

Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0



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 | Christian Schneider, Jan Schuck,
Julia Müller, Arno Ritzenthaler (alle SmartGridsBW)

WEITERE WORKSHOP-MODERATION

Dr. Rainer Enzenhöfer (TransnetBW GmbH), Dr. Martin Zimmerlin (Netze BW GmbH), Michael Harder, Irem Inan-Erol, Dietmar Miller (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 CO₂-freien Energieerzeugung. Zu ihren wesentlichen Aufgaben gehören die Vernetzung der Akteure im Themenfeld sowie intensive Kommunikationstätigkeiten zu aktuellen Entwicklungen.

ERSCHEINUNGSDATUM | Dezember 2022

WEITERE INFORMATIONEN

www.smartgrids-bw.net/roadmap



ISBN: 978-3-9822583-2-4

INHALT | Die Inhalte des vorliegenden Dokuments wurden von den Teilnehmenden des Roadmap-Prozesses erarbeitet. Eine Liste aller Teilnehmenden findet sich am Ende dieser Publikation.

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 | Sinnesrausch Werbeagentur, Weinstadt

DRUCK | FLYERALARM GmbH

Alfred-Nobel-Str. 18, 97080 Würzburg

Die beim Druck entstandenen CO₂-Emissionen wurden kompensiert.

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 in der vorliegenden Roadmap 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 der vorliegenden Roadmap 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.

Inhaltsverzeichnis

Grußwort.....	05
1 Die Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0.....	06
2 Übergreifende Herausforderungen.....	08
3 Handlungsfeld I: Netz und Markt verbünden	11
3.1 Hinreichende Netztransparenz schaffen	11
3.2 Netzführung (teil-)automatisieren.....	14
3.3 Variable Energie-/Leistungstarife verfügbar machen	16
3.4 System- und netzdienliche Flexibilitäten wirtschaftlich heben	17
4 Handlungsfeld II: Sektorkopplung konsequent denken.....	20
4.1 Sektorkopplung konsequent in Planungsprozesse einbeziehen.....	21
4.2 Elektrische Wärme, Verkehr und H ₂ -Netze integrieren.....	23
4.3 Marktintegration und konsequente Hebung von Flexibilitäten.....	26
4.4 Wasserstoff in die Energienetze integrieren.....	28
5 Handlungsfeld III: Forschung fördern und Reallabore in den wirtschaftlichen Dauerbetrieb überführen.....	31
5.1 Forschungsförderung für Innovationen im Bereich Smart Grids	31
5.2 Bestehende Reallabore in den wirtschaftlichen Dauerbetrieb überführen.....	33
5.3 Voraussetzungen für den Weiterbetrieb bereits bei Projektstart klären.....	34
6 Handlungsfeld IV: Partizipation auf allen Ebenen ermöglichen	36
6.1 Kommunen als Drehscheibe für die Implementierung von Smart Grids	36
6.2 Intermediäre Akteure als Umsetzer, Nutzer und Multiplikatoren von Smart Grids	39
6.3 Bürgerinnen und Bürger bei der Gestaltung intelligenter Energienetze involvieren	41
7 Fazit und Ausblick.....	45
Danksagung und Teilnehmende	46
Abbildungsverzeichnis.....	47
Abkürzungsverzeichnis.....	48
Bildnachweise.....	48
Quellennachweise.....	49

Grußwort der Ministerin für die Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0



Sehr geehrte Damen und Herren,

um unsere Ziele auf dem Weg zur Klimaneutralität zu erreichen, müssen wir die Erneuerbaren Energien in den nächsten Jahren mit hohem Tempo ausbauen. Dadurch verändert sich vieles in unserer Versorgungsstruktur. Die bisher zentrale Stromerzeugung wird dezentraler und volatil. Es wird aufwändiger, Angebot und Nachfrage aufeinander abzustimmen.

Erzeuger, Speicher und Verbraucher müssen in einem dekarbonisierten Energiesystem in der Lage sein, digital miteinander zu kommunizieren. Elektroautos und Wärmepumpen sollen dann laden bzw. laufen, wenn besonders viel Wind- und Solarstrom vorhanden ist. Damit das möglich wird, brauchen wir Smart Grids, d. h. intelligente Netze, in denen sich die verschiedenen Anlagen flexibel steuern lassen.

Im Jahr 2013 wurde die erste Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg veröffentlicht. Eine Vielzahl der darin enthaltenen Maßnahmen und Handlungsempfehlungen wurden in den letzten Jahren umgesetzt. Verschiedene Ideen und Lösungsansätze konnten sich bis hin zur Marktreife entwickeln. Es ist daher der richtige Zeitpunkt, die Strategie an die gewonnenen Erkenntnisse anzupassen und in einer aktualisierten Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 fortzuschreiben. Die Aufgabe der kommenden Jahre lautet, Smart Grids in der Fläche umzusetzen. Die Roadmap enthält konkrete Handlungsempfehlungen und Meilensteine, die daran ausgerichtet sind.

Damit unser Energiesystem weiterhin sicher, nachhaltig und bezahlbar funktioniert, müssen viele verschiedene Akteure zusammenarbeiten. Die Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 wurde daher in einem breit angelegten Beteiligungsprozess mit über 140 Vertreterinnen und Vertretern aus Energie- und Netzwirtschaft, Digitalwirtschaft, Handwerk, Forschung, Kommunalwirtschaft und Bevölkerung erarbeitet. Mein Dank geht an alle Mitwirkenden und an die Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg für ihr großes Engagement bei der Erstellung der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0. Die nun vorliegende Roadmap wird dem Umweltministerium als Leitplanke für das Themengebiet der Smart Grids dienen.

A handwritten signature in blue ink that reads 'Thekla Walker'.

Thekla Walker MdL

Ministerin für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft
Baden-Württemberg



1 Die Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0

Smart Grids für die Energiewende

Die hier vorliegende Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 zeigt auf, wie die intelligente Gestaltung der Energienetze vorangetrieben werden muss, um die Energiewende effizient zu gestalten und damit das ambitionierte Klimaschutzziel der Dekarbonisierung Baden-Württembergs zu erreichen.¹

Intelligente Energienetze, sog. „Smart Grids“, unterstützen den notwendigen massiven Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung. Sie stellen das wesentliche Bindeglied zwischen Energieerzeugungsanlagen, -speichern und -verbrauchseinrichtungen dar. Nicht zuletzt durch die steigenden Anteile erneuerbarer Energien an der Energieversorgung und dem Erfordernis, die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr viel stärker als bisher zu koppeln, erwächst die Notwendigkeit einer effizienten Orchestrierung der Energieflüsse. Die dafür notwendige „Intelligenz“ der Netze erwächst aus ihrer Digitalisierung, also der Erfassung, Verarbeitung und Nutzung von Daten über die Energieflüsse.

In der ersten Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg, die 2012/13 entstand, wurden die Entwicklungspfade für intelligente Energienetze in Baden-Württemberg bereits skizziert.² Damals standen insbesondere die Entwicklung von Komponenten und die Etablierung von Smart Grids im Bewusstsein der Energiewendeakteure im Fokus. In der Folge wurde eine Vielzahl von Smart Grids-Projekten in Baden-Württemberg und darüber hinaus lanciert.³ Die seit nunmehr zehn Jahren in den Projekten gewonnenen Erfahrungen zeigen: Die grundlegende Entwicklungsarbeit ist vorangeschritten. Nun geht es darum, Smart

Grids auch in der Fläche auszurollen und kontinuierlich zu optimieren.⁴

Während frühere Betrachtungen sich eher auf einzelne Komponenten, Geschäftsmodelle oder Prozesse fokussierten, gilt es nun, deren Interaktion unter Realbedingungen zu berücksichtigen. Die vorliegende Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 trägt diesem Umstand Rechnung: Anstatt einzelne Komponenten, Marktmodelle etc. zu betrachten, werden die Handlungsfelder jeweils im Querschnitt aufgearbeitet.

Die Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 im Überblick

Die vorliegende Roadmap entstand als Resultat eines 13-monatigen Stakeholder-Dialogprozesses, in welchem sich die mehr als 140 teilnehmenden Personen und Institutionen in insgesamt sechs Workshops und jeweils vor- und nachgeschalteten E-Mail-Konsultationsrunden zu jedem der Handlungsfelder ausführlich austauschten. Regelmäßig wurde der jeweilige Bearbeitungsstand der Roadmap dem ganzen Kreis der Teilnehmenden zur Verfügung gestellt. Ziel dieses Prozesses war die Formulierung des vorliegenden Papiers, das im Sinne eines White Papers der Politikgestaltung auf Landes- und Bundesebene dienen soll. Gleichzeitig dient die Roadmap den Akteuren im Land selbst als Orientierung, um den Realisierungsgrad der eigenen Smart Grids-Aktivitäten einzuordnen.

Die Auswahl der Inhalte erfolgte basierend auf dem Empfehlungspapier für die Neugestaltung der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg, welches bereits im Jahr

2021 unter Beteiligung von 70 baden-württembergischen Energiewendeakteuren erarbeitet wurde.⁵

In der vorliegenden Roadmap werden zunächst die übergreifenden Herausforderungen bei der Umsetzung von Smart Grids vorgestellt, bevor vier zentrale Handlungsfelder betrachtet werden. Die Handlungsfelder „Netz und Markt verbünden“ und „Sektorkopplung konsequent denken“ gliedern sich jeweils in themenspezifische Unterkapitel, welche die Herausforderungen sowie die daraus abgeleiteten Ziele und Maßnahmen bis 2030 beschreiben. Die zeitlichen Vorgaben sind nicht dogmatisch zu sehen, stellen jedoch für die Akteure sowie die jeweils politisch Verantwortlichen einen Referenzrahmen für die Einordnung des eigenen Umsetzungsfortschritts dar. Die Handlungsfelder „Forschung fördern und Reallabore in den wirtschaftlichen Dauerbetrieb überführen“ sowie „Partizipation auf allen Ebenen ermöglichen“ betrachten wichtige Querschnittsthemen bei der Entwicklung und Umsetzung intelligenter Energienetze.

Forderungen der Roadmap an die Landes- und Bundespolitik

Die Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 fußt auf dem Gesetzeskanon der Energiewende- und Klimaschutzaktivitäten des Landes Baden-Württemberg⁶, der Bundesrepublik Deutschland⁷ sowie der Europäischen Union⁸. Alle Empfehlungen der Roadmap sind somit nicht auf Baden-Württemberg beschränkt, sondern müssen ebenso im Kontext dieser politischen Ebenen gesehen und kommuniziert werden.

Die Roadmap fügt sich mit ihren Maßnahmenkatalogen in die weiteren Aktivitäten des Landes Baden-Württemberg und der darin tätigen Akteure ein. So bestehen im Bereich

Mobilität Schnittstellen zum Strategiedialog Automobilwirtschaft⁹ sowie der Roadmap reFuels BW.¹⁰ Auch zur Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg¹¹ existieren mehrere Schnittstellen. Die Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 greift deshalb in den folgenden Ausführungen bei Themenüberlappungen nur jene Aspekte auf, die für die intelligente Gestaltung der Energienetze relevant sind.

Die am Roadmap-Prozess beteiligten Akteure sind sich einig, dass zur Digitalisierung der Energienetze ein rasches Handeln erforderlich ist. Diese Aktivitäten sind kein Selbstzweck, sondern eine Notwendigkeit, um den Ausbau erneuerbarer Energien mit größtmöglicher Effizienz voranzutreiben.

Die Landesregierung Baden-Württemberg wird von den Teilnehmenden des Roadmap-Prozesses aufgefordert, die im Folgenden aufgezeigten Maßnahmen in größtmöglichem Maße zu unterstützen und den Akteuren insbesondere Planungssicherheit zu gewährleisten.

Weiterhin dient die Roadmap auch dem Land Baden-Württemberg als Handreichung für die Artikulation der Forderungen auf bundespolitischer Ebene. So stehen die in der Roadmap behandelten Themen weitgehend exemplarisch für die Herausforderungen bei der Gestaltung intelligenter Energienetze in ganz Deutschland. Da ein erheblicher Teil der Regulierungskompetenz auf Bundesebene zu finden ist, adressieren die Forderungen gleichermaßen die Bundespolitik.





2 Übergreifende Herausforderungen

Im Folgenden werden die übergreifenden Herausforderungen bzw. kritischen Ressourcen für die Implementierung von Smart Grids überblicksartig dargestellt. Diese Herausforderungen sind bei allen Handlungsfeldern anzutreffen und es muss ihnen jeweils mit geeigneten Maßnahmen begegnet werden.

Kritische Ressource: Zeit

Die mit Abstand kritischste Ressource ist der Faktor Zeit. Für die Dekarbonisierungspläne und die Integration aller erforderlicher Komponenten ist ein sofortiges Handeln notwendig. Bezüglich des Handlungsbedarfs stehen die Energienetze dem Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung in nichts nach. Zeitknappheit ist in vielerlei Hinsicht ein kritischer Faktor – auch aufgrund langwieriger Genehmigungsprozesse für die Umsetzungsmaßnahmen (Netzausbau, Installation von Messtechnik und Speichern etc.). Ebenso stellt die Anzahl der notwendigen Installationen (mehrere Millionen), selbst wenn es nur um Kleingeräte wie intelligente Zähler geht, im Zusammenhang mit der ebenfalls knappen Ressource Personal eine große Hürde dar. Aufgrund langer Planungs- und Nutzungszeiträume (z. B. für Anlagen im Wärmebereich) gilt es, auch hier frühestmöglich zu starten. Hinzu kommen Verzögerungen durch auftretende Lieferengpässe (besonders im Hardware-Sektor: Integrierte Schaltungen). Die Notwendigkeit des frühestmöglichen Handelns erwächst weiterhin aus der Abhängigkeit der Maßnahmen voneinander. Die Landes- und Bundespolitik muss deshalb Genehmigungsverfahren verkürzen und die rechtlichen Rahmenbedingungen und Anforderungen so gestalten, dass ihnen mit geringstmöglichem Zeitaufwand entsprochen werden kann.

Kritische Ressource: Personal

Der um sich greifende Fachkräftemangel macht auch vor dem Installations-, Betriebs- und Wartungspersonal keinen Halt. Allein aufgrund der Anzahl der zu installierenden Anlagen kann dies Verzögerungen zur Folge haben, die sich wiederum kaskadierend auf Folgemaßnahmen und damit die gesamte Geschwindigkeit der Netzertüchtigung auswirken. Zusätzlich erhöht die zunehmende Digitalisierung der Energienetze den Bedarf an Fachkräften für softwareseitige Aufgaben, was eine Abhängigkeit vom ohnehin schon sehr umkämpften Markt der IT-Fachkräfte schafft. Dieser perspektivische Mangel lässt sich auch nicht allein durch die Erhöhung finanzieller Aufwendungen substituieren. Innerbetriebliche Maßnahmen, die Personalkapazitäten entlasten (z. B. Automatisierung etc.), können einen kleinen Beitrag zur Schonung der Personalressourcen leisten. Wichtiger ist jedoch, die Personalgewinnung stetig voranzutreiben und bereits heute geeignete Ausbildungs- und Anreizprogramme anzubieten. Die frühzeitige Einbindung des Handwerks, von Ausbildungsbetrieben sowie von (dualen) Hochschulen und Universitäten ist hier unabdingbar. Sowohl Landes- als auch Bundespolitik sind angehalten, im Rahmen ihrer Möglichkeiten (wie etwa durch eine zielgerichtete Bildungspolitik, Ausbildungskampagnen und Kooperationsangebote an Wirtschaft und Ausbildungsinstitutionen) den Personalmangel zu adressieren.

Kritische Ressource: Hardware

Die Verfügbarkeit von Hardwarekomponenten ist ein kritisches Element für die Umsetzung intelligenter Energienetze. Allein die hohe Anzahl an Installationen bedingt einen hohen Bedarf an IKT-Komponenten. Auch wenn die IKT-Endprodukte (wie z. B. SMGW, Messhardware für Ortsnetzstationen, Wärmepumpen) nicht durch konkurrierende Sektoren nachgefragt werden, besteht bezüglich ihrer Bauteile (insbesondere ICs) extreme Konkurrenz zu weiteren Industriezweigen. Aufgrund der globalen Aufstellung der Lieferketten sind diese auch anfällig für nicht vorhersehbare Schockereignisse, die rasch zu Lieferengpässen führen können. Neben einer wirtschaftlich robusten Aufstellung der Lieferketten sind auch politische Maßnahmen notwendig, wie z. B. die Schaffung von Anreizen zur Verlagerung der Produktion benötigter Bauteile in sichere Regionen (z. B. die EU) sowie die gezielte Ansiedelung von Zulieferbetrieben vor Ort.

Kritische Ressource: Finanzielle Mittel

Die begrenzte Verfügbarkeit finanzieller Ressourcen ist auch bei der Umsetzung von Smart Grids ein limitierender Faktor. Der Investitionsbedarf, der für die Umsetzung der Energiewende in den Energienetzen, besonders in den Verteilnetzen, für Netzoptimierungs-, Verstärkungs- und Umsetzungsmaßnahmen anfällt, kann mit der aktuellen Finanzierungsstruktur von Verteilnetzbetreibern nicht umgesetzt werden. Für alle Akteure ist Planungssicherheit durch einen stabilen regulatorischen Rahmen zwingend erforderlich, um Investitionshemmungen zu vermeiden. Um der Finanzmittelknappheit entgegenzutreten, gilt es weiterhin, Synergie- und Skaleneffekte bei der operativen Gestaltung intelligenter Energienetze zu nutzen. So sollen ausschließlich Komponenten verbaut werden, die „Smart Grid Ready“ sind, um so Fehlinvestitionen zu vermeiden. Um die flächendeckende Digitalisierung der Übertragungs- und Verteilnetze voranzutreiben, ist außerdem eine konsequente Anreizregulierung nötig. So basieren IT-Lösungen zunehmend auf Open Source- und Cloudanwendungen, was den OPEX-Anteil der IT-Kosten deutlich steigert und auch bei Digitalisierungsmaßnahmen in Bezug auf die Energienetze zu steigenden Kosten führt. Die Regulierung muss sich den immer kürzeren Entwicklungszyklen im IT-Bereich

anpassen, um volkswirtschaftlich sinnvolle Maßnahmen nicht aufgrund fehlender Rechtsgrundlagen zu verzögern. Es gilt, auf eine Anerkennung von OPEX-intensiven Investitionen in Innovation und Digitalisierung hinzuwirken. Finanzielle Mittel sind somit nicht nur insgesamt, sondern in Bezug auf die Art der Zuwendung und deren Verwendungsmöglichkeiten als kritische Ressource zu sehen.

Herausforderung: Mangelnde Interoperabilität

Bislang besitzen viele Netzkomponenten sowohl hardware- als auch softwareseitig eine große Anzahl unterschiedlich aufgebauter Kommunikations- und Steuerungskanäle sowie eingesetzter Protokolle und Netzmodelle. Um die Interoperabilität der Systeme und die Interaktionsfähigkeit der intelligenten Netze sicherzustellen, gilt es, die Standardisierung der Schnittstellen voranzutreiben. Dies schließt die Standardisierungs- und Normungsarbeit der zuständigen Gremien, insbesondere des VDE und des BMWK/BSI, ein. Ebenso erhöht die konsequente Nutzung frei verfügbarer Schnittstellen („open source“) und konsensuell geschaffener Standards wie z. B. EEBUS die Systeminteroperabilität. Von zentraler Bedeutung ist außerdem die Anbindung sämtlicher Kundenanlagen an ein kundenseitiges Energiemanagementsystem, welches die Maßnahmen bündelt und mit dem SMGW angebunden werden kann. Dadurch sind netzseitig lediglich die Netzanschlusspunkte zu betrachten, was zu einer deutlichen Reduktion der Komplexität des Gesamtsystems führt. Die Bundes- und Landespolitik ist aufgefordert, durch die Unterstützung von Standardisierungsbemühungen die Interoperabilität der Systeme zu verbessern.

Herausforderung: Digitalisierung

Der Begriff „Intelligente Energienetze“ verweist auf den Aspekt, dass bislang passive Systemkomponenten der Netze mittels aktiver Sensorik, Datenverarbeitung und Aktorik ausgestattet und vernetzt werden. Damit werden die physischen Netze auf Basis von Daten abbild- und steuerbar, es findet eine Digitalisierung der Energienetze statt. Die Digitalisierung ist jedoch kein Selbstzweck: Sie ermöglicht durch die Datenerfassung eine größere Transparenz der Netzzustände und darauf basierend eine differenziertere Netzführung, schnellere Reaktionen etc. Neben der Imple-

Smart Grid Ready

„Smart Grid Ready“ bedeutet, dass Hardware (und ggf. auch Software), auch wenn sie noch nicht direkt in die intelligenten Energienetze integrierbar ist, so ausgelegt sein soll, dass eine spätere Anbindung möglich ist. Die Beachtung dieses Prinzips hilft Fehlinvestitionen (sog. „stranded investments“) zu vermeiden.



mentierung der technischen Komponenten (hard- und softwareseitig) beinhaltet die Digitalisierung der Energienetze die weitere Nutzung der generierten Daten. Es findet somit eine Neugestaltung von Betriebsprozessen mit integrierter Datennutzung und -verarbeitung statt. Das IT-Management wird dadurch zu einer zentralen Komponente der Energienetze. Die Landes- und Bundespolitik ist aufgefordert, dies durch einen eindeutigen regulatorischen Rahmen zu unterstützen. Die Rahmenbedingungen der Datennutzung müssen rechtlich so gestaltet werden, dass Datenschutzbedürfnisse erfüllt werden, gleichzeitig jedoch eine angemessene und zielführende Verarbeitung und Nutzung der Daten möglich ist.

Herausforderung: Regulatorische Hürden

Rechtliche und regulatorische Anpassungen sind an vielen Stellen notwendig, um den effizienten Einsatz von Smart Grids zu gewährleisten. Regulatorische Anpassungen haben in Deutschland jedoch sehr lange Vorlaufzeiten. Daher besteht heute schon Handlungsbedarf, um den rechtlich abgesicherten flächendeckenden Einsatz von Smart Grid-Technologien, -Produkten und -Dienstleistungen in den

folgenden Jahren zu gewährleisten. Auch gilt es, eine Verringerung der administrativen Anforderungen zu erwirken. Auch wenn eine völlige Komplexitätsreduktion schwer machbar ist, gilt es dennoch, den Komplexitätsgrad sowie den (zeitlichen) Aufwand von Legislations- und Verwaltungsakten größtmöglich zu reduzieren. Als Good-Practice-Beispiel kann hier die Novellierung des § 14a EnWG bzw. des Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetzes angesehen werden, die durch die Verordnungsermächtigung ein wesentlich schnelleres Agieren ermöglicht. Der aktuelle rechtliche Rahmen wird nicht zuletzt aufgrund seiner Komplexität als innovationshemmend angesehen. Hier gilt es, „Experimentierklauseln“ ähnlich der SINTEG-Verordnung¹² und darüber hinausgehend auszubauen, um neue Ansätze rechtssicher erproben zu können. Wichtig ist für alle betroffenen Akteure zudem eine Erwartungssicherheit bezüglich des gesetzlichen Rahmens, damit in Anbetracht großer Investitionssummen nicht Unsicherheiten zu Ausbaurückstellungen führen. Als Negativbeispiel kann hier der Smart Meter Rollout angesehen werden, welcher bei den beteiligten Akteuren für große Erwartungsunsicherheiten sorgte.



3 Handlungsfeld I: Netz und Markt verbünden

Die Gestaltung intelligenter Energienetze beinhaltet neben technischen Entwicklungen auch deren Implementierung sowie die Einbindung in Geschäftsprozesse. Das Handlungsfeld „Netz und Markt verbünden“ greift diese Verknüpfung auf. Der Terminus „verbünden“ signalisiert, dass bislang häufig getrennt betrachtete Bereiche wie Hard- und Softwareentwicklung, Prozesse sowie Vergütungs- und Marktmodelle bereits im Kontext gedacht und gemeinsam entwickelt werden müssen.

Für das Handlungsfeld wurden die folgenden vier Ziele identifiziert, welche verschiedene Ebenen der Verbindung von Energienetzen, Vergütungsmodellen und Prozessen beinhalten:

- Hinreichende Netztransparenz muss geschaffen werden (Kapitel 3.1)
- Netzführung muss (teil-)automatisiert werden (Kapitel 3.2)
- Variable Energie-/Leistungsstarife bzw. -bepreisungen müssen flächendeckend zur Verfügung stehen (Kapitel 3.3)

- System- und netzdienliche Flexibilitäten müssen wirtschaftlich zu heben und in ausreichendem Maße verfügbar sein (Kapitel 3.4)

Diese vier Zielsetzungen sind nicht isoliert zu betrachten, vielmehr greifen sie unmittelbar ineinander. So ist die Schaffung einer hinreichenden Netztransparenz Voraussetzung für weitere Maßnahmen. Die (Teil-)Automatisierung der Netzführung wiederum ermöglicht eine Optimierung des System- und Engpassmanagements und erleichtert die Hebung und den Einsatz netzdienlicher Flexibilitäten. Eine variable Energiebepreisung erlaubt Endverbraucherinnen und -verbrauchern eine wirtschaftliche Optimierung und incentiviert zudem die Bereitstellung von Flexibilitäten.

In den folgenden Unterkapiteln werden die Teilaspekte im Hinblick auf die zugrunde liegenden Herausforderungen diskutiert. Daraus werden die jeweiligen Zielsetzungen und die dafür notwendigen Maßnahmen abgeleitet und gegebenenfalls Forderungen an die Landes- und Bundespolitik formuliert.

3.1 Hinreichende Netztransparenz schaffen

Herausforderungen

Um Energienetze effizient zu führen, ist eine größtmögliche Kenntnis des Netzzustandes notwendig. Derzeit stellen die Lastflüsse in den Verteilnetzen in vielen Netzgebieten noch eine Black Box dar. Im Hinblick auf die stark steigenden Leistungsanforderungen (u. a. durch Wallbo-

xen und Wärmepumpen), die wachsende Leistung dezentraler Einspeisung im Verteilnetz (z. B. durch PV-Anlagen) und die daraus resultierenden wechselhaften und größeren Netzlasten ist die Schaffung von hinreichender Netztransparenz notwendig. Diese ermöglicht es, die Netzführung noch genauer auf die verschiedenen Lastzustände

auszurichten und Netzengpässe zu vermeiden. Pragmatisches Vorgehen ist in Anbetracht der Vielzahl der Einzelinstallationen und des knappen Zeitrahmens erforderlich. Schließlich ist eine hinreichende Netztransparenz Voraussetzung für die Erreichung der weiteren Ziele wie der (teil-)automatisierten Netzführung (Kapitel 3.2), der

wirtschaftlichen Hebung von Flexibilitäten (Kapitel 3.4) sowie der konsequenten Umsetzung der Sektorkopplung (Kapitel 4). Ebenso ist die Installation von Smart Metern Voraussetzung für die Nutzung variabler Energiebepreisung (Kapitel 3.3).

Hinreichende Netztransparenz



Hinreichende Netztransparenz bedeutet, dass eine ausreichend große Anzahl an Messeinrichtungen installiert wird. Die verbliebenen „blinden Flecken“ werden mittels statistischer Modelle simuliert. Die Frage, ab wann „ausreichend“ Messeinrichtungen vorhanden sind, lässt sich nicht pauschal beantworten, da dies von den jeweiligen Netzgegebenheiten abhängig ist. Faustregeln wie 80% Messung und 20% Interpolation sind möglich, letztlich muss die Anzahl der erforderlichen Messpunkte jedoch von den jeweiligen Netzbetreibern angepasst an die lokalen Gegebenheiten der Netzgebiete festgelegt werden.

Zielsetzungen

Um das langfristige Ziel der hinreichenden Netztransparenz (Z 1) zu erreichen, gilt es, bereits heute alle Maßnahmen im Bereich der Verteilnetze darauf auszurichten. Der Zeitrahmen ist in Anbetracht der Vielzahl der dafür notwen-

digen Installationen gering bemessen, vollständige Netztransparenz lässt sich in der Kürze der Zeit nicht erreichen. Hier muss der pragmatische Ansatz gewählt und auf hinreichende Netztransparenz hingearbeitet werden.

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
M 1.1: Bedarfsanalyse Netztransparenz		M 1.3: Installation Messtechnik in der NS (ONS)			Z 1: Hinreichende Netztransparenz	M 1.6: Optimierung u. a. von: - Hardwareinstallationen (ONS, NAP) - Datenerfassung - Simulation - Prognose	
M 1.4: Kommunikationsmöglichkeiten (5G + 450 MHz) werden aufgebaut			M 1.5: Daten-Modelle zur Simulation des Netzes				
M 1.2: Installation Messtechnik in der NS + Gasverteilnetzen (Smart Meter Rollout)							

Abbildung 1: Maßnahmen zur Schaffung hinreichender Netztransparenz

Maßnahmen

Eine vollständige Analyse der bestehenden Netztopologie und eine Evaluierung der zukünftigen Bedarfe (M 1.1) bildet die Grundlage für eine strategische Platzierung von Messtechnik im Netz, wo sie am dringendsten benötigt wird. Um hinreichende Netztransparenz zu erreichen, ist die Installation von Messtechnik sowohl an Hausnetzanschlüssen (Smart Meter) (M 1.2) als auch an Ortsnetztransformatoren notwendig (M 1.3). Neben der Ertüchtigung der

Niederspannungsnetze im Elektrizitätssektor gilt es, auch die Gasverteilnetze mit intelligenter, fernauslesbarer Brennwertmessung auszustatten, um auch hier den Netzzustand zukünftig transparent erfassen zu können (M 1.2).

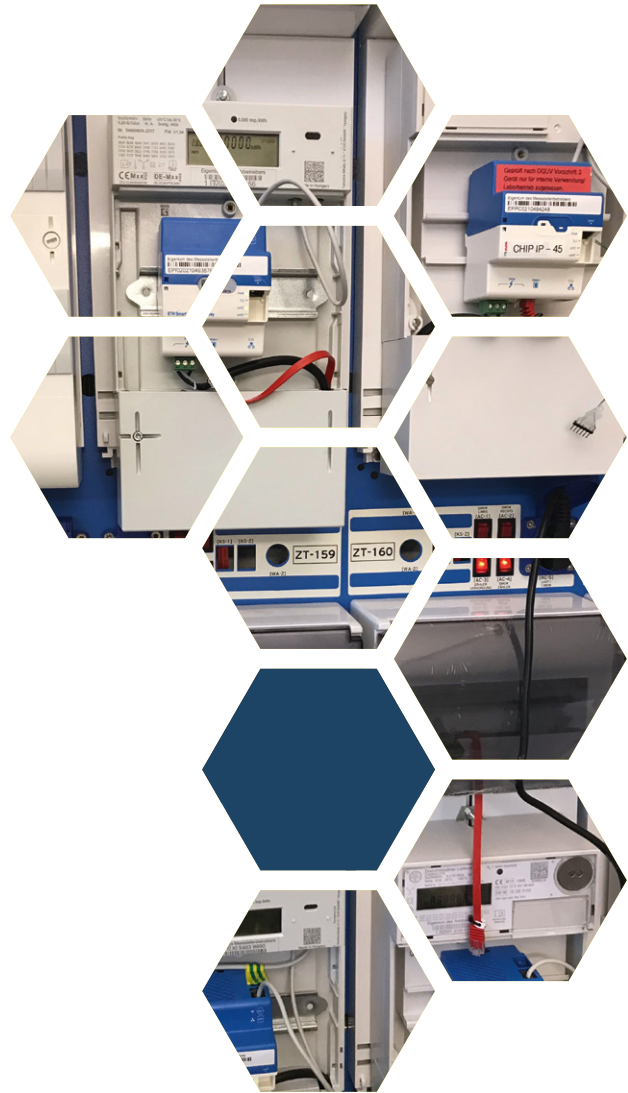
Wichtig für die Netzzustandserfassung und die drahtlose Übermittlung der gemessenen Daten ist im Vorfeld und parallel der Ausbau der Kommunikationsnetze (5G + 450 MHz).

Die 450 MHz-Technik ist besonders relevant, da sie unabhängig von öffentlich zugänglicher Infrastruktur betrieben werden kann und so eine geringere Vulnerabilität aufweist (M 1.4).

Um hinreichende Netztransparenz zu erreichen, ist nicht an jedem Netzanschlusspunkt und jeder Ortsnetzstation die Installation von Messtechnik notwendig. Stattdessen ist eine strategische Verteilung der Installationspunkte erforderlich, sodass die verbliebenen „blinden Flecken“ anhand der verfügbaren Daten durch statistische Modellbildung aufgelöst werden können (M 1.5). Weiterhin kann mithilfe dieser Modelle die Effizienz zukünftiger Netzausbaumaßnahmen erhöht werden, indem bessere Prognosen und Simulationen möglich sind.

Wichtig hierbei ist, dass die Daten allen relevanten Akteuren zur Verfügung gestellt werden. So müssen beispielsweise Smart-Meter-Daten von Messstellenbetreibern an die Verteil- und ggf. Übertragungsnetzbetreiber übergeben werden, um eine größtmögliche Transparenz über die Netzebenen hinweg herzustellen. Smart Meter dienen weiterhin der Steuerung von Anlagen im Hausbereich (z. B. über das Heim-Energiemanagementsystem) und sind damit für die Sektorkopplung sowie die Nutzung variabler Energiepreise relevant (siehe Kapitel 3.3).

Sobald eine hinreichende Netztransparenz erreicht ist (Z 1), soll der Fokus auf die Optimierung der Netzmodelle und der Hardwareinstallationen gesetzt werden (M 1.6). Dies beinhaltet die Optimierung der Datenmodelle durch Training mit mehr Datenpunkten und die Verbesserung der Prognose-Fähigkeiten. Ebenso gemeint ist eine Verbesserung und Erweiterung der Hardwareinstallationen in Ortsnetzstationen und an Netzanschlusspunkten.



FORDERUNGEN AN DIE POLITIK UND ANFORDERUNGEN AN DIE AKTEURE

- Die notwendige Unterstützung seitens der Legislation sowie der Regulierungs- und Aufsichtsbehörden betrifft insbesondere die Schaffung von Rechtssicherheit durch stabile regulatorische Rahmenbedingungen (vgl. Situation des Smart Meter Rollout nach dem Beschluss des OVG Münster¹³).
- Die Landes- und die Bundesregierung müssen konsequent sicherstellen, dass keine Rechtsunsicherheiten entstehen, da diese das Handeln der Akteure verzögern.
- Eine konsequente Anreizregulierung soll die benötigten Investitionen ermöglichen (so z. B. die Möglichkeit, den OPEX-Anteil bei Netzinvestitionen zu vergrößern).
- Aufgrund der großen Anzahl an Einzelinstallationen (z. B. Smart Meter Rollout und Messtechnik an ONS) und vieler organisatorischer und legislatorischer Maßnahmen gilt es, schnellstmöglich zu starten.
- Die Vielzahl der Installationen erfordert ausreichende Kapazitäten an Personal und die Verfügbarkeit der zu verbauenden Hardware.

3.2 Netzführung (teil-)automatisieren

Herausforderungen

Durch die rapide steigende Anzahl dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen wachsen die Komplexität der Energienetze und die an sie gestellten Leistungsanforderungen stark. Die Netzführung teilweise zu automatisieren, indem unterliegende Prozesse, wo möglich, automatisiert werden, erlaubt es, mit der steigenden Komplexität der Energienetze gegenüber einer rein manuellen Netzführung besser umzugehen. Weiterhin ermöglicht die (Teil-)Automatisierung die Hebung und den Einsatz von Flexibilitäten aller Größenordnungen, um diese, wo effizient möglich,

auch mittels wirtschaftlicher Allokationsmechanismen netzdienlich einzusetzen (sog. marktbasierende Flexibilitätsangebote) (siehe Kapitel 3.4).

Zielsetzungen

Die umzusetzende (Teil-)Automatisierung bezieht sich zum einen auf Vorgänge innerhalb einzelner Netze (Z 2.1) und ist zum anderen auch netzübergreifend (Z 2.2) zu verstehen. Mit der Realisierung dieser Ziele wird auch die Hebung und Einbindung von Flexibilitäten für die Stromnetze vereinfacht (Z 2.3).

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
M 2.1: Evaluierung Bedarf Netzführung		M 2.3: Implementierung Hard-/Software + Prozesse für (Teil-)Automatisierung im eigenen Netzgebiet			Z 2.1: (Teil-)automatisierte Netzführung im eigenen Netzgebiet		M 2.7: System- und netzdienliche Optimierung
M 2.2: Interoperabilitätskriterien definiert		M 2.4: Implementierung netzbereichsübergreifender Netzführung (technisch und organisatorisch)			Z 2.2: (Teil-)automatisierte Netzführung, netzübergreifend		
		M 2.5: Definition von Datenschnittstellen, -übergabepunkten, -formaten				Z 2.3: Einbindung von Flexibilitäten durch Automatisierung vereinfacht	M 2.8: wirtschaftliche Optimierung
		M 2.6: Evaluierung rechtlicher Aspekte (Datenschutz, Datenhoheit etc.)					

Abbildung 2: Maßnahmen zur (teil-)automatisierten Netzführung

Maßnahmen

Neben der technischen Interoperabilität kommen bei der (Teil-)Automatisierung noch organisatorische und rechtliche Aspekte hinzu.¹⁴ Involvierte Akteure sollen deshalb zunächst eine Evaluation (M 2.1) durchführen, um zu prüfen, welche dieser Aspekte relevant sind, mit welchen Akteuren Abstimmungen getroffen werden müssen etc.

Weiterhin müssen Interoperabilitätskriterien definiert werden, um Interoperabilität z. B. bereits beim Stammdatenaustausch zu gewährleisten (M 2.2). Diese Kriterien sollen im großen Kreis der Netzbetreiber diskutiert und zum Konsens werden, um eine möglichst große Kompatibilität

zu schaffen. Die Implementierung der Hard- und Software sowie der Prozesse im eigenen Netzbereich soll sich für alle Netzbetreiber anschließen (M 2.3).

Der Charakter von Smart Grids zeichnet diese als „System of Systems“ aus: Aus der rechtlichen, organisatorischen und technischen Abgrenzung der verschiedenen Netze resultiert deshalb die Herausforderung der Abstimmung der Netzbetreiber über Netzgrenzen hinaus. Die notwendige und parallel stattfindende Implementierung der netzbereichsübergreifenden (teil-)automatisierten Netzführung (M 2.4) baut teilweise darauf auf, erfordert jedoch auch über die Technik hinausgehende Abstimmungsprozesse

vertraglicher und organisatorischer Natur (M 2.6). Aufgrund der Zuständigkeit verschiedener Netzbetreiber gilt es, die technische Übergabe von Daten und Steuersignalen auf Hardware-/Software- und Protokollebene zu definieren (M 2.5), die organisatorischen Prozesse zur Datennutzung anzustoßen und die dabei entstehenden Rechtsfragen in Bezug auf Datenschutz und Datenhandling zu klären. Um die Übergabe- und Abstimmungsprozesse zu forcieren, sollen weitestgehend standardisierte Datenmodelle eingesetzt werden, wie beispielsweise auf Übertragungsnetzebene bereits vorhanden. Weitergehende Abstimmungs- und Übergabeprozesse sind nicht zuletzt bei den durch Smart Meter generierten Daten zu erwarten. Diese werden an die zuständigen Messstellenbetreiber gesendet, können von den Netzbetreibern jedoch auch für Automatisierungsprozesse und in der Folge für die Flexibilitätshebung genutzt werden. Die Steuerung von Flexibilitäten kann beispielsweise über den CLS-Proxy-Kanal der Smart Meter Gateways erfolgen, wie im Verbundprojekt C/sells¹⁵ demonstriert.¹⁶ An das Erreichen der (Teil-)Automatisie-

rungsziele schließt sich die system- und netzdienliche (M 2.7) sowie die wirtschaftliche Optimierung (M 2.8) an.

Durch die Automatisierung unterlagerter Prozesse lässt sich im Idealfall eine Reduktion der Systemkomplexität erreichen, da Anlagen (z. B. an einem Netzanschlusspunkt mittels SMGW) kumuliert werden. Über Schnittstellen, wie vom Smart Meter Gateway bereitgestellt, lässt sich perspektivisch auch eine Steuerung der Anlagen auf unterster Ebene im Netz erreichen (z. B. im Rahmen von Notsituationen), ohne dass jede Anlage einzeln angesteuert werden muss. Nicht zuletzt lassen sich durch automatisierte Abstimmungsprozesse (z. B. aufgrund besserer Netzzustandsprognosen) verbesserte Reaktionszeiten zur Vermeidung bzw. Beseitigung kritischer Netzzustände erreichen, wodurch sich das Netzengpassmanagement aufgrund einer verbesserten Koordination der VNB und ÜNB sowie der Zugriffsmöglichkeit auf Flexibilitäten effizienter gestalten lässt.

FORDERUNGEN AN DIE POLITIK UND ANFORDERUNGEN AN DIE AKTEURE

- Die Politik muss ein Umfeld schaffen, welches den Dialog und die Kooperation zwischen den Akteuren ermöglicht und anregt.
- Die Politik soll Standardisierungsprozesse fördern und unterstützen.
- Abstimmung ist hier zwischen den Akteuren, insbesondere Netzbetreibern, Messstellenbetreibern, EVU sowie Flexibilitätsbereitstellern notwendig. Im Kontext des Engpassmanagements gibt es z. B. die Netzsicherheitsplattform DA/RE¹⁷, die allen Netzbetreibern offensteht und eine Koordination ermöglicht.
- Für andere Systemdienstleistungsprodukte kann die Initiierung eines Stakeholderdialogs zur Involvierung der Beteiligten und eine übergreifende Evaluation der Anforderungen sinnvoll sein.



3.3 Variable Energie-/Leistungsstarife verfügbar machen

Herausforderungen

Variable Energie- bzw. Leistungsstarife dienen der Involvement von Kundinnen und Kunden, um perspektivisch Flexibilitäten auf dieser Basis zu heben. Sie ermöglichen eine wirtschaftliche Optimierung des Verbrauchs im Vergleich zu Einheitstarifen, indem die Endkundinnen und -kunden ihr Energienutzungsverhalten an das Preisgefüge anpassen. Die Hebung impliziter Flexibilitäten wird möglich, indem die gezielte Setzung wirtschaftlicher Anreize als Steuerungselement genutzt wird. So kann über flexible Tarifzeitvorgaben eine Lastverlagerung im Endkundenbereich erreicht werden. Durch die Verfügbarkeit variabler Tarife kann auch der Mehrwert von Smart Metern für Verbraucherinnen und Verbraucher herausgestellt werden.

Bislang sind variable Tarife nicht flächendeckend für Endverbraucherinnen und -verbraucher verfügbar. Eine Herausforderung bei der flächendeckenden Gestaltung variabler Tarife stellt die Vielzahl von Preisbestandteilen dar, welche nicht alle beliebig verändert werden können. So muss zwischen gesetzlich festgelegten Preisbestandteilen (wie z. B. NNE und Konzessionsabgaben) und dyna-

misierbaren Preisbestandteilen unterschieden werden. Um dieses Instrument zu gestalten, gilt es weiterhin zu klären, in welcher Dimension die Variabilität der Tarife liegt. Ob z. B. festgelegte Zeiträume unterschiedlich bepreist oder eine Dynamisierung des Preises in Echtzeit stattfinden soll. Denkbar ist ebenso eine Preisanpassung anhand der Leistungsanforderung.

Weiterhin ist die Frage zu stellen, in welchem Sinne die Optimierung durch die variablen Tarife erfolgen soll: Sollen systemdienliche Anreize gesetzt werden oder soll primär eine wirtschaftliche Optimierung beim Endkunden stattfinden? Wichtig ist bei Letzterer, dass wirtschaftliche Anreize nicht zu für die Netze dysfunktionalem Verhalten führen dürfen.

Zielsetzungen

Langfristiges Ziel ist die flächendeckende Verfügbarkeit variabler Energiebepreisung (Z 3.1), um den Kundinnen und Kunden Wahlmöglichkeiten zu geben und perspektivisch eine wirtschaftliche Incentivierung von Flexibilitätenbereitstellung (z. B. verschiedene EV-Ladegeschwindigkeiten) zu ermöglichen (Z 3.2).

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
M 3.1: Variable Tarife für individuelle wirtschaftliche Optimierung anbieten	M 3.2: Variable Tarife mit Anreizwirkung anbieten		Z 3.1: Variable Energiebepreisung ist flächendeckend verfügbar				
				Z 3.2: Variable Energiebepreisung ist flächendeckend verfügbar und bietet Anreize für netzdienliche Flexibilitätenbereitstellung			

Abbildung 3: Maßnahmen, um flächendeckende Verfügbarkeit variabler Energietarife zu gewährleisten

Maßnahmen

Um die flächendeckende Verfügbarkeit variabler Tarife seitens der EVU sicherzustellen, benötigen diese eine valide Datengrundlage der Verbrauchsdaten, die in der Regel mittels Smart Meter erfasst werden. Hier sind wiederum die Schritte der technischen und organisatorischen Datenübergabe, der Datenhoheit und des Datenschutzes zu klären, die bereits in Kapitel 3.1 und 3.2 erläutert wurden. Variable Tarife, welche im ersten Schritt nur der individuellen Preisoptimierung dienen, sind teilweise bereits verfügbar (M 3.1). Diese sollen zukünftig flächendeckend angeboten werden, um Endverbraucherinnen und -verbrau-

chern eine wirtschaftliche Optimierung zu ermöglichen. Mittelfristig sollen diese Tarife mit Anreizwirkung für system- oder netzdienliches Verhalten angeboten werden (M 3.2). Perspektivisch können im Massenmarkt die im Messstellenbetriebsgesetz vorgesehenen Mechanismen der lokalen Vorverarbeitung (z. B. bei der Tarifierung) sowie der pseudonymisierten Übertragung von Daten an die Netzbetreiber zur Anwendung kommen.

Denkbar ist ebenso die Verknüpfung einer variablen Bepreisung mit der Hebung von Flexibilitäten durch eine Steuerung von Verbrauchsanlagen. Dabei müssen keine

Einzelanlagen angesteuert werden. Eine Einbindung in ein HEMS ist ebenso möglich und erlaubt die kumulierte Ansteuerung zur Komplexitätsreduktion. Bei größeren Lasten kann unter anderem über das Smart Meter Gateway und den CLS-Proxy-Kanal seitens des Netzbetreibers, der

Aggregatoren, Service Provider und EVU im Rahmen vertraglich vereinbarter Maßnahmen auf Großgeräte in den Haushalten zugegriffen werden (siehe Kapitel 3.4). Im Gegenzug dafür erhalten die Kundinnen und Kunden eine attraktivere Bepreisung.

FORDERUNGEN AN DIE POLITIK UND ANFORDERUNGEN AN DIE AKTEURE

- Die Politik ist angehalten, die Preisbestandteile so zu gestalten, dass variable Tarife wirtschaftlich umsetzbar sind.
- Die Anforderungen an die Akteure sind vornehmlich im Bereich der Datenübertragung sowie des Datenhandlings zu finden. Neben der Übertragung von Netzzustandsgrößen oder Preissignalen kommen ebenso neue prozessorale Anforderungen zu den bisherigen Kooperationen hinzu.

3.4 System- und netzdienliche Flexibilitäten wirtschaftlich heben

Herausforderungen

Last- und Einspeiseflexibilitäten sind wesentliche Elemente, um die steigende Volatilität in den Netzen zu kompensieren, die steigenden Leistungsanforderungen auszugleichen und damit im systemdienlichen Einsatz die Netzfrequenz und Spannung stabil zu halten. Außerdem wird der netzdienliche Einsatz von Flexibilitäten verschie-

dener Größenordnungen im Netzengpassmanagement durch verbesserte Netztransparenz (siehe Kapitel 3.1) und (teil-)automatisierte Netzführung (siehe Kapitel 3.2) deutlich effizienter gestaltet, teilweise erst ermöglicht. Ebenso gilt es, die verschiedenen Sektoren der Energienutzung an die Stromnetze anzubinden, um Flexibilitätpotenziale auch in anderen Sektoren zu heben (siehe Kapitel 4).

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
M 4.1: Evaluierung, Flexibilitätsbedarf und -potenziale		M 4.7: Einbindung EV in Flexibilitätenhebung (zuerst uni- und, wo verfügbar, bidirektional)					
M 4.4: Rahmen für Nutzung von Smart-Meter-Daten wird definiert	M 4.5: Hebung von Flexibilitäten über definierte TAF der SMGW				Z 4.1: Kleinflexibilitäten können wirtschaftlich gehoben werden	Z 4.2: Kleinflexibilitäten können system- und netzdienlich eingesetzt werden	M 4.9: Optimierung des system- und netzdienlichen Einsatzes + der wirtschaftlichen Nutzung
	M 4.6: Anlagensteuerung über CLS-Proxy zur Hebung von Flexibilitäten						
M 4.2: Regulatorische Anpassungen	M 4.3: Speicherkapazitäten (Kurz-, Mittel-, Langzeit) werden installiert						
			M 4.8: Einbindung der Wärmeversorgung in Flexibilitätenhebung (lastseitig)				

Abbildung 4: Maßnahmen zur wirtschaftlichen Hebung netz- und systemdienlicher Flexibilitäten

Der umfassende Einsatz von bzw. Zugriff auf Flexibilitäten erfordert auch eine breitere Einbindung von Akteuren wie Liegenschaftsbetreibern oder Bürgerinnen und Bürgern (siehe Kapitel 6).

Zielsetzungen

Ziel ist, dass Flexibilitäten auf allen Netzebenen gehoben werden können und zudem in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen. Dies beinhaltet sowohl system- als auch netzdienliche Flexibilitätenverfügbarkeit. In welcher Größenordnung Erzeugungs- und Lastflexibilitäten verfügbar sein müssen, um als „ausreichend“ zu gelten, muss von den jeweiligen Netzbetreibern und zuständigen Regulierungsgremien definiert werden. Ziel ist einerseits, auch Kleinflexibilitäten wirtschaftlich zu heben (Z 4.1). Im nächsten Schritt sollen diese Flexibilitäten auch system- und netzdienlich eingesetzt werden (Z 4.2).

Maßnahmen

Die Evaluierung der eigenen Flexibilitätspotenziale, aber auch des eigenen Bedarfs an externen Flexibilitäten, stellt einen der ersten Schritte dar (M 4.1). Teilweise müssen jetzt die notwendigen rechtlichen Voraussetzungen für die Hebung von Flexibilitäten geschaffen werden (M 4.2). Beispielhaft für die notwendige Umsetzung ist die zuletzt erfolgte Reform des §14a EnWG mit einer Verordnungsermächtigung. Gleichzeitig besteht Bedarf für die Reform weiterer Regulierungen wie z. B. §14c EnWG, die Einbindung dezentraler Flexibilität im Rahmen des Redispatch 2.0 etc.¹⁸

Um den wirtschaftlichen Einsatz von Flexibilitäten zu forcieren, ist eine Weiterentwicklung der Vergütungsmodi notwendig. Die wirtschaftlichen Nutzungsarten müssen auf Basis von Ressourceneffizienz und niedrigen Transaktionskosten ausgewählt werden. Ebenso gilt es, geeignete regulatorische Anreize für dezentrale Akteure aus Haushalt, Gewerbe und Industrie zu schaffen, um vorhandene Flexibilitäten system-, netz- und marktdienlich einzusetzen.

Da Legislationsprozesse sich mitunter über Jahre ziehen, gleichzeitig der Handlungsdruck für die Umsetzung von Smart Grids jedoch sehr hoch ist, gilt es, die Diskussion über das zukünftige Marktdesign jetzt zu führen und die Gesetzgebungsprozesse anzustoßen. Erfahrungswerte aus bereits stattfindenden Maßnahmen (z. B. Redispatch 2.0) und durchgeführten Projekten müssen dabei berücksichtigt werden. Verfahrensabkürzungen wie eine Verordnungsermächtigung können hier die Reaktionsfähigkeit der Administration deutlich erhöhen.

Neben den Flexibilitäten der gekoppelten Sektoren gilt es auch den netzdienlichen Einsatz von Speichern zu klären und diese zeitnah zu installieren (M 4.3). Insbesondere beim Einsatz von Speichern im Netz müssen zudem die Rahmenbedingungen geändert werden, sodass das Einspeichern von Energie nicht durch Verbrauchsabgaben belastet wird. Dann können auch Quartierspeicher wirtschaftlich betrieben werden, auf welchen z. B. individuelle Energiekonten angelegt werden können. Bislang wurden Speicherlösungen häufig im Heimbereich angeboten und zur Eigenstromoptimierung genutzt. Hier ist im Sinne einer energetischen und wirtschaftlichen Optimierung zu klären, ob dieser Anreiz weiter gesetzt werden soll und ob die Effekte auch für das Gesamtsystem (nicht nur die Optimierung der Einzelanlage) gewünscht sind.

Um auch in den gekoppelten Sektoren Wärme und Verkehr (siehe Kapitel 4.3) netzdienliches Verhalten sicherzustellen, müssen diese in ausreichendem Maße regelbar sein. Voraussetzung hierfür ist, dass die Erfassung und Nutzung der Smart-Meter-Daten auch auf Seiten der Messstellen- und Netzbetreiber definiert sind (M 4.4). Dies ermöglicht eine Steuerbarkeit der Anlagen (M 4.6) und gegebenenfalls weitere Einsatzfälle. Weitere Möglichkeiten der Hebung von Flexibilitäten lassen sich über die definierten Tarifierungsfälle der Smart Meter Gateways realisieren (M 4.5).

Mögliche Einsatzarten von Flexibilitäten

netzseitig

- Regelreserve
- Redispatch
- Blindleistungsmanagement
- Spitzenlastkappung
- Lokales Engpassmanagement

marktseitig

- Peer-to-Peer-Handel („P2P“)
- Bilanzkreis-Glättung
- Stromlieferanteile



Da Lastflexibilitäten leichter verfügbar sind (M 4.7 und M 4.8) als Einspeiseflexibilitäten, gilt es, letztere und systemdienliche Batteriespeicher in ausreichendem Maße vorzu-

halten – insbesondere solange bidirektionales Laden von EV noch nicht flächendeckend verfügbar ist (M 4.7).

FORDERUNGEN AN DIE POLITIK UND ANFORDERUNGEN AN DIE AKTEURE

- Flexibilitäten, die system- oder netzdienlich eingesetzt werden können, gehören zu den wesentlichen Bausteinen, um die Herausforderungen der Energiewende (wie die Einspeisevolatilität der erneuerbaren Energien und Netzengpässe aufgrund großer Belastungen) zu bewältigen.
- Für die im Bereich tätigen Akteure, insbesondere Netzbetreiber, ergeben sich Herausforderungen sowohl technischer als auch prozessualer und rechtlicher Natur. Neben der Installation von Speicherkapazitäten ist die Institutionalisierung einer Kooperation mit Verbraucherinnen und Verbrauchern, wie im Bereich der Wärmeversorgung, und mit Mobilitätsanbietern relevant. Letztere können perspektivisch auch Einspeiseflexibilitäten bereitstellen.
- Die Landes- und Bundespolitik muss vornehmlich einen Rechtsrahmen schaffen, welcher es den Netzbetreibern ermöglicht, Flexibilitäten zu heben und wirtschaftlich einzusetzen. Die Regulierung hat hier verschiedene Ansatzpunkte, wie die Akteure hierbei unterstützt werden können.
- Die hohe Dynamik der Entwicklungen erfordert eine Verkürzung der Regulierungsprozesse. Ansätze, welche hier eine Straffung (beispielhaft: die Reform des §14a EnWG durch eine Verordnungsermächtigung der Bundesregierung) und damit die deutlich schnellere Umsetzung der Reformen ermöglichen, werden ausdrücklich befürwortet.
- Wo möglich, soll auf eine Bereitstellung von Flexibilitäten hingewirkt werden, so z. B. mit wirtschaftlichen Anreizen. Beispielhaft sei hier die Förderung von Ladesäulen/Wallboxen genannt: Diese soll seitens der Fördergeber so gestaltet sein, dass EV mit entsprechender Möglichkeit für bidirektionales Laden eingesetzt werden können. Nachdem immer mehr Fahrzeuge dazu fähig sind, sollen Fördermittel für Ladepunkte dies auch anreizen. So könnte eine Rückspeisefähigkeit von Wallboxen und Ladesäulen als Förderbedingung definiert werden, um bidirektionales Laden zu ermöglichen und somit langfristig die Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen sicherzustellen.





4 Handlungsfeld II: Sektorkopplung konsequent denken

Die verschiedenen Sektoren der Energienutzung wurden bislang meist getrennt betrachtet. Nur durch eine konsequente Sektorkopplung kann eine Dekarbonisierung der Energienutzung in allen Sektoren erreicht werden. Die Fortschritte der Dekarbonisierung in den Sektoren sind unterschiedlich.¹⁹ Klar ist: Die Dekarbonisierung verlangt noch große Anstrengungen. Die Energienutzung verlagert sich von fossiler Verbrennung in großem Maße auf andere Energieträger, insbesondere Strom und perspektivisch grünen Wasserstoff. Nur durch die gezielte Verzahnung der Sektoren und eine intelligente Energienutzung kann die Dekarbonisierung schnellstmöglich vorangetrieben werden. Smart Grids stellen hierfür das zentrale Verknüpfungselement dar, indem sie Energieflüsse transparent machen und deren effiziente Steuerung ermöglichen.

Die benötigte Energiemenge und der Bedarf an punktuell zur Verfügung stehender Leistung in den Stromnetzen können dadurch stark ansteigen. Insbesondere im Bereich der E-Mobilität zeichnet sich ein sehr starker Hochlauf ab, der einen Ausbau der Ladeinfrastruktur fordert.²⁰ Während die gesamte Energiemenge eines elektrifizierten PKW-Verkehrs mit beispielsweise 90-100 TWh für das Energiesystem keine Hürde darstellt, kann jedoch die Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen in einzelnen Netzabschnitten eine Herausforderung für das Netzengpassmanagement darstellen. Im Bereich der Wärmegewinnung zeichnet sich sowohl im industriellen als auch im Hauswärmebereich eine fortschreitende Elektrifizierung sowie eine Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff ab. Smart Meter, Messtechnik an Ortsnetzstationen, private und öffentliche Ladepunkte sowie die Veränderungen in

der Wärmegewinnung (z. B. mit Wärmepumpen) haben bei mehr als fünf Millionen Haushalten in den 1101 Kommunen Baden-Württembergs²¹ eine erwartbare Anzahl von Millionen Installationen zur Folge.

Smart Grids ermöglichen es, regenerativ erzeugte Energie durch Sektorkopplung effizienter in den Bereichen Elektrizität, Wärme und Verkehr einzusetzen. Um die Synergien der kombinierten Nutzung von regenerativ erzeugtem Strom, Biogas und H₂ zu heben, ist eine konsequente Umsetzung von Smart Grids mittels intelligenter Erfassungs- und Steuerungselemente notwendig. Dies beginnt bereits bei der Planung der Energienutzung, um alle erforderlichen Komponenten vor Ort zu integrieren. Neben Strom wird zukünftig dem Einsatz von klimaneutral erzeugtem H₂ eine entscheidende Rolle zukommen. Durch Wasserstoff kann erneuerbare Energie in sehr großen Mengen im Gasnetz gespeichert werden und dann insbesondere in der Industrie, im Wärmesektor und dem Verkehrsbereich zum Einsatz kommen. Im Sinne der Sektorkopplung gilt es, die Netze der verschiedenen Energieträger, wie auch die Verbraucherinnen und Verbraucher, intelligent miteinander zu verknüpfen und stets zu prüfen, welche Maßnahmen energetisch und im Rahmen der CO₂-Gesamtbilanz vorteilhafter sind.

In den folgenden vier Unterkapiteln werden diese Aspekte diskutiert:

- Sektorkopplung muss konsequent in Planungsprozesse einbezogen werden (Kapitel 4.1)
- Strom, Wärme, Verkehr und H₂ müssen technisch integriert werden (Kapitel 4.2)

- Marktintegration und die konsequente Hebung von Flexibilitäten (Kapitel 4.3)
- Die Integration von Wasserstoff in das Energiesystem (Kapitel 4.4)

Diese Aspekte werden in den folgenden Unterkapiteln im

Kontext der zugrunde liegenden Herausforderungen diskutiert. Daraus werden jeweils Zielsetzungen und die dafür notwendigen Maßnahmen abgeleitet. Weiterhin werden Anforderungen an die Akteure sowie Forderungen an die Landes- und Bundespolitik formuliert.

4.1 Sektorkopplung konsequent in Planungsprozesse einbeziehen

Herausforderungen

Energienutzung wird bislang in den verschiedenen Sektoren sowohl planerisch als auch in der Umsetzung meist getrennt betrachtet. Dies beruht auf gewachsenen Denk-, Handlungs- und Organisationsmustern, welche eine Separation der Sektoren (hier insbesondere Elektrizität, Wärme und Verkehr) als gegeben betrachten. Die bereits eingeleiteten Reformen der Wärmeversorgung sowie des Verkehrswesens benötigen jedoch eine intelligente Vernetzung dieser Sektoren mit den Strom- und Gas-/Wasserstoffnetzen. Diese Verzahnung muss bereits in den ersten Entwicklungsphasen von Liegenschaften und Infrastruktur bedacht werden. Ein Beispiel hierfür ist die kommunale Umsetzung von Gebiets- und Quartiersentwicklungen, bei welchen die Einbeziehung von Energieaspekten in den ersten Planungsphasen bislang gar nicht vorgesehen ist. Dadurch sind mit Energiethemen befasste Akteure häufig nicht so präsent wie notwendig. Genauso muss bei der Sanierung bestehender Liegenschaften stets eine energetische Betrachtung einbezogen werden. Hierfür ist die Stärkung des Know-hows involvierter Akteu-

re und ihre rechtzeitige Konsultation nötig. Dies schließt auch die engere Verzahnung und Datennutzung ein: So sollen die Wärmeplanungen der Kommunen sowie die Gasnetzgebietstransformations- und Stromnetzplanungen der Verteilnetzbetreiber und Stadtwerke stärker verknüpft und beispielsweise auch anderen Akteuren zur Verfügung gestellt werden, um den vorhandenen Datenbestand optimal zu nutzen.

Neben der Kopplung vor Ort gilt es, die Sektoren auch für die überregionale Nutzung (z. B. im Rahmen von Fernwärmenetzen und regionsübergreifender Flexibilitätenhebung) zu ertüchtigen. Um keinen dysfunktionalen Trade-off zwischen der Dekarbonisierung vor Ort und im Gesamtsystem entstehen zu lassen, sondern beide Interessen in Einklang zu bringen, gilt es, die hierfür relevanten Akteure vor Ort und überregional einzubeziehen. Um all diesen Anforderungen gerecht zu werden, muss das Thema Sektorkopplung bereits frühzeitig in Planungsphasen für Projekte einbezogen werden.

Akteure für die energetisch optimierte Quartiers-/Infrastrukturgestaltung

- Kommunalverwaltung, ggf. Landkreis + Regionalverband
- Netzbetreiber, Messstellenbetreiber
- EVU/Stadtwerke
- Wohnbaugesellschaften vor Ort
- Projektentwickler/Projektierer/Architekturbüros
- Investoren/Fördergeber
- regionale Energieagenturen
- zukünftige institutionelle Nutzer (wenn bekannt, ansonsten auf Verbandsebene z. B. IHK/Gewerbeverband)
- Energiegenossenschaften

Zielsetzungen

Das Ziel der konsequenten Verankerung der Sektorkopplung in Planungsprozessen erfordert das Aufbrechen der oben beschriebenen etablierten Denk- und Handlungsmuster, nach denen Strom, Wärme und Verkehr in der Regel getrennt betrachtet werden. Dazu muss sichergestellt werden, dass allen involvierten Akteuren die relevanten Schritte zur Berücksichtigung der Energiethemen präsent sind (Z 5.1). Dies soll durch eine rechtliche Verankerung des Themas Energie in Planungsprozessen (Z 5.2) flankiert werden. Letztere ent-

bindet jedoch nicht von der zuvor genannten Informationsarbeit, da der Rechtsrahmen keine Detailgestaltung vorgeben kann. Die Gestaltungsmacht und damit auch die Frage, ab welchen Planungsschritten Energiethemen berücksichtigt werden, liegt bei den Planenden und Umsetzenden, welchen die Möglichkeiten der energetischen Gestaltung bewusst sein müssen. Übergreifendes und langfristiges Ziel ist, dass Sektorkopplung bei allen Liegenschafts- und Infrastrukturplanungen sowohl im Bestand als auch im Neubau mitgedacht und Klimaschutz konsequent umgesetzt wird (Z 5.3).

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
M 5.1: Leitbilderarbeitung für ein sektorübergreifendes Energiesystem				Z 5.1: Planenden und ausführenden Stellen sind alle unmittelbar relevanten Energiethemen präsent		Z 5.3: Energie wird bei Planungsprozessen mitgedacht und Sektorkopplung konsequent umgesetzt	
M 5.2: Ansprache relevanter Akteure, kontinuierliche Informationsarbeit zum Thema Energie				Z 5.2: Rechtliche Verankerung von Energiethemen in Planungsprozessen			
M 5.3: Weitere Verankerung von Energie und Klimaschutzthemen im Rechtsrahmen							
M 5.4: Bewusstsein involvierter Akteure für Potenziale der Sektorkopplung kontinuierlich schärfen							
M 5.5: Personalaufbau, Rekrutierung, Ausbildung, Umschulung (durch Kooperationen mit Ausbildungsinstitutionen)							

Abbildung 5: Maßnahmen zur Verankerung der Sektorkopplung in Planungsprozessen

Maßnahmen

Es bedarf eines gemeinsamen Leitbildes für das sektorübergreifende Energiesystem (M 5.1). Dabei gilt es, die verschiedenen Akteursgruppen – von Kommunal- und Liegenschaftsplanung, Architektur und Gebäudebau, Installationspersonal bis hin zur späteren Nutzerschaft – zu sensibilisieren, um das Thema Energie frühzeitig einbringen zu können. Die Ansprache aller hierbei relevanten Akteursgruppen (von der Planung über die Nutzung bis hin zur Abwicklung) ist notwendig, da fundamentale Änderungen der jeweiligen Handlungsheuristik nur langsam in die Praxis übernommen werden (M 5.2). Neben der konkreten Verknüpfung der Wärmenutzung (z. B. P2H oder BHKWs) sowie von Ladepunkten für EV vor Ort muss genauso die gesamtsystemische Ebene betrachtet werden. So gilt es, auch überregionale bis landesübergreifende Effekte zu modellieren und stets zu klären, welche Energieverteilung und -übertragung aus Sicht des Gesamtsystems am effizientesten ist. Dazu müssen bei der lokalen Liegenschaftsplanung auch überregional tätige Akteure involviert werden.

Die Involvierung von Behörden und Ämtern soll gesetzlich geregelt werden, z. B. durch eine kommunale Klimaschutzpflicht und eine Verankerung energetischer Betrachtungen in kommunalrechtlichen Verfahrensgrundsätzen.²² Dies betrifft insbesondere Gebiets-/Quartiersentwicklungen und Bestandssanierungen, da im Gebäudebereich und der Wärmenutzung große Dekarbonisierungspotenziale

liegen.²³ Diese und andere dienliche Änderungen des Regulierungsrahmens müssen jetzt angestoßen werden (M 5.3).

Die Informationsarbeit muss kontinuierlich aufrechterhalten werden, da derartig tiefgreifende und komplexe Veränderungen ins Bewusstsein „diffundieren“ müssen (M 5.4). Das Bewusstsein involvierter Akteure für Potenziale der Sektorkopplung zu schärfen, beinhaltet dabei auch die Bereitstellung möglichst niedrigschwelliger Informationsmaterialien (wie z. B. Checklisten, Musterbeispiele für Gebäude/Straßenzüge/Quartiere). Eine Schlüsselrolle nimmt das Handwerk ein: Sowohl im Neubau als auch bei der Sanierung im Bestand werden sie als Ansprechpersonen für die Gestaltung der Sektoren Wärme und Elektrizität wahrgenommen. Damit stellen sie wichtige Multiplikatoren dar. Aufgrund dieser Positionierung gilt es, das Handwerk gezielt gewerkeübergreifend im Bereich der Sektorkopplung zu fördern. Wichtig ist es weiterhin, eine der größten Herausforderungen kontinuierlich zu adressieren: den Personalmangel (M 5.5). Durch eine entsprechende Integration in Aus- und Fortbildungsprogramme können die Themen Energie und Sektorkopplung weiter gefördert werden.

- Kommunen sollen die Energienutzung im Rahmen ihrer Möglichkeiten bereits in baurechtlichen Genehmigungsverfahren als Kriterium definieren.
- Der Gesetzgeber ist gefordert, kommunales Planungsrecht so zu gestalten, dass Klimaschutzbelange und damit das Thema Energie bereits bei Planungsbeginn einfließen.
- Um das Bewusstsein involvierter Akteure für Energiebelange zu schärfen, muss die Informationsarbeit für diese Gruppen vorangetrieben werden. Die Verfügbarkeit bestehender Informations- und Beratungsangebote (z. B. von der KEA-BW²⁴ und den regionalen Energieagenturen²⁵) müssen noch stärker ins Bewusstsein gerückt werden.
- Die Personalgewinnung für Entwicklung, Installation, Betrieb und Wartung von Komponenten des Energiesystems muss gezielt vorangetrieben werden. Hier muss sich die Landesregierung auch ressortübergreifend für die Anwerbung und Ausbildung von Fachpersonal einsetzen.

4.2 Elektrische Wärme, Verkehr und H₂-Netze integrieren

Herausforderungen

Um die verschiedenen Sektoren auf funktionaler Ebene zu integrieren, gilt es, eine Reihe von technischen und organisatorischen Maßnahmen zu ergreifen, welche die Kompatibilität und Interoperabilität der Komponenten sicherstellen. Damit schließt sich das vorliegende Kapitel unmittelbar an die Forderungen des Kapitels 3.2 und die Anforderungen zur (Teil-)Automatisierung von Netzen und Anlagen an. Die Installationen im Bereich der strom-, gas- und H₂-gebundenen Wärmeversorgung sowie der Ladeinfrastruktur erfordern eine intelligente Integration aller Energienetze, um die Effizienz im System und vor Ort zu optimieren.

Zielsetzungen

Übergreifendes Ziel ist es, dass Wärmeeinrichtungen, Ladeinfrastruktur und auch Erzeugungsanlagen technisch und bezüglich des notwendigen Datenhandlings in die Smart Grids-Infrastruktur integriert und steuerbar sind. Bestandsanlagen sollen über entsprechende Nachrüstungen integriert werden, Neuanlagen gleich bei ihrer Installation (Z 6).

Maßnahmen

Um einen Überblick zu gewinnen, gilt es, sowohl für Netzbetreiber als auch EVU, Liegenschaftsbetreiber, Verkehrsintegratoren und weitere, die Bedarfe der verschiedenen Sektoren im jeweils eigenen Wirkungsbereich zu analysieren (M 6.1).

Zur Einbindung von Ladeinfrastruktur für E-Mobilität sowie der Wärmegewinnung sind passende IKT-Lösungen erforderlich, welche mittels Sensorik die Verbräuche und Lastflüsse erfassen und mittels Aktorik Energieerzeugung und Verbrauch steuern können. Dies beinhaltet sowohl die Hardware-Ebene als auch die zugehörigen Übertragungs-

protokolle, Softwareschnittstellen, wie auch Fragen der Datenübertragung, der Datenhoheit und des Datenhandlings. Wichtig ist hierbei, die Standardisierungsprozesse möglichst schnell voranzutreiben, um so eine „sichere“ Anlageninstallation anzureizen (M 6.2). Bereits verfügbare und belastbare Standards sollen dabei konsequent umgesetzt und genutzt werden (nicht nur das Basisprotokoll, sondern auch die gesamten Spezifikationen). Dazu gehört auch die weitere Ausgestaltung von Funktionen der Hard- und Software sowie ihre Anwendung anhand standardisierter BUCs. Die IT-Komponenten müssen deshalb über ihre gesamte Einsatzdauer updatefähig sein, um funktionale und vor allem sicherheitsrelevante Updates zu gewährleisten. Neben der rein technischen gilt es auch die organisatorische Komponente der Abstimmungsprozesse sowie die rechtlichen Aspekte der Zusammenarbeit (Rechte an den Daten etc.) zu klären (M 6.3). Bestandsanlagen (insbesondere aus dem Wärmesektor) sollen, sobald möglich, integriert werden (M 6.4).

In den kommenden Jahren gilt es, die Ladeinfrastruktur weiter auszubauen. Genauso wird ein Hochlauf bei der integrierten Gestaltung der Wärmenutzung zu sehen sein (M 6.5). Die E- und die Wasserstoff-Mobilität werden in den kommenden Jahren einen rasanten Hochlauf erleben. Die Skalierung der Ladeinfrastruktur ist auch relevant, um in der öffentlichen Wahrnehmung das Hauptargument gegen die E-Mobilität, die „Reichweitenangst“, durch eine ausreichende Verfügbarkeit von Ladepunkten und H₂-Tankstellen auszuräumen.²⁶ Die Gestaltung des Individualverkehrs steht dabei insgesamt auf dem Prüfstand. So muss auch die Integration von Fahrzeugen auf Basis von Wechselbatterien erwogen werden. Voraussetzung wäre auch hier der Anstoß entsprechender Standardisierungsprozesse.

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
M 6.1: Evaluierung von Ladepunkten für EV (Anzahl + Typ), Wärmeanlagen, Erzeugungsanlagen etc. im eigenen Wirkungsbereich		M 6.4: Integration von Bestandsanlagen aus dem Wärmesektor					Z 6: Bestandsanlagen sind integriert und steuerbar, Neuanlagen werden bei Installation integriert
		M 6.5: Skalierung E-Ladepunkte + Gas/H ₂ -Infrastruktur + stromgetriebene Wärme					
M 6.2: Schnittstellen-Standardisierung, Klärung der Interoperabilität (z. B. EEBUS etc.)			M 6.3: Klärung Datenhandling, organisatorische Abwicklung, rechtliche Aspekte				
M 6.6: Rollout Neuanlagen mit unmittelbarer SG-Integration (falls nicht möglich sollte verbaute Hardware „Smart Grid Ready“ sein)							

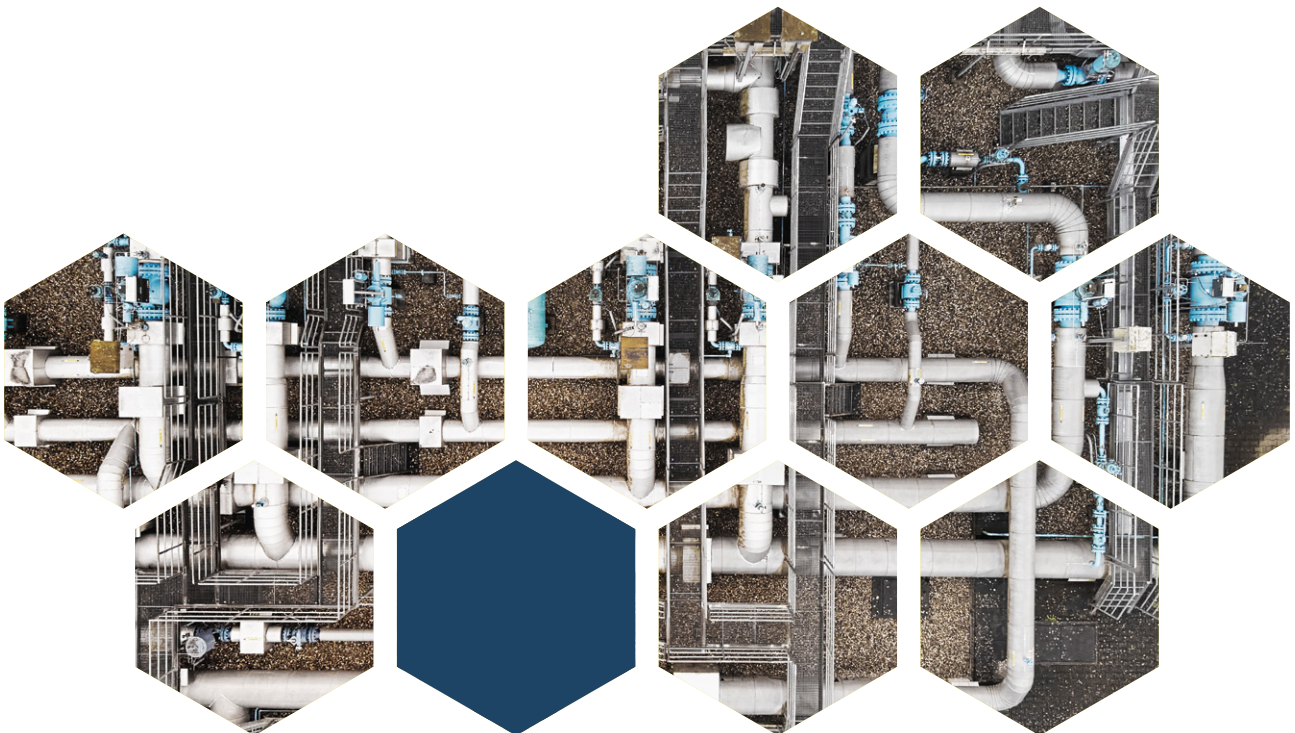
Abbildung 6: Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärme, des Verkehrs und der H₂-Netze

Während die meisten EV derzeit noch auf unidirektionales Laden ausgerichtet sind, qualifiziert das bidirektionale Laden diese perspektivisch auch als Einspeiseflexibilität (V2G) oder zur Optimierung des Energiemanagements mit Gebäudebezug (V2H). Bis dahin sollen EV im ersten Schritt als steuerbare Lastflexibilität genutzt werden, da ihre hohen Ladeleistungen es ermöglichen, Erzeugungsspitzen im Netz zu dämpfen („Peak Shaving“). Damit dieses unidirektionale Potenzial für netzdienliche Use Cases genutzt werden kann, muss die Bilanzierung der EV so angepasst werden, dass energetische Ausgleiche ermöglicht werden, ohne den netzdienlichen Einsatz der Systembilanz zu gefährden. Die Implementierung bidirektionaler Lademöglichkeiten durch die Automobilwirtschaft ist schließlich notwendig, um die EV als Einspeiseflexibilität mit großem Potenzial zu nutzen. Gleiches gilt für entsprechend ausgestattete Ladesäulen und Wallboxen. Dies muss in die Arbeit der Plattformen wie z. B. des Strategiedialogs Automobilwirtschaft Baden-Württemberg einfließen.²⁷ Die benötigte große Anzahl an Ladesäulen und die damit verbundenen Investitionskosten stellen für die Ladesäulenbetreiber gro-

ße Herausforderungen dar – genauso der Mangel an Installationspersonal, der auch hier den Ausbau verzögern kann.

Neuanlagen sollen frühestmöglich intelligent angebunden werden. Bei allen Installationen gilt, dass diese „Smart Grid Ready“ vorgenommen werden sollen (M 6.6). Aufgrund der hohen Anzahl der perspektivisch zu installierenden Anlagen ist im ersten Schritt, auch wenn noch keine Steuerbarkeit gegeben ist, eine passende Sensorik relevant, um zumindest die Netzbelastungen transparent zu erfassen (siehe Kapitel 3.1). Dabei soll die Netzintegration von Wärme- und Mobilitätskomponenten auf standardisierten Lösungen (wie z. B. Smart Meter Gateways) basieren, um größtmögliche Kompatibilität zu gewährleisten. Um bei der Umsetzung keine Zeit zu verlieren, gilt es jedoch, mit den jetzt bereits verfügbaren Lösungen (teils proprietär) zu starten und ggf. die Standardisierung bei laufender Implementierung vorzunehmen.

- Netzbetreiber sollen eine Evaluierung und Prognose der zukünftigen Entwicklungen in den Bereichen Mobilität und Wärme vornehmen.
- Anlagenbetreiber aus den Sektoren Mobilität und Wärme sollen sicherstellen, dass Anlagen interoperabel sind. Im Bestand gilt es, diese baldmöglichst nachzurüsten. Sofern bei Neubauten noch keine standardisierten Anschlussmöglichkeiten verfügbar sind, sollen diese bereits „Smart Grid Ready“ gestaltet werden, um „stranded investments“ zu vermeiden.
- Anlagenbetreiber sollten direkten Kontakt mit Netzbetreibern, EVU etc. suchen, um die Anlagenintegration zu erleichtern. Diese soll bestenfalls schon im Planungsprozess berücksichtigt werden.
- Die Standardisierungsprozesse sollen seitens der Landes- und Bundespolitik unterstützt werden, um Planungssicherheit für Anlagenbauer zu bieten und so einem Investitionsstau vorzubeugen.
- Die Maßnahmen in den Sektoren Verkehr, Wärme und Elektrizität zur integrativen Gestaltung der Energienutzung sollen von der Landesverwaltung, den Landesinstitutionen und deren Initiativen vorangetrieben werden. Dies schließt im Bereich Mobilität beispielsweise das Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg und den Strategiedialog Automobilwirtschaft Baden-Württemberg ein. Im Bereich der Wärmenutzung berührt dies beispielsweise das Ministerium für Landesentwicklung und Wohnen Baden-Württemberg und den Strategiedialog „Bezahlbares Wohnen und innovatives Bauen“.²⁸



4.3 Marktintegration und konsequente Hebung von Flexibilitäten

Herausforderungen

Neben der technischen Verknüpfung der Sektoren gilt es, diese Integration auch wirtschaftlich in möglichst effizientem Maße zu nutzen, so etwa in Form von Flexibilitäten bei der Führung der Stromnetze. Voraussetzung dafür ist die Möglichkeit, angeschlossene Anlagen zu steuern, um Flexibilitäten effizient heben zu können (siehe Kapitel 3.3). Da sowohl der Bereich Wärmeerzeugung als auch der Bereich E-Mobilität künftig mit größeren Mengen elektrischer Leistung versorgt werden, sind hier große Flexibilisierungspotenziale vorhanden. Während Maßnahmen für die Aggregation von Kleinflexibilitäten (wie Pooling) bei stationären Anlagen (wie Wärmepumpen und Heimspeichern) gut skalierbar sind, stellt sich die Frage, wie sich dies bei EV verhält und auf welcher Netzebene die Flexibilitäten sinnvoll eingesetzt werden können. Das bidirektionale Laden von EV erschließt weitere Einspeiseflexibilitäten (V2G), welche systemdienlich oder netzdienlich eingesetzt werden können. Eine ausreichend große Kapazität an Einspeiseflexibilitäten kann auch die Anzahl an benötigten Speichern im Netz (siehe Kapitel 3.3) reduzieren.

Zielsetzungen

Ziel ist es, dass Flexibilitäten, wo möglich und wirtschaftlich sinnvoll, über gemeinsame Marktplattformen gehandelt werden können und der system- oder netzdienliche Einsatz gekoppelter Anlagen gewährleistet ist (Z 7.1). Langfristiges Ziel ist, dass das Verbrauchsverhalten der gekoppelten Sektoren modelliert und prognostiziert werden kann und die notwendigen Anreize über ein angepasstes Marktdesign gesetzt werden können (Z 7.2).

Maßnahmen

Die Evaluierung von Flexibilitätsbedarfen in den Netzgebieten sowie die Analyse der wirtschaftlichen Potenziale stellen den ersten Schritt dar (M 7.1). Um diese Flexibilitätspotenziale wirtschaftlich heben zu können, sind Anpassungen des rechtlichen Rahmens notwendig. So wie die kürzlich erfolgte Reform des §14a EnWG, der eine verlässliche netzdienliche Steuerbarkeit auf Anforderung des Netzbetreibers bei einem gleichzeitigen energetischen Ausgleich ermöglichen soll. Weiterhin muss ein grundsätzliches Einvernehmen über die Rahmenbedingungen des Flexibilitäteneinsatzes im Strommarkt gegeben sein (M 7.2).

Ein sektorübergreifendes Marktdesign für alle Energieträger wird aufgrund ihrer Verschiedenartigkeit und der politischen Implikationen bei Beschaffung, Bepreisung und Abgabenlast als nicht realisierbar angesehen. Stattdessen müssen die in den verschiedenen Sektoren gehobenen Flexibilitäten für die Stromnetze verfügbar gemacht werden (M 7.3). Flexibilitäten sollen, besonders im Sinne einer gesamtsystemischen Optimierung, auf räumliche und zeitliche Muster und Einsatzmöglichkeiten untersucht werden.

Dysfunktionale wirtschaftliche Anreize, die auf eine Optimierung vor Ort zielen und dabei eine gesamtsystemische Verschlechterung der Emissionsbilanz zur Folge haben, sollen vermieden werden. Ein Beispiel hierfür kann die Ausstattung einzelner Häuser mit Batteriespeichern sein, welche die Energienutzung im Haus wirtschaftlich optimieren,

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
M 7.1: Evaluierung der Flexibilitätsbedarfe in Netzgebieten + Analyse wirtschaftlicher Potenziale		M 7.4: Einbindung von EV in Flexibilitätenhebung (uni- und bidirektional)			Z 7.1: Flexibilitäten können über Marktplattformen gehandelt werden, system- und netzdienlicher Einsatz der gekoppelten Anlagen ist möglich	Z 7.2: Verbrauchsverhalten kann prognostiziert und über ein Marktdesign gesteuert werden	M 7.6: Optimierung der wirtschaftlichen Nutzung + Optimierung des system- und netzdienlichen Einsatzes
		M 7.5: Einbindung der Wärmeversorgung in Flexibilitätenhebung (lastseitig)					
M 7.2: Einvernehmen über Rahmenbedingungen der Flexibilitäten etablieren							
M 7.3: Flexibilitätenhebung in den Sektoren, Verfügbarmachung für die Stromnetze							

Abbildung 7: Maßnahmen zur Marktintegration und der konsequenten Hebung von Flexibilitäten

gleichzeitig jedoch die CO₂-Bilanz des Gesamtsystems gegenüber z. B. einem Quartiersspeicher verschlechtern.

Die sukzessive Einbindung von EV als Last- und Einspeiseflexibilitäten in die Stromnetze ermöglicht die Hebung großer wirtschaftlicher Potenziale für die Netzführung (M 7.4). Erkenntnisse hierzu deuten darauf hin, dass bidirektional ladbare EV perspektivisch für das Peak Shaving und zum Netzwiederaufbau genutzt werden können.²⁹ Wichtig ist hierbei, nicht darauf zu warten, dass mehr EV bidirektionales Laden erlauben. Auch unidirektional ladbare EV können zumindest lastseitig als Flexibilitäten genutzt werden – in Anbetracht der perspektivisch vorhandenen Ladeleistungen ein großes Potenzial für das Netzengpassmanagement. Hier ist jedoch darauf zu achten, dass nicht nur die EV baldmöglichst bidirektional laden können, sondern zu verbauende Wallboxen und Ladesäulen auch dazu fähig sind.

Die Einbindung elektrischer Wärmeversorgung (z. B. von Wärmepumpen) erlaubt primär die Hebung lastseitiger Flexibilitäten (M 7.5). Auch wenn der Austausch alter elektrischer Wärmeanlagen (wie z. B. Nachtspeicherheizungen)

wünschenswert ist, gilt es, bis dahin ihre Flexibilisierungspotenziale zu nutzen. Dazu sollen noch in Betrieb befindliche Bestandsanlagen, wo möglich und sinnvoll, als Lastflexibilitäten integriert werden.

Generell stellt sich jeweils die Frage nach der Effizienz von Maßnahmen zur Flexibilisierung von Anlagen. Bei Hausanschlüssen soll eine Integration in das Heim-Energiemanagementsystem möglich sein, welches über das Smart Meter Gateway mit dem Netz kommuniziert. So kann bei Nutzung der standardisierten Netzanbindung die Komplexität geringgehalten und gleichzeitig die Reichweite auf weitere Hausinstallationen erhöht werden.

Allein in Anbetracht des Zeitraumes, in welchem Wärmeanlagen und Fahrzeuge perspektivisch ausgetauscht werden, zeichnet sich ab, dass die beschriebenen Entwicklungen auch danach weitergehen müssen. Die kontinuierliche Optimierung des Flexibilitätseinsatzes (M 7.6) sowohl auf technischer (in Bezug auf System- und Netzdienlichkeit) als auch wirtschaftlicher Seite trägt diesem Umstand Rechnung.

FORDERUNGEN AN DIE POLITIK UND ANFORDERUNGEN AN DIE AKTEURE

- Der Gesetzgeber muss den Rechtsrahmen für eine konsequente netz- und systemdienliche und, darauf aufbauend, wirtschaftliche Optimierung des Einsatzes von Flexibilitäten bereitstellen. Bereits vorhandene Ansätze wie die Reform des §14a EnWG werden hierzu ausdrücklich begrüßt.
- Wichtig bei regulatorischen Anpassungen ist, dass keine dysfunktionalen wirtschaftlichen Anreize gesetzt werden, die einer Optimierung des CO₂-Ausstoßes im Gesamtsystem entgegenwirken (wie z. B. Eigenverbrauchsoptimierung gegenüber dem systemischen Nutzen ins Netz eingespeisten Stroms).
- Wirtschaftliche Incentives (z. B. Förderprogramme) sollen darauf abzielen, Investitionen mit größtmöglichem Funktionsumfang anzureizen, wie z. B. bidirektional ladefähige Wallboxen und Ladesäulen anstatt unidirektionale Modelle. Seitens der Akteure sollten nur entsprechende Modelle verbaut werden.



4.4 Wasserstoff in die Energienetze integrieren

Herausforderungen

Die Integration klimaneutral erzeugten Wasserstoffs als Energieträger in die Energiesysteme ist ein zentraler Bestandteil der Dekarbonisierung. Mit der Notwendigkeit, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern autokratischer Regime zu verringern, kommt im Bereich von Erdgas, Kohle und unterschiedlicher Erdölprodukte dem Wasserstoff (neben den verfügbaren Mengen an Biogas) eine entscheidende Rolle zu. Ergänzend kann in Teilbereichen auch die Methanisierung von Wasserstoff und die Aufbereitung von Biomethan Potenziale eröffnen. Bezüglich der Verstromung oder Einspeisung von Biomethan sollte jeweils der ökologisch effizienteste Weg ermittelt werden. Biogas ist eine derzeit unmittelbar, jedoch nur in begrenzten Mengen verfügbare Alternative zu fossilem Gas.³⁰ Dieses Kapitel fokussiert sich auf Wasserstoff, da dieser, produziert auf Basis grünen Stroms, perspektivisch die größere Menge an molekülbasierter Energie ausmachen wird und die Weiterentwicklung der Infrastruktur jetzt notwendig ist.

Wo Energieträger beliebig substituierbar sind, ist die CO₂-Gesamtbilanz ihres Einsatzes entscheidend.³¹ Diesem Kriterium sind jedoch zwei Bedingungen vorgelagert: Erstens lassen sich nicht alle Anwendungsszenarien mit jedem beliebigen Energieträger erfüllen und zweitens sind auf absehbare Zeit weder 100% erneuerbar erzeugter Strom

noch 100% grüner Wasserstoff in ausreichendem Maße verfügbar. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass der Wechsel von grauem oder blauem hin zu grünem Wasserstoff im Sinne der Dekarbonisierung möglichst schnell vorangetrieben werden muss. Die Diskussion über die Erzeugung des Wasserstoffs wird an dieser Stelle nicht weiter ausgeführt: Das langfristige Ziel, der Einsatz klimaneutral erzeugten Wasserstoffs, und der Weg dorthin werden von der Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg im Detail beschrieben.

Zielsetzungen

Zielsetzung im Rahmen einer intelligenten Ertüchtigung der Energienetze ist die Umrüstung der bislang auf fossiles Gas ausgerichteten Infrastruktur hin zu H₂-fähigen Netzen (Z 8). Die Frage, wie eine Verteilung der Energienutzung zwischen Strom- und Wasserstoffnetzen in Zukunft aussieht, lässt sich aufgrund der Vielzahl von Randbedingungen an dieser Stelle nicht final abschätzen. Klar ist jedoch, dass die Ertüchtigung der Gasnetzinfrastruktur sowohl auf Transport- als auch auf Verteilnetzebene für die perspektivische Nutzung von grünem Wasserstoff bereits heute vorangetrieben werden muss.³² Dies beinhaltet bei allen Aktivitäten auch die vollständige Berücksichtigung der Sektorkopplung der H₂-Netze mit den Strom- und Wärmenetzen.

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
M 8.1: Ertüchtigung bestehender Gasnetzinfrastruktur für H ₂							Z 8: H ₂ -Netze ersetzen die Versorgung mit fossilem Gas
M 8.2: Evaluierung optimaler Standorte für Elektrolyseure			M 8.3: Integration von H ₂ -Erzeugung als Lastflexibilität				
			M 8.4: Integration lokaler H ₂ -Anlagen als Einspeiseflexibilität, Neu- und Bestandsanlagen werden H ₂ -ready ausgestattet				
M 8.5: Evaluierung und Nutzung von Energiespeicherungspotenzialen im H ₂ -Netz					M 8.6: Integration lokaler H ₂ -Anlagen in Verteilnetze		

Abbildung 8: Maßnahmen zur Integration von Wasserstoff in die Energienetze

Maßnahmen

Die ersten Tranchen Wasserstoff werden zunächst zur Substitution von Erdgas für die Gewinnung von Prozesswärme in großtechnischen Anlagen eingesetzt, da dies höchste Wirkungsgrade aufweist. Gleichzeitig ist eine Substitution von Erdgas durch Wasserstoff in vielen Anwendungsszenarien effizienter als durch Strom, insbesondere bei großen Wärmebedarfen. Die großmaßstäbliche Wärmeerzeugung (z. B. von industrieller Prozesswärme) und auch der Sektor Mobilität sind zu bevorzugende Einsatzbereiche. Die dort benötigte Energie wird derzeit noch mit großen Mengen fossiler Brennstoffe (insbesondere Kohle, Erdöl und Erdgas) erzeugt. Im Verkehrssektor stehen insbesondere die Bereiche, in welchen batterieelektrische Lösungen nicht genug Energiedichte versprechen (z. B. im Flug³³, Schiffs- und auf der Straße besonders im Schwerlastverkehr) im Fokus für eine Wasserstoffnutzung.³⁴ Zum Einsatz von Wasserstoff und weiteren regenerativ erzeugten Treibstoffen („reFuels“) für den Verkehrssektor hat das Land Baden-Württemberg eine spezialisierte „Roadmap reFuels BW“ lanciert.³⁵

Die Gewinnung bzw. der Import von ausreichend Wasserstoff erfordert weiterhin eine europaweite Transportinfrastruktur, welche durch die Umrüstung und den Ausbau bestehender Gastransport- und Verteilnetze realisiert wird. Da in Baden-Württemberg sowohl im Zeitraum, welchen

die Roadmap abdeckt, als auch darüber hinaus nicht ausreichend Erzeugungskapazitäten für EE-Strom zur Verfügung stehen werden, um (neben der Deckung des Elektrizitätsbedarfs) auch grünen Wasserstoff zu produzieren, muss dieser über Fernleitungsnetze ins Land geliefert werden. Es gilt jetzt, die Anpassung der Gasinfrastruktur voranzutreiben, um die künftige Nutzung der Gasnetze im intelligenten Verbund mit den Strom- und Wärmenetzen anzulegen. Dies schließt die Ertüchtigung bestehender Netze für den H₂-Transport und die Verteilung vor Ort,³⁶ den Rückbau nicht konvertierbarer Netze und den Ausbau der Transport- und Verteilnetzkapazitäten ein. Dies ist insbesondere in die Gasnetzplanung aufzunehmen (M 8.1).³⁷

Die Verzahnung der Sektoren Strom und Wasserstoff erfordert eine Potenzialanalyse zur Ermittlung geeigneter Standorte für die Platzierung von Elektrolyseuren (z. B. ausgerichtet an den Gas- und Stromnetzentwicklungsplänen) (M 8.2). Das Produktionsvolumen lokaler Anlagen soll zudem über den rein wirtschaftlichen Betrieb für die Deckung des lokalen H₂-Bedarfs hinausgehen, um die Überkapazitäten als Lastflexibilität zu nutzen und ggf. produziertes H₂ in die lokalen Gasverteilnetze einzuspeisen (M 8.3). Bei der Erzeugung von H₂ soll stets auf eine systemische Optimierung (z. B. die Nutzung der Abwärme) geachtet werden, um den Gesamtwirkungsgrad der Prozesse zu steigern.



Wenn Wasserstoff in dem Maße zur Verfügung steht, dass sein Einsatz bei der direkten Substitution fossiler Energieträger (wie Kohlekraftwerken („Fuel Switch“), in Gasturbinen oder Brennstoffzellen) zur Stromerzeugung genutzt werden kann, können jene Anlagen als Einspeiseflexibilitäten genutzt werden. Gaskraftwerke, die derzeit in Betrieb genommen oder umgerüstet werden, sollen in jedem Fall „H₂-ready“ ausgestattet sein (M 8.4). In diesem Szenario können die Gasnetze sowie die dadurch verfügbare Spei-

cherinfrastruktur auch als Energiespeichersystem für die Stromnetze genutzt werden. Neben einem perspektivischen Einsatz als kurzfristige Speicher für Last- und Erzeugungsflexibilität für das Stromnetz bieten sich Gasnetze als Langfristspeicher für große Energiemengen an – so etwa für winterliche Dunkelflauten (M 8.5). Alle Anlagen, die zunächst im Inselbetrieb und lokal gefahren werden, sollen perspektivisch in die Verteilnetze integriert werden (M 8.6).

FORDERUNGEN AN DIE POLITIK UND ANFORDERUNGEN AN DIE AKTEURE

- Als Kriterien für den Einsatz von Energieträgern sollen insbesondere die CO₂-Bilanz und die Wirtschaftlichkeit betrachtet werden. Eine konsequente Kopplung der Sektoren erlaubt die kombinierte Hebung der Vorteile der Energieträger (z. B. Flexibilität und einfacher Transport bei Strom, hohe Energiedichte bei H₂).
- Einführung eines verbindlichen und integrierten Netzplanungsprozesses für Gas (Wasserstoff und Methan).
- Einführung eines konsistenten, einheitlichen und verpflichtenden Regulierungsrahmens für alle Betreiber der Gas-Wasserstoffnetze der öffentlichen Versorgung.
- Für EVU, Netz- und Anlagenbetreiber gilt es, jetzt Neuanlagen bzw. den Bestand „H₂-ready“ zu ertüchtigen. Die konsequente Umsetzung sorgt dafür, dass Investitionen in Anlagen nicht verloren gehen, selbst wenn diese derzeit noch auf die Nutzung fossiler Energieträger ausgerichtet sind.



5 Handlungsfeld III: Forschung fördern und Reallabore in den wirtschaftlichen Dauerbetrieb überführen

Für die effiziente Umsetzung der Energiewende gilt es weiterhin innovative Technologien und Verfahrensweisen zu erforschen und die Fortentwicklung bereits zur Verfügung stehender Technologien voranzutreiben. Auch die Inhalte der vorliegenden Roadmap basieren zu großen Teilen auf Erfahrungswerten, die in vielen Forschungsprojekten von den beteiligten Akteuren gewonnen wurden.³⁸ Dabei zeigt sich deutlich: Der Forschungsschwerpunkt hat sich seit der Entstehung der ersten Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg in den Jahren 2012/2013 von den Grundlagen auf die Erprobung der Technologien unter Realbedingungen verlagert. Auch wenn der jetzige Entwicklungsstand vieler Technologien im Bereich intelligenter Energienetze bereits einen flächendeckenden Rollout erlaubt, gilt es, die

Forschung in allen Entwicklungsstadien weiterzuführen, um Probleme, die erst während der Umsetzung sichtbar werden, zu lösen und die Effizienz der Maßnahmen zu steigern. Wie bereits in den Handlungsfeldern 1 und 2 beschrieben, schließt sich an die Erreichung der ersten Implementierungsziele eine kontinuierliche Entwicklung an.

Wichtig bei der Gestaltung des regulatorischen Rahmens ist auch, dass Projektverantwortliche nicht von einer Vielzahl regulatorischer Kurswechsel (z. B. Änderungen in der Auslegung von Experimentierklauseln) überrascht werden, sondern größtmögliche Erwartungssicherheit (u. a. für den Mitteleinsatz und Zweitinvestitionen) erhalten.

5.1 Forschungsförderung für Innovationen im Bereich Smart Grids

Herausforderungen

Von der Grundlagenforschung über die Fortentwicklung von Konzepten und Technik bis hin zur konkreten Erprobung unter Realbedingungen (in Reallaboren) benötigen alle Stufen eine adäquate Förderung – sowohl auf monetärer als auch auf administrativer Basis.

Zielsetzungen

Ziel ist, dass Forschung im Bereich intelligente Energienetze weiter gefördert und ausgebaut wird (Z 9). Dabei sind Forschungsprojekte zu jedem Entwicklungsstand von Smart Grids gemeint – von der Grundlagenforschung

bis hin zu Reallaboren. Dies schließt ein, bestehende Forschungsprogramme noch besser zugänglich zu machen.

Maßnahmen

Zwei wesentliche Kategorien von Maßnahmen lassen sich identifizieren: Finanzielle Ausstattung und administrative Gestaltung der Förderprojekte.

finanziell	Förderung von Personalkosten in administrativen Bereichen	Höhere anteilige Budgetzuwendung für Personal	Aufwand von Verbundprojekten	Längere Projektlaufzeiten	Z 9: Weitere Förderung und Intensivierung der Forschungsaktivitäten im Bereich Smart Grids
administrativ	Verbesserung der Übersichtlichkeit des „Förderdschungels“	Erleichterung von KMU-Beteiligung	Verkürzung und Vereinfachung von Antragsprozessen	Stärkung der Förderung von „Reallaboren“	

Abbildung 9: Finanzielle und administrative Maßnahmen zur Verbesserung der Förderlandschaft für Smart Grids

Bei der finanziellen Ausgestaltung von Fördermaßnahmen gilt es die Komponente „Personal“ in Zukunft noch stärker zu berücksichtigen. Während die Entwicklung von Hard- und Software sowie von Geschäftsmodellen generell förderfähig ist, ist es deutlich schwieriger, die Bereitstellung von Fördermitteln für Personalaufwendungen zu erwirken. Während dies für Forschungseinrichtungen und gemeinnützige Institutionen in der Regel auch mit höheren Förderquoten möglich ist, können insbesondere wirtschaftlich agierende Akteure nur in begrenztem Maße auf die Förderung von Personalressourcen zugreifen. Dies kann insbesondere für Start-ups sowie kleine und mittelständische Unternehmen ein großes Hemmnis für die Beteiligung an Forschungsprojekten darstellen. Es muss geprüft werden, wie diesbezüglich eine Entlastung für diese Akteure möglich ist. Da im Bereich intelligenter Energienetze immer mehr Know-how (u. a. aus dem IT-Bereich) notwendig ist, wächst der anteilige Bedarf an Personalressourcen überproportional und muss deshalb bei der Ausschreibung von Forschungsmitteln immer Berücksichtigung finden.

Die existierenden Beratungsangebote des Landes (z. B. der Ministerien, der KEA-BW und der L-Bank) sowie der Stadt- und Landkreise (z. B. der regionalen Energieagenturen und der Kommunen) für die Antragstellung bei Forschungs- und Demonstrationsprojekten sollen weiter ausgebaut und bekannter gemacht werden. Denkbar wäre, die Abrechnung administrativer Kosten für Forschungsprojekte nicht nur über Gemeinkosten, sondern auch über die Personalkosten zu ermöglichen. Die steigende juristische und administrative Komplexität bei der Umsetzung von Forschungsprojekten aller Größenordnungen im Energiebereich (so auch zum Thema Smart Grids) stellt sonst mittel- und langfristig ein erhebliches Hindernis für inno-

vative Tätigkeiten dar. Insbesondere, wenn im Wettbewerb stehende Akteure nicht in der Lage sind, die in der Regel knappen Personalressourcen dafür verfügbar zu machen. Im Bereich intelligenter Energienetze ist häufig die Durchführung von Forschungsprojekten im Verbund notwendig – hier erhöhen sich die Aufwände für Absprachen und die rechtliche Ausgestaltung der Konsortien entsprechend.

Die Förderlandschaft zeigt sich an vielen Stellen zu unflexibel, um die benötigten Innovationen anzuregen. So zeigte sich im SINTEG-Projekt C/sells deutlich, dass erst über einen vergleichsweise langen Projektzeitraum von vier Jahren ein wesentlicher Informationszugewinn bezüglich komplexer Implementierungsprozesse möglich wurde. Die hohe Regulierungsdichte und die langen Zeiträume, welche regulatorische Änderungen benötigen, sind weitere große Herausforderungen für Forschungsprojekte im Energiebereich. Die Entwicklung neuer Marktmodelle und Regelungskonzepte benötigt ausreichend Flexibilität, um die Konzepte (unter Realbedingungen) zu testen. Mit der SINTEG-Experimentierklausel wurde bereits ein Ansatz für Innovationsräume geschaffen, der eine Erprobung außerhalb des bestehenden Rechtsrahmens³⁹ gestattete. Die Reallabor-Ansätze der Bundesregierung und der baden-württembergischen Landesregierung greifen das Thema von rechtssicheren Experimentierräumen wieder auf. Je nach Kontext existieren verschiedene Definitionen für Reallabore z. B. seitens des Landes Baden-Württemberg⁴⁰ und des Bundes^{41,42}. Als Arbeitsdefinition wird hier ein Aspekt hervorgehoben: Über reine Forschungsprojekte unter Laborbedingungen hinausgehend, haben Reallabore das Ziel, Konzepte bzw. Technologien unter Realbedingungen zu testen.

5.2 Bestehende Reallabore in den wirtschaftlichen Dauerbetrieb überführen

Herausforderungen

Reallabore dienen als „Brücke“ für die Überführung vom Labor- in den Dauerbetrieb. Die Erprobung neuer Technologien oder Konzepte unter Realbedingungen ist ein wichtiger Schritt, da diese dann mit Randbedingungen konfrontiert werden, welche unter Laborbedingungen nicht voraussag- oder reproduzierbar sind. Reallabore dienen als Technologiedemonstratoren für die Machbarkeit der Energiewende und ermöglichen gleichzeitig eine öffentlichkeitswirksame Kommunikation der bearbeiteten Themen. Nicht zuletzt mit Landesprogrammen für Reallabore sowie dem entstehenden Reallabore-Gesetz auf Bundesebene⁴³ wird der hohen Relevanz von Reallaboren bereits Rechnung getragen.

Zielsetzungen

Reallabore mit Klimaschutzwirkung sollen, wo möglich, in einen wirtschaftlichen Dauerbetrieb überführt werden (Z 10). So sollen Projekte, die sich als erfolgreich und wirtschaftlich tragbar erweisen, nicht nur aufgrund der begrenzten Laufzeit beendet werden. Insbesondere, wenn mit Förder- und Eigenmitteln Projektanlagen realisiert wurden, soll ein Weiterbetrieb, in Erwägung gezogen werden, auch um „stranded investments“ zu vermeiden. Dies ist mit verschiedenen Hürden verbunden, die es zu überwinden gilt: Der technischen Möglichkeit des Weiterbetriebs, der Wirtschaftlichkeit, der organisatorischen Gestaltung und der rechtlichen Konformität. Diese Aspekte sind in der folgenden Grafik anhand zu berücksichtigender Kriterien zusammengefasst:

technisch	Prüfung, BetrSichV + Richtlinie 2009/104/EG	Technischer Auslegungszeitraum	Ersatzteilverfügbarkeit über Betriebszeitraum	Hard- u. Software-Maintenance möglich	Z 10: Bestehende Reallabore in den Dauerbetrieb überführen
wirtschaftlich	Wirtschaftlichkeitsrechnung nach Förderende	Anschlussfinanzierung für Übergang in Produktivbetrieb	Gewinnverwertung	Evtl. Rückzahlung Fördermittel notwendig	
organisatorisch	Träger der Anlage bzw. des Projekts	Unternehmensausgründung notwendig	Personalbedarf und Rekrutierung klären		
rechtlich	Unabhängigkeit von Experimentierklauseln für Dauerbetrieb nötig	Ausnahmegenehmigung möglich	Laufzeit Betriebs-erlaubnis	Bestandsschutz	

Abbildung 10: Zu prüfende Kriterien, um bestehende Reallabore in einen Dauerbetrieb zu überführen

Maßnahmen

Um ein bestehendes Reallabor in den Dauerbetrieb zu überführen, muss bereits im Vorfeld geklärt werden, welche Kriterien hierfür zu erfüllen sind. Dazu müssen die nötigen technischen, wirtschaftlichen, organisatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen analysiert werden. Dies sei anhand folgender Beispiele illustriert:

Die Frage nach der technischen Möglichkeit, die Anlagen über den Projektzeitraum hinaus zu betreiben, umfasst etwa den Auslegungszeitraum für die Funktionsfähigkeit der Anlagen, die Verfügbarkeit von Ersatzteilen und die Möglichkeit einer hard- und softwareseitigen Wartung. Insbesondere bei speziell für ein einzelnes Projekt produzierten Spezialteilen ist die Verfügbarkeit nicht in jedem Fall als gegeben anzunehmen.

Wirtschaftliche Aspekte – nicht zuletzt die Frage, ob die Anlagen überhaupt ökonomisch zu betreiben sind – schließen sich als weiteres Kriterium an. Hier stellt sich beispielsweise die Frage, wie die wirtschaftliche Nutzung nach Ende der Projektförderung gestaltet ist. Weiterhin ist zu prüfen, ob ein Weiterbetrieb möglicherweise den ursprünglichen Förderbedingungen zuwiderläuft und somit Fördermittel zurückzuzahlen wären.

Auch unmittelbare organisatorische Aspekte müssen berücksichtigt werden. So muss geklärt werden, wer das Projekt in Zukunft trägt, ob dazu etwa ein eigenes Unternehmen ausgegründet werden muss etc. Daran schließen sich rechtliche Aspekte unmittelbar an: Dürfen die Anlagen außerhalb des rechtlichen Projektrahmens (wie einer Experimentierklausel) überhaupt weiterbetrieben werden?

Oder ist ein Weiterbetrieb nach geltendem Recht nicht möglich? Sofern Letzteres der Fall ist, stellt sich die Frage, ob eine befristete Betriebserlaubnis oder Bestandsschutz möglich wären.

Allgemein gilt es jedoch zu beachten, dass nur ein gewisser Anteil an Forschungsprojekten, so auch im Bereich der Reallabore, in einen Dauerbetrieb überführbar ist. Die Notwendigkeit von Grundlagenforschung sowie von Forschung, die primär den Gewinn neuer Erkenntnisse, nicht jedoch eine unmittelbare wirtschaftliche Verwertung zum Ziel hat, ist ebenso notwendig. Reallabore stehen damit weder in Konkurrenz zu anderen Formen von Forschungsprojekten, noch machen sie diese überflüssig. Ihr Zweck

liegt darin, eine Brücke zwischen Theorie und Praxis in einem sehr weit fortgeschrittenen Entwicklungsstadium zu bauen.

Die zu klärenden Teilaspekte der vier Dimensionen sind für jedes Projekt spezifisch und müssen jeweils individuell geklärt werden. Bei bestehenden Projekten ist dies im Nachhinein notwendig, bei zukünftigen Projekten können diese Erwägungen unmittelbar in die Planungen integriert werden. Bestehende Reallabore, die – trotz entsprechender Planung – nicht in den Dauerbetrieb überführt werden konnten, sollen zudem daraufhin analysiert werden, welche Voraussetzungen nötig gewesen wären, um eine Fortnutzung des Projekts zu gewährleisten.

5.3 Voraussetzungen für den Weiterbetrieb bereits bei Projektstart klären

Herausforderungen

Um zukünftigen Reallaboren bereits bei Projektstart eine Perspektive für den Weiterbetrieb zu bieten, müssen die nötigen technischen, wirtschaftlichen, organisatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen bereits im Vorfeld beachtet werden – zum Beispiel durch die Übernahme der entsprechenden Rahmenbedingungen in die Ausschreibungskriterien. Um den Forschungs- und Erprobungscharakter nicht zu unterminieren, muss jedoch auch die Projektierung von Reallaboren ohne wirtschaftliche Weiterführung möglich sein. Ausschreibungsbedingungen, welche die Kriterien des Weiterbetriebs definieren, müssen deshalb als fakultative Komponente in die Projektbewertung einfließen. Fördergebern wird ebenso empfohlen, Programme aufzu-

legen, welche die Überführung in den Dauerbetrieb gezielt anreizen und so bereits investierte Fördermittel durch die Weiternutzung der Anlagen erhalten.

Zielsetzungen

Bei der Gestaltung neuer Reallabore-Gesetze soll die Überführung der Projekte in einen dauerhaften Betrieb nach Projektende bereits berücksichtigt werden. Gegebenenfalls sind die Rahmenbedingungen anzupassen, damit energie- und umweltpolitisch sinnvolle Projekte auch wirtschaftlich tragfähig werden. Sofern tragfähig und beabsichtigt, sollen bereits bei Projektbeginn alle Kriterien für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb nach Projektende geprüft werden (Z 11).

technisch	Klärung des TRL-Level bezüglich technischer Sinnhaftigkeit des Weiterbetriebs	Definition Betriebszeitraum	Sicherstellung Maintenance		Z 11: Für zukünftige Reallabore: Bei Projektstart fit für den Dauerbetrieb machen
wirtschaftlich	Unternehmerisch tätige Akteure involvieren	Wirtschaftlichkeitsrechnung über Förder- und Folgezeitraum	Budgetierung für Überführung klären		
organisatorisch	Klärung im Projektkonsortium, welche Akteure die Weiterführung leiten	Anschluss an bestehende Managementsysteme (z. B. ISO 50001)	Zeitlichen Transitionshorizont definieren	Berücksichtigung von Verzögerungen (z. B. Lieferzeiten in Genehmigungsverfahren)	
rechtlich	Zulässige Überführungsszenarien definieren	Kriterien der Genehmigungsbehörden aufnehmen	Unlimitierte Experimentierklausel möglich	Langfristige Betriebserlaubnis einholen	

Abbildung 11: Zu berücksichtigende Kriterien bei der Planung zukünftiger Reallabore

Maßnahmen

Auch bei der Planung zukünftiger Reallaborprojekte müssen technische, wirtschaftliche, organisatorische sowie rechtliche Aspekte berücksichtigt werden.

Unabhängig von Projektförderungen soll bei der Planung von Reallaboren die Frage geklärt werden, ob eine Überführung in den Dauerbetrieb nach Projektende sinnvoll ist. Ein guter Indikator für die technische Machbarkeit ist der Technology Readiness Level (TRL), welcher den Entwicklungsstand einer Technologie beschreibt – bis hin zur Praxisreife. Sofern ein Weiterbetrieb der Anlagen als möglich und sinnvoll angesehen wird, soll die Installation mindestens „Smart Grid Ready“ für eine zukunftsfähige Netzintegration gestaltet sein.

Die Klärung der Wirtschaftlichkeit und die Sicherung der entsprechenden Rahmenbedingungen lässt sich bei neu zu startenden Projekten bereits auf Planungsebene berücksichtigen. So ist die Involvierung wirtschaftlicher Akteure, welche ggf. Anlagen in den Dauerbetrieb übernehmen können, leichter möglich als bei bestehenden Reallaboren. Auch lässt sich die Übernahme bereits bei der

Budgetplanung berücksichtigen. Unmittelbar damit verknüpfte organisatorische Aspekte wie die Definition des Übertragungszeitraums und die Integration von Betriebsmanagementmechanismen lassen sich durch Planungen im Vorfeld ebenfalls leichter berücksichtigen. Gleiches gilt für rechtliche Fragen, insbesondere die Betriebsgenehmigungen im Anschluss an den Projektzeitraum. Hier können bei der Planung im Vorfeld auch Genehmigungs- und Überwachungsbehörden involviert werden, um ggf. langfristige Betriebsgenehmigungen zu erwirken.

Durch die konkrete Realisierung funktionsfähiger Energiewende- und Smart Grids-Technologien können Reallabore als Good-Practice-Beispiele präsentiert werden. Dazu sollen in Betrieb befindliche Reallabore öffentlichkeitswirksam kommuniziert werden, für Neuprojekte soll bereits bei der Planung die Öffentlichkeits- und Kommunikationsarbeit mitbedacht werden. Die Aufnahme von Kommunikations- und Öffentlichkeitsarbeit als förderbare Posten im Projektantrag wird als sinnvoll erachtet, schließlich erfordert die Bewusstseinsbildung für die Energiewende kontinuierliche Informationen.

FORDERUNGEN AN DIE POLITIK UND ANFORDERUNGEN AN DIE AKTEURE

- Die Komplexität des „Förderdschungels“ muss weiter reduziert werden. Besonders für wirtschaftlich agierende Akteure, die wenig Antragserfahrung haben, kann dieser eine große Hürde darstellen. Dies betrifft insbesondere KMU, die über weniger freie Personalreserven verfügen als größere Mitbewerber.
- Reallabore-Gesetze sollten Anreize setzen, um gemachte Investitionen nutzbar zu halten und sog. „stranded investments“ zu vermeiden. Ein fakultativer Antragszusatz für den Weiterbetrieb von Reallaborprojekten kann dies anreizen.
- Die wachsende Komplexität des Energiesystems (insbesondere im IT-Bereich) erfordert größere Personalaufwände bei Projekten. Hier sollen die geförderten Anteile auch für wirtschaftlich agierende Akteure entsprechend erhöht werden.
- Bei der Durchführung von Reallaborprojekten soll im Vorfeld geklärt werden, ob ein Weiterbetrieb nach Projektende angestrebt wird. So können ggf. Projektteilnehmende miteinbezogen werden, die einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb übernehmen können.
- Forschungsprojekte, welche lokal verortbare und konkrete Inhalte haben, sollen diese öffentlich kommunizieren. Die Kosten für Kommunikations- und Öffentlichkeitsarbeit sollen im Rahmen von Reallaborprojekten gefördert werden, da eine öffentlichkeitswirksame Kommunikation fortschrittlicher Ergebnisse zur Bewusstseinsbildung der Bevölkerung für die Energiewende beiträgt.



6 Handlungsfeld IV: Partizipation auf allen Ebenen ermöglichen

Die Partizipation (im häufigsten Sinn: Beteiligung) der Bürgerinnen und Bürger sowie weiterer gesellschaftlicher Akteure an der Energiewende ist in mehrerlei Hinsicht relevant. Einerseits sollen sich die Genannten an der Umsetzung der Energiewende selbst beteiligen, diese auf politischer Ebene aktiv unterstützen oder sie zumindest akzeptieren. Mit dem Thema Partizipation eng verknüpfte Aspekte wie Akzeptanz oder zumindest Toleranz für die eingesetzten Techniken (z. B. im Bereich Smart Meter) müssen hierbei genauso betrachtet werden. Die Prozesse der Akzeptanzbildung sind komplex, jedoch ist, genau wie für Partizipation, eine Informationsgrundlage notwendige Voraussetzung.

Während sich das allgemeine Verständnis von Partizipation nur auf die Bürgerschaft als Akteursgruppe bezieht,

die sich beteiligen soll, gilt es im Kontext der Energiewende jedoch, dieses Verständnis zu erweitern: Auch intermediäre Akteure (z. B. Verbände, Vereine, Industrie- und Handelskammern sowie zivilgesellschaftliche Organisationen) und in besonderem Maße Kommunen sind Partizipationssubjekte.⁴⁴

Der Themenbereich „Intelligente Energienetze“ unterscheidet sich hierbei vom Bereich „Erneuerbare Energien“ allgemein: Da Energienetze, bis auf wenige Komponenten (wie Smart Meter⁴⁵), nicht selbst sichtbar sind, sondern erst über auf ihnen basierende Produkte und Dienstleistungen für Endkundinnen und -kunden wahrnehmbar werden, ist die Beteiligung an ihrer Gestaltung noch schwerer vermittelbar. Die im Folgenden dargestellten Maßnahmen beziehen sich auf intelligente Energienetze, schließen jedoch die Energiewende auf allgemeiner Ebene mit ein.

6.1 Kommunen als Drehscheibe für die Implementierung von Smart Grids

Herausforderungen

Den Kommunen kommen im Rahmen der Energiewende mehrere zentrale Rollen zu: Sie können eigenständig Energiewendemaßnahmen umsetzen, bestimmen als Verwaltung den Gestaltungsspielraum anderer Akteure und sind gleichzeitig Informationsquelle und Vorbild für die Bürgerschaft vor Ort. Mit ihrer Allzuständigkeit für die Angelegenheiten des täglichen Lebens sind sie als bürgernächste politische Instanz nicht nur maßgebliche Umsetzer der Energiewende vor Ort, sondern auch erste Ansprechpartner für die Bürgerschaft. Dank ihrer vielfältigen Präsenz

sind sie zudem die umfassendsten und wichtigsten Multiplikatoren. Im Rahmen kommunaler Lenkungsmöglichkeiten wie der Bauleitplanung oder dem kommunalen Gebäuderecht haben sie weitreichende Einflussmöglichkeiten auf das energetische Handeln der Bürgerschaft sowie der Wirtschaft vor Ort. Mit ihrer Vielzahl an Liegenschaften (z. B. Bürgerbüros, Sporthallen, Stadthallen, Parkplätze) und kommunalen Betrieben (z. B. Stadtwerke, Wohnungsgesellschaften) verfügen sie auch über vielfältige Möglichkeiten zur Umsetzung der Energiewende.

Zielsetzungen

Ziel für Kommunen ist es, selbst möglichst wirksame und weitreichende Energiewendemaßnahmen umzusetzen und als Multiplikatoren für Bürgerschaft, Gewerbe, Industrie und Zivilgesellschaft vor Ort zu wirken (Z 12).

Maßnahmen

Jeglicher Partizipation geht die Schaffung einer größtmöglichen Informationsbasis voraus. Hier gilt es zunächst, Bürgermeisterinnen und Bürgermeister, Kommunalverwaltungen und politische Gremien wie Gemeinderäte oder Stadtverordnetenversammlungen gezielt mit Informationen zu versorgen, um die Möglichkeiten intelligenter Energienutzung für die Kommunen aufzuzeigen. Bereits vorhandene Informationsangebote (wie z. B. der KEA-BW sowie der regionalen Energieagenturen) zur Unterstützung der Kommunen vor Ort müssen noch stärker im Bewusstsein der Kommunalpolitik verankert werden. Dazu ist gezielte Informationsarbeit notwendig (M 12.1). Weiterhin benötigen Kommunen auch Unterstützung bei ihrer eigenen Informationsarbeit gegenüber Bürgerinnen und Bürgern, um die Energiewendeakzeptanz zu steigern (M 12.2). Die Möglichkeiten wer, wo, wie informiert werden kann, sind vielfältig. Um alle involvierten Akteure zu informieren, ist eine Vielzahl möglichst niederschwellig gestalteter Maßnahmen notwendig. Aufgrund der großen Heterogenität der Akteurslandschaft gibt es hier keine allgemeingültige Lösung.

Innerhalb der Kommunen findet sich häufig das Problem der Ressourcenknappheit bei der Verfolgung ambitionierter Dekarbonisierungsziele. Die generelle Knappheit an Finanzmitteln für die Umsetzung von Energiewendemaßnahmen lässt sich teilweise durch Fördermittel kompensieren. Hier gilt es zunächst, Kommunen noch besser mit

finanziellen Mitteln auszustatten (M 12.3). Es zeigt sich jedoch, dass die Komplexität des „Förderdschungels“ schon bei kleineren Investitionsvolumina abschreckend auf kommunale Entscheidungstragende und Verwaltungen wirkt. Dementsprechend müssen Fördermöglichkeiten besser und vielfältiger kommuniziert und Prozesse zur Fördermittelbereitstellung vereinfacht werden (M 12.4). Zeit- bzw. Personalknappheit sind hierbei eine noch kritischere Ressource. Schließlich erfordert die Umsetzung jeglicher Maßnahmen stets „Kümmerung“, selbst bei vorhandenen Finanzmitteln. Dem Mangel an qualifiziertem Personal muss effizient entgegengetreten werden. Eine bessere finanzielle Ausstattung erlaubt beispielsweise die zusätzliche Einstellung von Energie- und Klimaschutzmanagerinnen und -managern. Energiewendespezifische Weiterbildungen für kommunales Personal (wie z. B. Hausmeisterschulungen) helfen, das Thema Energie auch im kommunalen Alltag zu verankern (M 12.5).

Die in Kommunalbesitz befindlichen Liegenschaften haben meist Größenordnungen, die durch energetische Optimierungen bedeutende Emissionsreduktionen ermöglichen. Ebenso können die Liegenschaften genutzt werden, um dezentrale Erzeugung z. B. durch PV-, Solarwärme- und Biogasanlagen aufzubauen. Bei der Gestaltung neuer Liegenschaften gilt es, sowohl die kommunalen Wärmepläne (sofern vorhanden) als auch die Gasnetz- sowie die Stromnetzplanungen zu sichten. Diese Pläne sollen zudem um weitere Informationen aus der Versorgungsinfrastruktur ergänzt werden, um so zukünftig eine integrierte Infrastrukturkonzeption zu schaffen. Durch eine konsequente Sektorkopplung von Stromerzeugungs-, Wärme- und Verkehrsinfrastruktur der Liegenschaften lassen sich Synergieeffekte erzielen (siehe Kapitel 4) (M 12.6). Kommunale Liegenschaften können dabei als Good-Practice-Beispiele

M 12.1: Auf- und Ausbau der Kommunikationsarbeit	M 12.2: Niedrigschwellig (unter Einbeziehung der lokalen Akteure) informieren	M 12.3: Bessere finanzielle Ausstattung der Kommunen	Z 12: Kommunen setzen die Energiewende aktiv um und wirken als Multiplikatoren vor Ort
M 12.4: Fördermittelwesen vereinfachen, ausbauen und kommunizieren	M 12.5: Energiewendespezifisches Ausbildungs- und Studienangebot sowie Weiterbildungsangebote	M 12.6: Energiewende vor Ort umsetzen	
M 12.7: Anreizregulierung durch Einführung unterschiedlicher Gewerbesteuersätze	M 12.8: Vereinfachung des Rechtsrahmens	M 12.9: Setzung von Klimaschutz als kommunale Pflichtaufgabe	

Abbildung 12: Partizipative Maßnahmen der Kommunen

der Energiewende dienen und die Kommunikationsbemühungen der Kommunen unterstützen (siehe Infobox „Kommunen als Informationsquelle“).

Als lokale Verwaltungsinstitutionen haben Kommunen verschiedene administrative oder rechtliche Steuerungsmöglichkeiten für das Verhalten lokal angesiedelter Unternehmen sowie der Bürgerschaft. So ist es z. B. möglich, energetische Kriterien in das Gebäudebaurecht aufzunehmen oder unterschiedliche Gewerbesteuersätze festzulegen, um beispielsweise Unternehmen mit hohen energetischen Standards zu unterstützen bzw. energetische Modernisierungen zu forcieren (M 12.7).

Die Komplexität des Rechtsrahmens verlängert die Dauer kommunaler Entscheidungs- und Umsetzungsprozesse, gleichzeitig werden viele Personalressourcen gebunden. Neue Elemente – wie die integrierte Betrachtung von Energiethemen in der Bauleitplanung – sind bislang in der Regel mit Unsicherheiten behaftet und werden nur zögerlich umgesetzt. Eine generelle Verschlinkung und Vereinfachung des Rechtsrahmens ist notwendig, um den Kommunen größere Handlungsspielräume zu eröffnen (M 12.8). Eine weitere Maßnahme besteht in der Festlegung von Klimaschutz und klimaneutraler Energienutzung als kommunale Pflichtaufgaben (M 12.9).⁴⁶



Kommunen als Informationsquelle



Orte der Information

Online (Website, Social Media), EE-Anlagen vor Ort, Rathaus und Bürgerbüros, kommunale Betriebe (z. B. Stadtwerke, Wohnbaugesellschaften), sonstige kommunale Liegenschaften (z. B. Sporthallen, Stadthallen, Schwimmbäder, Parkplätze)

Wen einbeziehen

Bürgermeisterinnen und Bürgermeister, Gemeinderat und Verwaltung, Genossenschaften, Unternehmen vor Ort, weitere intermediäre Akteure (z. B. Vereine, Verbände, zivilgesellschaftliche Institutionen)

Wie informieren

Online

Websites, Social-Media-Kanäle, Online-Werbekampagnen, Online-Ausgaben von Magazinen und Zeitungen, Videos

Offline

Informationsveranstaltungen, Tage der offenen Tür, Flyer und Broschüren, Magazine und Zeitungen, Gemeindeblatt, Werbeanzeigen in verschiedenen Formaten (Print, Fernsehen, digital)

6.2 Intermediäre Akteure als Umsetzer, Nutzer und Multiplikatoren von Smart Grids

Herausforderungen

Verbände, Vereine, Unternehmen, zivilgesellschaftliche Institutionen und in großem Maße die Handwerkerschaft sind wichtige Akteure bei der Gestaltung intelligenter Energienetze. Verbände haben durch die Vertretung vieler einzelner Unternehmungen eine große Reichweite und können Smart Grids-Dienstleistungen (etwa Möglichkeiten zum Demand Side Management, variable Energiebepreisung etc.) effektiv an ihre Mitgliedsunternehmen (z. B. Einzelbetriebe) kommunizieren. Weiterhin besitzen sie eine wichtige Multiplikatorenrolle, sowohl für die Bürgerschaft als auch für weitere Akteure, da sie die Umsetzung und den Einsatz von Energiewendemaßnahmen und Smart Grids vor Ort aufzeigen können. Das Bewusstsein über die eigene Rolle zur Vermittlung von Informationen rund um die Energiewende, wie auch über die eigenen Umsetzungsmöglichkeiten, muss bei intermediären Akteuren noch gezielt vergrößert werden.

Nicht zuletzt werden von Verbänden oder ihren Mitgliedern selbst Liegenschaften und Anlagen betrieben. So haben sie auch die Möglichkeit zur Nutzung von Technologien und neuen Marktmodellen auf Basis intelligenter Energienetze, die ihre eigenen Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen und deren Flexibilisierungspotenziale einschließen.

Beispielhaft sei hier der Betrieb einer Heizungsanlage, einer PV-Dachanlage und einiger Wallboxen in einer Liegenschaft genannt, die das Potenzial haben, Flexibilitäten bereitzustellen.

Durch die regionale Verortung von z. B. Industrie- und Handelskammern und Gewerbeverbänden kann der Themenverbund Energiewende / intelligente Energienetze von der übergeordneten auf die lokale Ebene gebracht werden. Weiterhin wird die Handwerkerschaft von Endkundinnen und -kunden als eine der ersten Anlaufstationen wahrgenommen, da sie konkret die Umsetzung von Installationen vor Ort durchführt. Damit besitzt sie eine besonders exponierte Multiplikatorenrolle. Herausforderungen für das Handwerk sind insbesondere der Personal- und damit auch der Zeitmangel, welche die Beschäftigung mit nicht zur Kerntätigkeit gehörenden Aufgaben – wie ausgiebiger Informationsarbeit – als nachrangig erscheinen lassen.

Zielsetzungen

Ziel ist, dass die intermediären Akteure besonders ihre Multiplikationswirkung für Energiewendemaßnahmen nutzen (Z 13). Weiterhin führen sie selbst Energiewendemaßnahmen in eigenen Liegenschaften durch und wirken so als Vorbilder.

M 13.1: Finanzielle und personelle Stärkung sowie Fortbildung	M 13.2: Verstärkter Erfahrungsaustausch und Zusammenarbeit der Verbände	M 13.3: Etablierung als kompetenter Ansprechpartner für die Bürgerschaft	Z 13: Intermediäre Akteure wissen über ihre Bedeutung für die Energiewende Bescheid. Sie setzen selbst die Energiewende aktiv um und wirken als Multiplikatoren vor Ort.
M 13.4: Bewusstseinsbildung über die eigene Bedeutung als Multiplikator	M 13.5: Vorbildfunktion durch Umsetzung von Energiewendemaßnahmen in den eigenen Liegenschaften	M 13.6: Energiewendespezifische Ausbildungs- und Studien- sowie Weiterbildungsangebote	

Abbildung 13: Partizipative Maßnahmen intermediärer Akteure

Maßnahmen

Analog zu den Kommunen können auch die intermediären Akteure ihren Informationsauftrag (gegenüber Partnern, Kunden und Mitgliedern) nicht im Alleingang erfüllen, daher ist eine verstärkte Zusammenarbeit notwendig. Dies ermöglicht auch die bessere Unterstützung der Mitgliedsunternehmen vor Ort. Weiterhin gilt es auch hier, die Bürokratie zu verringern und Genehmigungs- und Entscheidungsprozesse zu verschlanken.

Intermediäre Akteure müssen sowohl finanziell als auch personell sowie durch spezifische Fortbildungen zu Energiewendethemen unterstützt werden (M 13.1). Dann kann die übergeordnete Verbandsebene ihre Mitgliedsunternehmen vor Ort bei deren Informationsbemühungen sowie bei der Erstellung entsprechender Informationsmaterialien passgenau unterstützen. So wird nicht nur das Qualitätsniveau der Informationen gesichert, regionale und lokale Umsetzer werden auch finanziell und zeitlich entlastet.

Auch muss ein (verstärkter) Austausch der verschiedenen Verbände erfolgen (M 13.2). Ein Erfahrungsaustausch hilft zu erkennen, wie effektiver kommuniziert werden kann. Weiterhin kann die Erstellung von gemeinsamen Informationsmaterialien sowohl Zeit und Kosten sparen als auch eine höhere Akzeptanz bei der Endkundschaft bewirken. Ein möglichst einheitliches Auftreten der Informationsangebote in Design und Inhalt bedeutet auch, dass die Anbieter sich gezielt mit dem Thema beschäftigen und stärkt sie in der Wahrnehmung der Endkundinnen und -kunden als kompetente Ansprechpartner (M 13.3). Letzteres ist insbesondere für das Handwerk relevant, da deren Arbeit die Energiewende vor Ort sichtbar macht. Das Bewusstsein dafür, als aktive Umsetzer der Energiewende wahrgenommen zu werden und somit eine Rolle als entscheidender Multiplikator zu besitzen, muss ebenso geschärft werden (M 13.4).

Neben der Multiplikationsfunktion gilt es auch die Vorbildfunktion intermediärer Akteure aktiv zu nutzen. Wie zuvor angesprochen, sind diese häufig auch Betreiber eigener Liegenschaften. Diese mit einer erneuerbaren Energieversorgung auszustatten und Sektorkopplungsmaßnahmen zu ergreifen, um Elektrizität, Wärmeversorgung und Mobilität (wie z. B. Lademöglichkeiten für EV) möglichst effizient aufeinander abzustimmen, kann gleichzeitig in der eigenen Außenkommunikation eingesetzt werden und verdeutlicht die Vorbildfunktion (M 13.5). Je nach Größe und Anzahl der

Anlagen ergeben sich ggf. auch Potenziale zur Hebung von netz- oder systemdienlichen Flexibilitäten und damit auch Möglichkeiten für eine wirtschaftliche Optimierung (siehe Kapitel 3.4 und 4.3). Als Beispiel sei hier ein Verwaltungsgebäude mit eigenem Parkhaus genannt, das mit eigener Stromerzeugung mittels PV-Dachanlage und Fassadenelementen, einem mit Biogas gespeisten BHKW, Eisspeicher und einer Reihe von Wallboxen ausgestattet ist und damit verschiedene Modi der Flexibilitätenhebung erlaubt.

Ohne adäquaten Personaleinsatz können intermediäre Akteure ihre Rolle und die ihnen zugeschriebenen Maßnahmen jedoch nicht erfüllen. Der Personal- und damit auch der Zeitmangel, unter welchem insbesondere die Handwerkerschaft leidet, führt schon jetzt zu deutlich verzögerten Anlageninstallationen.⁴⁷ In Anbetracht der Vielzahl der kommenden Einzelinstallationen (siehe Kapitel 3.1, 3.4, 4.3) muss hier dringend gehandelt werden. Die Ausbildung von Fachpersonal, sowohl bei der Handwerkerschaft als auch für die anderen Einsatzbereiche der Energiewende erfordert die unmittelbare Vergrößerung der Personalressourcen. Es ist also zwingend erforderlich, energiewende-spezifische Ausbildungs- und Studienangebote sowie Weiterbildungsangebote auszubauen und entsprechend zu fördern (M 13.6). Analog dazu muss die Signifikanz energiewendeunterstützender Berufe beworben und Präsenz auf Ausbildungsmessen etc. gezeigt werden.



6.3 Bürgerinnen und Bürger bei der Gestaltung intelligenter Energienetze involvieren

Herausforderungen

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung ist auch das Agieren der Bürgerschaft auf Basis nachhaltiger Konsum- und Investitionsentscheidungen im Energiebereich relevant. Die Aktivierung der Bürgerschaft hierfür erfordert neben verfügbaren Nutzungsmöglichkeiten eine entsprechende Akzeptanz der Technologien und Maßnahmen sowie eine differenzierte Informationsbasis. Da etablierte Denk- und Handlungsmuster aufgebrochen werden müssen, sind die damit verbundenen Hürden in der Regel hoch.

Die Bevölkerung und andere Akteure sollen mit Eigenanlagen im Haus, im Individualverkehr sowie bei der Energienutzung und -erzeugung an der Energiewende partizipieren. Dies ist jedoch nicht für alle gleichermaßen machbar, da die individuellen Möglichkeiten von limitierenden Rand-

bedingungen abhängig sind: Sowohl technische (z. B. Funknetzverfügbarkeit, Verfügbarkeit von Dachflächen) als auch organisatorische (z. B. Mietwohnung vs. Eigenheim, Ein- vs. Mehrfamilienhaus, Kapitalverfügbarkeit) und rechtliche Gegebenheiten (z. B. Gemarkungsgrenzen überschreitende Anlagen, Zugehörigkeit zu Netzgebieten) bestimmen über die individuellen Möglichkeiten der Beteiligung.

Zielsetzungen

Die weitestgehende Beteiligung der Bürgerschaft ist ein häufig genanntes Ziel im Rahmen der Energiewende. Bürgerinnen und Bürger sollen hierbei sowohl als Energiekonsumenten, -produzenten und -investoren sowie als Multiplikatoren und politische Akteure auftreten. Sie müssen sich dazu ihrer Handlungsmöglichkeiten bewusst sein und diese bei Interesse ausüben (Z 14).

Die Rolle der Bürgerschaft im Rahmen der Energiewende



Energiekonsumenten

- Treffen von nachhaltigen Investitions- und Konsumententscheidungen (z. B. Ökostrom)
- Einsatz energieeffizienter technischer Geräte
- Energienutzungsverhalten umstellen

Prosumenten

- PV-Anlagen (z. B. Hausdach, Fassadenelemente)
- Mini-BHKW
- Bidirektionales Laden

Multiplikatoren und politische Akteure

- Wahrnehmung politischer Beteiligungsmöglichkeiten
- Mitgliedschaft in Initiativen, Vereinen und NGOs
- Multiplikatoren im sozialen Umfeld (z. B. durch eigene EE-Anlagen als Positivbeispiele)

Energieinvestoren und -produzenten

- Anlageneigentum
- Kapitalanlagen
- Bürgerenergiegenossenschaften

Maßnahmen

Für die Mehrheit der Bürgerschaft ist eine aktive Beschäftigung mit intelligenten Energienetzen und den daraus erwachsenden Möglichkeiten nur bei konkret in der Lebenswelt verankerbaren Produkten und Dienstleistungen (z. B. flexible Energiebepreisungen, kosten- oder zeitoptimiertes Lademanagement des EV) realistisch. Die Möglichkeiten der Bürgerinnen und Bürger weiten sich derzeit von der Erzeugung im Eigenheim (z. B. PV-Anlage, Mini-BHKW) und dem Eigenverbrauch über die Vermarktung weiter aus (M 14.1). So ist etwa bereits die Hebung von Last- (z. B. Wallbox, Wärmepumpe, Klimaanlage) und Einspeiseflexibilitäten möglich (siehe Kapitel 3.4). Haushalte können so ihre eigene Energienutzung durch externe Steuerungsmöglich-

keiten über das Smart Meter Gateway auch wirtschaftlich optimieren (siehe Kapitel 3.4 und 4.3). Nicht zuletzt verspricht die Integration der Mobilität und der Nutzung von V2G-Technologien (siehe Kapitel 4) große Potenziale für die Stützung der Energienetze durch individuelles Energieverhalten. Individuelle Optimierung bedeutet derzeit meist finanzielle Optimierung. Damit energetische/klimatechnische Optimierung mit finanzieller Optimierung in Einklang gebracht werden kann, müssen die gesetzlichen Rahmenbedingungen angepasst werden. Diese Anpassungen müssen die Involvierung der Bürgerschaft maximal begünstigen. Gemäß der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2018/2001⁴⁸ besteht zukünftig für Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften eine große Gestaltungsfreiheit. Die Mög-

M 14.1: EE-Anlagen im Eigenheim betreiben	M 14.2: Partizipationsmöglichkeiten auch für einkommensschwache Personen schaffen	M 14.3: Entbürokratisierung	Z 14: Bürgerinnen und Bürger sind sich ihrer Partizipationsmöglichkeiten bewusst und setzen diese nach Möglichkeit ein. Auch einkommensschwächere Personen partizipieren.
M 14.4: Bürgerinnen und Bürger als Multiplikatoren	M 14.5: Energiewissen muss bereits in der Schule vermittelt werden		

Abbildung 14: Partizipative Maßnahmen für Bürgerinnen und Bürger

lichkeiten hierfür (z. B. zur bilanziellen Nutzung selbst-erzeugten Stroms in einer anderen Liegenschaft, Energy Sharing etc.) müssen großteils noch in deutsches Recht überführt werden. Neben der individuellen Optimierung gilt es auch haushaltsübergreifende Lösungen wie Pooling oder die Sektorkopplung über mehrere Gebäude hinweg zu betrachten.

Gleichwohl sind aufgrund der individuellen Randbedingungen nicht für jede Bürgerin bzw. jeden Bürger alle Optionen verfügbar (z. B. in Mietwohnungen). Die Gestaltungsspielräume eröffnen sich vornehmlich für Immobilienbesitzer, während für Mieterinnen und Mieter deutlich weniger Optionen zur Verfügung stehen. Hier können jedoch variable Energiebepreisungen, ein angepasstes Verbrauchsverhalten und damit monetäre Vorteile realisierbar sein. In Anbetracht des hohen Anteils an Mietwohnungen in Deutschland (ca. 50%) muss sichergestellt werden, dass auch mehr von Wohneigentum unabhängige Maßnahmen realisierbar sind. Da Partizipationsmöglichkeiten mit Einkommen und Vermögen korrelieren, gilt es, insbesondere einkommensschwache Bürgerinnen und Bürger zu unterstützen (M 14.2). Denkbar wäre die Bereitstellung von Fördermitteln für den Kauf energieeffizienter Geräte, wie es bereits im Rahmen verschiedener Programme karitativer Organisationen oder von Energieagenturen umgesetzt wird.

In jedem Fall müssen entsprechende Unterstützungsleistungen oder die Möglichkeiten zur Partizipation niedrigschwellig angeboten werden und abrufbar sein. In diesem Zusammenhang muss dringend eine Entbürokratisierung stattfinden, um eine möglichst breite Einbindung der Bürgerschaft zu erreichen (M 14.3). Beispielhaft sei in diesem Zusammenhang auf die (eigentlich) Plug-and-Play-fähigen Stecker-PV-Anlagen verwiesen. Komplizierte Anmeldeprozesse (trotz Vereinfachungsbemühungen), eine unklare mietrechtliche Situation sowie ungeklärte Versicherungsfragen, Diskussionen über den verpflichtenden Einbau von speziellen Energiesteckvorrichtungen sowie weitere Aspekte führen zu einer schnellen Abkehr

von der Idee. Somit wird eine sinnvolle Maßnahme durch zu hohe Hürden ausgebremst.

In allen Fällen stellen Energiewendemaßnahmen, die niedrigschwellig verfügbar sind oder z. B. im persönlichen Umfeld schon von Bekannten umgesetzt werden, ein gutes Vorbild dar. So lassen sich die Anwendungsbereitschaft und Akzeptanz nachhaltig steigern: Bürgerinnen und Bürger sind die besten Multiplikatoren in ihren Bekanntenkreisen (M 14.4).

Weiterhin ist zur Akzeptanzsteigerung proaktive Informationsarbeit vonnöten, die sowohl anhand konkreter Beispielprojekte als auch anhand informativ aufbereiteter Standardformate (z. B. in Energieabrechnungen) erfolgen kann. Das Wissen über Energienutzung sowie Energiewendetechnologien soll bereits in die Bildungsaufträge der Schulen einfließen. Konkrete Inhalte sollen ein Grundverständnis für die Energieerzeugung, die -übertragung und das Thema „Verbrauch“ schaffen, um so den Bewusstseinsgrad der Bevölkerung insgesamt zu erhöhen (M 14.5).

- Politik und Verwaltung müssen Vorbilder sein. Dies schließt das Bekenntnis zur Energiewende, ihre konsequente Umsetzung und niedrigschwellige Kommunikationsarbeit zum Thema ein. Anlagen im öffentlichen Raum sind gute Beispiele für die Möglichkeiten der EE-Erzeugung.
- Die Politik muss mehr Partizipationsmöglichkeiten an der Energiewende für Personen mit geringem Einkommen sowie ohne Wohneigentum schaffen. Auch wenn nicht alle Bürgerinnen und Bürger die gleichen Partizipationsmöglichkeiten haben, gilt es dennoch, die Möglichkeiten für alle zu maximieren.
- Kommunen und intermediäre Akteure müssen sich ihrer Verantwortung als Multiplikatoren bewusst sein. Durch ihre Präsenz in der Lebenswelt der Bürgerinnen und Bürger sind sie erste Ansprechpartner, Vorbilder und Informationsquellen.
- Eine Forderung, welche sich sowohl an die Politik als auch die themeninvolverten Akteure richtet, lautet: Mehr und besser kommunizieren. Mehr bedeutet nicht, allein die Quantität zu erhöhen, sondern mehr Möglichkeiten für einen Dialog zu schaffen. Besser bedeutet, dass Informationen transparent und zielgruppengerecht aufbereitet werden.







7 Fazit und Ausblick

Zur Digitalisierung der Energienetze in Baden-Württemberg ist ein rasches und vor allem gemeinsames Handeln notwendig, das den massiven Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung flankiert. Nur so kann die Energiewende mit größtmöglicher Effizienz und der Erschließung neuer wirtschaftlicher Potenziale umgesetzt werden. Gleichzeitig wird durch die Digitalisierung die hohe Netzstabilität gewahrt und die Resilienz der Energienetze noch vergrößert. Smart Grids stellen dabei das entscheidende Bindeglied zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie Speichern dar. Aufgrund der sehr langen Planungszeiträume sowie der Vielzahl der umzusetzenden Maßnahmen und zu installierenden Anlagen würde jedes Zögern das Erreichen der Dekarbonisierungsziele des Landes deutlich erschweren.

Die Betrachtung übergreifender Herausforderungen (Kapitel 2) zeigt deutlich, dass Ressourcenmangel (Zeit, Personal, Finanzen), Standardisierung und die Schaffung von Planungssicherheit durch das regulatorische Umfeld Themen sind, die nur in Zusammenarbeit von Politik und Umsetzenden angepackt werden können.

Die diskutierten Handlungsfelder der Roadmap zeigen, dass die Akteure vor allem Transparenz über Bedarfe und umzusetzende Maßnahmen gewinnen müssen. Durchgängig ist sichtbar, dass Kooperationen intensiviert werden müssen – nicht nur innerhalb der Energiewirtschaft, sondern auch darüber hinaus. Deutlich zeigt sich das in den Bereichen Netz und Markt (Kapitel 3) sowie bei der Sektorkopplung (Kapitel 4). Integratives Denken und die frühzeitige Involvierung aller Beteiligten wie der öffentlichen Hand, der Energiewirtschaft, von Planern, Handwerk und Weiteren sind notwendig, um Energie sektorübergreifend –

und damit effizienter – nutzen zu können. Die Involvierung der Bürgerschaft sowie weiterer sozialer Akteure ist von unmittelbarer Relevanz für die Akzeptanzsteigerung sowie die Dezentralisierung des Energiesystems (Kapitel 6).

Die Teilnehmenden des Roadmap-Prozesses fordern die Landesregierung Baden-Württemberg auf, die Smart Grids-Aktivitäten im Land weiter zu unterstützen, um die etablierten Kooperationen fortzusetzen und zu intensivieren. Da die politischen Gestaltungsspielräume des Landes vor allem den Ordnungsrahmen sowie die (Aus-)Bildungs- und Wirtschaftspolitik umfassen, gilt es, hier anzusetzen, um die passenden Bedingungen zu schaffen.

Gemeinsam soll auch die Bundesregierung angesprochen werden, um intelligenten Energienetzen auf Basis fruchtbarer Regulierungen – besonders im Sinne von Planungssicherheit für die Umsetzenden im Energiesektor – den Weg zu ebnet.

Baden-Württemberg hat durch die bereits stattfindende politische, wirtschaftliche und zivilgesellschaftliche Zusammenarbeit im Bereich Smart Grids eine Vorreiterrolle inne. Die vorliegende Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 dient als Werkzeug, um das Potenzial der Akteure zu kanalisieren, die Zusammenarbeit zu intensivieren und Baden-Württemberg weiter zum Musterland für die flächendeckende Umsetzung von Smart Grids zu machen.

Danksagung und Teilnehmende

Die vorliegende Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 ist ein Gemeinschaftswerk. Nur durch das Know-how der mehr als 140 teilnehmenden Personen und Institutionen war die Entstehung möglich. Die Inhalte und besonders die Benennung von Zielen und Maßnahmen fußen auf dem Erfahrungsschatz und dem kumulierten Praxiswissen aller Beteiligten. Dieses bildet die unerlässliche Grundlage dafür, Smart Grids effizient und im Sinne der Energiewende in die Fläche zu bringen.

Das Team der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e. V. bedankt sich herzlich bei allen Teilnehmenden für das großartige Engagement.

Dr. Cornelius Anger (Siemens AG - Siemens Advanta Consulting), Dipl.-Ing. (FH) Jürgen Arnold (Innovations- und Technologieberatung), Abdul Azzam (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg), Gunter Bachofer (PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft), Phillip Bauer (Netze BW GmbH), Prof. Dr. Dierk Bauknecht (Öko-Institut e.V./ Universität Freiburg), Bruno Bickel (Lokale Agenda), Dr.-Ing. Jann Binder (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg), Dr. Arvid Blume (Stuttgart Netze GmbH), Peter Breuning (AMP ENERGY SOLUTIONS), Andrea Bühler (Wirtschaftsförderung Karlsruhe / EnergieForum), Jonas Bux, Ana Constantin (Fachverband Sanitär-Heizung-Klima Baden-Württemberg), Gamze Demir (Netze BW GmbH), Christoph Diehn (terranets bw GmbH), Hans-Joachim Dorn (Marktextperte Zähl- und Energiedatenmanagement), Tobias Egeler (TransnetBW GmbH), Dr. Rainer Enzenhöfer (TransnetBW GmbH), Carmen Exner (Netze BW GmbH), Nelly-Lee Fischer (Universität Stuttgart - Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik), João Fonseca (Netze BW GmbH), Kevin Förderer (Karlsruher Institut für Technologie), Dr. Massimo Genoese (EnBW Energie Baden-Württemberg AG), Dr. Sebastian Gölz (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme), Prof. Matthias Grandel (Hochschule Biberach), Ulrich Gundert (Gemeinderat Engstingen), Dr. Birgit Haller (OLI Systems GmbH), Franziska Heidecke (ED Netze GmbH), Prof. Gerd Heilscher (Technische Hochschule Ulm), Dr.-Ing. Franz Hein, Christoph Heinemann (Öko-Institut e.V.), André Heinke (Bitmotec GmbH), Frank Hirschi (konsekwent GmbH / HORIZONTE-Group AG), Dipl.-Kfm. Michael Horix (HORIX POWERMANAGEMENT), Prof. Dr.-Ing. Kai Hufendiek (Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung), Adrian Jenter

(e-mobil BW), Eric Junge (Netze BW GmbH), Rebecca Kächele (TransnetBW GmbH), Erika Kämpf, Dr. Hartmut Kappes, Anatolij Kasnatscheew (e-mobil BW), Mona Keller (FairNetz GmbH), Dipl.-Phys. Andreas Kießling (energy design & management consulting), Nikolai Klempp (Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung), Dr. Robert Kohrs (Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme), Christoph Kondzialka (Technische Hochschule Ulm), Dr. Ole Langniß (OLI Systems GmbH), Carolina Lebesmühlbacher, Dr. Uwe Lehmann (Camille Bauer Metrawatt AG), Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried (Karlsruher Institut für Technologie), Manuela Linke (HTWG Hochschule Konstanz), Dr. Manuel Lösch (FZI Forschungszentrum Informatik), Tobias Mader (NetzFlex UG), Dirk Mangold (Solites), Martin Matt (HMS Networks), Herbert Meyer-Jacob (BentoNet GmbH), Philipp Nagel (Mako365 GmbH), Ditmar Niederl (VIVAVIS AG), Dr. Max Peters (KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH), Oliver Pfeifer (Netze BW GmbH), Franz Pöter (Plattform Erneuerbare Energien Baden-Württemberg e.V.), Levin Ratajczak (Netze BW GmbH), Dr. Klaus Reichert (Dr. Klaus Reichert Smart Innovation), Mersad Rekić, Dr. Albrecht Reuter (Fichtner IT Consulting GmbH), Benjamin Rothaupt, Prof. Dr.-Ing. Krzysztof Rudion (Universität Stuttgart - Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik), Uwe Rühling (RÜHLING ANWÄLTE), Sven Christian Rühmann (Nautilus GmbH), Laura Runte (terranets bw GmbH), Sven Sauerbaum (VIVAVIS AG), Sebastian Schaule (Bitkom e.V.), Christoph Schick (Universität Stuttgart Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung), Dr.-Ing. Christoph Schlenzig (SevenZone Informationssysteme GmbH), Prof. Dr. Hartmut Schmeck (Universität Karlsruhe - Karlsruher Institut für Technologie/ FZI Forschungszentrum Informatik), Marina Schmid (TransnetBW GmbH), Prof. Dr. Michael Schmidt (Hochschule Offenburg), Johannes Schnitzler (Ladon Energy GmbH), Ingo Schönberg (Power Plus Communication AG), Mat Schubert (LEON Mobility GmbH), Dipl. Ing. Hans Schütz, Andreas Seiler (VIVAVIS AG), Andreas Seuffer (Gemeindeverwaltung Birkenfeld), Elias Siehler (Flughafen Stuttgart GmbH), Thomas Sprau (Süddeutsche Unternehmensberatung GmbH), Claus-Heinrich Stahl (Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.), Dr. Bartholomäus Surmann (Netze BW GmbH), Charlotte Wagner (Universität Stuttgart - Institut für Energieberatung und Hochspannungstechnik), Holm Wagner (wing-beratung), Dr.-Ing. Thomas Walter (Easy Smart Grid GmbH), Prof. Dr. Anke Weidlich (Albert-Ludwigs-Universi-

sität Freiburg), Stefan Werner (Easy Smart Grid GmbH), Wolfram Willuhn (Plutinsus), Prof. Dr.-Ing. Christof Wittwer (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme), Jonatan Wunsch (VfEW - Verband für Energie- und Wasserwirtschaft Baden-Württemberg e.V.), Dr.-Ing. Martin Zimmerlin (Netze BW GmbH)

Überdies nahmen (weitere) Beschäftigte folgender Unternehmen und Institutionen teil:

acteno energy GmbH
 ads-tec Energy GmbH
 aktiver EMT GmbH
 Albwerk GmbH & Co. KG
 BARAL Geohaus-Consulting AG
 Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.
 Energie Impuls OWL e.V.
 Fachverband Sanitär-Heizung-Klima Baden-Württemberg
 focusEnergie GmbH & Co. KG
 Industrie- und Handelskammer (IHK) Region Stuttgart
 Nautilus GmbH
 Plattform Erneuerbare Energien Baden-Württemberg e.V.
 RP Freiburg– Kompetenzzentrum Energie
 Stadtwerke Crailsheim GmbH
 Thüga Energienetze GmbH
 TransnetBW GmbH
 Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)
 VIVAVIS AG

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Maßnahmen zur Schaffung hinreichender Netztransparenz.....	12	Abbildung 9: Finanzielle und administrative Maßnahmen zur Verbesserung der Förderlandschaft für Smart Grids.....	32
Abbildung 2: Maßnahmen zur (teil-)automatisierten Netzführung.....	14	Abbildung 10: Zu prüfende Kriterien, um bestehende Reallabore in einen Dauerbetrieb zu überführen.....	33
Abbildung 3: Maßnahmen, um flächendeckende Verfügbarkeit variabler Energietarife zu gewährleisten...	16	Abbildung 11: Zu berücksichtigende Kriterien bei der Planung zukünftiger Reallabore.....	34
Abbildung 4: Maßnahmen zur wirtschaftlichen Hebung netz- und systemdienlicher Flexibilitäten.....	17	Abbildung 12: Partizipative Maßnahmen der Kommunen.....	37
Abbildung 5: Maßnahmen zur Verankerung der Sektorkopplung in Planungsprozessen.....	22	Abbildung 13: Partizipative Maßnahmen intermediärer Akteure.....	39
Abbildung 6: Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärme, des Verkehrs und der H ₂ -Netze.....	24	Abbildung 14: Partizipative Maßnahmen für Bürgerinnen und Bürger.....	42
Abbildung 7: Maßnahmen zur Marktintegration und der konsequenten Hebung von Flexibilitäten.....	26		
Abbildung 8: Maßnahmen zur Integration von Wasserstoff in die Energienetze.....	28		

Abkürzungsverzeichnis

5G	Mobilfunkstandard der fünften Generation	KEA-BW	Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH
BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung	KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
BHKW	Blockheizkraftwerk	MHz	Megahertz (SI-Einheit der Frequenz)
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz	NAP	Netzanschlusspunkte
BNetzA	Bundesnetzagentur	NNE	Netznutzungsentgelte
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik	NS	Niederspannung
BUC	Business Use Cases	ONS	Ortsnetzstation
BW	Baden-Württemberg	OPEX	Operational Expenditures (engl.), Betriebsausgaben
CLS	Controllable Local System	OVG	Oberverwaltungsgericht
CO₂	Chemische Formel für Kohlendioxid	P2H	Power-to-Heat
DA/RE	Abkürzung Projekt „DATenaustausch/REdispatch“	P2P	Peer-to-Peer
EE	Erneuerbare Energien	PV	Photovoltaik, ugs. Solarstrom
EEBUS	Schnittstellen-Spezifikation für vernetzte Energiemanagementsysteme	SG	Smart Grids (engl.), intelligente Energienetze
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz	SINTEG	Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)“
EV	Electric Vehicle (engl.), (batterie-)elektrisches Fahrzeug, ugs. „Elektroauto“	SMGW	Smart Meter Gateway
EVU	Energieversorgungsunternehmen	TAF	Tarifanwendungsfälle
H₂	Chemische Formel für Wasserstoff	TRL	Technology Readiness Level (engl.), Technologie-Reifegrad
HEMS	Home Energy Management System (engl.), Haus-/Heim-Energiemanagementsystem	ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
Hz	Hertz (SI-Einheit der Frequenz)	V2G	Vehicle-to-Grid
IC	Integrated Circuit (engl.), integrierte Schaltung, ugs. „Computerchips“	V2H	Vehicle-to-Home
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik	VDE	VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
IT	Informationstechnik	VNB	Verteilnetzbetreiber

Bildnachweise

1/44	(oben links) TransnetBW GmbH Transformator Umspannwerk Pulverdingen 30.06.2022 072	10	Flughafen Stuttgart GmbH E_Bus_Ladevorgang
1/44	(oben rechts) Flughafen Stuttgart GmbH STR_Solarenergie (Ausschnitt)	11	iStock/MadamLead iStock-1306221824 (Börsendiagramm mit Stadtlicht- und Strom- und Energieanlagenindustrie)
1/44	(unten) terranets bw GmbH Betriebsanlage_Blankenloch_2	13	Nicky - Adobe Stock 94449445 (Energie Datensicherheit Smart Meter Gateway im Stromkasten eines Hauses)
5	Portrait Thekla Walker Umweltministerium/Regenscheit	15	TransnetBW GmbH 2560x1917-Hauptschaltleitung Wendlingen
6	TransnetBW GmbH Smart System	19	TransnetBW GmbH 2560x1917-Hauptschaltleitung Warte (2)
7	Flughafen Stuttgart GmbH STR_Wärme- Kältesystem Terminal	20	iStock/NiseriN iStock-1336682736 (Wärmepumpenraum im Gewerbegebäude)
8	iStock/ ArtistGNDphotography iStock-1407383854 (Arbeiter, die Sonnenkollektoren installieren)		

- 25 terranets bw GmbH
Betriebsanlage_Blankenloch_1
- 27 Flughafen Stuttgart GmbH
E-Bus beim Laden
- 29 terranets bw GmbH
terranetsbw_Betriebsanlage_Blankenloch
- 31 Malp - AdobeStock
429569498(Ausschnitt - Energiespeichersystem, begleitet von einem großen Solarkraftwerk und einem Windturbinenpark)
- 36 iStock/alphaspirit
iStock-1183735895 (Teamwork und Brainstorming-Konzept; Menschen die eine Idee mit einer Lampe teilen)
- 38 Stadtwerke Stuttgart
ibench-Solarbank in Stuttgart-Feuerbach
- 40 iStock/ArtistGNDphotography
iStock-1405880267 (Zwei Ingenieure, die Sonnenkollektoren auf dem Dach installieren.)
- 43 iStock/alphaspirit
iStock-1183735895 (Teamwork und Brainstorming-Konzept; Menschen die eine Idee mit einer Lampe teilen)
- 45 TransnetBW GmbH
Key Visual der Hauptschaltleitung Wendlingen

Quellennachweise

- 1 **Landtag von Baden-Württemberg (2021):** Gesetz zur Änderung des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg. Online: https://www.landtag-bw.de/files/live/sites/LTBW/files/dokumente/WP17/Drucksachen/0000/17_0943_D.pdf
- 2 **Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (2013):** Roadmap der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg. Online: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/mum/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Smart-Grids-Roadmap.pdf
- 3 **Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg (2022):** Übersicht: Smart Grids-Projekte als Basis für die SG-Roadmap BW 2.0. Online: <https://smartgrids-bw.net/allgemein/smart-grids-projekte-in-baden-wuerttemberg-eine-uebersicht/>
- 4 **Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (2013):** Roadmap der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg. Online: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/mum/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Smart-Grids-Roadmap.pdf, S.14.
- 5 **Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg (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
- 6 **Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (2022):** Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg. Online: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/klima/klimaschutz-in-baden-wuerttemberg/klimaschutzgesetz/>
- 7 **Deutsche Bundesregierung (2022):** Klimaschutzgesetz. Online: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>
- 8 **Europäische Kommission (2022):** Generaldirektion Energie. Online: https://ec.europa.eu/info/departments/energy_de
- 9 **Staatsministerium Baden-Württemberg (2018):** Der Weg zur Mobilität der Zukunft führt durch Baden-Württemberg. Strategiedialog Automobilwirtschaft. Online: https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Broschueren/SDA-Broschuere_2-Auflage.pdf
- 10 **Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) (2022):** ReFuels: Entwicklung einer Roadmap für ReFuels für Baden-Württemberg. Online: <https://www.zsw-bw.de/projekt/energiewende-systemoptimierung/refuels-entwicklung-einer-roadmap-fuer-refuels-fuer-baden-wuerttemberg.html>
- 11 **Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (2021):** Wasserstoff-Roadmap für Baden-Württemberg. Online: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/energiewende/wasserstoffwirtschaft/roadmap/>
- 12 **Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)** Online: <https://www.sinteg.de/>
- 13 **Oberverwaltungsgericht Münster;** 4. März 2021; Aktenzeichen: 21 B 1162/20.

- ¹⁴ **Ergebnisse C/sells-AP 4.2/4.3/4.4.** Online: <https://csells.net/de/ergebnisse-c-sells/arbeitspakete/47-arbeitspaket1-4.html>, Abruf am 24.10.2022.
- ¹⁵ **C/sells:** Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschland. Online: <https://csells.net/de/>
- ¹⁶ **TransnetBW (2020):** Sichere und vernetzte Energieversorgung: C/sells-Projektpartner demonstrieren live den teil-automatisierten Kaskadenprozess. Online: https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/2/5/1/e/251ed3d19cb49c3f11dfd89b967123a6aff82f43/2020-10-21-11-08-20-51-1.pdf
- ¹⁷ **DAtenaustausch/REdispatch (DA/RE).** Online: <https://www.dare-plattform.de/>
- ¹⁸ **Energiewirtschaftsgesetz (EnWG):** Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 8. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1726) geändert worden ist; §14a, §14c.
- ¹⁹ **Kelm, Tobias / Jachmann, Henning / Metzger, Jochen / Liebhart, Laura / Klingler, Marcel / Schmidt, Maik (2021):** Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg. Statusbericht 2021. Online: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Monitoring-Energiewende-BW-2021-barrierefrei.pdf
- ²⁰ **Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2018):** Kurzinformation Elektromobilität bzgl. Strom- und Ressourcenbedarf. Online: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Verkehr/emob_strom_ressourcen_bf.pdf
- ²¹ **Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (2019):** Statistisches Landesamt legt Ergebnisse der Haushaltevorausrechnung vor. Online: <https://www.statistik-bw.de/Presse/Pressemitteilungen/2019154>, Abruf am 06.09.2022.
- ²² **Rühling, Uwe (2022):** Die drei handlungsmächtigsten Instrumente der Kommunen für eine klimagerechte Siedlungsentwicklung. Online: https://smartgrids-bw.net/public/uploads/2022/03/20211231_V07_BPlanung_Essay_final.pdf
- ²³ **Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022):** Bauen und Wohnen. Online: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimafreundliches-zuhause-1792146>, Abruf am 12.09.2022.
- ²⁴ **Die KEA-BW Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg.** Online: <https://www.kea-bw.de/die-kea-bw>
- ²⁵ **Verband der regionalen Energie- und Klimaschutzagenturen Baden-Württemberg (2022):** Online: <https://reabw.de/>
- ²⁶ **Ipsos (2022):** EVBox Mobility Monitor. Online: <https://info.evbox.com/hubfs/evbox-mobility-monitor-2022-dach.pdf>
- ²⁷ **Staatsministerium Baden-Württemberg (2022):** Strategiedialog Automobilwirtschaft. Online: <https://stm.baden-wuerttemberg.de/de/themen/unsere-strategiedialoge/strategiedialog-automobilwirtschaft/>
- ²⁸ **Staatsministerium Baden-Württemberg (2022):** Strategiedialog Bauen und Wohnen startet in nächste Phase. Online: <https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/strategiedialog-bauen-und-wohnen-startet-in-naechste-phase/>
- ²⁹ **Klempp, Nikolai / Guthoff, Felix / Häbig, Pascal / Heilmann, Erik / Schulz, Maximilian / Hufendiek, Kai (2021):** Potenziale dezentraler Flexibilität: Welchen Beitrag können E-Autos und Wärmepumpen zu einem kosten-effizienten Redispatch leisten? Online: https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/f/e/c/d/fecdc4e38e84da435ed92095f609fafee6d7b563/2021-10-28-14-09-12-72-1.pdf
- ³⁰ **BDEW (2019):** Energie-Info. Gas kann grün: Die Potentiale von Biogas/Biomethan. Status Quo, Fakten und Entwicklung. Online: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20190426_Gas-kann-gruen-Potentiale-Biogas.pdf, S. 11.
- ³¹ **Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (2020):** Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg. Klimaschutz und Wertschöpfung kombinieren. Online: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Wirtschaft/Wasserstoff-Roadmap-Baden-Wuerttemberg-bf.pdf, S. 13.
- ³² **DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V. (2022):** Der Gasnetzgebietstransformationsplan Ergebnisbericht 2022. Online: https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht_2022_des_GTP_A3.pdf

- ³³ **Die Bundesregierung (2021):** PtL-Roadmap. Nachhaltige strombasierte Kraftstoffe für den Luftverkehr in Deutschland. Online: https://www.bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/LF/ptl-roadmap.pdf?__blob=publicationFile
- ³⁴ **Kreidelmeyer, Sven/ Dambeck, Hans/ Kirchner, Almut/ Wünsch, Marco (2020):** Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Online: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasier-te-energetraeger.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- ³⁵ **Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg (2022):** Internationale Zusammenarbeit bei klimaneutralen Kraftstoffen. Online: <https://vm.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/internationale-zusammenarbeit-bei-klimaneutralen-kraftstoffen-1/>, Abruf am 25.10.2022.
- ³⁶ **Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) (2022):** H2vorOrt – Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen. Online: <https://www.dvgw.de/themen/energiewende/wasserstoff-und-energiewende/h2vorort>, Abruf am 25.10.2022.
- ³⁷ **Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas e.V.) (2022):** Wasserstoffbericht. Online: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-bericht/>, Abruf am 25.10.2022.
- ³⁸ **Siehe: Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V. (2022):** Übersicht: Smart Grids-Projekte für die SG-Roadmap BW 2.0. Online: <https://smartgrids-bw.net/blog/smart-grids-projekte-in-baden-wuerttemberg-eine-uebersicht/>, Abruf am 25.10.2022.
- ³⁹ **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017):** Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG-Verordnung – SINTEG-V). Online: https://www.sinteg.de/fileadmin/media/Publikationen/SINTEG-V_BGBI_20-6-2017_Lesefassung.pdf
- ⁴⁰ **Ministerium für Wissenschaft, Forschung und Kunst Baden-Württemberg (2022):** Baden-Württemberg fördert Reallabore. Online: <https://mwk.baden-wuerttemberg.de/de/forschung/forschungspolitik/wissenschaft-fuer-nachhaltigkeit/reallabore/>, Abruf am 06.10.2022.
- ⁴¹ **Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022):** Reallabore – Testräume für Innovation und Regulierung. Online: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/reallabore-testraeume-fuer-innovation-und-regulierung.html>, Abruf am 06.10.2022.
- ⁴² **Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022):** Innovationen in die Praxis bringen. Reallabore der Energiewende. Online: <https://www.energieforschung.de/spotlights/reallabore>, Abruf am 06.10.2022.
- ⁴³ **Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022):** Konzept für ein Reallabore-Gesetz. Online: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Digitale-Welt/konzept-fur-ein-reallabore-gesetz.pdf>
- ⁴⁴ **Renn, Ortwin/ Radtke, Joerg (2019):** Partizipation und bürgerschaftliches Engagement in der Energiewende. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-658-26327-0_10, S. 284.
- ⁴⁵ **Zur Akzeptanz von Smart Metern:** DENA (2018): dena-ANALYSE. Akzeptanz und Vertrauen von Verbrauchern Einflussgrößen, Herausforderungen und Handlungsempfehlungen für eine erfolgreiche Digitalisierung der Energiewirtschaft. Online: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9253_Analyse_Akzeptanz_und_Vertrauen_von_Verbrauchern.pdf
- ⁴⁶ **Klimabündnis (2022):** Positionspapier des Klimabündnis für die deutsche Bundes- und Landespolitik. Klimaschutz und Klimaanpassung als kommunale Pflichtaufgabe(n) verankern. Online: https://www.keabw.de/fileadmin/user_upload/Klima-B_c3_bcndnis-Positionspapier_20-20Klimaschutz_20als_20Pflichtaufgabe_lang.pdf
- ⁴⁷ **Wollseifer, Hans Peter (2021):** „Mehr Klimaschutz nur mit mehr Handwerkerinnen und Handwerkern“. ZDH-Präsident Wollseifer spricht über die Notwendigkeit von mehr qualifizierten Fachkräften im Handwerk zur Umsetzung von Umwelt- und Klimaschutz. Online: <https://www.zdh.de/presse/veroeffentlichungen/interviews-und-statements/mehr-klimaschutz-nur-mit-mehr-handwerkerinnen-und-handwerkern/>, Abruf am 24.08.2022.
- ⁴⁸ **Europäische Union (2018):** RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES. vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32018L2001&from=DE>

