

NEW 4.0

Norddeutsche EnergieWende



ERFOLGSFAKTOREN DER INTEGRIERTEN ENERGIEWENDE

Wegweisende Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen aus dem Praxisgrößtest NEW 4.0



Die Energiewende ist machbar!
Dies ist das Credo und die gemeinsame Grundhaltung aller Projektpartner in NEW 4.0.
Die Lösungen liegen vor: Zeit, dass sich was dreht.
Mit der Plakatkampagne in den Jahren 2017 und 2020 wurde dies auch öffentlichkeitswirksam vermittelt.

Zeit, dass sich was dreht.

**100 % regenerativer Strom für Hamburg
und Schleswig-Holstein bis 2035**

NEW 4.0

Die Energiewende ist machbar!



NEW 4.0 weist den Weg zum Energiesystem der Zukunft.

Liebe Leser*innen,

seit 2016 arbeiten mehr als 60 Partner aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik im Rahmen der Initiative Norddeutsche EnergieWende 4.0 (NEW 4.0) gemeinsam an dem Ziel, für Hamburg und Schleswig-Holstein bis zum Jahr 2035 eine zu 100 % erneuerbare Stromversorgung zu ermöglichen und hierfür Lösungen zu finden. Den Rahmen dafür bilden ein sicheres Stromsystem, eine hohe Eigenverwertungsquote sowie eine massive Reduktion der Treibhausgasemissionen in der Region. Dafür haben die Projektpartner rund 80 Mio. € investiert. Hinzu kommen knapp 45 Mio. € Fördermittel des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen des Förderprogramms „Schaufenster Intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG). Die Landesregierungen beider Bundesländer unterstützen NEW 4.0 zudem aktiv und kontinuierlich.

Wie kann ein klimafreundliches Energiesystem der Zukunft, das wesentlich auf erneuerbaren Energien beruht, aussehen und sicher funktionieren?

NEW 4.0 hat in rund 100 Einzelprojekten, 8 Arbeitspaketen und 6 Use Cases sowie mit 25 Demonstratoren entlang der gesamten Wertschöpfungskette Lösungen entwickelt und sie erstmals in einem einzigartigen Praxisgrößtest erprobt. Damit wird der Entwicklungspfad für dieses Ziel gezeichnet. Die Nutzbarmachung von flexiblen Stromverbräuchen und die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie sind die neuen Herausforderungen für die zweite Phase der Energiewende. Immer mehr kommt es darauf an, Erzeugung und Verbrauch zu synchronisieren und in das Gesamtsystem zu integrieren. Eine erfolgreiche Energiewende kann nur mit ganzheitlichen Konzepten gelingen, die neben der Vermeidung von Treibhausgasen auch unternehmerisch und volkswirtschaftlich funktio-

nieren, die digital vernetzt sind und dauerhaft durch die Akzeptanz der Gesellschaft getragen werden.

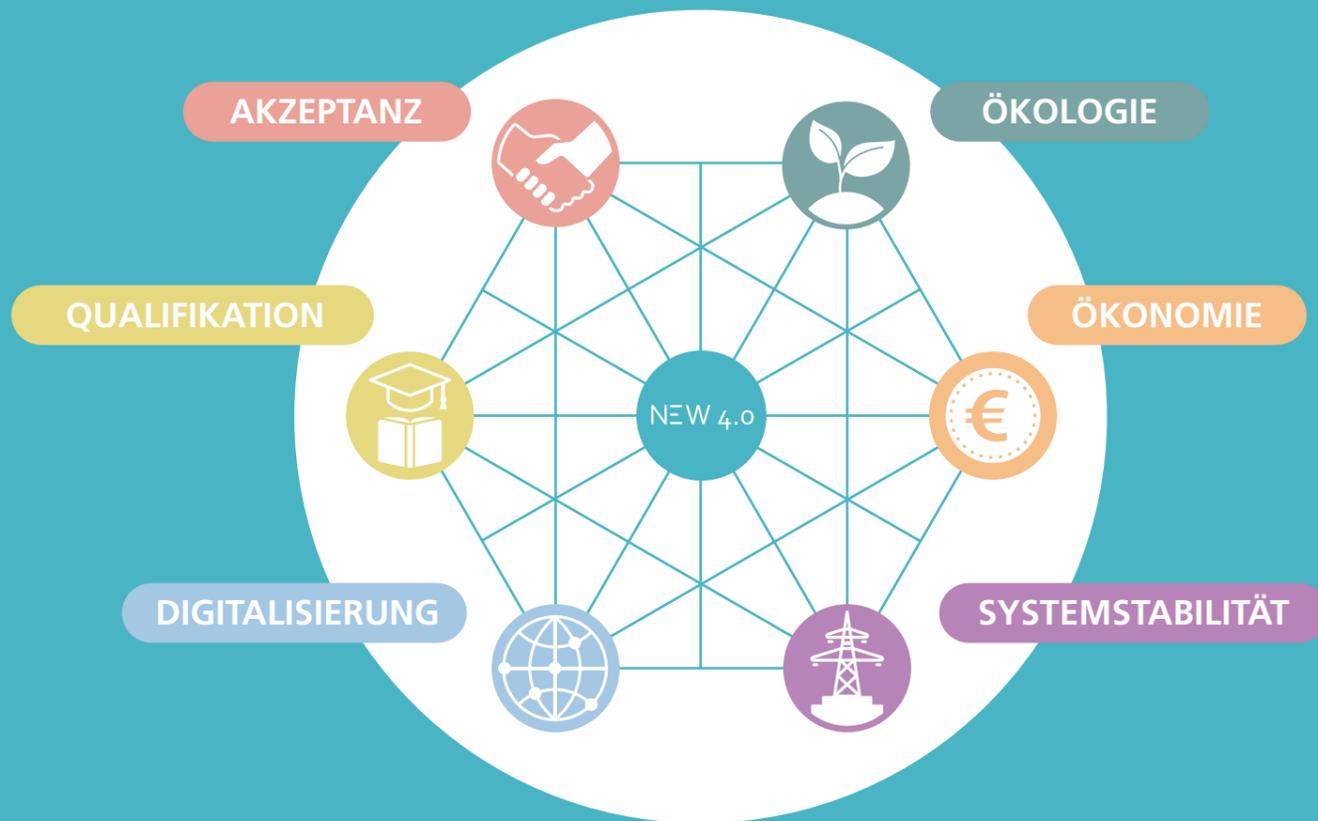
NEW 4.0 hat in diesem umfassenden Sinn Lösungen für eine integrierte Energiewende entwickelt. Sie weisen als Blaupausen über die Modellregion hinaus und können auch in Deutschland und Europa Anwendung finden. Als Vorreiter der integrierten Energiewende bietet die Region Schleswig-Holstein/Hamburg hierfür ideale Voraussetzungen. Für Sie, liebe Leser*innen, haben wir die Kernergebnisse und die Handlungsempfehlungen kompakt zusammengefasst.

Im Frühjahr 2021 wird NEW 4.0 als Großprojekt beendet sein; die erarbeiteten Lösungen, Konzepte und Systeme bleiben jedoch erhalten. Wie auch das Credo der NEW 4.0-Allianz: Die Energiewende ist machbar! Gleichzeitig werden sich zahlreiche Partner aus NEW 4.0 im Norddeutschen Reallabor (NRL) wiederfinden. Als eines der Reallabore der Energiewende wird NRL unmittelbar an NEW 4.0 anknüpfen und neue Forschungs- und Entwicklungsprojekte für die Sektorenkopplung und die entstehende Wasserstoffwirtschaft im industriellen Maßstab aufbauen. Die enge Zusammenarbeit von Wirtschaft, Wissenschaft und Politik im Rahmen von NEW 4.0 und NRL wird so zum ständigen Begleiter der Energiewende (nicht nur) im Norden.

Eine anregende Lektüre im Namen aller beteiligten Partner wünscht Ihnen

Prof. Dr. Werner Beba
Projektkoordinator

Die NEW 4.0-Erfolgsfaktoren



Die Norddeutsche EnergieWende 4.0 stand von Anfang an für eine 360°-Perspektive auf eine ganzheitliche und integrierte EnergieWende. Das übergeordnete Ziel der EnergieWende ist die Senkung von Treibhausgasemissionen. Die Maßnahmen zum Erreichen dieses Ziels müssen sowohl betriebs- als auch volkswirtschaftlich vorteilhaft sein sowie jederzeit die Netz- und Systemstabilität im Transformationsprozess gewährleisten. Zudem braucht es für die anfallenden Aufgaben qualifiziertes Personal und die Akzeptanz in der Bevölkerung. Auf dieser Basis hat NEW 4.0 sechs Themenbereiche – die **sechs Erfolgsfaktoren** für die integrierte EnergieWende – identifiziert, nach denen die Ergebnissynthese strukturiert ist. Die Kapitel sollen einer besseren Orientierung in diesem komplexen Vorhaben dienen und sind dabei nicht als trennende Einheiten zu verstehen. Sie gehen Hand in Hand und sind alle voneinander abhängig.

Der Anspruch der Ergebnissynthese ist, fundiert die komplexe Materie und die vielfältigen Vorhaben übersichtlich und verständlich darzustellen. Für das Verständnis der Leser*innen sind ausgewählte Fachbegriffe in einem Glossar erläutert.

Im separat verfügbaren **Annex** (»Steckbriefe) zur Ergebnissynthese finden sich zudem weiterführende Informationen zu den in dieser Veröffentlichung kompakt dargestellten Erkenntnissen und Ergebnissen sowie zu weiteren Teilvorhaben des NEW 4.0-Konsortiums.

Die Ergebnissynthese, der Annex, der Gesamtabschlussbericht des Großprojektes NEW 4.0 sowie weitere Abschlussberichte der Partner sind unter new4-0.de/ergebnisse abrufbar.

Inhaltsverzeichnis

1	Executive Summary	8
2	Herausforderungen & kritische Erfolgsfaktoren für die zweite Phase der EnergieWende	12
3	Die sechs Erfolgsfaktoren der integrierten EnergieWende	16
3.1	Ökologische Erfolgsfaktoren: Mehrfacher Klimanutzen	18
3.1.1	Indirekte CO ₂ -Einsparung durch Flexibilisierung der Stromnutzung	18
3.1.2	Direkte CO ₂ -Einsparung durch Sektorenkopplung	22
3.2	Ökonomische Erfolgsfaktoren: Wirtschaftlichkeit & Effizienz	25
3.2.1	Volkswirtschaftliche Vorteile durch Wettbewerbsmärkte und marktbasierende Verfahren	25
3.2.2	Betriebswirtschaftliche Machbarkeit als kritischer Erfolgsfaktor	29
3.3	Netz- und Systemstabilität als notwendiger Erfolgsfaktor: Das Netz sturmfest machen	32
3.3.1	Use Case 1: Schneller lokaler Intraday-Handel	32
3.3.2	Use Case 2: Netzampel – Netzengpasskoordinierung mit der ENKO	33
3.3.3	Use Case 3: Smart Balancing	34
3.3.4	Use Case 4: Regelernergieerbringung mit dezentralen Erzeugern/Speichern und Demand Side Management	35
3.3.5	Use Case 5: Momentanreserve	36
3.3.6	Use Case 6: Dezentrale Erbringung von Blindleistung	38
3.4	Erfolgsfaktor Digitalisierung: Das Nervensystem der EnergieWende	39
3.5	Erfolgsfaktor Berufliche Qualifikation: Umsetzung durch Fachkräfte	41
3.6	Erfolgsfaktor Akzeptanz: Die Machbarkeit der EnergieWende demonstrieren	43
4	Handlungsempfehlungen für die zweite Phase der EnergieWende	48
	Fazit & Danksagung	53
	Glossar	57
	Abkürzungsverzeichnis	60
	Abbildungsverzeichnis	61
	Literaturverzeichnis	62
	Impressum	64

1 Executive Summary

- 1 **Die integrierte Energiewende ist machbar**
- 2 **Mehrfacher Klimanutzen wird durch Sektorenkopplung möglich**
- 3 **Die (industrielle) Stromnachfrage bietet wichtige Flexibilitätspotenziale**
- 4 **Schnelle marktbasierende Verfahren ermöglichen effiziente Koordination von Flexibilitäten**
- 5 **IKT ist eine Schlüsseltechnologie für die Systemintegration**
- 6 **Eine Fortbildungsoffensive ist für eine erfolgreiche Energiewende notwendig**
- 7 **Hohe gesellschaftliche Akzeptanz für die Energiewende in der Modellregion vorhanden**

Die Norddeutsche EnergieWende 4.0 (NEW 4.0) ist eine Innovationsallianz mit mehr als 60 Partnern aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik. NEW 4.0 will für die Region Hamburg und Schleswig-Holstein eine vollständig erneuerbare, sichere Stromversorgung bis 2035 und eine massive Senkung der Treibhausgasemissionen ermöglichen. Seit 2016 hat NEW 4.0 Lösungen erarbeitet, wie diese Ziele möglichst kostengünstig und mit hoher Versorgungssicherheit erreicht werden können. „4.0“ beschreibt die Schwelle zur vierten industriellen Revolution: zur Digitalisierung, die für die Energiewende eine zentrale Rolle spielt und eine notwendige Voraussetzung für einen erfolgreichen Umstieg von einer konventionellen und fossilen auf eine erneuerbare Energieversorgung ist.

Die Modellregion Hamburg und Schleswig-Holstein als ideales Energie-Schaufenster Deutschlands

Hamburg und Schleswig-Holstein eignen sich als Schaufenster in eine nachhaltige Energiezukunft wie keine andere Region Deutschlands. Lag der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch deutschlandweit 2019 bei rund 42 %¹, so waren es in Schleswig-Holstein bereits rund 165 % und für die gesamte Modellregion knapp über 100 %^{2,3}. Die Nachbarschaft leistungsstarker Windkraft- und bedeutender Industriestandorte an der Elbe bietet ideale Voraussetzungen, um den Weg zu einer 100%ig erneuerbaren Stromversorgung und umfassenden Dekarbonisierung im regionalen Praxisgröß-

test zu erproben. Zudem zeigen sich in der Modellregion die mit der Dezentralisierung des Energiesystems wachsenden Anforderungen an den Stromnetzbetrieb, die im Zuge der Energiewende auch andernorts zwischen ländlichen Erzeugungs- und urban geprägten Verbrauchsregionen entstehen werden. Als Vorreiter der Energiewende zeigt die Region schon heute, welche Herausforderungen morgen für ganz Deutschland gelten. NEW 4.0 gewinnt somit Erkenntnisse, die über die Region hinaus als Blaupausen für die Transformation des Energiesystems in Deutschland und Europa dienen können.

Herausforderungen für die zweite Phase der Energiewende

Nach rund drei Jahrzehnten des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung, der ersten Phase der Energiewende, geht es in der zweiten Phase jetzt – zusätzlich – um den sicheren Übergang vom verbrauchs- zum regenerativ-erzeugungsgeführten Stromsystem. Die Zuverlässigkeit unserer Stromversorgung wird künftig weniger durch konventionelle Großkraftwerke, sondern zunehmend durch das intelligente Zusammenwirken von erneuerbaren Energien, flexiblen Verbräuchen, Speichern und sektorübergreifenden Stromanwendungen gewährleistet werden. Sektorübergreifende Stromanwendungen sind zugleich der Schlüssel, um die weitere große Herausforderung der kommenden Jahre, die breite Dekarbonisierung aller Sektoren, zu bewältigen und fossile Energieträger auch im Wärmemarkt, im verarbeitenden Gewerbe und im Verkehr zu ersetzen. Die Digitalisierung und die Fähigkeit zur Echtzeitkommunikation sind dafür wesentliche Elemente.

Bei der Suche nach den besten Lösungen orientiert sich NEW 4.0 an der Idee der integrierten Energiewende, wie sie auch die dena-Leitstudie⁴ und andere Studien⁵ empfehlen. Danach erweist sich ein breiter Mix an Energieträgern und Technologien als deutlich vorteilhafter gegenüber einseitigen Strategien maximaler Elektrifizierung und bringt deutschlandweit einen volkswirtschaftlichen Vorteil von bis zu 600 Mrd. €. Die Projekte aus NEW 4.0 integrieren in diesem Sinne eine große Bandbreite innovativer Technologien in ein stabiles Gesamtsystem, das wirksamen Klimaschutz und eine sichere Energieversorgung in einem funktionierenden Markt miteinander vereint – gestützt und getragen durch die Akzeptanz der Gesellschaft.

Um das Ziel der Klimaneutralität bis zur Jahrhundertmitte zu erreichen, bleibt wenig Zeit. Auch deshalb ist es wichtig, möglichst schnell und praxisnah wirksame Lösungen zu entwickeln.

Erkenntnis 1: Die integrierte Energiewende ist machbar

Strom wird auch in der integrierten Energiewende eine Schlüsselrolle spielen. Er ist zentraler Baustein der Energiewirtschaft und liefert gleichzeitig den Schlüssel zur Dekarbonisierung anderer Sektoren. Auf dem Weg zu einem vollständig erneuerbaren Energiesystem wird immer weniger der Bedarf der Stromverbraucher den Einsatz von Kraftwerken bestimmen (Lastfolgebetrieb), sondern zunehmend die Stromerzeugung aus Wind und Sonne maßgeblich sein. Dann gilt es, das gesamte Spektrum flexibler Stromanwendungen zu nutzen, um Stromangebot und -bedarf zusammen zu bringen und eine stabile, sichere Versorgung zu gewährleisten. Die Projekte von NEW 4.0 haben in Feldtests gezeigt, wie industrielle und private Stromverbräuche gesteuert und flexibilisiert werden können. Elektrische und thermische Speicher konnten systemstützend eingesetzt und Strom sinnvoll zur Erzeugung von Wärme und synthetischen Gasen genutzt werden.

NEW 4.0 hat ebenfalls nachgewiesen, dass erneuerbare Energien und eine flexible Stromnutzung in Zukunft notwendige Systemdienstleistungen wie Momentanreserve, Regelernergie und Blindleistung bereitstellen können, die heute noch durch konventionelle Kraftwerke erbracht werden. So gelingt es, wind- und sonnenstromgeprägte Netze „wetterfest“ zu machen und sie jederzeit zuverlässig zu betreiben. In Ergänzung zum derzeit weitgehend erzeugungsseitig geprägten Flexibilitätsmanagement hilft die Einbindung flexibler Stromanwendungen und erneuerbarer Energien zudem, die Netz- und Systemkosten zu optimieren.

Erkenntnis 2: Mehrfacher Klimanutzen wird durch Sektorenkopplung möglich

NEW 4.0 ermöglicht Klimaschutz auf zwei Wegen: Die Nutzbarmachung lastseitiger Flexibilitäten bedeutet, dass fluktuierend einspeisender Wind- und Sonnenstrom in immer größeren Mengen in das Stromsystem integriert werden kann und seine Abregelung aus Gründen der Netzstabilität vermieden wird. Die konventionelle Stromerzeugung wird so sukzessive verdrängt, bis die gesamte Stromversorgung aus erneuerbaren Quellen kommt. Zudem entsteht ein zusätzlicher Nutzen für den Klimaschutz: Weitere Sektoren können überschüssige Energie aufnehmen, die ohne eine Kopplung der Sektoren abgeriegelt worden wäre. Auf diese Weise trägt erneuerbarer Strom zur Dekarbonisierung weiterer Sektoren bei. So bietet etwa die Power-to-Heat-Anlage im Hamburger Werk von Aurubis nicht nur eine nutzbare Flexibilität zur Integration von Regenerativstrom, sondern ersetzt auch Erdgas durch erneuerbaren Strom im industriellen Pro-

zess. Weiterhin können Power-to-Heat-Anlagen zur Dekarbonisierung von Wärmenetzen beitragen, wie die Projekte von HanseWerk Natur, HAMBURG ENERGIE, Wärme Hamburg und der Stadtwerke Flensburg zeigen. Mit den Elektrolyseuren von Wind to Gas und Energie des Nordens in Brunsbüttel und Haurup demonstriert NEW 4.0 zudem, wie die Umwandlung von Strom in Wasserstoff und damit der Brückenschlag zur Dekarbonisierung in mehreren Nutzungspfaden gelingen kann.

Erkenntnis 3: Die (industrielle) Stromnachfrage bietet wichtige Flexibilitätspotenziale

Mit einem Verbrauchsanteil von 46 % des Nettostroms und 40 % des Wärmebedarfs^{6,7} bietet gerade die Industrie in Deutschland wichtige prozessgebundene Potenziale zur Flexibilisierung. Im genehmigten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan für 2021–2035 geht die Bundesnetzagentur (BNetzA) von einer nutzbaren Flexibilität durch Steuerung des Stromverbrauchs (Demand Side Management (DSM)), Sektorenkopplung und Batteriespeicher von bis zu 45 GW⁸ in 2035 aus. Welche Möglichkeiten sich künftig durch kreative technische Lösungen und einen zukunftsorientierten, ordnungspolitischen Rahmen erschließen lassen, zeigen insbesondere die Beispiele der NEW 4.0-Partner ArcelorMittal, Aurubis oder TRIMET aus der energieintensiven Metallindustrie in Hamburg. Das Haushaltskunden-Projekt der Stadtwerke Norderstedt wiederum demonstriert, dass dank moderner IKT-Lösungen auch kleine Verbraucher zukünftig wachsende Flexibilitätspotenziale erschließen können.

Erkenntnis 4: Schnelle marktbasierende Verfahren ermöglichen effiziente Koordination von Flexibilitäten

Das Zusammenwirken von großen industriellen Lasten, Speichern, Wasserstoff- und Wärmeerzeugern sowie tausender kleiner Stromproduzenten und Stromverbraucher bedarf der Koordination. Mit der ENKO-Plattform („Energie intelligent KOordinieren“), der EnergiePlattform und dem Konzept für Smart Balancing wurden im Rahmen von NEW 4.0 marktbasierende Instrumente (weiter-)entwickelt, die eine intelligente, schnelle und systemdienliche Koordination von Flexibilitäten ermöglichen. So bietet die ENKO-Plattform ein effizientes Engpassmanagement im Day-Ahead-Zeitraum und kann dadurch volkswirtschaftlich und ökologisch wertschaffend die Abregelung erneuerbarer Energien reduzieren. ENKO könnte auch zur effizienten Auslegung der Spitzenkappung für Wind- und Solarstrom nach § 11 Abs. 2 EnWG dienen. Die Abregelungen von 3,7 TWh verursachten alleine in Schleswig-Holstein im Jahr 2019 Kosten in Höhe von rund 380 Mio. €⁹. Zugleich ist es bei ENKO gelungen, Instrumente weiter zu entwickeln, die der Gefahr eines Markt-

missbrauchs vorbeugen. Die EnergiePlattform ermöglicht einen schnellen lokalen Intraday-Handel auf Blockchain-Basis und kann damit sowohl von Händlern als auch von Netzbetreibern zum kurzfristigen Bilanzmanagement genutzt werden, um das Gesamtsystem zu stabilisieren. Mit dem Konzept des Smart Balancing legt NEW 4.0 schließlich dar, wie auch in Zeiträumen von wenigen Minuten Flexibilitäten innerhalb eines Bilanzkreises so eingesetzt werden können, dass Ungleichgewichte im Stromsystem aufgelöst und konventionell erzeugte Regelenergie und damit deren Kosten vermieden werden. Die marktbasierenden Systeme aus NEW 4.0 setzen damit Anreize für netz- und systemdienliches Verhalten, die sich auf andere Regionen übertragen lassen und die durch den regulatorischen Rahmen ermöglicht werden sollten.

Erkenntnis 5: IKT ist eine Schlüsseltechnologie für die Systemintegration

Der enorme Koordinationsbedarf beim Umbau vom last- zum erzeugungsgeführten Stromsystem ist ohne die vielfältigen Lösungsbeiträge der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) nicht zu bewältigen. Die Digitalisierung liefert das „Nervensystem der Energiewende“ und zählt neben Energiespeichern und dem Energieträger Wasserstoff zu den Schlüsseltechnologien in der zweiten Phase der Energiewende.

NEW 4.0 entwickelt und erprobt ein breites Spektrum von IKT-Anwendungen in der Praxis. Dazu gehören die Engpassprognosen auf Basis künstlicher Intelligenz (KI) und der Merit-Order-Algorithmus bei ENKO, die Blockchain-Nutzung bei der EnergiePlattform, die Verbrauchs-App für Haushaltskunden in Norderstedt, aber auch verschiedene Anwendungen digitaler Messtechnik oder die Präzisionssteuerung von Umrichtern, um Momentanreserve aus Windenergieanlagen zu gewinnen. Die Entwicklung von Einsatzoptionen für KI und die Forschungs-kompetenz im Bereich der IT-Sicherheit sind weitere Beispiele, die eine herausragende Stellung der Modellregion für energienahe IKT unterstreichen. Im Rahmen von NEW 4.0 haben sich dabei die praxisgebundene Erprobung verschiedenster Digitalisierungskonzepte und der enge interdisziplinäre Austausch der Projektpartner als besonders fruchtbar erwiesen.

Erkenntnis 6: Eine Fortbildungsoffensive ist für eine erfolgreiche Energiewende notwendig

NEW 4.0 versteht sich auch als Impulsgeber für eine nachhaltige Wertschöpfung in der Region. Untersuchungen der NEW 4.0-Partner zur Arbeitsmarkt- und Qualifikationssituation zeigen, dass ein Fachkräftemangel in der Modellregion zum Engpass für die norddeutsche Energiewende zu werden droht. Eine Befragung von

Unternehmen und Entscheidungsträgern ergab, dass energiewende-spezifische und vor allem IKT-bezogene Berufsqualifizierungen dringend gesucht werden. NEW 4.0 hat daher unter der Dachmarke „NEW 4.0-Akademie“ ein umfangreiches Aus- und Weiterbildungsprogramm aufgesetzt, das in kürzester Zeit vollständig ausgebucht war. Sowohl die Befragungsergebnisse als auch der Erfolg des Bildungsangebots unterstreichen, wie wichtig es ist, berufliche Qualifizierungsangebote, die auf die besonderen Bedarfe der Energiewende ausgerichtet sind, auch nach dem Auslaufen von NEW 4.0 fortzuführen und zu intensivieren.

Erkenntnis 7: Hohe gesellschaftliche Akzeptanz für die Energiewende in der Modellregion vorhanden

Die enormen Anstrengungen für die Transformation unserer Energieversorgung, die erheblichen finanziellen Kosten und der große Zeitdruck zeigen, dass die Energiewende nur gelingen kann, wenn sie von nachhaltiger Akzeptanz getragen wird. Nach den Untersuchungen von NEW 4.0 ist die konstruktive Haltung in der Bevölkerung der Modellregion ausgesprochen hoch. Das gilt für den Windkraft- und Netzausbau, aber auch für die neuen Schwerpunktaufgaben in der zweiten Phase der Energiewende. Diese Stärke der nordwestdeutschen Energiekultur gilt es zu erhalten und weiter auszubauen. Bei hoher Aufmerksamkeit für Klimafragen und die Energiewende werden die Meinungen und Bewertungen differenzierter, teilweise auch skeptischer. Um einer drohenden Vertrauenskrise entgegenzuwirken, bedarf es eines breiten, engagierten Bündnisses von Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft für eine gemeinsame Fortführung der Energiewende, sowie der klaren Kommunikation konkreter Maßnahmen, Wirkungen und Erfolge, die so erreicht werden.

Handlungsempfehlungen

Die Erfahrungen aus NEW 4.0 zeigen, dass zahlreiche notwendige und technisch ausgereifte Lösungen, etwa bei der Flexibilisierung industrieller Prozesse oder bei der Nutzung von Technologien zur Sektorenkopplung, im heutigen Rechtsrahmen kaum möglich sind. Sie können deshalb ihr mächtiges Wirkungspotenzial nicht entfalten – es könnte durch Teile des bestehenden regulatorischen Rahmens im Gegenteil sogar behindert werden. Notwendig sind grundlegende Reformen des Ordnungs- und Regulierungsrahmens, um systemdienliches und klimaschonendes Verhalten der Marktteilnehmer zu stimulieren und technische Innovationen für die Dekarbonisierung zu begünstigen.

Diese Reformen sollten insbesondere

1. **netz- & systemdienliches Verhalten und technische Innovationen durch marktwirtschaftliche Instrumente anreizen,**
2. **die finanzielle Benachteiligung von Strom gegenüber anderen Energieträgern abbauen,**
3. **Experimentierräume für weitere technische und regulatorische Innovationen schaffen und**
4. **den Ausbau der erneuerbaren Energien und vernetzter Infrastrukturen incentivieren.**

Zudem sollten

5. **Weiterbildungsangebote verstärkt am Bedarf der Energiewende ausgerichtet werden sowie**
6. **die Akzeptanz der Bevölkerung weiterhin gesichert und genutzt werden.**

Kurzfristig, d. h. noch vor übergreifenden und grundsätzlichen Gesetzesänderungen und noch in dieser Legislaturperiode, besteht die Chance, erste wichtige Weichenstellungen vorzunehmen:

- **Ermöglichung der Nutzung von zusätzlicher netzdienlicher (Last-)Flexibilität als marktbezogene Maßnahmen im Rahmen des Engpassmanagements**
- **Einführung des Smart Balancing zur Senkung der Regelenergiekosten**
- **Förderung der Sektorenkopplung durch Befreiung von Power-to-X-Anwendungen von der EEG-Umlage**
- **Prüfung einer übergangsweisen Nutzung von (Carbon-)Contracts-for-Difference bis zur Erreichung des angestrebten CO₂-Preisniveaus 2025/2026 und möglicher Skaleneffekte der Sektorenkopplungs-Technologien**
- **Reform und Verstärkung der auf Basis der Verordnungsermächtigungen im § 119 EnWG, § 95 Nr. 6 EEG und § 33 Abs. 1 Nr. 3 KWKG erlassenen Verordnung zur Schaffung breiterer regulatorischer Experimentierräume für die zweite Phase der Energiewende**

Die weitere Dekarbonisierung des Stromsektors mit erneuerbaren Energien ist technisch möglich. Auch der Einsatz von erneuerbarem Strom in anderen Sektoren wie Industrie, Wärme/Kälte und Verkehr ist möglich und essenziell für das Gelingen der Energiewende. Grundvoraussetzung hierfür ist, dass der Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion wieder zügig und konsequent vorangetrieben wird und bestehende Hindernisse beseitigt werden.

2 Herausforderungen & kritische Erfolgsfaktoren für die zweite Phase der Energiewende

Seit 1850 ist die durchschnittliche Erdoberflächentemperatur um rund 1 °C gestiegen. Geht diese Entwicklung ungehindert weiter, wird sich die Erde bis zum Ende des Jahrhunderts im Durchschnitt um 4,5 °C erwärmen – mit verheerenden Folgen für den Planeten¹⁰. Als Beitrag zur Begrenzung der globalen Erwärmung auf deutlich unter 2 °C gegenüber dem Niveau vor Beginn der Industrialisierung hat sich Deutschland dazu bekannt, bis 2050 weitgehende Klimaneutralität zu erreichen (vgl. § 1 des Klimaschutzgesetzes)¹¹. Hierfür muss es gelingen, die Treibhausgasemissionen in allen Lebensbereichen auf nahezu null zu senken. Etwa 85 % der Treibhausgas-Emissionen in Deutschland sind derzeit energiebedingt und entstehen maßgeblich durch die Verbrennung fossiler Energieträger¹². Deshalb ist die Transformation des Energiesystems mit dem Ziel einer vollständigen Versorgung aus erneuerbaren Energien die zentrale Aufgabe für die Klimawende. Im Stromsystem findet dieser Wandel bereits statt.

Dekarbonisierung des Stromsystems

In den vergangenen Jahrzehnten ist in Deutschland der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostrombedarf immer weiter gestiegen. Waren es 1990 noch rund 3 %, waren es 20 Jahre später bereits 17 % und in 2019 rund 42 %¹ – im ersten Halbjahr 2020 sogar fast 50 %¹³. Die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromproduktion sind in Deutschland von 764 g CO₂/kWh in 1990 auf 401 g CO₂/kWh im Jahr 2019 gesunken¹⁴ und haben sich damit bereits nahezu halbiert (siehe Abbildung 1).

Die erste Phase der Energiewende – die Entwicklung von Technologien zur Erzeugung erneuerbaren Energien – ist damit weitgehend abgeschlossen. In der zweiten Phase besteht die Herausforderung im weiteren Ausbau der Erzeugungskapazitäten und deren Systemintegration (siehe Abbildung 2).

Dekarbonisierung von Wirtschaft, Verkehr und Wärmemarkt

Anders als beim Strom ist der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch nach wie vor niedrig. Er betrug im Jahr 2019 gerade einmal 17 %¹. Eine weitere Herausforderung für die Energiewende besteht deshalb in der Dekarbonisierung der nicht-elektrischen Bereiche der Energieversorgung, also des Verkehrs und des Wärmemarktes sowie großer Teile des Energiebedarfs im verarbeitenden Gewerbe. Dafür sind neben der direkten Nutzung erneuerbarer Energien (in Form von Elektromobilität oder Solarwärme) sogenannte Power-to-X-Technologien notwendig, die regenerativen Strom in Wärme, synthetische Gase wie Wasserstoff oder synthetische Flüssigkraftstoffe umwandeln. Über diese Sektorenkopplung (Phase III – siehe Abbildung 2) kann erneuerbarer Strom zur Dekarbonisierung über das Stromsystem hinaus beitragen.

Stabiles Stromsystem auch bei 100 % erneuerbarer Energie

Ein stabiles Stromsystem bildet damit das unverzichtbare Rückgrat für eine integrierte Energie- und Klimawende über alle Sektoren. Technisch bedeutet die Zuverlässigkeit der Stromversorgung vor allem, eine dauerhafte Stabilität von Frequenz und Spannung zu gewährleisten. Wie Puls und Blutdruck im menschlichen Kreislauf, so hängt auch das elektrische System an physikalischen Parametern, deren Verletzung zu Störungen und im schlimmsten Fall zum Zusammenbruch des Systems führen kann. Derzeit sorgen vor allem konventionelle Großkraftwerke dafür, dass die Frequenz und die Spannung stabil bleiben, indem sie sogenannte Systemdienstleistungen wie die Bereitstellung von Regelenergie, Momentanreserve und Blindleistung erbringen. Im Zuge der Transformation des Energiesystems werden diese Kraftwerke schrittweise zurück gebaut. Die Systemdienstleistungen müssen dann zunehmend von den Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen), Speichern und flexiblen Lasten übernommen werden (Phase IV – siehe Abbildung 2). In NEW 4.0 wurde gezeigt und praktisch erprobt, wie dies grundsätzlich möglich ist.

Beim Übergang vom last- zum erzeugungsgeführten Stromsystem bewirkt der steigende Anteil regenerativer Energien außerdem eine stetig steigende Komplexität für die Betriebsführung der Netze. Probleme entstehen vor allem durch volatile Einspeisung aus Wind- und Sonnenkraft, die Kleinteiligkeit und Verlagerung der Stromerzeugung in niedrigere Spannungsebenen und durch den strukturell nachlaufenden Netzausbau, der vielerorts zu Netzengpässen führt. Der Netzausbau wird die Notwendigkeit von Einspeisemanagement/Redispatch sowie die Gefahr möglicher Abregelungen voraussichtlich mindern, aber nicht vollständig beseitigen. Selbst unter der Annahme eines optimalen Netzausbaus kann mangelnde Flexibilität beim Stromverbrauch dazu führen, dass ein Teil des produzierten Stroms von bis zu 49 TWh im Jahr 2050 nicht genutzt werden kann¹⁶. In NEW 4.0 wurden daher Lösungen entwickelt, wie dezentrale EE-Anlagen, Speicher und intelligente Steuerung einschließlich marktbasierter Lösungen zur Flexibilisierung der Stromnachfrage, zur Koordination von Angebot und Nachfrage und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen beitragen können.

Orientierung an volkswirtschaftlicher Effizienz

Ein ganzheitlicher Ansatz, der auf erneuerbarem Strom und einer Dekarbonisierung der übrigen Energiesektoren

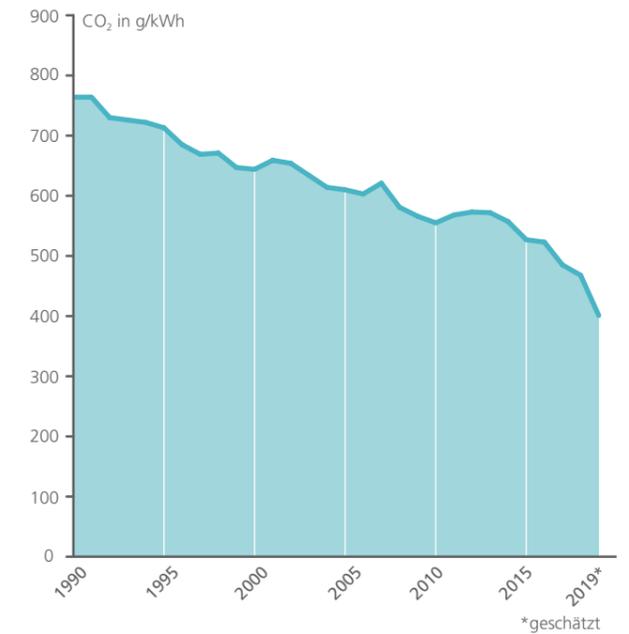


Abb. 1: Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen in g pro kWh der deutschen Stromerzeugung¹⁴

ren mittels weitgehend strombasierter Kraft- und Grundstoffe beruht, ist der effizienteste Weg zur Klimaneutralität. Nach den Untersuchungen der Deutschen Energie Agentur verringert eine technologisch breit angelegte Strategie der integrierten Energiewende den Investitionsaufwand in Deutschland im Vergleich zu Modellen maximaler Elektrifizierung um bis zu 600 Mrd. € bis 2050⁴. NEW 4.0 hat praktische Lösungen für eine integrierte Energiewende erarbeitet und darüber hinaus Möglichkeiten aufgezeigt, wie sich Netzengpässe und damit Einspeisemanagement reduzieren lassen. Letzteres kostete allein in Schleswig-Holstein im Jahr 2019 rund 380 Mio. €⁹. Die konsequente Orientierung an den ökonomisch effizientesten Lösungen ist unverzichtbar, wenn die notwendigen finanziellen, technologischen und gesellschaftlichen Anstrengungen erbracht und Klimaneutralität erreicht werden soll.

Die Modellregion Hamburg und Schleswig-Holstein als ideales Energie-Schaufenster Deutschlands

Hamburg und Schleswig-Holstein eignen sich als Schaufenster in eine nachhaltige Energiezukunft wie keine andere Region Deutschlands. Lag der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bilanziell deutschlandweit 2019 bei rund 42 %¹, so waren es in Schleswig-Holstein bereits rund 165 % und für die gesamte Modellregion knapp über 100 %^{2,3}. Konkret stand in Schleswig-Holstein einer regenerativen Stromerzeugung von 23,7 TWh ein Verbrauch von lediglich 14,4 TWh gegenüber. Als Vorreiter der Energiewende zeigt die Region

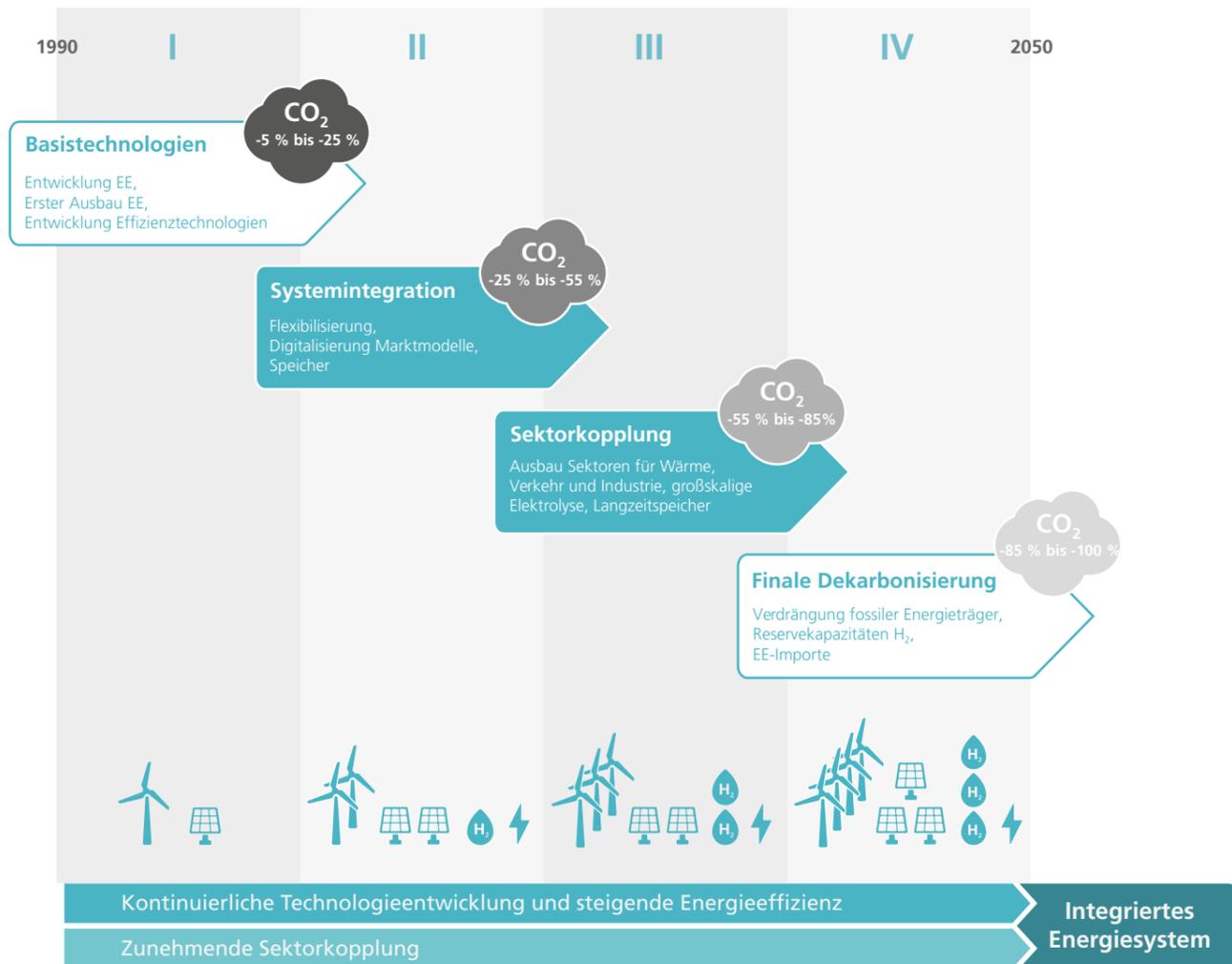


Abb. 2: Die vier Transformationsphasen hin zu einer integrierten Energiewende¹⁵

damit schon heute, welche Herausforderungen morgen für ganz Deutschland relevant werden.

Große und weiter zunehmende Windstromkapazitäten bedeuten zudem, dass plötzliche Witterungsänderungen in kurzer Zeit extreme Anstiege oder Reduzierungen der Einspeiseleistung zur Folge haben. Zudem kann sich im Netzbetrieb die Richtung des Stromflusses ändern. Solange im Stromnetz die Verbraucher mit Strom aus zentralen Großkraftwerken versorgt wurden, erfolgte der Lastfluss von der Höchstspannung abwärts bis in die Niederspannung. Heute hat das Stromnetz in Schleswig-Holstein dagegen umgekehrt auch eine wichtige Transportfunktion für erneuerbare Energie aus niedrigen Spannungsebenen in die Höchstspannung, sodass es im Netzbetrieb häufig zu Richtungsänderungen der Lastflüsse kommt.

Die Nachbarschaft leistungsstarker Windkraft- und bedeutender Industriestandorte an der Elbe und die großen Herausforderungen im Stromnetzbetrieb bieten ideale Voraussetzungen, um den Weg zu einer 100%ig erneuerbaren Stromversorgung und umfassenden Dekarbo-

nisierung im regionalen Praxisgrößtest zu erproben. Die Herausforderung, im Zuge der Energiewende ländliche Erzeugungs- und urban geprägte Verbrauchsregionen zusammenzuführen, besteht grundsätzlich auch andersorts. NEW 4.0 gewinnt somit Erkenntnisse, die über die Region hinaus als Blaupausen für die Transformation des Energiesystems in Deutschland und Europa dienen können.

Erfolgsfaktoren – (nicht nur) für NEW 4.0

Erfolgreicher Klimaschutz braucht innovative Lösungen in ökologischer, wirtschaftlicher, technisch-betrieblicher und gesellschaftlicher Hinsicht. Sechs Themenfelder können dabei als Erfolgsfaktoren für das Gelingen der integrierten Energiewende identifiziert werden, zu denen NEW 4.0 Lösungsbeiträge liefert. Diese Erfolgsfaktoren bilden den Gliederungsrahmen der Ergebnissynthese. Sie strukturieren dadurch das komplexe Vorhaben und sollen zugleich verdeutlichen, dass ihr Zusammenwirken untrennbar für den Erfolg der Energiewende ist:

- 1. Ökologie:** Maßgeblich sind zunächst die erzielten Klimaschutzeffekte selbst. Ziel ist, fossile Energieträger im Stromsektor vollständig zu ersetzen, einschließlich der Bereitstellung von Systemdienstleistungen zur Frequenz- und Spannungshaltung. Hinzu kommt die vollständige Dekarbonisierung der übrigen Energieversorgung.
- 2. Ökonomie:** Volkswirtschaftliche Effizienz und betriebswirtschaftliche Realisierbarkeit sind gleichermaßen notwendig, wenn der Umbau der Energieversorgung nicht nur punktuell und symbolisch, sondern in ganz Deutschland und schließlich global gelingen soll. Eine Energiewende, die sich unternehmerisch nicht rechnet oder die volkswirtschaftlich und sozialpolitisch nicht geschultert werden kann, ist zum Scheitern verurteilt.
- 3. Netz- und Systemstabilität:** Versorgungssicherheit ist elementare Bedingung dafür, dass die Energiewende wirtschaftlich leistbar ist und gesellschaftlich getragen werden kann. Deshalb ist beim Umbau der Stromversorgung in den nächsten Jahren besondere Sorgfalt geboten.
- 4. Digitalisierung:** Nur mit vielfältigen und sicheren Digitalisierungslösungen kann ein dezentrales und flexibles Energiesystem funktionieren. Echtzeit-Kommunikation und der Nutzen bspw. der Blockchain-Technologie im Energiesektor eröffnen hier vielfältige Möglichkeiten.
- 5. Berufliche Qualifikation:** Nur wenn der Arbeitsmarkt das Tempo eines schnellen Wandels in der Energietechnik, der Dezentralisierung und Digitalisierung sowie die Entstehung einer Wasserstoffwirtschaft mitgehen kann, wird die Wende gelingen. Deshalb ist die Aus- und Fortbildung ein Schlüssel für den Erfolg der zweiten Phase der Energiewende.
- 6. Akzeptanz:** Der Umbau der Energieversorgung verändert unser aller Leben. Nur wenn die Gesellschaft offen ist für Veränderungen und langfristig hinter dem Wandel steht sowie die Bürger*innen stets aktiv in diesen Prozess eingebunden werden, wird die Energiewende gelingen.

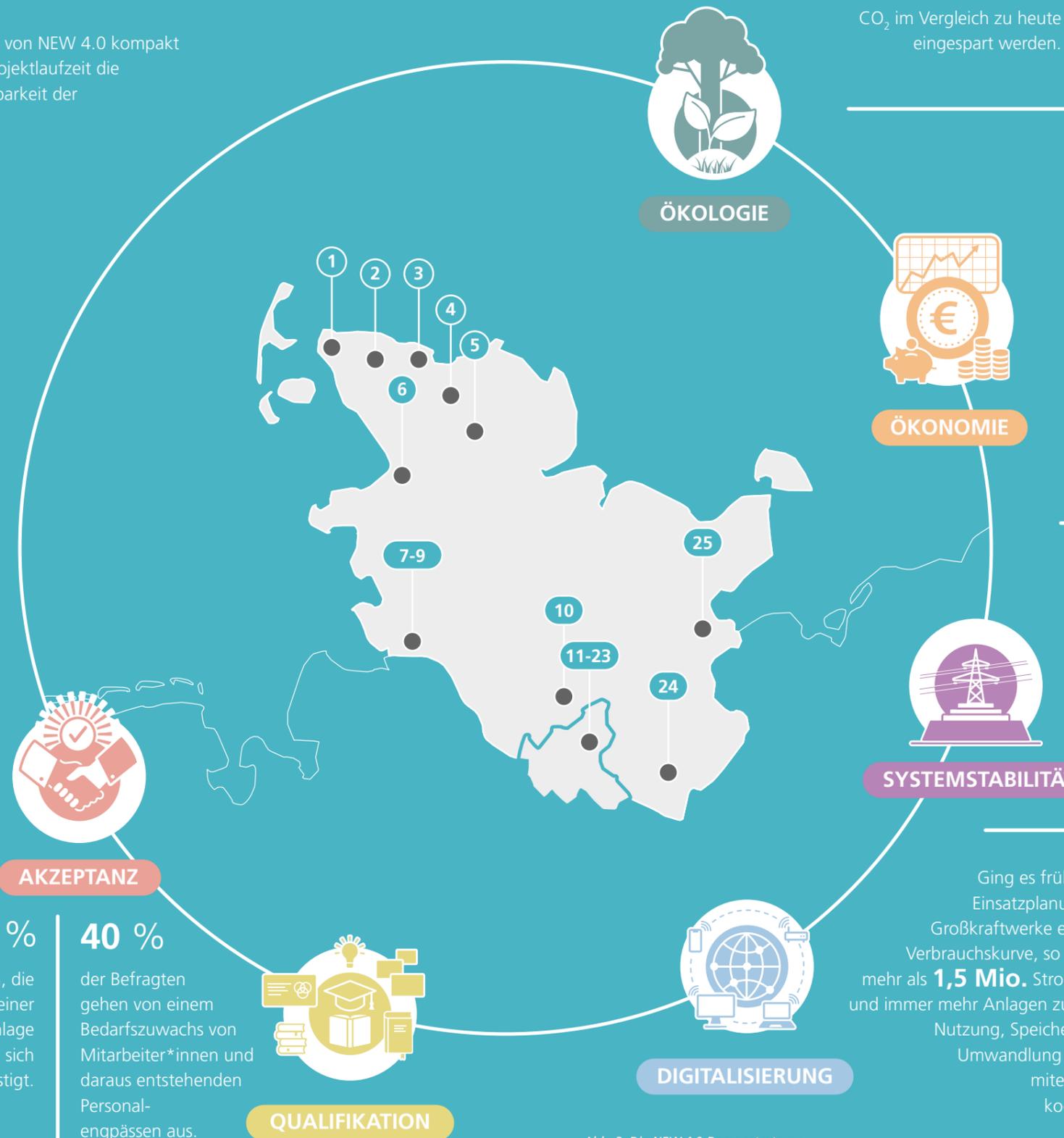
Die enge Verknüpfung dieser Erfolgsfaktoren zeigt sich beispielhaft beim Projektpartner Aurubis in Hamburg: Mit der Installation einer Power-to-Heat-Anlage kann Aurubis die erdgasbasierte Dampferzeugung zur Kupferproduktion teilweise elektrifizieren. Durch Nutzung von Überschussstrom aus EE-Anlagen kann konventionelles Erdgas mit emissionsfreiem Strom substituiert und der industrielle Prozess weiter dekarbonisiert werden. Gleichzeitig kann der Demonstrator durch eine flexible Betriebsweise einen wichtigen Beitrag zum sicheren Netzbetrieb leisten. Die betriebliche und marktliche Koordination einschließlich automatisierter Fernsteuerung von Anlagen kann über IKT-Lösungen realisiert werden, wie sie in NEW 4.0 entwickelt und erfolgreich erprobt wurden (z. B. ENKO und die EnergiePlattform). Für dieses und weitere folgende Projekte in der Energiewende sind Menschen notwendig, die entsprechend beruflich qualifiziert sind, um solche Projekte zu entwickeln und zu realisieren.

3 Die sechs Erfolgsfaktoren der integrierten Energiewende

In Kapitel 3 werden die Kernergebnisse und Lösungsbeiträge von NEW 4.0 kompakt dargestellt. Einen wichtigen Beitrag leisteten während der Projektlaufzeit die sogenannten Demonstratoren, welche in Feldtests die Machbarkeit der Energiewende praktisch erprobten.

Demonstratoren

- 1 PtH im Haushaltsbereich | Institut für Wärme und Mobilität
- 2 Lithium-Ionen- und Vanadium-Redox-Flow-Hybridspeicher | Energiespeicher Nord
- 3 EnspireME (Batteriespeicher) | Eneco / Mitsubishi Corporation
- 4 Elektrolyseur | Energie des Nordens
- 5 PtH in Fernwärme | Stadtwerke Flensburg
- 6 Erneuerbare-Energien-Kraftwerk | ARGE Netz
- 7 Elektrolyseur | KMW Wind to Gas Energy
- 8 Flexibilisierung KWK-Gasturbinen | Sasol
- 9 Batteriespeicher | KMW Wind to Gas Energy / Fraunhofer ISIT
- 10 Virtuelles Kraftwerk | HanseWerk Natur
- 11 Lastverschiebung im Haushaltsbereich | Stadtwerke Norderstedt
- 12 ENKO | Schleswig-Holstein Netz / ARGE Netz
- 13 PtH in Fernwärmenetz (Karoline) | Wärme Hamburg
- 14 PtH mit Stromspeicherheizungen | HAMBURG ENERGIE
- 15 Dynamisierung Aluminiumelektrolyse | TRIMET
- 16 Power2Steel | ArcelorMittal Hamburg
- 17 Timeshift | ArcelorMittal
- 18 EnergiePlattform | HAMBURG ENERGIE / PONTON
- 19 Hochtemperaturspeicher (ETES) | Siemens Gamesa Renewable Energy / HAMBURG ENERGIE
- 20 Power-to-Steam | Aurubis
- 21 Strömungserhitzer (PtH) | Wärme Hamburg
- 22 Integration Batteriespeicher in Windenergieanlagen | Nordex / HAW Hamburg / Vattenfall Europe Innovation
- 23 Netzdienliche Wärmeversorgung (Eispeicher, Wärmepumpen) | Eisenbahnbauverein Harburg
- 24 Power-to-Heat | HanseWerk Natur
- 25 PtH in Fernwärmenetzen | Stadtwerke Lübeck



Zum Erreichen der Emissionsminderungsziele für die Modellregion Hamburg und Schleswig-Holstein müssen bis 2050 rund

35 Mio. t

CO₂ im Vergleich zu heute eingespart werden.

Einen Beitrag zu einer höheren Verwertungsquote von erneuerbarem Strom kann flexibles Lastmanagement leisten: Für das Jahr 2035 ist ein Potenzial von bis zu

4,7 GW

in der Modellregion identifiziert.

45% **337%**

nehmen die staatlich induzierten Strompreisbestandteile (SIP) beim heutigen Gaspreis ein. nehmen die SIP allerdings beim heutigen Strompreis ein.

Gasbasierte Wärmeerzeuger haben Gestehungskosten von ca. **35 €/MWh** inklusive SIP. Bei einem Strompreis von **50 €/MWh** verursachen die SIP einen Wärmegestehungspreis von über **160 €/MWh**.

Durch das Konzept **Smart Balancing** hätten 2019 in Deutschland

16 % **51 %**

an Sekundärregelleistung an Minutenreserveleistung

eingespart werden können.

Ging es früher um die Einsatzplanung einiger Großkraftwerke entlang der Verbrauchskurve, so sind heute mehr als **1,5 Mio.** Stromerzeuger und immer mehr Anlagen zur flexiblen Nutzung, Speicherung oder Umwandlung von Strom miteinander zu koordinieren.

Hierbei spielen eine entscheidende Rolle:

- Virtuelle Kraftwerke
- Prognoseverfahren
- Effizienzsteigerung
- Datenschutz
- IT-Sicherheit
- neuartige Systemdienstleistungen (virtuelle Momentanreserve)

Nur **8 %** der Befragten, die in der Nähe einer Windenergieanlage wohnen, fühlen sich von ihr belästigt.

40 % der Befragten gehen von einem Bedarfszuwachs von Mitarbeiter*innen und daraus entstehenden Personalengpässen aus.

Abb. 3: Die NEW 4.0-Demonstratoren in der Modellregion

3.1 Ökologische Erfolgsfaktoren: Mehrfacher Klimanutzen



Für erfolgreichen Klimaschutz ist ein Umstieg auf eine Versorgung mit 100 % erneuerbarer Energie essenziell. In NEW 4.0 wurden daher zum einen Lösungen erarbeitet, mit deren Hilfe zunehmend regenerativ erzeugte und fluktuierend eingespeiste Elektrizität sicher in das Stromsystem integriert werden kann. Ziel dieser Systemintegration ist es, erzeugten erneuerbaren Strom bestmöglich zu nutzen und so die spezifischen CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde Strom zu senken; zugleich sollen die Voraussetzungen für einen vollständigen Verzicht auf eine CO₂-emittierende, konventionelle Stromerzeugung geschaffen werden (vgl. Kapitel 3.3).

Zum anderen wird ein weiterer Klimanutzen in den Projekten aus NEW 4.0 überall dort erzielt, wo fossile Energieträger in anderen Energiesektoren durch erneuerbaren Strom verdrängt werden, z. B. durch strombasierte Wärme- oder Wasserstofflösungen.

Die CO₂-Emissionen betragen für die Modellregion (Stand 2018)¹⁷ rund 37 Mio. t CO₂, wobei ca. 21 Mio. t CO₂ auf Schleswig-Holstein und ca. 16 Mio. t CO₂ auf Hamburg entfallen. Dabei stammen rund 50 % der Emissionen aus dem Sektor „Haushalte, Handel, Dienstleistungen, Kleingewerbe“ und je rund 25 % aus den Sektoren „Industrie“ und „Verkehr“ (vgl. Abbildung 4). Zum Erreichen der Emissionsminderungsziele für die Modellregion müssen bis 2050 insgesamt rund 35 Mio. t CO₂ gegenüber heute eingespart werden¹⁸⁻²⁰. Deutschlandweit müssen demgegenüber bis 2050 rund 25 Mio. t CO₂ jährlich eingespart werden, um die Klimaziele zu erreichen¹⁶. NEW 4.0 hat sowohl Lösungen zur CO₂-Vermeidung für Großverbraucher als auch zum Erschließen kleinteiliger Verbräuche entwickelt. Insgesamt zeigt NEW 4.0 Möglichkeiten zur CO₂-Reduktion auf zwei verschiedenen Wegen auf:

3.1.1 Indirekte CO₂-Einsparung durch Flexibilisierung der Stromnutzung

Die Industrie bietet große Potenziale zur Lastverschiebung

Für den Wandel vom konventionellen, lastgeführten hin zum regenerativen, erzeugungsgeführten Stromsystem ist die Flexibilisierung von Verbräuchen zentral. Die Flexibilität der Industrie spielt in dieser Transformation dabei eine besondere Rolle. Industrielle Prozesse stehen in Deutschland für 46 % des Nettostrom- und 40 % des Wärmebedarfs^{6,7}. Wenn es gelingt, durch eine Flexibilisierung von Industrieprozessen die entsprechenden Energiebedarfe mit dem Angebot an Wind- und Sonnenstrom zu harmonisieren, sinken die spezifischen CO₂-Emissionen des Prozesses (siehe Abbildung 5). Gerade in den besonders energieintensiven Industrien wie Metall, Zement, Glas, Chemie und Papier lohnt es sich, die zeitliche und kapazitative Flexibilität großer Lasten zu entwickeln und zu nutzen. Allein in diesen Bereichen besteht ein technisches Flexibilisierungspotenzial von über 14 GW an Lasterhöhung²¹.

Im genehmigten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan für 2021–2035 geht die Bundesnetzagentur (BNetzA) von einer deutschlandweit nutzbaren Flexibilität durch Steuerung des Stromverbrauchs (Demand Side Management (DSM)), Sektorenkopplung und Batteriespeicher von bis zu 45 GW⁸ in 2035 aus. Für die Modellregion wurden im Rahmen von NEW 4.0 auf Basis des Netzentwicklungsplans 2019²² und Daten der ENTSO-E

CO₂-Emissionen in der Modellregion nach Sektoren

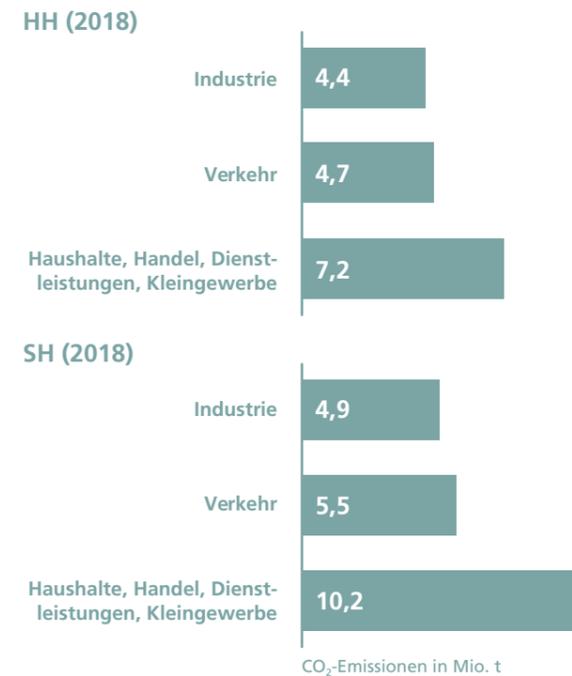


Abb. 4: CO₂-Emissionen in HH und SH in Mio. Tonnen (Stand 2018)¹⁷

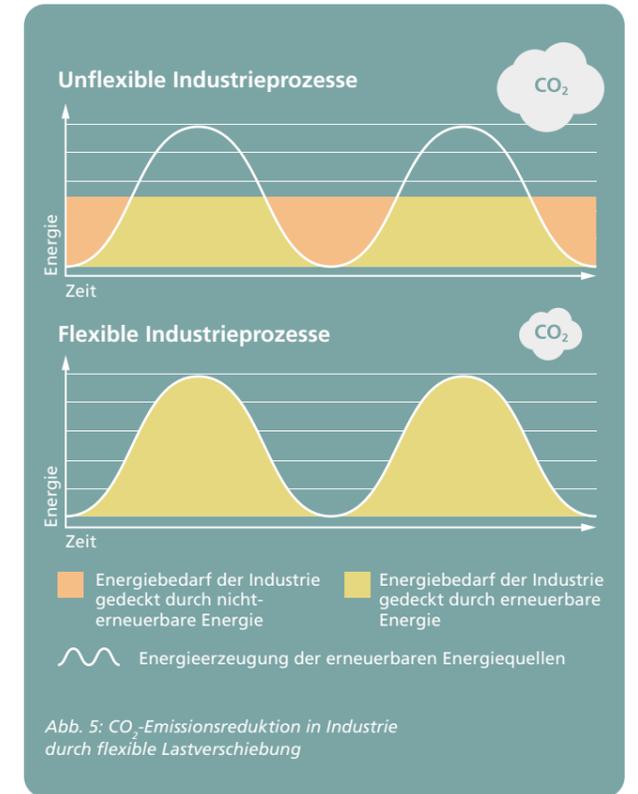


Abb. 5: CO₂-Emissionsreduktion in Industrie durch flexible Lastverschiebung

Flexibilitätspotenziale der Modellregion erarbeitet (siehe Abbildung 6). Wärmepumpen, Elektromobilität und industrielles Lastmanagement stellen hier die größten Potenziale dar. Wie sowohl große als auch kleinteilige Potenziale erschlossen werden können, wurde in NEW 4.0 in mehreren Vorhaben untersucht. Sowohl die Nutzbarmachung dieser Flexibilität als auch der zielgerichtete Einsatz dienen als wesentliche Elemente zu einer höheren Verwertungsquote von erneuerbar erzeugtem Strom.

Bereits innerhalb des Verbundforschungsprojektes NEW 4.0 konnten allein die Demonstratoren ein Lastverschiebepotenzial von über 200 MW an Flexibilität für das Stromsystem erschließen. Dieses breite Spektrum flexibler Stromanwendungs-, Speicher- und Umwandlungsprojekte liefert einen vielseitigen Klimanutzen, macht die praktische Erprobung der integrierten Energiewende bereits heute möglich und ist – bei Verbesserung des regulatorischen Rahmens (vgl. Kapitel 3.2.2) – weiter skalierbar.

Das Erschließen von Flexibilitätspotenzialen ermöglicht Klimanutzen

Wie industrielles DSM-Potenzial durch Lastflexibilität gehoben werden kann, zeigt sich etwa im Hamburger Werk des Aluminiumherstellers TRIMET (»Steckbrief I). Dort ist

es gelungen, den energieintensiven Prozess der Aluminiumelektrolyse zu flexibilisieren. Bisher wurde dieser so konstant wie möglich betrieben, um einen möglichst niedrigen, spezifischen Energieverbrauch zu erzielen. Durch die Integration von steuerbaren Wärmetauschern und einer angepassten Prozesssteuerung kann die Stromzufuhr nun für einen gewissen Zeitraum variiert werden, ohne dass sich die Temperatur im Ofeninneren ändert und der spezifische Energieverbrauch konstant gehalten werden. Die in NEW 4.0 entwickelte Innovation eröffnet bei vollständiger Implementierung im Werk Hamburg ein technisches Flexibilisierungspotenzial von +40 / -20 MW. Bezogen auf alle Werke von TRIMET in Deutschland betrüge dieses Potenzial ca. 120 MW. Nach Berechnungen der TU Hamburg (»Steckbrief II) könnten im Hamburger Werk bei betriebswirtschaftlich optimaler Nutzung jährlich rund 7.100 t CO₂ eingespart werden. Dieses Potenzial könnte sogar noch mehr als verdoppelt werden, gäbe es einen zusätzlichen Anreiz für eine klimaschonende Fahrweise der Anlage. In diesem Fall könnten die steuerbaren Wärmeübertrager eine Einsparung von rund 15.300 t CO₂ pro Jahr realisieren. Unter der hypothetischen Annahme, dass das Flexibilitätspotenzial im Rahmen einer Netzengpassbewirtschaftung ausschließlich mit regenerativ erzeugtem und andernfalls abgeregeltem Strom bedient wird, ergäbe sich ein theoretisches

Potenzial zur CO₂-Minderung von bis zu 100.000 t CO₂ pro Jahr.

Ein großes Flexibilitätspotenzial zur Lastverschiebung konnte auch im Hamburger Stahlwerk der ArcelorMittal aufgezeigt werden. Dort wird u. a. Metallschrott recycelt, in einem elektrischen Lichtbogenofen geschmolzen und anschließend zu Qualitätsstahl verarbeitet. Im Projekt „Timeshift“ ist es gelungen, den Stromeinsatz im Ofen zu flexibilisieren (»Steckbrief III). Die Schmelzleistung kann nun durch Auswahl geeigneter Arbeitspunkte um +/- 10 MW variiert werden. In Zeiten mit einem Überangebot erneuerbaren Stroms kann der Schmelzprozess mit einer erhöhten Leistung (negative Regelleistung) betrieben werden. Übersteigt die Stromnachfrage das Angebot erneuerbaren Stroms, kann der Standard-Arbeitspunkt dagegen um 10 MW abgesenkt werden (positive Regelleistung). Das Potenzial zur Minderung der CO₂-Emissionen beträgt bei einer klimaschonenden Fahrweise 420 t CO₂ pro Jahr. Bei einer betriebswirtschaftlich ausgerichteten Fahrweise, die sich am optimalen Arbeitspunkt des Ofens orientiert, sind es immerhin 38 t CO₂ pro Jahr (»Steckbrief II). Das technische Flexibilitätspotenzial für vergleichbare Stranggussanlagen mit Elektrolichtbogenofen beträgt für Deutschland insgesamt 766 MW²¹. Bei einer Übertragung der Erkenntnisse von ArcelorMittal auf vergleichbare Werke ergibt sich so ein großes theoretisches Potenzial zur Emissionsminderung.

Privathaushalte können in Summe ein relevantes Flexibilitätspotenzial bieten

Neben der Nutzung großer industrieller Lasten geht es in Zukunft zunehmend darum, das Potenzial kleinerer Verbraucher im Gewerbe-, Haushalts- und Mobilitätssektor für den zeitlichen Ausgleich von Ungleichgewichten bei Einspeisung und Entnahme zu heben und so eine bessere Integration von regenerativem Strom zu erreichen. Gerade mit einer steigenden Nutzung neuer, klimaschonender Technologien wie Elektroautos oder Wärmepumpen, der flexiblen Nutzung von geeigneten Haushaltsgeräten wie Gefriertruhen, Kühlschränken, Geschirrspülern, Trocknern oder Waschmaschinen und dem flexiblen Laden geeigneter Kleinstspeicher wie Laptops oder Powerbanks, wird das Flexibilitätspotenzial des Haushaltssektors perspektivisch ansteigen. Deutschlandweit könnten im Jahr 2035 bis zu 7 Millionen Haushaltswärmepumpen und bis zu 15 Millionen Elektroautos in Betrieb sein⁸, bis 2050 könnten es 14 Mio. Wärmepumpen und 30 Mio. Elektrofahrzeuge sein¹⁶. Um diese zahlreichen (neuen) Stromverbraucher netz- und systemdienlich betreiben zu können, ist eine intelligent vernetzte und effiziente Koordination notwendig.

Wie diese Aufgabe erfolgreich bewältigt werden kann, zeigt beispielhaft das Projekt der Stadtwerke Norderstedt zur Einführung dynamischer Stromtarife für Haushaltskunden auf Basis eines Home Energy Management Systems zur Steuerung schaltbarer Steckdosen (»Steckbrief IV). Eine hohe Stromerzeugung aus EE-Anlagen führt oft zu günstigen, teils negativen Preisen an der Börse, wo-

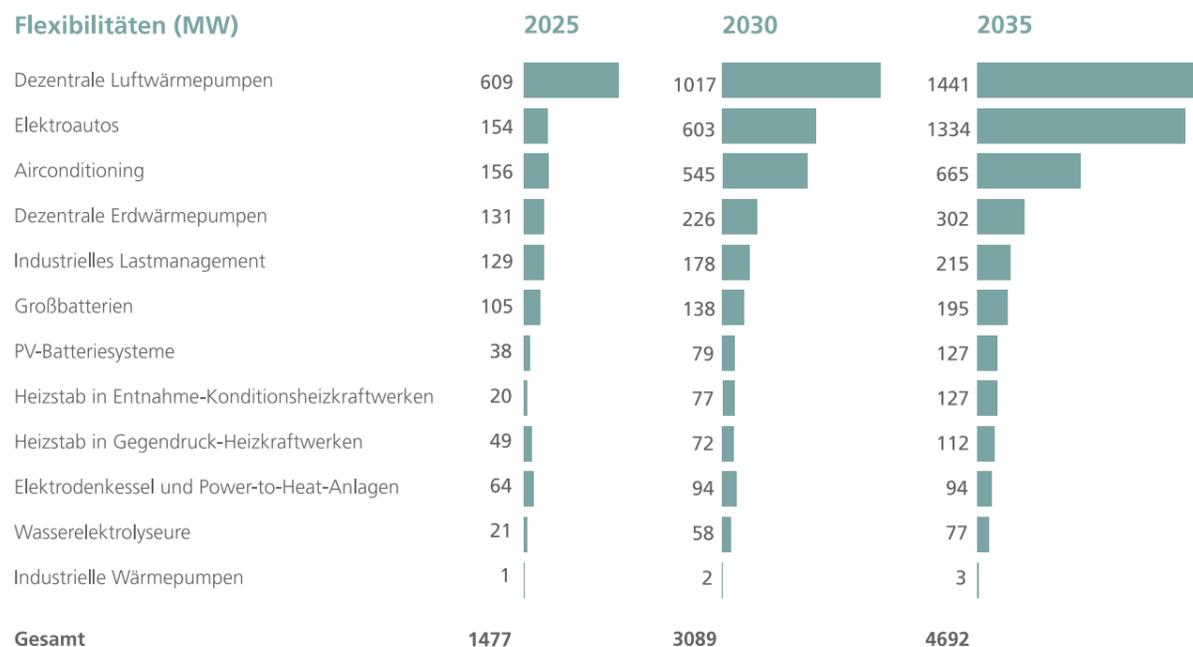


Abb. 6: Lastmanagement-Potenziale nach Technologie/Sektor in der Modellregion (Berechnungen Fraunhofer IEE)

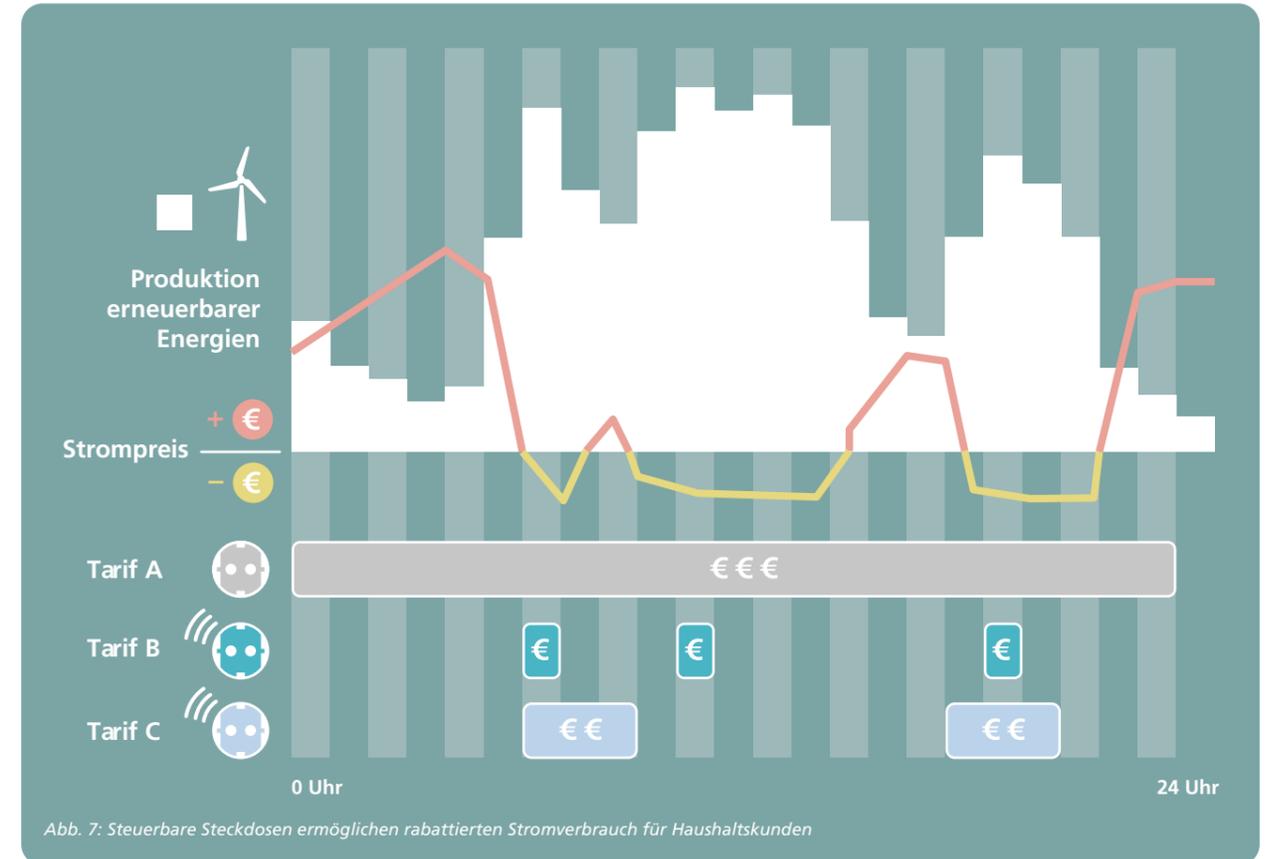


Abb. 7: Steuerbare Steckdosen ermöglichen rabattierten Stromverbrauch für Haushaltskunden

durch ein Anreiz zur Steigerung der Stromnachfrage und für günstigere Tarife entsteht.

In der Praxis bedeuten die dynamischen Tarife, dass Kunden einen finanziellen Anreiz zur Erhöhung der Stromnachfrage erhalten, wenn dies bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien für den Netz- und Systembetrieb dienlich ist. Unter diesen Voraussetzungen wurden die Steckdosen durch die Stadtwerke geschaltet und die Preisunterschiede der Tarife im Vergleich zum gängig zu zahlenden Stromtarif direkt angerechnet.

Etwa 1.000 Kunden mit über 5.500 schaltbaren Steckdosen nutzten während der Projektlaufzeit von NEW 4.0 dieses System. Eine Potenzialermittlung ergab, dass die meisten der an die schaltbaren Steckdosen angeschlossenen elektrischen Verbraucher Waschmaschinen (16,29 %), Spülmaschinen (9,40 %), Trockner (8,40 %) sowie Mobiltelefone, Laptops, Tablets, Powerbanks (insg. 9,62 %) und Staubsauger (6,78 %) waren.

Das Visualisieren der Verbrauchsanpassungen mit Hilfe der entwickelten Smartphone-App „Smart Meter Cockpit“ wirkte dabei bewusstseinsbildend. Für Haushaltskunden wird unmittelbar erfahrbar, welchen ökologischen und volkswirtschaftlichen Beitrag sie für die Energiewende leisten können und wie sich ein system-

dienliches Verhalten im Privathaushalt ökonomisch vorteilhaft auszahlen kann. Abbildung 7 visualisiert schematisch das Konzept der schaltbaren Steckdosen und zeigt beispielhaft einen Verlauf einer Stromertragskurve in Relation zum resultierenden Strompreis an einem Tag. Als grün dargestellte Kurvenstücke sind die Zeiten des rabattierten Tarifs zu verstehen, zu anderen Zeiten des Tages ist bei Strombezug der gängige Stromtarif durch die Haushaltskunden gemäß Vertrag zu zahlen.

Das Potenzial einer solchen Nachfrageflexibilisierung für den Klimaschutz kann sich sehen lassen. Im Schnitt konnten die Stadtwerke Norderstedt pro Testhaushalt monatlich 21,2 kWh (12 kWh nach Abzug der Grundlast) mithilfe von Haushaltsgeräten flexibilisieren. Das entspricht einem jährlichen durchschnittlichen Lastverschiebepotenzial von rund 140 kWh (nach Abzug der Grundlast) je Haushalt, das zur Integration von fluktuierender Einspeisung zur Verfügung steht. Ohne spürbare Einschränkungen im Verbrauchsverhalten könnten die Kunden dadurch jährlich durchschnittlich 36 € sparen. Einzelne Haushaltskunden konnten sogar Einsparungen von bis zu 120 € pro Jahr erzielen. Unterstellt man eine Verschiebung des Strombedarfs aus Zeiten mit einem Emissionsfaktor von durchschnittlich 401 g CO₂/kWh in Zeiten mit einem Emissionsfaktor von 0 g CO₂/kWh aufgrund hoher Einspeisung von erneuerbarem Strom ergibt

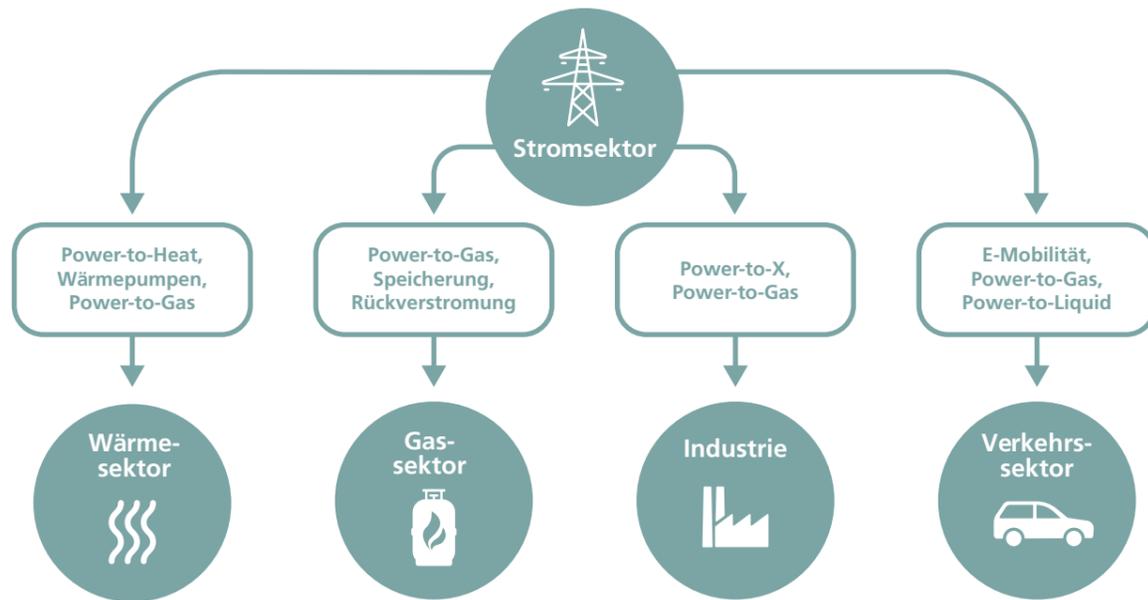


Abb. 8: Der Stromsektor als integraler Teil der sektorübergreifenden Dekarbonisierung

sich eine CO₂-Ersparnis von rund 58 kg je Haushalt und Jahr.

Angenommen es gelänge, den Stromverbrauch aller rund 2,5 Mio. Haushalte in Hamburg und Schleswig-Holstein²³ vergleichbar zu flexibilisieren, könnte auf diese Weise jedes Jahr ein rechnerischer Verbrauch von knapp 354 GWh flexibel gesteuert und zur Integration von Strom aus erneuerbarer Energie genutzt werden. Damit ließen sich theoretisch allein in der Modellregion rund 142.050 t CO₂ einsparen. Deutschlandweit wären es bei 41,3 Mio. Haushalten sogar mehr als 5,9 TWh flexibilisierten Stromverbrauchs und rund 2,4 Mio. t CO₂. Diese Rechnung ist überschlägig und stark vereinfacht. Sie verdeutlicht aber, dass auch kleine Einzelmaßnahmen relevante Beiträge zum Klimaschutz liefern können.

Speicher ermöglichen Lastverschiebung

Neben den vielfältigen Möglichkeiten des DSM sind Speicher ein weiteres Lösungselement, um volatile Stromerzeugung in bedarfsgerechte Stromversorgung zu verwandeln. So errichtete beispielsweise Siemens Gamesa Renewable Energy im Hamburger Hafen eine elektrothermische Pilot-Speicheranlage (ETES), die rund 1.000 Tonnen Vulkangestein als Speichermedium nutzt und auf 500–800 °C aufheizen kann (»Steckbrief V). Bis zu 130 MWh erneuerbarer Überschussstrom kann in Form thermischer Energie für rund eine Woche gespeichert und bei Nachfragespitzen mithilfe einer Dampfturbine wieder in Strom umgewandelt werden. Der elektrische Wirkungsgrad der Versuchsanlage beträgt bei der Rückverstromung derzeit etwa 22 %, sodass rund 29 MWh

Strom aus der eingespeicherten Wärme erzeugt werden können. Der Wirkungsgrad der marktreifen Anlage soll einmal 45 % betragen²⁴. Geht man davon aus, dass erneuerbarer Überschussstrom zum Aufheizen eingesetzt und konventioneller Strom mit einem CO₂-Emissionsfaktor von 401 g/kWh_{el} beim Rückverstromen verdrängt wird, können mit einem Zyklus in der Versuchsanlage aktuell 11,6 t und perspektivisch in der marktreifen Anlage mit einer Speicherkapazität von z. B. 1 GWh_{th} ca. 180 t CO₂ vermieden werden. Die Erkenntnisse aus NEW 4.0 zeigen allerdings auch, dass durch die aktuelle Ausgestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen die finanzielle Belastung der Energiespeicherung keinen wirtschaftlich sinnvollen Anwendungsfall in der Modellregion ermöglicht.

3.1.2 Direkte CO₂-Einsparung durch Sektorenkopplung

Die flexible Umwandlung von regenerativem Strom in Wärme und synthetische Gase oder Flüssigkeiten über Technologien zur Sektorenkopplung (siehe Abbildung 8) bildet ab der zweiten Phase der Energiewende zusammen mit steuerbaren Stromverbräuchen und Speichern den Flexibilisierungs-Dreiklang, der eine vollständig regenerative Stromversorgung möglich macht. Auch hier zeigen die Erfahrungen aus NEW 4.0, dass viele Anwendungen schon heute technisch und betrieblich anwendungsfähig sind und den Brückenschlag zur dritten Phase und damit zu einer weiter fortschreitenden sektorübergreifenden Dekarbonisierung ermöglichen.

Power-to-Heat ermöglicht Klimanutzen in der Wärmeversorgung

Gerade in der Wärme- und Dampferzeugung der Industrie dominieren derzeit noch direkte fossile Wärmeerzeuger, vor allem Erdgas.

Aurubis gelang es, in ihrem Hamburger Werk durch Installation einer Power-to-Heat-Anlage ein weiteres Lastverschiebepotenzial von bis zu 10 MW zu erschließen (»Steckbrief VI). Dadurch kann ein Teil der für den Prozess der Kupfergewinnung benötigten Dampfproduktion in Zeiten überschüssigen, regenerativ erzeugten Stroms aus Elektrizität statt aus Erdgas gewonnen werden. Mit Hilfe dieser Anlage können durch die Substitution von Erdgas bis zu 4.000 t CO₂ im Jahr eingespart werden.

Der NEW 4.0-Projektpartner ArcelorMittal hat ebenfalls ein Konzept entwickelt, um Erdgas durch Strom zu substituieren (»Steckbrief VII). Rohstahlhalberzeugnisse sollen für die Verarbeitung im Hamburger Werk künftig über Induktionsspulen elektrisch vorgewärmt werden. Bislang erfolgt die Erwärmung dieser sogenannten Knüppel für den Walzprozess noch in einem erdgasbefeuerten Hubbalkenofen. Der Klimanutzen des Projekts „Power2Steel“ ist in Abhängigkeit von der avisierten Ausbaustufe erheblich: In Hamburg würde das neue Verfahren jährliche Einsparungen von etwa 11.000 t CO₂ bei optimaler Integration in den Produktionsprozess bedeuten. Insgesamt könnten bei kompletter Umstellung der Knüppelerwärmung auf induktive Erwärmung rund 50.000 t CO₂ pro Jahr eingespart werden. Bei einer Jahresproduktion von etwa 37 Mio. t Walzstahl in Deutschland (2017) könnten auf diese Weise Nutzung von regenerativem Überschussstrom in Summe rund 2,5 Mio. t CO₂ vermieden werden. Um das Vorhaben zu realisieren, sind allerdings grundsätzliche Anpassungen im regulatorischen Rahmen nötig, da aufgrund des Batchprozesses und der Nutzungsneben- und Rüstzeiten keine Verfügbarkeit >98 % besteht.

Mit der Installation eines 800 kW-Elektroheizkessels konnten die Stadtwerke Flensburg (»Steckbrief VIII) einen Klimanutzen im Rahmen der örtlichen Fernwärmeversorgung ermöglichen. Bei starker Windstromeinspeisung sind die Stadtwerke bisher gezwungen, die Stromproduktion eines Blockheizkraftwerks (BHKW) herunter zu regeln oder abzuschalten. Die in diesem Fall fehlende Abwärme des BHKW für das örtliche Wärmenetz wurde bislang über einen Ölheizkessel bereitgestellt. Dank des Elektroheizkessels kann das BHKW nun jederzeit weiter betrieben werden. Strom, der nicht in das Netz eingespeist werden kann, wird über den Elektroheizkessel in Wärme umgewandelt und in das Wärmenetz eingespeist. Das

Stromnetz wird somit durch nicht-ingespeisten Strom entlastet und der Ölkessel folglich nicht mehr benötigt. Auf diesem Wege wurden als Mittelwert der dreijährigen Betriebsdauer jährlich rund 153 t CO₂ vermieden. Eine weitere Entlastung des Stromnetzes ist möglich, indem das BHKW vollständig ausgeschaltet wird und der Elektrokessel für die Wärmeversorgung Überschussstrom aus dem Netz bezieht. Letzteres ist derzeit aufgrund der hohen Stromkosten durch Abgaben und Umlagen (insbesondere Netzentgelte) noch nicht wirtschaftlich (vgl. Kapitel 3.2.2). Könnte dies zukünftig jedoch umgesetzt werden, wären theoretisch jährliche CO₂-Einsparungen in Höhe von rund 792 t möglich.

Im Rahmen des Verbundprojektes hat ARGE Netz zudem die Integration flexibler Verbraucher in ihr Erneuerbare-Energien-Kraftwerk (EEKW) umgesetzt. Hierbei wurden PtH-Einheiten mit einer elektrischen Gesamtleistung von 100 kW mit dem virtuellen Kraftwerk verbunden und mit einer intelligenten Regelung ausgestattet, die es ermöglicht, über das EEKW Warmwasserspeicher in einer Größe von 500 bis 1000 Liter in 13 Privathaushalten der Gemeinde Friedrich-Wilhelm-Lübke-Koog anzusteuern. Wurde der Bürgerwindpark vor Ort im Rahmen von Einspeisemanagement durch Netzbetreiber heruntergeregelt, hat dies eine automatische Regelung im EEKW registriert und ein entsprechendes Aktivierungssignal an die PtH-Anlagen gesendet (»Steckbrief IX). Im Jahr 2020 konnte so rund 10 % des Wärmebedarfs in den Haushalten durch Power-To-Heat gedeckt werden. Bei einzelnen Objekten lag dieser Anteil sogar bei bis zu 20 %. Insgesamt konnten rund 44 MWh Heizöl und direkte Emissionen in Höhe von ca. 13 t CO₂ eingespart werden.

Zur Nutzung des regenerativen Stroms hat auch die HanseWerk Natur durch Flexibilisierung ihres BHKW-Portfolios und durch den Einsatz von PtH-Lösungen verschiedene Möglichkeiten der Sektorenkopplung im Bereich der Wärmeversorgung demonstriert. Unter anderem haben die PtH-Anlagen der HanseWerk Natur an mehreren Feldtests im Rahmen von NEW 4.0 teilgenommen. So konnte die PtH-Anlage Wyk auf Föhr durch die Teilnahme an der Koordinierungsplattform „ENKO“ (siehe Kapitel 3.2.1) im März 2019 als Flexibilitätsanbieter zur Engpassbewirtschaftung fungieren. Dadurch konnten rund 24 MWh Wärme aus erneuerbaren Energien produziert werden, was einer CO₂-Einsparung von rund 5 t im Vergleich zur Wärmeerzeugung in Erdgaskesseln entspricht (»Steckbrief X).

Am Standort Karolinenviertel Hamburg sowie am Standort Burgwedel-Schnelsen hat Wärme Hamburg einen Elektrokessel (45 MW_{el}; „Karoline“, durch Stromnetz

limitiert auf 40 kW_{el}) bzw. einen Strömungserhitzer (520 kW_{el}) als Power-to-Heat-Anlagen in Betrieb genommen, um erneuerbaren Überschussstrom in Wärme umzuwandeln (»Steckbrief XI). Allerdings bestehen für einen wirtschaftlichen Betrieb im aktuellen regulatorischen Rahmen keine Anreize (vgl. Kapitel 3.2.2). Würde ein regulatorischer Rahmen geschaffen, der den Einsatz von PtH-Anlagen wirtschaftlich attraktiv oder zumindest konkurrenzfähig zu anderen Erzeugungstechnologien gestaltet, könnten allein durch die Anlage „Karoline“ mehrere tausend Wohneinheiten mit umweltfreundlicher Wärme versorgt werden. Die Anlagen könnten dadurch insgesamt einen erheblichen Klimanutzen erreichen.

Würde man unter Verwendung von erneuerbarer Überschussenergie beide Demonstratoren 10 Stunden pro Monat mit ihren Maximalleistungen von 40 MW_{el} bzw. 520 kW_{el} einsetzen und dadurch eine auf Erdgas basierte Wärmeerzeugungsanlage der Wärme Hamburg verdrängen, ergäben sich monatliche CO₂-Einsparungen von rund 469 t CO₂. Extrapoliert man diesen Wert auf ein Jahr, entspräche dies bereits rund 5.624 t CO₂.

Weiterhin hat HAMBURG ENERGIE das Konzept der Stromspeicherheizungen wieder aufgegriffen und gezeigt, dass sich auch diese gezielt ansteuern und als flexible Verbraucher und Wärmespeicher einsetzen lassen (»Steckbrief XII).

Grüner Wasserstoff für die sektorübergreifende Dekarbonisierung

Als besonders vielfältig einsetzbarem Energieträger kommt dem mit erneuerbaren Energien produzierten Wasserstoff bei der Dekarbonisierung außerhalb des Stromsektors eine Schlüsselrolle zu. Im Rahmen von NEW 4.0 konnte durch die Erzeugung und den Einsatz dieses Energieträgers in der Mobilität und durch die Einspeisung in ein lokales Gasnetz die erfolgreiche Sektorenkopplung in der Praxis demonstriert werden. Die Vorhaben von Wind to Gas und Energie des Nordens machen mit der Bereitstellung systemdienlicher Flexibilitäten für den Stromsektor und der Dekarbonisierung weiterer Sektoren den mehrfachen Klimanutzen besonders greifbar.

Wind to Gas hat – neben der Bereitstellung von Primärregelleistung mithilfe eines Batteriespeichers – eine 2,4 MW-Elektrolyseanlage am Standort Brunsbüttel errichtet, deren Wasserstoffproduktion mit dem Strom des benachbarten 15 MW-Windparks erfolgt. Ziel des Projekts ist es, die Abregelung der Windenergieanlagen zu vermeiden. In Spitzenzeiten können so bis zu 40 kg

Wasserstoff pro Stunde produziert werden (»Steckbrief XIII). Der nachhaltig produzierte, grüne Wasserstoff wird zum größten Teil in die nahegelegene Erdgaspipeline von Schleswig-Holstein Netz eingespeist. Gegenwärtig kann Wasserstoff dort nur bis zu einem Beimischungsanteil von 2 % in das Gasnetz eingespeist werden. Für die Zukunft wird ein höherer Beimischungsanteil angestrebt. Neben der Einspeisung in das Gasnetz wird ein kleiner Teil der Wasserstoffproduktion in der ebenfalls neu errichteten Wasserstoff-Tankstelle vermarktet. Die Tankstelle wird regelmäßig von ca. 20 PKWs angefahren. Hier gelingt damit der Brückenschlag in den Mobilitätssektor.

Das Wasserstoffprojekt in Haurup (»Steckbrief XIV) umfasst die Errichtung eines Elektrolyseurs im Megawattmaßstab und wird ebenfalls mit Windstrom betrieben. Die Anlage von Energie des Nordens ist direkt im Stromnetz integriert und kann so Systemdienstleistungen (Primärregelleistung) zur Stabilisierung des Stromnetzes bereitstellen und die Verwertungsquote des produzierten Grünstroms erhöhen, da die Abregelung der umliegenden Windenergieanlagen durch eine angebotsorientierte Erhöhung der Elektrolyseleistung vermieden wird. Dabei erzeugt die Anlage grünen Wasserstoff, der unmittelbar zur Dekarbonisierung weiterer Sektoren eingesetzt wird. Neben der Einspeisung (Beimischung) in das Gasnetz wird auch eine mobile Wasserstoff-Tankstelle beliefert.

Erkenntnisgewinn

Die Projekte in NEW 4.0 haben gezeigt, dass sich sowohl große Lasten in der Industrie als auch viele kleinteilige Lasten im Haushaltsbereich flexibilisieren und koordinieren lassen, wodurch potenziell ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden kann. Die Erfahrungen aus dem Verbundforschungsprojekt werfen die Frage auf, ob sich perspektivisch nicht noch erheblich größere Potenziale zur Flexibilisierung und Dekarbonisierung in industriellen Prozessen erschließen lassen. Hinzu kommt das Potenzial zur Dekarbonisierung in der Stromeigenerzeugung der Industrie. Derzeit deckt die Industrie in Deutschland knapp ein Viertel ihres Strombedarfs durch eigene Erzeugungsanlagen und nutzt dazu vor allem Erdgas. Die zukünftig verstärkte Einbindung industrieller Prozesse sowie dezentraler Wärmepumpen und Elektroautos in das Flexibilitätsmanagement der Stromversorgung sind damit weitere Bausteine für den Erfolg der integrierten Energiewende.

3.2 Ökonomische Erfolgsfaktoren: Wirtschaftlichkeit & Effizienz

Das vorangegangene Kapitel zeigt die Potenziale, die lastseitige Flexibilitäten für die Dekarbonisierung der Verbrauchssektoren bieten.

Das folgende Kapitel befasst sich mit der Fragestellung, wie die Integration lastseitiger Flexibilitäten sowohl volks- wie auch betriebswirtschaftlich erfolgreich umgesetzt werden kann.



3.2.1 Volkswirtschaftliche Vorteile durch Wettbewerbsmärkte und markt-basierte Verfahren

Die Transformation vom lastgeführten zum erzeugungsgeführten Stromsystem birgt zahlreiche Herausforderungen. Schon heute erfordern Engpässe im Übertragungsnetz tägliche Eingriffe der verantwortlichen Netzbetreiber. Ist die Aufnahmefähigkeit des Stromnetzes erschöpft und stehen keine konventionellen Kraftwerke für Redispatch zur Verfügung, müssen im Zuge des Einspeisemanagements erneuerbare Energien abgeregelt werden. Die Betreiber der Anlagen erhalten in diesem Fall eine Entschädigung, obwohl kein Strom erzeugt wird. Diese Zahlungen beliefen sich allein in Schleswig-Holstein im Jahr 2019 auf rund 380 Mio. €. Soweit Energie am Strommarkt verkauft wurde, aber aufgrund der Netzengpässe nicht geliefert werden konnte, muss zudem die Erzeugungsleistung anderer regelbarer Kraftwerke hinter dem Engpass erhöht werden (Redispatch). In solchen Fällen werden heutzutage in der Regel noch konventionelle Kraftwerke und damit fossile Energieträger eingesetzt, sodass letztlich sowohl ökologischer als auch ökonomischer Schaden entsteht.

Der fortschreitende Netzausbau in Deutschland kann diese Problematik lindern, aber voraussichtlich nicht allein lösen. Der Bedarf an netzdienlicher Flexibilität wird auch aufgrund der sogenannten Spitzenkappung für Wind- und Solarstrom nach § 11 Abs. 2 EnWG dauerhaft bestehen bleiben, wie auch der aktuell geltende Netzentwicklungsplan 2019–2030 zeigt²². Im Netzentwicklungsplan wird erstmals der Einsatz von (flexiblen) Technologien

berücksichtigt und davon ausgegangen, dass diese bis zum Jahr 2030 nicht nur verfügbar, sondern unter wirtschaftlichen Bedingungen auch tatsächlich errichtet und netzdienlich eingesetzt werden. Auch unter diesen Annahmen bleibt laut Netzentwicklungsplan das Einspeisemanagement bzw. ab Oktober 2021 ein einheitliches Redispatch-Verfahren notwendig – nicht zuletzt bedingt durch den fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung (Faktor 4 bis 5 der heutigen Kapazitäten)¹⁶ aufgrund des wachsenden Strombedarfs durch Sektorenkopplung.

Um das Potenzial zahlreicher Flexibilitätsoptionen zur Entlastung von Netzengpässen nutzbar zu machen, sollte der Gesetzgeber einen entsprechenden regulatorischen Rahmen setzen, welcher Marktsignale erzeugt, sodass die Anbieter dieser Flexibilitäten ihre Anlagen netzdienlich einsetzen. In der gegenwärtigen und absehbaren Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens wird netzdienliches Verhalten allerdings zu wenig adressiert und damit nicht ausreichend ermöglicht. Der aktuelle Regulierungsrahmen, um Netzengpässe vor allem mit Redispatch und Einspeisemanagement zu beheben, stützt sich nahezu ausschließlich auf erzeugungsseitige Optionen. Ab Oktober 2021 gelten die neuen Regelungen zum Redispatch in den §§ 13 ff. EnWG, die den derzeitigen Redispatch konventioneller Kraftwerke und das Einspeisemanagement erneuerbarer Stromerzeuger in einem gemeinsamen System – sogenannte Erzeugungsanpassung bzw. Redispatch 2.0 – zusammenfassen werden. Allerdings vernachlässigt auch der Redispatch 2.0 lastseitige Flexibilitätsoptionen für die Behebung von Engpässen. Dadurch bleibt das Potenzial dieser Optionen vorläu-

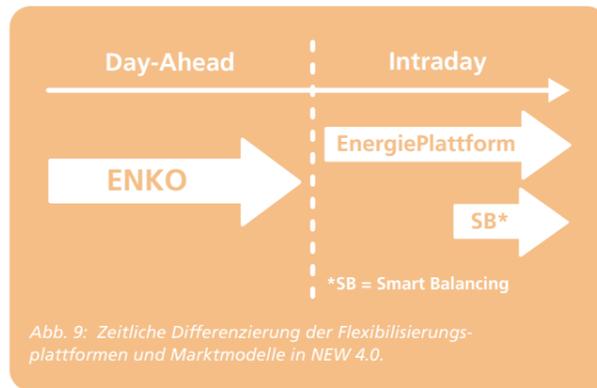


Abb. 9: Zeitliche Differenzierung der Flexibilisierungsplattformen und Marktmodelle in NEW 4.0.

fig weitgehend ungenutzt. Zudem handelt es sich dabei nach wie vor um Maßnahmen, die durch diskretionäre Eingriffe Symptome eindämmen, anstatt einen Beitrag zu einer Beseitigung der strukturellen Ursachen zu leisten. Lokale Anreizmechanismen, mit denen vorhandene Flexibilitäten netzdienlich und volkswirtschaftlich effizient koordiniert werden, könnten ein möglicher Beitrag sein, die Ursachen zu beheben.

Wie ein netz- oder systemdienliches Verhalten von Flexibilitäten unter Berücksichtigung lastseitiger Optionen effizienter umgesetzt werden kann, zeigen die in NEW 4.0 entwickelten Plattformen und Konzepte. Diese unterscheiden sich in Inhalt und Zeitpunkt der Anwendung (vgl. Abbildung 9): Mit der Koordinationsplattform ENKO (ENergien intelligent KOordinieren; siehe auch Kapitel 3.3.2) kann der Netzbetreiber bei der Engpassbehebung auf erzeugungs- und lastseitige Flexibilitäten zurückzugreifen. Die EnergiePlattform (siehe auch Kapitel 3.3.1) ermöglicht den Marktteilnehmern in einer Vielzahl von Anwendungsfällen den Handel individueller Produkte. Das in Kapitel 3.3.3 beschriebene Konzept des Smart Balancing sieht einen intelligenten Mechanismus vor, der Bilanzkreisverantwortlichen Anreize für systemstabi-

lisierendes Verhalten bietet. Zusätzlich ermöglichen die genannten Konzepte Klimaschutz-Effekte, da sie Möglichkeiten bieten, Ausgleichs- bzw. Regelernergie fossiler Kraftwerke zu reduzieren.

Koordinationsplattform ENKO ermöglicht kostenoptimiertes Engpassmanagement

Die Entwicklung und Anwendung des Koordinationkonzeptes ENKO durch die Partner ARGE Netz und Schleswig-Holstein Netz zielt auf die Einbindung und Koordination zusätzlicher regionaler Flexibilitäten zur Entlastung von Netzengpässen ab. So reduziert die gleichnamige ENKO-Plattform den Einsatz von Einspeisemanagement und erhöht gleichzeitig die lokale Verwertungsquote erneuerbaren Stroms. Kernbestandteil von ENKO ist eine digitale Koordinationsplattform, die Flexibilitätsinformationen zwischen Netzbetreibern auf der Nachfrageseite sowie Flexibilitätsanbietern auf der Angebotsseite koordiniert (siehe Abbildung 10). Das ENKO-Konzept ermöglicht es auf diese Weise flexiblen Verbrauchern, wie etwa industriellen Lasten oder PtH-Anlagen, zu Zeiten des Engpasses mehr Strom zu nutzen. Die Abregelung bzw. verhinderte Einspeisung von erneuerbaren Energien im Rahmen des Einspeisemanagements oder zukünftigen Redispatches kann somit verringert werden.

Im ENKO-Konzept werden dabei die Kosten und die Wirkung (Sensitivität) von sowohl freiwillig angebotener als auch verpflichtender Flexibilität (z. B. Einspeisemanagement) auf einen Engpass ermittelt und miteinander verglichen. Der so entstandene Sensitivitätspreis ermöglicht eine kostenminimale Auswahl über alle Flexibilitäten in einer gemeinsamen Merit-Order. So werden im Beispiel der Abbildung 11 nur die in der Engpassmaßnahme er-

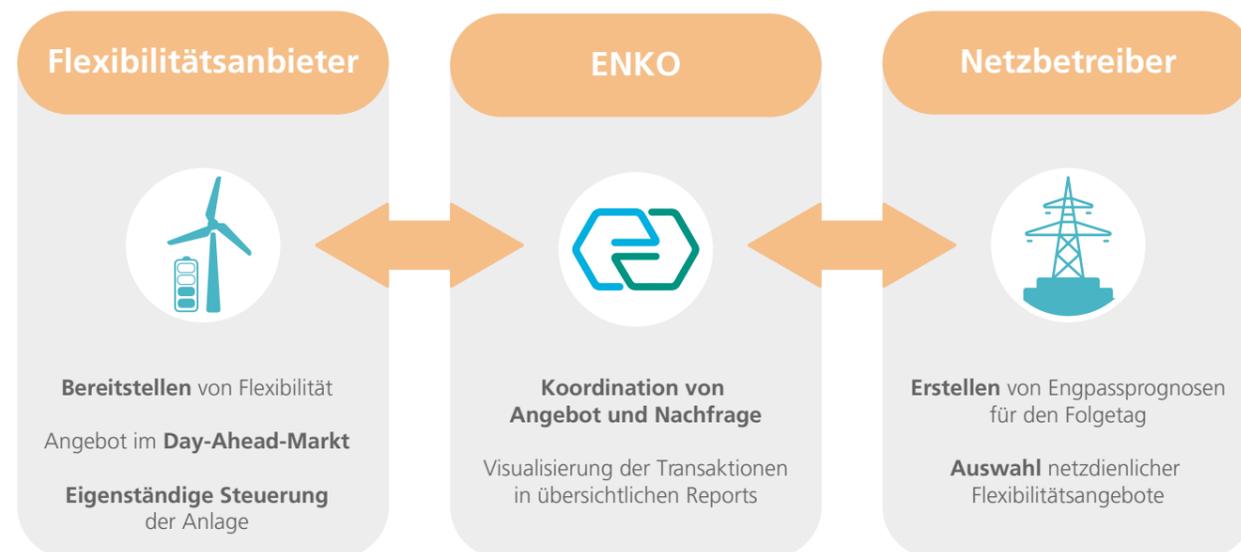


Abb. 10: ENKO als Bindeglied zwischen Stromangebot und -nachfrage

fassten Flexibilitäten (links der gestrichelten Linie) bezuschlagt. Die netztechnische Wirkung wird durch eine Erhöhung des lokalen Verbrauchs in der Nähe des jeweiligen Engpasses erreicht. Der Prozess basiert dabei auf einer neuen Einspeisemanagement-Prognose, bei der die abzuschaltenden Anlagen im Vorfeld ermittelt werden. Die Merit-Order der Flexibilitäten garantiert, dass das Engpassmanagement zu geringstmöglichen Gesamtsystemkosten durchgeführt wird und mehrere gleichzeitige Engpässe berücksichtigt werden können. So kommen freiwillige Flexibilitäten nur zum Zuge, wenn dies zu einer Gesamtkostenenkung führt. Das Prinzip des primären Abrufs von Anlagen mit einem möglichst niedrigen Sensitivitätspreis bewirkt wiederum, dass bei der Engpassbeseitigung eine geringere Einspeiseleistung reduziert wird. Das ENKO-Konzept kann so Kosten für Engpassmanagement verringern und den zukünftigen Redispatch durch Nutzung von (Klein-)Flexibilitäten und lastseitige Maßnahmen ergänzen, indem es den lokalen Verbrauch anreizt.

Flexibilitätsanbieter erbringen mit der Anpassung ihrer Verbrauchsleistung einen Mehrwert in der Netzengpassbewirtschaftung und sollten deshalb eine Vergütung ihrer Dienstleistung erhalten. Das Konzept könnte so Anreize für gezieltes netzdienliches Verhalten schaffen, sodass das auf der ENKO-Plattform hinterlegte, vom Anbieter selbst definierte Angebot die Höhe der Vergütung bestimmen würde. Damit würde ENKO für die Anbieter die Freiheit gewähren, die Kosten für die Bereitstellung der Flexibilität sowie die entstehende Opportunität selbst einzupreisen. Nach erfolgreicher Zuschlagserteilung könnte der Flexibilitätsanbieter anschließend notwendige Energiemarktgeschäfte veranlassen. Der aktuelle Rechtsrahmen bietet aber keine für die Netzbetreiber anrechenbare Vergütungsmöglichkeit. Im Rahmen der Experimentierklausel der SINTEG-Verordnung war eine Erprobung der Plattform und der Prozesse zwar möglich, der festgelegte Nachteilsausgleich stellt aber keine dauerhafte Incentivierung der Flexibilitätserbringung dar.

Verhinderung von Marktmissbrauch im ENKO-Konzept

Durch ENKO konnte bewiesen werden, dass lokale Koordinationsmechanismen effizient Flexibilität netzdienlich bereitstellen und das Abregeln von erneuerbaren Erzeugungsanlagen reduziert werden kann. Um netzdienlich wirken zu können, muss die Plattform jedoch gewährleisten, dass sie nur ‚echten‘ Flexibilitäten offensteht. Bieten Nutzer Flexibilität nur zum Schein an (Scheinflexibilitäten), da sie den Strom ohnehin verbraucht hätten, liegt ein Marktmissbrauch vor, der die Kosten des Gesamtsys-

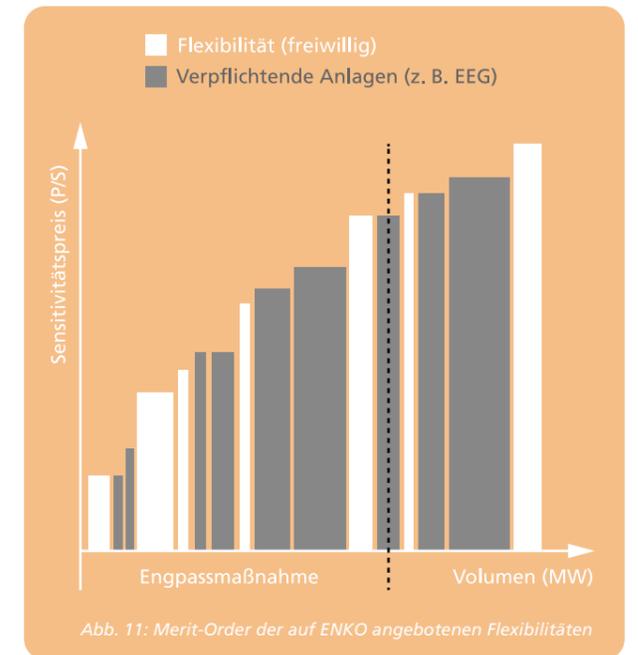


Abb. 11: Merit-Order der auf ENKO angebotenen Flexibilitäten

tems erhöhen kann. Zur Verhinderung von Scheinflexibilitäten bedürfen Mechanismen zur Nutzung netzdienlicher Flexibilität spezieller Sicherungsmechanismen und ein entsprechendes Monitoring. So erschwert bei ENKO der Einsatz einer Zufallskomponente bei der Bezuschlagung sowie die Überprüfung von Zeitreihen einen Marktmissbrauch erheblich. Die für ENKO entwickelten Algorithmen können ein Zufallselement beinhalten, mit dem das Volumen der Bezuschlagung limitiert wird. Auf diese Weise würde nicht zwingend jedes Gebot bezuschlagt, das die Anforderungen erfüllt, sondern ein zufällig quotierter Anteil ausgeschlossen. Der Anbieter wird somit angereizt, nur ‚echte‘ Flexibilität auf ENKO anzubieten, da er im Fall von nicht bezuschlagter Scheinflexibilität das Risiko potenziell hoher Intraday-Preise in Kauf nehmen müsste, um seine nicht bezuschlagte Grundlast zu decken.

Mit der nachgelagerten Validierung der Zeitreihen von Energieverbrauch und Flexibilitätsangebot können die bezuschlagte bzw. nicht bezuschlagte Fahrweise eines Verbrauchers überprüft und so ein vertragskonformes Flexibilitätsverhalten sichergestellt werden. Auf diese Weise können durch moderne Mustererkennung Verbraucher identifiziert werden, die einen Teil ihrer Grundlast als Flexibilität deklarieren und diese auch dann erbringen, wenn sie nicht durch den ENKO-Prozess bezuschlagt wurden. So wird in Verbindung mit der zufälligen Nichtbezuschlagung offensichtlich, wenn trotz nicht bezuschlagter Flexibilität von der angemeldeten Fahrweise abgewichen wurde. Scheinflexibilität würde somit offengelegt und könnte entsprechend sanktioniert werden.

Die EnergiePlattform ermöglicht neue Märkte und intelligente Anlagensteuerung

Die EnergiePlattform (siehe auch Kapitel 3.3.1) ist eine Handelsplattform, die auf der Blockchain-Technologie basiert. Diese Technologie ermöglicht einen schnellen, regionalen Handel von erneuerbaren Energien. Das Softwarekonzept der EnergiePlattform vereint die Marktseite mit der Möglichkeit zur Fernsteuerung der Anlagen (Fernwirk-Steuerung) in Echtzeit. Auf der Marktseite finden Angebot und Nachfrage zueinander. Über die Fernwirkseite können geschlossene Verträge direkt und automatisch in die Steuerung von Anlagen und virtuellen Kraftwerken (VK) umgesetzt werden. Das schematische Prinzip stellt Abbildung 12 dar. Die EnergiePlattform umfasst damit sowohl den automatisierten Abschluss regelbasierter Verträge als auch die automatisierte Abwicklung des Handels. Die Automatisierung ermöglicht den Handel bis kurz vor der tatsächlichen Lieferung des Stroms und sogar bis in die Erbringungs Viertelstunde. Dadurch löst sich die Marktplattform von den „klassischen“ Produkten des Stromhandels, die bei einer Dauer von 15 Minuten beginnen, und ermöglicht Nutzern den Handel maßgeschneiderter Produkte bis hin zu Minutenprodukten. Hierbei handelt es sich um ein Alleinstellungsmerkmal der EnergiePlattform. Da der Gesamtprozess durch die Blockchain-Technologie umgesetzt wird, können viele Transaktionen parallel erfolgen und eindeutig nachvollzogen werden. So wird die gleichberechtigte Teilnahme aller Marktparteien gewährleistet.

Die EnergiePlattform eröffnet dadurch eine Vielzahl von Einsatzmöglichkeiten, um flexible Verbräuche und volati-

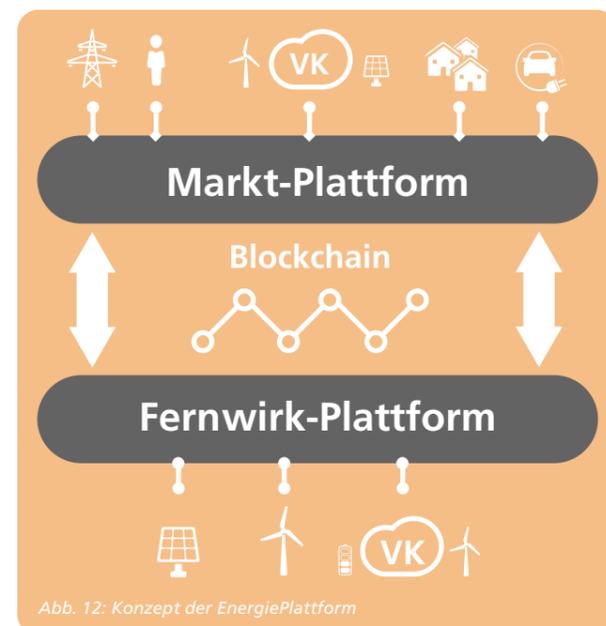


Abb. 12: Konzept der EnergiePlattform

le Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien miteinander zu verknüpfen. Dank der Blockchain-Technologie ist es technisch möglich, transparente und anlagengenaue Angaben zur Regionalität bzw. Herkunft des Stroms und zu den bei der Produktion ggf. entstandenen CO₂-Emissionen zu machen. Die ‚grüne‘ Eigenschaft der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen kann auch über mehrere Stationen (Speicherung, Power-to-X-Anlagen) dokumentiert werden. Technisch erlaubt die EnergiePlattform damit den genauen Nachweis, aus welcher Anlage und in welcher Region die Energie erzeugt, gegebenenfalls gespeichert und verbraucht wird.

Die Fähigkeit, ‚grüne‘ und ‚regionale‘ Energie unter Erhalt der Qualitäten ‚grün‘ und/oder ‚regional‘ zu handeln, bedient u. a. Kundeninteressen. Die Qualität ‚regional‘ kann perspektivisch zudem als Funktionsteil für netzdienliche Flexibilitäten bei Engpassmanagement und -Behebung genutzt werden. Die Entwicklung der Plattform erfolgte unter Mitwirkung einer Vielzahl an Projektpartnern, insbesondere durch PONTON (»Steckbrief XV) und HAMBURG ENERGIE (siehe auch Kapitel 3.3.1).

Smart Balancing ermöglicht Systemstabilität und Einsparung von Regelenergie durch Transparenz

Mit dem Konzept des Smart Balancing wird ein systemdienliches Verhalten von Marktparteien angereizt, wodurch der Einsatz von Regelenergie verringert und so ein wichtiger Beitrag für eine effiziente Stabilitätssicherung des Stromsystems geleistet werden kann. Ziel ist ein effizienter Mechanismus zum Ausgleich von Ungleichgewichten mit neuen Geschäftsmodellen für flexible Erzeuger und Verbraucher²⁵. Ausgangspunkt des Konzepts für ein Smart Balancing (siehe auch Kapitel 3.3.3) sind die Bilanzkreise und die dafür jeweils verantwortlichen Marktteilnehmer, die sogenannten Bilanzkreisverantwortlichen (BKV). In Deutschland gibt es derzeit ca. 11.000 Bilanzkreise. Bisher gibt es in Deutschland für BKV keine Möglichkeit die momentane Abweichung ihres Bilanzkreises mit der Abweichung der Regelzone vom Gesamtsystemfahrplan zu vergleichen. Im Gegenteil: Nach § 4 Abs. 2 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) und Ziffer 5 des Standardbilanzkreisvertrages (BK6-06-013 vom 29.06.2011) sind die BKV verpflichtet, für eine ausgeglichene Viertelstunden-Leistungsbilanz ihrer Bilanzkreise zu sorgen. Nach Ziff. 5.2. des Standardvertrages obliegt ihnen auch die Verpflichtung, die Bilanzabweichungen möglichst gering zu halten (Fahrplantreue). Soweit der BKV dennoch von seinem Fahrplan abweicht, gleichen die Übertragungsnetzbetreiber diese Unterschiede durch Ausgleichsenergie aus und legen die entstandenen Kos-

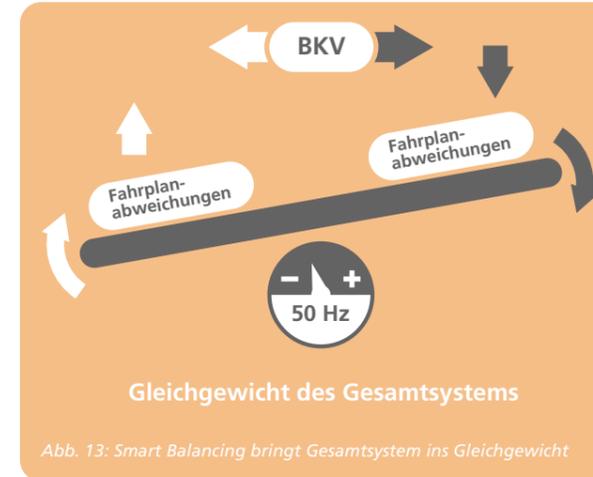


Abb. 13: Smart Balancing bringt Gesamtsystem ins Gleichgewicht

ten auf die betreffenden BKV um. Hierbei ist die zugrundeliegende Philosophie, dass bei möglichst geringer Bilanzabweichung in jedem einzelnen Bilanzkreis auch automatisch die Gesamtabweichung und damit der notwendige Einsatz von Regelenergie minimiert wird.

Dies ist jedoch insofern nicht praxisnah, als dass eine Reihe von Bilanzkreisen zwangsweise relativ ungenauen Prognoseverfahren unterworfen sind. Dies betrifft insbesondere die EEG-Bilanzkreise, aber auch Bilanzkreise mit stochastisch stark schwankenden Lasten (z. B. Schmelzöfen mit hoher Schaltleistung). Durch diese Fälle verbleibt stets eine deutliche Gesamtabweichung der Regelzone vom intendierten Fahrplan. In Deutschland ist ein mögliches Systemungleichgewicht immer nur dem Übertragungsnetzbetreiber bekannt. BKV, die ihre eigene Fahrplanabweichung aufgrund der generellen Verpflichtung zur Fahrplantreue ausgleichen, können zum Ungleichgewicht beitragen, wenn die Fahrplanabweichung gegenläufig zur Abweichung der Systembilanz ausfällt, und damit die Gesamtsituation verschlechtern, statt sie zu verbessern.

Im Smart Balancing-Ansatz werden dagegen BKV in Echtzeit über das Systemungleichgewicht informiert. Wenn die Abweichung vom Fahrplan systemdienlich ist, kann diese beibehalten oder vergrößert werden, um das System zu stützen und Regelenergiekosten zu reduzieren. In den Niederlanden und in Belgien findet das Konzept des Smart Balancing bereits Anwendung. Die BKV erhalten Informationen in Echtzeit über die jeweils aktuelle Gesamtabweichung im Land. Auch die Kosten für Ausgleichsenergie sind transparent. Die BKV können dann ihre aktuelle Abweichung im Bilanzkreis mit der des Gesamtsystems vergleichen. Bei gegenläufiger Abweichung gleichen sie ihre eigene Bilanzabweichung nicht aus, da diese das Gesamtsystem zum aktuellen Zeitpunkt stützt (Abbildung 13).

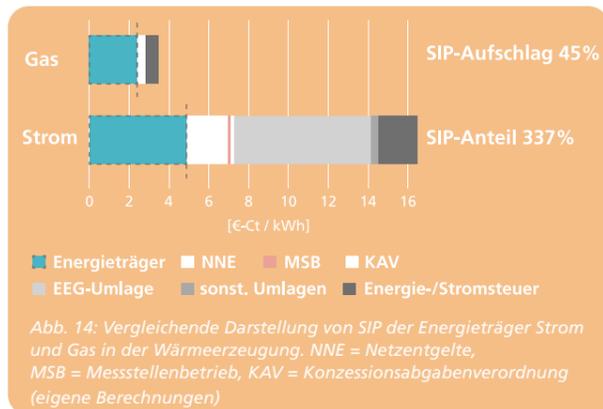
In NEW 4.0 wurde von der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg (HAW Hamburg) ein Smart Balancing-Modell²⁶ entwickelt und das Verhalten der BKV in Deutschland simuliert, um Erkenntnisse zu volkswirtschaftlich vorteilhaften Marktregeln zu generieren. Eine Simulation des Status quo in Deutschland mit zusätzlicher Transparenz in Echtzeit ergibt für das Jahr 2019, dass der Bedarf an Sekundärregelleistung um 9 %, der Bedarf an Minutenreserve um 40 % und die resultierenden Kosten für die Aktivierung der Reserven um 17 % reduziert worden wäre (Szenario mit „single pricing“). Wird zusätzlich bei Bedarf eine unterschiedliche Abrechnung von positiver und negativer Fahrplanabweichung zugelassen („combined pricing“, wie heutzutage schon in den Niederlanden), ergibt die Simulation eine Einsparung von 15 % Sekundärregelleistung, 40 % Minutenreserve und 30 % weniger Kosten. Combined pricing verhindert damit effizienter eine Überreaktion des Marktes und ist daher der zielführendere Anreiz für Smart Balancing. Um auch in Deutschland zum Smart Balancing überzugehen, wäre die Regelung der Stromnetzzugangsverordnung in § 4 Abs. 2 Satz 2 zur Bilanzkreistreue der BKV anzupassen, um die derzeit unzulässige differenzierte Bepreisung von Über- und Unterspeisungen zu ermöglichen. Ferner müssten neue Regelungen geschaffen werden, um Transparenz über die Systembilanz herzustellen und den Akteuren eine systemdienliche Fahrweise zu ermöglichen.

3.2.2 Betriebswirtschaftliche Machbarkeit als kritischer Erfolgsfaktor

NEW 4.0 hat gezeigt, dass derzeit zahlreiche Flexibilitätspotenziale und Technologien zur Sektorenkopplung technisch anwendungsbereit, aufgrund der derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen aber nicht wirtschaftlich zu realisieren sind. Ursächlich dafür sind staatlich induzierte Strompreisbestandteile (SIP) und das geltende System zur Verteilung der Netzkosten.

Staatlich induzierte Strompreisbestandteile hemmen die Bereitstellung von Flexibilitäten

SIP, zu denen auch die aus Netzbetrieb und -ausbau resultierenden Netzentgelte zählen, machen bis zu 75 % der Strombezugskosten für Letztverbraucher aus²⁷. Besonders negativ wirken sich die EEG-Umlage mit derzeit 6,50 ct/kWh und die Stromsteuer mit 2,05 ct/kWh aus. Hinzu kommen weitere Abgaben und Umlagen (Off-



shore-Netz-Umlage (§ 17f EnWG) sowie Umlagen für individuelle Netzentgelte (§ 19 Abs. 2 StromNEV)). Auch die KWK-Umlage, Konzessionsabgaben und die Umlage für abschaltbare Lasten (§ 18 AbLaV) sowie die (einmaligen) Kosten für den Netzanschluss stellen erhebliche Hemmnisse dar (siehe Abbildung 14). Einen Überblick über die Strompreissituation für flexible Verbraucher und Sektorenkopplungstechnologien bietet das im Projekt NEW 4.0 von der Stiftung Umweltenergie recht entwickelte Online-Tool unter strompreisbestandteile.de.

Zusätzlich bildet die heutige Systematik der Netzentgelte ein Hindernis für die Nutzung lastseitiger Flexibilität. Dies zeigen auch die Erfahrungen aus NEW 4.0 bei DSM-Lösungen. Steigt die jährliche Leistungsspitze eines industriellen Stromverbrauchers, weil dieser etwa bei starker Windstromeinspeisung zur Vermeidung von Einspeisemanagement seinen Verbrauch erhöht, so führt dies zu einer Erhöhung seines Netzentgeltes durch einen Anstieg des Leistungspreises. Im Falle des Elektroheizkessels „Karoline“ belaufen sich diese Mehrkosten beispielsweise auf zusätzlich 436.000 € pro Monat unter der Annahme, dass der E-Kessel mindestens einmal im Monat seine maximal zulässige Leistung (seitens des Verteilnetzbetreibers) aus dem Stromnetz zieht (»Steckbrief XI). Netzdienliches Verhalten wird damit verhindert.

Auch die Regelung der individuellen Netzentgelte für große Verbraucher (§ 19 Abs. 2 StromNEV) wirkt der Flexibilisierung der Last entgegen. Dieser Passus verpflichtet Netzbetreiber gegenüber den Letztverbrauchern, diesen ein individuelles Netzentgelt zu gewähren, wenn sie das Netz besonders intensiv nutzen (jährlich mindestens 7.000 Benutzungsstunden und 10 GWh). Die Benutzungsstundenzahl ist definiert als der Quotient des jährlichen Strombezugs und der höchsten tatsächlich entnommenen Leistung. Erhöht sich die Spitzenlast des Großverbrauchers durch netzdienliche Anpassung seines Strombezugs, läuft er Gefahr, unter den jeweiligen Schwellenwert der Jahresbenutzungsstunden zu fal-

len. Hierdurch entfällt sein Anspruch auf ein verringertes Netzentgelt. Systemdienliches Verhalten wird damit bestraft statt belohnt. Dies betrifft beispielsweise die NEW 4.0-Projekte von TRIMET (»Steckbrief I), Aurubis (»Steckbrief VI) und ArcelorMittal (»Steckbrief III). Die Kosten des Strombezugs können gerade in den wettbewerbsintensiven Commodity-Märkten der Metallindustrie über wirtschaftlichen Erfolg oder Misserfolg entscheiden. Dadurch wird die heutige Struktur der Netzentgelte gerade dort zum Hindernis für netz- und systemdienliche Flexibilität, wo eigentlich die größten und kostengünstigsten Potenziale zur Verbrauchssteuerung liegen.

Fehlanreize durch die derzeitige Netzentgeltsystematik betreffen nicht nur das Verbrauchsverhalten, sondern auch Investitionsentscheidungen. Da Netzentgelte bis zu einem Drittel der Strombezugskosten ausmachen, besteht ein Anreiz, SIP durch Eigenerzeugung zu vermeiden. Diese Eigenerzeugung bedeutet oftmals den Einsatz fossiler Energieträger anstelle eines Bezugs von regenerativ erzeugtem Strom aus dem Netz.

Schlussendlich begünstigt die heutige Netzentgeltsystematik Standortentscheidungen, die hinderlich für die Energiewende sein können. Denn die Netzentgelte sind in Gebieten mit niedriger Siedlungsdichte aufgrund der Kostenumlage auf eine kleinere Anzahl von Netznutzern höher als im dicht besiedelten städtischen Umfeld. Zudem werden dezentrale Erzeugungsanlagen vornehmlich in diesen dünn besiedelten – und in Norddeutschland besonders windreichen – Gebieten installiert, sodass die Stromnetze für große Erzeugungsleistungen ausgebaut werden müssen. Steigende Netzkosten in ländlichen Erzeugungsregionen werden somit auf einen relativ geringen und tendenziell weiter sinkenden Absatz in den betroffenen Netzgebieten umgelegt. Dadurch werden bei stromintensiven Betrieben Entscheidungen für siedlungsnah Standorte mit niedrigeren Netzentgelten begünstigt, wodurch sich die Spreizung der Netzentgelte weiter verstärkt – zu Lasten der Regionen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energie im Stromnetz.

Wettbewerbsgleichheit für Stromanwendungen im Wärmemarkt besteht derzeit nicht

Eine vergleichende Betrachtung zu den Kosten der Wärmeerzeugung zeigt, dass zwischen den Energieträgern kein „level playing field“ existiert. Diese strukturelle Diskriminierung steht einer möglichen Nutzung von Flexibilität bei der Sektorenkopplung entgegen. Basierend auf einer Untersuchung der Bezugskosten von Strom und Gas für einen gewerblichen Verbraucher mit einem jähr-

lichen Verbrauch von ca. 100 GWh wird deutlich, dass Steuern und Abgaben ein maßgeblicher Hinderungsgrund für den Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen sind. Wie in Abbildung 14 dargestellt, betragen die SIP beim Energieträger Gas 45 %, bezogen auf die spezifische Mengeneinheit des Energieträgers. Beim Energieträger Strom beträgt dieser Anteil 337 %.

Die ungleiche Belastung verschiedener Formen der Wärmeerzeugung durch SIP führt zu einer erheblichen Wettbewerbsverzerrung der Wärmegestehungskosten beider Energieträger. Bei einem Strompreis von 50 €/MWh verursachen die SIP einen Wärmegestehungspreis von über 160 €/MWh, sodass der Wettbewerb des Energieträgers Strom etwa mit einem gasbasierten Wärmeerzeuger bei Gestehungskosten von ca. 35 €/MWh inklusive SIP nicht darstellbar ist. Hier bedürfte es rechtlicher Anpassungen, um die wirtschaftlichen Wettbewerbsnachteile von Strom beim Einsatz im Wärmesektor zu beseitigen. Dies könnte einerseits durch eine Reform der Belastung des Strombezugs von Power-to-Heat mit den SIP und andererseits auf der Wärmeverbrauchsseite durch eine Verteuerung fossiler Energieträger erfolgen. Sinnvoll wäre eine Befreiung von Power-to-X-Anwendungen von der EEG-Umlage im Zuge der geplanten Umlagenbefreiung für Elektrolyseure. Zudem könnte die übergangsweise Nutzung von (Carbon-)Contracts-for-Difference bis zur Erreichung des angestrebten CO₂-Preisniveaus 2025/2026 und möglicher Skaleneffekte der Sektorenkopplungs-Technologien geprüft werden.

Neue Märkte für Systemdienstleistungen aus erneuerbaren Energien

Gemäß der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2019 müssen alle nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen grundsätzlich in einem marktgestützten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren beschafft werden. Nicht marktgestützte Beschaffungsverfahren sind nur in Ausnahmefällen zulässig. Die nationale Umsetzung dieser Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2019 erfolgte Ende 2020 mit dem Einfügen des neuen Paragraphens § 12h EnWG durch das Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen. Dieser Paragraph konkretisiert die unionsrechtlichen Vorgaben an ein marktgestütztes, diskriminierungsfreies und transparentes Beschaffungsverfahren für nicht-frequenzbasierte Systemdienstleistungen und ermächtigt die Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Festlegung von Ausnahmen und zum Erlass von Spezifikationen. Auf dieser Grundlage hat die BNetzA am 18. Dezember 2020 für vier nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen („Trägheit

der lokalen Netzstabilität“, „Inselbetriebsfähigkeit“, „dynamische Blindstromstützung“ und „Kurzschlussstrom“) Ausnahmen von der Pflicht eines marktgestützten Beschaffungsverfahrens festgelegt. Für die Systemdienstleistungen „Spannungshaltung (Blindleistung)“ und „Schwarzstartfähigkeit“ wurde von der BNetzA bislang keine Festlegung getroffen.

Potenzial von Flexibilität und Sektorenkopplung durch Reform der Netzentgeltsystematik heben

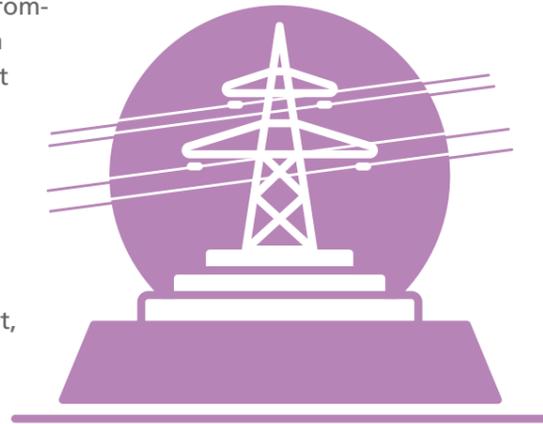
Der Gesetzgeber hat bereits erste Verbesserungen bezüglich der Netzentgeltproblematik vorgenommen. Eine umfassende Reform der Netzentgelte steht aber weiterhin aus. Notwendig wären

- ein grundsätzliches Anpassen der Netzentgeltsystematik an die dezentrale Energieversorgung, da die hierarchische Kostenwälzung die Verteilnetzbetreiber insbesondere in Erzeugungsregionen mit ihren kostenintensiven Einspeisernetzen benachteiligt.
- eine Überprüfung des heutigen Entgeltsystems zugunsten eines entnahmeunabhängigeren Entgeltsystems, das um Anreize für netzdienliche Mehrabnahmen von Strom ergänzt werden sollte. Dabei kann auch eine zeitliche und örtliche Differenzierung der Netzentgelte auf seine Vor- und Nachteile geprüft werden, sodass Netznutzer flexibel über Mehr- und Minderabnahmen auf Über- und Untereinspeisungen bzw. auf temporäre Netzengpässe reagieren können. Die netz- und systemdienliche Neuausrichtung der Netzentgelte kann nur ganzheitlich erfolgen. Eine solche Reform erfordert komplexe Abwägungen beim Ausgleich der Zielkonflikte. Immerhin geht es um die Neuverteilung von Netzkosten in Höhe von rund 25 Mrd. €²⁸.

Um kurzfristig erste Abhilfe zu schaffen, sollten netzdienliche Lastspitzen bzw. Mehrverbräuche bei der Ermittlung der Jahreshöchstlast bzw. der Berechnung der individuellen Netzentgelte ausgenommen werden, die auf Anforderung des Netzbetreibers erfolgen (z.B. Lastflexibilität industrieller (Groß-) Kunden). Da entsprechende Anforderungen bzw. Vorgaben von Zeitfenstern für Mehrverbräuche leicht zu dokumentieren sind, besteht insoweit auch keine Missbrauchsgefahr. Diese system- und zeitgleich auch netzdienliche Mehrabnahme von Strom bei starker Einspeisung würde somit nicht länger durch höhere individuelle Netzentgeltkosten konterkariert, und die Systemkosten für Einspeisemanagement und Redispatch könnten verringert werden.

3.3 Netz- und Systemstabilität als notwendiger Erfolgsfaktor: Das Netz sturmfest machen

Im Rahmen der Energiewende verändert sich unser Stromsystem zügig von einem lastgeführten System, in dem der Strombedarf durch gut planbare Kraftwerke gedeckt werden konnte, zu einem immer stärker erzeugungsgeführten System, in dem eine wetterbedingt schwankende Stromproduktion aus Wind und Sonne von anderen Teilnehmern am Stromnetz ausgeglichen werden muss. Die Sicherung dieses Gleichgewichts ist eine unabdingbare Voraussetzung für die Stabilität im Stromsystem. Im Kern hat das Projekt NEW 4.0 daher die Frage bewegt, wie eine Absicherung des Stromsystems zukünftig gelingen kann. Denn die Zuverlässigkeit und Qualität der Stromversorgung darf im und nach dem Transformationsprozess der Energiewende nicht hinter die heutigen hohen Standards für die Stromnetzstabilität zurückfallen. Im Wesentlichen bedeutet Netzstabilität dabei zunächst Stabilität von Frequenz und Spannung im laufenden Betrieb des Stromnetzes.



In NEW 4.0 wurden sechs Anwendungsfälle (Use Cases, UC) entwickelt. Die Use Cases (siehe Abbildung 15) zeigen, wie Systemfunktionen für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb mit Hilfe dezentraler Anlagen und neuer digitaler Konzepte sicher erbracht werden können. Die Use Cases basieren auf der Prämisse, dass das Stromsystem auch nach dem Abschalten der planbaren, aber fossilen Kraftwerke sicher und effizient betrieben werden kann.

Die Use Cases 1 bis 5 umfassen notwendige Systemdienstleistungen zur intelligenten Koordination des Stromflusses. Die Use Cases 1 bis 3 entwickelten dafür neue Koordinierungsplattformen, die Use Cases 4 und 5 neue Regelenergiekonzepte. Der Use Case 6 trägt zusätzlich dem Problem Rechnung, dass nicht nur der Stromfluss organisiert sein, sondern auch die Spannung der jeweiligen Netzebene in einem engen Toleranzband gehalten werden muss. Dafür wurde ein Konzept für die koordinierte, dynamische Erbringung von Blindleistung aus dezentralen Quellen entwickelt und getestet. Im Fol-

genden werden die Use Cases mit ihren jeweilig intendierten Zielen sowie Erkenntnisse und Ergebnisse aus den Praxisgrößtests – den Feldtests der Use Cases – vorgestellt (siehe auch »Steckbriefe UC I bis UC VI).

3.3.1 Use Case 1: Schneller lokaler Intraday-Handel

Der kontinuierliche Abgleich von Erzeugung und Verbrauch in einem komplexen Stromsystem ist eine ständige Herausforderung, die u. a. durch den Abgleich von Bilanzkreisen und den Einsatz von Regelenergie erfolgt. Zu dieser Komplexität gehören die Größe des Netzes sowie die Vielzahl und die Dezentralität der Systemteilnehmer. Bei einer weiter zunehmenden Anzahl an Erzeugern und individuellem Agieren von Verbrauchern steigt der Bedarf nach schnellem, kurzfristigem Abgleich. Dieses soll im Use Case 1 durch sehr kurzfristige intelligente Handelsaktivitäten erreicht werden (»Steckbrief UC I).

Ziele des Use Case 1

Der Use Case 1 soll zeigen, dass ein Intraday-Handel mit sehr viel kürzeren Vorlaufzeiten als gegenwärtig bzw. sogar als durchgehender Handel (auch in der Erbringungs- viertelstunde) möglich ist. Dafür wurde eine Handelsplattform auf Blockchain-Basis aufgebaut (EnergiePlattform, vgl. Kapitel 3.2.1), mit Hilfe derer sehr kurzfristige Geschäfte („over the counter“ – OTC) möglich sind. Der intendierte Nutzen des Use Cases ist insbesondere die Erhöhung der Fahrplantreue.

Use Case 1 trägt damit dem Problem Rechnung, dass aufgrund von sehr kurzfristig erkannten Prognosefehlern oder entsprechender Änderungen lokaler Energiebedarfe das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch gestört wird und gegenwärtig nur durch den Einsatz von Regelenergie ausgeglichen werden kann. Mit Instrumenten wie der EnergiePlattform können kurzfristige Fahrplanabweichungen von EE-Anlagen oder andere Überkapazitäten bis in die Erbringungs- viertelstunde über die Plattform gehandelt werden (Abrechnung als After-Day-Trade), sodass dafür keine Regelenergie und damit keine Ausgleichsenergie eingesetzt werden muss. Die Abwicklung der energiewirtschaftlichen Prozesse basiert dabei auf der Blockchain-Technologie. Diese erlaubt es, zusätzliche Informationen, wie Erzeugungstyp oder Standort der Erzeugungsanlage, zu übermitteln und als zusätzliche Kaufbedingungen/-optionen zu nutzen. Auf diese Weise eröffnet die EnergiePlattform den Käufern beispielsweise die Möglichkeit, nachweislich regenerative („grüne“) und/oder regional erzeugte Energie zu nutzen. Diese und weitere Anwendungsmöglichkeiten der EnergiePlattform konnten im Feldtest praktisch erprobt und in Kombination getestet werden (siehe Kapitel 3.2.1).

Der Use Case 1 im Feldtest

Ein Schwerpunkt der Feldtests war der flexible Einsatz industrieller Lasten im Rahmen der EnergiePlattform. Die Erprobung im realen Umfeld untermauert die Funktionsfähigkeit des theoretischen Konzepts. Nachfolgend sind zwei durchgeführte Szenarien beispielhaft beschrieben. Weitere Szenarien sind zudem im »Steckbrief zum Use Case 1 zu finden.

Szenario 1 – Energiehandel innerhalb der Erbringungs- viertelstunde:

Im ersten Szenario kam es aufgrund eines höheren Wärmebedarfs in einem Fernwärmenetz der Stadtwerke Flensburg für den Zeitraum von einer halben Stunde zu einer kurzfristigen Zunahme der Stromproduktion eines angeschlossenen BHKW. Der zusätzlich erzeugte Strom

wurde auf der EnergiePlattform angeboten. Ein auf der EnergiePlattform agierender Handelsalgorithmus reagierte automatisch auf das Angebot und nahm die freige-wordene Energiemenge für die Demonstrationsanlage von TRIMET an. Den besonderen Mehrwert der Energie-Plattform bietet dabei das digitale Fernwirk-Konzept, mit dem die zusätzliche Energieaufnahme durch die Elektrolysezellen bei TRIMET kurzfristig und automatisiert innerhalb der Erbringungs- viertelstunde gesteuert werden konnte. Solche Flexibilitätstransfers ersetzen den andernfalls notwendigen Abruf von Regelenergie durch den Übertragungsnetzbetreiber.

Szenario 2 – Kurzfristiger Stromhandel von nachgewiesenem ‚grünen‘ Strom:

Im zweiten Anwendungsfall wurde gezeigt, dass viele Haushaltskunden durch die EnergiePlattform kurzfristig mit überschüssiger, regional erzeugter und ‚grüner‘ Energie beliefert werden können. Der Bedarf zur kurzfristigen Erhöhung der Stromnachfrage resultierte in diesem Szenario aus Prognoseabweichungen des Windparks von HAMBURG ENERGIE. Die Windenergieanlagen erzeugten also mehr Strom als zunächst vorhergesagt und im Handel damit vorgesehen/berücksichtigt. Diese Überproduktion konnte durch eine Anpassung der Nachfrage der Haushaltskunden der Stadtwerke Norderstedt aufgefangen werden. Im Zentrum der Transaktion stand dabei der automatisierte Handelsalgorithmus der Stadtwerke Norderstedt, welcher auf der EnergiePlattform agiert. Dieser registrierte und akzeptierte schließlich das Gebot der Erzeugungsanlagen. Durch das integrierte Handels- und Fernwirkssystem der Plattform wurde der entsprechende Steuerbefehl an die Stadtwerke Norderstedt und die Smart Meter der Kunden aus dem Handelsgeschäft weitergeleitet. Somit konnte die Belieferung der Haushaltskunden mit nachweislich regionalem, ‚grünem‘ Strom erfolgreich realisiert werden. Dies bietet einen potenziellen Mehrwert für Kunden, die nachweisbar ‚grünen‘ Strom aus regionalen EE-Anlagen einem bilanziellen Grünstrom vorziehen.

3.3.2 Use Case 2: Netzampel – Netzengpasskoordination mit der ENKO

Im Use Case 2 (»Steckbrief UC II) ist das System prinzipiell störungsfrei, auf einzelnen Leitungen treten aber erzeugungsbedingte Engpässe auf. Diese sollen durch den intelligenten Einsatz zusätzlicher Verbraucher aufgelöst (bzw. gemindert) werden, um das Abschalten der EE-Erzeuger zu vermeiden.

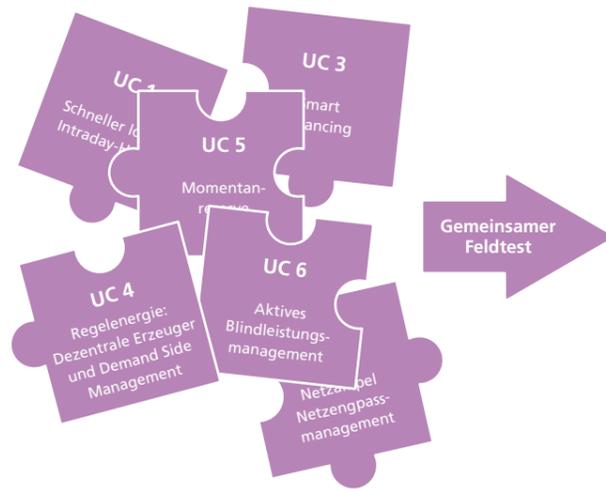


Abb. 15: Sechs Use Cases zur Erprobung des zukünftigen Energiesystems

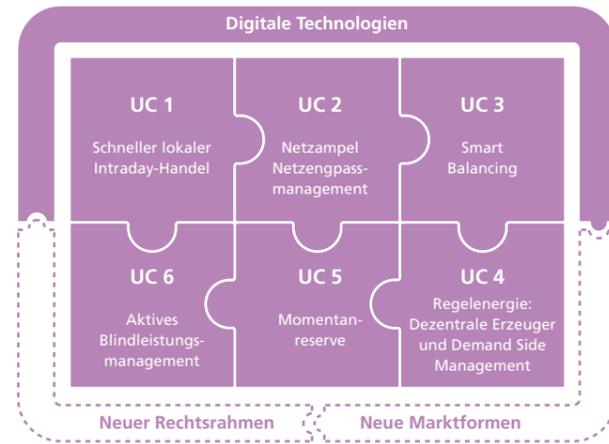
Ziele des Use Case 2

Use Case 2 widmet sich damit der Problemstellung, dass in Regionen mit hohem EE-Anteil an der Stromerzeugung der freie Energiefluss im Stromnetz zeitweise eingeschränkt sein kann, da auf einzelnen (oder mehreren) Leitungen erzeugungsbedingte Engpässe auftreten. Bei der klassischen Engpassbeseitigung würden die Erzeugungsanlagen nun (teilweise) abgeschaltet, was jedoch zum Verlust des eigentlich durch die EE-Anlagen – vor allem Windenergieanlagen – erzeugten Stroms führt. Im Use Case 2 sollen derartige Engpässe durch intelligenten Einsatz zusätzlicher Verbraucher aufgelöst bzw. gemindert werden, sodass sowohl das Abschalten der EE-Erzeuger vermieden als auch die Selbstverwertungsquote des EE-Stroms erhöht wird. Zur Koordinierung dieser zusätzlichen Lasten durch die Netzbetreiber wurde die Koordinierungsplattform ENKO entwickelt (vgl. Kapitel 3.2.1).

Der Use Case 2 im Feldtest

Die ENKO-Plattform lief über fast zwei Jahre im Realbetrieb. Weiterhin wurden drei Intensivfeldtests zum Nachweis der Skalierbarkeit und zur intensiven Erprobung der Netzbetreiber- und spannungsebenenübergreifenden Koordinierung durchgeführt. An der Erprobung von ENKO haben industrielle Großverbraucher und Haushaltskunden sowie Anlagen mit Technologien zur Sektorkopplung teilgenommen.

Im dritten Intensivfeldtest im Herbst 2020 konnten die Demonstratoren ca. 2 GWh Flexibilität bereitstellen, eine Energiemenge, mit der auf das Jahr hochgerechnet etwa 17.000 Haushalte versorgt werden könnten. Von den 2 GWh wurden im Feldtest 0,4 GWh bezuschlagt. Es haben 15 Demonstratoren sowie zahlreiche Haushalte als



Kleinstflexibilitäten teilgenommen. Insgesamt wurden im dritten Intensivfeldtest mehr als 7.900 Flexibilitätsangebote abgegeben.

Die ENKO-Plattform kann also nachweislich dazu beitragen, dass CO₂-frei erzeugter Strom aus Windenergieanlagen vor Ort flexibel genutzt und somit Stillstandzeiten für die Anlagen reduziert werden können, wenn die Netze an ihre Belastungsgrenze stoßen. Weiterhin demonstrierte der Feldtest, dass die Kommunikation und Abläufe zwischen den Beteiligten reibungslos verlaufen. Der große Zuspruch und das gehandelte Flexibilitätsvolumen zeigen, dass die ENKO-Plattform und das zugrundeliegende Konzept in der Praxis funktionieren und ohne besondere Einstiegshürden leicht von den Akteuren genutzt werden können. Sie kam zustande, obwohl derzeit im regulatorischen Rahmen kein finanzieller Anreiz für regionalen Flexibilitätshandel besteht. Dies belegt die hohe Bereitschaft des Marktes zur Teilnahme an Flexibilitätsplattformen und die Möglichkeit, über diese Instrumente die Erzeugungsregion Schleswig-Holstein stärker mit den Flexibilitäten der Verbrauchsregion Hamburg zusammen zu bringen.

3.3.3 Use Case 3: Smart Balancing

Im Use Case 1 wurde eine Handelsplattform entwickelt, mit der sich Fahrplanabweichungen durch kurzfristige Handelsgeschäfte vermeiden lassen. Der Use Case 3 (»Steckbrief UC III) widmet sich der Frage, ob jede Fahrplanabweichung per se nachteilig für das Gesamtsystem ist, oder ob man nicht vielmehr vorher prüfen sollte, in welche Richtung (positiv oder negativ) das Gesamtsystem gerade von seinem Sollwert abweicht. In der Folge könnte man zielgerichtet nur jene Fahrplanabweichun-

gen eliminieren, die zur Gesamtabweichung des Systems beitragen. Diejenigen Abweichungen, die der Gesamtsystemabweichung entgegenwirken, könnten (und sollten) bestehen bleiben.

Ziele des Use Case 3

Bilanzkreisverantwortliche erhalten vom Übertragungsnetzbetreiber eine Echtzeitinformation über die Gesamtsystemabweichung und damit die Möglichkeit, in der aktuell laufenden Viertelstunde die Abweichung ihrer Bilanzkreise in Relation zur Gesamtabweichung der Regelzone setzen können. Dabei sollen sie nach Möglichkeit gleichläufige Abweichungen korrigieren und gegenläufige Abweichungen beibehalten. Auf diese Weise soll der Bedarf zum Einsatz von Regelernergie für den Ausgleich der Regelzone reduziert werden.

Ziel der Untersuchungen zu diesem Use Case in NEW 4.0 war es, die Übertragbarkeit dieses seit 2001 existierenden niederländischen Ansatzes des ‚Mitregels‘ der Bilanzkreisverantwortlichen auf die deutsche Situation zu überprüfen. Wegen der Relevanz für die Systemsicherheit wurde diese Untersuchung in NEW 4.0 nur simulativ durchgeführt.

Der Use Case 3 im Feldtest

Im Rahmen von praktischen Schaltversuchen in Feldtests konnte das Potenzial von Smart Balancing durch die vier Projektpartner ARGE Netz, ArcelorMittal, TRIMET und Aurubis erfolgreich validiert und quantifiziert werden. Die potenzielle Regelernergieeinsparung wurde in zugehörigen Simulationsläufen mit 300 MWh positiver und 900 MWh negativer Sekundärregelleistung bestimmt. Ferner zeigen die Erkenntnisse aus den Feldtests, dass Smart Balancing auch im deutschen Stromsystem erfolgreich angewendet werden kann. Für die risikoarme Einführung dieses Ansatzes bestehen Möglichkeiten über Ampelsysteme. Bei Umsetzung könnten so erhebliche Einsparpotenziale bei den Ausgleichsenergiekosten gehoben werden (siehe Kapitel 3.2.1).

3.3.4 Use Case 4: Regelernergieerbringung mit dezentralen Erzeugern/ Speichern und Demand Side Management

Ziele des Use Case 4

Regelernergie (siehe Abbildung 16) wird zukünftig immer weniger aus großen, zentralen Kraftwerken bereitgestellt werden können. Die Projektpartner von NEW 4.0 haben daher die zentrale Rolle von Aggregatoren bei der Anbindung und Präqualifizierung von Kleinanlagen an Regelleistungsmärkten untersucht, Markteintrittsbarrieren für kleinere Akteure identifiziert und den Dialog mit den Netzbetreibern über die notwendigen Anforderungen an die technische Präqualifikation aufgenommen – insbesondere hinsichtlich der IT-seitigen Schnittstellen.

Der Use Case 4 im Feldtest

Um am Regelergeniemarkt teilnehmen zu können, müssen Anlagen zunächst anhand der sogenannten Präqualifikationsbedingungen geprüft werden. In den Bedingungen werden konkrete Vorgaben für das Verhalten potenzieller Marktteilnehmer vorgegeben. Im Feldtest konnte eine ausgewählte Windenergieanlage die Sollwertvorgaben erfolgreich abfahren (»Steckbrief UC IV). Die Anlage erfüllte die Anforderungen an Regelgenauigkeit und Reaktionszeit und erbrachte so den Nachweis, dass eine zuverlässige Flexibilitätserbringung zur Systemstützung möglich ist. Abgerundet wurde der Feldtest von der erfolgreichen Regelleistungserbringung weiterer dezentraler Anlagen, die bereits die Präqualifikationsbedingungen im Vorfeld erfüllt hatten.

Primärregelung mit Li-Ion Batteriespeichern

Ein Beispiel für die künftige Bereitstellung von Systemdienstleistungen ist das Projekt Speicherregelkraftwerk am Windpark Curslack (»Steckbrief XVI). Ziel des Gemeinschaftsprojekts von Vattenfall (»Steckbrief XVII), Nordex (»Steckbrief XVIII) und der HAW Hamburg war die Analyse verschiedener Möglichkeiten zur Systemintegration erneuerbarer Energien. Das Speicherregelkraftwerk besteht aus dem 12,6 MW-Windpark Curslack in Verbindung mit einem Lithium-Ionen-Batteriespeicher, der von Bautyp und Technologie her ebenfalls in Elektrofahrzeugen Verwendung findet. Der Batteriespeicher verfügt insgesamt über eine Leistung von 720 kW und eine Speicherkapazität von 792 kWh. Diese kombinier-

te Anlage konnte unter anderem negative und positive Primärregelleistung erbringen. In diesem Zusammenhang wurden auch verschiedene lokale Nutzungsmöglichkeiten des Speichers wie der optimierte lokale Grünstrom-einsatz in Elektrofahrzeugen und damit ein weiterer Beitrag zur Sektorkopplung erprobt.

In Jardelund entstand mit EnspireME, einem Joint Venture von Mitsubishi Corporation und Eneco, ein modernes Lithium-Ionen-Batteriesystem mit einer Leistung von rund 48 MW und einer Kapazität von 50 MWh (»Steckbrief XIX). Diese Anlage war bei ihrer Inbetriebnahme das größte stationäre Batterieprojekt in Europa. Das Speichervermögen der Anlage wird vornehmlich zur Bereitstellung und Vermarktung von Regelenergie genutzt. Darüber hinaus wurden im Rahmen von NEW 4.0 die Erbringung von Blindleistung getestet und die Rahmenbedingungen hierfür untersucht (vgl. Kapitel 3.3.2). Außerdem wurde in einem vom Land Schleswig-Holstein geförderten Projekt die Optimierung der Windenergieerzeugung unter Einbeziehung von Lithium-Ionen-Speichern für die effizientere Nutzung von lokal erzeugtem Windstrom untersucht. Das Batteriesystem leistet damit einen mehrfachen Beitrag zur Integration von regenerativ erzeugtem Strom und zur klimafreundlichen Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Minutenreserve mit Windenergieanlagen

Im Projekt „Erneuerbare-Energien-Kraftwerk“ (EEKW) der ARGE Netz (»Steckbrief IX) konnten Windenergieanlagen negative und positive Minutenreserve erbringen. In Feldversuchen gelang der Nachweis, dass das virtuelle Kraftwerk und die Anlagen für den Abruf von Regelenergie technisch und betrieblich geeignet sind. Die Absenkung der momentanen Einspeiseleistung konnte entsprechend den Anforderungen des Übertragungsnetzbetreibers reaktionsschnell und präzise vorgenommen werden. Zusätzlich wurden die Anlagen im Feldtest in einen Vorhaltebetrieb versetzt, bei dem die WEA gedrosselt betrieben wurden. So konnte auf Abruf über das EEKW auch positive Regelenergie über eine zeitweise Erhöhung der momentanen Einspeiseleistung erbracht werden. Auch hierbei konnte eine schnelle, regelungstechnische Umsetzung über das EEKW sowie die technische und betriebliche Eignung der Anlagen demonstriert werden. Zu den Erkenntnissen des Projekts gehört allerdings auch, dass die hohen Anforderungen an die IT-Infrastruktur in Kombination mit dem niedrigen Niveau der Regelenergiepreise eine betriebswirtschaftlich sinnvolle Nutzung eines reinen Windenergieportfolios für die Sekundär- oder Minutenreserve derzeit noch ausschließen.

Regelenergie mit flexiblen Lasten

Im Rahmen des Projektes hat ARGE Netz auch die Integration flexibler Verbraucher in das EEKW umgesetzt. Hierbei wurden Power-to-Heat-Einheiten mit einer elektrischen Gesamtleistung von 100 kW mit dem virtuellen Kraftwerk von ARGE Netz verbunden und mit einer intelligenten Regelung ausgestattet, die es ermöglicht, über das EEKW Warmwasserspeicher in einer Größe von 500 bis 1000 Liter in 13 Privathaushalten der Gemeinde Friedrich-Wilhelm-Lübke-Koog anzusteuern. Wurde der Bürgerwindpark vor Ort im Rahmen von Einspeisemanagement durch Netzbetreiber heruntergeregelt, hat dies eine automatische Regelung im EEKW registriert und ein entsprechendes Aktivierungssignal an die Power-to-Heat-Anlagen gesendet (»Steckbrief IX).

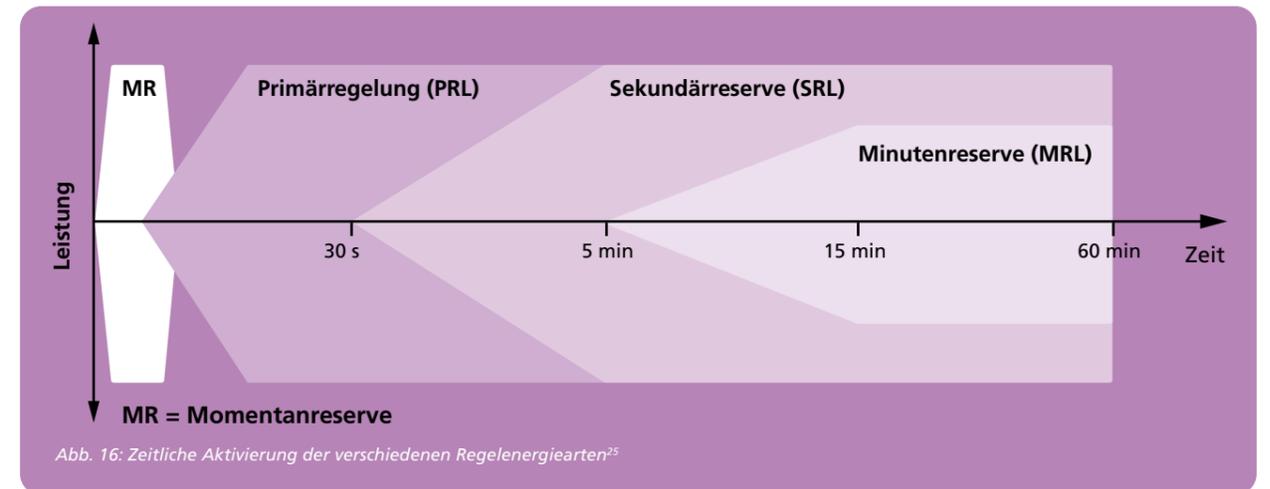
Der Partner HanseWerk Natur hat unter anderem seine für die Erbringung von negativer Minutenregelleistung präqualifizierten PtH-Anlagen in die Feldtests eingebracht und die neu errichtete PtH-Anlage Schwarzenbek in das virtuelle Kraftwerk zur Erbringung von Minutenregelleistung integriert (»Steckbrief X).

In der verarbeitenden Industrie konnte beispielsweise der Lichtbogenofen zur Stahlschmelze bei ArcelorMittal (»Steckbrief III) erfolgreich Regelenergie bereitstellen und wird heute aktiv im Rahmen der positiven Minutenreserve eingesetzt. Dies geschieht durch eine entsprechende Reduktion des Stromverbrauchs. Ein weiterführender Einsatz zur Bereitstellung negativer Regelenergie, also eine entsprechende Erhöhung des Stromverbrauchs, ist nach den aktuellen Präqualifikationskriterien jedoch nicht möglich, da aus Gründen des industriellen Prozesses die erhöhte Stromabnahme nicht ausreichend lang erfolgen kann.

3.3.5 Use Case 5: Momentanreserve

Ziele des Use Case 5

Mit dem Rückbau der fossilen Großkraftwerke im Rahmen der Energiewende schwinden auch die in diesen Kraftwerken verbauten rotierenden Massen der Turbinen-Generatorstränge. Die kinetische Energie (Bewegungsenergie) dieser Massen prägt jedoch aktuell die Netzfrequenz des Stromnetzes. Eine schnelle Änderung der Netzfrequenz wegen eines plötzlichen Auftretens eines Leistungsungleichgewichts zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch wird dabei durch die rotierenden Massen gedämpft. Dieser dämpfende Effekt ist



wichtig für die Stabilisierung des Stromsystems und für eine Überbrückung der Zeit, die das Stromsystem zum Auslösen und Bereitstellen von Primärregelung benötigt. Wenn nun diese rotierenden Massen mit dem Abschalten großer Kraftwerke abnehmen, stellt sich die Frage, ob diese aktuell systemimmanente Systemdienstleistung auch von erneuerbaren Energien – ggf. in Kombination mit geeigneten Energiespeichern – übernommen werden kann. Im Rahmen von NEW 4.0 wurden hierzu verschiedene Konzepte entwickelt und in Simulationen erfolgreich getestet (»Steckbrief UC V).

Es wurde im Rahmen des Use Cases konzeptionell nachgewiesen, dass Windenergieanlagen zur Erbringung einer der Momentanreserve ähnlichen Systemdienstleistung technisch und betrieblich geeignet sind (»Steckbrief XX). Hierfür ist es wichtig, die Aktivierungszeit der Anlagen deutlich zu verkürzen, sodass eine automatisierte Anpassung der Einspeiseleistung erfolgen kann. Ein technisches Regelungskonzept ermöglicht es, die Windenergieanlagen wie virtuelle Generatoren eines herkömmlichen Kraftwerks zu betreiben.

Auch die Eignung von Batteriespeichern zur Erbringung einer der Momentanreserve ähnlichen Systemdienstleistung konnte in praktischen Versuchen konzeptionell nachgewiesen werden (»Steckbrief XIX). So ist es mit Hilfe digitaler Steuerungstechnik möglich, Batteriespeicher innerhalb kürzester Zeit zu aktivieren und bei plötzlichen Frequenzschwankungen hohe Leistungen automatisiert einzuspeisen oder aufzunehmen. Hier besteht allerdings noch Weiterentwicklungsbedarf. Signallaufzeiten und Ansteuerungsgeschwindigkeiten müssen optimiert werden, um die Reaktionszeiten der Speicher weiter zu reduzieren. Dazu sind weitere Entwicklungs- und Forschungsarbeiten notwendig, die auch den Bereich der eingesetzten Leistungselektronik betreffen.

Neben der technischen und betrieblichen Umsetzung ist auch bei der Bereitstellung von der Momentanreserve ähnlichen Reserven die betriebswirtschaftliche Realisierbarkeit von großer Bedeutung. Es bedarf folglich wirtschaftlicher Anreize oder regulatorischer Festsetzungen (Anschlussbedingungen), die es für Anlagenbetreibern attraktiv oder erforderlich machen, sich an der Bereitstellung von Momentanreserve ähnlichen Produkten zu beteiligen. Die Netzanschlussbedingungen anderer europäischer Länder können hier als Beispiele dienen.

Der Use Case 5 im Feldtest

Das für die Feldtests entworfene Regelkonzept des Speicherregelkraftwerks Curslack zeigt, dass die Erbringung einer der Momentanreserve ähnlichen Systemdienstleistung aus dezentralen Erzeugungs- und Speichereinheiten möglich ist. Der Regelungsalgorithmus konnte auf Plausibilität überprüft werden. Dabei fuhr der Batteriespeicher dank des neuen Steuerungs-Algorithmus die Momentanreserve-Reaktion nach und konnte so den erfolgreichen Funktionsbeweis erbringen. Latenzen bei den Signallaufzeiten und technische Limitierungen in der Speicherhardware zeigten im Praxistest allerdings, dass mit der in NEW 4.0 eingesetzten Technik die Regelung noch nicht beliebig schnell erfolgt ist. Um sich realer Momentanreserve -die ohne jegliche Latenz auskommt- weiter anzunähern, sollte an noch schnelleren Lösungen gearbeitet werden.

Es bleibt zudem festzuhalten, dass eine solche Systemdienstleistung im gegenwärtigen europäischen und nationalen Rechtsrahmen zwar vorgesehen ist, jedoch (bisher) nur erste Schritte einer entsprechenden Regulierung unternommen wurden. Untersuchungen der dena²⁹ kommen jedoch zu dem Schluss, dass für einen gesicherten Netzbetrieb zukünftig eine Integration der Bereitstellung von Momentanreserve von indirekt gekoppel-

ten alternativen Erbringern im Verbundbetrieb erfolgen sollte und dass dafür geeignete Festlegungen (maximale Frequenzgradienten, minimale Erbringungszeiten) prototypisch ermittelt und in Regelwerken verankert werden sollten.

3.3.6 Use Case 6: Dezentrale Erbringung von Blindleistung

Ziele des Use Case 6

Effiziente und Netzbetreiber-übergreifende Koordination dezentraler Blindleistungserbringung zur Spannungshaltung aus dezentralen Erzeugungsanlagen und einem Batteriespeicher

Um die Transportfunktion des Netzes sowie den Schutz von Netznutzern und Betriebsmitteln zu gewährleisten, muss die Spannung innerhalb eines bestimmten Toleranzbandes gehalten werden. Die Gewährleistung einer zulässigen Spannung erfolgt zum einen über Betriebsmittel wie Transformatoren, Spulen oder Kondensatorbänke. Zum anderen wird die Spannung durch Einspeisung sogenannter Blindleistung aus Erzeugungsanlagen gesteuert. Anders als die Frequenz kann die Spannung nicht zentral von einem beliebigen Punkt aus geregelt werden. Notwendig sind vielmehr stärker ortsbezogene Maßnahmen zur Spannungshaltung.

Während Kohle- und Kernkraftwerke zunehmend aus der Stromerzeugung verschwinden und damit für die Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung großer Netzbereiche entfallen, steigt gleichzeitig der Bedarf an Blindleistung im Zuge der Energiewende. Dies liegt an der Verlagerung der Stromerzeugung in viele kleine Anlagen im Verteilnetz, an durchschnittlich längeren Transportwegen von der Stromerzeugung zum Verbrauch sowie an der zunehmenden Verkabelung der Verteilnetze. Hinzu kommen die immer häufiger wechselnden Betriebszustände des Netzes mit wechselnden Flussrichtungen, die mal zur Versorgung von Verbrauchern, mal zum Abtransport von erneuerbarem Strom dienen. In der Konsequenz ist eine flexiblere Steuerung und Netzbetreiber-übergreifende Koordination der Blindleistungs- und damit auch Spannungsregelung notwendig.

Einen sehr konkreten Anwendungsfall haben die Partner von NEW 4.0 entwickelt und mit großem Erfolg in der Praxis erprobt. Dabei konnte eine dynamische Blindleistungserbringung sowohl aus der Batterieanlage von EnspireME (»Steckbrief XIX) als auch aus den auf verschiedenen Netzebenen angeschlossenen Windenergie-

anlagen erfolgen (»Steckbrief UC VI). Die Blindleistung konnte dynamisiert, d. h. jeweils an die wechselnden Netzbedingungen angepasst und innerhalb sehr kurzer Reaktionszeiten abgerufen werden. Dabei konnten wichtige Erkenntnisse zu generellen technischen Voraussetzungen und zu speziellen Kosten der Blindleistungsbereitstellung aus Batterien gewonnen werden. Zusätzlich erfolgte eine Spannungsebenen-übergreifende Koordination der Blindleistung durch TenneT und Schleswig-Holstein Netz, die die Anforderungen und Stellpotenziale in den einzelnen Netzebenen berücksichtigt hat. So konnte gezeigt werden, wie einzelne Blindleistungsquellen effizient genutzt werden können.

Der Use Case 6 im Feldtest

Im Rahmen der Feldtests konnte demonstriert und ein Prozess dafür entwickelt werden, wie in verschiedenen Netzebenen angeschlossene EE-Anlagen Blindleistung bereitstellen können, die für die Spannungsebenen-übergreifende Spannungshaltung effizient genutzt werden kann. Der Batteriespeicher von EnspireME bestätigt zudem die Möglichkeit der Blindleistungserbringung durch neue, dezentrale Anlagen.

Erkenntnisgewinn aus den Feldtests der Use Cases

Zusammenfassend konnte in den Feldtests unter realen Bedingungen gezeigt werden, dass dezentrale EE-Stromerzeuger, Stromspeicher und flexible Lasten in der Lage sind, vergleichbare Systemdienstleistungen wie konventionelle Kraftwerke zu erbringen. Möglich wird dies durch technische Anlageninnovationen sowie durch neue, smarte und digitale Koordinierungs- und Steuerungsansätze (siehe Abbildung 15). Dezentrale Anlagen können damit zunehmend eine wichtige Rolle bei der zukünftigen Absicherung des Stromsystems übernehmen.

3.4 Erfolgsfaktor Digitalisierung: Das Nervensystem der Energiewende

Die Transformation des Stromsystems ist nur mit umfassendem Einsatz von IKT möglich. Ging es früher um die Einsatzplanung einiger Großkraftwerke entlang der Verbrauchskurve, so waren 2020 bereits über 2 Mio. Stromerzeuger³⁰ und immer mehr Anlagen zur flexiblen Nutzung, Speicherung oder Umwandlung von Strom zu koordinieren. Neben Wasserstoff und Batteriespeichern wird die IKT damit zur Schlüsseltechnologie für das Gelingen der zweiten Phase und den Übergang in die dritte Phase der Energiewende. Eine Vielzahl von Projekten aus NEW 4.0 demonstriert die große Bandbreite der notwendigen IKT-Anwendungen, die weit über den Einsatz des Smart Metering hinausgehen. Die Erfahrungen aus NEW 4.0 zeigen auch, dass die Modellregion zu einem der Kompetenzzentren für die Digitalisierung der Energiewende geworden ist.



Optimierte Stromerzeugung und Systemdienstleistungen durch IKT

Die zentrale Rolle der IKT wird bereits bei der Stromerzeugung deutlich. Im erzeugungsgeführten Stromsystem der Zukunft ist die Qualität der Einspeiseprognosen für Wind- und PV-Erzeugung erfolgskritisch. Als systemverantwortlicher Übertragungsnetzbetreiber und Partner von NEW 4.0 hat TenneT (»Steckbrief XXI) in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer IEE (»Steckbrief XXII) hierzu als Pilot ein hochauflösendes Prognoseinstrument auf Basis neuronaler Netze entwickelt, wobei ein besonderer Fokus auf die Winderzeugung gelegt wurde. Das Verfahren prognostiziert die Einspeisesituation an einzelnen Transformatoren, d. h. neben der Einspeisung aus Windenergieanlagen wird auch die Summe aus allen weiteren dort einspeisenden Energieträgern und des Verbrauchs berücksichtigt. Durch Nutzung innovativer Methoden der künstlichen Intelligenz (Extreme Learning Machine) wird so eine sehr gute Prognosegenauigkeit erreicht. Diese bietet mehr Sicherheit in der Systemführung und zugleich eine bessere Auslastung der Netze. Zudem kann mit diesem Prognoseverfahren Redispatch vermieden werden, beispielsweise erstattungspflichtige Abregelungen von Windenergieanlagen.

Der hohe Ausbaubedarf für erneuerbare Energien und begrenzte finanzielle sowie räumliche Ressourcen zwingen zur Effizienzsteigerung bei der regenerativen Stromerzeugung. Die Projektpartner Nordex (»Steckbrief XVIII) und die HAW Hamburg (»Steckbrief XX) streben vor diesem Hintergrund gemeinsam danach, Windstrompotenziale optimal zu nutzen. Mithilfe IKT-gestützter Analyseverfahren wird dabei der Einsatz der Rotortechnik von Windenergieanlagen so verbessert, dass Windschatteneffekte möglichst vermieden und dadurch Erträge sowie die Lebensdauer der Anlagen erhöht werden.

Noch deutlicher wird die unverzichtbare Rolle von IKT schließlich bei Systemdienstleistungen wie der Momentanreserve. Im Rahmen von NEW 4.0 ist es gelungen, Windenergieanlagen so zu steuern, dass ein der Momentanreserve ähnliches Trägheitsmoment entsteht, und damit ein wichtiger Beitrag zur Systemstabilität geleistet werden kann (»Steckbrief XX).

Ein weiterer erzeugungsseitiger Aspekt ist die Bündelung von Anlagen zu größeren Einheiten. Hierfür hat etwa HAMBURG ENERGIE ihr virtuelles Kraftwerk weiterentwickelt. Für die Rolle als Aggregator bzw. offene Fernwirk-

plattform ermöglicht es die digitale Steuerung, Einspeise-/Wetter- und Verbrauchsdaten zu erfassen und den Einsatz von EE-Anlagen entsprechend zu koordinieren (vgl. Kapitel 3.3.1).

IKT ermöglicht die flexible Stromnutzung

Auch für die Flexibilisierung der Stromnachfrage ist IKT zentral. Besonders sichtbar wird dies überall dort, wo es um die Steuerung einer Vielzahl von Kleinverbrauchern geht. Dies zeigt exemplarisch das im Kapitel 3.1.1 vorgestellte NEW 4.0-Projekt der Stadtwerke Norderstedt. Neben der Steuerung der Stromnachfrage zahlreicher Haushaltskunden – abhängig von der Windstromeinspeisung – ermöglicht eine entwickelte App zusätzlich einen Beitrag zur Transparenz und Bewusstseinsbildung. Die App verbindet dadurch Anreize zum Kostensparen mit systemdienlichem Stromverbrauch und macht diesen Zusammenhang für den Stromkunden unmittelbar erfahrbar (»Steckbrief IV).

Koordination von Stromerzeugung und flexibler Stromnutzung durch IKT

Künftig müssen Stromerzeugung und -nutzung über Flexibilitätsmärkte (vgl. Kapitel 3.2.1) verknüpft werden. Hier wird die IKT zum „Nervensystem der Energiewende“: Denn neben der digitalen Transformation innerhalb der Stromerzeugung bzw. -anwendung geht es vor allem um die digitale Verknüpfung beider Seiten. Die Vielzahl der Anlagen, die Komplexität und kurze Reaktionszeiten verlangen eine weitgehende Automatisierung der Prozesse. Dies zeigen auch die Flexibilitätsmarkt-Konzepte von NEW 4.0:

So können die zahlreichen und potenziell auf mehrere Engpässe gleichzeitig wirkenden Flexibilitätsgebote auf der ENKO-Plattform nur über einen digitalen Algorithmus kostenoptimal ausgewählt werden, um Netzengpässe zu verringern. Gleichzeitig fußen die Prognosen für die Engpassbestimmung und die Netzampel auf selbstlernenden Algorithmen, um eine gute Prognosequalität in einem sich wandelnden Umfeld zu ermöglichen. Bei der EnergiePlattform ist die Blockchain-Technologie der Schlüssel, um Flexibilitätshandel zu ermöglichen. Diese Technologie macht es möglich, in kürzester Zeit die jeweils besten Transaktionspartner zu ermitteln und die notwendigen Verträge manipulationssicher abzuschließen und zu dokumentieren.

Mit ENKO und der EnergiePlattform hat NEW 4.0 wesentliche Erfahrungen für die digitale Ermöglichung, Steuerung und Abwicklung eines marktbasierten Flexi-

bilitätshandels gesammelt, die sich auch auf nationaler und europäischer Ebene für die Energiewende nutzbar machen lassen.

Datenschutz und IT-Sicherheit sind elementar für ein stabiles Stromsystem

Die Digitalisierung eines zunehmend integrierten Energiesystems stellt hohe Anforderungen an den individuellen Datenschutz und die IT-Sicherheit. Datenmissbrauch, Systemfehler und Cyberangriffe bedrohen die Systemstabilität und gefährden die Versorgungssicherheit. Gerade während der Transformationsphase sind unsere Energieversorgungssysteme als kritische Infrastrukturen besonders gefährdet. Neue Bedrohungen ergeben sich auch direkt aus der Öffnung des Energiesystems für neue Teilnehmer, die zueinander in marktwirtschaftlicher Konkurrenz stehen. Diese müssen organisationsübergreifend Vertrauen etablieren und Risiken minimieren. NEW 4.0 hat sich deshalb auch mit diesem Themenkomplex befasst³¹. So hat die Universität Hamburg (»Steckbrief XXIII) ein Sicherheitskonzept für die Kommunikation in intelligenten Energienetzen entwickelt, das in einem ganzheitlichen Ansatz die Vorgaben des IT-Sicherheitsgesetzes mit branchenspezifischen Vorgaben verknüpft³². Ein dezentrales Simulationsframework soll Entwickler und Betreiber von virtuellen Kraftwerken dabei unterstützen, verteilte Algorithmen dahingehend zu evaluieren³³. Aufgrund des ermittelten Bedarfs an zusätzlichem Sicherheitswissen in der Energiewirtschaft³⁴ wurden Bedrohungsszenarien und Schutzkonzepte in einem Schulungskonzept verdichtet und in einer Pilotschulung innerhalb von NEW 4.0 vorgestellt.

Erkenntnisgewinn

Die Projekte mit IKT-Bezug im Rahmen von NEW 4.0 bestätigen die Schlüsselfunktion der Digitalisierung und die führende Rolle der Modellregion in diesem Bereich. Die Erkenntnisse aus den NEW 4.0-Projekten unterstützen zugleich wichtige Schritte in der zweiten Phase der Energiewende – vom Einsatz selbstlernender Systeme für lokale Einspeiseprognosen über digital automatisierte Flexibilitätsmärkte bis zu Abwehrstrukturen gegen Cyberangriffe.

Diese Erkenntnisse gilt es umzusetzen und in weiteren Projekten, wie den Reallaboren, weiter zu entwickeln. Die Programme des Bundes für künstliche Intelligenz und Blockchain-Technologie liefern dafür wertvolle Hilfen. Notwendig sind zudem ein konsequenter Ausbau des Breitbandnetzes und ein größeres Angebot energiebezogener und möglichst praxisnaher IKT-(Fort-)Bildung.

3.5 Erfolgsfaktor Berufliche Qualifikation: Umsetzung durch Fachkräfte



Die in den vorherigen Kapiteln genannten Aktivitäten sind nur möglich, wenn für ihre Umsetzung ausreichend qualifiziertes Personal vorhanden ist. Im Rahmen von NEW 4.0 wurde die Angebots- und Bedarfssituation von Weiterbildungsangeboten im akademischen und gewerblich-technischen Bereich auf Grundlage von 58 norddeutschen Studiengängen und 240 deutschlandweiten Weiterbildungsmöglichkeiten strukturiert analysiert und durch Befragung von 50 Expert*innen aus dem NEW 4.0-Konsortium der heutige und zukünftige Personal- und Qualifizierungsbedarf erhoben³¹.

Die Ergebnisse dieser Qualifizierungsstudie zeigen, dass 40 % der Befragten von einem Zuwachs von Mitarbeiter*innen und daraus entstehenden Personalengpässen ausgehen. Personelle Engpässe werden vor allem in den Bereichen Data Science (42 %), IT-Sicherheit (40 %) und in Informations- und Kommunikationstechnik (40 %) befürchtet. Digitalisierungsbezogene Themen liegen damit vor allen anderen Bereichen. Abbildung 17 zeigt anhand der Ergebnisse einer Unternehmensbefragung und Recherche im Rahmen von NEW 4.0 die TOP 5 – gerade in diesen Gebieten ist das Angebot an Weiterbildungsmöglichkeiten jedoch gering. Insgesamt befassen sich nur rund 5 % der gewerblichen Weiterbildungen im Energiebereich überhaupt mit IKT-Themen, davon die Mehrzahl mit Modellbildung und Simulation, gefolgt von Steuerungs- und Regelungstechnik sowie allgemeinen IKT-

Themen. Sowohl Data Science als auch IT-Sicherheit sind kaum vertreten. In Norddeutschland gibt es in diesen Vertiefungsbereichen nur je zwei Angebote in Form von Seminaren. Bei den energiebezogenen Studiengängen ist das Missverhältnis für den Bereich IKT nicht ganz so ausgeprägt, dort findet sich immerhin 16 % der angebotenen Module in diesem Bereich. Aber auch hier gilt, dass Modellbildung und Simulation sowie Steuerungs- und Regelungstechnik mehr als zwei Drittel aller Angebote ausmachen. Data Science und IT-Sicherheit spielen keine nennenswerte Rolle. Speziell in Norddeutschland sind die Vertiefungsbereiche Data Science und IT-Sicherheit gar nicht vertreten. Auffallend ist auch, dass Sektorenkopplung (Power-to-X) trotz hoher Weiterbildungsnachfrage in nur einem Studiengang in Norddeutschland enthalten ist.



Zu diesem Bild passt die hohe Bereitschaft der Branche, auf Quereinsteiger*innen aus anderen Berufsfeldern zurückzugreifen, um dadurch den wachsenden Fachkräftemangel zu decken. Ferner zeigt die Qualifizierungsstudie, dass aktuell der Anteil an Quereinsteiger*innen in der Branche bereits rund 30 % beträgt. Folglich sind auch Weiterbildungsangebote zu Grundlagen und Herausforderungen der Energiewende hier hilfreich, um die fachliche Integration in die Unternehmen zu beschleunigen. Ziel von Weiterbildungen sollte auf Grundlage der Qualifizierungsstudie dabei vor allem die Generierung von Ideen für neue Technologien und Prozesse (60 %), die Vermittlung des "Blicks über den Tellerrand" (Interdisziplinarität) (58 %) und die Erhöhung der Eigenständigkeit der Mitarbeiter*innen (52 %) sein. Bei der Form der Wissensvermittlung zeigt sich, dass die Befragten die Kombination aus Präsenz- und Online-Formaten als bestgeeignete Form der Wissensvermittlung im Vergleich zur reinen Online- oder Präsenzlehre ansehen. Zur Deckung des Weiterbildungsbedarfes sehen die Befragten an erster Stelle ein Angebot von Hochschulen und Universitäten (48 %) vor Bildungsdienstleistern (46 %) und Verbänden (44 %) als relevant an.

Ausgebuchtes Kursprogramm zeugt von hohem Bedarf zur Weiterbildung

Auf Basis dieser Erkenntnisse der Qualifizierungsstudie haben die HAW Hamburg, die Universität Hamburg, die Hochschule Flensburg, die Technische Hochschule Lübeck und die Handwerkskammer in Hamburg zusammen ein umfassendes Kursprogramm unter der Dachmarke NEW 4.0-Akademie entwickelt, um dem festgestellten Qualifizierungsbedarfen möglichst passgenau zu begegnen (siehe Abbildung 18). Im Mittelpunkt standen dabei die identifizierten Lücken Data Science, IT-Sicherheit, IKT, Sektorenkopplung, Energiespeicher und Lastmanagement. Als Dozierende wurden Menschen aus dem NEW 4.0-Konsortium ausgewählt, sodass in den Weiterbildungskursen selbst auf das Projekt NEW 4.0 als Praxisbeispiel zurückgegriffen werden konnte. Die Angebote wurden für verschiedene Zielgruppen differenziert und reichen von der Vermittlung von Basiswissen zur Energiewende bis zum Expertenniveau. Auch die Formate unterscheiden sich sowohl zeitlich (eintägig, mehrtägig, semesterbegleitend) als auch in der Art der Wissensvermittlung (Online, Präsenz, Online-Präsenz).

Die Weiterbildungsmodule konnten für den ersten Durchlauf aufgrund der SINTEG-Förderung kostenfrei angeboten werden. Für sämtliche Weiterbildungsangebote hat dabei die Nachfrage die Kapazität der Weiterbildungsangebote übertroffen (rund 200 Teilnehmer*innen



Abb. 18: Kursangebot der NEW 4.0-Akademie während der Projektlaufzeit

auf rund 400 Anmeldungen). Die Teilnehmer*innen aus der Modellregion und darüber hinaus zeigten in der Evaluation stets eine hohe Zufriedenheit sowie bekundeten eine Zahlungsbereitschaft für ein solches Weiterbildungsangebot. So hat der Praxistest der NEW 4.0-Akademie gezeigt, dass es für die in der Qualifizierungsstudie identifizierten Lücken einen tatsächlichen Weiterbildungsbedarf in der Modellregion und darüber hinaus gibt.

Erkenntnisgewinn

Der überwältigende Zuspruch für das Aus- und Weiterbildungsprogramm NEW 4.0-Akademie zeigt, dass gezielte Weiterbildungsangebote im Zusammenspiel von Hochschulen, Forschungseinrichtungen und gewerblich-technischen Bildungsträgern ein passgenaues Angebot zur Sicherung des Wirtschaftsstandorts bieten können, um der potentiellen Hürde eines Fachkräftemangels in der Energiewende zu begegnen.

Aufgrund des Erfolges der NEW 4.0-Akademie wurde in Zusammenarbeit mit der Hamburger Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft das Nachfolgeprojekt „Bildung für die Energiewende – Verstärkung der NEW 4.0-Akademie“ aufgesetzt. Darin soll die NEW 4.0-Akademie als eine interaktive Plattform für den überregionalen Wissens- und Innovationstransfer sowie die Vernetzung zwischen Gesellschaft, Industrie und Wissenschaft aufgebaut werden und so den Norden als Leuchtturm der Energiewende präsentieren.

3.6 Erfolgsfaktor Akzeptanz: Die Machbarkeit der Energiewende demonstrieren

Langsam lag der Fokus bei dem Ausbau der erneuerbaren Energien auf den technologischen Aspekten bzw. der technologischen Umsetzbarkeit. In den vergangenen Jahren ist aber deutlich geworden, dass die Einbeziehung der Bevölkerung einen zentralen Stellenwert für die gesamt-systemische Umstellung des Energiesystems einnimmt, da sich diese auf deren Lebensweise, Alltag und Gewohnheiten auswirkt. So darf die Energiewende nicht nur rein technisch betrachtet werden – sie ist eine gesamtgesellschaftliche Herausforderung und muss entsprechend von der ganzen Gesellschaft getragen und akzeptiert werden. Daher wurde über die Projektlaufzeit von NEW 4.0 hinweg im Rahmen einer begleitenden Akzeptanzforschung umfassend ermittelt, welche Einstellungen, Bedürfnisse und Vorbehalte diesbezüglich bestehen. Zudem wurde analysiert, welche Motive die Bevölkerung dazu bringen, sich für erneuerbare Energien und das Energiesystem der Zukunft zu interessieren und es zu befürworten. Die Erforschung und aktive Förderung der gesellschaftlichen Akzeptanz für die Energiewende nahm damit eine wesentliche Rolle im Projekt in NEW 4.0 ein.



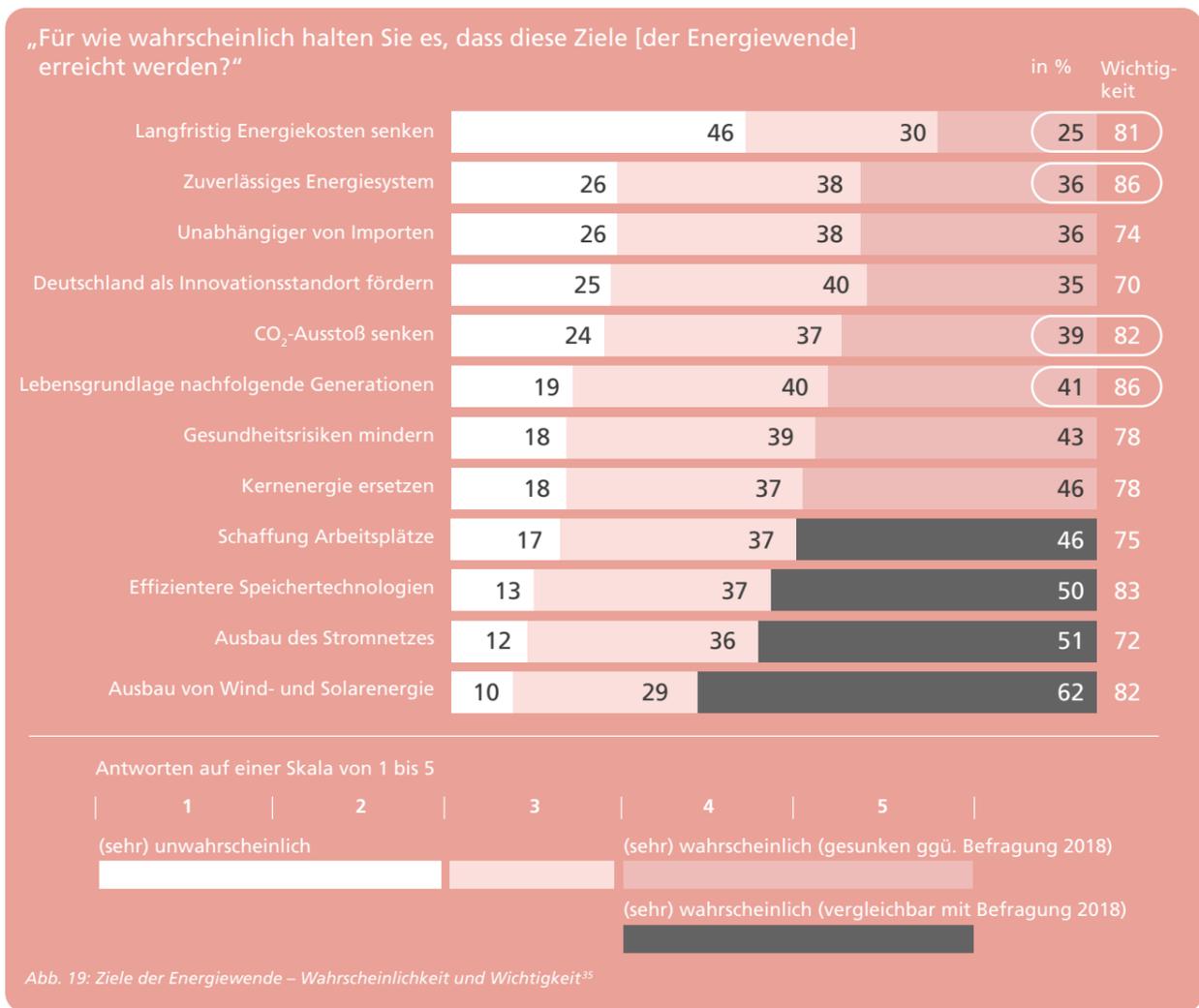
Hohes Bewusstsein für die Notwendigkeit der Energiewende in der Modellregion

Die projektbegleitende Akzeptanzforschung fußt auf einem Gesamtuntersuchungsdesign, das sich aus mehreren Datenerhebungsformen über die gesamte Projektlaufzeit hinweg gebildet hat. So wurden für Hamburg und Schleswig-Holstein drei repräsentative Onlinebefragungen, drei telefonische Befragungen sowie ergänzende mündliche Befragungen bei Veranstaltungen des Projekts vor Ort durchgeführt. Im Kern zeigen die Erkenntnisse der projektbegleitenden Akzeptanzforschung, dass in der Modellregion bereits eine starke Identifikation mit der Energiekultur vorliegt. Im Klimawandel sehen immer mehr Bürger*innen eine akute Bedrohung, und so steigt auch die wahrgenommene Dringlichkeit der Energiewende stetig an. Dies spiegelt sich darin wider, dass das Themenfeld rund um Umwelt-, Klimaschutz und Energie in Hamburg und Schleswig-Holstein in 2019 auf Platz 1 im Ranking der wichtigsten Themen für die Entwicklung in

Deutschland vorgerückt ist. Bei der Befragung 2017 lag es noch auf dem fünften Platz und 2018 auf dem dritten Platz. Zudem ist das Interesse für Klimapolitik, erneuerbare Energien und innovative Technologien in der nord-westdeutschen Bevölkerung hoch und stetig wachsend.

Mit der steigenden Aufmerksamkeit für Klimafragen und die Energiewende werden Meinungen und Bewertungen in der Bevölkerung der Modellregion jedoch auch zunehmend differenzierter. Zugleich führen diese differenzierteren Ansichten auch zu skeptischeren Haltungen in einzelnen Aspekten. So wächst die Unzufriedenheit mit der Umsetzung der politischen Ziele der Energiewende, obwohl insgesamt eigentlich eine hohe Zielidentifikation mit diesen vorherrscht, wie Abbildung 19 veranschaulicht:

Mit 25 % wird dabei am wenigsten an die langfristige Energiekostensenkung geglaubt – 46 % halten diese tatsächlich für (sehr) unwahrscheinlich. Auch bei den Zielen der Sicherung der Lebensgrundlage nachfolgender Ge-



nerationen, der Schaffung eines zuverlässigen Energiesystems und einer Senkung des CO₂-Ausstoßes besteht eine hohe Diskrepanz zwischen der hohen Priorisierung dieser Ziele und dem Glauben an ihre Erreichbarkeit. Generell sind darüber hinaus über die Hälfte der Bürger*innen Hamburgs und Schleswig-Holsteins (gar) nicht zufrieden mit der Gerechtigkeit der Kostenverteilung, der Geschwindigkeit beim Umbau des Energiesystem sowie mit der Glaubwürdigkeit und dem Engagement politischer und wirtschaftlicher Akteur*innen im Bereich der Energiewende.

Problematisch an dieser Stelle ist, dass der Glaube an die Machbarkeit als einer der zehn zentralen Einflussfaktoren für die Akzeptanzbildung (siehe Abbildung 20) identifiziert wurde. Somit stellt ein sinkender Glaube an die Machbarkeit eine potentielle Bedrohung für ein gesellschaftsweit geschlossenes Handeln dar – dies gilt insbesondere unter dem Eindruck, dass eine allgemeine Akzeptanz offensichtlich vorhanden ist. An NEW 4.0 wird hingegen der Zusammenschluss aus Politik, Wissenschaft und Wirtschaft explizit geschätzt. Dementsprechend

kann eine Akteursgemeinschaft im Sinne eines Verbundprojektes in sich bereits akzeptanzfördernd wirken, und dadurch der steigenden Skepsis gegenüber dem politischen und wirtschaftlichen Handeln entgegenwirken.

Die Machbarkeit der Energiewende in der Region demonstrieren

Wie in Abbildung 20 zu sehen, ist es neben dem Glauben an die Machbarkeit der Energiewende außerdem maßgeblich, dass mit der Energiewende mehr Vorteile als Nachteile für die Entwicklung Deutschlands verbunden werden. Dabei sind die persönlichen Auswirkungen der Energiewende auf ihre individuellen Kosten-Nutzen-Abwägungen und ihr alltägliches Handeln sehr bedeutsam. Hier ist die Wahrnehmung einer positiven Bilanz von Aufwand und Risiko entscheidend. Ein großer Teil des Nutzens besteht bereits in der Aussicht auf einen beschleunigten Rückbau von Kohle- und Kernkraft. Des Weiteren ist es den Bürger*innen ein Anliegen, am Prozess beteiligt zu werden bzw. die Möglichkeit einer Beteiligung zu sehen. Zur gesellschaftlichen Teilhabe sind

konkrete Maßnahmen besonders in Form von finanziellen Beteiligungsmöglichkeiten und direkten Anreizen für Anwohner*innen im Umfeld von Energieanlagen (z. B. günstigere Stromtarife) erwünscht. Dementsprechend geht die Beteiligung an lokalen Energieanlagen in finanzieller Hinsicht mit erhöhter Akzeptanz einher. Ebenso verhält es sich mit vereinfachten Möglichkeiten, selbst zu Energieerzeuger*innen zu werden. Gerade Menschen, die sehr gut mit Energieanlagen in ihrem direkten Umfeld auskommen, empfehlen diese Maßnahmen. Von Vorteil ist es, wenn der Nutzen direkt ankommt und die Betroffenen nicht in besonderem Maße selbst aktiv werden müssen – denn die Motivation und die Mittel hierzu sind mitunter begrenzt.

Im Weiteren beeinflussen die Kenntnis des Begriffs Energiewende und Gespräche im persönlichen Umfeld über das Themenfeld die Akzeptanz positiv. Trotz des hohen Interesses in der Region, empfindet jedoch der Großteil der Bevölkerung die Zusammenhänge und Details der Energiewende schwer verständlich. Folglich sind auch die positiven Auswirkungen für die Bevölkerung oft nicht greifbar. Um dem entgegenzuwirken, verkörpert die Vermittlung von Wissen eine wichtige Maßnahme für die Bildung von Akzeptanz – besonders für die noch uninformierten Zielgruppen und in persönlichen Gesprächen. Auch wenn die grundsätzliche Kommunikation zur Notwendigkeit der Energiewende nach wie vor wichtig bleibt, sind somit Informationen über konkrete Entwicklungen im Bereich der Energiewende künftig gezielter mitzuteilen.

Ein weiterer relevanter Faktor ist die positive Einschätzung der Wirksamkeit des eigenen Handelns im Sinne der Energiewende durch die Bürger*innen. Hierfür ist die Kenntnis über potentielle Handlungsmöglichkeiten essentiell, da 61 % der Befragten angeben, keinen oder nur einen niedrigen Beitrag zur Energiewende leisten zu können. Zwar sind die Bürger*innen zu einer eigenen Beitragsleistung bereit, aber ihnen fehlen häufig die Ideen für wirksame mögliche Handlungsansätze, was wiederum deren Motivation dämpft. Auch hier bietet sich ein Ansatz für eine erfolgreiche Maßnahme zur Akzeptanzbildung.

Not-In-My-Backyard-Phänomen bestätigt sich in Schleswig-Holstein und Hamburg nicht

Der Anblick von Windenergieanlagen in der Landschaft ist für die Bürger*innen der Modellregion bereits ein fester Bestandteil des Alltags. Vor allem die Befragten, die mit dem Ausbau von Windenergieanlagen in den frühen



2000er-Jahren aufgewachsen sind, empfinden dies zu 70 %. Auch in den besonders windenergiestarken Regionen (Dithmarschen, Nordfriesland, Schleswig-Flensburg) gehören Windenergieanlagen für 80 % der Bürger*innen zur Landschaft dazu. Die besondere Verbundenheit der Schleswig-Holsteiner*innen und Hamburger*innen zur Windkraft zeigt sich auch darin, dass die klassische Not-In-My-Backyard-Erzählung hier keine adäquate Erklärung bietet. Es zeigt sich vielmehr, dass an Stellen, an denen Windenergieanlagen im Umfeld präsent sind, tendenziell sogar eine höhere Akzeptanz für die Energiewende besteht. Insgesamt fühlen sich nur rund 8 % der Befragten, die in der Nähe einer Windenergieanlage wohnen, von dieser belästigt; abnehmend in Regionen mit höherer Windkraftdichte. Bewusst ist auch 76 % der Befragten, dass ein weiterer Windkraftausbau für das Gelingen der Energiewende essentiell ist. Um positiv auf die zuvor aufgeführten Akzeptanzfaktoren einzuwirken, lassen sich für eine aktive und erfolgreiche Akzeptanzförderung folgende Empfehlungen zusammenführen:

1. **Öffentlichkeitswirksame Ergebniskommunikation anstelle von Zielkommunikation**, um deutlich zu machen, wo und wie die Energiewende konkret und im Einzelnen wirksam wird.

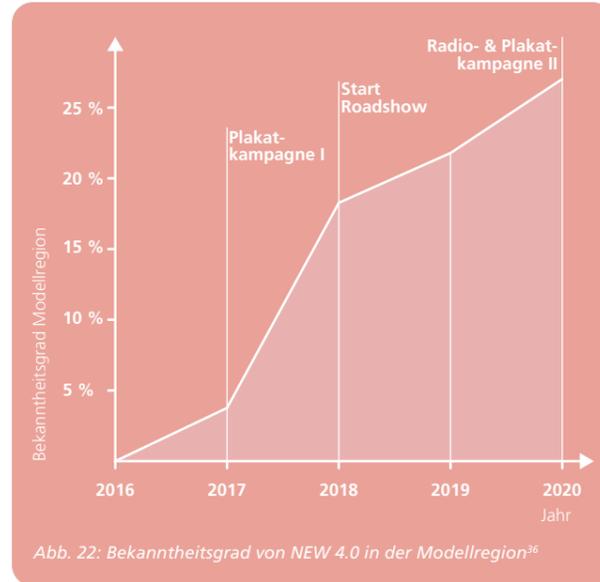
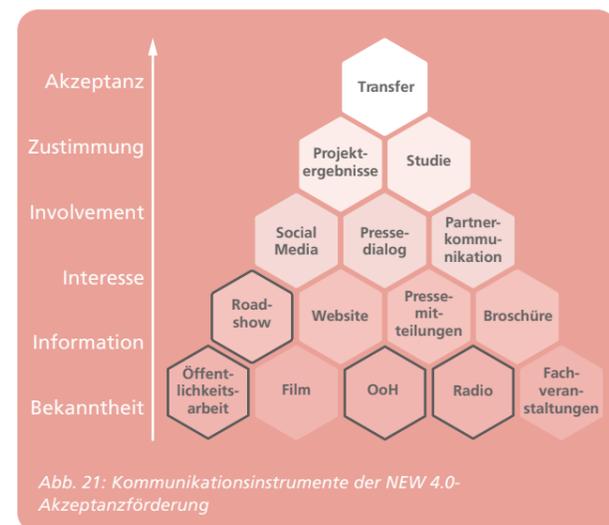
2. **Entschlossenheit bei der Umsetzung der Energiewende demonstrieren**, indem die Wirkung von großen Verbundprojekten wie NEW 4.0 explizit genutzt wird, um die Glaubwürdigkeit und das Vertrauen der verschiedenen Akteur*innen und deren gemeinsames Handeln und somit das Vertrauen in die (politischen) Akteur*innen zu stärken.

3. **Wissen klar und transparent vermitteln**, indem ein besonderer Wert auf die zielgruppenspezifische und komplexitätsreduzierende Aufbereitung der zu vermittelnden Inhalte gelegt wird. Wissenslücken lassen sich dabei insbesondere durch den direkten Dialog schließen. Zudem sind Bürger*innen vor allem in Kreisen, in denen die Themen Klimaschutz und Energiewende kaum besprochen werden, konkret zu adressieren, da sich das Nichtführen von Gesprächen im eigenen Umfeld negativ auf die Akzeptanz auswirken kann.

NEW 4.0 als Best Practice für eine erfolgreiche Akzeptanzförderung

Unter Einbeziehung der dargelegten Forschungsergebnisse hat NEW 4.0 in den vier Jahren Projektlaufzeit aktiv die Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung Hamburgs und Schleswig-Holsteins gesteigert, indem in der Öffentlichkeit umfassend demonstriert wurde, dass die Energiewende im Ganzen möglich ist. Dazu hat sich NEW 4.0 als Innovationsmotor für eine Energiewende positioniert, die sowohl den Klimaschutz als auch die Versorgungssicherheit gewährleistet – in einem stabilen System, durch die Erprobung von Innovationen und Rahmenbedingungen für den Markt.

Den durchgeführten Maßnahmen (siehe Abbildung 21) zur Akzeptanzförderung in NEW 4.0 lag der Ansatz zu



Grunde, dass eine positive Grundhaltung gegenüber der Energiewende, die schließlich zur Akzeptanz führen soll, nur indirekt über die Wirkungskette von Bekanntheit über Information und Interesse bis hin zu Involvement bzw. Engagement und Zustimmung erreicht werden kann. Dazu ist ein integrierter Mix aus direkten und indirekten Kommunikationsmaßnahmen nötig. Darüber hinaus sind für die erfolgreiche Durchführung von akzeptanzfördernden Maßnahmen Zielgruppen zur gezielten Ansprache zu bilden, da sich jene in ihren Bedürfnissen, Wünschen und empfundenen Nutzen zu Projekten wie NEW 4.0 unterscheiden. Im Zuge dessen wurden in NEW 4.0 zu Projektbeginn die Bürger*innen, Meinungsbildner*innen, Multiplikator*innen und NEW 4.0-Projektpartner als relevante Zielgruppen identifiziert. Dabei richteten sich die Akzeptanzförderungsmaßnahmen in erster Linie an die Bürger*innen der Modellregion, da diese letztendlich die Änderungen des Umbaus tragen müssen. Neben der allgemeinen Bevölkerung bildeten die Meinungsbildner*innen eine wichtige Zielgruppe, da sie durch ihre Berichterstattung einen wesentlichen Einfluss auf die öffentliche Wahrnehmung von Projekten wie NEW 4.0 haben.

Die erzielte Bekanntheit von rund 28 % (siehe Abbildung 22) spiegelt wider, dass sich der in NEW 4.0 darauf aufbauend gewählte Mix aus Maßnahmen in den Bereichen Online-, Event- und Print-Kommunikation sowie Presse- und Öffentlichkeitsarbeit in der Modellregion als erfolgreich erwiesen hat (siehe Abbildung 21).

An der Spitze der Akzeptanzförderungsmaßnahmen steht eine intensive Presse- und Öffentlichkeitsarbeit, denn aus NEW 4.0 lässt sich schließen, dass sie sich bewährt: Über 60 % der Projektbekanntheit lässt sich auf die über 1.300 generierten Berichte in den Medien (Print,

Online, Radio, TV) zurückführen. Wie sich am Beispiel von NEW 4.0 zeigt, ist hier der Fokus auf die lokalen Medien zu legen – mit rund 26 % war die regionale Presse die wichtigste Quelle für die Bekanntheit von NEW 4.0. Über die Schaffung von Bekanntheit und Interesse hinaus zeigt sich durch eine durchgeführte Schlagwortanalyse der NEW 4.0-Medienresonanz, dass die Presse- und Öffentlichkeitsarbeit auch einen erheblichen Beitrag dazu leistet, Transparenz hinsichtlich des Projektvorhabens und einzelner Projektfortschritte zu schaffen und somit ‚Wissen zu schaffen‘. Zudem zeigt die Medienresonanzanalyse von NEW 4.0, dass es zur Erhöhung der Sichtbarkeit von Projekten wie NEW 4.0 und deren Glaubwürdigkeit vorteilhaft ist, der Energiewende Gesichter zu geben bzw. Multiplikator*innen und bekannte Persönlichkeiten in die Kommunikation einzubinden.

Auch zeigt sich, dass insbesondere Außenwerbung („Out of Home“, vgl. Abbildung 21) dazu geeignet ist, die Bekanntheit nachhaltig zu steigern. Durch eine Mitte 2017 durchgeführte Plakatkampagne, ließen sich 2019 noch 4 % der Bekanntheit auf diese zurückführen. Somit erweist es sich auch künftig als vielversprechend, öffentlichkeitswirksame Medien wie Außenwerbung einzusetzen, um die Energiewende sichtbar zu machen und positiv auf das Akzeptanzlevel der Bürger*innen einzuwirken.

Weiterhin hat sich als Dreh- und Angelpunkt der akzeptanzfördernden Maßnahmen die bürgernahe Wanderausstellung unter dem Titel „NEW 4.0-Roadshow – Entdecke das Energiesystem der Zukunft“ bewährt. Insgesamt machte die NEW 4.0-Roadshow an über 50 Veranstaltungen Station, wodurch über 12.500 Bürger*innen in der Modellregion erreicht werden konnten. Das Medium eignet sich, um nahbar und anschaulich über die Energiewende zu informieren sowie das Interesse und Verständnis für die oft komplexen Zusammenhänge der Energiewende zu fördern. Auf diesem Wege kann folglich auf die in Abbildung 20 aufgeführten Akzeptanzfaktoren „Kenntnis des Begriffs Energiewende“, „Glaube an die Machbarkeit und Wirksamkeit der Energiewende“, „Einschätzungen über den Nutzen der Energiewende“ und „Empfundene Möglichkeit eines eigenen Beitrags“ positiv eingewirkt werden. Zudem fruchtet hier der Ansatz der integrierten Kommunikation, da die Medienresonanz bei Veranstaltungen merklich ansteigt; so wurde beispielsweise über eine NEW 4.0-Roadshow-Station im Durchschnitt 6,5 Mal berichtet.

Konkret wurde ein Exponat konzipiert, das die Modellregion Schleswig-Holstein und Hamburg abbildet und mithilfe von Touch-Bildschirmen über die Gründe für die Notwendigkeit der Energiewende und die technischen

Anforderungen für deren Gelingen interaktiv aufklärt. Im Rahmen der NEW 4.0-Roadshow stellte sich im Sinne einer direkten Akzeptanzförderung der persönliche Dialog mit dem begleitenden Roadshow-Team als wesentlich heraus – es wurden über 500 Stunden involvierende Gespräche geführt. Demnach wird es auch zukünftig wichtig sein, den Bürger*innen die Möglichkeit – wie in der NEW 4.0-Roadshow realisiert – des direkten Austausches zu geben, um eine Akzeptanz für die Energiewende zu erreichen.

Erkenntnisgewinn

Die Akzeptanz für die Energiewende ist bei der in Hamburg und Schleswig-Holstein lebenden Bevölkerung weitestgehend vorhanden, wenngleich die Bewertungen dieser zunehmend heterogener ausfallen. Bezogen auf die Glaubwürdigkeit der politischen Zielsetzungen und das Vertrauen in politisches und wirtschaftliches Handeln, droht eine potentielle Krise für ein geschlossenes, gesamtgesellschaftliches Vorantreiben der Energiewende in ihrer zweiten Phase. Auf lokaler Ebene haben die Bürger*innen der Modellregion eine besondere und sehr positive Verbindung zur Windkraft und der Energiewende.

Insgesamt lässt sich durch Projekte wie NEW 4.0 konkret demonstrieren, wie mithilfe eines systemischen Ansatzes bzw. innerhalb einer breiten Allianz aus verschiedenen Akteur*innen erfolgreich im Sinne der Energiewende gehandelt werden kann, wodurch die Glaubwürdigkeit der Bestrebungen für das Gelingen der Energiewende erhöht wird. Demnach erweist sich der Aufbau einer Dachmarke als gemeinsamer Prozess von Akteursgemeinschaften wie in NEW 4.0 als sehr zielführend, um einerseits die Glaubwürdigkeit und das Vertrauen zu erhöhen und andererseits eine Wirkungssteigerung von akzeptanzfördernden Maßnahmen zu erzielen. Dabei ist es wichtig, die Bürger*innen, vor allem durch einen direkten Dialog, stetig über aktuelle Entwicklungen zu informieren, einzubeziehen und Möglichkeiten zur wirksamen Teilhabe an der Energiewende aufzuzeigen.

4 Handlungsempfehlungen für die zweite Phase der Energiewende

- 1 Systemdienliches Verhalten marktwirtschaftlich anreizen** 
- 2 Finanzielle Benachteiligung von Strom gegenüber anderen Energieträgern abbauen** 
- 3 Experimentierräume für Innovationen schaffen** 
- 4 Erneuerbare Energien und vernetzte Energieinfrastrukturen ausbauen** 
- 5 Weiterbildungsangebote am Bedarf ausrichten und NEW 4.0-Akademie fortführen** 
- 6 Akzeptanz der Bevölkerung sichern und nutzen** 

An der Schwelle zur zweiten Phase der Energiewende geht es jetzt um einen störungsfreien Wechsel vom konventionellen verbrauchsgeführten zum erneuerbaren erzeugungsgeführten Stromsystem. Ziel ist es, das Stromversorgungssystem vollständig auf erneuerbare Energien umzustellen. Gleichzeitig gilt es, aus einer 100% erneuerbaren Stromversorgung die Brücke zur Dekarbonisierung der anderen Energiesektoren zu schlagen.

Die Erfahrungen aus den Projekten von NEW 4.0 zeigen, dass dies technisch möglich ist. Allerdings sind grundlegende Änderungen des regulatorischen Rahmens notwendig, die systemdienliches Verhalten der Marktteilnehmer und technische Innovationen zur Dekarbonisierung begünstigen. Derzeit verhindern einige der heute existierenden ordnungspolitischen Rahmenbedingungen die Entwicklung der richtigen Maßnahmen und Mittel. Aus der Vielzahl der Erfahrungen in NEW 4.0 ergeben sich damit folgende Handlungsempfehlungen:



1. Systemdienliches Verhalten & technische Innovationen durch marktwirtschaftliche Instrumente anreizen

NEW 4.0 hat in zahlreichen Projekten gezeigt, dass der Markt ein hohes Innovationspotenzial hat und dass Unternehmen neue Technologien auch in der Praxis umsetzen und anwenden. Gerade weil die ‚richtigen‘ Lösungen häufig noch gar nicht bekannt sind, gilt es, den Wettbewerb der Ideen zu fördern. Dies setzt einen entsprechenden ordnungspolitischen Rahmen voraus. Die Projekte von NEW 4.0 haben dafür konkreten Handlungsbedarf identifiziert:

Wettbewerbliche Flexibilitätsplattformen sind möglich und sollten gezielt genutzt werden. Im Rahmen von NEW 4.0 wurden eine Reihe von Vorschlägen erarbeitet und gezeigt, dass wettbewerblich organisierte Flexibilitätsplattformen die Entwicklung der benötigten Flexibilitäten unterstützen und fördern können. Um das Potenzial der zahlreichen Flexibilitätsoptionen, insbesondere auch lastseitiger Flexibilitäten, künftig besser nutzbar zu machen, muss der regulatorische Rahmen Flexibilitäts-Anbietern allerdings Anreize bieten, ihre Anlagen auch systemdienlich auszurichten und einzusetzen. In der gegenwärtigen und absehbaren Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens wird systemdienliches Verhalten nur unzureichend angereizt. Flexibilitätsplattformen wie ENKO sollten deshalb als marktbezogenes Instrument des Engpassmanagements gesetzlich normiert werden.

Durch entsprechende Verfahrensgestaltung können Manipulationsrisiken deutlich reduziert werden. Missbrauch durch Scheinflexibilitäten ist durch das Prozessdesign der ENKO-Plattform zudem leichter vermeidbar als bei einem komplett marktbasierendem Redispatch. Zufallsbasierte Quotierungen der Flexibilitätsvolumina und consequente Kontrolle der Zeitreihen können die Manipulationsgefahr deutlich reduzieren und zusammen mit einer harten rechtlichen Sanktionierung im Missbrauchsfall die Effizienzvorteile des Marktmodells sichern.

Kurzfristig: Flexibilitätsplattformen sollten in § 13 EnWG als marktbezogenes Instrument des Engpassmanagements ergänzt werden. Die Vergütungen für Flexibilitätsanbieter sollten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile in der Anreizregulierungsverordnung regulatorisch anerkannt werden. Dies würde den effizienten Einsatz regionaler Flexibilitäten zur Senkung der Systemkosten ermöglichen. Für eine dauerhafte Lösung bedürfte es jedoch darüber hinaus einer weiterführenden Reform der Anreizregulierung.

Die Netzentgeltsystematik sollte grundlegend angepasst werden, um netzdienliches Verhalten zu unterstützen. Auch wenn es erste Ansätze des Gesetzgebers gibt, etwa im Bereich der Kleinstflexibilitäten Verbesserungen der wirtschaftlichen Situation herbeizuführen, beispielsweise durch die Neufassung des § 14a EnWG zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder durch die Einführung dynamischer Tarife, steht eine umfassende Reform der Netzentgelte weiterhin aus. Grundsätzlich sollte die Netzentgeltsystematik an die dezentrale Energieversorgung angepasst werden, da die hierarchische Kostenwälzung die Verteilnetzbetreiber insbesondere in Erzeugungsregionen mit ihren kostenintensiven Einspeisenetzen benachteiligt. Notwendig ist zudem die Überprüfung des heutigen Entgeltsystems zugunsten eines entnahmeunabhängigeren Entgeltsystems, das um Anreize für netzdienliche Mehrabnahmen von Strom ergänzt werden sollte. Dabei kann auch eine zeitliche und örtliche Differenzierung der Netzentgelte auf seine Vor- und Nachteile geprüft werden, um zu ermöglichen, dass Netznutzer flexibel über Mehr- und Minderabnahmen auf Über- und Untereinspeisungen bzw. auf temporäre Netzengpässe reagieren. Die netzdienliche Neuausrichtung der Netzentgelte sollte ganzheitlich und aufkommensneutral erfolgen bei gleichzeitiger Sicherstellung der Verursachungsgerechtigkeit der Kostenverteilung. Eine solche Reform erfordert komplexe Abwägungen beim Ausgleich der Zielkonflikte. In Summe geht es um die Neuverteilung von Netzkosten in Höhe von rund 25 Mrd. €.

Kurzfristig: Um kurzfristig erste Abhilfe zu schaffen, sollten netzdienliche Lastspitzen bzw. Mehrverbräuche, die auf Anforderung des Netzbetreibers erfolgen (z. B. Lastflexibilität industrieller (Groß-)Kunden), bei der Ermittlung der Jahreshöchstlast bzw. der Berechnung der individuellen Netzentgelte ausgenommen werden. Da entsprechende Anforderungen bzw. Vorgaben von Zeitfenstern für Mehrverbräuche leicht zu dokumentieren sind, besteht insoweit auch keine Missbrauchsgefahr. Diese system- und zeitgleich auch netzdienliche Mehrabnahme von Strom bei starker Einspeisung würde somit nicht länger durch höhere individuelle Netzentgeltkosten konterkariert und die Systemkosten für Einspeisemanagement und Redispatch könnten verringert werden.

Regulatorische Vorgaben und Präqualifikationsbedingungen für Systemdienstleistungen sind weiter zu entwickeln, um die Einbindung erneuerbarer Energien, Speicher- und Nachfrageflexibilitäten sowie Power-to-X-Technologien zu ermöglichen und ihren technischen und betrieblichen Besonderheiten gerecht zu werden. Neben der Gewährleistung transparenter, diskriminier-

rungsfreier und möglichst marktgestützter Beschaffungsverfahren sind insbesondere künftige Regelungsoptionen der Vergütung für Blindleistungserbringung und Momentanreserve zu untersuchen. Ferner sollten Präqualifikationskriterien zum Pooling von Kleinanlagen und Verbrauchern überprüft werden. Vorbedingung jeglicher Änderungen ist dabei die uneingeschränkte Gewährleistung der System- und Versorgungsstabilität.

Systemdienliches Verhalten von Markakteuren sollte aktiv gefördert werden. Marktakteure, die am Stromhandel teilnehmen, müssen einen Bilanzkreis bilden bzw. einem solchen angehören. Sie sind verantwortlich für die Ausgeglichenheit ihrer Bilanzkreise und müssen, soweit Abweichungen entstehen, anteilige Regelenergiekosten tragen. Dies gilt derzeit unabhängig davon, ob eine Über- oder Unterspeisung vorlag und ob im konkreten Fall die Systembilanz stabilisiert oder geschwächt wurde. Künftig sollten bilanzkreisverantwortliche Händler Transparenz über die jeweils aktuelle Systembilanz erhalten. Bilanzkreisabweichungen sollten danach differenziert werden, ob die Über- und Untereinspeisungen der Systembilanz dient und Regelenergieeinsatz vermindert. Dieses sogenannte Smart Balancing wird bereits in den Niederlanden und Belgien erfolgreich praktiziert. Um auch in Deutschland zum Smart Balancing überzugehen, ist die Regelung der Stromnetzzugangsverordnung in § 4 Abs. 2 Satz 2 zur Bilanzkreistreue der Bilanzkreisverantwortlichen anzupassen, um die derzeit unzulässige differenzierte Bepreisung von Über- und Unterspeisungen zu ermöglichen. Ferner müssten neue Regelungen geschaffen werden, um Transparenz über die Systembilanz herzustellen und den Akteuren eine systemdienliche Fahrweise zu ermöglichen.



2. Finanzielle Benachteiligung von Strom gegenüber anderen Energieträgern abbauen

In der integrierten Energiewende kommt der elektrischen Energieversorgung eine Schlüsselrolle zu. Strom wird aber heute mit vielen SIP so belastet, dass ein Wettbewerb mit anderen Energieträgern nur eingeschränkt möglich ist. Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte machen inzwischen rund 75 % des Strompreises von Letztverbrauchern aus²⁷. Damit die klimafreundliche und systemstabilisierende Nutzung von Strom gegenüber Kohle, Öl und Gas nicht länger benachteiligt, sondern incentiviert wird, sind SIP in diesen Fällen deutlich abzusenken.

Stromspeicher sind dafür vollständig, Power-to-Gas- und Power-to-Heat-Anlagen weitestgehend von SIP zu befreien. Dies sollte erst recht überall dort gelten, wo sowohl

eine direkte CO₂-Minderung durch Substitution fossiler Energieträger als auch ein systemdienlicher Anlageneinsatz erfolgen.

Begleitend zur Entlastung von staatlich induzierten Strompreisbestandteilen ist eine durchgängige CO₂-Bepreisung fossiler Energieträger notwendig. Sinnvoll wäre, den für 2025 im nationalen Brennstoffemissionshandel angestrebte Zielpreis von 55 €/t bzw. den Preiskorridor für 2026 mit 55–60 €/t bereits deutlich früher zu erreichen.

Kurzfristig: Bis zum Vorliegen eines ganzheitlichen Konzepts, das eine möglichst aufkommensneutrale und sozialverträgliche Reform ermöglicht, sollte die in der nationalen Wasserstoffstrategie geplante Befreiung der Elektrolyse von der EEG-Umlage auch auf Power-to-X-Anwendungen erstreckt werden.

Zu prüfen ist ferner, ob bis zur ganzheitlichen Reform der SIP bzw. bis zum Erreichen des angestrebten CO₂-Preises ggf. Contracts for Difference (CfD) als Übergangslösung zur Einführung marktnaher Power-to-X-Technologien dienen könnten. Denkbar wären etwa Ausgleichszahlungen für Power-to-X-Anlagen, die die Differenz zwischen dem tatsächlichen CO₂-Preis und dem für 2025 angestrebten Preis von 55 €/t in den ersten Jahren des nationalen Emissionshandels abbilden. Auf diese Weise ließe sich ein sofortiger Nachteilsausgleich für Power-to-Heat-Anlagen erreichen, ohne den geplanten schrittweisen Anstieg des CO₂-Preises im nationalen Emissionshandel in Frage zu stellen.



3. Experimentierräume für weitere technische und regulatorische Innovationen schaffen

NEW 4.0 und die anderen Initiativen des SINTEG-Programms zeigen im konkreten Praxistest, welche Technologien und Regulierungsansätze klimapolitisch und volkswirtschaftlich vielversprechend und unterstützenswert sind. Auch in Zukunft sind Experimentierräume nötig, um neue Ideen zu entwickeln und diese vor der breiten Anwendung auf ihre Tauglichkeit zu erproben. Die Reallober der Energiewende sind hierfür ein Beispiel.

Die SINTEG-Verordnung hat mit der finanziellen Teilentlastung bei Netzentgelten und EEG-Umlage bereits den Praxistest einzelner Vorhaben wirtschaftlich ermöglicht und damit einen Beitrag zum Gelingen von NEW 4.0 geleistet. Trotzdem konnte sie für die Projektteilnehmer*innen die in sie gesetzten Erwartungen nicht erfüllen. Denn der durch die SINTEG-Verordnung gestaltete Freiraum ist

von zahlreichen zusätzlichen Pflichten und Rechtsunsicherheiten geprägt, sodass es zu wenig Raum zum Weiterentwickeln und Testen der im Fokus stehenden Anlagentypen gab.

Die auf Basis der Verordnungsermächtigungen im § 119 EnWG, § 95 Nr. 6 EEG und § 33 Abs. 1 Nr. 3 KWKG erlassene Verordnung sollte deshalb für künftige Forschungs- und Entwicklungsprojekte überarbeitet werden. Neben weitergehenden SIP-Entlastungen sollte der eigentliche ‚Experimentierraum‘ erweitert und auch auf andere Bereiche des regulatorischen Rahmens erstreckt werden. Zudem sollte Planbarkeit und Rechtssicherheit dadurch hergestellt werden, dass die an solchen Projekten beteiligten Unternehmen vorab – zum Beispiel durch einen feststellenden Verwaltungsakt – Gewissheit haben, ob sie von den Sonderregelungen profitieren und dies nicht erst im Nachhinein bei der Abrechnung des Nachteilsausgleichs erfahren.



4. Erneuerbare Energien weiter ausbauen und vernetzte Energieinfrastrukturen entwickeln

Ausgangspunkt der Arbeiten in NEW 4.0 und Voraussetzung für ein Gelingen der zweiten Phase der Energiewende ist eine weitere Steigerung der Stromproduktion durch erneuerbare Energien und die weitere bedarfsgerechte Entwicklung der Energieinfrastruktur.

Um die Stromversorgung bis 2035 vollständig auf erneuerbare Energien umzustellen und bis 2050 die Dekarbonisierung der übrigen Energiesektoren zu erreichen, ist ein erheblicher weiterer Ausbau erneuerbarer Energien bzw. deren Import in Form von Wasserstoff oder Strom notwendig. Treibhausgasneutralität bedeutet aus heutiger Sicht bis 2050, die derzeitige Kapazität zur regenerativen Stromerzeugung in Deutschland von 125 GW (Stand 2019)³⁷ auf 200–600 GW zu steigern^{4,5,16,38}.

Weiterhin notwendig ist auch der Ausbau der Stromnetze entsprechend der Vorgaben der Netzentwicklungspläne. Flexibilitäten können Netzausbau begrenzen, aber nicht ersetzen. Die NEW 4.0-Projekte haben gezeigt, welchen großen Einfluss Flexibilisierungsmaßnahmen auf die Nutzung der Infrastruktur haben. Für eine erfolgreiche und kosteneffiziente Energiewende sollten künftig Gas- und Strominfrastrukturen mit Flexibilisierungspotenzialen verzahnt und gemeinsam geplant werden.



5. Weiterbildungsangebote verstärkt am Bedarf der Energiewende ausrichten und entwickeltes Kursprogramm der NEW 4.0-Akademie fortführen

Für die Energiewende ist der schnelle, bedarfsorientierte Wissenstransfer ein Erfolgsfaktor. Dabei zeigt sich, dass die aktuellen Aus- und Weiterbildungsangebote thematisch und quantitativ nicht den Bedarf und die aktuellen Herausforderungen der Unternehmen treffen. So sind Hochschulen (insbesondere in ihrer beruflichen Weiterbildung) und gewerbliche Bildungsträger gefordert, geeignete, am konkreten Bedarf der Unternehmen orientierte, berufsbegleitende Qualifizierungsmaßnahmen zur Sicherung des Fachkräftebedarfs und des Wirtschaftsstandorts zu entwickeln.

Um dem Fachkräftemangel zu begegnen und künftig den Quereinstieg in die Energiewende zu erleichtern, sollten das Konzept und das Angebot der NEW 4.0-Akademie auch nach dem Auslaufen der SINTEG-Förderung fortgeführt und als nachhaltige Flankierung der norddeutschen Energiewende weiterentwickelt werden.



6. Akzeptanz der Bevölkerung sichern und nutzen – Die Machbarkeit der Energiewende in der Region demonstrieren, zielgruppen-differenziert und bürgernah vermitteln

Die NEW 4.0-Umfragen belegen die Akzeptanz für Maßnahmen im Rahmen der Energiewende innerhalb der Bevölkerung. Jedoch schwindet die Glaubwürdigkeit in die Machbarkeit der Energiewende und in den politischen Willen. Um die Umsetzbarkeit der Energiewende zu demonstrieren und den Glauben an ihre Machbarkeit zu bestärken, bleibt es wesentlich, klar und transparent zu kommunizieren, worum es bei der Energiewende konkret geht und worin ihre Notwendigkeit und ihr Nutzen bestehen.

Geschlossenes und entschlossenes Handeln in der Umsetzung einer gemeinsamen Energiewende

Um an der Schwelle zur zweiten Phase der Energiewende dem mangelnden Vertrauen und einer drohenden Glaubwürdigkeitskrise entgegen zu wirken, muss Entschlossenheit bei der Umsetzung der Energiewende vermittelt und das Vertrauen in die politischen Akteur*innen gestärkt werden. Gerade angesichts von Dynamiken wie etwa den Fridays For Future-Protesten ist es wichtig, eine gemeinsame gesellschaftliche Allianz zu bilden und nicht

in ein konfliktäres Gegeneinander verschiedener Argumentationsperspektiven abzurutschen.

Wirkung von Verbundprojekten nutzen

Die Wirkung von großen Verbundprojekten wie NEW 4.0 sollte explizit genutzt werden, da die Bürger*innen den Zusammenschluss von Wissenschaft, Wirtschaft und Politik an NEW 4.0 besonders schätzen. Auf diese Weise können die einzelnen Vorhaben der Energiewende breit gestreut und konkret demonstriert werden. Die Unzufriedenheit der Bürger*innen mit den politischen wie auch wirtschaftlichen Akteur*innen ist hoch. Deshalb ist die gemeinsame Zusammenarbeit verschiedener Interessensgruppen sinnvoll, um die Glaubwürdigkeit einer erfolgreichen Umsetzung der Energiewende zu stärken und um verschiedene Wissensbestände zu bündeln. Darüber hinaus kann mithilfe eines Verbundprojektes stets an die politischen und wirtschaftlichen Akteur*innen appelliert werden, das hohe Bewusstsein bezüglich der Energiewende durch verzögertes Umsetzen nicht ungenutzt zu lassen.

Persönliche Begegnungen und Gesprächsanlässe mit Menschen vor Ort schaffen

Die Unkenntnis über den Begriff der Energiewende sowie mangelnde Gespräche darüber im persönlichen Umfeld üben einen negativen Einfluss auf die Akzeptanz aus. Aus diesem Grund sollten Gesprächsanlässe geschaffen werden. Durch den direkten Dialog lassen sich komplexe Sachverhalte leichter vermitteln und Unkenntnis gegenüber den Aspekten der Energiewende erfolgreich entgegenreten – das konnte mit der NEW 4.0-Roadshow unter Beweis gestellt werden. Daher sollte auch über Projektende hinaus die NEW 4.0-Roadshow, als eine Wanderausstellung und in länderübergreifender Zusammenarbeit weitergeführt werden, um im Sinne einer aktiven Akzeptanzförderung bürgernah und anschaulich zu informieren sowie ein Gefühl für die „Faszination Energiewende“ zu wecken und damit die Akzeptanz für die Veränderungen des Energiesystems zu steigern. Dafür ist, wie bei der NEW 4.0-Roadshow umgesetzt, ein multisensorischer, interaktiver Ansatz zu verfolgen, wobei der persönliche Dialog die Schlüsselrolle zur Förderung der Akzeptanz einnimmt.

Zudem bezeugt die Medienresonanzanalyse von NEW 4.0 die Vorteilhaftigkeit, der Energiewende auch künftig Gesichter zu verleihen bzw. Multiplikator*innen und bekannte Persönlichkeiten in die Kommunikation einzubinden, um die Sichtbarkeit von Projekten wie NEW 4.0 und deren Glaubwürdigkeit zu erhöhen.

Bürger*innen durch erneuerbare Energien für alle zugänglich machen

Die Norddeutschen wünschen sich im Rahmen des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien insbesondere finanzielle Anreize vor Ort, neue Arbeitsplätze in der Region und Erleichterungen, selbst zu Energieerzeugern zu werden. Hier finden sich Hebel für zielführende lokale Maßnahmen. Die Vorteile durch den Ausbau sollten insgesamt für alle Bürger*innen einfach zugänglich sein, sodass der Nutzen auch bei den Menschen vor Ort ankommt, die keine aktive Rolle einnehmen.

Fazit

Wirksamen Klimaschutz durch eine sichere, auf erneuerbaren Energien basierende Energieversorgung in einem funktionierenden Markt zu vereinen – getragen und gestaltet von allen relevanten Akteuren und Bürger*innen der Gesellschaft – ist das Ziel und die Motivation aller Partner des Großprojektes NEW 4.0.

Für das zukünftige Energiesystem bedarf es eines Paradigmenwechsels von einem verbrauchs- hin zu einem erzeugungsgeführten Stromsystem und damit einer Abkehr von konventionellen und fossilen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energien. Neben neuen Marktregeln zur Gewährleistung der ökonomischen Machbarkeit, muss die Stabilität und Sicherheit des Energiesystems zu jedem Zeitpunkt gegeben sein. Als erfolgversprechend für den Pfad zunehmender Dekarbonisierung unseres Energiesystems zeichnet sich ein gesamtsystemischer Ansatz ab, in dem alle Sektoren und Komponenten integriert und intelligent miteinander verknüpft sind. Wesentlicher Baustein hierfür ist die Flexibilisierung der Stromnutzung und -bereitstellung aufgrund der fluktuierenden Erzeugung erneuerbarer Energien sowie die sukzessive Einbeziehung der weiteren Sektoren. Die Digitalisierung spielt dabei eine entscheidende Rolle im Aufbau des Energiesystems der Zukunft, denn die Volatilität der Stromerzeugung aus EE-Anlagen verlangt eine präzise und sichere Koordinierung aller Marktakteure in Echtzeit – sowohl auf der Erzeuger- wie auch auf der Verbraucherseite.

Für diesen Transformationsprozess bedarf es der vielfältigen Fähigkeiten einer Gesellschaft, diese Innovationen zu schaffen und weiterzuentwickeln, auch, um eine nachhaltige Wertschöpfung sowie gesamtwirtschaftlichen Nutzen zu ermöglichen. Und es bedarf der aktiven Unterstützung der Gesellschaft, diesen Prozess nicht nur zu unterstützen, sondern aktiv in gesellschaftlicher Teilhabe mitzugestalten.

Mit dem Abschluss von NEW 4.0 stehen Lösungen für all diese Fragestellungen zur Verfügung: betriebsbereite Demonstratoren, skalierbare Technologien, funktionsfähige Marktmodelle und -plattformen sowie wegweisende Erkenntnisse über fachliche Qualifizierung, die Erfolgsfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz und die notwendige

Weiterentwicklung des Rechtsrahmens. Lösungen, die in einem bisher einzigartigen Ansatz großflächig und realitätsnah als Praxisgrößtest erprobt wurden. So konnte mit den Feldtests der sechs Use Cases gezeigt werden, dass die entwickelten technologischen und marktlichen Lösungen für ein auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem in der Praxis funktionieren. Es zeigte sich allerdings auch, dass für eine flächendeckende Umsetzung dieser Lösungen die im aktuellen Rechtsrahmen festgelegten Wettbewerbsverzerrungen – insbesondere bei den Abgaben und Umlagen – beseitigt werden müssen, um wirtschaftliche Innovationen auszulösen.

Die Ergebnisse des Projektes NEW 4.0 haben Blaupausen-Charakter. Sie können und sollen als Impulse für die zukünftige Ausgestaltung der Energie- und Klimapolitik dienen – insbesondere für notwendige Anpassungen des regulatorischen Rahmens. Darüber hinaus sollen sie regionale und überregionale Folgeinvestitionen in der Wirtschaft anzustoßen. So können netz- und systemdienliche sowie klimafreundliche Technologien Marktreife erlangen und einen Markthochlauf im gesamten deutschen Energiesektor erfahren. Dies stärkt auch international die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen und damit langfristig und nachhaltig den deutschen Wirtschaftsstandort - auch vor dem Hintergrund des globalen Wandels in der Transformation.

Es gilt, das entstandene (Akteurs-)Netzwerk von NEW 4.0 und die Vernetzung der Partner mit ihren Lösungen weiter auszubauen und fortzuführen. Ein Beispiel hierfür ist die NEW 4.0-Akademie.

Die Bewältigung der COVID-19-Pandemie und ihrer wirtschaftlichen Folgen soll auf politischer Ebene verknüpft werden mit starken Impulsen für den Klimaschutz, wie im European Green Deal vorgesehen. Auch in der Pandemie besitzt der Klimaschutz den höchsten Stellenwert bei den Bürger*innen. Mit der Fridays for Future-Bewegung ist zudem vor allem in der jüngeren Generation ein öffentlichkeitswirksamer Fokus auf die Klimakrise gelegt worden. Die Rahmenbedingungen für entschlossenes Handeln und für das Umsetzen der in NEW 4.0 erarbeiteten Lösungen sind günstig: **Zeit, dass sich was dreht!**

Danksagung

Die Energiewende ist machbar!

Die an der Ergebnissynthese beteiligten Autor*innen und Redakteure haben die wesentlichen Erkenntnisse des Verbundprojekts NEW 4.0 zusammengetragen, namentlich Dr. Oliver Arendt, Carsten Schütte und Lasse Sühoff sowie weitere fleißige Helfer*innen. Ihnen gebührt große Anerkennung für die ausgezeichnete Teamarbeit.

Dieses hohe Niveau wäre jedoch nicht ohne die Unterstützung aller beteiligten Partner erreicht worden. Ein herzlicher Dank geht deshalb an alle Mitarbeiter*innen, Kolleg*innen und Partner für ihre hochmotivierte Arbeit im Projekt, für die Generierung und akribische Zusammenstellung wertvoller Ergebnisse und Erkenntnisse und für den konstruktiven Diskurs.

Einen sehr wesentlichen Anteil haben die Arbeitspaket- und Use Case-Leiter an dieser Ergebnissynthese, da sie als Schnittstelle zu den Partnern und deren Vorhaben einen konsolidierenden Überblick ihres Verantwortungsbereichs hatten und zentrale Ergebnisse und Bewertungen beisteuern konnten. Ein weiterer Dank geht an die Projektsteuerungsgruppe (PSG) für ihre strategischen und richtungweisenden Beiträge. Auch den beteiligten Ministerien und Behörden beider Bundesländer, den Fach-Kolleg*innen und den Ministern sowie Senatoren. Unser Dank gilt ferner dem Team des Projektträgers Jülich (PtJ), insbesondere Stefanie Hofmann und Heike Neumann für die konstruktive Zusammenarbeit und Diskussion zu vielfältigen Fragen. Dem Fördermittelgeber Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gebührt der Dank für das Förderprogramm SINTEG, das die Basis für NEW 4.0 war, den zahlreichen fachlichen Diskussionen und Unterstützungen mit und von Dr. Ralf Sitte und Silke Stahl vom Referat IIC6.



Weitere Informationen zu den NEW 4.0-Ergebnissen



new4-0.de/ergebnisse

Wenn Sie, liebe Leser*innen, sich noch intensiver mit den Ergebnissen und Erkenntnissen aus dem Großprojekt NEW 4.0 befassen wollen, erhalten Sie darauf Zugriff über den QR-Code oder über die oben stehende Webadresse.

Dort finden Sie die referenzierten Steckbriefe gesammelt in einem Annex sowie den Gesamtabschlussbericht von NEW 4.0, weitere Abschlussberichte der einzelnen Förderpartner und die Ergebnissynthese selbst.

Glossar

Ausgleichsenergie

Der Begriff Ausgleichsenergie bezeichnet die Umlage der Abrufkosten von Regelernergie auf die verschiedenen Akteure im Stromnetz. Jeder Stromproduzent und jeder kommerzielle Stromabnehmer (bspw. Energieversorger oder Industrieunternehmen) muss die Strommenge prognostizieren, die von ihm am Folgetag ins Netz eingespeist (also verkauft) bzw. aus dem Netz entnommen (also verbraucht) wird. Dieses Prinzip der Bilanzkreise (siehe folgende Definition) gewährleistet die Netzsicherheit in jeder Minute eines jeden Tages. Abweichungen zu den Prognosen führen zum Einsatz von Regelernergie. Dieser wird den Verbrauchern über die Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt.

Bilanzkreis

Der Bilanzkreis kann als eine Art virtuelles Energiemengenkonto bezeichnet werden. Dieses Konto dient als Instrument zum Ordnen des Strommarktes. Ziel der Bilanzkreise ist die Ausgeglichenheit einer beliebigen Anzahl von Energieeinspeisungen und -ausspeisungen. Dies verhindert Über- sowie Unterproduktion weitestgehend und macht Energie effizient nutzbar. Bilanzkreise sollen durch Fahrplanmanagement übereinstimmend saldiert werden, sodass die in das Netz eingespeiste Energiemenge der gleichzeitig aus dem Netz verbrauchten Energiemenge entspricht.

Bilanzkreis/-verantwortlicher

Die hohe Anzahl von Bilanzkreisen ist in Deutschland regelzonen- bzw. marktgebietsspezifisch strukturiert. Sogenannte Bilanzkreisverantwortliche (BKV) sind jene zuständigen Akteure, die den Bilanzkreis bewirtschaften. Als Beispiele für BKV können Energieversorger oder Energiehändler aufgeführt werden.

Blindleistung

Blindleistung dient im Stromnetz dazu, die elektrischen und magnetischen Felder auf- und abzubauen und ist notwendig für einen reibungslosen Netzbetrieb, da ohne Blindleistung keine Wirkleistung transportiert werden kann.

Bruttostromverbrauch

Der Bruttostromverbrauch entspricht der Summe der gesamten inländischen Stromgewinnung zuzüglich der

Stromflüsse aus dem Ausland und abzüglich der Stromflüsse ins Ausland. Der Nettostromverbrauch ist gleich dem Bruttostromverbrauch, abzüglich der Netz- bzw. Übertragungsverluste.

Bruttoendenergieverbrauch

Der Bruttoendenergieverbrauch umfasst den Endenergieverbrauch beim Letztverbraucher, zuzüglich der Energieverluste in den Erzeugungsanlagen und beim Transport. Der Bruttoendenergieverbrauch für erneuerbare Energien ergibt sich aus dem Endenergieverbrauch der Haushalte, des Verkehrs, der Industrie und von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Hinzu kommen der Eigenverbrauch des Umwandlungssektors sowie Leitungsverluste.

Einspeisemanagement

Der Begriff bezeichnet die im Netzbetrieb situationsabhängige, gezielte verringerte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien. Dies dient der Behebung von Netzengpässen und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Flexibilität

Als Flexibilität kann die steuerbare Anpassung des Erzeugungs- oder Verbrauchsverhaltens von Anlagen im Stromnetz bezeichnet werden. Dazu zählen für den zeitlichen Ausgleich flexible Erzeuger, flexible Verbraucher sowie Speicher.

Grundpreis

Beim Grundpreis handelt es sich um eine monatliche, pauschale Grundgebühr, die unabhängig vom Stromverbrauch anfällt.

Lastverschiebung/ Lastverschiebepotenzial

Der Begriff „Last“ bezeichnet in der Energiewirtschaft den Strombedarf. Die Lastverschiebung ist ein Instrument der flexiblen Steuerung vornehmlich in industriellen Prozessen und bezeichnet die steuerbare Erhöhung oder Minderung der Last. Im Gegensatz zum Lastabwurf wird bei der Lastverschiebung in Summe nicht weniger Strom verbraucht als eigentlich geplant, sondern der Strom wird zu anderen Zeiten als geplant verbraucht.

Leistungspreis

Industrie- und Geschäftskunden wird ein Leistungspreis für die maximal genutzte Leistung an ihrem Netzananschluss berechnet. Bei Haushalts- und Gewerbekunden entspricht der Leistungspreis dem Grundpreis.

Merit-Order

Als Merit-Order (englisch: Reihenfolge der Leistung) wird die Einsatzreihenfolge von Anlagen zur Stromerzeugung bezeichnet. Die Reihenfolge wird durch die variablen Kosten der Stromerzeugung bestimmt. Anlagen mit den niedrigsten Grenzkosten werden solange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten zugeschaltet, bis die Nachfrage gedeckt ist.

Minutenreserve

Die Minutenreserve wird durch den Übertragungsnetzbetreiber als Teil der Regelleistung manuell aktiviert. Sie muss innerhalb von 15 Minuten nach Abruf vom Anbieter erbracht werden, indem die Leistungseinspeisung von Kraftwerken oder die Leistungsentnahme von regelbaren Verbrauchslasten durch den Anbieter angepasst wird.

Momentanreserve

Frequenzschwankungen durch plötzlich auftretende Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Einspeisung wurden historisch durch die schweren rotierenden Massen in den Turbinensätzen konventioneller Kraftwerke verhindert. Die Synchrongeneratoren haben eine feste Drehzahl/Frequenz-Kopplung. Die Trägheit der Rotationsmassen führt dazu, dass die Frequenz bei einem Erzeugungsabfall nur langsam absinkt, sodass die Regelenergieserven rechtzeitig einspringen und das System wieder stabilisieren können. Lastschwankungen werden dabei in jedem Moment durch das Abbremsen (Ausspeicherung kinetischer Energie) bzw. Beschleunigen (Einspeicherung kinetischer Energie) der Schwungmassen ausgeglichen. Diese Eigenschaft wird als Momentanreserve bezeichnet. Zukünftig sollen auch dezentrale Anlagen wie Batteriespeicher Momentanreserve erbringen.

Nettostromerzeugung

Die um ihren Betriebs- und Eigenverbrauch verminderte Brutto-Stromerzeugung einer Erzeugungseinheit (Siehe Bruttostromerzeugung).

Netzengpass

In einzelnen Regionen des Stromnetzes kann es zu befristeten Engpässen kommen, wenn die Stromeinspeisungen die Transportkapazität der betroffenen Netzkomponenten überschreiten. Dann werden die von einem Engpass betroffenen Erzeugungsanlagen zum Schutz des Netzes in ihrer Einspeiseleistung gedrosselt. Dadurch vermeiden

Netzbetreiber Versorgungsausfälle und Beschädigungen der Netzanlagen, siehe Erzeugungseinheit.

Over the Counter (OTC)

Als Over the Counter Handel (auch Freiverkehrshandel oder Direkthandel) wird außerbörsliche Handel von Strom ohne zwischengeschaltete Instanzen oder Clearingstellen bezeichnet.

Präqualifikation

Das Präqualifikationsverfahren stellt sicher, dass die potenziellen Anbieter die Anforderungen an die Erbringung der unterschiedlichen Regelleistungsarten erfüllen, die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich sind, sodass neben technischer Kompetenz auch eine ordnungsgemäße Erbringung der Regelleistung unter betrieblichen Bedingungen gewährleistet ist.

Regelenergie/ positive, negative

Die Regelenergie wird auch Regelleistung genannt und gleicht als Reserve Schwankungen im Stromnetz, genauer gesagt der Stromnetzfrequenz, aus. Ins Stromnetz kann beim Einsatz von Regelenergie sowohl Strom entnommen als auch zusätzlich eingespeist werden. Mehr Stromeinspeisung zum Ausgleich einer zu niedrigen Netzfrequenz wird als positive Regelenergie, die Drosselung der Einspeisung zur Senkung der Netzfrequenz als negative Regelenergie bezeichnet.

Redispatch

Mit Redispatch werden Änderungen im geplanten Betriebsablauf, dem sogenannten Fahrplan der Kraftwerke bezeichnet. Die Kraftwerksbetreiber melden den Übertragungsnetzbetreibern verbindlich an, wie sie am Folgetag ihre Kapazitäten einplanen. Ergibt die Auswertung der Fahrpläne, dass Engpässe drohen, oder kommt es tatsächlich kurzfristig zu Überlastungen, fordern die Übertragungsnetzbetreiber von den Kraftwerksbetreibern die Änderung ihrer Fahrpläne, also den Redispatch, an.

Redispatch 2.0

Das 2019 beschlossene Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) enthält Änderungen zu den Regelungen des erweiterten Redispatch-Prozesses (Redispatch 2.0). Diese Regelungen sind ab dem 1. Oktober 2021 von allen Marktpartnern umzusetzen, wie z.B. von Anlagenbetreibern, Direktvermarktern oder Netzbetreibern. Derzeit nehmen am Redispatch der Übertragungsnetzbetreiber nur konventionelle Erzeugungsanlagen mit mehr als 10 MW installierter Nennleistung zur Vermeidung von Netzengpässen teil. Zukünftig werden alle Erzeugungsanlagen ab 100 kW in Redispatch-Maßnahmen einbezogen.

Dazu gehören dann auch Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen), Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) sowie Speichereinrichtungen ab 100 kW. Dadurch ergeben sich neue Anforderungen für den Betrieb sowie für die Bewirtschaftung dieser Anlagen.

Sektorenkopplung

Der Begriff Sektorenkopplung bezeichnet die Verbindung von Verbrauchssektoren, wie bspw. dem Verkehrs- und Stromsektor. Sektorenkopplung trägt zu den Zielen der Energiewende bei, wenn Strom aus erneuerbaren Energien energieeffizient eingesetzt wird und dadurch fossile Energieträger ersetzt werden. Neben Effizienzsteigerungen und der direkten Nutzung von erneuerbaren Energien ist Sektorenkopplung damit ein zusätzlicher Weg zur Dekarbonisierung. Beispiele sind im Verkehrsbereich die Elektromobilität oder im Wärmebereich Elektrokessel.

Sensitivität

Sensitivität beschreibt die Wirkung einer Anlage auf ein Netzelement. Wenn eine Anlage eine hohe Sensitivität auf einen Engpass hat, kann reduziert sie diesen mit einer Erzeugungsanpassung stärker als eine Anlage mit einer niedrigen Sensitivität.

SINTEG-V

Die SINTEG-Verordnung bezeichnet die Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende. Dabei handelt es sich um eine rechtliche Verordnung, die es den Partnern der SINTEG-Projekte unter bestimmten Umständen ermöglicht, eine teilweise Erstattung von Abgaben und Umlagen (EEG-Umlage und Netznutzungsentgelte) zu beantragen, die Ihnen durch den Betrieb von Anlagen (Demonstratoren) innerhalb der Projektlaufzeit entstanden sind.

Staatlich induzierte Strompreisbestandteile (SIP)

Sammelbegriff für die Steuern, Abgaben und Umlagen, die zusätzlich zu den Kosten für die Erzeugung und den Vertrieb des Stroms entrichtet werden müssen. Die SIP umfassen Netzentgelte, besondere Netzentgeltbestandteile, EEG-Umlage und Stromsteuer, wobei die besonderen Netzentgeltbestandteile sich zusammensetzen aus der KWK-Umlage, der Offshore-Netz-Umlage, der AbLaV-Umlage, der StromNEV-Umlage sowie der Konzessionsabgabe.

Strommarkt

Strom wird sowohl an Börsen, beispielsweise der European Energy Exchange (EEX), als auch bilateral gehandelt (over the counter / OTC-Handel). Beim Stromhandel wird klassisch zwischen kurzfristigem Handel (Intra-day, Day-ahead, After-day) und langfristigem Handel (Futures, Forwards) unterschieden.

Systemstabilität

Unter Systemstabilität wird der sichere und zuverlässige Betrieb des Stromnetzes bzw. eine sichere und zuverlässige Stromversorgung verstanden. Die Stabilität der Stromversorgung besteht, insofern Strom unterbrechungsfrei bei einer Spannung innerhalb zulässiger Grenzen und einer Frequenz von 50 aufrechterhalten wird.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)

Übertragungsnetzbetreiber verantworten die Höchstspannungsleitungen im Stromnetz mit einer Spannung von 220 oder 380 Kilovolt. Übertragungsnetzbetreiber betreiben eine Regelzone, in der sie durch die Beschaffung und den Einsatz von Systemdienstleistungen für die Netzsicherheit sorgen. Zu den Aufgaben der ÜNBs gehören die Bilanzierung und Abrechnung von Bilanzkreisen, die Abrechnung der Umlagen für erneuerbare Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder die Anbindung von Offshore-Windanlagen und abschaltbare Lasten.

Überschussstrom

Überschussstrom bezeichnet die Erzeugungskapazität, die aufgrund ausgelasteter Stromnetze oder mangelnder Nachfrage (bei negativer Residuallast) ungenutzt bleibt und für die Sektorenkopplung oder Speicherung verfügbar ist. Im Zuge der Energiewende kommt es zunehmend zu Überschussstrom, der wetterbedingt produziert, aber nicht zeitgleich verbraucht werden kann.

Verteilnetzbetreiber (VNB)

Betreiber von Elektrizitätsverteilungsnetzen auf den Netzebenen im Niederspannungs-, Mittelspannungs- und im Hochspannungsbereich übernehmen die Aufgabe, Elektrizität in einem bestimmten Gebiet zu verteilen. Zusätzlich übernehmen VNBs die sichere und zuverlässige Inbetriebnahme, die Wartung sowie den Netzausbau auf Nieder-, Mittel- bzw. Hochspannungsebene innerhalb eines bestimmten Gebietes.

Volatilität (Volatile Stromerzeugung)

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (insbesondere Sonne und Wind) ist abhängig von der jeweiligen Witterung, Jahres- und Tageszeit und dementsprechender Schwankungen unterworfen.

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
BHKW	Blockheizkraftwerk
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CfD	Contracts for Difference
DSM	Demand Side Management/Lastmanagement
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EinsMan	Einspeisemanagement
ENKO	ENergie intelligent KOordinieren
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETES	Elektrothermischer Energiespeicher
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
KWK/G	Kraft-Wärme-Kopplung/-Gesetz
NRL	Norddeutsches Reallabor
OTC	Over-the-Counter
PSG	Projektsteuerungsgruppe
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
SDL	Systemdienstleistungen
SINTEG	Schaufenster Intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende
SIP	Staatlich induzierte Preisbestandteile
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
UC	Use Case
VK	Virtuelles Kraftwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlagen

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Entwicklung der spezifischen CO ₂ -Emissionen in g pro kWh der deutschen Stromerzeugung	9
Abb. 2:	Die vier Transformationsphasen hin zu einer integrierten Energiewende	10
Abb. 3:	Die NEW 4.0-Demonstratorenin der Modellregion	12
Abb. 4:	CO ₂ -Emissionen in HH und SH in Mio. Tonnen (Stand 2018)	
Abb. 5:	CO ₂ -Emissionsreduktion in Industrie durch flexible Lastverschiebung	15
Abb. 6:	Lastmanagement-Potenziale nach Technologie/Sektor in der Modellregion	15
Abb. 7:	Steuerbare Steckdosen ermöglichen rabattierten Stromverbrauch für Haushaltskunden	16 17
Abb. 8:	Der Stromsektor als integraler Teil der sektorübergreifenden Dekarbonisierung	18
Abb. 9:	Zeitliche Differenzierung der Flexibilisierungsplattformen und Marktmodelle in NEW 4.0	22
Abb. 10:	ENKO als Bindeglied zwischen Stromangebot und -nachfrage	22
Abb. 11:	Merit-Order der auf ENKO angebotenen Flexibilitäten	23
Abb. 12:	Konzept der EnergiePlattform	24
Abb. 13:	Smart Balancing bringt Gesamtsystem ins Gleichgewicht	25
Abb. 14:	Vergleichende Darstellung von SIP der Energieträger Strom und Gas in der Wärmeerzeugung. NNE = Netzentgelte, MSB = Messstellenbetrieb, KAV = Konzessionsabgabenverordnung	26
Abb. 15:	Sechs Use Cases zur Erprobung des zukünftigen Energiesystems	30
Abb. 16:	Zeitliche Aktivierung der verschiedenen Regelenergiearten	33
Abb. 17:	TOP 5 der NEW 4.0-Qualifizierungsstudie	37
Abb. 18:	Kursangebot der NEW 4.0-Akademie während der Projektlaufzeit	38
Abb. 19:	Ziele der Energiewende – Wahrscheinlichkeit und Wichtigkeit	40
Abb. 20:	Top 10-Akzeptanzfaktoren	41
Abb. 21:	Kommunikationsinstrumente der NEW 4.0-Akzeptanzförderung	42
Abb. 22:	Bekanntheitsgrad von NEW 4.0 in der Modellregion	42

Literaturverzeichnis

1. Umweltbundesamt. Erneuerbare Energien in Zahlen. Umweltbundesamt <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen> (2020).
2. Statistikamt Nord. Statistik informiert - Stromerzeugung in Hamburg 2019. 154/2020, 2 (2020).
3. Statistikamt Nord. Statistik informiert - Stromerzeugung in Schleswig-Holstein 2019. 155/2020, 2 (2020).
4. dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. (2018).
5. Ausfelder, F. et al. 'Sektorkopplung' - Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. (acotech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V. Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e.V. - Nationale Akademie der Wissenschaften Union der Deutschen Akademien der Wissenschaften e.V, 2017).
6. BDEW. Nettostromverbrauch nach Verbrauchergruppen 2019. (2019).
7. BDEW. Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland. (2020).
8. Bundesnetzagentur. Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035. 166 (2020).
9. Bundesnetzagentur. Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2019. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=9 (2020).
10. Climate change 2014: synthesis report. (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2015).
11. Bundesgesetzblatt. Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften. (2019).
12. Umweltbundesamt. Energiebedingte Emissionen. Umweltbundesamt <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen> (2020).
13. BDEW. 1. Halbjahr 2020: Erneuerbare Energien decken die Hälfte des Stromverbrauchs in Deutschland. <http://www.bdew.de/energie/1-halbjahr-2020-erneuerbare-energien-decken-die-haelfte-des-stromverbrauchs-in-deutschland/> (2020).
14. Umweltbundesamt. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 -2019. (2020).
15. acotech, Leopoldina, & Union der Deutschen Akademien der Wissenschaften. Sektorkopplung - Optionen für die nächste Phase der Energiewende. (2017).
16. Prognos, Öko-Institut, & Wuppertal-Institut. Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität. 180 (2020).
17. Länderarbeitskreis Energiebilanzen. Verursacherbilanz: CO2-Emissionen nach Emittentensektoren. <https://www.lak-energiebilanzen.de/ergebnisse-des-datenabrufs/> (2021).
18. Statistikamt Nord. Energiebilanz und CO2-Bilanzen für Schleswig-Holstein 1990. (2019).
19. Statistikamt Nord. Energiebilanz und CO2-Bilanzen für Schleswig-Holstein 2017. (2019).
20. Statistikamt Nord. Energiebilanz und CO2-Bilanzen für Hamburg 2018. (2020).
21. Ausfelder, F., Seitz, A. & Roon, S. von. Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie. (2018).
22. Bundesnetzagentur. Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2030. (2019).
23. Statistikportal. Gebiet und Bevölkerung nach Ländern – Haushalte. Statistische Ämter des Bundes und der Länder | Gemeinsames Statistikportal <http://www.statistikportal.de/de/bevoelkerung/haushalte> (2018).
24. BMWi. Vulkangestein speichert Windstrom. <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2019/07/Meldung/News1.html> (2019).
25. Röben, F. Smart Balancing of electrical power - Matching market rules with system requirements for cost-efficient power balancing. Preprint (2020).
26. Röben, F., Schäfers, H., Meißner, A. & de Haan, J. Smart Balancing of Electrical Power in Germany - Fuzzy Logic Model to Simulate Market Response. (2021).
27. BDEW. BDEW-Strompreisanalyse Juli 2020. (2020).
28. Agora. Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen. (2019).
29. dena. Analyse: Momentanreserve 2030: Bedarf und Erbringung von Momentan-reserve 2030. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9142_Studie_Momentanreserve_2030.pdf (2016).
30. Bundesnetzagentur. EEG in Zahlen 2019. (2020).
31. Stübs, M. Towards Emergent Security in Low-Latency Smart Grids with Distributed Control. in 2018 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm) 1–6 (2018). doi:10.1109/SmartGridComm.2018.8587557.
32. Marius Stübs et al. Modellierung von Sicherheits-schichten und -Zonen für eine Sichere IKT-Infrastruktur in Energie-Effizienz-Verbänden. (2019).
33. Stübs, M. et al. Scalable Power System Communications Emulation with OPC UA. (AIM, 2019). doi:10.34890/894.
34. von Düsterlho, J. E. et al. Aus- und Weiterbildung für die Energiewende - Qualifizierungsstudie mit Angebots und Bedarfsanalyse für den Energiesektor. NEW 4.0 https://new4-0.erneuerbare-energien-hamburg.de/de/new-40-blog/details/fachkraefte-fuer-die-energiewende-luecken-in-aus-und-weiterbildung.html?file=files/new40/upload/blog/assets/2019/05/NEW%204.0%20-%20AP%207%20-%20Aus-%20und%20Weiterbildung_Qualifizierungsstudie.pdf (2018).
35. Drews, N. & Guzić, I. Einstellungen zur Energiewende in Norddeutschland. Auswertung der dritten, repräsentativen Online-Befragung vom November 2019 im Rahmen der Akzeptanzforschung für das Projekt NEW 4.0. (2020).
36. Drews, N. & Guzić, I. Einstellungen zur Energiewende in Norddeutschland – Auswertung der dritten Telefonbefragung von September/Oktober 2020 im Rahmen der Akzeptanzforschung für das Projekt NEW 4.0. (2021).
37. Umweltbundesamt. Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Umweltbundesamt <https://www.umweltbundesamt.de/bild/entwicklung-der-installierten-leistung-zur-0> (2020).
38. BCG & prognos. Klimapfade für Deutschland. (2018).

Impressum

Herausgeber

Prof. Dr. Werner Beba
Koordinator

Projektleitung

Prof. Dr. Werner Beba
Alexanderstraße 1, 20099 Hamburg
www.new4-0.de
new4-0@haw-hamburg.de

NEW 4.0 ist eines von fünf Verbundprojekten des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Bildnachweise (NEW 4.0-Plakatkampagne 2017)

Anna Braun, Mahmud Celik, Tatjana Martin,
Charlene Sievers, Sabrina Reimers-Kipping,
Adrian Schöndube

Stand

März 2021

Copyright & Disclaimer

Die Publikation, ihre Beiträge und Abbildungen sind urheberrechtlich geschützt. Jede Vervielfältigung oder Verbreitung muss vom Rechteinhaber genehmigt werden. Alle in der vorliegenden Publikation enthaltenen Angaben, Aussagen und Informationen wurden von den NEW 4.0-Konsortialpartnern, vom PMO des CC4E der HAW Hamburg oder von Dritten sorgfältig recherchiert und geprüft sowie mit größtmöglicher Sorgfalt im Rahmen des Forschungsvorhabens NEW 4.0 durch die Redakteure und Autor*innen zusammengestellt. Eine Gewähr für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit kann dennoch nicht übernommen werden. Die Autor*innen und Redakteure sowie der Projektkoordinator haften nicht für direkte oder indirekte Schäden, einschließlich entgangener Gewinne, die aufgrund von oder in Verbindung mit Informationen entstehen, die in dieser Publikation enthalten sind. Aufgrund des pluralistischen Charakters von NEW 4.0 und den damit verbundenen vielfältigen Meinungen, können die dargestellten Inhalte in Teilen von einzelnen Meinungen innerhalb des Konsortiums abweichen.

Redaktion

Dr. rer. nat. Oliver Arendt
Carsten Schütte
Lasse Süthoff

Autor*innen

Gesamtkonsortium NEW 4.0

Gestaltung, Layout & Satz

Jan Barow
Marc Weidemüller

Weitere Mitwirkende

E-Bridge Consulting GmbH

Druck

CaHo Druckereibetriebsges. mbH