

Fraunhofer Cluster of Excellence
»Integrierte Energiesysteme« CINES

Fortschrittsbericht zur Digitalisierung des Energiesystems

Inhaltsverzeichnis

Management-Summary	4
1. Einleitung	6
2. Datenökonomie	7
2.1 Reflexion der Thesen	7
2.2 Zwischenfazit	12
3. Sektorenkopplung	13
3.1 Zwischenfazit	17
4. Anlagenkommunikation	18
4.1 Regulatorische Rahmenbedingungen	18
4.2 Reflexion der Thesen	21
4.3 Zwischenfazit	25
5. Netzbetrieb und -planung	26
5.1 Regulatorische Rahmenbedingungen	27
5.2 Zwischenfazit	29
5.3 CINES-Aktivitäten im Bereich Netzbetrieb und -planung	31
6. Cybersicherheit	32
6.1 Reflexion der Thesen	34
6.2 Zwischenfazit	36
7. Zusammenfassung und Ausblick	37
8. Anhang	38
8.1 Abbildungsverzeichnis	38
8.2 Literaturverzeichnis	38
Impressum	42

Management Summary

Der Fraunhofer Cluster of Excellence CINES hat im Jahr 2022 14 Thesen mit Handlungsempfehlungen für Entscheidungsträger aus Wirtschaft und Politik zur Weiterentwicklung der Digitalisierung des Energiesystems formuliert.

In den 14 ausgearbeiteten Thesen wurde herausgearbeitet, dass die Digitalisierung ein hochgradig relevanter Schlüsselprozess für die Energiesystemtransformation ist und regulatorische sowie wirtschaftliche Rahmenbedingungen notwendig sind, um dessen volle Kapazität zu entfalten.

Um die Weiterentwicklung bei der Digitalisierung des Energiesystems zu untersuchen, haben die Wissenschaftler:innen des Fraunhofer CINES im Zusammenwirken mit Praxispartner:innen aus der Energiewirtschaft politische und regulatorischen Änderungen in der digitalen Energiewirtschaft in den Blick genommen.

Mit diesem Fortschrittsbericht wird dieser Prozess dokumentiert, es werden Fortschritte in der Digitalisierung des Energiesystems aufgezeigt und Handlungsbedarfe und Weiterentwicklungspotenziale erörtert. Diese Ausarbeitung dient als Leitfaden um die Digitalisierung der Energiewirtschaft zur Realisierung der Energiewende gemeinsam weiter voranzutreiben.

Entlang der definierten Schwerpunktthemen Datenökonomie, Sektorenkopplung, Anlagenkommunikation, Netzbetrieb und -Planung und Cybersicherheit wurden zunächst relevante Änderungen analysiert. Die Ergebnisse dazu sind überblicksartig wiedergegeben.

Im **Schwerpunkt Datenökonomie** zeigen die Forschungsprojekte zu Datenräumen in der Energiewirtschaft, wie der unternehmensübergreifende Datenaustausch technisch umgesetzt werden kann. In diesem Kontext wurde im europäischen Aktionsplan zur Digitalisierung des Energiesystems die Bereitstellung von Flexibilität als möglicher Treiber für die Verbreitung von Datenräumen identifiziert. Ergänzend dazu legt der Data Act fest, mittelfristig die Datensilos verschiedener Akteure

aufzubrechen. So schafft er eine wichtige Grundlage für den unternehmensübergreifenden Datenaustausch. Open Data und Open Source Ansätze müssen außerdem auch in Forschungsprojekten stärker vorangetrieben werden.

Blickt man auf die **Sektorenkopplung**, gab es insbesondere im Wärmesektor regulatorische Änderungen. Das Wärmeplanungsgesetz in Zusammenarbeit mit dem GEG führt nachhaltig zu einer Dekarbonisierung des Wärmesektors, wobei die beiden Säulen dekarbonisierte Wärmenetze und Wärmepumpen eine entscheidende Rolle spielen. Im Bereich der Wärmenetze spricht sich der Europäische Fernwärmeverband DHC+ ganz klar für eine Digitalisierung zur Umsetzung aus, während bei der Integration der Wärmepumpen die Digitalisierung durch §14a EnWG beschleunigt werden wird. Trotz der neuen gesetzlichen Grundlagen ist insbesondere die Steuerbarkeit von Verbrauchseinrichtungen, sei es in der Fernwärme oder bei den Wärmepumpen, noch kaum in der Praxis verfügbar.

Im Bereich der **Anlagenkommunikation** wurde insbesondere durch die Neuerungen des GNDew, die Neudefinition der energierelevanten Daten und die API-Definition des Universalbestellprozesses Klarheit geschaffen. Der somit initiierte beschleunigte Smart Meter Rollout ist notwendig, um die Steuerung für den Netzbetrieb und zukünftig auch andere Prozesse wie Direktvermarktung umzusetzen. Der Fokus aus Perspektive der Regulatorik liegt zunächst auf Kleinanlagen, getrieben vom §14a EnWG. Für den Bereich der Bestandsanlagen insbesondere im MW-Bereich ist die Smart Meter Gateway-Integration dagegen weiterhin ungeklärt. Im Bereich der offen dokumentierten Plug-and-Play-fähigen Schnittstellen ist EEBus als aktuell relevantester Kandidat anzusehen – die Umsetzung in der Breite bleibt abzuwarten.

Der §14a EnWG ist im Bereich **Netzbetrieb und Netzplanung** die wichtigste regulatorische Neuerung. Das Gesetz bietet die Grundlage, um den Bezug von Verbrauchseinrichtungen in kritischen Netzsituationen zu reduzieren und ermöglicht den Einbezug von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in

den intelligenten Netzbetrieb. Mit der Weiterentwicklung des Redispatch-Prozesses zu Redispatch 3.0 sind ähnliche Bedingungen auch für die Erzeugungsseite in der Niederspannung zu erwarten. Die Digitalisierung der unteren Netzebene wird daher vom Regulator forciert. Für die Praxis wird so der Aufbau bzw. Ausbau von Digitalisierungskompetenzen im Unternehmen für die Netzbetreiber immer wichtiger. Dies wird mitunter als Doppelbelastung in einer aktuell personell angespannten Situation wahrgenommen. Daher bringen mehrheitlich Dienstleister, insbesondere für kleinere und mittlere Netzbetreiber die Digitalisierungsthemen voran.

Im Bereich der **Cybersicherheit** zeigt sich eine zunehmende Erweiterung um Cyberresilienz durch die Fokussierung auf die drei Phasen Detect, Respond und Recover des NIST-Sicherheitsrahmens. Regulatorisch geben hier u.a. die NIS2 EU Richtlinie und das NIS2 – Umsetzungsgesetz den Rahmen. In der Umsetzung gehen zwar einige Unternehmen bereits wichtige Schritte in Richtung Cyberresilienz, der Großteil der Unternehmen hat die Thematik allerdings noch nicht in der Umsetzung berücksichtigt. Auch hier ist der Mangel an ausgebildetem Personal eine Hürde. Weiterbildungsmaßnahmen könnten an dieser Stelle die Situation zumindest entlasten.

Zusammenfassend lassen sich weitreichende gesetzliche und regulatorische Änderungen identifizieren, die in vielen Fällen mit den Handlungsempfehlungen aus unserer Thesenstudie korrespondieren und ihnen folgen.

Die meisten Änderungen lassen sich sowohl aus Perspektive des Fraunhofer-Exzellenzclusters CINES, wie auch aus Perspektive der relevanten Akteure aus der Energiewirtschaft als positive Fortschritte bewerten. Aus den vielfältigen und produktiven Diskussionen mit den genannten Expert:innen wurde aber auch deutlich, dass ein stimmiges integratives Zielbild des digitalisierten Energiesystems in Deutschland und Europa mehr Klarheit und Orientierung bewirken kann.

Es besteht der Bedarf, ein gemeinsames Verständnis für die Orientierung und Ausrichtung auf die Digitalisierung zu schaffen, um darin auch besser mögliche Lücken, Handlungsbedarfe und die positiven Fortschritte zu erkennen. Hier sind auch Unternehmen gefragt, die Änderungen umzusetzen und dabei nicht nur einzelwirtschaftlich zu agieren, sondern auch das Gesamtsystem mitzugestalten.

Der immer noch beobachtbare Protektionismus beim Teilen von Daten und Informationen sowie beim Offenlegen von Schnittstellen, spielt hierbei eine besondere Rolle.

Um die notwendige Geschwindigkeit bei der Umsetzung der Digitalisierung der Energiewende zu schaffen, sind daher die folgenden Aspekte notwendig:

- Eine handlungsanleitende Vision oder ein Zukunftsbild der Digitalisierung kann dabei helfen Orientierung und Austausch zwischen den unterschiedlichen Akteuren aus Politik, Wirtschaft und Forschung zu schaffen.
- Akteure aus Politik, Wirtschaft und Forschung müssen durch richtungsweisende F&E-Projekte und Umsetzungsprojekte innovative Bausteine z.B. für Datenraum-Initiativen schaffen. Auch Reallabore bieten sich hier als Format an. Diese Projekte müssen das Pilotstadium idealerweise überwinden, um nachhaltige Effekte zu erzeugen.
- Die Fortschritte und Erfolge richtungsweisender Projektergebnisse sollten stärker kommuniziert und vermittelt werden. Auch die kommunikative Übersetzung und die Verständlichkeit von regulatorischen Änderungen sollte verbessert werden.
- Die Digitalisierung erfordert einen offeneren Umgang mit Daten und Informationen, damit die Systeme unterschiedlicher Akteure und Hersteller gemeinsam den bestmöglichen Beitrag zur Umsetzung der Energiewende liefern können.
- In gewachsenen Systemen ist die Transformation mit Pfadabhängigkeiten verbunden. Es existieren viele digitale Technologien, die an die richtigen Stellen gebracht werden müssen. Hier müssen noch mehr spezifische Kompetenzen aufgebaut werden, indem Digitalisierungs- und Energiesystemkompetenzen verbunden werden.
- Digitalisierung ist integral zur Umsetzung der Energiewende, muss dabei allerdings die notwendige Cyberresilienz einer kritischen Infrastruktur vorweisen. Hier müssen dringend Investitionen getätigt und mehr Kompetenzen für technologische Lösungen aufgebaut werden, um die gesamte Abwehrkette zu schließen.
- Es müssen insgesamt mehr finanzielle Mittel für die Digitalisierung und Energiesystemtransformation investiert werden.

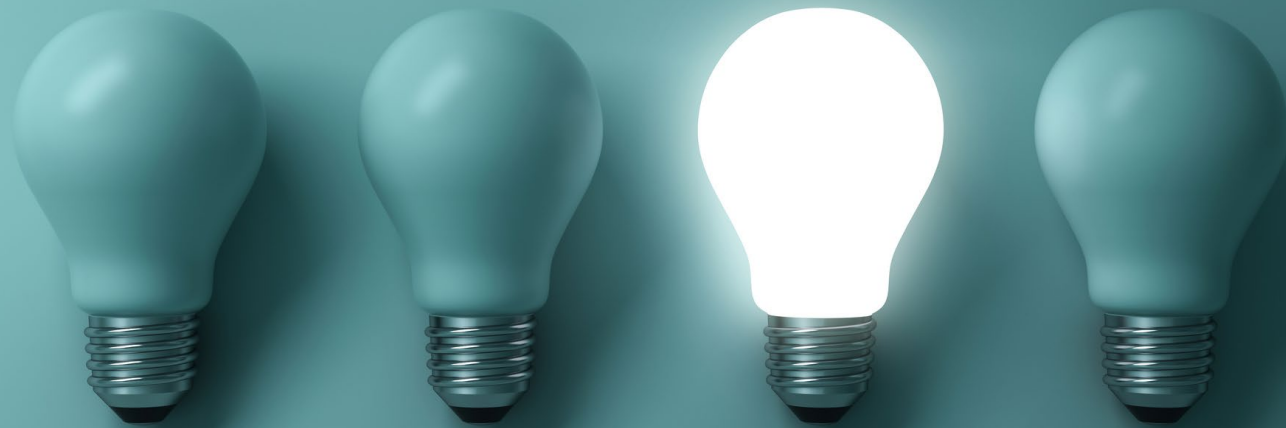
1. Einleitung

Die Digitalisierung ist eine notwendige Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende. Dies war bereits die Schlussfolgerung der genannten Thesenstudie zur Digitalisierung des Energiesystems aus dem Jahr 2022. Ohne eine konsequente, zeitnahe und effiziente Digitalisierung in allen Sektoren werden die notwendigen Effizienzen nicht gehoben und die Systemkomplexität steigt unverhältnismäßig an. Daher ist es notwendig, Schritte einzuleiten, um die Digitalisierung des Energiesystems sowohl in Deutschland als auch in ganz Europa möglichst schnell voranzutreiben.

In der Thesenstudie zur Digitalisierung wurden Handlungsempfehlungen an politische und wirtschaftliche Entscheidungsträger:innen formuliert, die aufzeigen, an welchen Stellen aus Sicht der Forschenden innerhalb der nächsten fünf Jahre Veränderungen notwendig und sinnvoll sind. Im Rahmen des vorliegenden Berichts wird der Fortschritt der Aktivitäten im Bereich der Digitalisierung anhand der Handlungsempfehlungen analysiert. Auf Basis der Analyse können einerseits Entwicklungspotenziale und Herausforderungen aufgezeigt werden, andererseits zeigt die Analyse des Fortschritts eine Einschätzung zu den Handlungsempfehlungen und den nächsten Schritten.

Der Fortschrittsbericht ist nach den fünf Schwerpunkten Datenökonomie, Sektorenkopplung, Anlagenkommunikation, Netzbetrieb und -Planung und Cybersicherheit, der Thesenstudie gegliedert. Zu jedem Schwerpunktthema werden die Thesen und Handlungsempfehlungen reflektiert und es wird aufgezeigt, an welchen Stellen relevante Veränderungen von regulatorischer Perspektive sowie im Bereich der energiewirtschaftlichen Akteure zu verzeichnen sind. Dazu wurden insbesondere die umfangreichen regulatorischen Veränderungen des letzten Jahres analysiert und im Kontext der Thesen aufgearbeitet. Daneben wurden Perspektiven aus der Wirtschaft im Rahmen einer Reihe von Expert:innengesprächen aufgenommen und ausgewertet.

Der Bericht zeigt die Weiterentwicklung im Bereich der Digitalisierung des Energiesystems deskriptiv auf und leitet daraus notwendige Maßnahmen für die Weiterentwicklung in den nächsten Jahren ab.



2. Datenökonomie

2.1. Reflexion der Thesen

Im Zuge der Digitalisierung des Energiesystems entstehen durch die Verfügbarkeit von Daten neue Möglichkeiten zur Generierung von Wertschöpfung. Daher hat der Aufbau einer Datenökonomie für die Nutzung von Daten in den Wertschöpfungsprozessen der Energiewirtschaft eine große Relevanz. Ziel ist dabei, eine offene Datenökonomie zu etablieren, die nicht durch einzelne Akteure dominiert wird. Die digitale Souveränität, im Sinne der Kontrolle über die Nutzung eigener Daten, und damit auch den entsprechenden Anteil der Wertschöpfung, sollte bei den Dateneignern verortet sein.

Die Europäische Kommission hat in der Datenstrategie für die EU den Energiesektor als einen von neun Sektoren definiert, in dem Datenräume als Dateninfrastruktur entwickelt werden sollen. Der Maßnahmenplan zur Digitalisierung der Energiewirtschaft konkretisiert, dass die Bereitstellung von Flexibilität für das Energiesystem ein zentraler Use Case werden soll. Bereits ab 2024 werden erste operative Energiedatenräume erwartet.

Umfangreiche strategische Aktivitäten und Grundlagenentwicklungen finden derzeit auf europäischer und nationaler Ebene statt. Technologisch werden Architekturen und Software-Komponenten über die Initiativen der Data Space Business Alliance (GAIA-X, IDSA, BDVA und FI-WARE) weiterentwickelt und Architekturen harmonisiert. Dabei tragen besonders großvolumige Datenraumprojekte wie CATENA-X zur Weiterentwicklung bei. Im Data Space Support Centre wurde eine Blaupause als Grundlage für künftige, interoperable Datenraumarchitekturen entwickelt.

Parallel zur technischen Entwicklung bereiten europäische Regulierungsinitiativen die Voraussetzungen für eine aktivere Datenökonomie vor. Dazu zählen besonders der Data Governance Act und der Data Act, die konkreten Anknüpfungspunkte für den Einsatz von Datenräumen beinhalten.

Im Rahmen der Thesenstudie zur Digitalisierung des Energiesystems wurden im Schwerpunkt Datenökonomie drei Thesen aufgestellt:

1. Der Wert von Energie ist zukünftig abhängig von den verknüpften Daten [„Thesen zur Digitalisierung des Energiesystems“, These 1].

Die natürliche Fluktuation bei der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie beeinflusst zunehmend das Strommarktgeschehen. Als Ergebnis hängt der Wert der Energie von zeitabhängigen Faktoren und damit verbundenen Informationen ab. Gleichzeitig werden Prognosen über Verbrauch und Erzeugung wichtiger, die aus Informationsdaten abgeleitet werden können. Daten reduzieren Unsicherheiten und können den Wert von Energie dadurch steigern.

2. Digital getriebene Wertschöpfungsnetzwerke sind die Zukunft des Energiesystems [„Thesen zur Digitalisierung des Energiesystems“, These 2].

Digitalisierung ermöglicht nicht nur die Automatisierung von Prozessen, sondern auch eine veränderte Wertschöpfung in der Energiewirtschaft. Digitale Wertschöpfungsnetzwerke gewinnen an Bedeutung und stellen bisherige Geschäftsmodelle in Frage.

3. Ein souveränes und resilientes europäisches Energiesystem benötigt eine EU-Basis-IKT [„Thesen zur Digitalisierung des Energiesystems“, These 3].

Die zunehmende Komplexität des Energiesystems erfordert einen hohen Grad an Digitalisierung und bedingt damit die Abhängigkeit von Informations- und Kommunikationstechnologien, die für ein souveränes Energiesystem die Basis darstellen. Daher ist die Erhaltung von Kompetenzen und Wissen von besonderer Bedeutung.

Inwieweit die einzelnen Thesen sich über das letzte Jahr entwickelt haben, wird im Folgenden jeweils adressiert:

These 1: Daten steigern den Wert von Energie

In der Thesenstudie zur Digitalisierung des Energiesystems wird auf die besondere Bedeutung von Daten zur Bestimmung des Marktwertes von Energie hingewiesen. Die Bestimmung des Marktwertes ist mit zeitlichem Vorlauf mit großen Unsicherheiten behaftet, die durch Daten und Informationen (u.a. zur Wettersituation, zum Netzzustand oder zur erwarteten Nachfrage) deutlich reduziert werden kann. Auch für den Nachweis der Herkunft sowie zum Management von Erzeugungsanlagen, Stromverbrauchern und Speichern können Daten einen zusätzlichen Wert für die Energie schaffen. Um die Entwicklung und notwendige Maßnahmen zu monitoren, damit Daten tatsächlich einen zusätzlichen Wert für Energie bereitstellen können, können verschiedene Indikatoren genutzt werden.

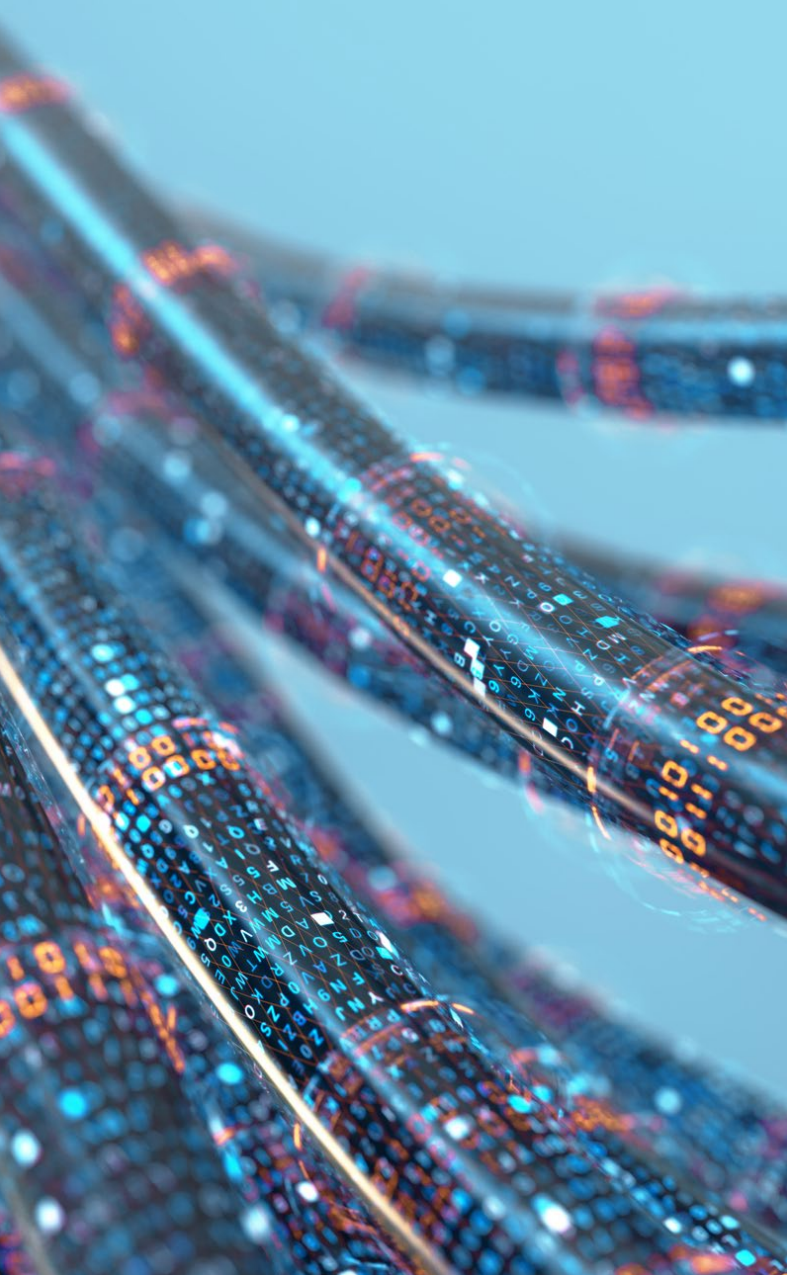
Die Verbreitung von dynamischen Tarifen bei Endkunden ist dafür eine relevante Maßnahme. Eine Auswertung der in den letzten Monaten verfügbaren Tarife mit dynamischen, d.h. zeitlich variablen Strompreisen, zeigt, dass bisher erst eine kleine Anzahl an Lieferanten derartige Tarife anbietet.

Neben Pionieren wie Tibber und aWattar sind eine Handvoll weiterer Anbieter auf dem deutschen Markt aktiv, die komplexere als den bereits in der Vergangenheit verbreiteten Hochtarif (HT) - Niedertarif (NT) anbieten. Dynamische Tarife mit höherer zeitlicher Auflösung i.S. des §41a EnWG werden u.a. von eprimo, rabot.charge aber auch Voltego und der E.ON angeboten. Die Anzahl der Anbieter wird spätestens mit der generellen Pflicht von Stromanbietern zur Darbietung dynamischer Tarife nach §41a EnWG zum 01.01.2025 signifikant zunehmen¹ sowie mit dem fortschreiten-den Ausbau intelligenter Messsysteme, die die technische Grundlage zur Abrechnung dieser Tarife bieten.

Stromlieferant	Muttergesellschaft	Tarifbezeichnung	Referenzpreis
aWATTar Deutschland GmbH	tado GmbH	Tarif Hourly	Day-Ahead Auktion (EPEX Spot) - Stundenprodukt
eprimo GmbH	E.ON SE	eprimoStrom PrimaKlima Dyn	Day-Ahead Auktion (EPEX Spot) - Stundenprodukt
E.ON Energie Deutschland GmbH	E.ON SE	E.ON ÖkoStrom Dynamisch	Day-Ahead Auktion (EPEX Spot) - Stundenprodukt
GASAG AG	-	STROM Flex	Day-Ahead Auktion (EPEX Spot) - Stundenprodukt
MVV Energie AG	-	auf Anfrage	Keine öffentliche Angabe
RABOT CHARGE GmbH	-	rabot.charge smart	Day-Ahead Auktion (EPEX Spot) - Stundenprodukt
Stadtwerke Düsseldorf AG	EnBW AG (Mehrheit)	Düsselstrom Öko Dyna-misch	Day-Ahead Auktion (EPEX Spot) - Stundenprodukt
Tibber Deutschland GmbH	Tibber AS	Dynamischer Tarif	Day-Ahead Auktion (EPEX Spot) - Stundenprodukt
Voltego GmbH	-	Voltego Privat	Day-Ahead Auktion (EPEX Spot) - Stundenprodukt

Tabelle 1: Anbieter von dynamischen Stromtarifen i.S.v. § 41a EnWG [2]

1 Laut Marktstammdatenregister [1] waren Ende 2022 1.603 Stromlieferanten (ohne natürliche Personen) registriert.



Insgesamt zeigt sich, dass die Dynamik zugenommen hat und insbesondere für Anwender mit Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen dynamische Tarife eine Möglichkeit darstellen, den Wert von Energie deutlich zu steigern. Eine exakte Abschätzung, welcher Anteil an Kunden in der Niederspannung bereits dynamische Tarife einsetzt, stellt zukünftig eine interessante Möglichkeit dar, um diese Entwicklung weiter zu verfolgen. Eine entsprechende Erfassung des Angebots variabler Tarife ist im Rahmen des jährlichen Monitoringberichts der Bundesnetzagentur auf Basis des im Mai neugefassten §77 MsbG vorgesehen.

These 2: Digital getriebene Wertschöpfungsnetzwerke

Am deutschen Energiemarkt haben sich mehrere digitale Wertschöpfungsnetzwerke gebildet, die relevante Beiträge zum Aufbau einer Datenökonomie leisten und sich bereits etabliert haben. In Abbildung 1 sind digitale Plattformen exemplarisch dargestellt. Diese stellen entweder eigene Daten für Kunden und Marktpartner bereit (OEM-Plattformen), bündeln Daten von verteilten Anlagen und Datenquellen (Aggregatoren), organisieren die Beschaffung von benötigten Flexibilitätsdienstleistungen im Redispatch bzw. bei der Regelreserveverbringung oder erfüllen Transparenzfunktionen für die allgemeine Öffentlichkeit. Diese Plattformen haben einen Betreiber, der für den Betrieb sowie den Zugang zur Plattform verantwortlich ist. Die Zusammenarbeit und der Datenaustausch zwischen den Plattformnutzern findet daher immer über diesen zentralen Betreiber statt, der als Intermediär und Gatekeeper agiert.

Transparenz- und Marktdatenplattformen	Redispatch-Plattformen	OEM-Plattformen	Aggregatoren
■ Smard	■ Connect+	■ PV: SMA (SMA Energy Data Services)	■ Virtuelles Kraftwerk: BayWa r.e., Energy2market, Next Kraftwerke
■ Marktstammdatenregister	■ DA/RE	■ Heimenergiesysteme: ■ Sonnen (sonnenCommunity), Qcells (Q.HOME Cloud), Viessmann (ViShare Energy Community)	■ Lademanagement: EnBW mobility+, E.ON Drive, Jedlix, Shell EV Charging Solutions Germany (Shell Recharge), The Mobility House (ChargePilot)
■ Netztransparenz.de	■ Equigy	■ E-Kraftfahrzeuge: Telematikinfrastruktur der OEMs (VW, Mercedes, ...)	
■ regelleistung.net	■ GOFLEX	■ Netz: Schneider-Electric (EcoStruxure Grid), Siemens (PSS-Sincal)	
■ MARI			
■ PICASSO			

Abbildung 1: Auswahl digitaler Plattformen in der Energiewirtschaft

Auch im Bereich der Datenräume entwickelt sich der Aufbau von Wertschöpfungsnetzwerken dynamisch. Diese werden in der Regel im Rahmen von europäischen oder nationalen Forschungsprojekten entwickelt. Abbildung 2 zeigt eine Übersicht der Datenräume mit Energiebezug, die einen Piloten demonstrieren haben oder sich sogar im operativen Live-Betrieb befinden.

Europäische Projekte	Nationale Projekte
• Live: • Green Deal Data Space • Piloten: • Platoon: Predictive Maintenance of Wind Farms • Platoon: Smart Grids • Wind Energy Generation Data Space • ENES Data Space • H2-Metaverse (Use Case - Lead-in)	• Live: • Catena-X: z.B. CO₂-Fußabdruck • Mobility Data Space: z.B. Standorte von Ladesäulen • Piloten • dena-ENDA • Energy Data Space (EnDaSpace)

Abbildung 2: Datenrauminitiativen im Status Pilot oder live laut IDSA Data Space Radar [3]

Die Software-Komponenten für die Datenraum-Infrastruktur und die Onboarding-Dienste haben inzwischen die Reife für den operativen Betrieb erreicht. Bei den Anwendungen zur gemeinsamen Datennutzung und insbesondere bei branchenspezifischen Anwendungen ist der Entwicklungsbedarf weiterhin signifikant (vgl. VDMA-Bauplanstudie [4]).

Weitere Entwicklungsarbeiten wurden in Horizon-Europe-Projekten vorgenommen. Hier werden Datenräume in den fünf Projekten Data Cellar, Enershare, Synergies, Omega-X und EDDIE durchgeführt und werden zur Verfügbarkeit von energiespezifischen Anwendungen beitragen. Auf nationaler Ebene wird das Projekt energy data-X [5] einen Energiedatenraum für die Energiewirtschaft in Deutschland aufbauen.

Ausgehend von den Zielen des EU Aktionsplans zur Digitalisierung des Energiesystems [6] soll der gemeinsame europäische Energiedatenraum insbesondere die Bereitstellung von Flexibilität unterstützen. Abbildung 3 stellt die Kernelemente eines solchen Datenraums dar. Neben den Akteuren, die an der Bereitstellung der Flexibilität beteiligt sind, ist eine Governance-Struktur für den Betrieb und die Entwicklung des Datenraums erforderlich. Als technische Grundfunktionen sind das Identitätsmanagement und Funktionen zum Auffinden der verfügbaren Daten.



Abbildung 3: Kernelemente eines Europäischen Energiedatenraums zur Flexibilitätsbereitstellung [7]

These 3: EU-Basis-IKT für souveränes und resilientes europäisches Energiesystem

Mit der zunehmenden Digitalisierung im Energiesystem und der Nutzung von Daten für die Optimierung und den Betrieb von Erzeugungsanlagen, Stromnachfragern und Speichern steigt die Abhängigkeit von einzelnen Digitaltechnologien. Gleichzeitig stellt der Zugang zu Daten und Informationen als auch die Governance von Datenökonomien und Datenräumen eine wichtige Grundlage dar, um Marktmacht einzudämmen und einen wettbewerblichen Zugang für eine Vielzahl an Akteuren zu gewährleisten. Ziel ist dabei ein souveränes und resilientes Energiesystem. In der Thesenstudie zur Digitalisierung des Energiesystems ist daher eine Basis-IKT als wichtiger Baustein dafür identifiziert worden. Mögliche Indikatoren, um den aktuellen Stand zu bewerten, basieren zunächst auf einer Einschätzung, welche Komponenten als kritische Basis-IKT eingestuft werden sollten. Im Fokus stehen hierbei Hardware (u.a. Kommunikationstechnik zur Anlagensteuerung, Cloud- und Backend-Systeme, Anlagenregler) als auch Software bei Lieferanten (wie Energiedatenmanagementsysteme, Abrechnungs- und Kundendatenmanagement) als auch bei Erzeugern und Aggregatoren (u.a. Kraftwerkseinsatzplanung, Marktbilanzierung und Prognosen/Vorhersagen).

Für ein souveränes und resilientes Energiesystem ist die Abhängigkeit von einzelnen Anbietern und Produktionsländern kritisch, wenn diese für den Betrieb des Energiesystems wichtige Komponenten liefern. Für das Monitoring, wie der aktuelle Stand für ein souveränes und resilientes Energiesystem aussieht, sollten kritische Systeme und Komponenten etwa durch Befragungen von Akteuren oder Experten identifiziert werden. Für diese Komponenten kann dann ermittelt werden, welche Abhängigkeiten hier bestehen und inwieweit bereits Strategien bestehen, kritische Abhängigkeiten zu reduzieren. Die aktuelle Gesetzgebung zur Netzwerk- und Informationssicherheit greift die Bedeutung der Lieferketten auf und fordert Maßnahmen zum Risikomanagement von Unternehmen, um die Sicherheit der Lieferkette zu gewährleisten [8]. Eine weitere wesentliche Maßnahme für die Steigerung der Resilienz und Souveränität, die in der Thesenstudie vorgeschlagen wurde, ist die kontinuierliche Bereitstellung von Hard- und Software der Basis-IKT mit Open Source-Ansätzen, um Kompetenzen und Wissen in diesem Bereich zu erhalten. Eine Auswertung der aktuellen Energieforschungsprogramme auf Basis der EnArgus-Datenbank zeigt, dass Open Source und Open Data Ansätze als Themen eine Rolle spielen, aber bisher nur einen kleinen Anteil am Gesamtforschungsprogramm ausmachen.

Key-Word-Suche in öffentlich zugänglicher Forschungsdatenbank EnArgus nach Open Source und Open Data.

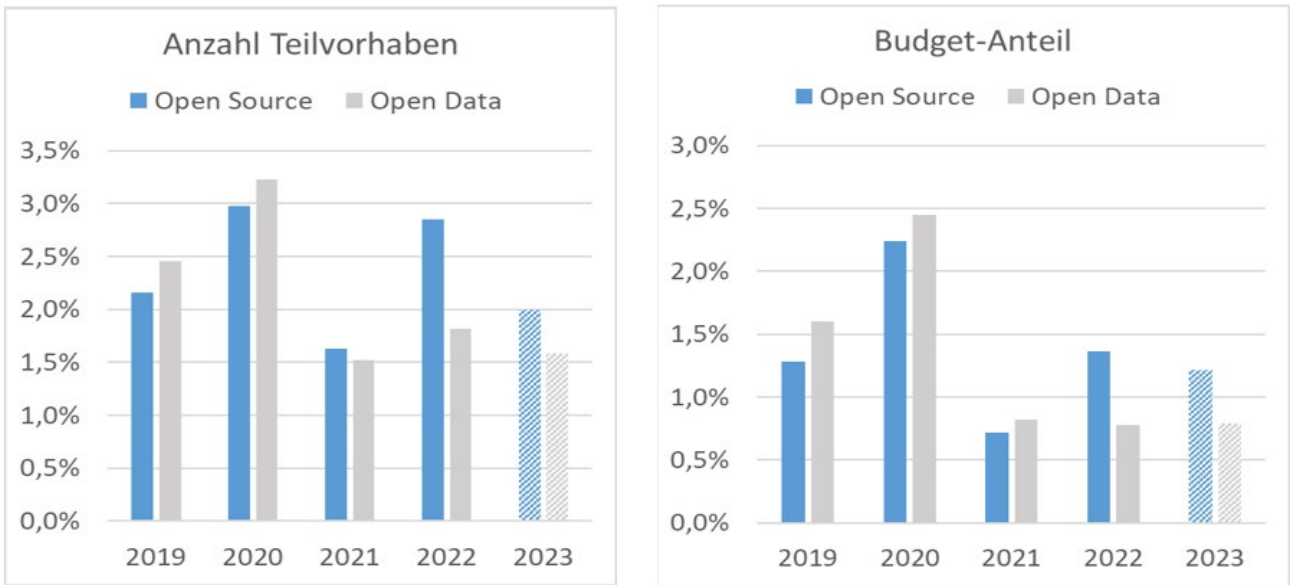


Abbildung 4: Anteil Teilvorhaben an alle geförderten Vorhaben mit Open Source oder Open Data Bezug [9]

2.2. Zwischenfazit

Der Auf- und Ausbau der Datenökonomie schreitet auf regulatorischer und technischer Ebene voran. Durch den Data Act und Renewable Energy Directive (RED III) [10] werden voraussichtlich wichtige zusätzliche Datennutzungsrechte für Anwendungen für das Energiesystem erschlossen und geschlossene Datensilos bei wenigen großen Cloudbetreibern verhindert. Der Aktionsplan zur Digitalisierung des Energiesystems hat zu konkreten Schritten zur Entwicklung von Energiedaten-räumen geführt.

Gleichwohl steht die Strategieentwicklung und -umsetzung in Deutschland noch relativ am Anfang. Mit Catena-X hat das bisher größte Wertschöpfungsnetzwerk in der Automobil-Zulieferkette seinen operativen Betrieb aufgenommen. Hier fließen bereits Energiedaten zur Ermittlung eines CO₂-Fußabdrucks ein.

Der Fortschritt beim Aufbau einer europäischen Basis-IKT ist insgesamt schwierig messbar. Der Einsatz von Open Source Software und Open Data lag im Bereich der Energie-Forschungsförderung in den vergangenen Jahren sowohl auf Basis

der Projekte als auch der Fördervolumina jeweils unter 2 %. Eine stärkere Förderung und Finanzierung des Konzepts sind erforderlich, damit die Kompetenzen zu kritischen Technologien und Software mit mehreren Anbietern in Europa verbleiben, und keine kritischen Abhängigkeiten entstehen.

Beim kommenden Aufbau der Governance-Strukturen für den gemeinsamen Europäischen Datenraum sowie für weitere Datenräume wird es entscheidend sein, gemeinsame europäische Governance Regeln zu vereinbaren, die eine Beteiligung internationaler Akteure am Markt ermöglicht, Abhängigkeiten vermeidet und eine subsidiäre Kombination zwischen europäischen und nationalen Regulierungen schafft.

Für die weitere Entwicklung ist eine Schwerpunktsetzung im Energiebereich sinnvoll. Dabei können die Fokusthemen aus dem EU-Aktionsplan zu Mobilität, Smart Metering und Aggregatoren von Flexibilität als Kernbereiche verwendet werden, bei denen Data Spaces einen besonders hohen Nutzen stiften können.

Schwerpunkt Datenökonomie – Aktuelle CINES-Aktivitäten

1. Empfehlungen zur praktischen Umsetzung eines Common European Energy Data Space für die EU-Kommission im europäischen Projekt EnTEC – <https://data.europa.eu/doi/10.2833/354447>
2. Aufbau eines Energiedatenraums auf Basis von GAIA-X konformen Komponenten im Kontext des neusten BMWK-geförderten Forschungsprojekts energy data-X – <https://www.energydata-x.eu/>
3. Whitepaper zum Einsatz von Datenräume für Quartiersdaten - ODH@X – Daten-raum für klimaneutrale Quartiere – <https://opendistricthub.de/odhx-datenraum-fuer-klimaneutrale-quartiere/>

3. Sektorenkopplung

Sektorenkopplung umfasst die Wandlung und Speicherung von Energie und Stoffen zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität. Dabei kann durch eine intelligente direkte oder indirekte Vernetzung der Sektoren eine große Bandbreite an Synergieeffekten und Flexibilitätspotentialen nutzbar gemacht werden. Sektorenkopplung kann dazu beitragen,

- Verfügbarkeit und Bedarfe von Energie zeitlich und räumlich aufeinander abzustimmen
- Schwankungen der erneuerbaren Energie effektiv auszugleichen
- Finanzielle Anreize für ein flexibles, netzdienliches Verhalten, Demand-Side-Management, Vehicle-to-Grid und Power-to-X Technologien zu schaffen.

Neben den technischen Voraussetzungen wie Energiespeichern und Wandlungstechnologien ist ein hoher Grad an Digitalisierung und eine konsequente IKT-Integration notwendig für die Erschließung der Synergieeffekte und Flexibilitätspotentiale. Dies beinhaltet unter anderem standardisierte Datenräume und eine hohe Datenverfügbarkeit, intelligente Messsysteme, vollumfänglich digitalisierte und automatisierte Prozesse, weiterhin digitale Werkzeuge sowie Energiemanagement- und Steuerungssysteme.

Der Bereich der Anlagenkommunikation ist für die Sektorenkopplung essenziell und wird in Kapitel 4 nähergehend beleuchtet. In den folgenden Abschnitten werden die aktuellen Entwicklungen in den Bereichen Gesetzgebung und Richtlinien mit Einfluss auf die Sektorenkopplung reflektiert.

Welche Entwicklungen zur digitalen Datenerfassung gab es in den Sektoren?

Bereits im 7. Energieforschungsrahmenprogramm der Bundesregierung war die Ausrichtung auf sektor- und systemübergreifende Fragestellungen der Energiewende unter expliziter Nennung der Digitalisierung als Leitlinie festgelegt. Und auch im 8. Energieforschungsprogramm ist das Thema Digitalisierung in den 5 Missionen als Kernelement aufgegriffen und auf die Sektorenkopplung fokussiert [11].

Die aktuellen Entwicklungen im Wärmebereich werden u.a. durch neu geschaffene rechtliche Rahmenbedingungen getrieben. Beispielhaft ist dazu die Ende 2021 in Kraft getretene Novelle der Heizkostenverordnung [12] zu nennen. Mit ihr wird der verbindliche Einbau fernauslesbarer Messgeräte zur Erfassung des Fernwärmeverbrauchs geregelt. Nach Inkrafttreten der Novelle müssen neu verbaute Verbrauchsmesseinrichtungen fernauslesbar sein, im Bestand muss bis Ende 2026 nachgerüstet werden. Zusätzlich ist in der Novelle die Interoperabilität mit Systemen anderer Anbieter und die Möglichkeit des Anschlusses an Smart-Meter-Gateways nach dem Messstellenbetriebsgesetz festgelegt. Diese Regelungen müssen ab 2022 umgesetzt werden. Für alle vorher installierten Messgeräte gilt eine Übergangsfrist bis Ende 2031.

In §20 des Messstellenbetriebsgesetzes [13] ist geregelt, dass neue Messeinrichtungen für Gas nur noch eingebaut werden dürfen, wenn sie sicher mit einem Smart-Meter Gateway verbunden werden können.

Sowohl die Novelle der Heizkostenverordnung im Sektor Wärme als auch §20 MsbG für die Nutzung von Gas werden damit das Potential für eine digitale Datenerfassung schaffen. Inwieweit der Möglichkeit des Anschlusses an ein SMGW auch die Realisierung folgt, lassen beide Regelungen offen.

Welche Entwicklungen gab es im Bereich der Sektorenkopplung auf Quartiersebene?

Verbindliche Sektorenziele wurden in der neuen EU-Richtlinie für erneuerbare Energien (RED III) festgelegt. Neben der Anhebung des Gesamtziels erneuerbarer Energie am Bruttoenergieverbrauch von ehemals 42,5% auf 45% im Jahr 2030, wurden hier auch verbindliche Sektorenziele für 2030 festgelegt. So gilt bspw. im Gebäudesektor eine Zielmarke von 49% EE am Wärmeverbrauch. Die Ziele im Verkehrssektor wurden von 32% auf 45% EE-Quote im Jahr 2030 angehoben.

Die aktuellen KfW-Förderungen wie bspw. die Förderung »Solarstrom für Elektroautos« zielen aktuell weiterhin auf die Eigenstromoptimierung.

Welche Entwicklungen waren in Bezug auf die Digitalisierung des Wärmesektors zu beobachten?

Potenziellen Einfluss auf die Digitalisierung im Sektor Wärme hat auch das Gesetz zur flächendeckenden kommunalen Wärmeplanung (kurz: Wärmeplanungsgesetz) [14]. Nach dem geplanten Inkrafttreten zum 01. Januar 2024 sind alle deutschen Kommunen dazu verpflichtet einen Wärmeplan zu erstellen. Dabei sollen große Kommunen (>100 000 Einwohner) bis Mitte 2026 und kleinere Gemeinden bis Mitte 2028 das Wärmeplanungsverfahren abgeschlossen haben. Zielsetzung ist es, eine Planungssicherheit sowohl für Hausbesitzer:innen, als auch für Mieter:innen zu schaffen. Eine wichtige Rolle bei der Transformation nimmt die Fernwärme ein. Hierfür sind im Wärmeplanungsgesetz Mindestziele für deren Ausbau und Dekarbonisierung genannt. So sollen Wärmenetze bis 2045 ausschließlich durch Wärme aus erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme versorgt werden. Demnach muss hier zwangsläufig eine Intensivierung der Sektorenkopplung bspw. durch den Einsatz von Wärmepumpen oder durch die Kopplung zur Industrie und die Nutzung der dort entstehenden Abwärme erfolgen.

Seit Mitte 2022 wird die Entwicklung und Umsetzung geeigneter Transformationspfade zur Dekarbonisierung von Bestandswärmenetzen, aber auch die Planung und Errichtung neuer Wärmenetze mit hohem EE-Anteil durch die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) unterstützt. In der Förderung sind auch Digitalisierungskomponenten im Zusammenhang mit anderen förderfähigen Komponenten eingeschlossen. Darunter zählen aber keine Ausgaben für Software.

Mit der Novelle zum Gebäudeenergiegesetz (GEG) [15] treten zeitgleich zum Wärmeplanungsgesetz verpflichtende Regelungen und Fristen zum Umstieg von fossilem auf erneuerbares Heizen in Kraft. Dabei gilt in Neubaugebieten bei neuen Heizungen ab Anfang 2024 die Pflicht mindestens 65% erneuerbare Energie zu nutzen. Vorgaben für Bestandsgebäude und Neubauten in Baulücken sind eng an die Fristen der flächendeckenden kommunalen Wärmeplanung gekoppelt. Neben einer intensiveren Nutzung von Fernwärme ist hier vor allem die Elektrifizierung der Wärmeerzeugung mit Wärmepumpen eine Kerntechnologie.

Sowohl im GEG, als auch im Wärmeplanungsgesetz werden Themen der Digitalisierung nicht direkt adressiert. Das Whitempaper »[Digitalisation in District Heating and Cooling](#)« der DHC+ (Europäisches Zentrum für Forschung und Innovation in der Fernwärme und -Kälteversorgung) zeigt, warum Digitalisierung im Fernwärmebereich wichtig ist. Es motiviert den sofortigen Handlungsbedarf bei der Digitalisierung der Daten in Fernwärme- und Kälteversorgungsunternehmen damit, dass es kaum eine Investition mit besserer Rendite gibt.

Im Rahmen der Thesenstudie zur Digitalisierung des Energiesystems wurden im Themenkomplex Sektorenkopplung drei Thesen aufgestellt:

4. Ohne digitale Sektorenkopplung werden die Kosten der Transformation des Energiesystems erheblich steigen [»Thesen zur Digitalisierung des Energiesystems«, These 4].

Denn die Potenziale, beispielsweise von Demand-Side-Management, Vehicle to Grid und Power to X, sind nur mit Digitalisierung ökonomisch abbildbar. Deshalb sollte Smart Metering für alle Sektoren realisiert werden und so eine Digitalisierung über die Sektorengrenzen hinweg erfolgen. Dafür muss ein Rahmen für den Datenaustausch und Open Data existieren.

5. Tragfähige energiewirtschaftliche Geschäftsmodelle für eine digitalisierte Sektorenkopplung auf Quartiersebene scheitern derzeit an regulatorischen Hürden [»Thesen zur Digitalisierung des Energiesystems«, These 5].

Auf Quartiersebene spielt insbesondere die Kopplung der Sektoren Gas, Strom und Wärme, sowie in wachsendem Maße Mobilität eine Rolle. Der Nutzung der Potentiale sektorengekoppelter Quartiere stehen derzeit regulatorische Hürden, wie Netzentgelte deren Höhe nicht die tatsächliche Nutzung des Netzes widerspiegeln und doppelte Abgabenlasten für dezentrale Speicher entgegen. Es gibt kein Gesetz, das auf die Nutzung der Potenziale abzielt, weshalb regionalen Akteuren, Stadtwerken und Kommunen ein sehr enger Rahmen bleibt, der keine Motivation zur netzverträglichen Sektorenkopplung auf Quartiersebene schafft.

6. Eine effiziente Dekarbonisierung des Wärmesektors ist nur mit Digitalisierung zu erreichen [»Thesen zur Digitalisierung des Energiesystems«, These 6].

Im Vergleich zum Stromsektor ist der Wärmesektor noch wenig digitalisiert, obwohl nur Digitalisierung zu kurzfristigen Effizienzsteigerungen in Bestandssystemen führen kann. Mittelfristig wird Digitalisierung die Grundlage für die Integration von Schlüsseltechnologien wie dezentraler Einspeisung, Niedertemperaturnetzen und intelligenten Wärmepumpen bilden. Digitalisierung im Wärmesektor ist Grundlage für die Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilitäten und zur Vermeidung der Abregelung von Erzeugungsanlagen, sowie flankierende Maßnahme der Temperatursenkung und Integration erneuerbarer Wärme in Wärmenetze.



Um den aktuellen Stand der Digitalisierung im Bereich Sektorenkopplung zu erfassen, wurde, neben dem Monitoring der aktuellen regulatorischen und förderpolitischen Entwicklungen, im Rahmen von Expertengesprächen zusätzlich Akteure aus dem Bereich Wärmeversorger persönlich befragt und die Diskussion der Experten reflektiert. Dabei wurde der Fokus neben der Reflexion der Entwicklung in den vergangenen Monaten und Jahren auch auf eine Projektion der Entwicklungen in die Zukunft und eine Abschätzung des Mehrwertes der Digitalisierung der Energiesysteme gelegt.

Die Ergebnisse der Befragungen wurden in vier Key Performance Indikatoren (KPIs) ausgewertet:

1. Digitale Datenverfügbarkeit

Unter digitaler Datenverfügbarkeit verstehen wir die elektronische Bereitstellung von Betriebs-, Zustands- und Verbrauchsdaten. Dabei reicht der Grad der Digitalisierung von keiner Erfassung der Daten, über Daten werden in einem proprietären Format erfasst, bis hin zu einer Erfassung über standardisierte Schnittstellen.

2. Digitale Steuerbarkeit

Zur Umsetzung einer möglichst automatisierten und intelligenten sektorenübergreifenden Steuerung von Anlagen ist ein möglichst hoher Grad an Digitalisierung von Steuervorgaben und Regelparametern anzustreben. Die Bewertung der digitalen Steuerbarkeit reicht hier von Anlagen, bei denen keine digitale Vorgabe von Steuersignalen möglich ist, über Anlagen mit Steuervorgaben in proprietärem Format bis hin zur Nutzung standardisierter Datenformate für die Übergabe von Steuersignalen.

3. Digitale Mehrwertdienste für die Sektorenkopplung

Um die Synergiepotentiale der verschiedenen Sektoren zu heben, müssen digital verfügbare Daten und die digital steuerbaren Anlagen intelligent genutzt werden. Einen Anreiz dafür bieten digitale Mehrwertdienste. Eine erste Stufe bietet hier die Visualisierung bzw. das Monitoring eines Anlagenbetriebs (z.B. Monitoring des Ladevorgangs bei Elektrofahrzeugen, des Betriebs von Wärmepumpen, von Energieverbräuchen und Erzeugung bspw. als Sankey-Diagramm). In einer weiteren Ausbaustufe ist eine Steuerung anhand externer Vorgaben möglich (z.B. Lastmanagement bei Elektrofahrzeugen, Nutzung von Sperrzeiten bei Wärmepumpen), mit einer vorausschauenden (prädiktiven) Planung/Regelung ist ein weiterer Schritt der digitalen Mehrwertdienste erreicht (z.B. Lademanagement bei Elektrofahrzeugen und Steuerung von Wärmepumpen basierend auf dynamischen Tarifen). Ein höchstmöglicher Digitalisierungsgrad ist erreicht, wenn die Mehrwertdienste auf eine sektoren- und /oder anlagenübergreifende Steuerung zielen (z.B. (bidirektionales-) Lademanagement basierend auf Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen, Pooling von Wärmepumpen, Energieeinsatzoptimierung von Quartieren).

4. Förderung und Anreizsysteme

Zudem wollten wir wissen wie Förderungen und Anreize zu einer erfolgreichen Digitalisierung im Bereich der Sektorenkopplung beitragen kann. In welchem Maße werden bereits Fördermöglichkeiten genutzt? Was hindert derzeit die Nutzung von Förderprogrammen und wie könnte eine zukünftige zielgerichtete und effiziente Förder- und Anreizlandschaft aussehen?

Digitale Datenverfügbarkeit:

In der durchgeführten Befragung gaben nahezu alle Teilnehmer an, dass im Bereich der Einspeisung in ihre Wärmenetze bereits eine lückenlose messtechnische Erfassung stattfindet. Einspeiseseitig ist die Datenverfügbarkeit demnach bereits in höchstem Maße gegeben.

Anders sieht es mit der digitalen Datenverfügbarkeit auf Seite der Verbraucher aus. Natürlich sind alle Verbraucher mit Messtechnik ausgestattet, um die Kernaufgabe der Abrechnung des Wärmeverbrauchs realisieren zu können. Beim Anteil von fernauslesbaren Messeinrichtungen gehen die Angaben der Befragten weit auseinander und liegen zwischen 0% und 90%. Es wurde reflektiert, dass in den vergangenen Jahren eine starke Beschleunigung der digitalen Messwerterfassung auf Verbraucherseite zu beobachten ist und diese über die gesetzlichen Regelungen der Fernauslesbarkeit via »Drive by« oder »Walk by« hinaus geht. Einen deutlichen Schub bei der Digitalisierung der Verbrauchsmessung wurde durch die Funktechnologie LoRaWAN ausgelöst. Weiterhin werden aber auch GSM und vorhandene Anbindungen über Glasfaser zur Übertragung der Messwerte genutzt.

Neben der einspeise- und verbrauchsseitigen Messwerterfassung wurde auch das Für und Wider zusätzlicher Messpunkte im Netz diskutiert. In der Expertenrunde wurde diskutiert, ob solche unter Umständen aufwändigen und kostenintensiven zusätzlichen Messtellen zumindest teilweise durch leistungsfähige Simulationsmodelle des Fernwärmenetzes ersetzt werden können.

Zum Thema Standardisierung der digital verfügbaren Daten wurde festgestellt, dass die Datenhaltung im Umfeld der Befragten aktuell über Cloudsysteme erfolgt. Diese erscheinen unter den aktuellen Rahmenbedingungen einfacher und flexibler zu handhaben als eine Anbindung über Smart Meter Gateway (SMGW). Der Aufwand der Datenbereitstellung über SMGW und den damit einhergehenden Restriktionen erscheint der Expertenrunde aktuell keinem adäquaten Nutzen entgegenzustehen.

Digitale Steuerbarkeit:

Ein ähnliches Bild wie bei der digitalen Datenverfügbarkeit zeichnet sich bei der digitalen Steuerbarkeit ab. Während einspeiseseitig eine flächendeckende Steuerbarkeit die Voraussetzung für einen stabilen Betrieb der Wärmenetze bildet, gibt es auf der Verbraucherseite bisher annähernd keine Möglichkeit steuernd einzugreifen.

Die im Rahmen des Expertengesprächs Befragten sahen die Steuerbarkeit auf Verbraucherseite aktuell noch nicht im Fokus der Entwicklung, wenn gleich die Potentiale durchaus erkannt werden.

Digitale Mehrwertdienste für die Sektorenkopplung:

Die Teilnehmer der Befragung wurden gefragt, wie die erhobenen Daten aktuell genutzt werden. Nahezu alle Befragten nutzen die Daten aktuell für Abrechnungszwecke gefolgt von Netzzustandsüberwachung und Regelung. Die Nutzung der erfassten Daten für die Erstellung von Bedarfsprognosen und eine darauf aufbauende Einsatzplanung ihrer Erzeugungsanlagen wird aktuell nur in geringem Maße umgesetzt. Wenn gleich in diesem Punkt in den Expertengesprächen das größte Potential im Kerngeschäft der Fernwärmeversorgung identifiziert wurde. Bedingt durch Fehlerquellen, technische Probleme und inkonsistente Daten liegt hier aktuell aber noch viel Potenzial brach.

Eine weitere Herausforderung stellt die Integration der neuen digitalen Komponenten in das bestehende etablierte Gesamtsystem des Wärmenetzbetreibers dar. Dies ist allerdings Grundlage für eine Effizienzsteigerung durch eine dynamisierte Fahrweise der Erzeugungsparks und des Wärmenetzes selbst, aber auch für die Nutzung von verbraucherseitiger Flexibilität.

Ein weiterer durch einen höheren Grad an Digitalisierung erschließbarer Mehrwertdienst ist das Reporting für Kunden. Dabei ist die Umstellung von jährlichen auf monatliche Verbrauchsdaten nur ein erster Schritt.

Zusätzliche Mehrwerte durch Digitalisierung der Wärmeverbrauchsdaten wurden auf Seite der Verbraucher und der Wohnungswirtschaft identifiziert. Die neu geschaffene Datengrundlage stellt hier einen wichtigen Baustein für ein Energiemanagement auf lokaler Ebene, wie in Quartieren oder Smart Cities, dar.

Förderung und Anreizsysteme:

Die Befragung ergab, dass lediglich einzelne Teilnehmer bei der Frage nach bereits genutzten Fördermöglichkeiten mit »ja« geantwortet haben. In den Expertengesprächen wurde deshalb nachgefragt, welche Fördermöglichkeiten bekannt sind. Genannt wurden hier die EFRE-Förderprogramme (Europäische Fonds für regionale Entwicklung) und die Förderinitiative EnEff:Wärme, wobei die genannten Förderungen nicht auf Digitalisierung spezialisiert sind. Als Begründung dafür, dass aktuell wenig Förderung zu Themen der Digitalisierung im Wärmesektor genutzt werden, wurde vor allem der hohe Aufwand zur Beantragung und Durchführung von Förder- und Forschungsvorhaben genannt. Außerdem müssen Forschungsprojekte nach einem sehr starren zeitlichen Plan bearbeitet werden, sodass eine Integration ins Tagesgeschäft kaum möglich ist. Anzustreben wären weniger komplexe und flexiblere Förderprozesse.

3.1. Zwischenfazit

Viele Unternehmen befinden sich auf einem guten Weg hin zu datenbasierten Unternehmen und haben dies als Zielsetzung verankert. Es existieren Strategien hin zur gewinnbringenden Nutzung der Daten. Wichtig ist, die Themen der Digitalisierung direkt bei der anstehenden Transformation hin zu einer grünen Wärmeversorgung mitzudenken. Dazu muss weiter an einer Verbesserung der Datengrundlage gearbeitet werden, zusätzlich gewonnene Daten müssen im Unternehmen gewinnbringend integriert und die relevanten Akteure zum Umgang mit diesen Daten befähigt werden.

Das Stimmungsbild der Experten spiegelt in großen Teilen die Thesen der Fraunhofer Thesenstudie und schließt an die darin getroffenen Handlungsempfehlungen an. Die Ergebnisse der Befragung zeigen, dass die Thesen im Bereich Sektorenkopplung weiterhin Bestand haben und bestärken folgende Handlungsempfehlungen:

- Es sollten Förder- und Forschungsprojekte fokussiert werden, die alle Sektoren betrachten
- Die Erhöhung der Datenqualität und -quantität ist im Wärmesektor bereits im Fokus und erfährt eine positive Entwicklung. Hierbei sollte bei der Datenerhebung, bspw. im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung, ein Fokus auf daraufgelegt werden, dass diese auch für weitere Zwecke und Akteure verfügbar gemacht werden.
- Um alle relevanten Akteure zum Umgang mit den neuen digital verfügbaren Daten zu befähigen, sollten Bildungsmöglichkeiten geschaffen werden.

■ Das Potential von durch Digitalisierung ermöglichten Mehrwertdiensten auf Quartiersebene wurde erkannt und Ziele zur Dekarbonisierung im Gebäudebereich gesetzt. Förderungen zielen aktuell noch stark auf die Eigenverbrauchsoptimierung in Einzelgebäuden ab. Um die Nutzung der Flexibilitätspotentiale im Quartier anzureizen, müssen die aktuell existierenden regulatorischen Hürden bspw. in Bezug auf Netzentgelte behoben werden und passende Förderprogramme geschaffen werden.

■ Die Förderung von Innovation und Investition intelligenter Wärmekonzepte sollte nicht nur verstärkt, sondern auch vereinfacht und flexibler gestaltet werden.

■ Aspekte der Digitalisierung stehen in aktuellen Förderprogrammen zu sehr im Hintergrund und werden kaum wahrgenommen. Zielführend wäre eine Verknüpfung von Effizienzprogrammen mit smarten Lösungen.

Die im Folgenden aufgeführten Projekte und Aktivitäten zeigen beispielgebend Themen der Fraunhofer-Energieforschung im Bereich Sektorenkopplung. Fraunhofer leistet damit einen signifikanten Beitrag als wichtiger Akteur und Innovationsgeber der Energieforschung mit hoher Übereinstimmung der Anforderungen der Industrie.

Schwerpunkt Sektorenkopplung – Aktuelle CINES-Aktivitäten

1. Dekarbonisierung der Industrie durch Transformation sektorenkoppelter Sekundärprozesse im Forschungsprojekt ZORRO II – <https://zorro-thueringen.de/>
2. AGENT4heat: Nutzung von Flexibilitätspotentialen in Fernwärmenetzen zur sektorenübergreifenden Energiesystemplanung im Forschungsprojekt – <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=%2201258223/1%22&v=10&id=31410868>
3. Ladeservices für Wohnquartiere unter Nutzung lokal erzeugter PV-Energie in E-Communities im Forschungsprojekt SharedAC – <https://sharedac.de/>
4. Demonstration des Nutzens rückspeisefähiger Fahrzeugflotten für Unternehmen im Forschungsprojekt BiFlex-Industrie.

4. Anlagenkommunikation

Unter Anlagenkommunikation sind alle Kommunikationsstrecken im Energiesystem gemeint, welche zum Monitoring und zur Steuerung von Energieanlagen wie regenerativen Erzeugern oder steuerbaren Lasten aus Netz- und Marktsicht genutzt werden. Die Kernanforderungen an die Anlagenkommunikation umfassen die Gewährleistung einer zuverlässigen Kommunikationsstrecke, die Bewältigung steigender Datenmengen mit möglichst geringer Latenz bei gleichzeitig möglichst hoher Kosteneffizienz. Letzteres gilt vor allem für kleinere dezentrale Energieanlagen.

Grundsätzlich befindet sich die Anlagenkommunikation in Deutschland derzeit in einem Umbruch. Die zukünftige Anlagenkommunikation für dezentrale Energieanlagen, wie bspw. Letztverbraucher als auch einzelnen Großanlagen, soll primär über das intelligente Messsystem (iMSys)² erfolgen. Zentrales Werkzeug ist das vor Ort installierte Smart-Meter Gateway (SMGW), welches als zentraler Sicherheitsanker für die Anlagenanbindung zum Tragen kommen soll. Inwieweit diese »neue Welt« Einzug in die Praxis erfahren kann, wird ein Schwerpunkt der nachfolgenden Erläuterungen sein. Als Einstieg in die Thematik erfolgt ein Überblick über relevante neue regulatorische Entwicklungen im nächsten Abschnitt.



² Im Kern handelt es beim intelligenten Messsystem um einen digitalen Stromzähler, der sogenannten modernen Messeinrichtung (mME) sowie die angeschlossene Kommunikationsplattform, dem Smart Meter Gateway. Die Infrastruktur vom intelligenten Messsystem enthält weitere zentrale Systembestandteile wie Kommunikationsadapter (bspw. Steuerboxen) sowie Backendsysteme vom Gateway Administrator sowie von passiven bzw. aktiven externen Marktteilnehmern, die auf das SMGW und dahinterliegende Komponenten (Zähler, Steuerboxen, etc.) vor Ort zugreifen.

4.1. Regulatorische Rahmenbedingungen

Im Berichtszeitraum, dem letzten Jahr, weisen vor allem folgende Neuregelungen bzw. Gesetzesvorhaben einen Einfluss auf den Bereich der Anlagenkommunikation auf:

Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW)

Das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) vom 22. Mai 2023 [16] und die damit vorgenommen Anpassungen am EnWG, MsbG und EEG zielen auf die Rollout-Beschleunigung von intelligenten Messsystemen bzw. Smart Meter Gateways ab.

Kernpunkt der Beschleunigung ist dabei der »Agile Rollout«, welcher ab sofort mit bereits zertifizierten Geräten erfolgen kann. Hierbei kann der Messstellenbetreiber (MSB) im Bereich der Niederspannung bei Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresverbrauch bis einschließlich 100.000 kWh oder bei Messstellen mit Zählpunkten mit einer installierten Leistung bis einschließlich 25 kW bereits mit dem Rollout beginnen, wenn folgende Funktionen spätestens ab 2025 durch Software-Updates hinzugefügt werden:

- Protokollierung von aus Messeinrichtungen stammenden Messwerten
- Fernsteuerbarkeit der angeschlossenen Letztverbraucher und Erzeugungsanlagen
- Übermittlung von Stammdaten der angeschlossenen Anlagen

Außerdem werden konkrete Ausstattungsverpflichtungen für die grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB) festgelegt (95 % aller auszustattenden Messstellen bis Ende 2030 bzw. 2033) und damit der Rollout-Fahrplan [17] gesetzlich verankert.

Der gesetzliche Rollout-Fahrplan für gMSB ist in Abbildung 5 dargestellt.

Zusätzlich erfolgt eine Entbürokratisierung durch den Entfall der »Drei-Hersteller-Regel« bei SMGWs, welche für jede Entwicklungsstufe die Zertifizierung von drei unabhängigen Herstellern verlangte. Dadurch ist bereits ein zertifizierter Hersteller ausreichend für das Ausrollen neuer Funktionen im Feld.

Auch die Kostenverteilung wird angepasst. So werden die Messentgelte gedeckelt und eine höhere Kostenbeteiligung bei den Netzbetreibern erwirkt. Für Privathaushalte und Klein-erzeuger wird ein intelligentes Messsystem maximal 20€/Jahr (Brutto) ab 2024 kosten, was der heutigen Kostengrenze für eine moderne Messeinrichtung entspricht. Es ist davon auszugehen, dass dadurch die Akzeptanz bei den Endkunden erhöht wird.

Die Netzbetreiber erhalten dafür im Gegenzug erweiterte Datenkommunikationsrechte (z.B. viertelstundengenaue Netzzustandsdaten und deren tägliche Übermittlung an den

Netzbetreiber – standardmäßig ohne Entgeltzahlungen für den MSB). Zusätzlich wird die Möglichkeit gestärkt das SMGW als sichere Kommunikationsplattform am Netzanschlusspunkt einzubauen (steuerbarer Netzanschluss), über dessen Schnittstellen dann mehrere Verbraucher gebündelt werden.

Darüber hinaus bietet das GNDEW explizit die Möglichkeit des 1:n-Meterings, also der Anbindung mehrerer Messeinrichtungen an ein SMGW, was z.B. den Rollout in Mehrfamilienhäusern vereinfachen und beschleunigen kann. Insgesamt können entsprechend weniger SMGWs verbaut werden.

Bei der Standardisierung wurde klargestellt, dass der Fokus des BSI auf der SMGW-Standardisierung liegt und diese im Auftrag des BMWK erfolgt. Das BSI wird angehalten, frühzeitig weitere Stakeholder (z.B. Verbände oder geförderte Forschungsprojekte) einzubinden und Standardisierungsvorhaben zu unterstützen (Standardisierungspartnerschaften). Die existierende Verantwortung des BSI für Cybersicherheit des SMGW bleibt hingegen unberührt.

Außerdem wurden die Hürden der sicheren Lieferkette (SiLKe) abgebaut, da bspw. der SMGW-Versand einfacher per klassischem Kurier-, Express-, oder Paketversand erfolgen kann. Die Ausarbeitung vereinfachter Prozesse hat bis Ende 2023 unter Federführung des BSI zu erfolgen.

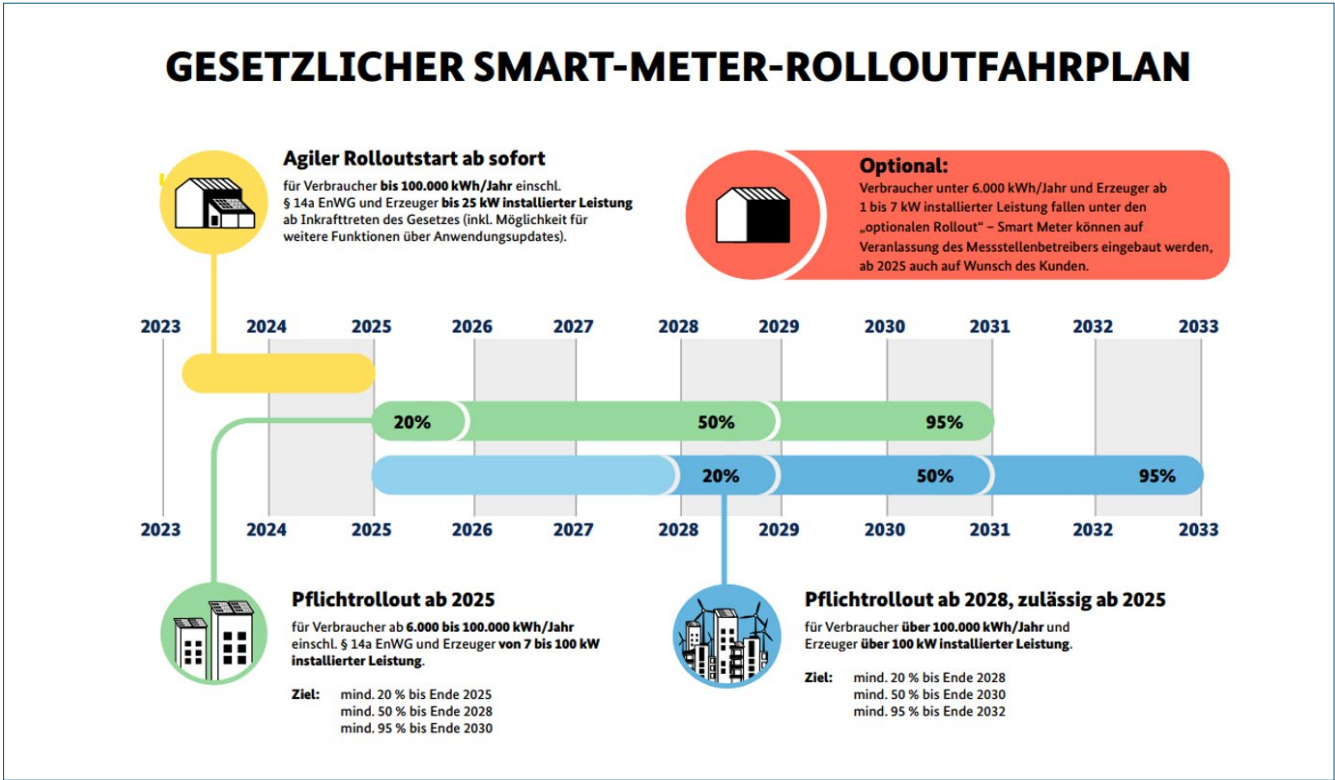


Abbildung 5: Rollout Planung nach dem neuen GNDEW [18]

Definition »Energiewirtschaftlich relevante Daten«

Mit dem GNDEW hat der Gesetzgeber die energiewirtschaftlich relevanten Daten (ERD) als »abrechnungs-, bilanzierungs- oder netzrelevante Standard- und Zusatzleistungen nach § 34« MsbG definiert und einen abschließenden Katalog der relevanten Mess- und Steuerungsdaten vorgelegt. Die ERD umfassen Leistungen nach §§ 13a, 14 a, 14c EnWG sowie die Direktvermarktung nach EEG und KWKG als auch die Erbringung von Regelreserve (Regelleistung/-arbeit).

In ihrem Positionspapier vom 13. Juli 2023 [19] spezifiziert die Bundesnetzagentur, dass diese Daten nur über das SM-PKI gesicherte Wide Area Network (WAN) des SMGW übertragen werden dürfen, falls die entsprechende Mess-, Steuerungs- und Kommunikationstechnik an ein SMGW angeschlossen ist. Im Unterschied dazu können betriebliche Daten auch über weitere WAN-fähige Kommunikationsnetze übertragen werden, wenn nicht anderweitig eine Verpflichtung zur Nutzung des SMGW besteht.

Vereinfachungen im Eichrecht für Smart Meter Gateways

Im Berichtszeitraum befand sich außerdem eine Anpassung des Mess- und Eichgesetzes im Abstimmungsprozess des Bundesrates (Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Änderung des Mess- und Eichgesetzes). Kernaspekte sind insbesondere die unbegrenzte Eichgültigkeit (bisher: 8 Jahre), sowie vereinfachte Updateprozesse. Dadurch müssen SMGWs nicht mehr nach 8 Jahren aus eichrechtlichen Gründen ausgetauscht werden und die aufwändige obligatorische Genehmigung zur Aktualisierung von Firmware durch Landeseichbehörden entfällt. Bei vorliegender Konformitätsbescheinigung des Updates können Gateway-Administratoren das Update selbst durchführen. Im Anschluss muss ein erfolgreicher Selbsttest des SMGWs durch den Gateway-Administrator durchgeführt werden. Zusätzlich soll das Vorab-Genehmigungsverfahren sowie Stichprobenprüfungen gestrichen werden.

Einführung Universalbestellprozess mit API-Webdienst

Die Festlegung zur prozessualen Abwicklung von Steuerhandlungen über die iMSys (Universalbestellprozess) wurde am 21.11.2022 durch die BNetzA festgelegt (BK6-22-128) [20]. Der BDEW hat daraufhin eine Anwendungshilfe in Form eines Einführungsszenarios zur Einführung der neuen Regelungen veröffentlicht, welches als möglicher Branchenstandard durch die BNetzA eingeschätzt wird [21].

Mit der BNetzA-Festlegung BK6-22-128 wurden zum 01.10.2023 die neuen Objekte Netzlokation, Technische Ressource (TR) und Steuerbare Ressource (SR) eingeführt. Die Netzlokation mit der zugehörigen Netzlokations-ID dient der Ermittlung und Abrechnung von Blindarbeit und zur Überwachung der Einhaltung vorgegebener Leistungsgrenzen. Die TR dient dazu, in einer Marktlokation die technischen Einrichtungen (zum Beispiel eine Wärmepumpe, Nachtspeicherheizung oder Wallbox) transparent zu machen, indem sie mit einer TR-ID versehen werden. Diese TR-ID wird bereits im Rahmen von Redispatch 2.0 verwendet. Durch die Einführung der TR und die Verwendung der TR-ID wird es beispielsweise möglich, gezielt Steuereinrichtungen einzubauen und Steuerkanäle (zum Beispiel über eine Steuerbox) bei Bedarf beim Netzbetreiber zu bestellen. Dies ermöglicht eine effiziente Marktkommunikation und Steuerung von technischen Einrichtungen in Marktlokationen. Die SR ist notwendig, um bestimmte Konfigurationsprodukte wie »Schaltzeitdefinition« und »Leistungskurvendefinition« für die TR zu bestellen. Diese Konfigurationsprodukte sind über einen Steuerkanal mit einer Steuereinrichtung verbunden und ermöglichen die Steuerung und Konfiguration von technischen Einrichtungen in Marktlokationen.

Während Schaltzeiten und Leitungskurven per klassischer Marktkommunikation zwischen den Marktakteuren ausgetauscht werden, erfolgt der echtzeitnahe Austausch von Sollwertvorgaben über den ebenfalls in der BK6-22-128 erstmals eingeführte Variante eines Applicability Statement (AS) 4 kompatiblen API-Webdiensts. Dieser soll ab 01.01.2024 im Auftrag der MSB für die weiteren Markttrollen wie Netzbetreiber und Lieferant zur Verfügung stehen, damit echtzeitnah Sollwerte für einzelne Energieanlagen oder Netzanschlüsse (bzw. SR) vorgegeben werden können (sogenannte Steuerbefehle). Die konkreten Spezifikationen sind Stand Oktober 2023 noch in Konsultation, wobei eine erste Version der zuständigen Expertengruppe EDI@energy hier [22] dokumentiert ist.

4.2. Reflexion der Thesen

Im Rahmen der Thesenstudie zur Digitalisierung des Energiesystems wurden im Schwerpunkt Anlagenkommunikation drei Thesen vor einem Jahr aufgestellt:

7. Das intelligente Messsystem wird in der Anlagenkommunikation von anderen Lösungen überholt [»Thesen zur Digitalisierung des Energiesystems«, These 7].

Der geplante Smart Meter-Rollout erfährt Verzögerungen. Parallel dazu werden weitere Informationskanäle aufgebaut und für Monitoring oder Steuerung von Anlagen genutzt. Mit modernen Herstellerclouds können bereits eine Vielzahl von Anlagen kommunikationstechnisch erreicht werden. Anstatt auf alternative Wege zu setzen, kann das Zusammenbringen verschiedener Lösungen dazu beitragen, die Digitalisierung der Energieversorgung zu beschleunigen.

8. Die Energiewende braucht Anlagenkommunikation basierend auf aktuellen IT-Technologien und offener Dokumentation [»Thesen zur Digitalisierung des Energiesystems«, These 8].

Ein Großteil der heutigen Anlagenkommunikation basiert auf Standards, die in den Anfangstagen der Fernwirktechnik entwickelt wurden und für die keine zukünftige Weiterentwicklung geplant ist. Für den Betrieb neuer Energieanlagen sollten moderne IoT-Protokolle mit offener Dokumentation eingesetzt werden.

9. Moderne Anlagenkommunikation ist Plug&Play-fähig und ermöglicht aktorsübergreifende Prozessautomatisierung [»Thesen zur Digitalisierung des Energiesystems«, These 9].

Durch die Vielzahl an Klein- und Kleinstanlagen, die zukünftig aktiv in das Management des Energiesystems einbezogen werden, ist es nicht mehr möglich Anlagenanbindungen manuell durchzuführen. An dieser Stelle ist eine Automatisierung der Anbindung, des Wechsels z.B. eines Aggregators sowie die Automatisierung aller Prozesse, um eine Betriebsbereitschaft sicherzustellen, notwendig.

Inwieweit die einzelnen Thesen sich über das letzte Jahr entwickelt haben, wird im Folgenden jeweils adressiert.

These 7: Das intelligente Messsystem wird von anderen Lösungen überholt

Aus Sicht der Autor:innen forcieren die aktuellen gesetzlichen und regulatorischen Änderungen (GNDEW, MessEG, MessEV, Universalbestellprozess, ERD, §14a EnWG, ...) einen beschleunigten Roll-Out der SMGW-Infrastruktur mit klaren Ausbauzielen und einem gleichzeitigen Abbau bürokratischer Hürden. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass die Endkund:innenakzeptanz mit der Deckelung der Messentgelte erhöht wird. Weiterhin sind die MSB gefordert mit i.d.R. gleichgebliebenen Preisobergrenze zu wirtschaften. Zudem sind die Netzbetreiber mit neuen Ausgaben durch die Kostenbeteiligung beim MSB-Betrieb konfrontiert, der erst mit aktiver Nutzung der iMSys-Fähigkeiten eingespielt werden kann.

Als übergeordnetes Kernziel des GNDEW soll das SMGW als zentrale Schnittstelle zur Anlagenkommunikation etabliert werden. SMGW-Hersteller sind zuversichtlich, die für den Roll-out benötigte Anzahl Geräte herstellen zu können. Unsicherheiten wie die Verfügbarkeit von Bauteilen beim Hersteller oder von Fachkräften zur Montage beim Messstellenbetreiber bleiben aber weiter bestehen. Eine breite und interoperable Umsetzung der notwendigen Anlagensteuerbarkeit über das SMGW wird noch mehrere Jahre dauern. Bis dahin bedarf es entsprechend alternativer Lösungsoptionen, die bereits am Markt verfügbar sind. Zusätzlich fehlt es derzeit an skalierbaren und interoperablen Lösungskonzepten zur Anbindung bestehender und in Zukunft zugebauter Großanlagen außerhalb der Niederspannungsebene über die SMGW-Infrastruktur. Mögliche Antworten können vermutlich die neusten Förderprojekte unter dem Anfang 2023 beendeten »DigENet II« Förderaufruf [23] in Zukunft liefern.

Durch die Definition bzw. Konkretisierung der ERD wird die Nutzung von bisherigen (OEM-)Plattformen für die Belange der Netzbetriebsführung als auch für die marktliche Nutzung im Rahmen der EEG/KWKG-Direktvermarktung zukünftig untersagt – auch wenn diese bereits in der Praxis vorhanden sind und eine Ausweitung dieser Infrastrukturen die Digitalisierung prinzipiell beschleunigen können.

Parallel ist die Anbindung von dezentralen Energieanlagen über diese sogenannte zweite WAN-Anbindung (aus iMSys-Sicht) potenziell mit Cybersicherheitsrisiken belegt, da die IT-Sicherheitsanforderungen je nach eingesetztem System erheblich variieren können. Von hohen Anforderungen bei virtuellen Kraftwerken und größeren Energieanlagen (i.d.R. ab 104 MW), mit ISO 27001 zertifizierten Rechenzentren und Virtual Private Network (VPN)-gesicherten Anlagenanbindungen, die unter die KRITIS-Verordnung fallen, bis hin zu sogenannten Balkonkraftwerken, die direkt per Herstellercloud eingebunden sind und bisher keine besonderen Regeln erfahren haben (Hinweis: die nationale Umsetzung von NIS 2 lässt u.a. an dieser Stelle Verbesserungen erwarten – Näheres siehe Kapitel 6).

Aus dieser Sicht sind die aktuellen Bestrebungen zur erneuten Änderung des MsbG [24] im Rahmen des Solarpakets der deutschen Bundesregierung zur Schaffung einer Verordnungsermächtigung zur Untersagung der zweiten WAN-Schnittstelle grundsätzlich nachvollziehbar, um gefährliche Rückwirkungen auf die Stromversorgung aufgrund ungesicherter Anlagenkommunikation zu unterbinden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass derzeit dieser Kommunikationsweg der Hauptkommunikationskanal zu den bestehenden Anlagen ist. Über diesen werden derzeit alle relevanten Mehrwerte wie z.B. der Abruf von Flexibilität oder die kontinuierliche Anlagenüberwachung für den Betreiber als auch beauftragte Dritte einschließlich der personaleffizienten Fernwartung abgewickelt.

Daher sollten gesicherte Schnittstellen weiterhin zugelassen sein, bei denen eine Rückwirkung auf die Versorgungssicherheit weitestgehend ausgeschlossen werden kann. Im Fall einer möglichen Gefährdung ist eine vorangegangene Evaluation nach transparenten und eindeutigen Kriterien zur Identifikation einer solchen Lage durchzuführen. Dies ermöglicht den relevanten Akteuren sowohl mehr Planungssicherheit bei der Auswahl des Kommunikationswegs über das iMSys oder die 2. WAN-Schnittstelle, als auch beim Design der Komponenten.

Zudem sollten bei einer neuen verpflichtenden Nutzung der iMSys-Infrastruktur ausreichende Übergangszeiträume festgelegt werden, damit die Kommunikation von allen relevanten Akteur:innen fristgerecht auf die neue WAN-Anbindung migriert werden kann.

Darüber hinaus gibt es heute bereits Anwendungen mit höheren Bandbreitanforderungen, die u.a. über das Endkundennetzwerk (Local Area Network, LAN), abgebildet werden. Bei diesen ist die Leistungsfähigkeit der derzeitigen WAN-Anbindung vom SMGW ein mögliches Hindernis für einen kurzfristigen Umstieg dieser Anwendungen. Daraus ergibt sich aus heutiger Sicht die Empfehlung, vor allem die IT-Anforderungen an die zweite WAN-Anbindung von Energieanlagen zu erhöhen und deren Einhaltung zu überwachen, statt neue verpflichtende Umsetzungen über die iMSys-Infrastruktur zeitnah voranzutreiben. Neben möglichen technischen Herausforderungen ist außerdem zu beachten, dass die MSB mit der §14a EnWG-Umsetzung, kurz- bis mittelfristig bereits eine große Herausforderung angehen müssen.

In diesem Zuge ist die geplante Ergänzung vom §24(2) Nr. 4c des MsbG zur Erlaubnis einfacher Wirkleistungsvorgaben zur marktlichen Steuerung außerhalb der iMSys-Infrastruktur grundsätzlich begrüßenswert, auch wenn diese Änderung keinen Beitrag zur Komplexitätsreduktion der gesetzlichen Rahmenbedingungen liefert. Des Weiteren setzt das GNDWE die Rahmenbedingungen für eine signifikante Zunahme an SMGWs, da neben dem Pflichtrollout bei Verbrauchern über 6.000 kWh Jahresstromverbrauch bzw. §14a EnWG-Anlagenbetreibern als auch Erzeugern über 7 kW bereits über 5 Mio. Messlokationen ausgerollt werden müssen. Zusätzlich steht der optionale Einbau von weiteren rund 44 Mio. Messlokationen an. Dieses bereits seit Ende 2022 bestehende Potenzial bietet die Möglichkeit eines großflächigen iMSys-Rollouts in Deutschland bis Ende 2032.



Konkreter sind auf Basis des GNDWE Schätzungen von 15 – 20 Millionen iMSys im Jahr 2030 in die Diskussionen eingegangen, was einer Vervielfachung der Ausbaustände von Ende 2022 mit ca. 270.000 iMSys (Monitoringberichts 2023 [25]), sowie von geschätzten 1 Mio. SMGWs bis Ende 2023 (laut SMGW-Hersteller PPC AG [26]) erfordert. Zur Umsetzung und Beschleunigung dieses anstehenden Rollouts können aus Sicht der Autor:innen u.a. folgende Maßnahmen beitragen:

■ Ausbau und Stabilität der Kommunikationsnetze für die WAN-Anbindung von SMGWs verbessern

- Schnellstmöglicher Ausbau vom 450 MHz Netz & parallele Beschleunigung vom Ausbau öffentlicher Mobilfunknetze
- Fallback-Optionen bei Nichtverfügbarkeit von üblichen Lösungen wie Mobilfunknetzen, dedizierter Power-Line-Communication (PLC) oder Breitbandnetze vor allem für nicht netzrelevante Messlokationen (z.B. nur monatliche Messwerterhebung per Tarifierungsfall (TAF) 1), evaluieren und weiterentwickeln. Vor allem die Möglichkeit, das Endkunden-LAN für die iMSys-Infrastruktur sicher und kostengünstig nutzbar zu machen, kann eine Chance für diese Fälle sein.
- Effizienter Einsatz von Installationskapazitäten unter Nutzung digitalgestützter Instrumente
- Pegelmessungen der Kommunikationsanbindung bei der Ersteinrichtung zur Vermeidung von Anfahrten bei Störungen sowie eine anschließende enge WAN-Überwachung im kurzfristigen Bereich (Stundenbereich) zur Erleichterung der Störungsbehebung

- Digital gestützte Installationsdokumentation zur Beschleunigung der »Standardinstallation« (vor allem im Neubaubereich bei denen die neuste Zählerschrankgeneration bereits vorliegt, bspw. VDE-AR-N 4100 konforme Zählerplätze in der Niederspannung)
- Entwicklung und Einsatz intelligenter Planungswerkzeuge zur Entscheidungsunterstützung bei der operativen Rollout-Umsetzung mithilfe einer kontinuierlichen Berücksichtigung neuer iMSys-Anfragen (Prinzip: Ausnutzung 4 Monatsfrist nach § 34 MsbG)
- Reduktion der Anzahl notwendiger SMGWs per 1:n-Strategie vor allem in Mehrfamilienhäusern und Ausbau der Fähigkeiten per Local Metrological Network (LMN) bzw. Home Area Network (HAN) kabellos zusätzliche Messeinrichtungen als auch Systemeinheiten / Kommunikationsadapter leistungsfähiger und herstellerübergreifend einzubinden
- Plattformbasierter One-Stop-Shop für Anschlussnutzer:innen unter Federführung vom gMSB und dem Anschlussnetzbetreiber mit Zugriff für weitere relevante Marktakteur:innen (z.B. Lieferant:innen, Direktvermarkter:innen (DV), etc.), um alle Dienstleistungen direkt bei Inbetriebnahme eines neuen Netzanschlusses zu bündeln und damit wiederholte Anfahrten bzw. bilaterale Abstimmungen zu vermeiden. Eine mittelfristige Verknüpfung mit der verteilnetzübergreifenden Internetplattform für Netzanschlussbegehren nach § 14e EnWG sowie dahinterliegender Systeme bei den VNB erscheint an dieser Stelle zielführend.

These 8 und 9: Moderne und offene IT-basierte Anlagenkommunikation, die insgesamt Plug&Play-fähig ist

Für die Anlagenkommunikation der Zukunft ist weiterhin die Nutzung von aktuellen IT-Technologien und offener Dokumentation unumgänglich. Gleichzeitig müssen die technologischen Lösungen Plug&Play-fähig sein und eine akteursübergreifende Prozessautomatisierung ermöglichen.

Aktuell ist EEBus [27] ein Positivbeispiel für einen offenen Standard aus Industrieperspektive, der verschiedene Anwendungsfälle der Anlagenkommunikation abdeckt. Die Implementierung ist dabei kompatibel mit den in VDE AR-E 2829-6-1 [28] erläuterten Anwendungsfällen. Die Abhängigkeit von einem derzeit kommerziell verfügbaren Stack wird allerdings teilweise aus IT-Sicherheitsperspektive kritisch bewertet. Eine Übersicht der Anlagensteuerung für den EEBus Idealfall des digitalen Netzanschlusspunkt ist in Abbildung 6 dargestellt. Der Ansatz ist bisher vor allem für Einfamilienhäuser konzeptioniert.

Unklar ist weiterhin der Umgang mit bzw. die konkrete Ansteuerung von Einzelanlagen unterhalb des Home Energy Management Systems (HEMS), da derzeit nicht alle Hersteller:innen von dezentralen Energieanlagen auf EEBus setzen. Vor allem im PV-Bereich dominiert aktuell noch [SunSpec](#), [Modbus](#) sowie bei Wärmepumpen der deutsche Branchenstandard [SG-Ready](#). Zudem sind viele dezentrale Energieanlagen in der Nieder- und Mittelspannung für Netzbetreiber:innen nur über Schaltrelais ansteuerbar.

Darüber hinaus ist die Umsetzung von Plug&Play-Fähigkeit aktuell nur partiell vorhanden. So bieten bspw. EEBus oder das [FNN-Lastenheft Steuerbox](#) erste Konzepte bzw. Lösungen, um sich dem Zielbild zu nähern, jedoch eine akteursübergreifende Automatisierung einschließlich übergeordneter Systemlandschaften ist bisher nicht vorhanden. Hier ist ein möglicher Ansatz die Verwendung von digitalen Identitäten, welche aktuell insbesondere durch Datenrauminitiativen weitergetrieben wird (vgl. Kapitel 1).

Aus Sicht der Autor:innen stehen damit erste moderne und offene Standards zur Verfügung. Die Verbreitung dieser Standards in der tatsächlichen Nutzung in den nächsten Jahren ist aber aktuell nicht absehbar. Hier muss weiterhin intensive Abstimmung zwischen den verschiedenen beteiligten Parteien wie Anlagenhersteller:innen und -betreiber:innen, Endkund:innen, Netzbetreiber:innen und dem Regulator erfolgen, um alle Mehrwerte einer modernen Anlagenkommunikation ausschöpfen zu können. Für das Vorantreiben der Digitalisierung ist es notwendig, dass insbesondere die Hersteller:innen bereit sind, auf gemeinsame Lösungen zu setzen anstelle des Vorantreibens eigener geschlossener Plattformlösungen. Im europäischen Kontext dient der sich im Abschluss befindende Data Act als potenzieller Enabler für offene Schnittstellen auch im Bereich der Anlagenkommunikation. Gleichzeitig muss insbesondere auch die Plug&Play-Fähigkeit weiter vorangetrieben werden, um die Skalierungseffekte akteursübergreifender Automatisierung, insbesondere bei Inbetriebnahme und im operativen Betrieb, nutzbar zu machen.

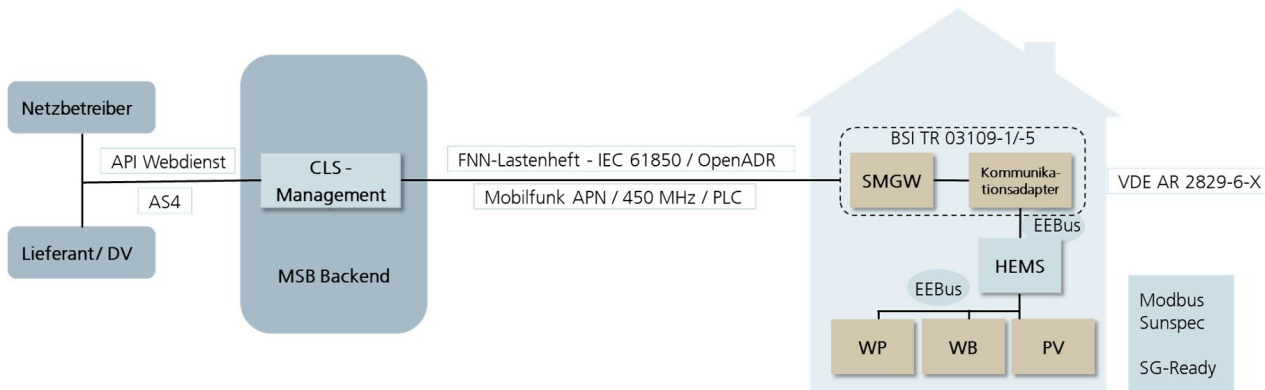


Abbildung 6: Zielbild vom digitalen Netzanschlusspunkt zur Ansteuerbarkeit von dezentralen Energieanlagen



4.3. Zwischenfazit

Mit den gesetzlichen und regulatorischen Änderungen des Berichtszeitraums wurden von Seiten der Politik klare Vorgaben und Ziele für den iMSys Rollout vergeben. Dieses klare Bekenntnis zur zukünftigen Nutzung der iMSys-Infrastruktur zur Anlagenkommunikation bietet für alle beteiligten Stakeholder ein eindeutigeres Zielbild für die Anlagensteuerung. Bei Letztverbraucher:innen und Betreiber:innen kleiner Energieanlagen ist durch die Deckelung der Messentgelte zudem von einer erhöhten Akzeptanz zur Nutzung der iMSys-Infrastruktur auszugehen.

Einige Details, wie z.B. die langfristigen Rahmenbedingungen zur (weiteren) Nutzung der 2. WAN-Anbindung, sind allerdings weiterhin ungeklärt und bedürfen weiterer Spezifizierung in der nahen Zukunft. Auch die tatsächliche kommunikationstechnische Anbindung der iMSys-Infrastruktur bedarf eines zügigen Ausbaus als auch einer Verstärkung der zugrundeliegenden Telekommunikationsnetze, damit eine mögliche Erweiterung der Nutzung umsetzbar ist. Dies gilt vor allem für die öffentlichen TK-Netze, aber auch langfristig für die dedizierte 450 MHz Infrastruktur.

Für die effiziente Bewältigung des Rollouts mit einer signifikant erhöhten Anzahl an SMGW bei gleichzeitig begrenzt zu erhöhenden Installationskapazitäten sollten außerdem digitalgestützte Instrumente bei Installation, Konfiguration und Betrieb gezielt zum Einsatz kommen. Dadurch kann perspektivisch Zeit- und Personalaufwand gesenkt werden.

Die Entwicklung und der Einsatz Plug&Play-fähiger und interoperabler Schnittstellen sollte dabei insbesondere auch in Zusammenarbeit mit den Hersteller:innen priorisiert werden. Hier bedarf es vor allem noch eines konkreten Zielbildes für akteursübergreifende Automatisierung, um die vollen Vorteile der Digitalisierung der Anlagenkommunikation ausschöpfen zu können.

Ein bisher nicht spezifizierter Anwendungsfall ist die zukünftige Anbindung von Großanlagen außerhalb der Niederspannungsebene über die iMSys-Infrastruktur. Hier bedarf es weiterer Forschungs- und Entwicklungsarbeit.

Schwerpunkt Anlagenkommunikation – Aktuelle CINES-Aktivitäten

1. Anlagenkommunikation unter den Bedingungen des Netzwiederaufbaus im abgeschlossenen BMWK-geförderten Projekt SysAnDUK – <https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2019/sysanduk.html>
2. Entwicklung von resilienten virtuellen Kraftwerken im laufenden BMWK-geförderten Projekt SecDER – <https://secder-project.de/>
3. Einbindung von Steuerberechtigten an die iMSys-Infrastruktur über Open Source Lösungen der BMWK-geförderten Verbundvorhaben MeGA – <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=mega&v=10&id=30346847>

5. Netzbetrieb und -planung

Herausforderungen bei Netzbetrieb und Netzplanung

Die Energiewende auf dem Weg zur klimafreundlichen Energieversorgung ist untrennbar mit der Verkehrs- und Wärme-wende verbunden. Vor allem für die Verteilnetze bedeutet dies, dass nicht nur Erzeugungskapazität in Form von Windkraft und Photovoltaik angeschlossen wird. Im Zuge der Elektrifizierung des Heizungs- und Verkehrssektors sind auch neue, zum Teil große Verbraucher, wie E-Fahrzeuge oder Wärmepumpen, in den untersten Netzebenen angeschlossen.

Für die Planung und den Betrieb bedeutet dies neue Herausforderungen – aber auch Chancen. Nach konventionellen Planungsgrundsätzen konnte eine typische Ortsnetzstation mit einer Nennleistung von 400 kVA rund 200 bis 300 Haushalte versorgen. Unterstellt man eine typische Ladestation für E-Fahrzeuge mit 11 kW Anschlussleistung, ist die Ortsnetzstation bereits mit 36 gleichzeitig ladenden Fahrzeugen überlastet, ohne dass weitere Verbraucher versorgt sind. Ein ähnliches Bild lässt sich für Wärmepumpen und die Erzeugung mit PV skizzieren.

Gleichzeitig sind beispielsweise E-Fahrzeuge oder auch Wärmepumpen in aller Regel gut steuerbare Verbraucher und können in Zeiten mit hoher Erzeugung und/oder geringer Last geladen werden. Bereits heute nutzen viele Eigenheimbesitzer:innen aus ökonomischen Gründen eigene Erzeugung aus Photovoltaik, um ihr E-Fahrzeug solaroptimiert zu möglichst geringen Stromkosten zu laden. Neben der reinen Laststeuerung setzen

viele PV-Anlagen-Besitzer:innen auch auf stationäre Batterien und perspektivisch auch mobile Batterien in E-Fahrzeugen (V2H), um ihre Eigenversorgungsquote zu steigern. Abgesehen von diesen dezentralen Anreizen kann es auch in kritischen Situationen erforderlich werden, Verbrauch und Erzeugung netzdienlich zu steuern. Werkzeuge wie die Anpassung §14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen und Redispatch 2.0 schaffen den Rahmen, auch Kundenanlagen systemdienlich zu nutzen [29].

Aus Sicht der Netzplanung sind die aktuellen Planungsgrundsätze einer mittleren Verbrauchsleistung nicht mehr ausreichend. Stattdessen muss spezifisch für jeden Netzabschnitt die Versorgungsaufgabe detailliert ermittelt werden. Dies bietet die Grundlage für die Generierung von Zeitreihen, die die jeweilige marktgetriebene Betriebsweise der Anschlussnehmer:innen und mögliche Vorgaben durch den Netzbetreiber einbezieht. Die Versorgungsszenarien bilden die Grundlage für eine bedarfsorientierte, vorausschauende und kostenoptimierte Netzplanung.

Auch mit dem Erschließen von Flexibilitäten wird ein Netzausbau nicht zu verhindern sein. Aber mit neuen Planungsverfahren kann dieser zumindest möglichst kosteneffizient geschehen. Dies ist insbesondere entscheidend vor dem Hintergrund, dass immer mehr Haushalte nach einer Nutzung von selbst erzeugtem Strom streben. Damit sinkt auch der über das Netz transportierte Verbrauch und die Netzkosten verteilen sich auf weniger kWh.

5.1 Regulatorische Rahmenbedingungen

Netzplanung und Netzbetrieb unterliegen klaren regulatorischen Rahmenbedingungen. Hier gab es im letzten Jahr durchaus interessante Entwicklungen.

Anpassung §14a für steuerbare Verbrauchseinrichtungen und Universalbestellprozess:

Die gesetzliche Regelung zur netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach §14a EnWG besagt, dass Betreiber:innen von Elektrizitätsverteilnetzen und Lieferant:innen, Letztverbraucher:innen und Anschlussnehmer:innen Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder von Netzanschlüssen dieser abschließen müssen. Im Gegenzug werden Netzentgeltreduzierungen festgelegt. Seit der Erstfassung im Jahr 2011 und einer Überarbeitung im Jahr 2016 wurde bis 2022 nicht weiter auf die gesetzliche Regelung eingegangen. Zum 01.01.2023 hat der Gesetzgeber der Bundesnetzagentur (BNetzA) die Entscheidungsbefugnis für die Bestimmungen des netzorientierten Einsatzes von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen übertragen. Parallel dazu wurden die Prozesse von Steuerungshandlungen in Verbindung mit dem intelligenten Messsystem von der BNetzA mit dem sog. Universalbestellprozess neu geregelt, der ab dem 01.10.2023 anzuwenden ist.

Im Dezember 2023 wurde die Neufassung des §14a zur »netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen« sowie die Reduzierung der Netzentgelte zur Verhinderung von Netzüberlastungen beschlossen, die zum 1.1.24 in Kraft tritt. Ziel war mehr regulatorische Klarheit und Versorgungssicherheit trotz steigender Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Batteriespeicher. Die Änderungen umfassen die genaue Definition der Steuerungsberechtigung und – im Gegenzug – die Garantie eines sofortigen Netzanschlusses für Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen. Zudem wurden Dokumentationspflichten und Netzausbauanforderungen eingeführt, wenn Steuerungsmaßnahmen ergriffen wurden oder weitere erwartet werden.

Das im Vorfeld veröffentlichte Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur hat bereits Debatten ausgelöst, hauptsächlich wegen Begriffsunklarheiten und Medienverzerrungen. Die Netzbetreiber stimmten zu, dass vorübergehende

Steuerungseingriffe nötig sind, bis die Netze ausgebaut sind, hatten jedoch Bedenken zur Novellierung. Begriffe wie »statische Steuerung« und »dynamische Steuerung« wurden als missverständlich empfunden und die Einführung der »messtechnischen Feststellung« wurde wegen hoher Kosten kritisiert. Die flächendeckende Messtechnikausstattung wurde als unnötig betrachtet. Stattdessen bevorzugten die Netzbetreiber die dauerhafte Nutzung anderer Verfahren wie State Estimation zur genauen Auslastungsbestimmung. Im mehrstufigen Konsultationsverfahren reichten Fachexpert:innen, Verbände und Interessenvertreter:innen Änderungsvorschläge ein.

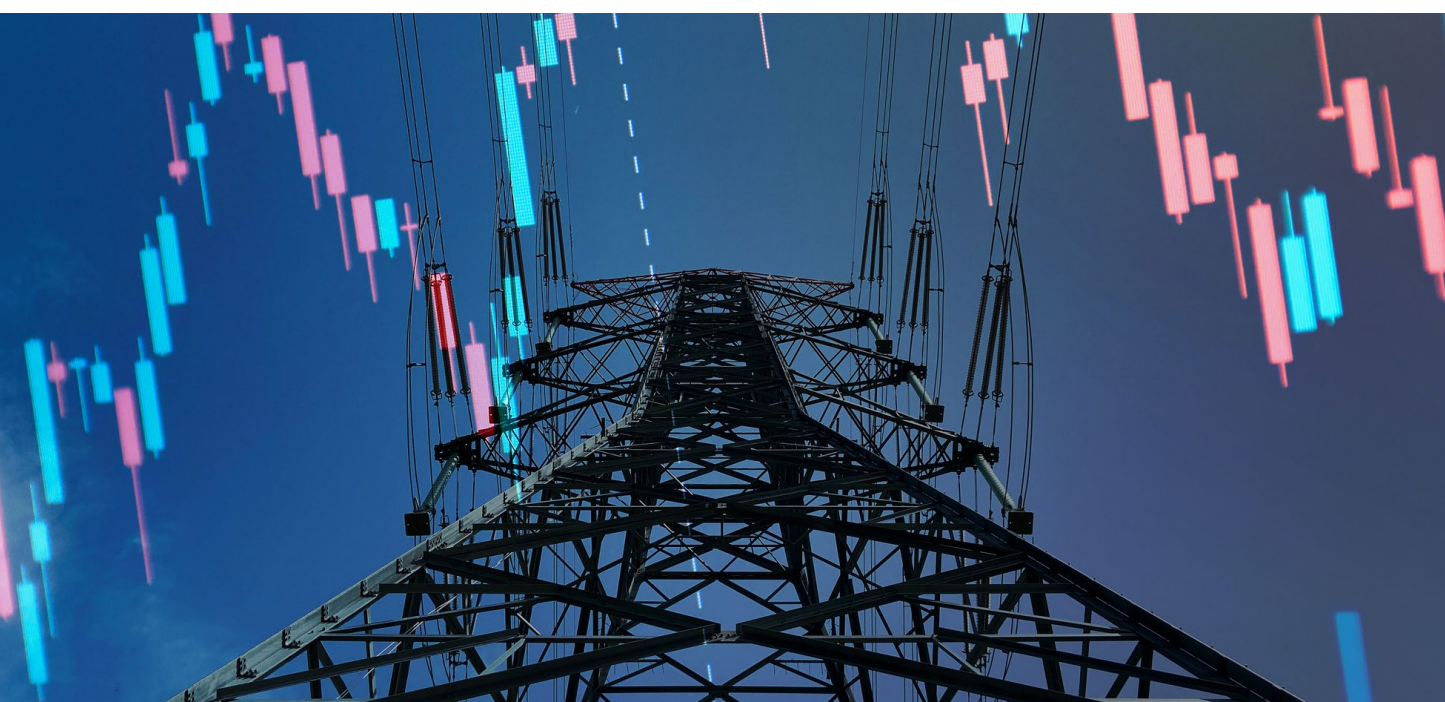
Ein Hauptmerkmal der neuen Regelung ist die Klarstellung, dass eine vollständige Abschaltung nicht erlaubt ist. Die Beschlusskammern 6 [30] und 8 [31] haben festgelegt, dass Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen zwischen drei Modulen wählen können, welche Auswirkungen auf die Netzentgelte haben:

- Pauschale Netzentgeltreduzierung (Modul 1)
- Prozentuale Reduzierung des Arbeitspreises (Modul 2), wenn eine separate Messung des Verbrauchs einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung vorliegt
- Anreizmodul (Modul 3) mit zeitlich variablen Netzentgelten ergänzend zu Modul 1.

Konkret ist spätestens ab dem 01.01.2029 eine netzorientierte (dynamische) Steuerung durch den Verteilnetzbetreiber zulässig, wenn bei messtechnisch festgestelltem Engpass innerhalb von 3 Minuten das Auslösen der Reduzierung des netz wirksamen Leistungsbezuges erfolgt. Dabei ist mindestens ein netz wirksamer Leistungsbezug von 4,2 kW zu gewähren. Die netzorientierte Steuerung hat dabei stets Vorrang vor anderen bspw. marktlicher Laststeuerung. Es wird eine Übergangsfrist für vor dem 01.01.2024 in Betrieb genommene Anlagen geben.

Aktuelle Entwicklungen Redispatch 2.0-Prozess:

Der bilanzielle Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen einschließlich der Abregelung von Erzeugungsanlagen ist seit dem 01.10.2021 für Elektrizitätsnetzbetreiber Pflicht. Basierend auf den Vorschlägen des Branchenverbandes BDEW





zu massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozessen, Datenlieferpflichten und Netzbetreiberkoordination hat die Beschlusskammer 6 der BNetzA durch drei Festlegungen zum Redispatch 2.0 für rechtlich verbindlich erklärt. Für im Übertragungsnetz angeschlossene Anlagen werden der bilanzielle Ausgleich und die festgelegten Prozesse bereits erfolgreich praktiziert.

Im Gegensatz dazu wurden Pilotprojekte für die Anwendung bei Anlagen im Verteilnetz zum 01.08.2023 beendet. Stattdessen wird die »BDEW-Übergangslösung« praktiziert, wobei der bilanzielle Ausgleich über den Bilanzkreisverantwortlichen mit einem zusätzlichen Aufwandersatz durch den Anschlussnetzbetreiber erfolgt, sofern der bilanzielle Ausgleich nicht durch den Netzbetreiber erfolgt. An der Übergangslösung wird jedoch aufgrund mangelnder Rechtssicherheit Kritik geäußert. Es wird weiterhin das Ziel verfolgt, den Redispatch 2.0 in einem massengeschäftstauglichen Verfahren auszugestalten, um den Herausforderungen des geplanten und notwendigen Zubaus erneuerbarer Energie gerecht zu werden. Aktuell wird eine Umsetzung unter den gegebenen Umständen allerdings nicht erwartet. Für die Konsultation konkreter Änderungsvorschläge wurde daher ein Sachverständiger beauftragt, um Vorschläge für die Fortentwicklung der Festlegung zum Redispatch 2.0 auf Basis der Erkenntnisse aus den Pilotprojekten berücksichtigen zu können.

Während der Redispatch 2.0 Prozess noch in der Umsetzungsphase steckt, wird bereits aktiv an der Weiterentwicklung hin zum sogenannten Redispatch 3.0 gearbeitet. In Forschungsprojekten und Studien bspw. von Übertragungsnetzbetreibern werden Vorschläge für die Ausgestaltung erarbeitet. Da sich der Redispatch 2.0 i.d.R. nur auf Anlagen ab einer installierten Leistung von 100 kW bezieht, setzt der Redispatch 3.0 am Flexibilitätpotential von Kleinstanlagen an. Dabei sollen neben Erzeugungsanlagen auch andere Energieanlagen wie Wärmepumpen, Heimspeicher und Elektroautos zur Netzstabilisierung herangezogen werden. Ein finanzieller Anreiz wird dabei für eine freiwillige Teilnahme der Anlagenbetreibenden vorgeschlagen.

In der aktuellen Phase werden Prozesse und die notwendige Systemarchitektur ausgestaltet, die für eine Realisierung als notwendig erachtet werden. Um die Komplexität der Vielzahl von Kleinstanlagen zu reduzieren, werden Aggregations-Objekte vorgeschlagen, die steuerbare Verbrauchseinrichtungen bündeln. Dabei sind sowohl Anlagenstammdaten als auch dynamische Daten wie Messwerte und Prognosen relevant.

5.2 Reflexion der Thesen

Vor dem Hintergrund der jüngsten Entwicklungen wurden mit Fachexpert:innen die in der Studie zur Digitalisierung des Energiesystems aufgestellten Thesen reflektiert.

These 10: Digitalisierung ist Kernkompetenz im zukünftigen Stromnetzbetrieb

Grundsätzlich gibt es weiterhin eine große Zustimmung zu dieser These. Die Aussagen der Expert:innenrunde bieten einen spannenden Einblick in verschiedene aktuelle Aspekte der Digitalisierung im Netzbetrieb. Zur genaueren Einordnung der Frage, ob die Digitalisierungskompetenz unternehmenskritisch ist, werden zunächst die unterschiedlichen Aspekte differenziert.

Unter Digitalisierung verstehen die Expert:innen im Netzbetrieb im Allgemeinen die Implementierung von Live-Daten, die eine entscheidende Rolle bei der Überwachung des Netzes spielen. Die Digitalisierung zielt ebenfalls darauf ab, so viele Komponenten wie möglich steuerbar zu machen, um z.B. eine schnellere Störungsbeseitigung zu ermöglichen. Ein weiteres Ziel der Digitalisierung ist der Aufbau digitaler Abbilder der Netze und deren Assets, die die Integration von IT und OT schneller ermöglichen und zu einer verbesserten Transparenz im Netz führen sollen. Plattformen wie Envelio und PSInGo werden dabei genutzt, um die Digitalisierung voranzutreiben und die Effizienz des Netzbetriebs zu steigern.

Die Aussagen der Expertenrunde verdeutlichen die Herausforderungen und mögliche Zielkonflikte im Zuge der Digitalisierung des Stromnetzbetriebs. Insbesondere die höhere Auslastung der Netze wird kritisch gesehen, die Netzstabilität ist nach wie vor das höchste Ziel. Es wurde beispielsweise betont, dass die Digitalisierung allein nicht in der Lage ist, eine signifikante Erhöhung der Netzkapazität zu bewirken. Eine Steuerung der Verbrauchsseite im Engpassfall wird dabei als Notlösung gesehen, auf die nur zurückgegriffen werden darf, wenn der Netzausbau nicht schnell genug erfolgen kann. Darüber hinaus wurde betont, dass die Automatisierung allein (noch) nicht in der Lage ist, die notwendige Steuerung und Kontrolle des Netzes zu ersetzen.

Der Einsatz von hoch qualifizierten Fachkräften ist weiterhin in allen Bereichen des Netzbetriebs notwendig. Die Aspekte von Kompetenzen und Personal kommen auch in weiteren

Aussagen der Teilnehmenden deutlich zum Ausdruck. Speziell geht es um den Aufwand und die zusätzlichen Anforderungen, die mit der Digitalisierung einhergehen. Es wird betont, dass die Implementierung der Digitalisierung zunächst zusätzliche Ressourcen und spezielle Kompetenzen erfordert. Digitalisierung bringt keine schnelle Arbeitsentlastung, im Gegenteil. Kompetenzaufbau und Umstellung findet parallel zu laufendem regulären Betrieb statt. Dabei greift es zu kurz, nur den technischen Fortschritt des Netzbetriebs zu betrachten – auch die Prozesse und Geschäftsmodelle müssen angepasst werden. Daten führen dabei auch zu neuer Wertschöpfung. Das geht zum Teil mit großen internen Veränderungen einher und nimmt viel Zeit in Anspruch. Dieser Transformation sollten daher alle Netzbetreiber schnellstmöglich Aufmerksamkeit (und Ressourcen) widmen.

Neben dem Aufbau von eigenen Teams wird die Zusammenarbeit mit externen Dienstleistern als wichtiger Schritt angesehen, um die digitalen Projekte effektiv umzusetzen. Es wird bereits an vielen Stellen auf Angebote von Dienstleistern, wie z.B. Count and Care, Venios oder Smight, zurückgegriffen. Es besteht eine deutliche Abhängigkeit von diesen Dienstleistern, da sie spezialisierte Kompetenzen und Fachwissen einbringen. Es wird jedoch auch betont, dass die Zuständigkeiten möglicherweise später wieder ins Unternehmen zurückgeführt werden sollen. Die Nutzung externer Dienstleister ermöglicht es den Unternehmen, von deren Fachkenntnissen zu profitieren und die digitalen Projekte effektiv umzusetzen.

These 11: Eine dezentrale Energiewende bedeutet flächendeckende Digitalisierung bis in die unteren Netzebenen

Wie bereits die 110kV-Ebene in den letzten Jahrzehnten umfassend digitalisiert wurde, ist der Netzbetrieb ohne diese Datenerfassung und Überwachung auch in Mittel- und Niederspannungsnetzen zukünftig nicht mehr vorstellbar. Insbesondere die weit verzweigte Niederspannungsebene in dieser Art zu digitalisieren wäre allerdings mit enormen Kosten verbunden, weswegen nach einem Optimum aus Netzausbau, Mess- und Steuerungstechnik sowie Zustandsschätzung gesucht wird.

Nach Aussagen der Expert:innen und aktueller Regulatorik (EnWG §14a) soll eine hinreichende Beobachtbarkeit durch 20% Messdurchdringung des Netzes erzielt werden.

Weiterhin soll ein signifikanter Teil der Prosumenten steuerbar sein und als Flexibilität zur Verfügung stehen.

Nachteile dieser digitalen Messtechnik sind aber u.a., dass diese oft über ein zentrales System des Messstellenbetreibers laufen und nicht unmittelbar in der Netzführung verfügbar sind. Weiterhin birgt die große Heterogenität der Datenquellen eine große Herausforderung, diese Daten dann einheitlich zur Überwachung und Steuerung zu nutzen.

Die Umsetzung und Einbindung in die eigenen Prozesse und Systemlandschaften stellt die Netzbetreiber vor diverse Hemmnisse. Diese Aussagen verdeutlichen, dass das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW, Mai 2023) nicht zwingend geeignet ist für einen zukünftigen einfacheren Netzbetrieb und Abbau von Bürokratie, weil es noch zu viele verschiedene Systeme und Datenquellen gibt, die zusammengeführt werden müssen. Hier sind die technischen Details die entscheidende Herausforderung. Trotzdem waren sich alle Expert:innen einig, dass sie der These an sich zustimmen können und deren Notwendigkeit deutlich sehen. Die Geschwindigkeit und auch der Grad der Umsetzung sind zudem abhängig vom Hochlauf der Einspeiser (PV) und Verbraucher (Fokus E-Mob und Wärmepumpen) in den jeweiligen Niederspannungsnetzen. Hier kann man priorisieren und Erfahrungen sammeln.

Zusammenfassend verdeutlichen die Aussagen der Personen, dass eine dezentrale Energiewende eine flächendeckende Digitalisierung bis in die unteren Netzebenen erfordert. Die Herausforderungen liegen in der einheitlichen Nutzung verschiedener Datenquellen, der Verbindung aller Daten und der Vermeidung von Steuerungskonflikten. Die Digitalisierung der Netzebenen wird als ein langwieriger Prozess angesehen, der jedoch von Faktoren wie der Klimaneutralität vorangetrieben wird. Diese Erkenntnisse stehen in Verbindung mit der vorherigen Zusammenfassung, in der die Bedeutung der Digitalisierung als Kernkompetenz im zukünftigen Stromnetzbetrieb betont wurde.

These 12: Die rechtzeitige Umsetzung der Energiewende kann nur durch eine vollständige Digitalisierung von Planungs- und Genehmigungsprozessen gelingen

Diese These fokussiert die Verbindung zwischen einer vollständigen Digitalisierung von Planungs- und Genehmigungsprozessen und der rechtzeitigen Umsetzung der Energiewende. Aufgrund der signifikant angestiegenen Zahl an Anschlussgesuchen, nicht zuletzt durch die Einführung der

Balkonkraftwerke, ist eine zeitnahe manuelle Bearbeitung nicht mehr möglich. Dieses sahen auch die Anwesenden Expert:innen so. Die personellen Kapazitäten sind weitestgehend ausgeschöpft, was an einigen Stellen bereits zur Einführung von Automatisierungswerkzeugen geführt hat, um die Kontrolle zu behalten. Zukünftig sollen sämtliche Prozesse bzgl. Netzplanung und -genehmigung automatisiert werden, um etwaige Antragsstaus zu vermeiden und damit keine Hürde für die Energiewende darzustellen.

Zusammenfassend verdeutlichen die Aussagen der Personen, dass eine vollständige Digitalisierung von Planungs- und Genehmigungsprozessen eine entscheidende Rolle bei der rechtzeitigen Umsetzung der Energiewende spielt. Die Digitalisierung ermöglicht eine effiziente Bewältigung der steigenden Anzahl von Aufgaben und Anfragen, insbesondere im Zusammenhang mit dem Anschluss von Balkonkraftwerken und dem Niederspannungsnetz. Die Verbindung verschiedener Datenquellen und die Automatisierung von Prozessen sind von großer Bedeutung, um Engpässe zu vermeiden und die Energiewende voranzutreiben. Diese Erkenntnisse stehen in Verbindung mit den bisherigen Zusammenfassungen und Thesen.

Die Notwendigkeit einer umfassenden Digitalisierung wurde bereits in Bezug auf die Kernkompetenz im zukünftigen Stromnetzbetrieb und die flächendeckende Digitalisierung bis in die unteren Netzebenen betont. Die Digitalisierung der Planungs- und Genehmigungsprozesse ist ein weiterer wichtiger Aspekt der Energiewende, bei dem die Digitalisierung eine Schlüsselrolle spielt. Die Verbindung verschiedener Datenquellen und die Automatisierung von Prozessen tragen dazu bei, die Effizienz des Netzbetriebs zu steigern und Engpässe zu vermeiden. Eine ganzheitliche Betrachtung aller Aspekte der Digitalisierung im Stromnetzbetrieb ist entscheidend, um die rechtzeitige Umsetzung der Energiewende zu ermöglichen.



5.3 CINES Aktivitäten im Bereich Netzbetrieb und -planung

Die Digitalisierung im Netzbetrieb umfasst die Implementierung von Live-Daten, die Steuerbarkeit des Netzes und den Aufbau digitaler Abbilder. Die Umstellung auf digitale Prozesse erfordert zusätzliche Ressourcen und spezielle Kompetenzen, wobei sowohl interne Teams als auch externe Dienstleister eingebunden werden. Die Nutzung externer Dienstleister ermöglicht es, spezialisierte Kompetenzen einzubringen und die digitalen Projekte effektiv umzusetzen. Die Digitalisierung bietet die Möglichkeit, den Netzbetrieb effizienter und stabiler zu gestalten, erfordert jedoch auch eine ganzheitliche Betrachtung, um mögliche Zielkonflikte und Herausforderungen erfolgreich zu bewältigen.

Mit der Novellierung des §14a EnWG wird eine lange erwartete rechtliche Grundlage geschaffen für die weitere Digitalisierung

und Flexibilisierung des Stromnetzes. Insbesondere die Klarstellung, keine Anschlussgesuche aufgrund von Netzengpässen ablehnen zu dürfen, ist ein Meilenstein. Die Schaffung der notwendigen Prozesse und Infrastruktur für die netzdienliche Steuerung ist eine Herausforderung, die eine umfassende Digitalisierung erfordert. Es werden sowohl weitere Kooperationen als auch weiterer Kompetenzaufbau notwendig sein. Fortentwicklungen der Netzentgeltsystematik sowie der Anreizregulierung würden hierbei weitere positive Impulse setzen.

Im Folgenden werden einige beispielhafte Projekte aus dem Rahmen des Exzellenzclusters benannt.

Schwerpunkt Netzbetrieb und -planung – Aktuelle CINES-Aktivitäten

1. StraZNP – Die strategische Zielnetzplanung basierend auf Szenarien für die Versorgungsaufgabe, für die entsprechende Zeitreihen abgeleitet werden.
2. AI4Grids – KI-basierte Planung und Betriebsführung von Verteilnetzen und Microgrids zur optimalen Integration regenerativer Erzeuger und fluktuierender Lasten im Rahmen der Energiewende.
3. Redispatch 3.0 – Redispatch und Vermarktung nicht genutzter Flexibilitäten von Kleinanlagen hinter intelligenten Messsystemen.

6. Cybersicherheit

Die zunehmende Digitalisierung der Energieversorgung in Deutschland bringt nicht nur zahlreiche Vorteile, sondern auch erhebliche Risiken mit sich. Cyberangriffe auf kritische Infrastrukturen, insbesondere im Energiebereich, sind zu einer ernsthaften Bedrohung geworden. Um dieser Herausforderung wirksam zu begegnen, wird Cyberresilienz zukünftig eine immer entscheidendere Rolle spielen.

Cyberresilienz in der Energieversorgung

Cyberresilienz bezeichnet die Fähigkeit eines Systems, Cyberangriffe zu erkennen, ihnen standzuhalten, sich davon zu erholen und dabei die kontinuierliche Verfügbarkeit, Integrität und Vertraulichkeit der kritischen Prozesse sicherzustellen. Im Kontext der Energieversorgung bedeutet dies, dass das Energiesystem in der Lage sein muss, auch im Falle eines Cyberangriffs die Versorgung sicher zu stellen und Normalbetrieb schnellstmöglich wieder aufzunehmen.

Für die Unterstützung der Umsetzung der Cyberresilienz in Organisationen wurde das [NIST Cybersecurity Framework](#) [32] entwickelt. Das Framework besteht aus fünf Phasen: Identify, Protect, Detect, Respond und Recover. Diese Phasen sollen dazu beitragen, eine umfassende und effektive Cybersecurity-Strategie zu entwickeln und umzusetzen.



Abbildung 7: NIST Cybersecurity Framework [33]

Identify: Die Phase Identify umfasst die Identifikation Kritischer Infrastrukturen, die Bestimmung der Bedrohungslage sowie die Durchführung von Auswirkungsanalysen zwischen der IKT-Infrastruktur und dem Versorgungsprozess. Diese Identifikation ist entscheidend für die Entwicklung einer wirksamen Sicherheitsstrategie.

Protect: Dieser Schritt beinhaltet Maßnahmen zur Absicherung von kritischen Infrastrukturen. Dazu gehören Zugangskontrollen, Verschlüsselung, Schulungen für Mitarbeitende und andere Sicherheitsmaßnahmen, die dazu beitragen, Angriffe zu verhindern.

Detect: Die frühzeitige Erkennung von Angriffen auf die IKT-Infrastruktur der Organisation steht im Mittelpunkt dieser Phase. Dies umfasst die Implementierung von Überwachungsmechanismen, Intrusion Detection Systemen bzw. Systemen zur Angriffserkennung und anderer Technologien zur schnellen Identifizierung von Sicherheitsvorfällen.

Respond: Diese Phase umfasst die Reaktionen auf einen erkannten Sicherheitsvorfall. Dies beinhaltet die Entwicklung von Notfallplänen, Schulungen für das Sicherheitsteam und die Implementierung von Maßnahmen zur Eindämmung und Beseitigung von Bedrohungen.

Recover: Um nach einem Sicherheitsvorfall den Normalbetrieb so schnell wie möglich wiederherstellen zu können, ist es wichtig, Backups und Wiederherstellungspläne vorzubereiten und zu erproben. Daneben gehört zur Phase Recover auch Maßnahmen zur Verhinderung ähnlicher Vorfälle in der Zukunft.

Die Einteilung der Anforderungen an Cyberresilienz in ein derartiges Framework bietet eine strukturierte Herangehensweise an die Verbesserung der Cyberresilienz. Dabei ist die Cyberresilienz als Zyklus zu verstehen, der eine kontinuierliche Bewertung der Sicherheitspraktiken und damit eine fortlaufende Verbesserung und Anpassung an die sich ständig ändernde Bedrohungslandschaft ermöglicht. Dies ist entscheidend, um die primären Schutzziele Integrität, Verfügbarkeit und Vertraulichkeit kritischer Infrastrukturen sicherzustellen und potenzielle Auswirkungen von Cyberangriffen zu minimieren.

Neuregelungen und Gesetze

Waren in der Vergangenheit vor allem Maßnahmen aus den Phasen Identify und Protect im Fokus der Unternehmen im Bereich der kritischen Infrastrukturen, rücken nun vermehrt die Phasen Detect, Respond und Recover in den Mittelpunkt der Cybersicherheitsstrategie. Diese Entwicklung wird dabei maßgeblich durch die aktuelle und geplante Gesetzgebung forciert.

Die Gesetzgebung zur Cybersicherheit in Kritischen Infrastrukturen hat sich in den letzten Jahren massiv weiterentwickelt. Ausgehend von EU-weiten Verordnungen gibt die nationale Gesetzgebung in Deutschland vor allem im Bereich der Cybersicherheit und Cyberresilienz aktuell und zukünftig umfangreiche Maßnahmen und Pflichten für KRITIS Betreiber vor.

IT-Sicherheitsgesetz 2.0

Das IT-Sicherheitsgesetz 2.0 ist seit Mai 2021 in Kraft und beinhaltet eine deutliche Erweiterung des bis dahin gültigen IT-Sicherheitsgesetzes und des BSI-Gesetzes. Diese umfasst mehr Pflichten für einen größeren Kreis von Betreibern Kritischer Infrastrukturen und stellt gleichzeitig höhere Anforderungen in Bezug auf die Maßnahmen und Prozesse zur Cybersicherheit. Durch die Reduzierung der KRITIS-Schwellwerte, im Sektor Energie betrifft das vor allem die Stromerzeugung, fallen dadurch auch kleinere Energieversorger unter die KRITIS Betrachtung. Zudem erhöht sich im Energiesektor gleichzeitig die Anzahl der KRITIS-Anlagen. Darüber hinaus kommen neue Meldepflichten der bestehenden KRITIS Betreiber an das BSI (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik) und die unmittelbare Pflicht zur Registrierung beim BSI als KRITIS-Betreiber hinzu.

Die Änderung mit dem weitreichendsten Folgen für KRITIS-Betreiber stellte allerdings die Pflicht zur Einführung von Systemen zur Angriffserkennung (SzA) dar. Diese wurde zum Stichtag 31.05.2023 verpflichtend. Sie verpflichtet die Betreiber Kritischer Infrastrukturen, konkrete Maßnahmen in Bezug auf Technologien, Organisation und Personal zur Umsetzung der SzA zu etablieren.

EU NIS 2 und NIS 2 Umsetzungsgesetz

Die EU NIS 2 Richtlinie wurde zusammen mit der EU CER Richtlinie 2022 verabschiedet und ist seit Anfang 2023 in Kraft. Diese Richtlinie gibt den europäischen Rahmen für Betreiber Kritischer Infrastrukturen vor. Dabei legt die Richtlinie die EU-weiten Mindeststandards für Cybersicherheit in den KRITIS Sektoren fest. Zugleich wird die Anzahl der betroffenen Sektoren auf insgesamt 18 erweitert, davon 11 Sektoren mit hoher Kritikalität, allen voran der Energiesektor und 7 »sonstige kritische Sektoren«. Zudem werden Unternehmen nach ihrer Größe und Zugehörigkeit zu den Sektoren in Essential Entities und Important Entities eingestuft.

Die verbindlichen Mindestanforderungen umfassen eine Reihe von Maßnahmen die auch den verschiedenen Bereichen des Cyberresilienz Frameworks zuordenbar sind. Dies umfasst u.a. Konzepte für Risikoanalyse für Informationssysteme und Sicherheit für Informationssysteme (Identify), Incident-Management (Response), Krisenmanagement und Business Continuity (Recover). Die Überführung in deutsches Recht wird durch das NIS2 Umsetzungsgesetz erfolgen. Dieses muss bis Oktober 2024 verabschiedet werden. Dabei handelt es sich um ein Änderungsgesetz, das primär das BSI-Gesetz anpassen wird.

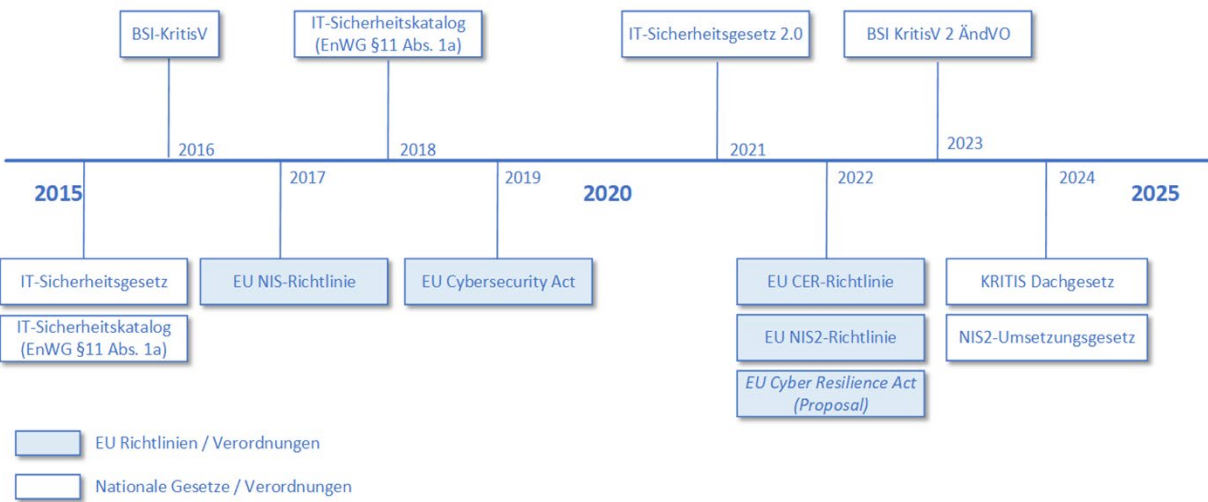


Abbildung 8: Entwicklung der Gesetzgebung zu Cybersicherheit im KRITIS Bereich (eigene Darstellung)

EU CER Richtlinie / KRITIS Dachgesetz

Die EU CER Richtlinie wurde Ende 2022 gemeinsam mit der NIS2 Richtlinie verabschiedet und reguliert die Anforderung hinsichtlich der Resilienz bei Kritischen Infrastrukturen EU-weit. Dabei werden verbindliche Maßnahmen in Unternehmen und staatlichen Instanzen festgelegt. Die Überführung in nationales Recht muss auch hier bis 2024 erfolgen und wird in Deutschland mittels des KRITIS-Dachgesetz abgedeckt. Die CER-Richtlinie fokussiert dabei in besonderem Maße die Resilienz durch physischen Schutz.

Das KRITIS-Dachgesetz wird Regulierung der Betreiber Kritischer Infrastrukturen hinsichtlich der Umsetzung von Maßnahmen zur Erhöhung der Cyberresilienz festlegen. Diese Maßnahmen werden alle Bereiche des Cyberresilienz Frameworks umfassen. So werden z.B. regelmäßige eigene Risikoanalysen (Identify), die Erhöhung des physischen Schutzes (Protect), Krisen Management (Response) und BCM (Recover) als Maßnahmen festgelegt, die unter Beachtung der Verhältnismäßigkeit in den KRITIS Unternehmen umzusetzen sind.

EU Cyber Resilience Act

Als weitere EU-Richtlinie ist der EU Cyber Resilience Act geplant, der aktuell in einem Entwurf vom 15.09.2022 vorliegt. Darin werden allgemeine Standards für Produkte mit digitalen Bestandteilen festgelegt. Dies umfasst Software- und Hardwareprodukte und beinhaltet u.a. die Umsetzung des Security by Design Ansatzes mit angemessenen Maßnahmen in den Phasen Design, Entwicklung und Produktion. So werden Hersteller laut des Entwurfes für einen Zeitraum von bis zu fünf Jahren verpflichtet, Sicherheitslücken über den gesamten Produktlebenszyklus zu schließen. Es umfasst daneben eine Meldepflicht zu Schwachstellen durch die Hersteller. Für Produkte, die laut Entwurf als kritisch eingestuft werden, werden zukünftig zudem noch höhere Anforderungen gelten. Während die vorgenannten Verordnungen und Gesetze primär die Betreiber von Kritischen Infrastrukturen adressieren, werden im Cyber Resilience Act ausdrücklich vermehrt die Hersteller in die Pflicht genommen.

6.1. Reflexion der Thesen

Im Rahmen der Thesenstudie zur Digitalisierung des Energiesystems wurden im Themenkomplex Cybersicherheit 2 Thesen aufgestellt:

These 12: Cyberresilienz wird Cybersecurity ablösen

Damit ergänzt der Design-Ansatz für Resilienz den der Sicherheit, indem er zusätzlich die Angriffserkennung, Reaktion und Behebung ergänzt. Getrieben ist der Gedanke vor allem dadurch, dass Sicherheitsmechanismen fehlschlagen, Systeme angegriffen werden und trotzdem in Betrieb bleiben müssen oder Ihren Betrieb möglichst schnell wiederaufnehmen müssen.

Das Thema Cyberresilienz ist durch die Verpflichtung zur Einführung von Systemen zur Angriffserkennung (SzA) bei den Betreibern Kritischer Infrastrukturen angekommen. Dabei lassen die durchgeführten Gespräche mit Expert:innen und Akteur:innen aus der Energieversorgung einen deutlich unterschiedlichen Stand erkennen. Allgemein kann festgestellt werden, dass der Begriff Cyberresilienz ab einer gewissen Unternehmensgröße sehr präsent ist. Dies spiegelt sich auch in den Expert:inneninterviews wider, nach denen der Umsetzungsstand von Cyberresilienz-Konzepten als sehr heterogen anzusetzen ist.

Neben den notwendigen Maßnahmen in Bezug auf Systeme zur Angriffserkennung liegt bei vielen Unternehmen aktuell der Fokus auf rein präventiven Maßnahmen zum Schutz der Kritischen Infrastruktur, nur wenige Betreiber haben bereits heute zusätzliche Prozesse für Incident Response umgesetzt oder Business Continuity Pläne und Fallback-Lösungen etabliert. Als wesentlicher Faktor bei der Etablierung der Maßnahmen aus dem IT-Sicherheitsgesetz 2.0 und den nachfolgenden Gesetzen wird in diesem Zusammenhang gesehen, dass die Management-Ebene der Unternehmen das Wissen und Verständnis von Cyberresilienz erlangen muss, um die notwendigen strukturellen, personellen und technologischen Entscheidungen treffen zu können.

Aber auch der vorgegebene Prozess bei der Einführung von Systemen zur Angriffserkennung wurde vor allem in Bezug auf die verpflichtenden Auditierung unterschiedlich bewertet, die nicht immer als zielführend bei der Erhöhung der Cyberresilienz in den Unternehmen wahrgenommen wurden.

Die Einführung der Systeme zur Angriffserkennung umfasst sowohl die IT-Infrastrukturen der Unternehmen als auch die OT-Ebene mit der prozessnahen IT.

Dabei ergibt sich die Herausforderung, dass auf Grund der Besonderheit der OT-Infrastrukturen die Kompetenz zur Betrachtung beider Ebenen nicht übergreifend vorhanden ist und eine integrale Überwachung der IT und OT den Aufbau dieser Kompetenzen voraussetzt. Für die Überwachung der OT-Ebene war bei den Betreibern zudem eine initiale Erfassung der Komponenten und Assets hinsichtlich der Hardware- und Softwarestände und der Kommunikationsstrecken notwendig. Häufig erfolgt aber, infolge von abgeschotteten Systemen, keine detaillierte Überwachung der OT-Infrastrukturen, sondern nur die der Schnittstelle zum Leitsystem. Hier werden zukünftig Änderungen auf Grund der fortschreitenden Digitalisierung der OT-Ebene notwendig.

Zum Umsetzungsstand der Einführung der SzA ergibt sich ebenfalls ein sehr unterschiedlicher Stand. Die Rückmeldungen zur Befragung und die Gespräche mit Experten ergaben ein Bild, nachdem der Großteil der Unternehmen die Mindestanforderung erfüllt und zumindest die Sammlung von Log-Informationen aus Netzwerkgeräten umgesetzt hat. Einige Unternehmen haben diesen Prozess bereits mit der Einführung eines SIEM-Systems und der Einbindung dieser Überwachungsdaten weiter vorangetrieben. Zum Teil ist hier auch bereits ein vollständiger Incident Response Prozess umgesetzt. Dies geht einher mit der Etablierung oder Erweiterung von Unternehmenseigenen SOC (Security Operation Center) um die Überwachung der OT-Ebene. Bei kleineren Unternehmen ergibt sich hierbei allerdings eine weitere Herausforderung, da die Etablierung eines eigenen SOC auf Grund der Ressourcensituation zumeist nicht möglich und ein extern betriebenes SOC zumeist nicht zielführend ist. Hier werden zukünftig einfache Lösungen, die möglichst vollautomatisch diese Aufgaben übernehmen, in den Blickpunkt rücken.

Das IT-Sicherheitsgesetz adressiert zur Umsetzung der Anforderungen speziell auch an Systemen zur Angriffserkennung die notwendigen Aspekte Technologien, Organisation und Personal. Vor allem der Aspekt der Verfügbarkeit von gut ausgebildetem Personal für die Erfüllungen der komplexen Anforderungen als Querschnittsthema zwischen IT-/OT-Komponenten und der Prozesssicht, stellt die Energieversorgungsunternehmen vor große Herausforderungen. Hierbei sind Anstrengungen notwendig, zusätzliches Personal zu akquirieren aber vor allem auch das vorhandene Personal weiterzubilden. Hier reicht der Umsetzungsstand von der Etablierung von niederschweligen Awareness-Schulungen für einzelne Mitarbeitende, über verpflichtende Teilnahme an Awareness-Schulungen für alle Mitarbeitende bis hin zu Unternehmen, in denen umfangreiche Schulungen im Bereich Detection / Response / Recover für alle Mitarbeitenden im Bereich Fernwirk- und Leittechnik durchgeführt werden.

These 13: Zuverlässige Energieinfrastrukturen benötigen zuverlässige Kommunikationsnetze

Die Kommunikationsnetze werden immer mehr zu einem integralen Bestandteil der Energieinfrastruktur. Paradigmen der sicheren und zuverlässigen Energieversorgung, wie z. B. das N-1 Prinzip müssen zukünftig auch bei der Planung und dem Betrieb der notwendigen Kommunikationsinfrastrukturen Berücksichtigung finden. Dabei werden verschiedene Kommunikationstechnologien (z. B. 450 Megahertz als Backup) zum Einsatz kommen.

Auch die Kommunikationsnetze sind von den aktuellen und zukünftigen rechtlichen Vorgaben betroffen. Sowohl in den Entwürfen des KRITIS Dachgesetzes als auch des NIS2 Umsetzungsgesetzes sind resiliente Kommunikationsinfrastrukturen und die Etablierung und der Einsatz gesicherter Notfall-Kommunikationssysteme von den Betreibern gefordert.

Hierzu haben die verschiedenen Netzbetreiber in den letzten Jahren bereits Kommunikationsinfrastrukturen geschaffen, die auf Basis der 450-MHz-Frequenz eine Kommunikation im Störfall erlaubt. Auf Grund der Eigenschaften dieser Funklösung als sichere und wirtschaftliche Kommunikationsstrecke, findet sie allerdings auch zunehmend Einsatz als einzige Ankopplung von dezentralen Erzeugungsanlagen.

Allgemein ergab die Rückmeldung der Expert:inneninterviews das Gesamtbild einer fortgeschrittenen Umsetzung der vollständig redundanten Anbindung von Anlagen und Infrastrukturen, teilweise allerdings auch nur bezogen auf größere dezentrale Systeme bis hin zur ausschließlichen redundanten Anbindung von zentralen Systemen.

Der Zustand des Kommunikationsnetzes, insbesondere hinsichtlich Quality of Service wurde dabei teilweise mit einer vollständigen Abdeckung des Systems mit IKT und einer zukunftsicheren Überdimensionierung der Kommunikationskapazitäten und sehr selten Störungen oder niedrige Verbindungsqualitäten beschrieben. Überwiegend wird eine weitestgehende Abdeckung des Systems mit IKT-Anbindung und einer ausreichenden Zugänglichkeit und Zuverlässigkeit für kritische Dienste attestiert. Vereinzelt wird eine geringe Abdeckung des Systems mit IKT verbunden mit häufigen Verbindungsabbrüchen, hohe Latenzzeiten und Datenverluste und einer geringen Erreichbarkeit und Zugänglichkeit beschrieben.



Für die Erreichung des Paradigmenwechsels hin zu einer N-1 Sicherheit in der Kommunikationstechnik, sind die Planung und Konzeptionen von IKT-Infrastrukturen anzupassen. Hierbei steht vor allem die gemeinsame abgestimmte Planung von Kommunikationsinfrastrukturen bei der Erweiterung oder Erneuerung der Versorgungsinfrastrukturen im Fokus. Die Umsetzung einer gemeinsamen Planung erfolgt zumeist in den Unternehmen. Dies wird allerdings dadurch erschwert, dass in den notwendigen Prozessen zugrunde liegenden Normen (z.B. IEC 62443) die einzelnen Rollen beschrieben sind, die Rolle des Integrators dagegen aber fehlt.

6.2. Zwischenfazit

Die gesetzlichen Vorgaben seitens der EU und die sich daraus ergebende nationale Gesetzgebung setzen zunehmend den Fokus auf die Erhöhung der Cyberresilienz in den Unternehmen der Kritischen Infrastrukturen. Diese Maßnahmen erstrecken sich über alle Phasen der Cyberresilienz. Dabei lag der Fokus aktuell auf der Einführung von Systemen zur Angriffserkennung. Der Umsetzungsstand ist dabei als sehr unterschiedlich bei den Betreibern einzuschätzen, von der Umsetzung von Minimalanforderungen bis hin zur Betrachtung weiterführender Prozesse in Bezug auf Incident Response und Business Continuity Management.

Beim Thema Cyberresilienz ist eine gekoppelte Betrachtung der Faktoren Mensch, Prozess und Technologie notwendig. Dabei ergibt sich gerade für kleinere Unternehmen die Herausforderung, die geforderten Maßnahmen und daraus resultierende Prozesse mit den bestehenden geringen Personalressourcen obendrein umzusetzen, da zusätzliches Personal nicht oder nur schwer akquiriert werden kann. Auch die Einbindung von externen Dienstleistern, für z.B. den Betrieb eines SIEM oder SOC ist oftmals nicht zielführend. Unabhängig davon ist die Aus- und Weiterbildung von neuem oder bestehendem Personal hinsichtlich der komplexen Herausforderungen der Cyberresilienz ein immens wichtiges Thema, welches in den Unternehmen größtenteils noch nicht umgesetzt ist.



Schwerpunkt Cybersicherheit – Aktuelle CINES-Aktivitäten

1. Cyberresiliente Stromnetze im Kontext des neusten BMBF-geförderten Forschungsprojekts RESIST – Resiliente Stromnetze für die Energiewende - <https://s.fhg.de/B56>
2. Entwicklung von Assessments und Weiterbildungsprogrammen zum Thema Cyberresilienz in der Energieversorgung im Rahmen des Lernlabors Cybersicherheit der Fraunhofer Academy
3. Schulungsentwicklung im Bereich Wirksam reagieren im KRITIS Sektor Energie

7. Zusammenfassung und Ausblick

Die Handlungsempfehlungen unserer Thesenstudie haben eine umfangreiche Digitalisierung gefordert, um eine kosteneffizientere und beschleunigte Energiesystemtransformation zu ermöglichen. Wie der vorliegende Bericht zeigt, sind umfangreiche regulatorische Maßnahmen sowohl auf nationaler als auch auf EU-Ebene vorgelegt und beschlossen worden. Viele davon gehen aus Sicht der Autor:innen in die richtige Richtung und folgen in den unterschiedlichen Punkten auch oft der Zielrichtung der diskutierten Empfehlungen. Insgesamt zeichnen die gesetzlichen und regulatorischen Änderungen damit einzeln für viele Punkte ein wesentlich klareres Bild und bieten somit die Grundlage, konkrete Punkte zeitnah umzusetzen. Zu unterscheiden sind hierbei nationale Vorgaben, wo nun betroffene Unternehmen konkrete Handlungsschritte realisieren müssen und EU-Vorgaben, wo zunächst die nationale Umsetzung bevorsteht.

Die der Analyse zugrundeliegenden Expert:inneninterviews bestätigen die positive Grundstimmung mit Blick auf die veränderten gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen. Dennoch wird aus der vorliegenden Analyse deutlich, dass es neben den vielen Verbesserungen im Detail nach wie vor an einem Gesamtbild mangelt. Die Digitalisierung des Energiesystems ist zu komplex, um anhand eines starren Projektplans ausgerollt werden zu können. Daher begrüßen die Autor:innen agile Ansätze, die nun ebenfalls in Gesetzen wie das GNDEW Einzug gefunden haben. Dennoch vermissen auch die Autor:innen ein klares Gesamtbild zur Weiterentwicklung der Digitalisierung der Energieversorgung. Dieses Gesamtbild müsste im Sinne einer Zukunftsvision auch Spielraum für die agile Fortentwicklung der Details lassen, würde aber eine gemeinsame Weiterentwicklung der verschiedenen Teilaspekte fokussieren.

Insgesamt sind durch einzelne Änderungen wie z.B. dem §14a EnWG an vielen Stellen notwendige Unklarheiten beseitigt wurden. Den Unternehmen werden somit Investitionsentscheidungen durch klare Rahmenbedingungen erheblich erleichtert. Weiterhin nehmen die Autor:innen innerhalb der Branche eine wesentliche Verstärkung der Digitalisierungsaktivitäten wahr.

Jedoch sind viele Details noch ungeklärt, wie z.B. die Einbindung von Großanlagen wie Windparks in die SMGW-Infrastuktur. Auch hierzu wäre die bereits erwähnte Gesamtvision zur Digitalisierung hilfreich.

Im nächsten Schritt sind jetzt sowohl die Anlagenhersteller als auch die einzelnen Akteure in der Energiewirtschaft gefragt, in den kommenden Jahren die Umsetzung entsprechend der weiterentwickelten Regulatorik voranzutreiben. Die Autor:innen nehmen hier einen gewissen Protektionismus in Bezug auf Datennutzung und Systeme der einzelnen Unternehmen wahr. Im Sinne der Digitalisierung der gesamten Energiewirtschaft stellt dieses Verhalten eine Hürde bei der Umsetzung der nächsten Schritte dar. Hier kann die Umsetzung des Data Acts eine Lösungsoption sein.

Um die notwendige Geschwindigkeit bei der Umsetzung der Digitalisierung der Energiewende zu schaffen, sind daher die folgenden Aspekte notwendig:

- Es wird eine Gesamtvision der Digitalisierung notwendig, auf die die unterschiedlichen Akteure gemeinsam hinarbeiten.
- Die Digitalisierung des Energiesystems erfordert einen offeneren Umgang mit Daten und Informationen, damit die Systeme unterschiedlicher Akteure und Hersteller gemeinsam zur Umsetzung der Energiewende den bestmöglichen Beitrag liefern können.
- Digitalisierung ist weiterhin integral zur Umsetzung der Energiewende, muss dabei allerdings die notwendige Cyberresilienz einer kritischen Infrastruktur vorweisen.

8. Anhang

8.1. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Auswahl digitaler Plattformen in der Energiewirtschaft	9
Abbildung 2: Datenrauminitiativen im Status Pilot oder live laut IDSA Data Space Radar [3]	10
Abbildung 3: Kernelemente eines Europäischen Energiedatenraums zur Flexibilitätsbereitstellung [7]	10
Abbildung 4: Anteil Teilvorhaben an alle geförderten Vorhaben mit Open Source oder Open Data Bezug [9]	11
Abbildung 5: Rollout Planung nach dem neuen GNDEW [18]	19
Abbildung 6: Zielbild vom digitalen Netzanschlusspunkt zur Ansteuerbarkeit von dezentralen Energieanlagen	24
Abbildung 7: NIST Cybersecurity Framework [33]	32
Abbildung 8 Entwicklung der Gesetzgebung zu Cybersicherheit im KRITIS Bereich (eigene Darstellung)	33

8.2. Literaturverzeichnis

[1] Bundesnetzagentur. "Marktstammdatenregister: Marktakteure." [Online.] Verfügbar: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Akteur/Marktakteur/IndexOeffentlich>

[2] Fraunhofer Gesellschaft. "Anbieter von dynamischen Stromtarifen i.S.v. § 41a EnWG."

[3] International Data Spaces Association. "DATA SPACE RADAR: Faster IDS breakthroughs are within range." [Online.] Verfügbar: <https://internationaldataspaces.org/adopt/data-space-radar/>

[4] Prof. Dr.-Ing. Boris Otto, Joachim Seidelmann, Dr. Jürgen Schmelting, Dr.-Ing. Olaf Sauer. "Vorstudie Datenraum Manufacturing-X: Architektur, Basisdienste und Organisation unter Berücksichtigung der Spezifika der ausrüstenden Industrie." [Online.] Verfügbar: https://www.iosb.fraunhofer.de/content/dam/iosb/iosbtest/documents/presse/Bauplanstudie-Manufacturing-X_dt.pdf

[5] energy data-X. "Das Datenökosystem für die Energiewirtschaft." [Online.] Verfügbar: <https://www.energydata-x.eu/>

[6] Europäische Kommission. "COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPE-AN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS: Digitalising the energy system - EU action plan." [Online.] Verfügbar: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52022DC0552&qid=1666369684560>

[7] Berkhout, V., Villeviere, C., Bergsträßer, J. et al. "Common European Energy Data Space." [On-line.] Verfügbar: <https://data.europa.eu/doi/10.2833/354447>

[8] OpenKRITIS. "Das NIS2 Umsetzungsgesetz." [Online.] Verfügbar: <https://www.openkritis.de/it-sicherheitsgesetz/nis2-umsetzung-gesetz-cybersicherheit.html>

[9] Fraunhofer Gesellschaft. "Anteil Teilvorhaben an alle geförderten Vorhaben mit Open Source oder Open Data Bezug."

[10] EU. "Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652." [Online.] Verfügbar: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj>

[11] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). "8. Energieforschungsprogramm zur angewandten Energieforschung – Forschungsmissionen für die Energiewende." [Online.] Verfügbar: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/8-energieforschungsprogramm-zur-angewandten-energieforschung.html>

[12] Bundesministerium der Justiz, Verordnung über die verbrauchsabhängige Abrechnung der Heiz und Warmwasserkosten (Verordnung über Heizkostenabrechnung - HeizkostenV), 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/heizkostenv/BJNR002610981.html>

[13] Bundesministerium der Justiz, Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen 1 (Messstellenbetriebsgesetz - MsbG) § 20 Anbindbarkeit von Messeinrichtungen für Gas an das Smart-Meter-Gateway. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/__20.html

[14] Bundesrat, Entwurf eines Gesetzes für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/brd/2023/0388-23.pdf>

[15] Deutscher Bundestag, Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Gebäudeenergiegesetzes, zur Änderung der Heizkostenverordnung und zur Änderung der Kehrund Überprüfungsordnung, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/068/2006875.pdf>

[16] Bundestag, Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende, 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2023-05/BGBl._2023_I_Nr._133.pdf

[17] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). "Gesetzlicher Rolloutfahrplan." [Online.] Verfügbar: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/230111_ueberblick-smart-meter-rollout.pdf?__blob=publicationFile&v=1

[18] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). "GESETZLICHER SMART-METER-ROLLOUTFAHRPLAN." [Online.] Verfügbar: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/I/Infografiken/infografik-smart-meter-rolloutfahrplan.pdf?__blob=publicationFile&v=4

[19] Bundesnetzagentur. "Positionspapier zu energiewirtschaftlich relevanten Mess- und Steuerungsvorgängen nach § 19 Absatz 2 MsbG." [Online.] Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-253/BK6-22-253_Positionspapier_V2_download.pdf?__blob=publicationFile&v=4

[20] Bundesnetzagentur, Beschluss, 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-128/Anlagen_Beschluss/BK6-22-128_Beschlussvom20221121.pdf?__blob=publicationFile&v=1

[21] Bundesnetzagentur. "Mitteilung Nr. 1 zur Umsetzung der Festlegung zur prozessualen Abwicklung von Steuerungshandlungen in Verbindung mit intelligenten Messsystemen (iMS) (Universalbestellprozess): BDEW-Anwendungshilfe - Einführungsszenario

Universalbestellpro-zess." [Online.] Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-128/Mitteilungen/Mitteilung_Nr_1_basepage.html?nn=869698

[22] EDI@Energy API. "Webdienste zur prozessualen Abwicklung von Steuerungshandlungen in Verbindung mit intelligenten Messsystemen (iMS) - Universalbestellprozess: Konsultationsfas-sung." [Online.] Verfügbar: <https://app.swaggerhub.com/apis-docs/edi-energy/KonsultationSteuerungshandlung/1.0.0>

[23] Dr. Karl Waninger und Dr. Wolfgang Rolshofen. "Zweiter Förderaufruf zur Weiterentwicklung und Anwendung der Smart Meter Gateway - Kommunikationsplattform für die Digitalisierung von Energienetzen(DigENet II)." [Online.] Verfügbar: https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/c0d13aac-7a88-11ee-ac3d-a0369fe1b534/current/document/Foerderaufruf_DigENet_II_Fortsetzung.pdf

[24] Deutscher Bundestag. "Formulierungshilfe der Bundesregierung für einen Änderungsantrag der Fraktionen SPD, BÜND-NIS 90/DIE GRÜNEN und FDP zu dem Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften: Drucksache 20/7310." [Online.] Verfügbar: <https://www.bundestag.de/resource/blob/967298/d99023fa8f0cadefd6de6e92d0c52194/A-Drs-20-25-470-data.pdf>

[25] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. "Monitoringbericht 2023: MARKTBEOBACH-TUNG." Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. [Online.] Verfügbar: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>

[26] M. Schläfer, "Smart Meter Rollout -Wo stehen wir in Deutschland?,"

[27] EEBUS E. V. "What is EEBUS." [Online.] Verfügbar: <https://www.eebus.org/>

[28] VDE Verlag. "VDE-AR-E 2829-6-1 Anwendungsregel:2022-12: Technischer Informationsaus-tausch an der Schnittstelle zur Liegenschaft und den darin befindlichen Elementen der Kun-denanlagen." [Online.] Verfügbar: <https://www.vde-verlag.de/normen/0800840/vde-ar-e-2829-6-1-anwendungsregel-2022-12.html>

[29] Bundesnetzagentur. "Beschlusskammer 6 und Beschlusskammer 8: Festlegungsverfah-ren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzan-schlüs-sen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz." [Online.] Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/841_SteuVE/BK6_SteuVE_node.html

[30] Bundesnetzagentur. "BK6-22-300: Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzan-schlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsge-setz." [Online.] Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/BK6-22-300_Beschluss.html?nn=660086

[31] Bundesnetzagentur. "BK8-22/010-A: Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüs-se und Verbrauchseinrichtun-gen (NSAVER) nach § 14a EnWG." [Online.] Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2022/2022_4-Steller/BK8-22-0010/BK8-22-0010-A_Festlegung.html?nn=801456

[32] NIST. "Cybersecurity framework." [Online.] Verfügbar: <https://www.nist.gov/cyberframework>

[33] Phil Magnuszewski. "The Fundamentals of a Strong Cybersecurity Framework." [Online.] Ver-fügbar: <https://www.>

Impressum

© Fraunhofer CINES 2024

Fraunhofer CINES ist eine rechtlich nicht selbstständige Einrichtung der Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.

EUREF-Campus 23/24
10829 Berlin

Internet: www.cines.fraunhofer.de

E-Mail: cines@zv.fraunhofer.de

Projektleitung

Manuel Wickert, manuel.wickert@iee.fraunhofer.de

Verantwortlich für den Inhalt des Textes

Jonathan Bergsträßer, jonathan.bergstraesser@iee.fraunhofer.de
Volker Berkhout, volker.berkhout@iee.fraunhofer.de
Stefan Klaiber, stefan.klaiber@iosb-ast.fraunhofer.de
Marian Klobasa, marian.klobasa@isi.fraunhofer.de
Robert Kohrs, robert.kohrs@ise.fraunhofer.de
Philipp Linnartz, philipp.linnartz@fit.fraunhofer.de
Steffi Naumann, steffi.naumann@iosb-ast.fraunhofer.de
Steffen Nicolai, steffen.nicolai@iosb-ast.fraunhofer.de
Dietrich Schmidt, dietrich.schmidt@iee.fraunhofer.de
Marijke Welisch, marijke.welisch@zv.fraunhofer.de
Sebastian Wende-von Berg, sebastian.wende-von.berg@iee.fraunhofer.de
Manuel Wickert, manuel.wickert@iee.fraunhofer.de
Bernhard Wille-Haußmann, bernhard.wille-haussmann@ise.fraunhofer.de

Moderation und Facilitation

Stefan Rötzel, roetzel@sciencepark-kassel.de, Science Park Kassel GmbH

Veröffentlicht

Januar 2024

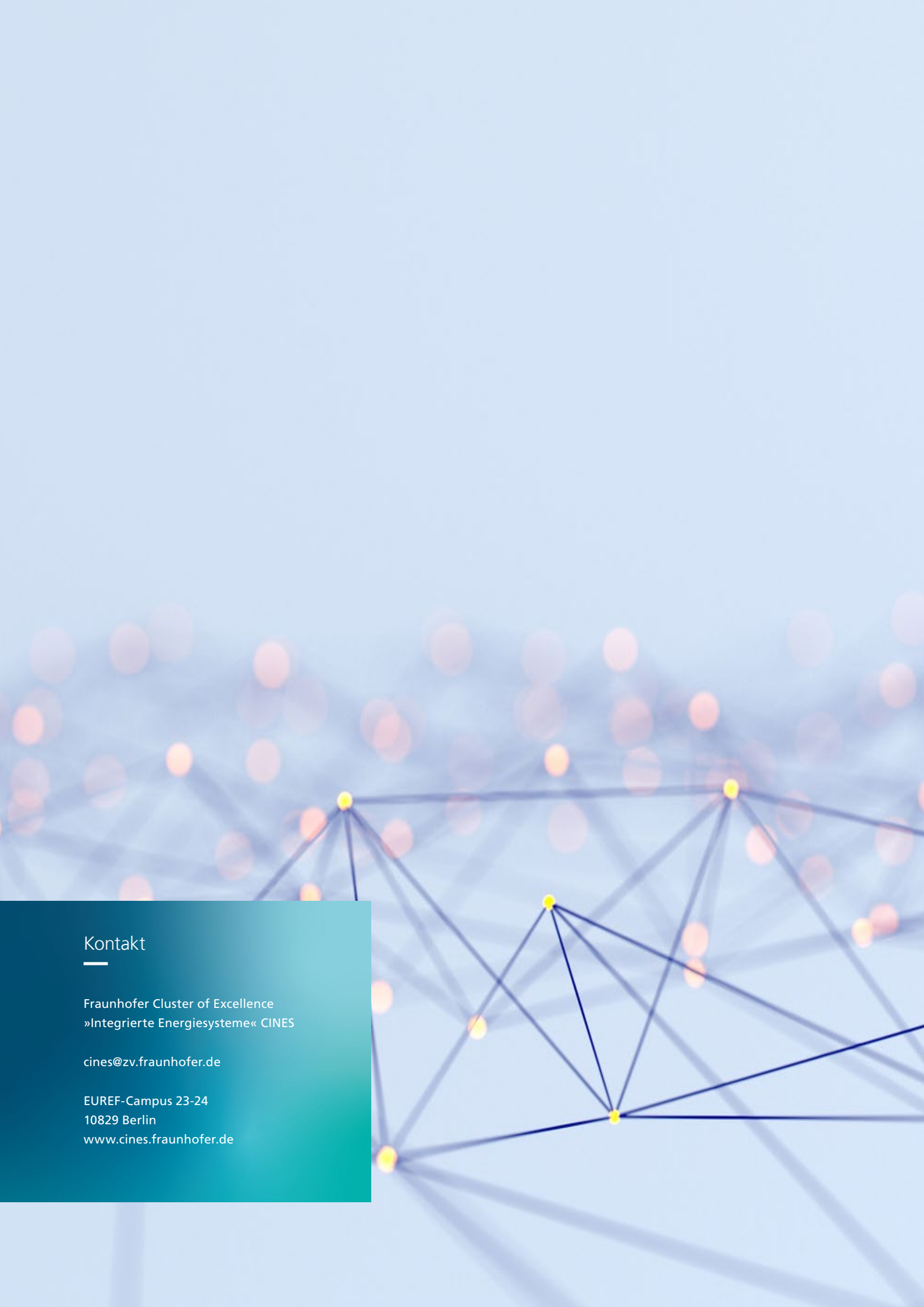
Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autor:innen gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr.

Zur Validierung der Perspektive der Forschung wurde in Themenspezifischen Workshop-Dialogformaten und die Perspektive von Expert:innen aus der Wirtschaft eingeholt. Wir danken hiermit ausdrücklich den Expert:innen für die Bereitschaft ihre Perspektive zu teilen. Dennoch spiegelt der Inhalt dieses Berichts ausschließlich die Meinung der Forscher:innen des CINES Clusters und nicht zwingend die der Expert:innen wieder.

Bildquellen

Umschlag:	iStock / Vertigo3d
S. 2-3:	iStock / Jarmo Piironen
S. 6:	iStock / masterzphotois
S. 9:	iStock / undefined
S. 12:	iStock / shulz
S. 15:	iStock / piranka
S. 18:	iStock / franz12
S. 20-21:	iStock / Anna Bliokh
S. 22:	iStock / gremlin
S. 23:	iStock / mesh cube
S. 25:	iStock / DKosig
S. 26:	iStock / s-cphoto
S. 28:	iStock / jitendrajadhav
S. 30:	iStock / Viacheslav Peretiatko
S. 31:	iStock / metamorworks
S. 34:	iStock / rarrarorro
S. 36:	iStock / Just-Super



Kontakt

Fraunhofer Cluster of Excellence
»Integrierte Energiesysteme« CINES

cines@zv.fraunhofer.de

EUREF-Campus 23-24
10829 Berlin
www.cines.fraunhofer.de