

Es gilt verbleibende Hemmnisse zu beseitigen und die bestehenden Fortschritte zu skalieren. Die Stärken des baden-württembergischen Energiewende-Ökosystems – das hohe Commitment der Akteure, große Fachexpertise, belastbare Netzwerke und die Kultur der Zusammenarbeit der Akteure untereinander sowie mit der Landesverwaltung – sind wesentliche Bausteine. Der rechtliche Rahmen wird in vielen Fällen auf Bundesebene gesetzt; hier gilt es, dass Akteursgemeinschaft und Landesverwaltung Baden-Württembergs gemeinsam auftreten.

Das Roadmap-Monitoring wird 2026 fortgeführt. Im Fokus stehen dann konkrete Handlungsempfehlungen, die den hier vorgelegten Problemaufriss aufgreifen und Lösungspfade aufzeigen.

Keywords

Smart Grids | Energiesystem | Erneuerbare Energie | Strom | Wasserstoff H_2 | Wärme | Sektorenkopplung | Smart Meter | Netzausbau | Resilienz | Infrastruktur | KRITIS | Baden-Württemberg | Netze | PV | Wind | EV | Batterie | Speicher

1 Einführung

1.1 Smart Grids und energiepolitische Zielsetzungen

Die Netto-Dekarbonisierung der Energieversorgung soll in Baden-Württemberg im Jahr 2040 abgeschlossen sein – also in 15 Jahren.[1] Zwar kommt der Ausbau der erneuerbaren Energien voran,[2] jedoch muss dieser auch vom Netzausbau und der konsequenten Digitalisierung der Energienetze begleitet werden.

Smart Grids sind ein wesentliches Element, um die Energiewende effizienter zu gestalten, indem sie Netzausbaubedarfe – den „Flaschenhals" der Energiewende – verringern oder diesen zeitlich nach hinten verschieben und so die Gleichzeitigkeit der Millionen benötigten Installationen entschärfen.[3] Smart Grids bilden das zentrale Verknüpfungselement von Energieerzeugung, -speicherung und -verbrauch. Nur durch die intelligente Steuerung und Orchestrierung aller beteiligten Elemente wird eine deutlich effizientere Nutzung erneuerbarer Energien erreicht. Gleichzeitig entstehen neue Geschäftsmodelle, etwa durch die Vermarktung von Netzflexibilitäten.[4]

Ein Aspekt rückt neben der technischen und wirtschaftlichen Betrachtung nun immer stärker in den Fokus: Die Resilienz des Energiesystems. Die Versorgungssicherheit wurde vor dem völkerrechtswidrigen Angriff Russlands auf die Ukraine primär im Sinne der technischen und auch wirtschaftlichen Robustheit betrachtet. Nun steht auch die Widerstandsfähigkeit der europäischen Energieinfrastrukturen gegen gezielte Angriffe auf der Agenda der Energiewirtschaft und der Politik. Mehrere tausend Cyberangriffe finden pro Tag statt. Weiterhin ist die kritische Energieinfrastruktur zum Ziel der Ausspähung durch Drohnen geworden.[5] Der hybride Krieg, der seitens Russlands gegen den Westen geführt wird,[6] richtet sich auch gegen das Energiesystem als eine der wichtigsten kritischen Infrastrukturen.[7]

Wie können nun die Kernpunkte des energiepolitischen Zieldreiecks, die Dekarbonisierung, die Wirtschaftlichkeit und die extrem gestiegenen Anforderungen an die Resilienz des Energiesystems durch Smart Grids effizienter zusammengebracht werden? Die Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 hat diese Fragen im Jahr 2022 bearbeitet und Maßnahmen für die Gestaltung der Netze bis 2030 aufgezeigt.[8]

In Anbetracht der extrem hohen Dynamik weltpolitischer Ereignisse haben sich die politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Energienetze seitdem stark verändert. Der vorliegende Monitoring-Bericht dient nun dazu, eine aktuelle Bestandsaufnahme der Entwicklungen auch in diesem Kontext aufzuzeigen.

In den Folgekapiteln finden Sie in Kürze die Historie der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg (Kapitel 1.2) und das methodische Vorgehen dieses Berichts (Kapitel 1.3). Die folgenden Kapitel 2 bis 6 spiegeln die inhaltlichen Schwerpunkte der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0. Deren Inhalte werden jeweils im Kontrast zur Situation 2022 diskutiert. Das Fazit (Kapitel 7) schließt diesen Monitoring-Bericht, fasst die Ergebnisse zusammen und gibt einen Ausblick auf die Ziele des Roadmap-Monitorings im Jahr 2026, vom umfänglichen Problemaufriss dieses Jahres hin zu gemeinsam erarbeiteten Handlungs- und Unterstützungsempfehlungen für die Akteure im kommenden Jahr.

1.2 Über die Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg

In Baden-Württemberg war der fundamentale Wandel der Energiewirtschaft bereits frühzeitig absehbar. Viele der kommenden Herausforderungen wie ein mittelfristiger Wandel des Landes vom Stromexporteur zum Importeur, ein starker Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen und mittelgroßer Verbraucher in der Niederspannung und die Volatilität der erneuerbaren Erzeugung in Kombination mit hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren waren absehbar. Daher wurde auf Initiative der Landesregierung unter Einbindung der Energiewirtschaft ein Dialogprozess unter Beteiligung von 144 Energiewendeakteuren initiiert.

In der ersten Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg, die 2012 und 2013 entstand, wurden die Entwicklungspfade für intelligente Energienetze in Baden-Württemberg skizziert.[9] Damals standen insbesondere die Entwicklung von Komponenten und die Etablierung intelligenter Netze im Bewusstsein der Energiewendeakteure im Fokus. In der Folge wurde eine Vielzahl von Smart Grids-Projekten in Baden-Württemberg und darüber hinaus lanciert.

Im Jahr 2021 wurde auf Anfrage des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (UM BW) ein Empfehlungspapier für die Neugestaltung der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg unter Beteiligung von 70 baden-württembergischen Energiewendeakteuren erarbeitet.[10] Die in den Projekten gewonnenen Erfahrungen zeigten: Die grundlegende Entwicklungsarbeit war vorangeschritten. Nun ging es darum, Smart Grids auch in der Fläche auszurollen und kontinuierlich zu optimieren. Der Fokus der Smart Grids-Strategie sollte nun verschoben werden: Von der Entwicklung einzelner Komponenten hin zu einer integrativen Betrachtung verschiedener Themen- und Handlungsfelder der Smart Grids im Querschnitt.

Ende 2021 wurde der Prozess angestoßen, welcher die Erarbeitung der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 zum Ziel hatte. Auch hier wurde bewusst das Format eines partizipativen Dialogprozesses gewählt, um das umfängliche Erfahrungswissen der Energiewendeakteure aus der Praxis zu gewinnen. Dies schließt eine Vielzahl von Aspekten ein, die bei rein analytischen Betrachtungen auf Policy- oder Theorie-Ebene in der Regel gar nicht zur Sprache kommen, in der Praxis jedoch wesentliche Herausforderungen darstellen. Nach einem insgesamt 13-monatigen, partizipativen Stakeholder-Dialogprozess, in welchem sich insgesamt 143 teilnehmende Personen und Institutionen in sechs Workshops und jeweils vor- und nachgeschalteten E-Mail-Konsultationsrunden zu jedem der Handlungsfelder ausführlich austauschten, wurde die Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 vorgestellt. Diese zeigte die strategischen Leitplanken mit Zielen und Maßnahmen für die Umsetzung von Smart Grids bis 2030 auf.

Da die technischen Entwicklungen sowie die wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen für die Implementierung von Smart Grids einer extrem hohen Dynamik unterliegen, wird nun das Roadmap-Monitoring durchgeführt. Ziele sind die Erfassung des Umsetzungsstandes und in besonderem Maße die Analyse, wie sich die Herausforderungen für alle mit der Umsetzung intelligenter Energienetze befassten Akteure seit der Veröffentlichung der Smart Grids-Roadmap entwickelten.

Der Initialbericht[11] wurde 2024 auf Basis qualitativer Interviews mit verschiedenen Akteursgruppen verfasst. Er lieferte Tiefeneinblicke in die verschiedenen Perspektiven als Ansatzpunkte für die quantitative Umfrage und die qualitativen Kommentierungen, die die Grundlage für den vorliegenden Bericht bilden. Ziel des vorliegenden Berichts ist, einen umfänglichen Blick darauf zu richten, wie sich die Debatten seit der gemeinsamen Erarbeitung der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 im Jahr 2022 entwickelt haben.

1.3 Methodik

Um eine aktuelle Bewertung der Umsetzung von Smart Grids zu erfassen, waren die Teilnehmenden des Roadmap-Prozesses und weitere Akteure im Themenfeld aufgerufen, den Stand und die Randbedingungen zu bewerten und zu kommentieren. Der Schwerpunkt liegt auch hier auf der Nutzung des Expertenwissens der involvierten Akteure – diese können insbesondere die Herausforderungen der Umsetzung in der Praxis aus erster Hand wiedergeben.

Eine Umfrage, welche eine subjektive Bewertung der Maßnahmen durch die Akteure quantitativ erfasste, wurde im Februar 2025 durchgeführt. Die Umfrage bot auch die Möglichkeit qualitativer Erläuterungen und Kommentierung. Im Anschluss an die Erhebung wurde durch SmartGridsBW eine Zusammenfassung der Ergebnisse erstellt. Den Teilnehmenden wurde bis Oktober 2025 die Möglichkeit gegeben, die Ergebnisse zu kommentieren und zu ergänzen. Damit folgt der Prozess des Roadmap-Monitorings einem Mixed-Methods-Ansatz, der eine quantitative, generalisierende Komponente und qualitative Elemente zur Gewinnung vertieften Verständnisses vereinigt. Ziel der Befragungsmethode war auch hier, wie bereits bei der Erstellung der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0, die qualifizierten Facheinschätzungen der Expertinnen und Experten zusammenzutragen, die aufgrund ihrer beruflichen Tätigkeit und Expertise fundierte Bewertungen zum Umsetzungsstand der Roadmap-Maßnahmen abgeben können.

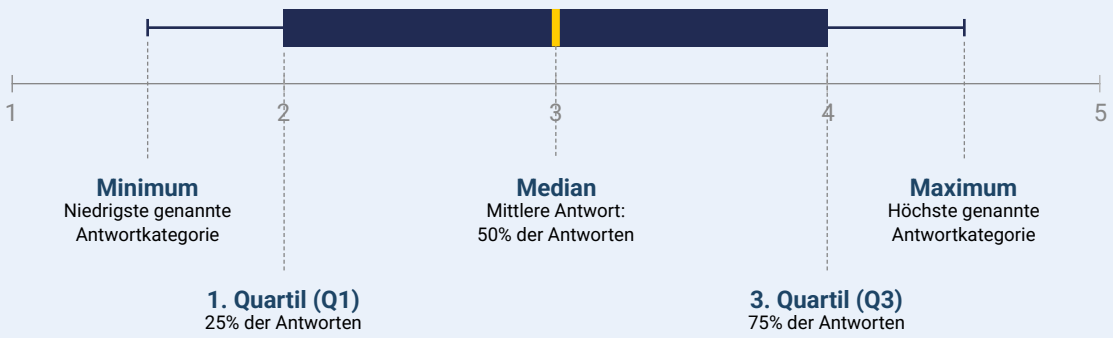
Die Abfrage der Einschätzungen zur terminlichen Lage der Maßnahmen folgt der in der Roadmap festgelegten Prämisse: Die definierten Zeitpunkte sind nicht dogmatisch zu verstehen, sondern dienen als Orientierungshilfen für die Umsetzung. Diese methodische Herangehensweise trägt der Tatsache Rechnung, dass die Bewertung von Transformationsprozessen immer auch eine interpretative Komponente enthält und von den jeweiligen Erfahrungen und Perspektiven der Akteure geprägt ist. Weiterhin ist die Umsetzung an vielen Stellen ein laufender Prozess, der zum gegebenen Zeitpunkt lediglich bezüglich der Einhaltung eines Zeitplans, nicht jedoch bezüglich der Fertigstellung betrachtet werden kann. Somit sind hier auch keine exakten Zeitpunkte, sondern Tendenzen abzulesen. In Anbetracht der großen Heterogenität der Akteure (auch innerhalb der einzelnen Akteursgruppen) gilt es daher, bei allen Interpretationen die breite Streuung im Blick zu behalten.

Insgesamt haben 75 Personen an der Befragung teilgenommen (entsprechend 50,3 % der beim Monitoring angemeldeten Personen). Das Überspringen von Kapiteln und Auslassen einzelner Fragen war möglich. Abbrüche beim Ausfüllen des Fragebogens fanden zumeist nach dem zweiten inhaltlichen Kapitel, der Sektorenkopplung, statt. Die Erhebung erfolgte anonym. Die Sammlung der qualitativen Kommentierungen stellte sich als äußerst ertragreich dar – sowohl in Bezug auf die Quantität als auch die inhaltliche Tiefe durch die Fachexpertise der Aussagen. Die anschließende Kommentierung erfolgte wiederum durch den gesamten Kreis der 149 angemeldeten Akteure. Die gesammelten Inputs bilden den Kern dieses Berichts und werden im Folgenden zur Interpretation der quantitativen Bewertung sowie der Beschreibung und Erläuterung eingesetzt.

Legende: Box-Plot zur Darstellung quantitativer Bewertungen

Um eine einfache Betrachtung der quantitativen Bewertungen zu ermöglichen, werden diese im Folgenden jeweils als Box-Plots dargestellt. Diese Grafiken bieten einen schnellen Einblick, wie sich die Antworten der Befragten auf die verschiedenen Kategorien verteilen. Ausgehend von der kleinsten bis zur größten Kategorie werden die Häufigkeiten aufgezeigt. Die Box reicht vom zweiten Quartil (25 %) bis zum dritten Quartil (75 %) der Antworten. Der Median (50 % entsprechend der Mitte der Antwortverteilung) ist in der Box markiert. Die Linien links und rechts der Box, die sogenannten „Whisker", markieren an ihren Enden die niedrigste (Minimum) und die höchste genannte Antwortkategorie (Maximum).[12]

Verteilung der Antworten von der kleinsten bis zur größten Kategorie:



Die **Box** zeigt den Bereich, in dem die mittleren 50% der Antworten liegen (zwischen dem 1. Quartil / 25% und dem 3. Quartil / 75%).

Die **„Whisker"** (Linien links und rechts der Box) zeigen die Spannweite vom Minimum bis zum Maximum der Antworten.

Abbildung 1: Legende zur Erklärung der Box-Plots.

2 Übergreifende Herausforderungen

Das Kapitel 2 der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 diskutiert die übergreifenden Herausforderungen, die sich durch alle Handlungsfelder ziehen und maßgebliche Randbedingungen für alle Aktivitäten darstellen. Diese übergreifenden Herausforderungen sind an sehr vielen Stellen im gesamten Transformationsprozess zu finden und bedürfen übergeordneter politischer Maßnahmen.

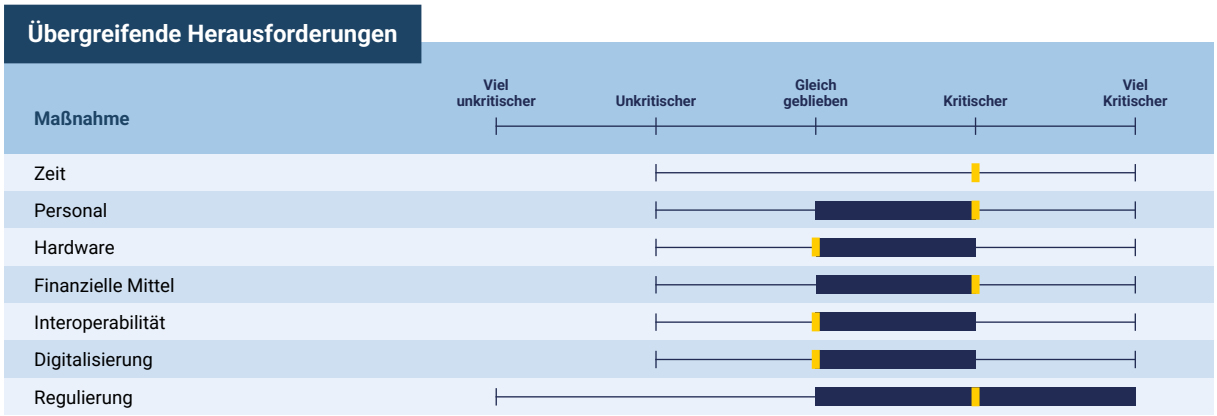


Abbildung 2: Bewertungen für „Übergreifende Herausforderungen".

Kritische Ressource: Zeit

Zeit ist weiterhin die knappste Ressource. Dies hat sich seit 2022 noch verschärft. Diese Einschätzung wird mit großer Übereinstimmung von den meisten Befragten geteilt, was durch die geringe Streuung bei der Bewertung verdeutlicht wird. Die Umsetzung von Smart Grids geht schleppend voran, die Zeiträume der Dekarbonisierung kommen schnell näher und die Anzahl der Herausforderungen nimmt zu. Verzögerungen zeigen sich dabei in allen Bereichen (technisch, organisatorisch und regulatorisch) und wirken sich jeweils kaskadierend für alle Folgemaßnahmen aus.

- In einigen sehr komplexen Bereichen (z. B. Backendsysteme, EDV-Systemarchitektur) sind weder alle gesetzlichen Anforderungen abschließend geregelt noch ausreichend Komponenten auf dem Markt verfügbar.
- Während in einigen Bereichen Entwicklungen sichtbar sind (Stromnetze, Integration von § 14a EnWG-Anlagen), kommen andere nur schleppend voran (z. B. Verkehr, Mobilität und Gebäudewärme).
- Eine extreme Heterogenität der Umsetzungsstände je nach Akteur ist sichtbar, sowohl im Bereich der Verteilnetze und Messstellen als auch bei kommunalen Wärmeplanungen.
- Die Umsetzung in der Wärmewende hinkt weit hinterher. Ein Grund dafür ist, dass viele Themen bei den Gebäudeinhabern bzw. in der gesamten Beratungs-, Planungs- und Ausführungskette nicht oder nur unzureichend bekannt sind. Hier besteht noch ein immenser Informationsbedarf. Weiterhin sind viele der Kommunen, in deren Verantwortungsbereich die Wärmeversorgung zu einem wesentlichen Teil fällt, finanziell und personell mit diesem Thema im Verzug (siehe Kapitel 6).

Kritische Ressource: Finanzielle Mittel

Die kritische finanzielle Situation hat sich gegenüber 2022 auf allen Ebenen weiter verschärft. Einsparmaßnahmen und die erschwerten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen erhöhen den Kostendruck, gleichzeitig steigen die Mittelbedarfe u. a. für Personal, Hardware, Software und externe Dienstleistungen.

- Bei den Netzbetreibern konkurrieren notwendige Ad-hoc-Netzausbaumaßnahmen und notwendige betriebliche Investitionen mit den Kosten für die Integration von Smart Grids.
- Immer weiter steigende Kosten für Betrieb und Entwicklungsaufwand von Netzen stehen gleichbleibenden oder nur leicht steigenden Budgets gegenüber. Dies betrifft insbesondere die Niederspannungsnetze, die jahrelang „einfach funktionierten“ und nun durch die massive Installation von PV-Anlagen, Wärmepumpen und Wallboxen in den Fokus rücken.
- Der Aufbau der Systemlandschaft, Schnittstellenentwicklungen, Implementierungen und Prozessänderungen verursachen hohen Aufwand, der bei einigen Verteilnetzbetreibern kaum zu leisten ist. Hier braucht es ein ressourcenschonendes Zielbild, welches allen Netzbetreibern eine wirtschaftliche Gestaltung zulässt.
- Die Verteilung zwischen OpEx und CapEx verschiebt sich – intelligente Energienetze und die zugehörigen IT-Systeme erzeugen höhere Personal- und damit Finanzbedarfe im laufenden Betrieb. Regulierte Finanzrahmen müssen dies abbilden.
- Die hohe Gleichzeitigkeit der notwendigen Maßnahmen, insbesondere im Bereich Gebäudewärme, stellt die Kommunen und die zugehörigen Stadtwerke vor große Herausforderungen, die mit den aktuellen Personal- und Finanzmitteln nicht in der geforderten Zeit zu bewältigen sind.
- Start-ups, die ein großes Innovationspotenzial tragen, haben im Infrastrukturbereich spezifische Finanzierungsherausforderungen, die einen Einstieg deutlich erschweren. Ohne Partnerschaften oder Förderungen ist praktisch keine Etablierung im Markt möglich.

Kritische Ressource: Personal

Im Bereich Personal wird seit 2022 eine deutliche Verschärfung der Situation wahrgenommen.

- Die Pensionierungswelle schreitet voran. Maßnahmen zum kurzfristigen Erhalt des Personals (z. B. freiwillige Weiterbeschäftigung trotz Pensionierungsalter) dienen nicht nur der Erhaltung von Arbeitskraft, sondern auch der Weitergabe des Fachwissens.
- Der Arbeitsmarkt kann den Ersatz der Pensionierten nur in begrenztem Maße leisten: Fachkräfte sind nur schwer zu bekommen, so ist z. B. benötigtes IT-Personal stark umworben. Und die Zahl der Berufseinsteigerinnen verringert sich aufgrund der geburtenschwächeren Jahrgänge weiter.
- Auch langfristige Maßnahmen, die den Personalmangel entschärfen sollen, wie z. B. das Fachkräfteeinwanderungsgesetz, greifen derzeit nicht wahrnehmbar.
- Ausländische Fachkräfte bekommen aufgrund von Bearbeitungsrückstaus in den Ausländerbehörden teilweise monatelang keine Genehmigung – trotz korrekter Anträge. Dies wird wiederum mit dem Hinweis auf angespannte Personallagen bei den Behörden begründet, bremst die Fachkräftegewinnung jedoch deutlich aus.

Herausforderung: Digitalisierung und Interoperabilität

Digitalisierung und Standardisierung (Voraussetzungen für Interoperabilität der Systeme) schreiten zu langsam voran. Die Aufwände hierfür sind hoch und müssen neben dem operativen Betrieb und der Netzertüchtigung parallel umgesetzt werden.

- Gestaltung der Interoperabilität zwischen den Netzen: Die Standardisierungsbemühungen gehen langsam voran, hier ist der Austausch zwischen Netzbetreibern zum Beispiel über CGMES (für Netzmodelle / Digitale Zwillinge) nur teilweise und uneinheitlich umgesetzt.
- Teilweise werden existierende Standards (z. B. EE-Bus) hersteller-/betreiberseitig nicht konsequent umgesetzt.
- Darüber hinaus bleibt die Nutzung vorhandener Daten hinter den Möglichkeiten zurück: Selbst bei vorhandenen Datenquellen (z. B. Smart Metering) erfolgt bei vielen Akteuren bislang kaum eine systematische Anwendung (z. B. im Rahmen der Netzausbauplanung).

Kritische Ressource: Hardware

Die Verfügbarkeit der relevanten Hardware wird als leicht kritischer als 2022 bewertet.

- Politische Entwicklungen im internationalen Raum (z. B. der völkerrechtswidrige Angriffskrieg Russlands, Politikwechsel in den USA, Restriktionen seltener Erden aus China) belasten die Lieferketten. Dies trifft gleichermaßen auf Schockereignisse wie blockierte Seewege, Naturkatastrophen und die immer noch spürbaren Nachwirkungen von COVID-19 zu.
- Neben der reinen Verfügbarkeit von Komponenten stellen sich auch Fragen zur Sicherheit kritischer Infrastrukturkomponenten (z. B. die mögliche Integration von „Kill Switches“ durch Hersteller aus autoritären Staaten).
- Zwar lässt sich eine langsam zunehmende Diversifizierung der Lieferketten feststellen, etwa durch neue Anbieter aus Ländern wie Indien und Südosteuropa,

doch die Kapazitäten reichen derzeit noch nicht aus, um bestehende (strategische und politische) Abhängigkeiten von einzelnen Märkten (z. B. China) zu entschärfen.

Herausforderung: Regulatorische Hürden

Die regulatorischen Rahmenbedingungen werden im Vergleich zu 2022 als deutlich kritischer bewertet.

- Generell ist weiterhin eine hohe Volatilität politischer Entscheidungen festzustellen. Das führt zu abwartenden Haltungen, sowohl für Projektplanungen als auch für Investitionsentscheidungen. Beispielhaft zu nennen sind hier die Rahmenbedingungen des Smart Meter Rollouts.
- Gesetzliche Vorgaben entstehen häufig unter Zeit- und politischem Meinungsdruck, berücksichtigen nicht alle relevanten Aspekte und erfordern oftmals nachträgliche Anpassungen. Zudem herrscht Unsicherheit über mögliche politische Kurswechsel, etwa im Nachgang von Wahlen.
- Große Infrastrukturprojekte müssen konsequenter politisch gestützt werden, Einspruchsmöglichkeiten sollten bei systemrelevanten Projekten reduziert werden.
- Die langen Zeiträume für Gesetzgebungsvorhaben sind nicht zwingend auf notwendige Verfahrensdauern zurückzuführen. Mitunter kann auch mangelnder politischer Wille unterstellt werden. Das LNGG hat exemplarisch gezeigt, dass auch kritische Gesetzgebungsverfahren schnell, in diesem Fall innerhalb von neun Monaten, realisierbar sind.

Herausforderung: Resilienz

Ein weiteres Thema, das seitens der Teilnehmenden oft genannt wurde, ist die Resilienz des Energiesystems. Dies wurde hinsichtlich der technischer und organisatorischer Notwendigkeiten im Rahmen der Energiewende und zunehmender externer Risikofaktoren (z. B. Manipulation durch Drittstaaten) erwähnt.

- Mit dem Wegfall rotierender Massen aus konventionellen Kraftwerken entsteht die Notwendigkeit neuer frequenzstabilisierender Betriebsmittel (z. B. Frequenzrichter an HGÜ-Leitungen, Speichersysteme in der HS/MS, Phasenschieber etc.).
- Die Komplexität des Energiesystems steigt allein durch die große Anzahl neuer, aktiver Anlagen deutlich an. Neben der Betrachtung der Einzelanlagen für sich, müssen auch systemische Effekte und Risiken kleiner Anlagen, die in der Masse systemrelevante Effekte erzielen können, berücksichtigt werden (z. B. Wechselrichter dezentraler PV-Anlagen).
- Das Energiesystem muss sowohl in einzelnen Netzgebieten als auch im Gesamtsystem resilienter gegen Störungen, Fehler und fremde Einflüsse aufgestellt werden. Dies umfasst eine Systemkonzeption, die den Ausfall mehrerer kritischer Komponenten berücksichtigt sowie die Erweiterung des N-1-Prinzips auf N-2 oder N-X einschließt.
- Hinzu kommen steigende Anforderungen an die IT-Sicherheit: Cyberangriffe auf Betriebsmittel können falsche Führungsgrößen in die Systeme einspeisen und Fehlsteuerungen auslösen. Die notwendige Absicherung erfordert erhebliche personelle und finanzielle Ressourcen, deren Bedarf perspektivisch weiter zunimmt.
- Die physische Sicherung von Anlagen muss neu gedacht werden. Die Bedrohungslage hat sich deutlich verschärft. Drohnenausspähungen kritischer Infrastrukturen sind mittlerweile an der Tagesordnung. Dabei sind nicht nur Großanlagen relevant. Auch „kleine“ Sabotagen zentraler Infrastrukturkomponenten gefährden die Energieversorgung in großem Maße.

3 Netz und Markt verbünden

Ein zentraler Aspekt der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 adressierte die Gestaltung der Netze und deren Bewirtschaftung, teilweise mit marktlichen, teilweise mit regulierten Mechanismen. Insgesamt sind Fortschritte sichtbar, jedoch sind diese teilweise zu spät und sehr heterogen bei den Akteuren verteilt. Die Ursachen finden sich zu großen Teilen bereits in den in Kapitel 2 angesprochenen übergreifenden Herausforderungen. Insbesondere Ressourcenknappheiten, fehlende finanzielle Mittel und Personalknappheit stehen hier im Raum. Weiterhin führen regulatorische Unsicherheiten und fehlende Planbarkeit selbst dann zu abwartenden Haltungen, wenn ausreichend Ressourcen verfügbar sind.

3.1 Hinreichende Netztransparenz schaffen

Die „Black Box“ Niederspannung aufzulösen und damit eine nahezu vollständige Netztransparenz über alle Spannungsebenen zu erreichen, ist eine wesentliche Voraussetzung für die meisten weiteren Maßnahmen intelligenter Netzgestaltung und -nutzung. Die genaue, datenbasierte Kenntnis der Netzzustände ermöglicht nicht zuletzt eine proaktive Netzführung und damit proaktives Handeln, bevor kostspielige Netzengpässe beseitigt werden müssen. Neben dem Messrollout dienen die Smart Meter nun in größerem Maße auch der Steuerung – die Hebung von Kleinflexibilitäten rückt damit ebenso in den Fokus der Smart Grids wie die Nutzung dynamischer Energietarife als endkundenrelevante Anwendung.

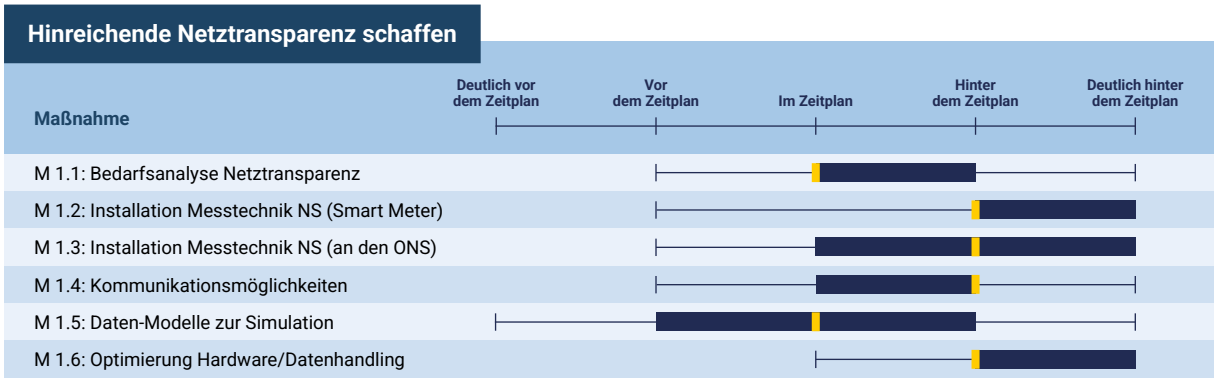


Abbildung 3: Bewertungen für „Hinreichende Netztransparenz schaffen“.

Die in der Roadmap (ab S. 11) formulierten Maßnahmen zur Schaffung hinreichender Netztransparenz zeigen ein gemischtes Umsetzungsbild. Die Bedarfsanalyse Netztransparenz (M 1.1, geplant 2023 bis 2024) wird im Median als „im Zeitplan“ bewertet.

Die Installation von Messtechnik in der Niederspannung mittels Smart Metern (M 1.2, geplant 2023 bis 2027) wird im Median als „hinter dem Zeitplan“ bewertet, die gesamte Verteilung tendiert insgesamt deutlich zu Verspätungen – was sich auch mit der öffentlichen Debatte deckt. Die Installation von Messtechnik in Ortsnetzstationen (M 1.3, geplant 2025 bis 2027) wird im Median als verspätet bewertet, wobei hier eine breitere Verteilung gegeben ist – was auf deutliche Unterschiede beim Umsetzungsstand hindeutet. Der Aufbau von Kommunikationsmöglichkeiten (M 1.4, geplant 2023 bis 2025) wird auch als verspätet bewertet,

die Streuung tendiert hier jedoch in Richtung der Passung zum Zeitplan.

Die Entwicklung von Daten-Modellen zur Netzsimulation (M 1.5, geplant 2026 bis 2028) zeigt ein heterogenes Bild. Hier wähnt sich der Median der Antworten im Zeitplan, während gleich viele eine Verzögerung oder ein Vorauseilen sehen. Dies ist hier die einzige Maßnahme, die im Schnitt nicht als verzögert bewertet wird. Die auf die anderen Maßnahmen folgende, zukünftige Optimierung von Hardware und Datenhandling (M 1.6, 2029 bis 2030) wird mehrheitlich als deutlich verspätet bewertet.

Fortschritte bei der Bedarfsanalyse

- Während einige VNB/MSB bereits eine vollständige Bestandsanalyse durchgeführt haben, steht diese bei anderen noch aus. Hier zeigen sich insbesondere Unterschiede aufgrund von verfügbaren Ressourcenausstattungen.
- Relevant ist die Frage, wie jene Akteure unterstützt werden können, die eine Bedarfsanalyse noch nicht vornehmen konnten, schließlich ist diese Voraussetzung für die meisten weitergehenden Maßnahmen.

Netztransparenz in der Niederspannung: Smart Meter und gemessene ONS

- Erst im letzten Jahr ist ein signifikanter Zuwachs zu verzeichnen. Positiv zeigt sich die Quote installierter moderner Messeinrichtungen (mME): Diese sind bei 50,9 % aller Messstellen installiert. Smart Meter kommen in der Gesamtzahl der Messstellen derzeit auf 3,0 %, ihr Anteil an den Pflichteinbaufällen beträgt derzeit 16,4 %. Hier zeigt sich wieder eine extreme Heterogenität der Akteure, bei der auch deutliche Skaleneffekte sichtbar sind: Beim flächendeckenden Rollout haben größere Messstellenbetreiber bereits jetzt deutlich höhere Rolloutquoten bei den Pflichteinbaufällen (22,1 % für MSB >500.000 Messlokationen im Vergleich zu 5,2 % bei MSB mit <30.000) (Stand: Q2/2025).[13]
- Durch die Änderung im MsbG wurde das Timing für den Smart Meter Rollout entschärft, was zeitlichen Druck für die gMSB verringert. Dies wird im Hinblick auf die Dringlichkeit des Smart Meter Rollouts jedoch teilweise ambivalent gesehen, da nicht ausgestatteten Haushalten Mehrwertdienste wie dynamische Energietarife eben nicht zur Verfügung stehen.
- Die Erhöhung der Kosten für den optionalen Einbau von Smart Metern trifft interessierte Kunden, die bereit sind, sich am Marktgeschehen zu beteiligen und bremst ihre Beteiligung aus. Medial wurde dies aufgegriffen, da Fälle bekannt wurden, in denen MSB bei freiwilligen Einbaufällen rund 1.000 € Gebühren verlangten – die entsprechende Negativberichterstattung und die gezielte, falsche Übertragung dieser Nachricht auf alle Smart Meter folgte schnell.
- Der Fachkräfte- und Finanzressourcenmangel wirkt sich hier aufgrund der Vielzahl der Installationen in besonderem Maße auf die Geschwindigkeit des Smart Meter Rollouts aus. Die Ausstattung der Ortsnetzstationen (ONS) mit Messhardware unterliegt ähnlichen Faktoren, die Stückzahlen sind allerdings geringer und die Handlungsspielräume der VNB bei der Priorisierung größer.

Verfügbarkeit von Kommunikationsinfrastruktur

- Bei den verfügbaren Smart Meter Gateways existieren zwar mehrere mögliche Anbindungen, jedoch bilden mobile Funknetze weiterhin das Rückgrat der Kommunikation.
- Die flächendeckende Verfügbarkeit von 5G-Netzen ist wesentlich für die Kommunikationsanbindung und den weiteren Smart Meter Rollout. Gegebenenfalls müssen bereits installierte LTE/4G-Modems gegen 5G-Modelle ausgetauscht werden.

Datenmodelle abhängig von echten Messdaten

- Kommerzielle Software-Lösungen für die Modellierung der Netze sind in ausreichendem Maße und in ausreichender Qualität verfügbar.
- Kritisch wird momentan noch die Verfügbarkeit der Daten kommentiert: Ohne echte Messdaten sind die Datenmodelle nicht genau. Dies unterstreicht erneut die Abhängigkeit von empirischen Daten durch den Smart Meter Rollout und Messdaten aus den ONS.

3.2 Netzführung (teil-)automatisieren

Die stetig wachsende Komplexität der Energienetze durch dezentrale Erzeugung und volatile Verbrauchsmuster macht eine intelligente, (teil-)automatisierte Netzführung für eine Verbesserung der Effizienz relevant. Während früher zentrale Kraftwerke planbar Strom erzeugten, müssen heute Millionen von Photovoltaikanlagen, Windrädern, Wärmepumpen und Ladestellen für Elektrofahrzeuge koordiniert werden. Eine (teil-) automatisierte Netzführung ermöglicht es, mit dieser Komplexität umzugehen, Reaktionszeiten zu verkürzen und Flexibilitäten aller Größenordnungen effizienter zu integrieren.

Variable Energietarife verfügbar machen

Abbildung 4: Bewertungen für „Netzführung (teil-)automatisieren".

Die Kommentare weisen insgesamt auf eine Verzögerung in der Umsetzung bei gleichzeitig vorhandenem Problembewusstsein hin. Größte Herausforderung ist die Komplexität, welche jede Detailumsetzung langwieriger macht: Jede Maßnahme dauert viel länger als ursprünglich absehbar war. Dies hat rechtliche, organisatorische und wirtschaftliche Folgen. Die Lösungsräume sind bekannt, jedoch werden die Akteure dabei immer wieder mit Detailherausforderungen und mangelnden Umsetzungsressourcen konfrontiert.

Die in der Roadmap (ab S. 14) formulierten Maßnahmen zur (teil-)automatisierten Netzführung werden überwiegend als verzögert bewertet. Während die grundlegenden Evaluierungsschritte (M 2.1, geplant 2023 bis 2024) und die Definition von Interoperabilitätskriterien (M 2.2, geplant 2023 bis 2024) im Median noch als „im Zeitplan" liegend bewertet werden, zeigen sich bei den Umsetzungsmaßnahmen deutliche Verzögerungen.

Die Implementierung von Hard- und Software im eigenen Netzgebiet (M 2.3, geplant 2025 bis 2027) wird im Median als verspätet bewertet, die für den gleichen Zeitraum avisierte technische und organisatorische Implementierung netzbereichsübergreifender Netzführung (M 2.4, geplant 2025 bis 2027) ebenfalls, mit einer leicht positiveren Tendenz der Antworten. Die Definition der Datenschnittstellen (M 2.5, geplant 2025 bis 2026) und die Evaluierung rechtlicher Aspekte (M 2.6, geplant 2025 bis 2026) wird ähnlich wie M 2.4 als verspätet bewertet. Die zukünftig folgenden Optimierungsmaßnahmen (für 2030) zeigen ein heterogenes Bild: Die system- und netzdienliche Optimierung (M 2.7) weist eine extreme Spannweite von „deutlich vor dem Zeitplan" bis deutlich verspätet auf, mit medianer Tendenz der negativen Bewertung. Die wirtschaftliche Optimierung (M 2.8) wird im Median und mit geringerer Streuung als verspätet bewertet.

Komplexität der Schnittstellen und mangelnde Interoperabilität

- Die Gesamtkomplexität der Schnittstellen ist deutlich größer als in der Erstbetrachtung eingeschätzt, was ihre Implementierung deutlich verzögert. Als Beispiel können die BDEW-API-Schnittstelle zum Abruf der Ad-Hoc-Steuerbefehle oder die sternförmige Kommunikation der TAF10-Werte dienen.
- Die mangelnde Standardisierung führt in einigen Fällen zu proprietären Insellösungen, die eine spätere Integration in übergeordnete Automatisierungskonzepte erschweren.

- Die Interoperabilität zwischen den Systemen (z. B. Anlagenbetreiber zu MSB zu VNB zu ÜNB) ist in vielen Fällen noch nicht ausgereift. Das betrifft Hardware zu einem geringeren Teil, Software und Datenschnittstellen in größerem Maße und insbesondere die Prozessgestaltung. Dies schließt auch eine rechtliche Betrachtung ein, die etwa das Datenhandling und Pflichten gemäß der Rollenzuweisungen festhält.

Heterogenität im Akteursfeld

- Teilweise bestehen erhebliche Unterschiede in der operativen Umsetzung von Netzführungsmaßnahmen, exemplarisch ist z. B. die Umsetzung von Redispatch 2.0 (RD 2.0).
- Hier zeigen sich wieder Ressourcen- und Skaleneffekte, die vielen Akteuren die Teilnahme erschweren, während sich andere bereits in der Umsetzung befinden.

Mangelnde Kooperation

- Ein erheblicher Mangel besteht bei der Absprache von Schnittstellen zwischen verschiedenen Netzen, obwohl diese auch heute schon Optimierungspotenziale für den Netzbetrieb aufzeigen könnte. Zur Optimierung des eigenen Netzes ist die Optimierung des Gesamtnetzes sachdienlich und kann erhebliche Synergieeffekte erzeugen.

3.3 Variable Energietarife verfügbar machen

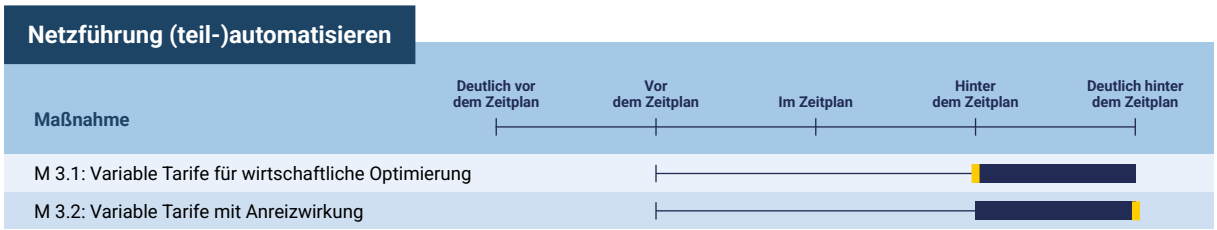


Abbildung 5: Bewertungen für „Variable Energietarife verfügbar machen".

Variablen Energietarifen wird großes Potenzial zur netzdienlichen Lastverschiebung und zur wirtschaftlichen Optimierung zugeschrieben. Ebenso werden sie als eines der Schlüsselelemente für die Akzeptanz von Smart Metern benannt, da so auch Haushalte unmittelbar von diesen profitieren können, selbst wenn sie nicht über Wohneigentum, Erzeugungsanlagen oder größere Verbrauchsgeräte (z. B. Wallboxen/Wärmepumpen) verfügen.

Die in der Roadmap formulierte Forderung nach der Einführung variabler Energietarife für die wirtschaftliche (M 3.1) und die netz- und systemdienliche Optimierung (M 3.2) wurde nicht im Rahmen der angedachten Zeiträume erfüllt und im Median als verspätet (M 3.1, geplant bis 2023) oder deutlich verspätet (M 3.2, geplant bis 2024) bewertet. Mittlerweile wurden die gesetzlichen Rahmenbedingungen geschaffen, die das Angebot variabler Energietarife seit dem 01.01.2025 für alle EVU verpflichtend machen. Verfügbarkeit, Funktionalitäten und Anreizwirkungen bleiben jedoch derzeit deutlich hinter den Erwartungen zurück:

Variable Tarife sind nicht flächendeckend verfüg- und nutzbar

- Für die Nutzung entsprechender Tarife ist in den meisten Fällen ein Smart Meter erforderlich. Bei einer derzeitigen Rolloutquote von rund 3 % der Haushalte in Deutschland ist eine Nutzbarkeit der darauf basierenden Tarife gering.
- Einige Neo-Lieferanten (wie z. B. Octopus Energy, Tibber etc.) bieten schon seit längerem variable Tarife an, teilweise mittels proprietärer Hardware-Lösungen, teilweise über Smart Meter-Infrastrukturen. Diese Tarife erfahren auch kundenseitig wachsenden Zuspruch.

Herausforderungen für die Umsetzung

- Wegen der teilweise noch nicht gelösten technischen, organisatorischen und rechtlichen Fragen sind EVU sehr zurückhaltend beim Angebot variabler Tarife.
- Bei Haushaltskunden sind hohe Datenschutzanforderungen gegeben (z. B. BSI-Anforderungen zur Datensparsamkeit). Dies erschwert die Umsetzung von

Tarifen, die auf Smart Meter-Daten aufsetzen sollen.

- Datenübergabemechanismen zwischen gMSB / wMSB / VNB / EVU / aEMT wie auch rechtliche und prozessuale Implementierung müssen etabliert werden. Bis zu finalen Implementierungen, über Pilotprojekte bis in die produktive Massenanwendung sind hier viele Schritte vonnöten.
- Rechtliche Angebotsverpflichtungen der EVU werden mittels Energietarifen erfüllt, die verschiedene Tarifzeiten aufweisen. Diese erfüllen die gesetzlichen Anforderungen, jedoch jene zur individuellen wirtschaftlichen Optimierung in der Regel nur in geringem Maße. Netz- und systemdienliche Anreize werden in der Regel gar nicht berücksichtigt.

Fehlende Anreizwirkung für system- und netzdienliches Verhalten

- Netzdienliche Anreize sind erst bei wenigen Anbietern in Tarife integriert. Diese müssen mit den Marktpreisanreizen verknüpft werden. Hier stellt sich weiterhin die Frage, ob und inwiefern variable Netzentgelte (z. B. aus § 14a EnWG Modul 3) bei den Tarifen integriert werden können und sollen, um Anreizwirkungen zu verstärken.
- Wenn die Tarife mit Anreizwirkung verfügbar sind, müssen sie auch ebenenübergreifend abgerufen werden können. Dies bedarf abgestimmter Prozesse zwischen entsprechenden VNB und ÜNB (siehe Kapitel 3.2).
- Prototypen mit Anreizen zur Incentivierung von Flexibilitäten werden bereits erfolgreich eingesetzt z. B. als Systemdienstleistungen durch die Einbindung von Elektrofahrzeugen (Electric Vehicle, EV) in die Primärregelleistung. Bis zum Massenrollout wird dies noch dauern und die bundesweite flächendeckende Verfügbarkeit ist derzeit nicht absehbar.

3.4 System- und netzdienliche Flexibilitäten wirtschaftlich heben

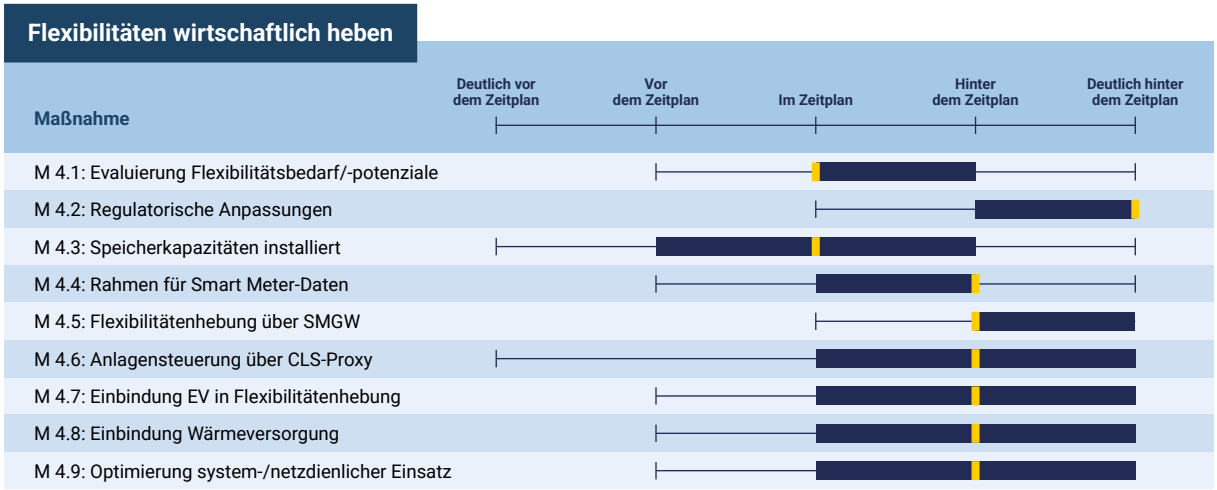


Abbildung 6: Bewertungen für „System- und netzdienliche Flexibilitäten wirtschaftlich heben“.

Flexibilitäten sind der Schlüssel für ein funktionierendes Energiesystem der Zukunft. Sie ermöglichen es, die wachsende Volatilität erneuerbarer Energien auszugleichen, Netzengpässe zu vermeiden und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Von der intelligenten Steuerung einer Wärmepumpe über das optimierte Laden von Elektrofahrzeugen bis hin zu großtechnischen Speicherlösungen – Flexibilitäten verwandeln Verbraucher in aktive Teilnehmer der Energiewende und schaffen gleichzeitig neue wirtschaftliche Potenziale.

Die in der Roadmap (ab S. 17) formulierten Maßnahmen zur wirtschaftlichen Hebung von Flexibilitäten zeigen ein eindeutiges Meinungsbild: Die wirtschaftliche Integration von (Klein-)Flexibilitäten wird bei den meisten Maßnahmen als verspätet bewertet. Während die grundlegende Evaluierung von Flexibilitätsbedarfen und -potenzialen (M 4.1, geplant 2023 bis 2024) im Median als „im Zeitplan“ liegend bewertet wird, werden die regulatorischen Anpassungen (M 4.2, geplant 2023) als deutlich verspätet bewertet. Dies ist extrem problematisch, da die daraus resultierende Rechtsun-

sicherheit die Akteure vom weiteren Handeln abhält und auch Investitionen ausbremst.

Die Installation von Speicherkapazitäten (M 4.3, geplant 2024 bis 2028) wird im Median als „im Zeitplan" bewertet, weist jedoch eine extreme Heterogenität der Antwortverteilungen auf. Die Entwicklungen aufgrund der stark gesunkenen Speicherpreise mit vielen Anschlussbegehren und vielen passenden wirtschaftlichen Betriebsmodellen für alle Netzebenen spiegeln sich hier wider.

Auch die Definition eines Rahmens für Smart Meter-Datennutzung (M 4.4, geplant 2023) wird im Median als verspätet bewertet. Die darauf aufbauenden Maßnahmen zur praktischen Umsetzung der Flexibilitätenhebung über die TAF (M 4.5, geplant 2024 bis 2025) und die Anlagensteuerung über CLS-Proxy (M 4.6, geplant 2024 bis 2025) werden im Median als verspätet bewertet.

Die sektorenübergreifenden Maßnahmen zur Einbindung von Elektrofahrzeugen (M 4.7, geplant 2025 bis 2028) und der Wärmeversorgung (M 4.8, geplant 2025 bis 2028) werden im Median als verspätet bewertet, die Tendenz deutet hier auf eine deutliche Verspätung. Die ab 2030 geplante Optimierung des system- und netzdienlichen Einsatzes der Anlagen (M 4.9) wird absehbar als verspätet bewertet.

Regulatorische Hürden bremsen den Fortschritt

- Die regulatorischen Anpassungen hinken den technischen Möglichkeiten deutlich hinterher. Obwohl die Reform des § 14a EnWG einen wichtigen Schritt darstellt, fehlen weiterhin klare Regelungen für viele Flexibilitätsanwendungen. Beispielsweise gibt es derzeit noch keine rechtssichere Möglichkeit für die Netzbetreiber, um Kosten im Rahmen des Engpassmanagements aus Kleinstanlagen außerhalb des RD 2.0 anerkennen zu lassen.
- Bidirektionales Laden (gemäß ISO 15118) wird gerade in deutsches Recht umgesetzt (Stand: Dezember 2025). Erst im Anschluss können die Potenziale von EV als Einspeiseflexibilitäten gehoben werden.
- Generell ist durch die anlaufende SMGW-Anbindung von § 14a-Anlagen gerade ein Momentum entstanden. Dieses sollte genutzt werden, um eine möglichst weitläufige Integration der Anlagen sicherzustellen. Dies benötigt auch ein organisatorisches/politisches Umfeld, das Hindernisse ausräumt und die Ressourcenbereitstellung unterstützt. Lasten sollten generell flexibilisierbar sein, Regulierungsbehörden diese Anforderungen klar wahrnehmen und in zukünftigen Gesetzgebungsprozessen berücksichtigen.
- Als positives Beispiel wird u. a. die derzeitige Wärmepumpenintegration nach § 14a EnWG benannt, da diese – trotz vorhandener Hindernisse – voranschreitet.

Langsamer Smart Meter Rollout und fehlende Standardisierung

- Die Verzögerungen beim Smart Meter Rollout wirken sich kaskadierend auf alle anderen Flexibilitätsmaßnahmen aus.
- Die Standardisierung der Schnittstelle SMGW-HEMS muss vorangetrieben werden. Die vom BSI definierten TAF im SMGW müssen konsequent umgesetzt werden. Erste zertifizierte Geräte (Steuerboxen und HEMS) erlauben noch keine flächendeckende Nutzung, insbesondere solange die TAF nicht final definiert und implementiert sind.
- Wesentliche Standards sind bereits verfügbar (z. B. EEBus, CGMES etc.); diese müssen jedoch auch konsequent von Herstellern, Anlagenbetreibern, MSB, VNB und EMT umgesetzt werden.

Ungeklärtes Datenhandling

- Die Rahmenbedingungen und Marktregeln zur Nutzung der Smart Meter-Daten sind unzureichend und die verschiedenen Stufen (Freigabe durch Kunden, Nutzung (z. B. pseudonymisiert) vom MSB/VNB, Handling personenbezogener Daten (pseudonymisiert, lokale Vorverarbeitung) für Lieferanten, MSB, VNB, etc.) müssen rechtssicher festgelegt werden.

Individuelle vs. systemische Optimierung

- Zum aktuellen Zeitpunkt passt der regulatorische Rahmen nicht zum Zielbild der Smart Grids. Der Rahmen für individuelles marktdienliches Verhalten wird auf Basis der Börsenpreise gesteckt. Die Netzauslastung wird rein über den Preismechanismus des § 14a EnWG angereizt. Somit sind theoretisch sogar gegenläufige Anreize möglich.
- Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen führen immer noch zu einer privaten Optimierung, die oft weder netzdienlich ist, noch zu einer Verlagerung des Verbrauchs in Zeiten CO_2-armer Erzeugung (insbesondere die Mittagszeit) führt.
- Bislang wurde bei Speichern häufig auf Eigenheimspeicher gesetzt. Quartierspeicher mit Energiekonten fehlen. Diese könnten systemdienlicher als viele kleine Hausspeicher genutzt werden und den Kunden eine Alternative zum selbst gemanagten Haus-

speicher bieten, bei gleichzeitiger netzdienlicher Nutzung.

- Hybride Redispatch-Modelle können genutzt werden, um Flexibilitäten, die bislang nicht im RD 2.0 genutzt werden konnten, in den Redispatch zu integrieren. So kann die Integration dezentraler Flexibilitäten (z. B. durch bidirektionales Lademanagement) ermöglicht werden.[14]

Strukturelle Reformbedarfe für die Integration von Energiespeichern

- Die Integration von Langzeitspeichern und Rückverstromung muss im Marktdesign angemessen berücksichtigt werden.
- In der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) müssen dringend Reformen durchgeführt werden, da aktuell Anreizverzerrungen zu Fehlinvestitionen und in der Konsequenz zu hohen Netzentgelten führen.

4 Sektorenkopplung konsequent denken

Die Energiewende erfordert ein fundamentales Umdenken in der Planung: Elektrizität, Wärme und Verkehr können nicht länger isoliert betrachtet werden, sondern müssen im Sinne der Sektorenkopplung von Beginn an integriert geplant werden. Das Ziel der Sektorenkopplung ist die Steigerung der Effizienz bei der Energienutzung gegenüber ungekoppelten Systemen – und damit eine effizientere Dekarbonisierung.

4.1 Sektorenkopplung konsequent in Planungsprozesse einbeziehen

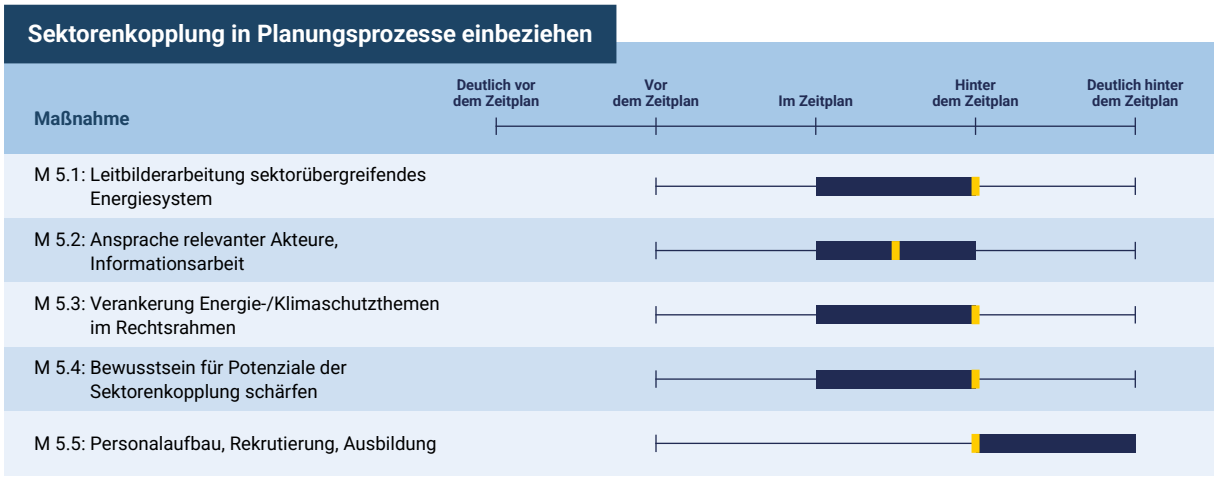


Abbildung 7: Bewertungen für „Sektorenkopplung konsequent in Planungsprozesse einbeziehen“.

Die in der Roadmap (ab S. 21) formulierten Maßnahmen zur Verankerung der Sektorenkopplung in Planungsprozessen zeigen im Median eine Verzögerung, die in der Tendenz der Antwortverteilungen aber gering ist. Dies lässt sich sicherlich auch dem Charakter des Maßnahmenpakets zuschreiben; die fortlaufende Awarenessbildung ist sichtbar gestartet, viele der relevanten Akteure sind bereits aktiv.

Die Leitbilderarbeitung für ein sektorenübergreifendes Energiesystem (M 5.1, geplant 2023 bis 2024) liegt im Median hinter dem Zeitplan. Die Ansprache relevanter Akteure und die kontinuierliche Informationsarbeit (M 5.2, von 2023 bis 2026) werden im Median zwischen „im Zeitplan“ und verzögert bewertet, während die gleichzeitig geplante Verankerung von Energie- und Klimaschutzthemen (M 5.3) als verzögert bezeichnet wird.

Die fortlaufende Bewusstseinsschärfung für Potenziale der Sektorenkopplung (M 5.4) wird auch als verspätet bewertet. Diese Maßnahme ist kontinuierlich für den Zeitraum bis 2030 geplant, ebenso wie die Maßnahme Personalaufbau, Rekrutierung und Ausbildung des entsprechenden Fachpersonals (M 5.5). Letztere zeigt bei den Bewertungen deutlicher die Tendenz zur Verspätung. Ein schlechtes Signal für die weitere Umsetzung von Smart Grids, schließlich geht es hier um das Personal, das die finalen Schritte der Energiewende umsetzen soll.

Fehlendes Leitbild eines sektorenübergreifenden Energiesystems

- Derzeit existiert kein klares Leitbild für ein sektorenübergreifendes Energiesystem, an dem sich alle Akteure orientieren können. Insbesondere jene, für die

Energie nur ein relevantes Thema unter vielen ist, können in Anbetracht der Komplexität schwer abschätzen, welche Maßnahmen zielführend sind. Aufgrund des fehlenden Leitbilds mit entsprechenden Zielsetzungen und Umsetzungsvorgaben fehlt die Möglichkeit unmittelbare Maßnahmen abzuleiten. Abwartehaltungen oder der Rückfall auf Minimallösungen sind die Folge.
- Die ausschließliche Berücksichtigung technischer Aspekte bei der Erarbeitung von Leitbildern zur Sektorenkopplung ist bei Weitem nicht ausreichend, da geografische Standorte und kommunale Randbedingungen vor Ort erheblichen Einfluss auf die Umsetzungsmöglichkeiten haben.

Bewusstseinsbildung für Sektorenkopplung, Beratung und Ausbildung

- Das Bewusstsein bei den relevanten Akteuren ist lediglich ein Grundstein für die dann folgende Umsetzung. Im Einzelnen scheint das Bewusstsein der Akteure zwar geschärft, letztlich agieren alle jeweils nur in ihrem Handlungsfeld, was eine übergreifende Sektorenkopplung erschwert.
- Obwohl die Informationsarbeit vorankommt, werden die vorhandenen Informationsangebote für Kommunen und Industrie (z. B. von KEA-BW, rEA BW) nicht von allen Akteuren genutzt.
- Die Themen Energie und Sektorenkopplung finden auch in den Ausbildungsinstitutionen für Verwaltung und Planung bisher zu wenig Beachtung. Da hier das Personal von morgen ausgebildet wird, ist eine Integration ins Curriculum besonders relevant.

Das Nadelöhr: Ressourcenmangel in den Kommunen

- Die Zusammenführung der Energiethemen aus verschiedenen kommunalen Fachbereichen erfordert weiteren Ressourceneinsatz: Neben fehlenden Finanzmitteln sind vor allem Personalkapazitäten knapp.
- Die Kommunen ächzen unter der Bewältigung von Pflichtaufgaben sowie lebensnotwendigen Ad-hoc-Aufgaben der Daseinsvorsorge. Für die Themen Energie und Sektorenkopplung sind in der Regel wenige bis keine Ressourcen verfügbar. Die Kommunen müssen hier konsequent unterstützt werden.

Fachkräftemangel bremst die Umsetzung vor Ort aus

- Der Personalaufbau hinkt dramatisch hinterher und gefährdet die Umsetzung aller Energiewendemaßnahmen, so auch der Sektorenkopplung. Ohne ausreichend qualifizierte Fachkräfte bleiben selbst die besten Konzepte und vorteilhafte rechtliche Rahmenbedingungen wirkungslos.
- Das Know-how für integrierte Energielösungen ist noch nicht ausreichend in Aus- und Weiterbildungsprogrammen verankert. Energienutzung muss – neben der technischen Seite – noch viel stärker zum Thema der Ausbildung von Verwaltungen und Planung werden.
- Auch das Handwerk als Schlüsselakteur für die praktische Umsetzung von Sektorenkopplung ist an der Kapazitätsgrenze angelangt. Die Wartezeiten für Wärmepumpeninstallationen, PV-Anlagen und Ladeinfrastruktur werden immer länger. Neben den eigentlichen Installationsaufgaben werden die organisatorischen Rahmenbedingungen immer umfangreicher. Bei der Gleichzeitigkeit von Millionen Anlageninstallationen in den kommenden Jahren und der kommenden Pensionierungswelle tut sich hier ein weiteres Nadelöhr auf (siehe Kapitel 2).

4.2 Wärme Mobilität und H_2-Netze integrieren

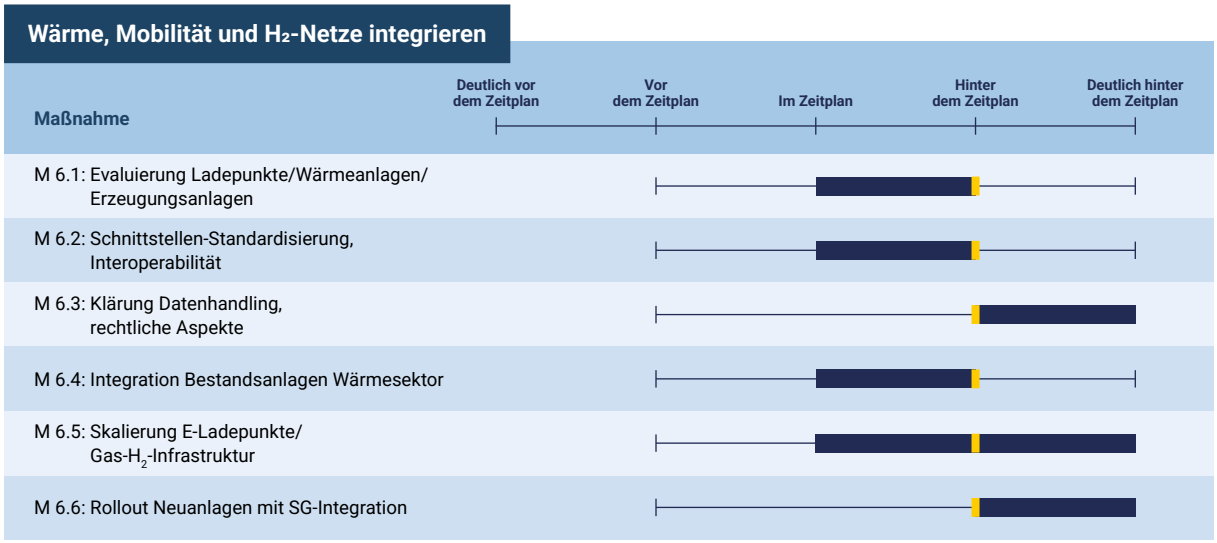


Abbildung 8: Bewertungen für „Wärme, Mobilität und H_2-Netze integrieren".

Die planerische, technische und organisatorische Integration von Elektrizität, Wärme, Mobilität und Gas-/H_2-Netzen ist die wesentliche Aufgabe der Sektorenkopplung. Wärmepumpen kommunizieren mit Smart Meter Gateways, Elektrofahrzeuge werden zu mobilen Speichern, und Wasserstoffanlagen ergänzen das Stromnetz um Langzeitspeicherkapazitäten. Diese Integration erfordert nicht nur technische Kompatibilität, sondern auch neue Standards, Datenschutzkonzepte und Geschäftsmodelle.

Die in der Roadmap (ab S. 23) formulierten Maßnahmen zur Integration von Wärme, Mobilität und H_2-Netzen zeigen eine sehr einheitliche Bewertung, mit variierenden Vorzeichen. Im Median werden alle Maßnahmen als „hinter dem Zeitplan" bewertet.

Die grundlegenden Evaluierungsschritte für Ladepunkte, Wärmeanlagen und Erzeugungsanlagen (M 6.1, geplant 2023 bis 2024) und die Schnittstellen-Standardisierung (M 6.2, geplant 2023 bis 2025) werden als zu spät bewertet, jedoch mit einer Tendenz zur Einhaltung des Zeitplans. Die Klärung von Datenhandling, organisatorischer und rechtlicher Aspekte (M 6.3, geplant 2026 bis 2029) wird hingegen mit Tendenz zu deutlicher Verspätung bewertet. Hier ist sichtbar, dass die Regulierung und die organisatorische Implementierung teilweise der verfügbaren Technik nachlaufen. Ebenso müssen die Rahmenbedingungen vorher verfügbar sein, um die Akteure nicht zu einer Abwartehaltung aufgrund rechtlicher Unsicherheiten zu führen.

Die Integration von Bestandsanlagen aus dem Wärmesektor (M 6.4, geplant 2025 bis 2029) wird mit Tendenz zu rechtzeitiger Umsetzung bewertet. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Umsetzung in den kommenden Jahren viele Millionen Einzelgeräte umfasst. Das Tempo darf auf keinen Fall nachlassen. Mit breiter Streuung von „im Zeitplan" bis zu deutlicher Verspätung wird die Skalierung von E-Ladepunkten, Gas-/H_2-Infrastruktur und elektrischer Wärme bewertet (M 6.5, geplant 2025 bis 2029). Der Fachkräftebedarf, der für eine steigende Anzahl an Neuinstallationen in den kommenden Jahren absehbar ist, ist enorm. Ebenso zeigt die Kumulierung der drei Fachgebiete nicht die Heterogenität auf: Während Anbieter für E-Ladepunkte aufgrund fruchtbarer politischer Rahmenbedingungen und der Attraktivität des Themas gut vorankommen, ist dies für die anderen Sektoren deutlich schwerer.

Der Rollout von Neuanlagen mit Smart Grid-Integration (M 6.6), fortlaufend geplant von 2023 bis 2030, wird mit Tendenz zu „deutlicher Verspätung" bewertet. Hier haben sich erst durch die jüngsten Entwicklungen, speziell im MsbG, Aktivitäten beschleunigt. Auch hier ist in Anbetracht der schieren Anzahl der zukünftigen Installationen ein gesteigertes Tempo vonnöten.

Wesentliche Punkte sind bereits im Kapitel zur Marktintegration der Flexibilitäten (Kapitel 3.4) behandelt worden, sodass hier primär ergänzende Kommentare betrachtet werden.

Verzögerungen bei der Anlagenintegration

- Die ursprünglichen Zielzahlen zur Wärmewende in Form des Ausbaus der Fernwärme und dem Umstieg auf Wärmepumpen sowie der Mobilitätswende hin zu EV wurden bei Weitem nicht erfüllt. Deshalb verlagert sich auch der Bedarf im Netz, die Anlagen in die Steuerung zu bringen, zeitlich nach hinten.
- Voraussetzung für die Integration von kleinen Wärmeanlagen wie Wärmepumpen ist die Umsetzung der Steuerkette über Smart Meter Gateways. Hier zeigt sich wiederum eine große Heterogenität unter den Netzbetreibern: Während einige VNB diese derzeit implementieren, testen und eine Roadmap für die Migration auf die Produktivsysteme vorbereiten, ist dies bei anderen Netzbetreibern noch nicht der Fall.
- Der Smart Meter Rollout ist mit deutlicher Verzögerung nach dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) angelaufen. Da die zertifizierten Steuerboxen erst später verfügbar wurden, mussten einige Anlagen zunächst ohne diese installiert werden. Dadurch entstand die Notwendigkeit, jene Anlagen seitens der Messstellenbetreiber zweimal anzufahren, um die Steuerbarkeit herzustellen – was Kosten erhöht und die knappen Ressourcen Zeit und Personal noch weiter beansprucht.

Priorisierung von Steuerungssignalen nach § 14a EnWG

- Im Bereich EV ist derzeit noch nicht geklärt, wie OCPP und EEBus bzw. SMGW-Kommunikation final ablaufen und priorisiert werden. Momentan sticht das letzte Steuersignal, jedoch müssen Signale nach § 14a EnWG priorisiert werden.

Netzdienliche Integration von kleinen Erzeugungsanlagen

- Wärmeanlagen wie große BHKWs der Stadtwerke werden bislang schon größtenteils netzdienlich gefahren, jedoch nicht in jedem Fall. Verbleibende Anlagen müssen auch netzdienlich integriert werden, Neuanlagen sollten nicht ohne entsprechende Auslegung gebaut werden.

Integration von H_2- und Wärmespeichern

- Speicherkapazitäten – mit Ausnahme von Batteriespeichern – erfahren bislang wenig Beachtung. Potenziale im bestehenden Erdgas- und Wasserstoffnetz werden unterschätzt. Neben Strom sollten auch Wärme- und Energiespeicher insgesamt stärker im Sinne einer systemweiten Optimierung berücksichtigt werden.
- System- und netzdienliche Flexibilitäten betreffen nicht nur Stromnetze (Frequenz, Spannung), sondern auch Druckschwankungen in Gas- bzw. künftigen Wasserstoffnetzen. Aufgrund der benötigten schnelleren Reaktionszeiten bei H_2-Nutzung sind angepasste Digitalisierungs- und Messtechnologien erforderlich.

4.3 Marktintegration und Hebung von Flexibilitäten

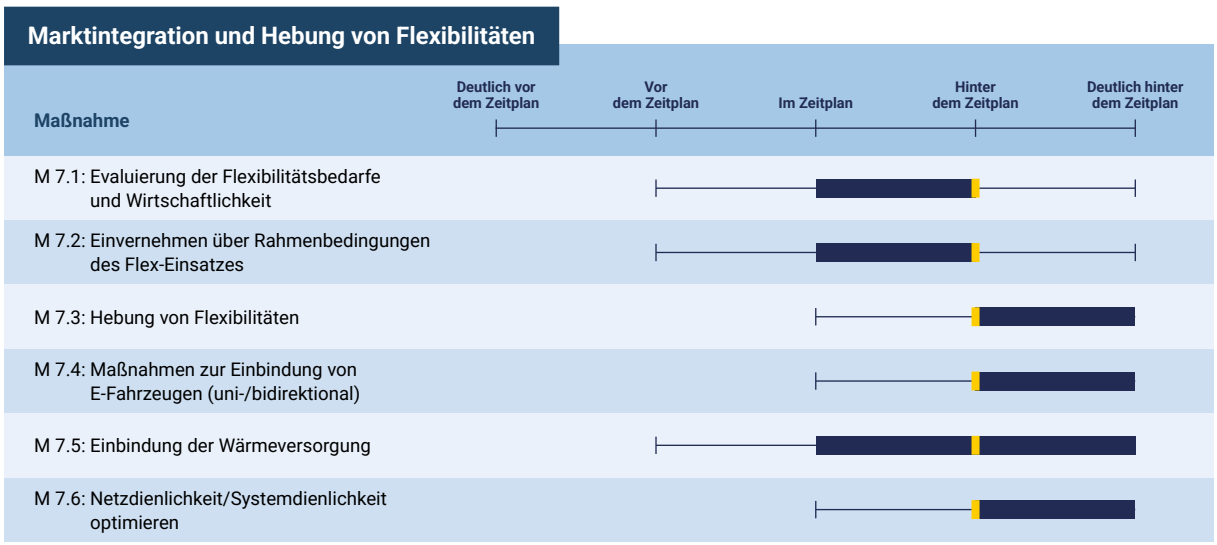


Abbildung 9: Bewertungen für „Marktintegration und Hebung von Flexibilitäten“.

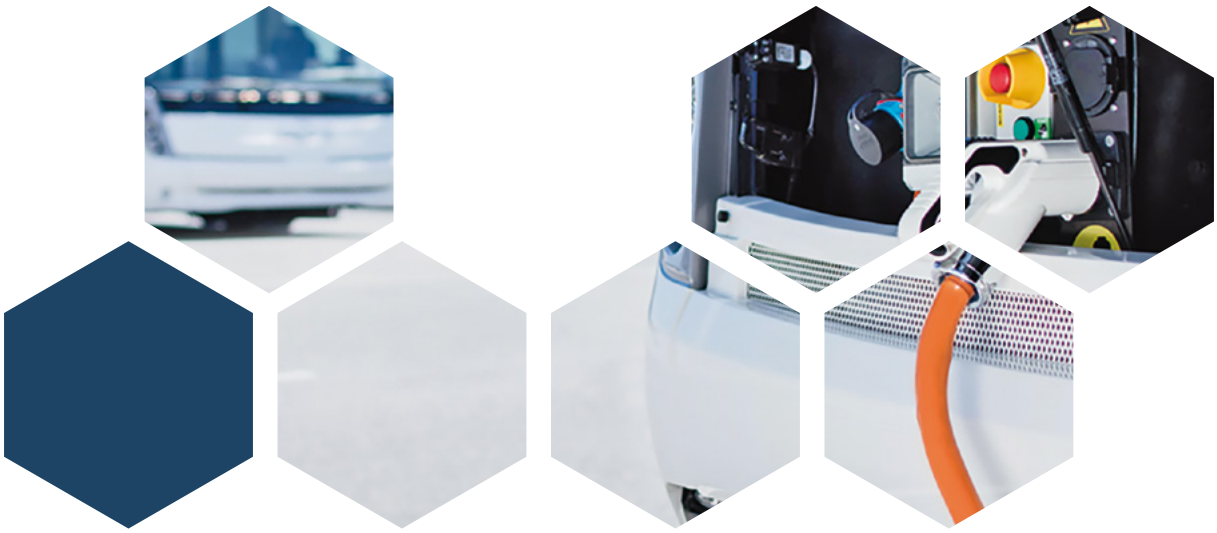
Die Marktintegration von Flexibilitäten verwandelt technische Möglichkeiten in wirtschaftliche Realität. Hier entstehen die Geschäftsmodelle der Energiewende: Elektrofahrzeuge, die als mobile Stromspeicher Geld verdienen, Wärmepumpen, die bei Stromüberschuss automatisch anspringen, und regionale Energiegemeinschaften, die lokal erzeugten Strom direkt vermarkten. Diese skizzierten Marktmechanismen sorgen dafür, dass sich intelligentes Energieverhalten auch finanziell lohnt, und schaffen Anreize für eine system- und netzdienliche Nutzung erneuerbarer Energien. Die Hebung von Flexibilitäten im Rahmen der Sektorenkopplung geht als Maßnahme Hand in Hand mit der Netzintegration von (Klein-)Flexibilitäten aus dem vorigen Kapitel. Aspekte, die bereits zuvor ausführlich dargestellt wurden, werden hier nur in Kürze aufgegriffen.

Die in der Roadmap (ab S. 26) formulierten Maßnahmen zur Marktintegration und konsequenten Hebung von Flexibilitäten werden im Median einheitlich als verspätet bewertet – mit unterschiedlichen Tendenzen. Die Evaluierung der Flexibilitätsbedarfe und Wirtschaftlichkeit (M 7.1, geplant 2023 bis 2024) und die Schaffung des Einvernehmens über die Rahmenbedingungen des Flexibilitäteneinsatzes (M 7.2, geplant 2023 bis 2024) werden mit geringer Verspätungstendenz bewertet. Die Hebung der Flexibilitäten in den genannten Sektoren (M 7.3, geplant 2023 bis 2027) wird mit Tendenz zur deutlichen Verspätung bewertet. Beispiele für verzögernde Faktoren: Die späte Zertifizierung von Steuerboxen für die Integration von Wärmepumpen und die derzeit in Umsetzung befindliche ISO-Norm für bidirektionales Laden. Ebenso werden die Maßnahmen zur Einbindung von E-Fahrzeugen (M 7.4, geplant 2025 bis 2027) bewertet. Die Einbindung der Wärmeversorgung (M 7.5, geplant 2025 bis 2027) wird mit großer Streuung von „im Zeitplan“ bis „deutlich verspätet“ bewertet, auch hier wieder ein Zeichen für eine große Heterogenität bei der Umsetzung. Die zukünftigen Optimierungen für netz- und systemdienliches Verhalten (M 7.6, geplant 2030 und folgend) werden in der Folge auch mit der Tendenz zur deutlichen Verspätung bewertet.

Wesentliche Punkte sind bereits im Kapitel zur system- und netzdienlichen Hebung von Flexibilitäten (Kapitel 3.4) sowie der Netzintegration (Kapitel 4.2) behandelt worden, sodass hier primär ergänzende Kommentare betrachtet werden.

Beseitigung dysfunktionaler Anreize im bestehenden Rechtsrahmen

- Die Beseitigung dysfunktionaler Anreize muss vom Gesetzgeber priorisiert werden.
- Die nunmehr erfolgte Verabschiedung von § 14a EnWG, aber auch die Verfügbarkeit von § 14c EnWG sind für die Umsetzung der Flexibilitätenhebung essenziell. Beispielhaft ist aber die Dauer – 3 Jahre für die einzelne Neuregelung eines Paragrafen im Energiewirtschaftsgesetz. Ohne dass der gesamte relevante Gesetzeskanon rechtssicher definiert ist, werden viele Flexibilitäten vorerst nicht gehoben. Dies sind Potenziale, die entsprechend erst später gehoben werden können und damit in der Zwischenzeit höhere Opportunitätskosten verursachen.
- Ein netzdienlicher Flexibilitätenbetrieb kann durch dynamische Netznutzungsentgelte angereizt werden. Derzeit wird an vielen Anlagen eine energiemarktgetriebene Optimierung (oft durch Direktvermarkter) vorgenommen.



4.4 Wasserstoff in die Energienetze integrieren

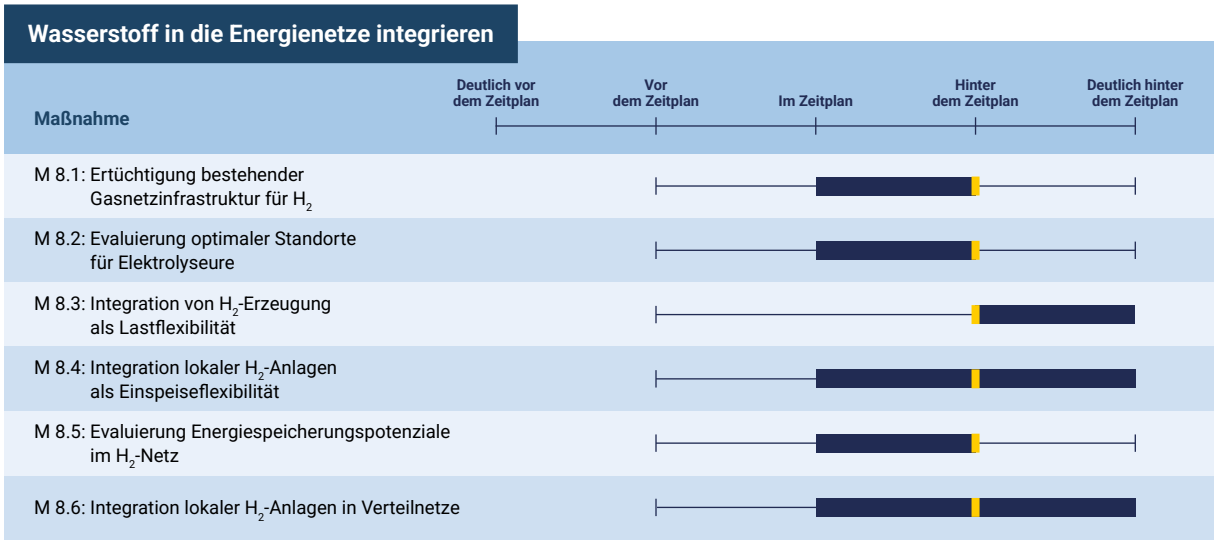


Abbildung 10: Bewertungen für „Wasserstoff in die Energienetze integrieren".

Wasserstoff ist ein Schlüsselelement für die Dekarbonisierung energieintensiver Industrien und für die Langzeitspeicherung erneuerbarer Energien. Die Integration von H_2 in die Energienetze verwandelt das bestehende Erdgassystem in eine zukunftsfähige Infrastruktur für klimaneutralen Wasserstoff. Gleichzeitig entstehen neue Möglichkeiten der Sektorenkopplung: Elektrolyseure können als flexible Lasten agieren, während H_2-betriebene Kraftwerke als Einspeiseflexibilitäten für Dunkelflauten bereitstehen.

Die in der Roadmap (ab S. 28) formulierten Maßnahmen zur Integration von Wasserstoff in die Energienetze zeigen im Median die einheitliche Bewertung „hinter dem Zeitplan", mit unterschiedlichen Tendenzen bei den Einzelmaßnahmen: Der Ertüchtigung bestehender Gasnetzinfrastruktur für H_2 (M 8.1, geplant 2023 bis 2029) und der Evaluierung optimaler Standorte für Elektrolyseure (M 8.2, geplant 2023 bis 2025) wird zwar eine Verspätung attestiert, doch tendiert die Verteilung leicht dazu, dass die Maßnahmen im Zeitplan liegen.[15] Die Integration von H_2-Erzeugung als Lastflexibilität (M 8.3, geplant 2026 bis 2029) wird mit der Tendenz zu einer deutlichen Verspätung bewertet. Hier fließt die größtenteils noch unklare Situation ein: Wo wird Wasserstoff benötigt und wo bestehen EE-Überkapazitäten? Die Integration lokaler H_2-Anlagen als Einspeiseflexibilität (z. B. als H_2-ready-Gaskraftwerk) wird deutlich heterogener bewertet (M 8.4, geplant 2027 bis 2030): Von „im Zeitplan" bis deutlich verspätet. Dass hier auch positivere Stimmen zustande kommen, liegt sicherlich an den massiven Bemühungen, einen Fuel Switch bei bestehenden Gaskraftwerken zu ermöglichen bzw. Neukraftwerke H_2-ready zu bauen. Die Evaluierung von Energiespeicherungspotenzialen im H_2-Netz (M 8.5, geplant 2023 bis 2027) wird auch als verspätet, aber mit positiverer Tendenz bewertet. Bezüglich der Integration lokaler H_2-Anlagen in die Gasverteilnetze (M 8.6, geplant 2028 bis 2029) herrscht eine breite Streuung der Bewertung von „im Zeitplan" bis zu „deutlich verspätet". Hier spiegelt sich sicher die große Heterogenität in der Fläche wider: Während einige Standorte („Wasserstoffinseln") bereits analysiert und Bedarfe ermittelt sind, stellen andere Orte diesbezüglich noch eine Black Box dar.

Mangelnde Fortschritte bei der strategischen Planung

- Die weitere Verankerung von Energie- und Klimaschutzthemen wie der Regulierung von CCS/CCU, bislang nur teilweise definierte Gasnetztransformationspläne (Ausbau der Wasserstoffnetze anhand der Nutzer in der Fläche, über das nun in Umsetzung befindliche Wasserstoffkernnetz hinaus) und weitere regulatorische Lücken lassen bislang keine sektorenübergreifende Planung des zukünftigen Energiesystems erkennen.
- Die EU-Gasbinnenmarktrichtlinie wird derzeit in nationales Recht umgesetzt, dies wird voraussichtlich 2026 geschehen und für eine Auflösung von Unsicherheiten sorgen. Die Wasserstoff-Roadmap für

Deutschland benennt an einigen Stellen Zielgrößen, nicht jedoch konkrete Umsetzungsmaßnahmen.
- Auf Basis der erst noch anstehenden Gastransformationspläne wurde bis dato wenig in die Nutzung von Wasserstoff investiert (in Form von Analysen, Evaluierung und Investition). Damit bleiben derzeit Folgefragen insbesondere auf regionaler/lokaler Ebene z. B. zur wirtschaftlichen Umnutzung bestehender Gasinfrastruktur und zu sinnvollen Elektrolysestandorten ungeklärt.

Bedarfsübersicht für die Planung zukünftiger Gasnetze

- Bei Partnern aus dem Industriebereich zeigt sich gerade, dass das Thema Wasserstoff Fahrt aufnimmt. Der Energieträger wird diskutiert und als Alternative für Erdgas betrachtet. Das Momentum muss erhalten werden, da viele Entwicklungen jetzt angestoßen werden müssen.
- Erst wenn verbindliche Zielgrößen und Anforderungen an die Gasnetze identifiziert sind, können Maßnahmen zur Ertüchtigung auf allen Netzebenen ergriffen werden. Während die Fernleitungen/Hochdrucknetze aufgrund der übergeordneten Zielstellungen gut planbar sind, sind die Modernisierungsbedarfe der Niederdrucknetze aufgrund der Kleinteiligkeit und der Notwendigkeit, die Versorgungsbedarfe zunächst zu evaluieren, derzeit nicht gut überschaubar.

Verfügbarkeit und Herkunft des Wasserstoffs

- Die Wasserstofferzeugung in Deutschland wird primär in Norddeutschland verortet, da grüner Wasserstoff dort kostengünstiger hergestellt werden kann, und auch Elektrolyseure netzdienlich (§ 13k EnWG) eingesetzt werden könnten. Baden-Württemberg wird hier langfristig auf Importe angewiesen sein.
- Grüner Wasserstoff wird noch über Jahrzehnte teuer und rar und der Einsatz damit auf dringende Nischen begrenzt sein. Die Dekarbonisierung von Erdgas sollte stärker gefördert werden, damit so nennenswerte Mengen blauen Wasserstoffs gewonnen werden können.
- Die H_2-Nutzung für die Stromgewinnung ist erst ab einer ausreichend hohen Zahl von EE-Stunden über dem Verbrauch machbar. Lokale H_2-Gewinnung wird erst ab ca. 80 % EE-Anteil im Strom (ca. 2030) relevant. Stahlproduktion, Luftverkehr und andere Industriebereiche werden auch eine steigende H_2-Produktion noch lange auslasten.
- Importabhängigkeiten und damit risikobehaftete Kostenstrukturen wirken sich nutzerseitig hemmend auf die Umstellung von Erdgas zu H_2 aus. Die begrenzte Verfügbarkeit lässt ebenso ein hohes Kostenrisiko für die Transformation sehen. Die Diversifizierung der Lieferregionen ist für die mittelfristige Planung erforderlich, um wirtschaftliche und insbesondere geopolitische Klumpenrisiken gering zu halten.

Wasserstoffeinsatz

- In Baden-Württemberg beschränkt sich der H_2-Einsatz zunächst auf einzelne (Industrie-)Cluster, in denen dieser realisierbar und wirtschaftlich abbildbar ist.
- Im Rahmen der Energieversorgung sind H_2-Gaskraftwerke zu nennen, die hier netz- und systemdienliche Reservekapazitäten bieten.
- Da einige dieser Gaskraftwerke nach dem Fuel Switch auch für die zukünftige Nutzung in Wärmenetzen (z. B. Altbach/Deizisau und Stuttgart Münster) vorgesehen sind, kommt Wasserstoff auch bei der Dekarbonisierung der Wärmenetze eine wesentliche Rolle zu.
- Die großflächige Nutzung von H_2 in der Hauswärme wird aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit und der absehbar hohen Kosten als nicht realistisch angesehen.

Biomethan als Ergänzung

- Die Ergänzung von Wasserstoff durch Biomethan gilt es auch zu berücksichtigen. Die Biogasstrategie des Landes Baden-Württemberg wird dabei begrüßt, die Integration in das System der erneuerbaren Energien und Wasserstoff sollte konsequent vorangetrieben werden. Dabei ist neben den Aktivitäten des Landes auch eine konsequente Integration in nationale Strategien wie z. B. die nationale Biomassestrategie (NABIS) anzustreben.[16]
- Die Verfügbarkeit ist zwar quantitativ im Potenzial beschränkt, aber noch ausbaufähig. Die Nutzung im Rahmen der dezentralen Gebäudewärme (etwa im Rahmen des EWärmeG BW) wird hier hervorgehoben. Um weitere Potenziale zu heben – insbesondere im Bereich der Nutzung als Einspeiseflexibilitäten und der Wärmegewinnung für Nahwärmenetze im ländlichen Raum – sollen nun die passenden Rahmenbedingungen erweitert werden.[17]

5 Forschungsförderung und Reallabore

Die in der Roadmap (ab S. 31) dargestellten Maßnahmen verfolgen das Ziel, die Forschung zu intelligenten Energienetzen entlang der gesamten Innovationskette zu stärken – von der Theorie bis zur praktischen Erprobung in Reallaboren und der Überführung in einen wirtschaftlichen Dauerbetrieb.

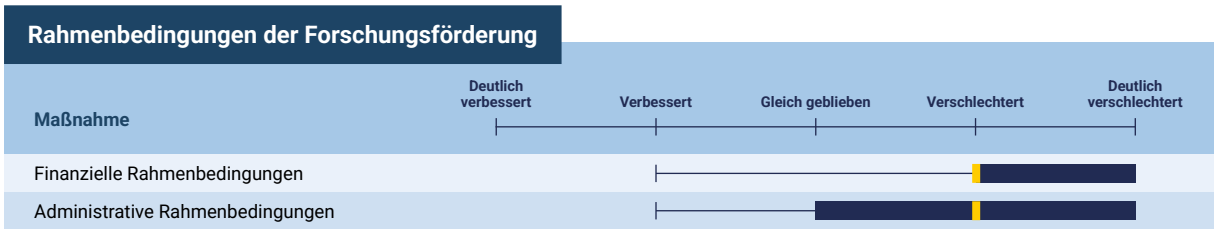


Abbildung 11: Bewertungen für „Rahmenbedingungen der Forschungsförderung".

Die Rahmenbedingungen für Förderungen werden als insgesamt schlechter als 2022 bewertet. Die Nichtigerklärung des zweiten Nachtragshaushaltsgesetzes (ZNHG) durch das Bundesverfassungsgericht (BVerfG) im Jahr 2023 hatte gravierende Auswirkungen auf die Forschungsförderung – viele laufende Anträge wurden abgelehnt. Angesichts anhaltender finanzieller und politischer Unsicherheiten agieren auch andere staatliche Fördergeber seitdem deutlich zurückhaltender.

5.1 Finanzielle Betrachtung

Die finanzielle Lage in der Forschungsförderung wird im Median als „verschlechtert", mit der Tendenz zu „deutlich verschlechtert" bewertet. Insbesondere die Entscheidung des BVerfG zur Aufhebung des Klima- und Transformationsfonds (KTF) hatte erhebliche Auswirkungen auf Förderprogramme im Energiebereich. Diese ziehen auch Jahre später noch Folgeeffekte nach sich.

Wegfall zentraler Fördermittel

- Die Streichung von rund 60 Mrd. € aus dem KTF hat zahlreiche F&E-Projekte auf Bundesebene während der Antragsphase gestoppt.
- Das Urteil bildete den Startpunkt für eine Kaskade der Zurückhaltung bei der Auslobung von Fördermitteln – die Auswirkungen sind heute noch deutlich wahrnehmbar. Dies betrifft sowohl die Bundes- als auch die Landesebene.
- Bereits eingereichte, aber noch nicht beschiedene Anträge wurden mehrheitlich abgelehnt. Die darin in langen Antragsprozessen geplanten Aktivitäten und bereits eingeplantes Personal mussten kurzfristig abgesagt werden.

Förderzurückhaltung und Investitionshemmung

- Staatliche Fördergeber zeigen sich angesichts politischer und finanzieller Unsicherheiten zunehmend zurückhaltend.
- Verbindliche Zusagen sind selbst bei nachweisbarem Mehrwert kaum zu erhalten.
- Ohne öffentliche Förderzusagen bleiben auch wirtschaftliche Beteiligungen aus. Mittel werden nicht investiert, sondern als Rücklagen gesichert.

Herausforderungen für kleinere Akteure

- Für technologieorientierte KMU und Start-ups mit geringer Kapitaldecke, die erst eine Marktetablierung durch einen in Projekten generierten Proof-of-

Concept erreicht hätten, ist die Situation existenzbedrohend.
- Ohne Fördermittel, die bislang viele Innovationen angeschoben und auch private Kapitalgeber zu Erstinvestitionen motiviert haben, drohen hier deutliche Einbußen beim Innovationspotenzial.

5.2 Forschungsförderung – administrative Betrachtung

Die administrativen Rahmenbedingungen für Forschungsförderungen werden im Vergleich zu 2022 im Median als verschlechtert wahrgenommen. Es wird dabei durchweg auf den Aufwand verwiesen. Die Meinung, dass die Verwaltungsprozesse erheblich verschlankt werden könnten, ohne den notwendigen rechtlichen Rahmen zu verletzen, wird häufig geäußert.

Bürokratische Antragsprozesse

- Förderanträge werden durchweg als bürokratisch, zeitaufwendig und damit ressourcenintensiv bezeichnet. Das Verständnis für die Notwendigkeit rechtssicheren Verwaltungshandelns wird geäußert, jedoch besteht mitunter eine unnötige Komplexität und der Digitalisierungsgrad der Genehmigungsprozesse ist ausbaufähig.
- Genehmigungen dauern lang, oft mit Verweis auf Personalmangel bei den zuständigen Stellen – ein weiterer Verzögerungsfaktor zusätzlich zur bekannten Zeitknappheit.
- Die Kriterien für die Bewilligungsfähigkeit von Anträgen sollten konsequent im Sinne der Dekarbonisierung angepasst werden: So sollen, neben der rein monetären Projektbetrachtung, etwa bei geförderten Anlageninstallationen auch Nachhaltigkeitsaspekte wie CO_2-Lifecycle-Bilanzen stärker berücksichtigt werden.
- Einzelne, zielgerichtete Direktförderungen, etwa durch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, werden als positives Beispiel benannt.

Komplexität für Akteure

- Die Hürden sind insbesondere für kleinere Akteure (Start-ups, kleine EVU/VNB) kaum zu bewältigen, da der personelle bzw. zeitliche Aufwand für die Antragstellung neben dem operativen Geschäft oft nicht abbildbar ist.
- In Versorgungsbetrieben verschärfen rechtliche Hürden (z. B. KI-Nutzung nur nach EU-Anmeldung) die Aufwände für Forschungs- und Entwicklungsprozesse deutlich.

6 Partizipation auf allen Ebenen fördern

Die Energiewende erfordert das aktive Mitwirken zahlreicher gesellschaftlicher Akteure – von Bürgerinnen und Bürgern über intermediäre Akteure bis hin zu Kommunen. Ihre Relevanz ergibt sich aus ihren jeweiligen Rollen als Umsetzer, Unterstützer, Informationsvermittler und Gestalter. Um Akzeptanz, Partizipation und eine wirksame Umsetzung insbesondere im Bereich intelligenter Energienetze sicherzustellen, ist ein differenzierter Einbezug dieser Akteursgruppen unerlässlich.

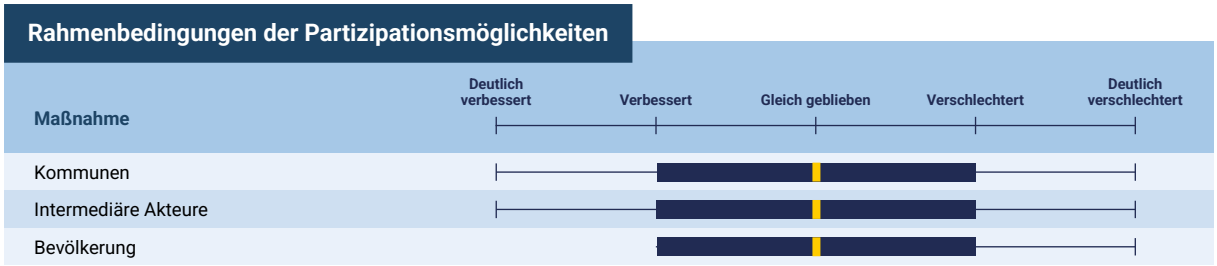


Abbildung 12: Bewertungen für „Rahmenbedingungen der Partizipationsmöglichkeiten".

Die in der Roadmap (ab S. 36) beschriebenen Maßnahmen zielen darauf ab, dass sich die Akteure ihrer Rolle und Bedeutung für die Umsetzung erneuerbarer Energien und intelligenter Energienetze bewusst sind. Zudem sollen sie selbst aktiv werden und als Multiplikatoren wirken. Die Rahmenbedingungen der Maßnahmen wurden von den Teilnehmenden über alle drei Akteursgruppen hinweg ambivalent mit Tendenz zum Status quo bewertet, es wird im Schnitt kaum eine Veränderung der Rahmenbedingungen für die Aktivitäten der Akteursgruppen wahrgenommen.

6.1 Kommunen

Die auf den Seiten 36 und 37 der Roadmap beschriebenen Multiplikatorfunktionen der Kommunen für Smart Grids und die Energiewende sind sehr umfänglich und zeigen ihre wichtige Rolle auf. Die wesentlichen Herausforderungen (Ressourcenknappheit, Aufgabenvielfalt, Personalüberlastung) sind inhaltlich nahezu unverändert, die Intensität verschärft sich jedoch absehbar.

Themenpriorisierung

- Energie-Themen werden in Kommunen häufig nicht strategisch, sondern gemäß der Rangordnung der kommunalen, gesetzlich definierten Pflichtaufgaben behandelt. Eine nachhaltige Integration von Energie-Themen – etwa bei Netzgestaltung und Sektorenkopplung – scheitert oft an unklaren Zuständigkeiten, mangelnder Abstimmung und vor allem begrenzten Ressourcen.

Eingeschränkte Handlungsspielräume

- Bei praktisch allen kommunalen Aktivitäten sind sowohl der Finanzbedarf als auch der Personalmangel die begrenzenden Faktoren.
- Die kommunalen Handlungsspielräume sind aufgrund angespannter Haushaltslagen, des Personalmangels und der Fokussierung auf rechtlich definierte Pflichtaufgaben stark begrenzt. Das Handlungsvermögen variiert stark und hängt maßgeblich von lokalen Akteuren, Stadtwerken sowie den verfügbaren Ressourcen ab, sodass keine pauschale

Bewertung möglich ist. Nahezu jede Kommune steht vor individuellen Herausforderungen.
- Unterstützungsangebote seitens der Akteure im Land, wie z. B. Beratungsangebote, Checklisten, Leitfäden etc. werden grundsätzlich positiv bewertet, entfalten jedoch wegen struktureller Überlastung nur begrenzte Wirkung. Teilweise sind die Angebote auch nicht bekannt – speziell in Kommunen mit hoher personeller Anspannung und der daraus folgenden Konzentration auf die Pflichtaufgaben.

6.2 Intermediäre Akteure

Die Rolle intermediärer Akteure als Multiplikatoren wurde in der Roadmap (S. 39/40) ausführlich dargestellt. Das Engagement der verschiedenen Institutionen hat sich seit 2022 nicht wahrnehmbar abgeschwächt, die Zusammenarbeit in Baden-Württemberg ist weiterhin stark und wird auch von Akteuren außerhalb des Landes als beispielhaft wahrgenommen. Die Multiplikatorfunktion ist indes nicht leichter geworden und die Hürden bei den existierenden Herausforderungen werden absehbar höher.

Fehlende Fördermittel nach Haushaltsurteil

- Das Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum Zweiten Nachtragshaushalt hat eine erhebliche Finanzierungslücke gerissen. Fördergelder für regionale Energiewendeprojekte, etwa durch NGOs, blieben vielfach aus.

Nachwuchsmangel im Ehrenamt

- Ehrenamtlich getragene Organisationen (z. B. Bürgerenergiegenossenschaften) kämpfen zunehmend mit Personalmangel – ein Trend, der sich durch den demografischen Wandel weiter verschärft.

Großer administrativer Aufwand bremst die Akteure aus

- Hoher Verwaltungsaufwand und komplexe Vorschriften verhindern im Zusammenspiel mit dem Personalmangel oft die Umsetzung vielversprechender Vorhaben – etwa die Gründung von Energiegenossenschaften.

6.3 Bürgerinnen und Bürger

Dass die Bürgerschaft letztlich politisch und – durch die schiere Masse – auch als Anwenderin eine äußerst relevante Akteursgruppe für Smart Grids darstellt, wurde in der Roadmap (S. 41/42) ausführlich dargestellt. Die Herausforderungen haben sich auch hier seit 2022 nicht grundlegend gewandelt, jedoch weiterentwickelt.

Smart Meter Rollout als Nadelöhr

- Der Rollout der intelligenten Messsysteme (iMSys) geht in vielen Bereichen zu langsam voran. Aufgrund der begrenzten Anzahl der Pflichteinbaufälle bleibt einem großen Teil der Endverbraucherinnen und -verbraucher der Zugang zu Smart Meter-Mehrwertdiensten (siehe unten) vorläufig verwehrt.
- Die teilweise hohen Kosten beim freiwilligen Einbau können Verbraucherinnen und Verbraucher abschrecken, insbesondere im Zusammenhang mit entsprechender Berichterstattung (siehe Kapitel 3.1).

Komplexität überfordert Endverbraucher

- Energie-Themen wie Strom, Gas oder Wärme gelten als Expertenbereiche. Trotz zahlreicher Informations- und Beteiligungsangebote fehlt vielen Bürgerinnen und Bürgern die Zeit, sich in die teilweise sehr komplexen Energie-Themen einzuarbeiten. Die tatsächliche Nutzung von smarten Anwendungen erfolgt zumeist durch technikaffine Gruppen. Es braucht einfache, leicht zugängliche und flächendeckend verfügbare Lösungen, um die breite Masse zu erreichen.

Verunsicherung durch kritische Berichterstattung

- Kritische Berichte – teils gezielt von Energiewendegegnern gestreut – fördern Ängste vor „Blackouts“, „Deindustrialisierung“, „Datenmissbrauch“ und Komfortverlust durch intelligente Energienetze. Auch wenn dies mit Fakten zu entkräften ist, ist der Schaden durch die Verunsicherung nur mit großem Aufwand zu beseitigen. Dies bremst die Akzeptanz der Energiewende sowie Beteiligungs- und Nutzungsbereitschaft smarter Lösungen deutlich (siehe Kapitel 3.1).

Mangelnde Verfügbarkeit smarter Anwendungen

- Trotz Fortschritten ist der Zugang zu Smart Grid-Lösungen nur für einen Teil der Haushalte verfügbar, beispielhaft ist dies an der nicht flächendeckenden Verfügbarkeit dynamischer Energietarife sichtbar.
- Viele bislang verkaufte Heimenergiemanagementsysteme verfügen über proprietäre Schnittstellen, die nicht für die Kommunikation mit dem Smart Meter Gateway kompatibel bzw. zertifiziert sind. Dadurch werden die Möglichkeiten der Nutzung von entsprechenden Netzsignalen (z. B. für dynamische Netzentgelte) stark eingeschränkt. Erst jetzt (2025) zeichnet sich hier ein Hochlauf kompatibler Managementsysteme ab.
- Bidirektionales Laden wird in der Diskussion um Netzflexibilitäten schon lange gefordert. Die für die Interaktion von Ladestation und Fahrzeugen relevante ISO 15118 ist bereits seit 2022 verfügbar,[18] wird jedoch erst jetzt (Stand: Q4/2025) in nationales Recht umgesetzt.[19] Erste Angebote für Endverbraucherinnen und -verbraucher sind mit Stand der Veröffentlichung verfügbar, setzen aber teilweise noch auf proprietäre, nicht interoperable Lösungen.

7 Fazit

7.1 Zusammenfassung

Der weitere, konsequente Ausbau von Smart Grids dient den drei energiepolitischen Zielgrößen: Dekarbonisierung, Wirtschaftlichkeit und auch Versorgungssicherheit durch resiliente Netze – letzterer Aspekt ist in Anbetracht der geopolitischen Verwerfungen und der hybriden Angriffe auf unsere Energieversorgung relevanter denn je.

Der vorliegende Monitoring-Bericht beruht auf den Rückmeldungen der teilnehmenden Expertinnen und Experten, die sich am Monitoring-Prozess zur Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 beteiligen und bietet damit umfängliches Erfahrungswissen der Akteure, die in der Praxis mit der Umsetzung von Smart Grids beschäftigt sind. Die Umfrage und die Kommentierungen zeigen auf, welche Veränderungen sich seit der Veröffentlichung der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 im Jahr 2022 ergeben haben.

Auch wenn sich die in der Roadmap skizzierten Pfade grundsätzlich weiterhin als gültig zeigen: Der Fortschritt vieler Maßnahmen bleibt hinter der Dringlichkeit der Aufgaben zurück. In jedem Bereich sind Fortschritte sichtbar – z. B. bei der Bedarfsanalyse zur Netztransparenz, dem sich beschleunigenden Smart Meter Rollout, den ersten verfügbaren variablen Energietarifen oder der Umsetzung von H_2-Infrastrukturen (siehe Kapitel 3 und 4). Smart Grids bieten viele Lösungsansätze für Netzführung, Wartung, Flexibilisierung etc. und eben auch neue Geschäftsmodelle. Nun gilt es regulatorische Unsicherheiten oder fehlende Investitionsanreize gezielt abzubauen.

Viele, wenngleich nicht alle, Maßnahmen werden jedoch von den beteiligten Akteuren als „hinter dem Zeitplan“ bewertet – dies zieht sich durch alle Handlungsfelder, Schwerpunkte und Detailthemen. Die Gründe sind vielfältig und lassen sich nicht generalisierend beantworten. Jedoch gibt es Randbedingungen, die für nahezu alle Maßnahmen gleichermaßen Herausforderungen darstellen.

Übergreifende Herausforderungen wie der Mangel an Personal- und Finanzressourcen, unzureichende Interoperabilität und das häufige Fehlen gemeinsamer Standards bremsen die Umsetzung vieler konkreter Maßnahmen aus. Heute noch mehr als 2022 wird die Schaffung eines passenden und verlässlichen politischen Rahmens angemahnt. Denn: Ohne Erwartungs- und Planungssicherheit für die Akteure werden Investitionsentscheidungen für die Infrastruktur herausgezögert, die Ertüchtigung der Energienetze verlangsamt sich. Und dies im Kontext, dass Zeit eine genauso knappe Ressource darstellt (siehe Kapitel 2).

7.2 Ausblick

Die Anforderungen an die Politik sind klar: Es braucht verlässliche und langfristig konsistente Rahmenbedingungen, um die Planungssicherheit zu schaffen, die für die intelligente Gestaltung der Energienetze benötigt wird. Dies ist ebenso notwendig, wie die konsequente Beseitigung dysfunktionaler Anreize, die Institutionalisierung von Marktdesigns, die netz- und systemdienliches Verhalten belohnen, sowie ein Förder- und Verwaltungsrahmen, der Innovation begünstigt, statt sie auszubremsen (siehe Kapitel 5). Den verschiedenen Mängellagen an Ressourcen wie Fachkräften, Finanzmitteln und fehlenden Standards gilt es ebenso mit passenden politischen Maßnahmen zu begegnen.

Dass der politische und rechtliche Rahmen hierfür nur teilweise auf Landesebene und in vielen Fällen auf Bundesebene gesetzt wird, ist evident. Hier gilt es innerhalb Deutschlands und der EU gemeinsam aufzutreten, um das übergreifende Interesse an der konsequenten Umsetzung von Smart Grids auch gegenüber den Institutionen auf Bundesebene zu artikulieren.

Gleichzeitig sind alle Akteursgruppen gefordert, die bereits sichtbaren Fortschritte zu skalieren: Die Netzbetreiber sowie Hard- und Softwareanbieter durch die weitere konsequente Umsetzung gemeinsamer technischer und operativer Standards, Kommunen durch integrierte Planungsansätze zur Sektorenkopplung, Unternehmen durch neue Geschäftsmodelle rund um die Flexibilisierung des Energieverbrauchs und intermediäre Akteure durch aktive Multiplikation von Wissen und Best Practices. Die Bürgerinnen und Bürger gilt es in ihrer Lebenswelt abzuholen: Durch sichtbare und komfortable Möglichkeiten, Smart Grids selbst zu nutzen. Dies vergrößert gleichzeitig auch die Akzeptanz (siehe Kapitel 6).

Die von den Akteuren geäußerten Kommentare zeigen neben aller fachlichen Kritik im Detail aber auch große Stärken des baden-württembergischen Energiewende-Ökosystems: Ein hohes Commitment der Akteure, tiefgehende fachliche Expertise, gewachsene, belastbare Netzwerke und eine Kultur der Zusammenarbeit, sowohl zwischen den Akteuren als auch mit offiziellen Stellen wie der Landesverwaltung. Baden-Württemberg verfügt damit über die wesentlichen Bausteine, um den Herausforderungen bei der Ertüchtigung der Energienetze entgegenzutreten.

Das Roadmap-Monitoring wird 2026 fortgesetzt und soll dann vom heutigen, bewusst breiten Problemaufriss zu gemeinsam erarbeiteten, konkreten Handlungs- und Unterstützungsempfehlungen für die Energiewendeakteure, Forschung, Verwaltung und Politik entwickelt werden.

Wir laden Sie herzlich dazu ein, 2026 (wieder) am Monitoring-Prozess teilzunehmen. Lassen Sie uns alle gemeinsam weiter an den intelligenten Energienetzen arbeiten.

Weiteren Informationen und die Anmeldung zum Roadmap-Monitoring finden Sie hier:
https://smartgrids-bw.net/allgemein/monitoring-der-sg-roadmap-bw-2-0-anmeldung/

Quellen

[1] **Land Baden-Württemberg (2024):** Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz Baden-Württemberg (KlimaG BW). Online: https://www.landesrecht-bw.de/bsbw/document/jlr-KlimaSchGBW2023rahmen

[2] **Bund-Länder-Kooperationsausschuss (2024):** Länderbericht Baden-Württemberg 2024. Länderbericht zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zu Flächen, Planungen und Genehmigungen für die Windenergienutzung an Land. Online: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/ErneuerbareEnergien/2024/laenderbericht-baden-wuerttemberg-2024.pdf?__blob=publicationFile&v=4

[3] **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE, 2025):** Dossier: Netze und Netzsausbau. Online: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html

[4] **TransnetBW (2025):** Smart System. Online: https://www.transnetbw.de/de/welt-der-energie/smart-system

[5] **Bundesinstitut für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI, 2025):** BSI fordert robuste Cybersicherheit für die Energieversorgung. Online: https://www.bsi.bund.de/DE/Service-Navi/Presse/Pressemitteilungen/Presse2025/250521_Cybersicherheit_Energieversorgung.html

[6] **Bundesregierung (2025):** Im Zeichen der Sicherheit. Online: https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/kanzler-nach-kabinettsitzung-im-bmvg-2381762

[7] **Bund für Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW, 2025):** Versorgungssicherheit und Resilienz. Online: https://www.bdew.de/energie/versorgungssicherheit-resilienz/

[8] **Schneider, Christian / Schuck, Jan / Müller, Julia / Ritzenthaler, Arno (2022):** Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0. Online: https://smartgrids-bw.net/public/uploads/2022/11/221130-Smart-Grids-Roadmap-2-0-Onlineversion1.pdf

[9] **Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (2013):** Roadmap der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg. Online: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Smart-Grids-Roadmap.pdf

[10] **Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e. V. (2021):** Empfehlungen für die Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0. Die Perspektive der Akteure im Land. Online: https://smartgrids-bw.net/public/uploads/2021/07/Empfehlungen_SG-RoadmapBW2.0.pdf

[11] **Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e. V. (2024):** Monitoring der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0. INITIALBERICHT. Online: https://smartgrids-bw.net/public/uploads/2024/12/241202-Smart-Grids-Roadmap-2-0-Monitoring-Initialbericht.pdf

[12] **Kuckartz, Udo / Rädiker, Stefan / Ebert , Thomas / Schehl, Julia (2013):** Statistik. Eine verständliche Einführung. Online: https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-531-19890-3, S. 75.

[13] **Bundesnetzagentur (2025):** Rollout intelligente Messsysteme: Quartalsweise Erhebungen. Stand: 30. Juni 2025. Online: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/artikel.html

[14] **frontier economics (2024):** HYBRIDES REDISPATCH-MODELL: INTEGRATION VON KLEINANLAGEN UND OPTIONEN FÜR DEN UMGANG MIT MARKTMACHT UND INC-DEC-GAMING. Eine Studie im Auftrag von TransnetBW und TenneT. Online: https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/2/1/4/4/2144f33f644f0e00fb772377109561c30dce3b0e/2024-Frontier-Marktbasierter%20Redispatch.pdf

[15] **Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (FH ISE, 2025):** H2-PoWerD. Wasserstoff Potenzialatlas für Deutschland. Online: https://www.h2-powerd.de/

[16] **Landtag von Baden-Württemberg (2024):** Antrag der Fraktion der CDU und Stellungnahme des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft. Gesetzlicher Änderungsbedarf zur Steigerung der energetischen Verwertung von Biomasse. Online: https://www.landtag-bw.de/resource/blob/265188/81c968443eb90846661b18d54ede6ff4/17_6118_D.pdf

[17] **Landtag von Baden-Württemberg (2024):** Antrag des Abg. Stefan Teufel u. a. CDU und Stellungnahme des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft. Zukunftsperspektiven von Biogasanlagen in Baden-Württemberg. Online: https://www.landtag-bw.de/resource/blob/267484/b0e0e53bdacb17f43b00c1746ce87e04/17_7248_D.pdf

[18] **International Organization for Standardization (ISO) (2022):** ISO 15118-9:2022 Road vehicles — Vehicle to grid communication interface. Part 9: Physical and data link layer conformance test for wireless communication. Online: https://www.iso.org/standard/74779.html

[19] **Zeitung für kommunale Wirtschaft (ZfK, 2025):** E-Mobilität. Bundestag räumt Hürden für bidirektionales Laden ab. Online: https://www.zfk.de/mobilitaet/e-mobilitaet/bundestag-schleift-huerden-fuer-bidirektionales-laden

Abkürzungsverzeichnis

5G	Mobilfunkstandard der 5. Generation
aEMT	advanced Energy Management Tool
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BEV	Battery Electric Vehicle, batterieelektrisches Fahrzeug
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWE (früher) **BMWK**	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie früher: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
BW	Baden-Württemberg
CapEx	Capital Expenditures, Investitionsausgaben
CCS/CCU	Carbon Capture and Sequestration/ Carbon Capture and Utilization
CGMES	Common Grid Model Exchange Standard – Standard für den Austausch gemeinsamer Netzmodelle
CLS	Controllable Local System
CO_2	Kohlendioxid, chemische Formel
EE	Erneuerbare Energien
EEBus	Herstellerübergreifendes Kommunikationsprotokoll zur intelligenten Vernetzung von Geräten im Energiemanagement
EMT	Energy Management Tool
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EV	Electric Vehicle, elektrisches Fahrzeug
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWärmeG BW	Erneuerbare Wärme Gesetz Baden Württemberg
F&E-Projekte	Forschungs- und Entwicklungsprojekte
gMSB	grundzuständiger Messstellenbetreiber
GNDEW	Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende
H_2	Wasserstoff, chemische Formel
HEMS	Home Energy Management System, Haus-/Heim-Energiemanagementsystem
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
iMSys	Intelligentes Messsystem
ISO 15118	Internationaler Standard für die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeugen (EV/BEV) und Ladeinfrastruktur

KEA-BW	Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KTF	Klima- und Transformationsfonds
KRITIS	Kritische Infrastrukturen
LNGG	Gesetz zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases
LTE/4G	Long Term Evolution; Mobilfunkstandard der 4. Generation
mME	Moderne Messeinrichtung
MS	Mittelspannung
MSB	Messstellenbetreiber
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
NABIS	Nationale Biomassestrategie
NGO	Non-Governmental Organization (Nicht-Regierungsorganisation)
OCPP	Open Charge Point Protocol – offenes Protokoll für Ladepunkte, standardisiertes Kommunikationsprotokoll zwischen Ladestationen und Managementsystemen
ONS	Ortsnetzstation
OpEx	Operational Expenditures (engl.), Betriebsausgaben
OVG	Oberverwaltungsgericht
PV	Photovoltaik, ugs. Solarstrom
RD 2.0	Redispatch 2.0
rEA BW	Verband der regionalen Energie- und Klimaschutzagenturen Baden-Württemberg
SG	Smart Grids, intelligente Energienetze
SMGW	Smart Meter Gateway
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TAF	Tarifanwendungsfälle
UM BW	Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
wMSB	wettbewerblicher Messstellenbetreiber
ZNHG	Zweites Nachtragshaushaltsgesetz

Bildnachweise

1/33 (oben links) TransnetBW GmbH
Transformator Umspannwerk Pulverdingen
30.06.2022 072

1/33 (oben rechts) Flughafen Stuttgart GmbH
STR_Solarenergie (Ausschnitt)

1/33 (unten) terranets bw GmbH
Betriebsanlage_Blankenloch_2

5 TransnetBW GmbH
Smart System

7 Flughafen Stuttgart GmbH
STR_Wärme- Kältesystem Terminal

9 iStock/ArtistGNDphotography
iStock-1407383854 (Arbeiter, die Sonnenkollektoren installieren)

12 iStock/MadamLead
iStock-1306221824 (Börsendiagramm mit Stadtlicht - und Strom und Energieanlagenindustrie)

18 TransnetBW GmbH
2560x1917-Hauptschaltleitung Warte (2)

19 iStock/NiseriN
iStock-1336682736 (Wärmepumpenraum im Gewerbegebäude)

23 Flughafen Stuttgart GmbH
E-Bus beim Laden

26 Malp - AdobeStock 429569498 (Ausschnitt - Energiespeichersystem, begleitet von einem großen Solarkraftwerk und einem Windturbinenpark)

27 terranets bw GmbH
terranetsbw_Betriebsanlage_Blankenloch

28/30 iStock/alphaspirit
iStock-1183735895 (Teamwork und Brainstorming-Konzept; Menschen die eine Idee mit einer Lampe teilen)

31 TransnetBW GmbH
Key Visual der Hauptschaltleitung Wendlingen

Monitoring der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0: Bericht 2025
www.smartgrids-bw.net/roadmap
ISBN: 978-3-9822583-6-2