Future Energy
Lab

STUDIE

Zukunftsfähiger Datenaustausch über den Energiedatenraum

Konzept, Umsetzung und Bewertung am Anwendungsfall variabler Stromnetzentgelte

Ein Projekt der

dena

Impressum

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

Autorinnen und Autoren:
Volker Berkhout, Fraunhofer IEE
Julia Brehm, Fraunhofer IEE
Sebastian Copei, Fraunhofer IEE
Gerrit Green, Fraunhofer IEE
Thilo Hett, c.con
Andreas Kubis, c.con
Jonas Maasmann, c.con
Andrea Schön, Fraunhofer IEE
Manuel Wickert, Fraunhofer IEE
Thomas Wiese, c.con
Linda Babilon, dena
Alexander R.D. Müller, dena
Gustav Weber, dena
Benedikt Pulvermüller, dena
Philipp Richard, dena

Konzeption und Gestaltung:
die wegmeister gmbh

Stand:
10/2026

Diese Publikation wurde im Rahmen des Projekts Use Case Energie im Auftrag des Bundesministeriums für Digitales und Staatsmodernisierung (BMDS) umgesetzt.

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

KI-Hinweis:
Die Inhalte wurden von Menschen ausgearbeitet und geprüft. Bei der Erstellung dieser Publikation wurde für die folgenden Anwendungen KI verwendet: Recherche, sprachliches Optimieren.

Bitte zitieren als:
Deutsche Energie-Agentur (dena, 2026):
Zukunftsfähiger Datenaustausch über den Energiedatenraum: Konzept, Umsetzung und Bewertung am Anwendungsfall variabler Stromnetzentgelte. Berlin.

Executive Summary

Der Stromsektor befindet sich in einem tiefgreifenden strukturellen Wandel. Dezentralisierung, fortschreitende Elektrifizierung und die stärkere Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch verändern Marktrollen, Marktprozesse und die Anforderungen an digitale Infrastrukturen grundlegend. Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien, der Einbindung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und der wachsenden Zahl digital vernetzter Akteure ergibt sich die Notwendigkeit eines effizienten, standardisierten und weitgehend automatisierten Datenaustauschs.

Variable Netzentgelte legen neue Anforderungen an den Datenaustausch bereits heute sichtbar dar. In ihrer derzeitigen Ausgestaltung lassen sie sich durch Anpassungen an der bestehenden Marktkommunikation und den angrenzenden Prozessen grundsätzlich abbilden (BNetzA, 2023a). Der zusätzliche Aufwand liegt dabei vor allem in angrenzenden Daten- und Abstimmungsprozessen. Mit dynamischeren Modellen steigen die Anforderungen an Aktualität, Verarbeitung und Interoperabilität der auszutauschenden Daten deutlich. Damit wird die Suche nach einer zukunftsfesten technologischen Lösung drängender.

Die Studie zeigt, dass die heutige Marktkommunikation unter den bereits heute erkennbaren Anforderungen an strukturelle Grenzen stößt. Die Analyse würdigt, dass die Marktkommunikation zwar für standardisierte Massenprozesse weiterhin tragfähig ist, identifiziert allerdings begrenzte Skalierbarkeit, hohe Integrations- und Testaufwände, inkonsistente Datenstände mit entsprechendem Clearing-Aufwand sowie hohe Einstiegshürden für neue Akteure. Diese Belastungen betreffen nicht nur die klassische Marktkommunikation. Auch in angrenzenden Formen des Datenaustauschs, etwa zwischen Lieferanten, Energieserviceanbietern und Kunden oder im Umfeld intelligenter Messsysteme, zeigen sich vergleichbare strukturelle Grenzen. Der Datenaustausch muss deshalb über die klassische Marktkommunikation hinaus zukunftsfähig ausgestaltet und in seinem Zusammenspiel mit weiteren regulierten und nicht regulierten Datenflüssen betrachtet werden.

Aus diesen Befunden leitet die Studie klare Anforderungen an die künftige Infrastruktur für den Datenaustausch ab:

- Daten müssen schneller verfügbar sein und häufiger aktualisiert werden.
- Systeme müssen mehr Nachrichten, Messwerte und parallele Prozesse stabil verarbeiten.
- Informationen müssen organisationsübergreifend eindeutig verstanden werden.
- Es muss nachvollziehbar bleiben, welche Daten wann genutzt wurden, welche Regeln galten und wer verantwortlich war.
- Digitale Identitäten, Berechtigungen, Sicherheits- und Prüfnachweise sowie Verfahren für den Markteintritt und Änderungen müssen belastbar standardisiert sein.

Der Modernisierungsbedarf betrifft folglich nicht nur einzelne Prozesse oder Nachrichtenformate, sondern die technischen und organisatorischen Eigenschaften des Datenaustauschs insgesamt.

Für die Bewältigung dieser Herausforderungen entwickelt die Studie ein Leitbild für den elektronischen Datenaustausch der Zukunft. Im Zentrum steht mit dem Energiedatenraum 2032 eine föderierte digitale Infrastruktur. Im Grundsatz verbleiben Daten und die Verantwortlichkeit für sie weitmöglichst bei den verantwortlichen Akteuren und Daten werden auf Basis gemeinsamer Regeln (Daten-Governance) kontrollierbar zur Verfügung gestellt und damit nutzbar gemacht. Eine grundlegend weiterentwickelte und zukunftsfeste Marktkommunikation ist darin ein wichtiger Anwendungsbereich. Der Datenaustausch reicht jedoch darüber hinaus und umfasst auch netzorientierte Steuerungsprozesse und datengetriebene Anwendungen, etwa bei dynamischen Netzentgelten, der Ansteuerung von Verbrauchseinrichtungen oder der Nutzung von Prognose- und Flexibilitätsdaten.

Der Datenraum ist fachlich erprobt und technologisch anschlussfähig. Datenräume werden seit mehreren Jahren auf europäischer Ebene nach Prinzipien wie digitale Souveränität und Schutz entwickelt und erprobt. Vertraulichkeit und Interoperabilität stehen als Anforderungen ganz oben. Für den Energiebereich wurden fachliche Grundlagen gelegt sowie offene Protokolle und nutzbare Software-Bausteine entwickelt. Mit dem Digital-Europe-Projekt INSIEME (Integrated Network for Data Space and Interoperable Energy Management in Europe) läuft aktuell ein Umsetzungsprojekt für den Common European Energy Data Space (CEEDS), das auf umfangreichen Vorarbeiten, unter anderem aus dem Projekt int:net (Interoperability Network for the Energy Transition), aufbaut. In Deutschland besteht im Projekt energy data-X ein Konsortium, das auf Basis der Re4DE-Technologie (Referenzsystem für den Datenaustausch im Energiesektor) eine Verstetigung eines nationalen Energiedatenraums plant. Der Energiedatenraum ist damit kein fernes Zukunftsbild, sondern baut auf einem Entwicklungsstand auf, der in Fachkreisen etabliert ist und bereits genutzt wird.

Der Praxistest zeigt, dass ein Energiedatenraum die Anforderungen variabler Netzentgelte erfüllen und die heutige Marktkommunikation gezielt entlasten kann. Am Beispiel variabler Netzentgelte wird dieser Ansatz konkret umgesetzt und bewertet. Im Energiedatenraum Re4DE wurde der Datenaustausch zwischen Verteilnetzbetreiber, Lieferant und Messstellenbetreiber modelliert und getestet. Die Ergebnisse zeigen, dass ein datenraumbasierter Ansatz die künftigen Anforderungen erfüllt und gegenüber der heutigen Marktkommunikation spürbare Verbesserungen ermöglicht. Diese zeigen sich insbesondere bei Durchsatz, Automatisierung, Interoperabilität und Skalierbarkeit. Zugleich wird das vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) vorgegebene Sicherheitsniveau auf Basis der Smart Meter Public Key Infrastructure (SM-PKI) erreicht. Auch im Vergleich mit digitalen Plattformmodellen weist der Datenraum Vorteile auf, vor allem bei Integrität, Authentizität, Interoperabilität und Vertraulichkeit. Mit diesem Praxistest wurde gezeigt, dass der Energiedatenraum eine praktisch belastbare Option für den Datenaustausch der Zukunft darstellt.

Mit dem Energiedatenraum verschiebt sich die Governance stärker auf gemeinsame Infrastrukturbausteine des Datenaustauschs. Der Ordnungsrahmen betrifft damit den Zugang zu gemeinsamen Diensten, die Konformität der Teilnehmer sowie den Betrieb, die Nachweisführung und die Weiterentwicklung der Infrastruktur. Das macht Regulierung nicht zwangsläufig komplexer. Gemeinsame Regeln für wiederkehrende Grundfunktionen können sie besonders in der praktischen Umsetzung vereinfachen, weil sie nicht für jede Prozessbeziehung neu ausgelegt werden müssen. Zugleich eröffnet der Energiedatenraum die Möglichkeit, bestehende Komplexität zu verringern, weil standardisierte Zugänge, gemeinsame Basisdienste und einheitliche Nachweise verteilte Einzelumsetzungen und bilaterale Sonderlösungen schrittweise zurückdrängen können.

Die zentrale Schlussfolgerung der Studie ist, dass der elektronische Datenaustausch im Stromsystem einen konsequenten, zukunftssicheren Entwicklungsschritt benötigt. Dieser Schritt führt zu einer weiterentwickelten Marktkommunikation auf Basis einer neuen digitalen Prozessinfrastruktur. Der Energiedatenraum bildet dafür den übergreifenden Rahmen. Er schafft die Grundlage für eine modernisierte Marktkommunikation und bindet zugleich weitere digitale Prozesse im Stromsystem in denselben verlässlichen Zusammenhang ein. So entsteht eine Prozessinfrastruktur für etablierte und neue Marktakteure, die Sicherheit, Nachweisbarkeit, betriebliche Verlässlichkeit und Innovation in einem gemeinsamen Ordnungsrahmen verbindet und somit die Grundlage für eine funktionierende Datenökonomie schafft.

Ein geeigneter Transformationspfad zeigt auf, wie ein realistischer Übergang von diesem Leitbild in die operative Umgebung umsetzbar ist. Ein Systemwechsel erfolgt nicht auf Knopfdruck, sondern braucht sorgfältige Vorbereitung und Planung. Ziel ist die schrittweise Überführung zentraler Datenaustausch- und Prozessmechanismen in eine datenraumgestützte, föderierte Infrastruktur. Der Übergang erfolgt nicht in einem Schritt, sondern über kontrollierte Erprobung, Parallelbetrieb, selektive Migration und belastbare Freigaben. So lassen sich organisationsübergreifende Zusammenarbeit, Nachweisführung und Betriebssicherheit konsistent weiterentwickeln, ohne die Stabilität des Markt- und Netzbetriebs zu gefährden.

Für den Erfolg des Transformationspfads von Datenaustauschprozessen für die gesamte Energiebranche kommt es auf vier Voraussetzungen an:

- Erstens eine gemeinsame strategische Richtungsentscheidung
- Zweitens ein klares Mandat für die operative Umsetzung
- Drittens einen fokussierten Einstieg mit hohem Erkenntniswert
- Viertens einen finanziellen und organisatorischen Rahmen, der Aufbau, Erprobung und Skalierung ermöglicht

Damit müssen wir jetzt beginnen. Indem wir den Energiedatenraum als Leitbild für den elektronischen Datenaustausch der Zukunft etablieren, ermöglichen wir die Veränderung bedeutender Prozesse der Energiebranche.

Inhalt

Executive Summary **3**

1. Einleitung **7**
1.1 Zielsetzung der Studie 9
1.2 Aufbau der Studie 9

2. Analyse der Marktkommunikation und des Datenaustauschs im Stromsektor **10**
2.1 Stromsektor im Strukturwandel 11
2.2 Marktkommunikation heute als Prozess- und Datenaustauschinfrastruktur 11
2.3 Analyse der bestehenden Herausforderungen für die Marktkommunikation 16
2.4 Anwendungsfall variabler Netzentgelte 20
2.4.1 Status quo 20
2.4.2 Datenbedarfe für die Umsetzung 21
2.4.3 Kern- und Unterstützungsprozesse in der Marktkommunikation 23
2.4.4 Praxiseinblick 26
2.4.5 Zukünftige Konzepte und Ausgestaltungsmöglichkeiten 28
2.4.6 Anforderungen an den Datenaustausch durch variable Netzentgelte 30
2.5 Übergreifende Anforderungen an den künftigen Datenaustausch 32

3. Digitales Leitbild und Gestaltungsrahmen des Energiedatenraums **35**
3.1 Leitbild 2032: Der Energiedatenraum als digitale Infrastruktur 36
3.2 Zieldimensionen und strukturelle Eckpfeiler des Energiedatenraums 2032 36
3.2.1 Vertrauen, Sicherheit, digitale Souveränität und Compliance by Design 37
3.2.2 Interoperabilität und Zukunftssicherheit durch offene Standards 38
3.2.3 Hochverfügbarkeit und klarer Betrieb in föderierter Verantwortung 39
3.2.4 Prozessintelligenz statt Datentransfer 40
3.2.5 Innovation auf gemeinsamer Datenbasis 41
3.3 Governance eines tragfähigen Betriebsmodells 42
3.4 Auswirkungen der strukturellen Disruption auf Marktkommunikation und Energiewirtschaft 44
3.4.1 Strukturwirkungen auf die Marktkommunikation 44
3.4.2 Effekte auf Kosten, Betrieb und Effizienz 45
3.4.3 Strategische Wirkung für Energiewende sowie Markt- und IT-Landschaft 45

4. Umsetzung variabler Netzentgelte im Energiedatenraum als Anwendungsfall **47**
4.1 Beteiligte Akteure 48
4.2 Variable Netzentgelte als Dateninput 49
4.3 Prozessbeschreibung 50
4.4 Service zur Netzentgeltberechnung 52
4.5 Mapping zu Funktionen des Dataspace Protocol 53

5. Vergleich von Energiedatenraum, Plattformlösung und aktueller Marktkommunikation für hergeleitete Datenaustauschanforderungen 56
5.1 Integrität und Authentizität 58
5.2 Verfügbarkeitslevel der Infrastruktur 59
5.3 Durchsatz 59
5.4 Automatisierungspotenzial 60
5.5 Interoperabilität 60
5.6 Skalierbarkeit 61
5.7 Vertraulichkeit und Anonymität 61
5.8 Abwägung 62

6. Transformationspfad zum Energiedatenraum 2032 66
6.1 Skizzierung des Transformationspfads 67
6.2 Leitprinzipien des Übergangs 67
6.3 Phasenmodell des Transformationspfads 68
6.3.1 Phase 0 – Planung und Governance 70
6.3.2 Phase 1 – Operationalisierung im kontrollierten Rahmen 71
6.3.3 Phase 2 – Parallelbetrieb und Skalierung 72
6.3.4 Phase 3 – Umschaltung und selektive Migration 73
6.3.5 Phase 4 – Stabilisierung und Optimierung 74
6.4 Regulatorische Anforderungen des Übergangs 75

7. Regulatorische Implikationen 76
7.1 Der Energiedatenraum als neuer Regulierungsgegenstand 77
7.2 Regulatorische Handlungsfelder für den Zielbetrieb 78

8. Fazit und Ausblick 79
8.1 Zusammenfassung 80
8.2 Empfehlungen für nächste Schritte 82

Abbildungsverzeichnis 84

Tabellenverzeichnis 85

Literaturverzeichnis 86

Abkürzungen 91

1. Einleitung

Der deutsche Stromsektor befindet sich in einer Phase tiefgreifender Transformation. Im Zuge der Energiewende wird die Stromversorgung unter den Zielen Wirtschaftlichkeit, Klimaneutralität und Versorgungssicherheit umgebaut und zunehmend auf erneuerbare Energien ausgerichtet. Dezentralisierung, Elektrifizierung und Flexibilisierung verändern die Anforderungen an Digitalisierung, Marktprozesse, Datenflüsse und organisationsübergreifende Zusammenarbeit. In einem liberalisierten Markt mit vielen Rollen und einer historisch gewachsenen heterogenen Systemlandschaft hängt ein leistungsfähiges und zuverlässiges Energiesystem daher auch von einem verlässlichen Datenaustausch ab.

Die heutige Marktkommunikation bildet dafür den regulierten Rahmen. Sie standardisiert den elektronischen Datenaustausch im Stromsektor zwischen Netzbetreibern, Lieferanten, Messstellenbetreibern und weiteren Marktrollen. Sie sichert massenfähige und rechtssichere Abläufe, steht aber schon seit mehreren Jahren unter hohem Anpassungsdruck. Mit der zunehmenden Digitalisierung von Messung, Steuerung und Abrechnung steigen Taktung, Datenmengen und Nachweisanforderungen. Besonders sichtbar wird dies, wenn Messwerte, Stammdaten oder Preis- und Steuerungsinformationen fristgerecht bereitstehen müssen und Folgeprozesse unmittelbar von korrekten Vorprozessen abhängen.

Ein anschaulicher Anwendungsfall, der eine solche Anpassung mit sich bringt, sind variable Netzentgelte nach § 14a EnWG (Energiewirtschaftsgesetz). Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen können seit Januar 2024 eine Netzentgeltreduzierung für die Bereitstellung von Steuerbarkeit erhalten. Seit April 2025 kommt mit Modul 3 ein zeitvariables Netzentgelt hinzu. Die heutige Marktkommunikation kann die aktuelle Ausgestaltung grundsätzlich abbilden. Mit zunehmender zeitlicher Dynamik, wachsenden Datenmengen und höheren Anforderungen an die Nachweisführung steigen jedoch Abstimmungs-, Integrations- und Betriebsaufwand. Dies betrifft die Marktkommunikation selbst und zugleich ihr Zusammenspiel mit angrenzenden Datenflüssen. Der Modernisierungsbedarf reicht damit über die klassische Marktkommunikation hinaus und betrifft die Gesamtarchitektur des energiewirtschaftlichen Datenaustauschs.

Vor diesem Hintergrund gewinnt der Energiedatenraum als föderierte digitale Infrastruktur an Bedeutung. In einem solchen Ansatz verbleiben Daten möglichst bei den verantwortlichen Akteuren. Zugriffe erfolgen kontrolliert. Gemeinsame Regeln, Standards und Dienste stützen die Zusammenarbeit über Organisationsgrenzen hinweg. Eine weiterentwickelte Marktkommunikation bleibt dabei ein wichtiger Anwendungsbereich. Der Energiedatenraum zielt jedoch auf einen breiteren Ordnungsrahmen für den energiewirtschaftlichen Datenaustausch ab, in dem klassische Marktprozesse, aus intelligenten Messsystemen bezogene Datenflüsse, weitere digitale Prozessbeziehungen und perspektivisch auch sektorenübergreifende Datenprozesse verlässlich zusammenspielen.

Der Datenraumansatz verbindet die Digitalisierung in der Energiewirtschaft mit europäischen und nationalen Datenstrategien, die sektorenübergreifend angelegt sind. Die Europäische Kommission verfolgt den Aufbau gemeinsamer Datenräume seit mehreren Jahren als Teil ihrer Daten- und Digitalpolitik. Für den Energiebereich wurde mit dem **Blueprint of the Common European Energy Data Space** (CEEDS) (int:net, 2025) eine fachliche Grundlage geschaffen, auf der weitere Umsetzungsarbeiten aufbauen. Begleitend erarbeitet die Unterarbeitsgruppe Data for Energy der Smart Energy Expert Group (SEEG) fachliche Rahmenbedingungen und Richtlinien für die Einführung. Im Joint Report **„Data exchange for demand-side flexibility and smart and bidirectional charging“** (European Commission, 2026a) wurden gemeinsam mit der europäischen Expertengruppe Sustainable Transport Forum (Directorate-General for Mobility and Transport, DG MOVE) und der Coalition of the Willing zu bidirektionalem Laden des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) Empfehlungen aus zahlreichen Arbeitsgruppen veröffentlicht und an die EU-Kommission übergeben (European Commission, 2026a). Branchenübergreifend beschreibt das Data Spaces Support Centre (DSSC) mit dem **DSSC Blueprint 3.0** (DSSC, 2026) technische und organisatorische Bausteine für den Aufbau von Datenräumen. Eine zentrale technische Grundlage bildet dabei das **Dataspace Protocol** (DSP) (ISO/IEC, 2025), für das die formale internationale Standardisierung eingeleitet wurde. Mit den **Eclipse Dataspace Components** (Eclipse, 2026) steht zudem eine offene Software-Implementierung zur Verfügung, die in vielen Datenraumvorhaben genutzt wird. Auf nationaler Ebene fügt sich dieser Ansatz zudem in das digitale Zielbild der Bundesregierung ein, das offene Datenökosysteme und sichere Datenräume als den neuen Standard beschreibt (BMDS, 2026). Übergreifend fand die Vernetzung in Deutschland bisher über den nationalen Hub der europäischen Initiative Gaia-X – den Gaia-X Hub Deutschland – statt. In 15 Domänen haben sich hier Akteure ausgetauscht und es wurden verschiedene Datenraumvorhaben unterstützt.

Das Future Energy Lab der Deutschen Energie-Agentur (dena) hat diese Entwicklung in den Projekten dena-ENDA und Use Case Energie aufgegriffen und für energiewirtschaftliche Anwendungsfälle praktisch erprobt. Auch energy data-X und DataFlex arbeiten daran, Datenräume in der Energiewirtschaft zu etablieren. Da das Potenzial für die sektorenübergreifende Vernetzung groß ist, nimmt sich der Verband der Elektrotechnik Elektronik

Informationstechnik (VDE) über die Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (DKE) im Normungsgremium „All Electric Society – Plattform sektorenübergreifende Datenökosysteme“ des Themas Datenräume an. In anderen Sektoren bzw. Domänen haben sich Akteure beispielsweise in den Projekten SmartLivingNEXT im Gebäudebereich oder Catena-X in der Automobilindustrie zusammengeschlossen und treiben Datenräume dort voran.

Aus dem Use Case Energie entstand mit **Re4DE** (Future Energy Lab, 2026a) (Future Energy Lab, 2026b) – dem Referenzsystem für den Datenaustausch im Energiesektor – eine Open-Source-Grundlage für datenraumbasierten Datenaustausch im „Brownfield“ der nationalen Energiewirtschaft sowie für sektorenübergreifende Anwendungen. Diese Lösung findet auch direkt Anwendung in den anderen energiewirtschaftlichen Projekten wie energy data-X und kann damit eine Branchenlösung darstellen. Re4DE adressiert etablierte Marktakteure ebenso wie neue digitale Dienste und legt eine gemeinsame Vertrauensbasis für den organisationsübergreifenden Datenaustausch.

1.1 Zielsetzung der Studie

Die vorliegende Studie knüpft an diese Ausgangslage an. Sie untersucht die heutige Marktkommunikation im Stromsektor, leitet Anforderungen an den Datenaustausch der nächsten Entwicklungsstufe ab und entwickelt ein Leitbild für den Energiedatenraum 2032 als datenraumgestützte Daten- und Prozessinfrastruktur in der Energiewirtschaft. Darauf aufbauend skizziert sie einen Transformationspfad von der heutigen Marktkommunikation und angrenzenden digitalen Datenprozessen hin zu diesem Leitbild. Der analytische Schwerpunkt liegt auf dem Stromsystem. Der Energiedatenraum wird zugleich als Perspektive für den Datenaustausch im Energiesystem insgesamt verstanden.

Ausgangspunkt ist der Anwendungsfall variabler Netzentgelte. An ihm werden die Anforderungen, Belastungen und Entwicklungsbedarfe exemplarisch sichtbar gemacht. Von dort aus werden die Befunde verallgemeinert und strukturelle Entwicklungsbedarfe der heutigen Marktkommunikation herausgearbeitet. Daraus entstehen zugleich die Kriterien für den anschließenden Vergleich unterschiedlicher Systeme.

Darüber hinaus entwickelt die Studie ein Konzept zur Abbildung des für variable Netzentgelte erforderlichen Datenaustauschs über einen Datenraum. Die Umsetzung im Re4DE wurde durch die Autorinnen und Autoren begleitet. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse fließen in die Bewertung ein. Die Studie vergleicht dabei den vorgeschlagenen datenraumbasierten Ansatz, die heutige Marktkommunikation und digitale Plattformmodelle miteinander.

1.2 Aufbau der Studie

Der Aufbau der Studie folgt dem skizzierten Untersuchungsansatz. Kapitel 2 analysiert die Marktkommunikation und den Datenaustausch im Stromsektor. Dazu werden zunächst die Ausgangslage und die Entwicklung dargestellt. Anschließend werden die bestehenden Herausforderungen analysiert.

Im selben Kapitel wird am Anwendungsfall variabler Netzentgelte untersucht, welche Datenbedarfe, Prozesse und künftigen Ausgestaltungsmöglichkeiten sich daraus ergeben. Aus dieser Analyse werden übergreifende Anforderungen an den künftigen Datenaustausch abgeleitet.

Kapitel 3 entwickelt ein Leitbild für den Energiedatenraum 2032. Dieses Leitbild wird über Zieldimensionen, strukturelle Eckpfeiler und ein tragfähiges Betriebsmodell konkretisiert.

Kapitel 4 überträgt das Leitbild auf den Anwendungsfall variabler Netzentgelte. Dabei wird gezeigt, wie der dafür erforderliche Datenaustausch im Energiedatenraum abgebildet werden kann.

Kapitel 5 greift die zuvor hergeleiteten Anforderungen für einen künftigen Datenaustausch auf und vergleicht den datenraumbasierten Ansatz mit bestehenden Ansätzen. Der Vergleich ordnet ein, welche Stärken, Grenzen und Entwicklungsbedarfe sich aus den jeweiligen Architekturmodellen ergeben.

Auf Grundlage dieser Ergebnisse skizziert Kapitel 6 einen Transformationspfad zum Energiedatenraum 2032. Im Fokus stehen die Leitprinzipien, Phasen und regulatorischen Voraussetzungen eines kontrollierten Übergangs.

Kapitel 7 ordnet abschließend regulatorische Implikationen ein und leitet Empfehlungen für die nächsten Schritte ab.

Kapitel 8 fasst die zentralen Ergebnisse zusammen und gibt einen Ausblick auf die weitere Entwicklung des Energiedatenraums.

2. Analyse der Marktkommunikation und des Datenaustauschs im Stromsektor

2.1 Stromsektor im Strukturwandel

Der Ausbau erneuerbarer Energien und die zunehmende Dezentralisierung von Erzeugung und Verbrauch verändern Erzeugungsprofile, Lastverläufe sowie die Anforderungen an Koordination und Systemführung. Gleichzeitig erhöht die Elektrifizierung von Wärme und Mobilität die Bedeutung neuer Verbrauchsgruppen mit teils hoher Anschlussleistung. Ihre zeitlichen und räumlichen Nutzungsmuster können zusätzliche Belastungen in den Netzen erzeugen. Hinzu kommen weitere Transformationsstränge: der fortlaufende Netzausbau, neue Verbrauchsschwerpunkte sowie zusätzliche Flexibilitäten, etwa Großbatteriespeicher, die zunehmend in marktliche und netzbezogene Abläufe einzubinden sind (BDEW, 2025b) (EWI & BET, 2025).

Mit diesen Veränderungen wandelt sich auch der energiewirtschaftliche Datenaustausch. Umfang, Dynamik und Kritikalität nehmen zu. Ein wachsender Teil der operativen Komplexität verlagert sich in die Verteilnetze, weil dort zahlreiche neue Anlagen und Verbrauchseinheiten angeschlossen werden und viele netzorientierte Maßnahmen ansetzen. Gleichzeitig steigt der Digitalisierungsgrad entlang der energiewirtschaftlichen Wertschöpfung. Messwesen, Netzbetrieb und Marktprozesse werden datenintensiver. Damit gewinnen Informationssicherheit, Interoperabilität und Nachweisbarkeit weiter an Gewicht (EWI & BET, 2025) (BSI, 2021).

Eine zentrale Voraussetzung dieser Entwicklung ist das Messwesen. Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) wird der Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys) beschleunigt und die digitale Messinfrastruktur gezielt gestärkt (BMWK, 2023). Den Sicherheits- und Interoperabilitätsrahmen prägen dabei maßgeblich die Technischen Richtlinien des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI). Sie definieren Anforderungen an Funktionalität, Schnittstellen und Schutzmechanismen im Smart Metering (BSI, 2021). Damit entsteht eine digitale Messinfrastruktur, die messdatenbasierte Anwendungen und Steuerungsprozesse technisch ermöglicht und zugleich in einen verbindlichen Sicherheits- und Vertrauensrahmen eingebettet ist.

Auch flexible Verbraucher und netzorientierte Steuerung gewinnen in diesem Zusammenhang an Bedeutung. Ein wichtiger regulatorischer Treiber ist § 14a EnWG. Die Regelung soll den Netzanschluss steuerbarer Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen oder Ladeeinrichtungen erleichtern. Der Anschluss soll also nicht an vorgelagerten netzseitigen Beschränkungen scheitern. Im Gegenzug müssen diese Einrichtungen im Bedarfsfall netzorientiert steuerbar sein, damit der Netzbetreiber ihre Leistung bei drohenden Engpässen vorübergehend begrenzen kann. Damit dieser Eingriff rechtssicher und wirtschaftlich ausgewogen erfolgt, ist ein Ausgleich vorgesehen, insbesondere über reduzierte Netzentgelte. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat hierzu Vorgaben für steuerbare Verbrauchseinrichtungen und zeitvariable Netzentgeltmodelle konkretisiert (BNetzA, 2023b).

Daraus folgen neue Anforderungen an Daten und Prozesse. Steuerbarkeit, Tarifzeiträume und Nutzungsbedingungen müssen eindeutig zugeordnet, prüfbar und nachgewiesen sowie abrechnungsfähig verarbeitet werden (EWI & BET, 2025). Neue energiewirtschaftliche Instrumente erfordern damit neben der netztechnischen Lösung auch belastbare Daten- und Prozessstrukturen.

Insgesamt steigt der Bedarf an standardisiertem, sicherem und nachvollziehbarem Datenaustausch zwischen einer wachsenden Zahl von Beteiligten. Der nächste Abschnitt betrachtet deshalb die Marktkommunikation in ihrer heutigen Form. Sie bildet die regulierte Prozess- und Datenaustauschinfrastruktur des Strommarkts und trägt bereits heute wesentliche Teile des energiewirtschaftlichen Massendatenaustauschs.

2.2 Marktkommunikation heute als Prozess- und Datenaustauschinfrastruktur

Im liberalisierten Strommarkt müssen viele Marktakteure energiewirtschaftliche Daten zuverlässig, sicher und diskriminierungsfrei austauschen. Netzbetreiber, Lieferanten, Messstellenbetreiber und weitere Marktrollen nehmen unterschiedliche Aufgaben wahr und arbeiten mit jeweils eigenen IT-Systemen und Datenbeständen. Die Marktkommunikation stellt hierfür einen verbindlichen technischen und organisatorischen Rahmen auf Grundlage regulatorischer Vorgaben bereit. Sie legt fest, welche Informationen zwischen welchen Marktrollen zu welchem Zeitpunkt und in welchem Format elektronisch übermittelt werden müssen. So können energiewirtschaftliche Geschäftsprozesse standardisiert und weitgehend automatisiert ablaufen. Das betrifft insbesondere die Kundenbelieferung und den Lieferantenwechsel, das Messwesen sowie Bilanzierung und Abrechnung (dena, 2021).

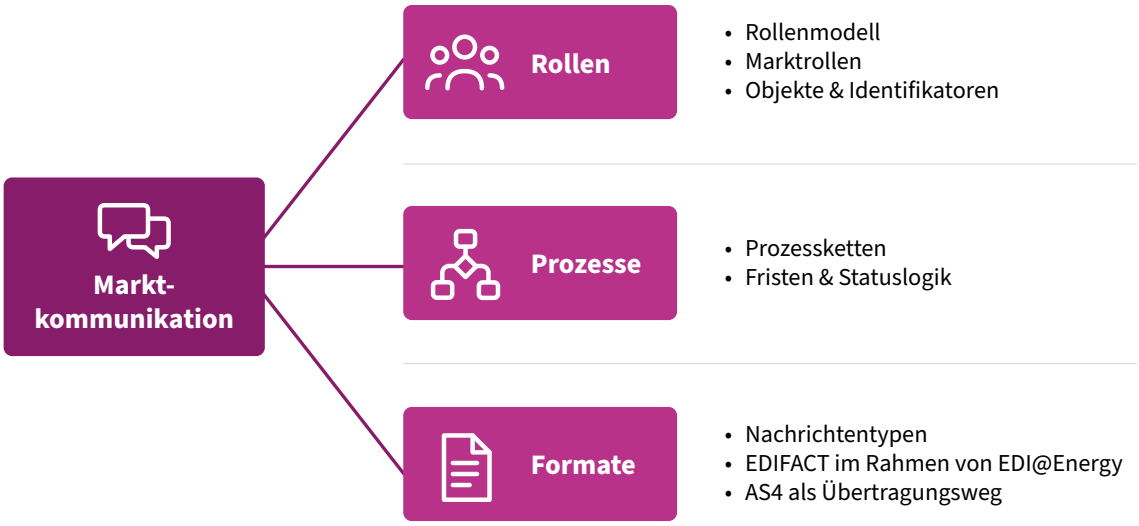

Abbildung 1: Marktkommunikation im Überblick: Rollen, Prozesse, Formate

Die Marktkommunikation übernimmt damit eine ordnende Funktion. Sie überführt rechtliche und regulatorische Vorgaben in verbindliche Prozessketten, Rollen, Fristen und maschinenlesbare Datenformate. Den rechtlichen Rahmen bilden europäische Vorgaben sowie nationale Gesetze und Verordnungen, darunter das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) und die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV). Auf dieser Grundlage konkretisiert die BNetzA die Marktprozesse durch Festlegungen und Mitteilungen, insbesondere im Zuständigkeitsbereich der Beschlusskammer 6. Die nachfolgende Abbildung 2 zeigt die Ebenen dieses verbindlichen Ordnungsrahmens.

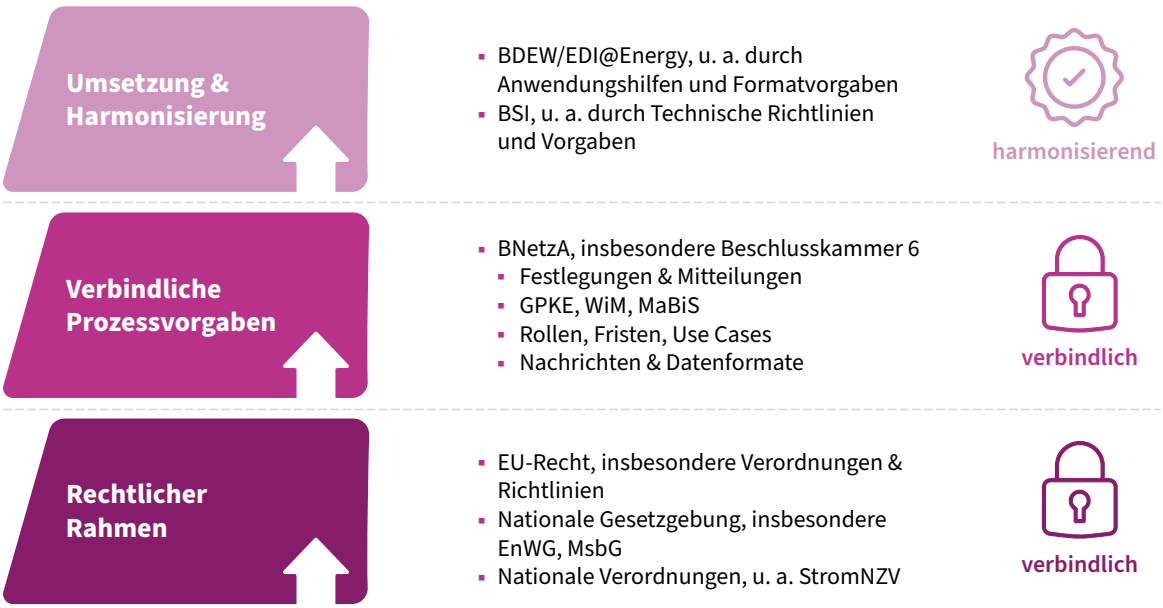

Abbildung 2: Regulatorischer Ordnungsrahmen der Marktkommunikation

Diese Vorgaben regeln, welche Prozessschritte einzuhalten sind, welche Fristen gelten und welche Rolle für welchen Schritt verantwortlich ist. Außerdem bestimmen sie, welche Nachrichten und Datenformate in der Marktkommunikation zu verwenden sind (BNetzA, 2026b). Branchenregeln und Anwendungshilfen erleichtern die Umsetzung in den heterogenen IT-Landschaften der Marktakteure. Hierzu zählen insbesondere Dokumente aus EDI@Energy sowie weitere Umsetzungshilfen des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). Änderungen an Prozessen und Formaten werden über ein etabliertes Änderungsmanagement vorbereitet, konsultiert und zu festgelegten Umsetzungszeitpunkten marktweit eingeführt. So bleibt Interoperabilität zwischen den Marktpartnern gesichert (BNetzA, 2026b).

Ein weiteres Strukturmerkmal ist das Rollenmodell. Marktrollen beschreiben die Funktionen innerhalb der Prozessketten. Sie ordnen Verantwortlichkeiten, Kommunikationspflichten und Informationsbedarfe. Zu den Kernrollen zählen Netzbetreiber, Lieferanten und Messstellenbetreiber. Hinzu kommen bilanzierungsbezogene Rollen sowie weitere Funktionen im Systembetrieb. Tabelle 1 fasst die zentralen Rollen zusammen. Eine ausführlichere Darstellung der Rollen und ihrer Beziehungen enthält die aktuelle BDEW-Anwendungshilfe „Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt“ (BDEW, 2023).

Rolle	Abkürzung	Kurzbeschreibung (in Anlehnung an BDEW-Definition)
Übertragungs-netzbetreiber	**ÜNB**	Betreibt ein Übertragungsnetz einschließlich regelzonen- und grenz-überschreitender Verbindungen und übernimmt Aufgaben der System-verantwortung in der Regelzone.
Netzbetreiber	**NB**	Betreibt, wartet und entwickelt sein Netz zur Durchleitung und Verteilung von Elektrizität. Verantwortet die Netzsicherheit im Netzgebiet und übernimmt die netzbezogene Stammdatenführung zu angeschlossenen Objekten sowie Zuordnungen von Marktpartnern zu diesen Objekten.
Messstellenbetreiber/ Gateway-Administrator	**MSB/GWA**	Verantwortet Einbau, Betrieb und Wartung der Messeinrichtungen einschließlich intelligenter Messsysteme. Ermittelt und verarbeitet Messwerte sowie Ersatz- und vorläufige Werte und stellt sie berechtigten Marktpartnern bereit.
Lieferant	**LF**	Beliefert Marktlokationen mit Energie oder nimmt Energie aus Erzeugungs-Marktlokationen ab. Verantwortet die energiewirtschaftliche Abwicklung gegenüber dem Kunden und die zugehörigen Marktprozesse im Belieferungs-kontext.
Bilanzkreis-verantwortlicher	**BKV**	Verantwortet den energetischen und finanziellen Ausgleich eines Bilanzkreises und stellt die Bilanzkreistreue sicher.
Bilanzkoordinator	**BIKO**	Führt die Bilanzkreisabrechnung durch und verantwortet den finanziellen Ausgleich zwischen Bilanzkreisverantwortlichen auf Grundlage der bilanzierten und abgerechneten Energiemengen.
Betreiber einer technischen Ressource	**BTR**	Betreibt technische Ressourcen als energiewirtschaftlich relevante Einheiten und verantwortet ihre Bereitstellung bzw. Einsatzfähigkeit im vorgesehenen Prozesskontext.
Data Provider	**DP**	Bereitet Informationen auf und leitet sie an berechtigte Marktpartner weiter, sofern dies prozessual vorgesehen ist.
Einsatzverantwort-licher	**EIV**	Verantwortet den Einsatz steuerbarer Ressourcen und die Bereitstellung bzw. Kommunikation einsatzrelevanter Informationen im vorgesehenen Prozess-kontext.
Energieserviceanbieter	**ESA**	Handelt im Auftrag des Anschlussnutzers, fragt Werte an und verarbeitet sie für energienahe Dienstleistungen.
Registerbetreiber	**RB**	Betreibt Register bzw. Datenbanken zur Erfassung und Bereitstellung energie-wirtschaftlich relevanter Daten nach den einschlägigen Regelungen.

Tabelle 1: Rollen und ihre Aufgaben (gemäß Rollenmodell BDEW, 2023)

Die Marktkommunikation (MaKo) knüpft Zuständigkeiten dabei nicht an Unternehmensnamen, sondern an klar definierte Rollen. Ein Unternehmen kann je nach Geschäftsmodell und rechtlichem Rahmen mehrere Rollen zugleich wahrnehmen. Für Prozesse, Datenflüsse und Verantwortlichkeiten ist jedoch maßgeblich, in welcher Rolle es jeweils handelt. Darin liegt ein wesentlicher Ordnungsmechanismus der MaKo. Ein Marktakteur kommuniziert also nicht als Unternehmen insgesamt, sondern in einer bestimmten Funktion mit den dazugehörigen Rechten, Pflichten und Datenbezügen (BDEW, 2021).

Für die praktische Umsetzung ist außerdem das Objekt- und Identifikatorenmodell wesentlich. Marktprozesse beziehen sich auf standardisierte Bezugspunkte, die eine eindeutige Zuordnung ermöglichen. Die Marktlokation (MaLo) beschreibt den Ort der energiewirtschaftlichen Belieferung und Abrechnung. Die Messlokation (MeLo) bezeichnet den Ort der Messwerterfassung. Beide Bezugspunkte müssen in Stammdaten und Prozessen konsistent verknüpft werden, damit Werte, Zuständigkeiten und Kommunikationsbeziehungen eindeutig bleiben (BDEW, 2023). Mit neueren Anforderungen gewinnen weitere Bezugspunkte an Bedeutung, etwa die Netzlokation als netztechnischer Referenzpunkt sowie technische und steuerbare Ressourcen. Über sie lassen sich einzelne Anlagen oder steuerbare Einheiten innerhalb einer Anschlusskonstellation adressieren. In der Praxis betrifft dies unter anderem Wallboxen oder Wärmepumpen, die prozessual eindeutig identifizierbar sein müssen.

Die konkrete Ausgestaltung der Marktkommunikation erfolgt über zentrale Festlegungen und Prozessdokumente der BNetzA. Sie machen den elektronischen Datenaustausch für wiederkehrende Massenprozesse verbindlich. Die Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE) beschreiben zentrale Abläufe der Belieferung, insbesondere den Lieferantenwechsel, und enthalten zugleich prozessübergreifende Regelungen der elektronischen Marktkommunikation (BK6-24-174_GPKE_Teil1). Die Wechselprozesse im Messwesen Strom (WiM Strom) regeln den Datenaustausch rund um den Messstellenbetrieb (WiM_Teil1). Die Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) betreffen die bilanzierungsrelevante Aggregation und Abrechnung von Energiemengen über Rollen und Gebiete hinweg (MaBiS, BK6-24-174, Lesefassung).

Technisch beruht der Datenaustausch überwiegend auf standardisierten EDIFACT-Nachrichten (Electronic Data Interchange for Administration, Commerce and Transport) nach den Vorgaben von EDI@Energy. Diese Nachrichten übertragen unter anderem Stamm- und Bewegungsdaten, Messwerte, Energiemengen, Rechnungen und Zahlungsinformationen (dena, 2021).

Hinter EDIFACT steht ein mehrschichtiges Regelwerk. Die allgemeine Syntax bestimmt den grundlegenden Aufbau der Nachrichten. Nachrichtenbeschreibungen und Message Implementation Guides legen fest, welche Segmente, Datenelemente und Codes ein Nachrichtentyp enthalten kann. Anwendungshandbücher konkretisieren, wie diese Elemente in einem konkreten Geschäftsprozess zu verwenden sind. Je nach Prozess werden unterschiedliche Nachrichtentypen eingesetzt. UTILMD (Utilities Master Data Message) dient insbesondere dem Austausch von Stammdaten und prozessbezogenen Änderungen. MSCONS (Metered Services Consumption report message) übermittelt Messwerte, Zählerstände und Energiemengen. INVOIC (Invoice) und REMADV (Remittance Advice) werden für Rechnungen und Zahlungsavise verwendet. CONTRL (Control Message) bestätigt, ob eine Übertragungsdatei syntaktisch verarbeitet werden konnte. APERAK (Application Error and Acknowledgement) übermittelt das Ergebnis von Prüfungen auf Anwendungs- und Prozessebene und weist auf festgestellte Fehler hin. Entscheidungsbaum-Diagramme und fachliche Vorgaben präzisieren zusätzlich, welche Ausprägung einer Nachricht in einem bestimmten Anwendungsfall erforderlich ist. Die Marktkommunikation beschreibt Prozesse dadurch nicht nur in Textform, sondern überführt sie in standardisierte Datenstrukturen, feste Prüfpfade und definierte Rückmeldungen. Diese enge Verbindung von Prozessvorgaben, Nachrichtentypen und Prüfschritten erklärt ihre hohe Verbindlichkeit und Massenfähigkeit (BNetzA, 2026b).

Der Austausch zwischen den Marktpartnern erfolgt überwiegend asynchron. Eine Nachricht stößt einen Prozessschritt an, bestätigt einen Bearbeitungsstand oder übermittelt das Ergebnis an den nächsten Beteiligten. Auf diese Weise verbindet die Marktkommunikation fachliche Prozessvorgaben, Datenformate, technische Übertragungswege und Nachweise zu einem standardisierten Austauschsystem.

Für den sicheren Transport solcher Geschäftsnachrichten kamen zunächst E-Mail-basierte Verfahren zum Einsatz. Später etablierte sich das Applicability Statement 4 (AS4) als standardisiertes Protokoll für den sicheren Transport von Geschäftsnachrichten über das Internet. Heute ist AS4 als Übertragungsweg der Marktkommunikation verbindlich geregelt. AS4 sichert den Nachrichtentransport zwischen Marktpartnern und ergänzt den fachlichen Nachrichtenaustausch um technische Anforderungen an Transportverschlüsselung, Zertifikatsnutzung, Quittierung und Nachweisbarkeit. Die einschlägigen Regelungen definieren dafür unter anderem kryptografische Anforderungen, Vorgaben zum Zertifikatsmanagement sowie Verfahren für Empfangsbestätigungen und technische Rückmeldungen (BDEW, 2022) (BNetzA, 2025f).

Die Stärke dieser Architektur liegt in ihrer Robustheit, Standardisierung und Massenfähigkeit für wiederkehrende energiewirtschaftliche Standardprozesse. Gleichzeitig ist sie eng mit den Backend-Systemen der Marktakteure verknüpft. Nachrichten müssen dort verarbeitet, Stammdaten zugeordnet, Fristen überwacht und Rückmeldungen fachlich bewertet werden. Änderungen an Formaten oder Prozessvorgaben greifen deshalb regelmäßig tief in bestehende IT- und Betriebslandschaften ein (BNetzA, 2026b).

Die Marktkommunikation ist kein statisches System. Ihre Weiterentwicklung folgt einem etablierten Governance- und Änderungsrahmen. Änderungen an Dokumentenständen und Nachrichtentypen werden konsultiert und zu festgelegten Umsetzungszeitpunkten marktweit eingeführt (BNetzA, 2026b). Der werktägliche 24-Stunden-Lieferantenwechsel, der seit dem 6. Juni 2025 umzusetzen ist, steht exemplarisch für kürzere Durchlaufzeiten und eine stärkere Automatisierung zentraler Standardprozesse (BNetzA, 2024a) (BNetzA, 2024b). Darüber hinaus adressiert die BNetzA die Weiterentwicklung der Marktkommunikation als nächsten Entwicklungsschritt und benennt eine Perspektive ab 2032, in der auch Hub-Ansätze betrachtet und bewertet werden sollen (BNetzA, 2025e).

Insgesamt trägt die heutige Marktkommunikation wesentlich zur Funktionsfähigkeit des liberalisierten Strommarkts bei. Sie ermöglicht massenfähige, diskriminierungsfreie und weitgehend standardisierte Abläufe über Unternehmensgrenzen hinweg. In wiederkehrenden Standardprozessen wie Belieferung, Lieferantenwechsel, Messwertbereitstellung und Bilanzierung sorgt sie für Verbindlichkeit, Interoperabilität und rechtliche Nachvollziehbarkeit. Auch marktweite Änderungen lassen sich über etablierte Festlegungs-, Konsultations- und Einführungsprozesse koordiniert umsetzen. Die Grenze des bestehenden Systems liegt daher nicht in fehlender Struktur. Sie zeigt sich daran, wie gut es wachsende Datenmengen, höhere Prozessdynamik, neue Marktrollen und netzorientierte Steuerungsprozesse aufnehmen kann.

2.3 Analyse der bestehenden Herausforderungen für die Marktkommunikation

Mit den veränderten Rahmenbedingungen gerät die heutige Marktkommunikation stärker unter Druck. Treiber sind eine wachsende Zahl von Prozessereignissen, mehr prozessrelevante Objekte und Zuordnungen sowie höhere Anforderungen an Informationssicherheit und Nachweisführung. Betroffen sind etwa zusätzliche Stammdatenänderungen, häufigere Messwertkorrekturen, kürzere Lieferantenwechselprozesse sowie neue Konfigurations- und Abrechnungsfälle. Einzelne Ereignisse bleiben in der Regel beherrschbar. In ihrer Summe verdichten sie jedoch die organisationsübergreifende Koordination und erhöhen Aufwand, Komplexität und Kosten im laufenden Betrieb.

Die bestehenden Herausforderungen werden im Folgenden anhand von vier Themenfeldern beschrieben: Technik und Infrastruktur, Regulierung und Anreize, Prozesse und Entscheidungen sowie Vertrauen und Akzeptanz. Diese Gliederung orientiert sich an den Themenfeldern, die im Projekt „Dateninstitut – Use Case Energie“ (dena, 2023) erarbeitet und eingesetzt wurden und in dessen Rahmen auch diese Studie durchgeführt wird.

Technik und Infrastruktur

Wie in Kapitel 2.2 dargestellt, basiert die Marktkommunikation überwiegend auf standardisierten Nachrichtenformaten und bilateralen Kommunikationsbeziehungen. Diese Struktur ermöglicht die verlässliche und nachvollziehbare Abwicklung standardisierter Massenprozesse.

Bei steigender Zahl und Taktung der Prozessereignisse wird das Punkt-zu-Punkt-Prinzip (P2P) jedoch selbst zur Belastung. Jede zusätzliche Kommunikationsbeziehung und jede neue Prozessvariante erhöht den Integrationsaufwand. Dadurch werden die Parametrisierung der beteiligten IT-Systeme, die Tests von Schnittstellen und Prozessabläufen sowie die betriebliche Abstimmung zwischen den Marktpartnern umfangreicher. Die

eigentliche Last entsteht aus der Vielzahl technischer Kopplungen zwischen Marktpartnern, Systemen und Prozessketten. Änderungen stabilisieren sich langsamer, Fehlerbehandlung wird aufwendiger und die Abhängigkeit einzelner Prozessschritte voneinander nimmt zu. Fällt eine Kommunikationsbeziehung aus oder verzögert sich eine Rückmeldung, können nachgelagerte Abläufe unmittelbar betroffen sein.

Hinzu kommen steigende Anforderungen an Schutz und Resilienz. Der Betrieb der Marktkommunikation umfasst längst mehr als die fachliche Prozessabwicklung. Zertifikats- und Vertrauensmanagement, Monitoring sowie geregelte Verfahren für Störfälle und Wiederanlauf gehören zu den erforderlichen Betriebsaufgaben. In heterogenen Systemlandschaften und über Organisationsgrenzen hinweg steigen damit der Koordinations- und der Nachweisaufwand. Sicherheitsvorgaben müssen konsistent umgesetzt und ihre Erfüllung muss revisionsfähig dokumentiert werden (BNetzA, 2025c).

Die technische Ausgestaltung der Marktkommunikation verstärkt damit die Auswirkungen wachsender Markt- und Prozesskomplexität. Mit jeder zusätzlichen Kommunikationsbeziehung, Prozessvariante und Sicherheitsanforderung steigt die Zahl der technischen Abhängigkeiten und Prozesse, die eingerichtet, getestet, überwacht und bei Änderungen angepasst werden müssen. Die daraus entstehenden betrieblichen und organisatorischen Aufwände werden in den folgenden Themenfeldern weiter vertieft.

Regulierung und Anreize

Die Weiterentwicklung der Marktkommunikation erfolgt über Festlegungen und Mitteilungen mit verbindlichen Dokumentenständen und Umsetzungszeitpunkten. Dieses Vorgehen schafft Rechtsklarheit und sichert die marktweite Interoperabilität. Es erzeugt zugleich einen erheblichen Synchronisationsbedarf. Änderungen müssen von vielen Marktpartnern nahezu gleichzeitig umgesetzt werden. Der Aufwand geht dadurch weit über die eigentliche Anpassung hinaus. Tests, Migration und Qualitätssicherung müssen systemweit abgestimmt werden und auch die Betriebsrisiken beschränken sich nicht auf einzelne Unternehmen, da fehlerhafte oder verspätete Umsetzungen nachgelagerte Prozesse bei weiteren Marktpartnern beeinträchtigen können (BNetzA, 2026b).

Dieses Vorgehen sorgt für stabile und einheitliche Marktprozesse. Es erschwert jedoch Weiterentwicklungen, die schrittweise oder zunächst in begrenzten Bereichen eingeführt werden sollen. Neue Anforderungen lassen sich nur eingeschränkt in kleinen Ausschnitten erproben, wenn ihre Umsetzung an bestehende Standardprozesse, gemeinsame Formate und synchronisierte Stichtage gebunden ist. Selbst kleinere Anpassungen können umfangreiche Vorarbeiten in Spezifikation, Umsetzung, Test und Abstimmung auslösen. Der größte Aufwand liegt häufig weniger in der technischen Änderung selbst als in der marktweiten Koordination innerhalb eines eng gekoppelten Systems.

Der werktägliche 24-Stunden-Lieferantenwechsel verdeutlicht diese Wirkung. Kürzere Fristen erhöhen den Druck auf Prozessqualität, Stammdatenkonsistenz und Zuständigkeitsklärung. Abweichungen wirken sich schneller auf nachgelagerte Abläufe aus, weil weniger Zeit für Klärung, Korrektur und Stabilisierung bleibt (BNetzA, 2024a). In einem solchen Umfeld gewinnt robuste Standardisierung an Bedeutung. Zugleich steigt die Anfälligkeit gegenüber Fehlern und uneinheitlichen Umsetzungen.

Hinzu kommt eine asymmetrische Anreizstruktur. Viele Änderungen verbessern den Datenaustausch vor allem auf marktweiter Ebene. Sie führen etwa zu stabileren Marktprozessen, höherer Datenqualität oder weniger Clearing-Fällen. Die Kosten entstehen jedoch zunächst bei den Marktakteuren, die ihre Systeme anpassen, zusätzliche Tests durchführen oder neue Prozessvorgaben umsetzen müssen. Für einzelne Unternehmen sind solche Investitionen daher nur begrenzt attraktiv, solange der Nutzen nicht unmittelbar bei ihnen anfällt oder sie regulatorisch eingefordert oder wirtschaftlich ausgeglichen werden.

Auch parallele Regulierungsvorhaben können diese Belastung verstärken. Werden mehrere Änderungen gleichzeitig vorbereitet, getestet und eingeführt, konkurrieren sie um dieselben Ressourcen in IT, Fachbereichen, Marktkommunikation und Betrieb. Darauf weisen auch die Stellungnahmen im betreffenden Konsultationsverfahren hin (BNetzA, 2025a). Der Abstimmungsdruck wächst, Prioritäten müssen laufend neu gesetzt werden und Übergangsprobleme werden wahrscheinlicher. Engpässe entstehen dann weniger durch die einzelne Änderung als durch ihr Zusammentreffen mit anderen Vorhaben. Das bindet erhebliche Ressourcen, weil Releases, Tests, Migrationen und Qualitätssicherung wiederholt marktweit vorbereitet und abgesichert werden müssen.

Prozesse und Entscheidungen

Die Prozesslandschaft der Marktkommunikation beschreibt Standardfälle normativ und organisiert ihre Abwicklung über definierte Nachrichtenfolgen, Fristen und Rollenverantwortlichkeiten. Mit wachsender Komplexität werden jedoch Sonderkonstellationen präsenter. Belastungen entstehen insbesondere bei unklaren Zuständigkeiten, inkonsistenten Stammdaten, zeitlichen Überschneidungen oder Korrektur- und Ersatzwertkonstellationen. Der anhaltende Bedarf an Anwendungshilfen und Umsetzungsfragenkatalogen zeigt, dass praktische Auslegungs- und Koordinationsfragen regelmäßig über das normative Prozesswerk hinausgehen (BDEW, 2025c).

Im Alltag wird dies deutlich spürbar. Klärungs- und Clearing-Aufwand nehmen zu, Stör- und Sonderfälle verlängern Durchlaufzeiten und manuelle Bearbeitung gewinnt wieder an Gewicht. Betroffen sind etwa Fälle mit unklarer Lokationszuordnung, Messwertkorrekturen oder Abweichungen zwischen Abrechnungs- und Stammdaten. Verkürzte Fristen verschärfen diese Effekte, weil für Einordnung und Korrektur weniger Zeit bleibt (Braun, 2025).

Zusätzlich belastet die dezentrale Umsetzung von Prüf-, Markt- und Validierungsregeln die Prozesslandschaft. Gleichartige Regeln werden in vielen Systemen parallel interpretiert, implementiert und angewendet. Das kann zu unterschiedlichen Verarbeitungsergebnissen führen, erhöht den Abstimmungsbedarf und macht Änderungen aufwendiger. Anpassungen bei Prozessen oder Formaten müssen an vielen Stellen konsistent nachvollzogen werden (dena, 2021).

Auch daraus entstehen relevante Kosten. Die bestehende Marktkommunikation trägt automatisierte Standardfälle weiterhin verlässlich. Gleichzeitig muss sie Abweichungen, Nacharbeiten und Clearing-Prozesse dauerhaft mit auffangen. Wenn Sonderfälle, Korrekturen und Auslegungsfragen zunehmen, steigen Personalaufwand, Bearbeitungszeiten und Abstimmungsbedarf. Die Standardprozesse bleiben damit stabil, während Stör- und Sonderlagen den Aufwand im Betrieb erhöhen.

Vertrauen und Akzeptanz

Die Marktkommunikation beruht auf einem Vertrauensmodell, das aus klar definierten Rollen, nachvollziehbaren Zuständigkeiten und reproduzierbaren Prozessständen entsteht. Dieses Vertrauen gerät unter Druck, wenn Prozesszustände, Zuständigkeiten oder Datenstände organisationsübergreifend auseinanderlaufen. Auslöser können abweichende Regelumsetzungen, inkonsistente Stammdaten oder zeitliche Unschärfen bei der Zuordnung prozessrelevanter Objekte sein. Die Folge ist zusätzlicher Abstimmungsbedarf. Prozessverläufe werden weniger vorhersehbar und der Bedarf an Nachweisen und Dokumentation steigt, weil Abläufe im Nachhinein rekonstruiert werden müssen (Braun, 2025). Vertrauen entsteht dann nicht mehr aus stabilen Routinen. Es muss im Einzelfall immer wieder hergestellt werden.

Für neue Akteure und datenbasierte Dienstleistungen, die für die breite Partizipation an der Energiewende und damit ihre Akzeptanz besonders relevant sind, verschärft sich diese Lage. Bilaterale Anbindungen, hohe Test- und Nachweispflichten sowie die vollständige Anpassung an bestehende Austauschverfahren und betriebliche Randbedingungen erhöhen die Einstiegshürden. Integrationsaufwand und organisationsübergreifende Abstimmung greifen dabei ineinander. Mit jedem zusätzlichen Teilnehmer und jeder weiteren Prozessänderung wächst die Belastung. Das verlängert Einführungszeiten, erhöht die Anfangskosten und verstärkt den Bedarf an standardisierten Nachweisen für Prozessfähigkeit und Compliance. Neue Akteure gelangen dadurch schwerer in den Markt. Zugleich sinkt die Geschwindigkeit, mit der neue datenbasierte Dienstleistungen in bestehende Prozesslandschaften integriert werden können (dena, 2021) (dena, 2022).

Tabelle 2 verdichtet die zentralen Herausforderungen und ordnet ihnen typische Folgewirkungen für den laufenden Betrieb der Marktkommunikation zu.

Herausforderung im Kontext der Transformation des Energiesystems	Beschreibung	Folgen für die heutige Marktkommunikation
Übertragungsparadigma EDIFACT und P2P-Kommunikation	Der sequenzielle, dateibasierte Nachrichtenaustausch in bilateralen Kommunikationsbeziehungen bildet die Basis und ist ausgelegt auf periodische Abläufe und feste Umsetzungstermine.	▪ Höherer Integrations- und Betriebsaufwand ▪ Verzögerungswirkung bei dynamischen Prozesslagen ▪ Begrenzte Skalierbarkeit bei steigender Taktung
Heterogene Implementierungen	Prüfregeln, Marktregeln und Validierungen werden dezentral in unterschiedlichen Systemlandschaften, Parametrisierungen und Betriebskonzepten umgesetzt.	▪ Unterschiedliche Verarbeitungsergebnisse ▪ Zusätzlicher Abstimmungsbedarf bei Abweichungen und Fehlerklärung ▪ Erhöhte Aufwände in Betrieb und Fehlerbehandlung
Vertrauenswürdige, konsistente Stammdaten und Zuordnungen	Prozessrelevante Daten und Zuordnungen müssen bei paralleler Datenhaltung über mehrere Rollen und Systeme hinweg konsistent gehalten werden.	▪ Clearing- und Korrekturaufwand ▪ Fehlerwirkung in Abrechnung und Bilanzierung ▪ Verzögerung in nachgelagerten Prozessketten
Steigende Akteursvielfalt	Neue Rollen, Dienstleister und Kommunikationsbeziehungen sowie Anforderungen an Nachweise von Prozessfähigkeit und Compliance nehmen zu.	▪ Höherer Aufwand für Onboarding und Integration ▪ Längere Einführungszeiten ▪ Stärkere Belastung von Test- und Betriebsorganisation
Release- und Anpassungsdynamik	Prozesse und Formate werden wiederkehrend geändert sowie marktweit synchronisiert getestet, migriert und umgesetzt.	▪ Hoher Test- und Migrationsaufwand ▪ Erhöhte Risiken in Übergangsphasen ▪ Ressourcenbindung in Qualitätssicherung und Betrieb
Sektorspezifische Prozessvorgaben und Schnittstellenfragmentierung	Datenaustausch wird rein auf sektorspezifische Prozessketten ausgelegt, gekennzeichnet durch bilaterale Austauschbeziehungen sowie zusätzliche proprietäre Schnittstellen und Sonderlösungen.	▪ Zusätzliche Übersetzungs- und Abstimmungsaufwände zu anderen Sektoren ▪ Erschwerte Integration neuer oder sektorenübergreifender Anwendungsfälle ▪ Erhöhte Integrationslast
Wachsende Datenmengen und Ereignisaufkommen	Messdatenvolumen und ereignisbezogene Prozessanforderungen nehmen im Zuge von Digitalisierung und Flexibilitätseinbindung zu.	▪ Höhere Last in Austausch und Verarbeitung ▪ Steigende Fehleranfälligkeit ▪ Verzögerung bei hoher Prozessdichte

Tabelle 2: Zentrale Herausforderungen der heutigen Marktkommunikation und ihre typischen betrieblichen Folgewirkungen

Die Analyse zeigt, dass die Belastung der Marktkommunikation aus dem Zusammenspiel mehrerer Faktoren entsteht: Bilaterale Kopplung, heterogene Regelumsetzung, zu synchronisierende Umstellungen und steigende Prozessdichte greifen ineinander. Daraus folgen wiederkehrende Aufwände bei Integration, Test, Betrieb, Clearing und Sicherheit. Mit wachsender Akteursvielfalt und kürzeren Reaktionszeiten verstärken sich diese Effekte gegenseitig. Die heutige Marktkommunikation ist damit technisch und organisatorisch anspruchsvoll und verursacht erhebliche laufende Kosten. Gerade diese Kosten und diese Komplexität begründen die weitere Betrachtung eines künftigen Datenaustauschs.

2.4 Anwendungsfall variabler Netzentgelte

2.4.1 Status quo

Der Strompreis setzt sich aus mehreren Bestandteilen zusammen. Neben den eigentlichen Energiekosten umfasst er Netzentgelte sowie verschiedene Steuern und Umlagen. Die Netzentgelte finanzieren Bau, Betrieb und Ausbau der Stromnetze durch Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber (Hirth, Tiedemann & Schill, 2024). Die Kosten entstehen insbesondere durch Investitionen in Leitungen, Umspannwerke und Transformatoren sowie durch den laufenden Netzbetrieb. Da Stromnetze natürliche Monopole sind, unterliegen Netzbetreiber, ihre Erlöse und die Struktur der Netzentgelte staatlicher Regulierung. Für Haushaltskundinnen und -kunden bestehen Netzentgelte typischerweise aus einem Grundpreis und einem Arbeitspreis.

In Deutschland waren Netzentgelte für Haushalte bislang in der Regel über das Jahr hinweg zeitkonstant. In anderen europäischen Märkten, zum Beispiel in der Schweiz, Norwegen und Schweden, werden Netzentgelte stärker an der zeitlichen Netzauslastung ausgerichtet (Weidlich et al., 2025). Zeitvariable Netzentgelte sollen den Stromverbrauch in Phasen geringerer Auslastung verlagern und dadurch zu einer gleichmäßigeren Auslastung der Netze beitragen. Sie dienen damit nicht dem operativen Engpassmanagement im engeren Sinne, sondern setzen ein vorgelagertes Preissignal zur Lastverschiebung.

Für Deutschland ist dieser Anwendungsfall eng mit § 14a EnWG verknüpft. Die Regelung verbindet die netzorientierte Steuerbarkeit bestimmter Verbrauchseinrichtungen mit einer Reduzierung der Netzentgelte und bildet damit den regulatorischen Rahmen für die eingeführten Module. § 14a EnWG gilt verpflichtend für seit 2024 neu installierte Anlagen mit einer Netzanschlussleistung von mehr als 4,2 Kilowatt, sofern sie an der Niederspannung angeschlossen sind.

Die Netzentgeltreduzierung nach der derzeit geltenden Festlegung BK8-22-010-A ist in drei Module gegliedert. Modul 1 sieht eine pauschale Reduzierung der Netzentgelte vor. Sie besteht aus einem jährlichen Sockelbetrag von 80 Euro sowie einer netzbetreiberindividuellen Stabilitätsprämie. Diese berechnet sich aus dem Arbeitspreis für Entnahme ohne Leistungsmessung multipliziert mit 3.750 Kilowattstunden pro Jahr und einem Stabilitätsfaktor von 0,2. Eine Reduzierung unter 0,00 Euro ist hierbei unzulässig. Modul 2 kann durch den Kunden alternativ zu Modul 1 gewählt werden. Hier reduziert sich der Arbeitspreis auf 40 Prozent des jeweiligen Arbeitspreises des Netzbetreibers für die Entnahme ohne registrierende Leistungsmessung in der Niederspannung. Voraussetzung ist, dass die steuerbare Verbrauchseinrichtung separat an einer eigenen Marktlokation ohne registrierende Leistungsmessung abgerechnet wird. Die Reduzierung bezieht sich dann nur auf diesen separat gemessenen Verbrauch und nicht auf den gesamten Haushaltsverbrauch. Modul 3 ergänzt Modul 1 um ein zeitvariables Netzentgelt und kann seit April 2025 genutzt werden. Es kann nur in Kombination mit Modul 1 gewählt werden und setzt ein intelligentes Messsystem voraus. Die BNetzA hat das Modell als Time-of-Use-Tarif (ToU) ausgestaltet. Der Netzbetreiber weist dafür drei Arbeitspreisstufen aus: einen Standardtarif (ST), einen Hochtarif (HT) für Zeiten hoher prognostizierter Auslastung und einen Niedrigtarif (NT) für Zeiten niedriger prognostizierter Auslastung. Diese Preisstufen werden im Vorjahr für das gesamte folgende Kalenderjahr festgelegt und gelten für den gesamten Verbrauch an der betroffenen Marktlokation. Es handelt sich damit um ein statisch variables Netzentgelt mit im Voraus festgelegten Zeitfenstern und Preisstufen.

Für die Ausgestaltung von Modul 3 setzt die Festlegung einen verbindlichen Rahmen:

- HT und NT müssen in mindestens zwei Quartalen eines Jahres abgerechnet werden.
- HT muss in mindestens zwei Stunden eines Tages abgerechnet werden und darf ST um maximal 100 Prozent übersteigen.
- Von jeder Tarifstufe muss mindestens einmal in den 24 Stunden eines Tages Gebrauch gemacht werden.
- NT liegt im Korridor von 10 bis 40 Prozent ST.
- Preisstufen und Zeitfenster müssen ganzjährig identisch sein (keine Variation zwischen Quartalen).

Zusätzlich verlangt die Festlegung, dass Haushaltskundinnen und -kunden mit H0-Standardlastprofil durch die Wahl von Modul 3 rechnerisch nicht schlechter gestellt werden als bei einem zeitkonstanten Netzentgelt.

Für die praktische Umsetzung legt der Netzbetreiber Preisstufen und Zeitfenster auf Basis der typischen Auslastung seines Netzgebiets fest. Die Festlegung schreibt die konkrete Datengrundlage dafür nicht im Detail vor. In Betracht kommen insbesondere Messdaten aus Ortsnetzstationen, Lastgänge, Daten aus intelligenten Messsystemen sowie ergänzende Prognosen, etwa zur erwarteten Wahl von Modul 3 oder zu Lastverschiebungen durch dynamische Stromtarife auf Lieferantenseite (BDEW, 2024). Modul 3 soll so einen wirtschaftlichen Anreiz setzen, Verbrauch in Zeiten geringerer Netzauslastung zu verlagern. Den netzorientierten Steuerungseingriff des Netzbetreibers ersetzt dieses Modell nicht. Zugleich schafft es für Netzbetreiber und Marktakteure einen ersten standardisierten Einstieg in Prozesse und Abläufe variabler Netzentgelte. Die daraus gewonnenen Erfahrungen sind besonders relevant, da im Rahmen des Verfahrens zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) (GBK-25-01-1#3) eine Weiterentwicklung zu erwarten ist und entsprechende Festlegungen folgen.

2.4.2 Datenbedarfe für die Umsetzung

Im folgenden Abschnitt werden die Datenbedarfe für variable Netzentgelte im Rahmen der Marktkommunikation betrachtet. Darüber hinausgehende Datenbedarfe außerhalb der Marktkommunikation sind nicht Gegenstand dieser Studie.[1] Dazu zählen beispielsweise Daten, die Netzbetreiber benötigen, um die Höhe der variablen Netzentgelte sachgerecht festzulegen. Relevant sind hier unter anderem Netzzustandsdaten oder Lastdaten von Verbrauchern bei unterschiedlichen Preisniveaus, aus denen sich Rückschlüsse auf das Verbrauchsverhalten sowie entsprechende Prognosen ableiten lassen.

Innerhalb der Marktkommunikation erfordert die Umsetzung variabler Netzentgelte einen Datenaustausch zwischen mehreren Marktrollen. Beteiligt sind insbesondere der Netzbetreiber, der Lieferant, der Messstellenbetreiber und der Betreiber einer technischen Ressource (BTR). Betreiber einer technischen Ressource bezeichnet hier die Marktrolle, die eine konkrete technische Einheit wie eine Wallbox oder Wärmepumpe betreibt. In der Marktkommunikation wird diese technische Einheit als technische Ressource geführt. Für Steuerungs- und Konfigurationsprozesse wird sie zusätzlich einer steuerbaren Ressource zugeordnet, die den steuerungsbezogenen Prozessbezug herstellt. Die Messlokation bildet den messtechnischen Bezugspunkt für die Erhebung der Messwerte. Die Marktlokation bleibt der maßgebliche abrechnungsrelevante Bezugspunkt.

Für den Anwendungsfall ist zwischen zwei Daten- und Prozessstrukturen zu unterscheiden. Die netzorientierte Steuerung nach § 14a EnWG betrifft den Eingriff des Netzbetreibers in die Leistung einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung, wenn dies zur Abwendung einer konkreten Netzüberlastung erforderlich ist. Variable Netzentgelte nach Modul 3 verfolgen einen anderen Zweck. Sie setzen ein zeitliches Preissignal, damit Verbrauch möglichst in Zeiten geringerer Netzauslastung verlagert wird (Pfeil 1a und 1b in Abbildung 3). Beide Ansätze hängen fachlich zusammen, sind jedoch nicht deckungsgleich. Das Preissignal ersetzt den Steuerungseingriff im Falle einer konkreten Netzüberlastung nicht.

Aus dieser Trennung ergeben sich drei unterschiedliche Datenbedarfe. Erstens müssen Stammdaten, Konfigurationen und Rollenbeziehungen eindeutig vorliegen, damit eine Lokation überhaupt einem variablen Netzentgeltmodul (Modul 1 bis 3) zugeordnet werden kann. Zweitens müssen Preisstufen, Zeitfenster und Messwerte so zusammengeführt werden, dass die Netznutzungsabrechnung korrekt erfolgen kann. Drittens benötigt die §-14a-Steuerung eigene Datenflüsse, über die der Netzbetreiber Steuerbefehle an den Messstellenbetreiber und über die iMSys-Infrastruktur an die steuerbare Einheit übermitteln kann. Tabelle 3 fasst diese Datenbedarfe in vereinfachter Form zusammen und Abbildung 3 skizziert die Datenflüsse.

1 Dies sind unter anderem Thema in einem weiteren Vorhaben der dena: **SET Pilot „Dynamische Netzentgelte“**

Absender	Datenaustauschbedarf	Empfänger
LF/BTR	Meldung der Inbetriebnahme SR	NB
BTR	Wahl von Modul 2/3	LF
BTR	Eine geplante leistungswirksame Änderung und Außerbetriebnahme	NB
BTR	Art der Steuerung: Direktansteuerung oder über EMS	NB
NB	Netzentgelte (Preisblatt)	LF/BTR
NB	Mitteilung über erstmalige präventive Steuerung der SR	BTR
NB	Veröffentlichung der Netzbereiche, in denen Steuerungsmaßnahmen stattfinden	
NB	Austausch von Zählzeit-, Schaltzeit-, Leistungskurvendefinitionen	LF/MSB
LF	Austausch von Zählzeit-, Schaltzeit-, Leistungskurvendefinitionen	NB/MSB
MSB	Viertelstündliche Verbrauchsmessung	NB
NB	Viertelstündliche Verbrauchsmessung	LF

Tabelle 3: Resultierender Datenaustauschbedarf aus den Verpflichtungen der unterschiedlichen Marktrollen im Rahmen von variablen Netzentgelten

Ausgangspunkt für die Abrechnung sind die Preisblätter (Pfeil 1a und 1b). Zunächst müssen Stammdaten und Konfigurationsinformationen zwischen Netzbetreiber, Lieferant und Messstellenbetreiber abgestimmt werden. Dazu zählen die Information, dass an einer Lokation eine steuerbare Einheit vorhanden ist, die gewählte Modulausprägung, die Art der Ansteuerung sowie die zugehörigen Zeit- und Konfigurationsdefinitionen. Diese Informationen bilden die Grundlage dafür, dass Messwerte später in der richtigen Granularität bereitgestellt und abrechnungsseitig den richtigen Tarifstufen zugeordnet werden können.

Für die Abrechnung variabler Netzentgelte sind vor allem viertelstündliche Messwerte und die zugehörigen Zeitdefinitionen relevant. Die viertelstündlichen Messwerte werden dabei dem Messstellenbetreiber über das intelligente Messsystem übermittelt (Pfeil 2a). Der Messstellenbetreiber bereitet diese Werte auf und stellt sie den berechtigten Marktrollen bereit (Pfeil 2b). Der Netzbetreiber führt sie anschließend in seinen Abrechnungs- und Netznutzungsabrechnungssystemen mit dem Preisblatt und den geltenden Zeitfenstern zusammen. Dort erfolgt die monetäre Bewertung der gemessenen Energiemengen. Die daraus entstehenden Abrechnungsdaten werden dem Lieferanten übermittelt (Pfeil 3a). Der Lieferant benötigt sie, um die Netznutzung korrekt gegenüber dem Kunden abzubilden (Pfeil 3b). Der Kunde erhält die Ergebnisse beispielsweise im Rahmen seiner Stromrechnung.

Davon getrennt verläuft die Steuerung nach § 14a EnWG, die nicht über die Marktkommunikation abgebildet wird. Hier muss der Netzbetreiber im Bedarfsfall Steuerbefehle an den Messstellenbetreiber senden können (Pfeil 4a). Er nutzt dafür die iMSys-Infrastruktur (Pfeil 4b), um die Vorgaben an die steuerbare Einheit

weiterzugeben (Pfeil 4c). Die Mess- und Steuerinfrastruktur dient in diesem Fall nicht der Preisabrechnung, sondern der netzorientierten Leistungsbegrenzung. Grundsätzlich kann auch der Lieferant Steuerbefehle zur Preisoptimierung über den Messstellenbetreiber an die steuerbare Verbrauchseinrichtung (SteuVE) (SR) senden (Pfeil 4a) (siehe Kapitel 2.4.3). Marktliche Steuerung, etwa durch ein Energiemanagementsystem oder einen Aggregator, kann darüber hinaus auch über andere Kommunikationswege erfolgen. Die entsprechenden Datenflüsse für eine Steuerung nach § 14a EnWG und der Datenaustausch im Rahmen variabler Netzentgelte sind in Abbildung 3 skizziert. (Vergleiche die Festlegung BK8-22-010-A der BNetzA und (BDEW, 2024). Details zur Steuerung über das iMSys sind hier zu finden: (dena, 2025a).)

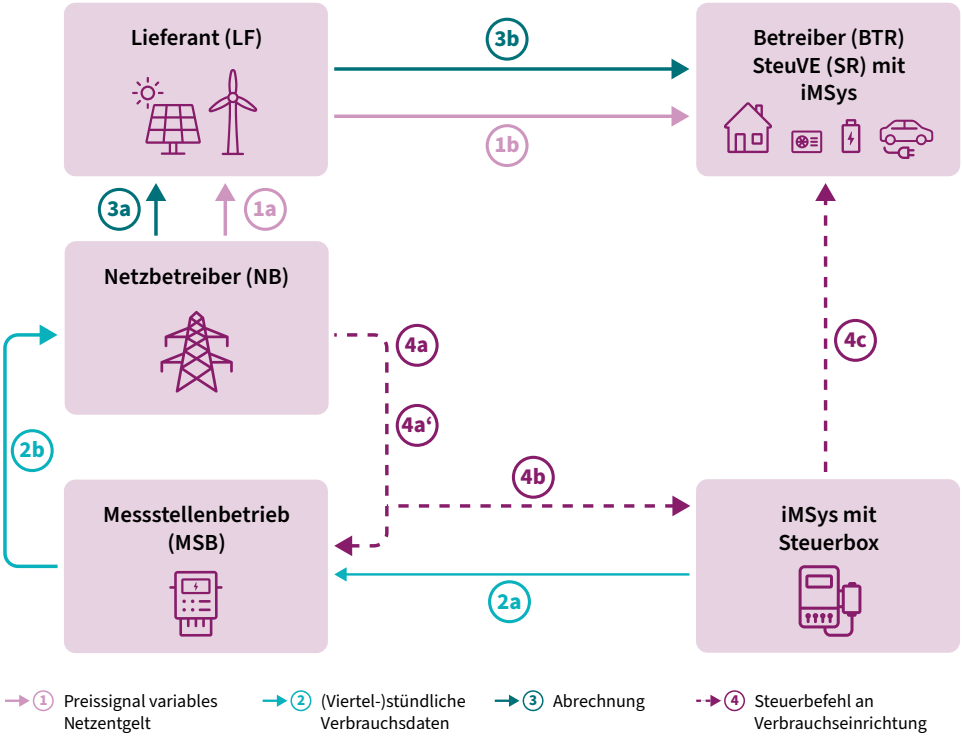

Abbildung 3: Steuerung nach § 14a EnWG (gestrichelt) und Datenflüsse im Rahmen variabler Netzentgelte zwischen den beteiligten Marktrollen

2.4.3 Kern- und Unterstützungsprozesse in der Marktkommunikation

Die Marktkommunikation umfasst zahlreiche standardisierte Prozesse. Für den Anwendungsfall variabler Netzentgelte sind jedoch nur bestimmte Ausschnitte unmittelbar relevant. Ein Teil der Prozesse ist unmittelbar für die Einführung, Anwendung und Abrechnung variabler Netzentgelte erforderlich. Andere Prozesse schaffen die fachlichen und technischen Voraussetzungen dafür. Die Studie unterscheidet daher zwischen Kernprozessen und unterstützenden Prozessen.

Kernprozesse betreffen die unmittelbare Verbindung von Preisvorgaben, Messwerten und Abrechnung. Unterstützende Prozesse schaffen die Voraussetzungen dafür, dass diese Verbindung fachlich eindeutig, technisch umsetzbar und später prüffähig ist. Sie enthalten selbst keine tarifliche Bewertung, bestimmen aber wesentlich, ob die Abrechnung variabler Netzentgelte korrekt erfolgen kann. Tabelle 4 und Tabelle 5 geben einen Überblick über diese beiden Prozessgruppen.

Use Case	Sequenzdiagramme	Quelle
Übermittlung Preisblatt NB an LF	3.4.4.2: Übermittlung Preisblatt NB an LF	GPKE Teil 2 – Fokus Zuordnungsprozesse
Abrechnungs-daten Netznutzungs-abrechnung	3.1.1.2: Abrechnungsdaten Netznutzungsabrechnung	
	3.1.3.2: Bestellung einer Änderung von Abrechnungsdaten von LF an NB	
	3.2.1.2: Übermittlung der bisher gemessenen Arbeits- und Leistungswerte	
	3.2.3.2: Übermittlung des Lieferscheins zur Netznutzungsabrechnung	
	3.3.2: Netznutzungsabrechnung	
Übermittlung von Werten nach Typ 2	3.2.2: Übermittlung von Werten nach Typ 2 vom MSB an NB oder LF	WiM Teil 2
Steuerbefehl von NB oder LF an MSB	2.1.2. SD: Steuerbefehl vom NB an MSB	GPKE Teil 3 – Fokus Konfigurationen und Steuerbefehle
	2.1.3. SD: Steuerbefehl vom LF an MSB	

Tabelle 4: Kernprozesse in der MaKo mit direkter Relevanz für den Anwendungsfall variabler Netzentgelte. Die Steuerbefehle sind türkis hervorgehoben, da sie zwar zum Gesamtbild gehören, aber nicht der Abrechnung variabler Netzentgelte dienen.

Am Anfang der abrechnungsrelevanten Prozesskette steht die **Übermittlung des Preisblatts** vom Netzbetreiber an den Lieferanten. Das Preisblatt enthält die tarifliche Grundlage. Preisstufen, Zeitfenster und Entgeltartikel, etwa die Arbeitspreise für Hoch- und Niedrigtarifzeiten, sind dort hinterlegt. Diese Informationen werden in der Marktkommunikation nicht als laufendes Preissignal in separaten Nachrichten übermittelt. Maßgeblich bleibt das vom Netzbetreiber veröffentlichte und bereitgestellte Preisblatt. Der Lieferant kann daraus ableiten, welche Zeitfenster oder Tarifzonen welche Netzentgelte auslösen. Bei Modul 3 betrifft dies beispielsweise die Zuordnung bestimmter Abendstunden zum Hochtarif und bestimmter Nachtstunden zum Niedrigtarif.

Die **Abrechnungsdaten der Netznutzungsabrechnung** bilden den nächsten zentralen Baustein. In diesen Prozessen werden Preisblatt, zugeordnete Entgeltartikel, geltende Konfigurationen und bereitgestellte Messwerte zusammengeführt. Die zeitlich aufgelösten Verbrauchswerte werden den jeweiligen Tarifzonen zugeordnet. Anschließend werden die passenden Entgeltartikel aus dem Preisblatt angewendet und in abrechnungsrelevante Beträge für Lieferschein und Rechnung überführt. Die tarifliche Grundlage bleibt damit im Preisblatt verankert. Ihre monetäre Anwendung erfolgt in den Abrechnungsprozessen des Netzbetreibers.

Eine weitere Schnittstelle ist die **Übermittlung von Werten nach Typ 2** vom Messstellenbetreiber an Netzbetreiber oder Lieferant. Dabei handelt es sich um Messwerte, die bereits zur bestellten Konfiguration einer Lokation passen. Zählzeitdefinition, Messart und Granularität werden also schon bei der Werterzeugung berücksichtigt. Dadurch lässt sich die übermittelte Zeitreihe der vereinbarten Zählzeit- und Tarifstruktur eindeutig zuordnen. Viertelstündliche Messwerte können dann beispielsweise unmittelbar auf Hoch-, Standard- oder Niedrigtarifzonen bezogen werden.

Der Steuerbefehl vom Netzbetreiber oder Lieferanten an den Messstellenbetreiber gehört ebenfalls zum Gesamtbild des Anwendungsfalls, erfüllt jedoch eine andere Funktion. Er betrifft die technische Ansteuerung einer steuerbaren Einheit. Beim Netzbetreiber geht es um die netzorientierte Steuerung nach § 14a EnWG, beim Lieferanten um marktliche oder vertraglich vereinbarte Steuerungsimpulse. Für das Verständnis des Anwendungsfalls ist dieser Prozess wichtig. Preisbildung und Abrechnung variabler Netzentgelte erfolgen jedoch über die zuvor beschriebenen Abrechnungs- und Messwertprozesse.

Use Case	Sequenzdiagramme	Quelle
Austausch zu Zählzeit-, Schaltzeit-, Leistungskurvendefinitionen	1.2.1.1: Übermittlung der Übersicht der Definitionen des NB durch den NB	GPKE Teil 3: Prozesse zum Austausch von Konfigurationen
	1.2.2.2: Übermittlung der Übersicht der Definitionen des LF durch den LF	
Bestellung einer Konfiguration	1.3.2.2: Bestellung einer Konfiguration vom LF an NB	
	1.3.3.2: Bestellung einer Konfiguration vom NB oder LF an MSB	
Stammdatenänderung	1.4.2: Stammdatenänderung vom NB (verantwortlich) ausgehend	GPKE Teil 4 – Fokus Stammdatenprozesse
	1.4.3: Stammdatenänderung vom LF (verantwortlich) ausgehend	
	1.4.4: Stammdatenänderung vom MSB (verantwortlich) ausgehend	
	1.4.5: Stammdatenänderung vom ÜNB (verantwortlich) ausgehend	
Bestellung zur Stammdatenänderung	1.5.2: Bestellung zur Stammdatenänderung an NB	
	1.5.3: Bestellung zur Stammdatenänderung an LF	
	1.5.4: Bestellung zur Stammdatenänderung an MSB	
	1.5.5: Bestellung zur Stammdatenänderung an ÜNB	
Aufbereitung und Übermittlung von Werten	2.4.2: Aufbereitung und Übermittlung von Werten vom MSB der Messlokation	WiM Teil 2 – Fokus Übermittlung von Werten

Tabelle 5: Unterstützende Prozesse in der MaKo mit Bezug zu variablen Netzentgelten

Die unterstützenden Prozesse sorgen dafür, dass die Abrechnung später auf belastbaren Grundlagen aufsetzt. Besonders wichtig ist der **Austausch von Zählzeit-, Schaltzeit- und Leistungskurvendefinitionen**. Netzbetreiber und Lieferant stimmen hier die zeitliche Struktur und die technischen Rahmenbedingungen ab. Die Zählzeitdefinition ordnet Zeitintervalle einer Zählzeit und damit einer Tarifzone zu. Schaltzeitdefinitionen beschreiben vorgesehene Schaltvorgänge. Leistungskurvendefinitionen legen fest, welche Leistungswerte in welchen Zeitintervallen vorgesehen oder zulässig sind. Auf dieser Grundlage können Preisblatt, Messwertverarbeitung und Abrechnung später dieselbe zeitliche Struktur verwenden. Wenn etwa Werktage von 17:00 bis 21:00 Uhr als Hochtarifzeit gelten und Nachtstunden dem Niedrigtarif zugeordnet sind, muss diese Zuordnung in den nachgelagerten Prozessen eindeutig nachvollziehbar sein.

Die **Bestellung einer Konfiguration** übersetzt diese Vorgaben in den konkreten Betrieb einer Markt- oder Messlokation. Festgelegt werden insbesondere Messart, Periodendauer, Granularität sowie die Zuordnung zu einer Zählzeitdefinition und gegebenenfalls zu weiteren technischen Definitionen. Damit wird aus einer tariflichen Vorgabe eine technische Ausprägung an der Lokation. Erst eine passende Konfiguration stellt sicher, dass Messwerte in der erforderlichen zeitlichen Auflösung entstehen und später richtig verarbeitet werden können. Ein typischer Fall ist die Bereitstellung viertelstündlicher Werte anstelle eines aggregierten Jahresverbrauchs.

Die **Stammdatenänderungsprozesse** sichern die gemeinsame Sicht der beteiligten Marktrollen auf Markt- und Messlokationen. Netzbetreiber, Lieferant und Messstellenbetreiber müssen unter anderem Netzebene, Netznutzungsmodell, Zählzeitdefinition und eingesetzte Messinfrastruktur konsistent führen. Diese Angaben entscheiden mit darüber, ob eine Lokation die Voraussetzungen für ein zeitvariables Netzentgelt erfüllt, etwa durch ein vorhandenes intelligentes Messsystem. Zugleich beeinflussen sie, welches Entgeltmodell im Einzelfall angewendet werden kann.

Die **Bestellung zur Stammdatenänderung** setzt notwendige Anpassungen formal in Gang. Änderungen an Lokationen, Messkonfigurationen oder Zuordnungen müssen zwischen den beteiligten Marktrollen ausgelöst, abgestimmt und wirksam umgesetzt werden. Gerade bei variablen Netzentgelten ist diese Konsistenz entscheidend, weil kleine Abweichungen in den Stammdaten später zu falschen Zuordnungen, Korrekturen oder Clearing-Fällen führen können.

Den Abschluss bilden die **Aufbereitung und Übermittlung von Werten**. Der Messstellenbetreiber übernimmt die Rohwerte aus dem Messsystem, plausibilisiert sie, bildet bei Bedarf Ersatzwerte und stellt die Werte standardisiert bereit. Dabei berücksichtigt er die bestellte Konfiguration, insbesondere die Periodendauer und den Bezug zur Zählzeitdefinition. Aus diesem Prozess entsteht die qualitätsgesicherte Zeitreihe, auf der die spätere tarifliche Zuordnung beruht. Nur vollständige, korrekte und strukturell passende Werte ermöglichen eine periodenscharfe und prüffähige Abrechnung.

Im nächsten Abschnitt wird ein Praxiseinblick in die aktuelle Situation aus Sicht eines Betreibers einer technischen Ressource gegeben.

2.4.4 Praxiseinblick

Der Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, etwa eine Endkundin oder ein Endkunde mit Elektrofahrzeug, wird mit der Anmeldung dieser Einrichtung das erste Mal mit der Frage nach dem Modul für die Netzentgeltreduzierung konfrontiert. Allerdings erfolgt die eigentliche Anmeldung über eine Elektrofachkraft, meistens über das Handwerksunternehmen, das die steuerbare Verbrauchseinrichtung einrichtet. Abhängig von der Kenntnis der entsprechenden Elektrofachkraft und dem Beratungswillen findet eine Beratung zu den Modulen statt oder es erfolgt einfach eine pauschale Anmeldung zum Beispiel in Modul 1. Die Informationen zum Netzbetreiber und zurück fließen also zunächst über die Elektrofachkraft (siehe Abbildung 4). Dies stellt eine praktische Hürde dar, da eine Elektrofachkraft nicht zwangsläufig fachlich für die Beratung zu Netzentgelten vorbereitet ist.

Für die Endkundin bzw. den Endkunden bleibt anschließend vor allem der Lieferant sichtbar. Er muss die Reduzierung der Netzentgelte gegenüber der Kundin oder dem Kunden abrechnen (vgl. Beschluss der Bundesnetzagentur BK8-22/010-A.). Dies gilt neben dem Modul 3 auch für die pauschale Reduzierung nach Modul 1 bzw. die separate Zählung bei Modul 2. Der Messstellenbetreiber stellt die viertelstündlichen Verbrauchswerte für die Abrechnung zur Verfügung. Aus Sicht vieler Betreiber dürfte jedoch nur eingeschränkt erkennbar sein, welche Aufgaben beim Netzbetreiber, beim Messstellenbetreiber oder beim Lieferanten liegen. Die energiewirtschaftliche Rollenverteilung bleibt damit im Hintergrund komplex, wird für die Kundin bzw. den Kunden aber spätestens bei Anmeldung, Modulwahl und Abrechnung praktisch relevant. Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen werden dadurch stärker mit der Rollenkomplexität der Energiewirtschaft konfrontiert als klassische Letztverbraucherinnen und -verbraucher.

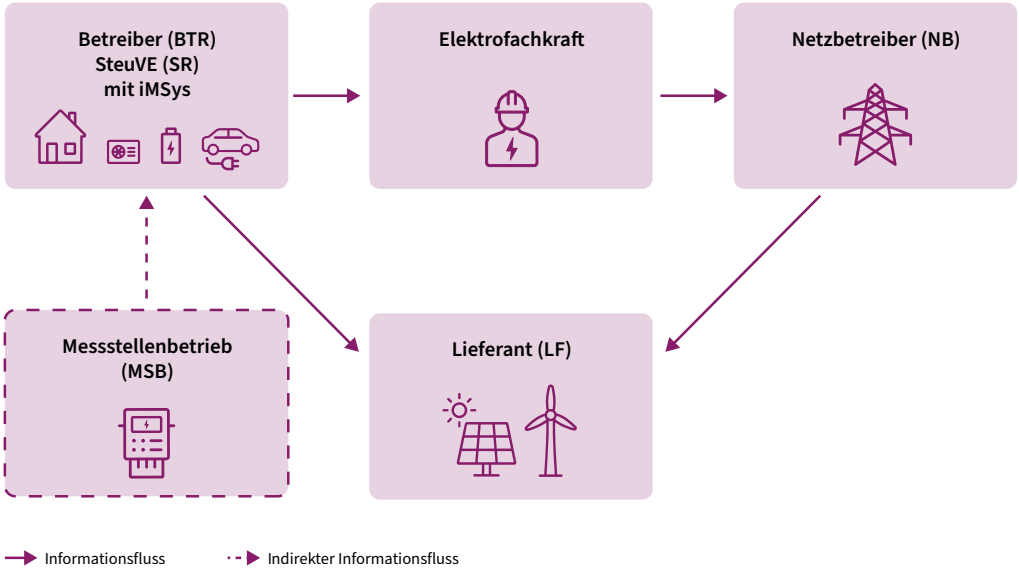

Abbildung 4: Informationsfluss zwischen den beteiligten Rollen im Rahmen variabler Netzentgelte

Umsetzung durch Lieferanten

Die Festlegung BK8-22/010-A der Bundesnetzagentur regelt Erleichterungen bei Netzentgelten als Ausgleich für Betreiber steuerbarer Einrichtungen. Rechtsgrundlage hierfür ist § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 14a Abs. 1 EnWG. Danach kann die Bundesnetzagentur verbindliche Vorgaben für Vereinbarungen zwischen Verteilnetzbetreibern, Lieferanten, Letztverbraucherinnen und -verbrauchern sowie Anschlussnehmern festlegen. Im Rahmen von Modul 1 ist insbesondere eine pauschale Netzentgeltreduzierung vorgesehen. Sie soll Nachteile ausgleichen, die sich aus der Steuerbarkeit der Anlagen ergeben. Ziel sind ein finanzieller Ausgleich für die eingeschränkte Nutzungsfreiheit und eine höhere Akzeptanz der Regelungen.

Zwei Hebel zur Optimierung: variable Netzentgelte und dynamischer Stromtarif

Für Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen liegt die wirtschaftliche Optimierung nicht allein im Netzentgelt. Lieferanten bieten bereits variable oder dynamische Stromtarife an, deren Preisbildung sich meist an den EPEX-Spot-Day-Ahead-Preisen orientiert. Aus Kundensicht liegt daher eine Kombination variabler Stromtarife mit variablen Netzentgelten nahe, etwa in Form smarter Tarife mit einem Bonus für die Steuerung durch den Lieferanten.

Damit solche Angebote praktisch nutzbar werden, muss der Betreiber erkennen können, welcher Gesamtpreis in den einzelnen Stunden entsteht. Relevant ist also nicht nur die Abrechnung im Nachhinein, sondern auch eine transparente Darstellung der kombinierten Preisbestandteile, beispielsweise über die Anbieter-App des Lieferanten. Wenn Lieferanten zusätzlich die Optimierung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen übernehmen, sollten variable Netzentgelte in diese Optimierung einbezogen werden. Gerade bei Speichersystemen und Wallboxen ist davon auszugehen, dass viele Betreiber ein automatisiertes Energiemanagement bevorzugen.

Zur Einordnung des aktuellen Umsetzungsstands wurden Anfang 2026 insgesamt 18 Stromlieferanten dazu befragt, inwieweit variable Netzentgelte bereits in variable bzw. smarte Tarife, deren Preisdarstellung und die Optimierung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen integriert werden. Die Rückmeldungen von mehr als der Hälfte der befragten Lieferanten zeigen, dass die Integration zwar bei vielen Unternehmen in Arbeit ist, entsprechende Angebote bislang jedoch kaum verfügbar sind. Nur ein Lieferant gab an, variable Netzentgelte bereits korrekt in der eigenen App abzubilden und bei der Optimierung zu berücksichtigen. Konkrete Zeitpläne für eine breitere Umsetzung wurden häufig noch nicht genannt. Als wesentliche Hemmnisse wurden insbesondere noch nicht ausreichend funktionierende Prozesse zwischen Netzbetreibern und Lieferanten sowie die bislang geringe Kundennachfrage nach variablen Netzentgelten angeführt.

Berücksichtigung variabler Netzentgelte durch Heimenergiemanagementsysteme

Heimenergiemanagementsysteme (HEMS) können Verbrauch und Erzeugung im Haushalt automatisiert steuern. Sie können zum einen die Eigenverbrauchsdeckung optimieren, zum anderen flexible Lasten in Zeitfenster mit günstigen Preisen verschieben. In Verbindung mit dynamischen Strompreisen wird dies bereits vermehrt genutzt. Auch im Rahmen einer automatisierten und benutzerfreundlichen Nutzung variabler Netzentgelte können HEMS eine zentrale Rolle spielen. Besonders bei Modul 3 können HEMS den praktischen Nutzen erhöhen. Wärmepumpen oder Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen lassen sich gezielt in Niedriglasttarifstufen verlagern und können somit die Nutzung von Hochlasttarifstufen reduzieren. Auf diese Weise können Endkundinnen und Endkunden den finanziellen Nutzen variabler Netzentgelte ganz ohne manuelles Lastmanagement bequem ausschöpfen. Voraussetzung für eine derartige automatisierte Steuerung ist jedoch ein HEMS, das technisch dazu in der Lage ist, variable Netzentgelte gemäß Modul 3 einzubeziehen.

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie zeigt eine Marktrecherche, dass bislang nur wenige HEMS diese Funktion unterstützen. Als Datengrundlage wurde der „HEMS-Finder“ der Hochschule Ansbach herangezogen. Er bietet einen transparenten Überblick über den deutschen HEMS-Markt und basiert auf Angaben der Hersteller sowie durchgeführten Online-Umfragen. Von 74 HEMS im „HEMS-Finder“ waren lediglich neun in der Lage, variable Netzentgelte gemäß Modul 3 zu berücksichtigen.

Die Marktrecherche verweist damit auf eine technologische Lücke. Zugleich entwickelt sich der Markt sehr dynamisch, sodass mit einer steigenden Zahl entsprechender Lösungen zu rechnen ist.

Insgesamt scheint gerade hier noch eine erhebliche Hürde in der praktischen Umsetzung zu liegen. Erst wenn sich die variablen Netzentgelte mit anderen variablen Preisbestandteilen effizient kombinieren lassen, ist für Endkundinnen und Endkunden Modul 3 sinnvoll einsetzbar. Nachholbedarf besteht daher bei den Prozessen zwischen den Marktakteuren ebenso wie bei den Lösungen der Lieferanten und HEMS-Anbieter.

Wesentlich für den Gesamtprozess ist auch, dass Betreiber bei der Installation einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung überhaupt auf die Wahlmöglichkeiten bei den Modulen aufmerksam gemacht werden. Schulungen für Elektrofachkräfte können dazu beitragen, diese Informationen früher im Prozess zu verankern und das Interesse an Modul 3 zu erhöhen.

2.4.5 Zukünftige Konzepte und Ausgestaltungsmöglichkeiten

In der aktuellen Ausgestaltung gemäß Festlegung BK8-22-010-A aus dem November 2023 können die Netzentgelte in Modul 3 als statisch variable Netzentgelte beschrieben werden. Die Preisstufen und Zeitfenster werden einmalig im Vorjahr festgelegt und müssen in mindestens zwei Quartalen durch den Netzbetreiber abgerechnet werden. Zudem sind die Netzentgelte im gesamten Netzgebiet des Netzbetreibers identisch. Die Bundesnetzagentur hat weitere Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Diskussion vorgestellt. Bei den verschiedenen Varianten wird unterschieden, ob die Zeitfenster, Preisstufen und Orte flexibel sind. Die vier vorgestellten Grundvarianten sind in Tabelle 6 zusammengefasst (vgl. die Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) **hier** oder die Darstellung **hier** (BDEW, 2025a)).

Tarif	Flexible Zeitfenster	Flexible Preisstufen	Flexible Orte
Variante A: Volldynamische Netzentgelte	Ja	Ja	Ja
Variante B: Statisch variable Netzentgelte für ein Gesamtnetz	Nein	Nein	Nein
Variante C: Statisch variable Netzentgelte für einen Ortsnetzstrang	Nein	Nein	Ja
Variante D: Variable Netzentgelte für ein Gesamtnetz	Ja	Nein	Nein

Tabelle 6: Verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten variabler Netzentgelte (nach (BDEW, 2025a))

Bei der **Variante A** handelt es sich um volldynamische Netzentgelte, bei denen sowohl Zeitfenster als auch Preisstufen und Orte flexibel sind. Innerhalb dieser Variante A werden verschiedene Ausgestaltungen diskutiert, bei denen der Zeitpunkt der Veröffentlichung der Netzentgelte und auch die räumliche Auflösung variieren. Die Veröffentlichung kann dabei beispielsweise im Vormonat, in der Vorwoche, am Vortag oder untertägig mit viertelstündlichem Vorlauf erfolgen. Die räumliche Auflösung könnte dabei bis auf einzelne Ortsnetzstränge erhöht werden. **Variante B** entspricht der in Modul 3 umgesetzten Variante und kann als Time-of-Use-Tarif beschrieben werden. Diese Variante ist am wenigsten flexibel und die Zeitfenster und Preisstufen werden im Voraus für das gesamte Netzgebiet festgelegt. In **Variante C** werden statisch variable Netzentgelte für individuelle Ortsnetzstränge festgelegt. Im Vergleich zu Variante B werden die Netzentgelte zusätzlich örtlich variiert. Dementsprechend werden zwar die Preisstufen und die Zeitfenster fest vorgegeben, jedoch variieren sie je nach Ortsstrang. In **Variante D** sind die Preisstufen und Orte fest, allerdings variieren die Zeitfenster. Es handelt sich dabei also um ein variables Netzentgelt mit festen Hoch- und Niedriglastpreisen für ein ganzes Kalenderjahr und ein gesamtes Niederspannungsnetz eines Netzbetreibers, aber mit variierenden Zeitfenstern. Zwischen den verschiedenen Varianten sind unterschiedliche Abstufungen denkbar, unter anderem mit welchem Vorlauf die Zeitfenster bei den einzelnen Varianten bekannt gegeben werden (Intraday, Vortag, Vorwoche usw.).

Weitere mögliche Ausgestaltungen sind „Critical Peak Pricing"- oder auch „Critical Peak Rebate"-Modelle (Jeddi & Sitzmann, 2019). Bei Ersteren steigen die Netzentgelte in vorher festgelegten kritischen Netzsituationen auf eine, ebenfalls meist vorher festgelegte, höhere Preisstufe. Bei Letzteren wird den Verbraucherinnen und Verbrauchern stattdessen eine Ermäßigung gewährt, wenn sie auf entsprechende kritische Netzsituationen mit einer Lastreduktion reagieren. Hier ist insbesondere die Bestimmung der tatsächlich erfolgten Lastreduktion herausfordernd. Auch bei diesen Modellen kann die Vorlaufzeit, mit der kritische Ereignisse angekündigt werden, variieren, zum Beispiel 24 Stunden zuvor. Beide Varianten haben Ähnlichkeit mit der oben vorgestellten **Variante D**.

Alle aufgeführten Ausgestaltungsmöglichkeiten variabler Netzentgelte benötigen eine hohe technische Aufrüstung sowohl bei den Lieferanten sowie den Netz- und Messstellenbetreibern als auch bei den Kunden (BDEW, 2025a). Um beispielsweise ein echtzeitpreisbasiertes Entgelt (in Form eines Intraday-Preises) anzubieten, muss eine Echtzeitüberwachung des betroffenen Netzgebiets möglich sein, damit der Netzzustand bekannt ist und für den nächsten Zeitschritt prognostiziert werden kann. Auf der Seite der Kunden muss zudem die entsprechende Hard- und Software vorhanden sein, um auf die Preissignale zu reagieren. Zudem muss der Verbrauch in entsprechender (viertelstündlicher) Auflösung vom Messstellenbetreiber aufgenommen werden, um eine korrekte Abrechnung zu ermöglichen. Ergänzend muss dafür die Abrechnungs-Software die Messdaten und Preiszeitreihen verarbeiten und auswerten können. Weitere Diskussionen zu der Ausgestaltung variabler bzw. dynamischer Netzentgelte finden sich unter anderem in (BDEW, 2025a) (BNetzA, 2025b) (Jeddi & Sitzmann, 2019) (50hertz, Amprion, TenneT & Transnet BW, 2025) (Weidlich et al., 2025).

2.4.6 Anforderungen an den Datenaustausch durch variable Netzentgelte

Aus den in Kapitel 2.4.2 beschriebenen Datenbedarfen für die Umsetzung variabler Netzentgelte (siehe Tabelle 3) und den im vorherigen Abschnitt skizzierten künftigen Ausgestaltungsmöglichkeiten ergeben sich spezifische Anforderungen an den Datenaustausch. Im Folgenden steht dabei der Datenaustausch innerhalb der Marktkommunikation im Fokus. Nicht betrachtet werden die Eingangsgrößen, die Netzbetreiber für die Ermittlung der Netzentgelte benötigen. Maßgeblich sind vielmehr die bereits festgelegten variablen Netzentgelte und die Datenflüsse, die für ihre Anwendung, Abrechnung und Nachvollziehbarkeit erforderlich sind (dena, 2021).

Der Grundbestand der auszutauschenden Daten verändert sich zwischen der heutigen Ausgestaltung von Modul 3 gemäß Festlegung BK8-22-010-A und möglichen künftigen Varianten nur begrenzt. In allen Fällen müssen variable Netzentgelte, viertelstündliche Verbrauchswerte und relevante Stammdaten zwischen den beteiligten Marktrollen ausgetauscht werden. Der wesentliche Unterschied liegt in der zeitlichen und räumlichen Schärfe. Wenn Preisstufen kurzfristiger bekannt gegeben werden, Zeitfenster häufiger wechseln oder Netzbereiche feiner differenziert werden, steigen die Anforderungen an Aktualität, Verarbeitungsgeschwindigkeit und Stabilität der beteiligten Systeme.

In der aktuellen Ausgestaltung werden statisch variable Netzentgelte für ein Netzgebiet festgelegt. Netzbetreiber, Messstellenbetreiber, Lieferant und weitere beteiligte Marktrollen tauschen hierfür insbesondere Preisblätter, Steuerbefehle nach § 14a EnWG, viertelstündliche Verbrauchswerte und Stammdaten aus. Schon diese vergleichsweise statische Variante setzt voraus, dass Daten sicher, eindeutig und rechtzeitig verarbeitet werden können.

Daten müssen heute primär

- **authentisch** sein und sich einem eindeutig identifizierbaren Teilnehmer zuordnen lassen,
- **integer** sein und vor unbemerkter Veränderung geschützt werden,
- **verfügbar** sein und in dem Zeitpunkt vorliegen, in dem sie für Abrechnung, Bilanzierung oder Steuerung benötigt werden.

Diese Anforderungen sichern die korrekte Abrechnung und die verlässliche Anwendung der zugrunde liegenden Preise. Bei Modul 3 ist die Verfügbarkeit von Preisblättern noch weniger zeitkritisch, da die Netzentgelte langfristig im Voraus festgelegt werden. Dieser Befund ändert sich bei dynamischeren Ausgestaltungen. Je kürzer der Vorlauf für Preis- oder Zeitinformationen wird, desto unmittelbarer wirken Verzögerungen auf Abrechnung, Steuerung und nachgelagerte Prozesse. Mit der erwarteten Zunahme von Marktrollen, Geräten und Datenmengen kommen weitere Anforderungen hinzu. Künftige Systeme müssen mehr Teilnehmer einbinden, größere Datenmengen verarbeiten und unter höherer Ereignisdichte stabil bleiben.

Besonders relevant sind dabei:

- **Hoher Durchsatz**
- **Skalierbarkeit** bei wachsender Teilnehmerzahl
- **Interoperabilität** zwischen Systemen und Marktrollen
- Ein hoher **Automatisierungsgrad**

Der **Durchsatz** bezeichnet die Menge an Daten, Nachrichten oder Prozessereignissen, die ein System innerhalb eines festgelegten Zeitraums verarbeiten kann. Kommunikation und Verarbeitung müssen auch unter hoher gleichzeitiger Ereignislast stabil bleiben. Das gilt insbesondere dann, wenn Messwerte, Stammdatenänderungen und tarifbezogene Informationen parallel verarbeitet werden müssen. Der Datenaustausch darf auch unter hoher gleichzeitiger Last nicht ins Stocken geraten. **Skalierbarkeit** betrifft nicht nur Datenvolumen, sondern auch die Zahl der beteiligten Systeme und Rollen. Mit fortschreitender Elektrifizierung und zunehmender sektorenübergreifender Vernetzung wächst die Zahl der potenziellen Kommunikationsbeziehungen. Die Systeme müssen diesen Zuwachs aufnehmen können, ohne dass jede Erweiterung zu unverhältnismäßigem Integrations- oder Abstimmungsaufwand führt. **Interoperabilität** verlangt mehr als technische Anschlussfähigkeit. Fachbegriffe, Codewerte und Objektbeziehungen müssen organisationsübergreifend eindeutig verstanden werden. Nur dann lassen sich variable Netzentgelte automatisiert verarbeiten, ohne dass jede Abweichung Rückfragen, Korrekturen oder Clearing-Prozesse auslöst. **Automatisierung** gewinnt mit kürzeren Vorlaufzeiten und höherer zeitlicher Auflösung weiter an Gewicht. Hoch aufgelöste Preissignale, Messwerte und Zuordnungen können nicht dauerhaft manuell abgesichert werden. Ihre Verarbeitung muss reproduzierbar, fristgerecht und prüffähig erfolgen. Fehlt diese Automatisierung, steigen Betriebsaufwand, Durchlaufzeiten und Fehleranfälligkeit.

Zusätzliche Anforderungen ergeben sich aus dem **Datenschutz**. Personenbezogene und personenbeziehbare Informationen müssen so verarbeitet werden, dass insbesondere

- **Anonymität** gewahrt bleibt,
- Vertraulichkeit sichergestellt ist,
- Daten nur im **erforderlichen Umfang** verarbeitet werden.

Diese aus der Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO) abgeleiteten Anforderungen gelten bereits heute verbindlich. Ihre praktische Relevanz nimmt jedoch zu, wenn Verbrauchsdaten zeitlich feiner aufgelöst werden. Viertelstündliche Verbrauchsprofile lassen deutlich weitergehende Rückschlüsse auf individuelles Nutzungsverhalten zu als aggregierte Jahresverbräuche. Datenschutzrechtliche Vorgaben müssen daher gerade bei granularen Mess- und Steuerungsdaten konsequent in den Prozessen berücksichtigt werden.

Neben der Abrechnung variabler Netzentgelte bleibt die Übermittlung von Steuerbefehlen nach § 14a EnWG relevant. Sie dient nicht der Preisbildung oder Abrechnung, gehört aber zum Gesamtbild des Anwendungsfalls. Mit einer wachsenden Zahl steuerbarer Verbraucher steigen auch hier die Anforderungen an Authentizität, Integrität, Verfügbarkeit und nachvollziehbare Verarbeitung. Die Steuerungsprozesse sind deshalb fachlich getrennt von der Abrechnung zu betrachten, stellen aber ähnliche Anforderungen an den sicheren und stabilen Datenaustausch.

Abbildung 5 gibt einen zusammenfassenden Überblick über diese Anforderungen. Sie unterscheidet zwischen Anforderungen, die bereits in der aktuellen Ausgestaltung zentral sind, solchen, deren Bedeutung bei dynamischeren Modellen zunimmt, und datenschutzbezogenen Anforderungen. Die aus dem Anwendungsfall abgeleiteten Kriterien bilden damit die fachliche Grundlage für die Bewertung alternativer Umsetzungsansätze in Kapitel 5.

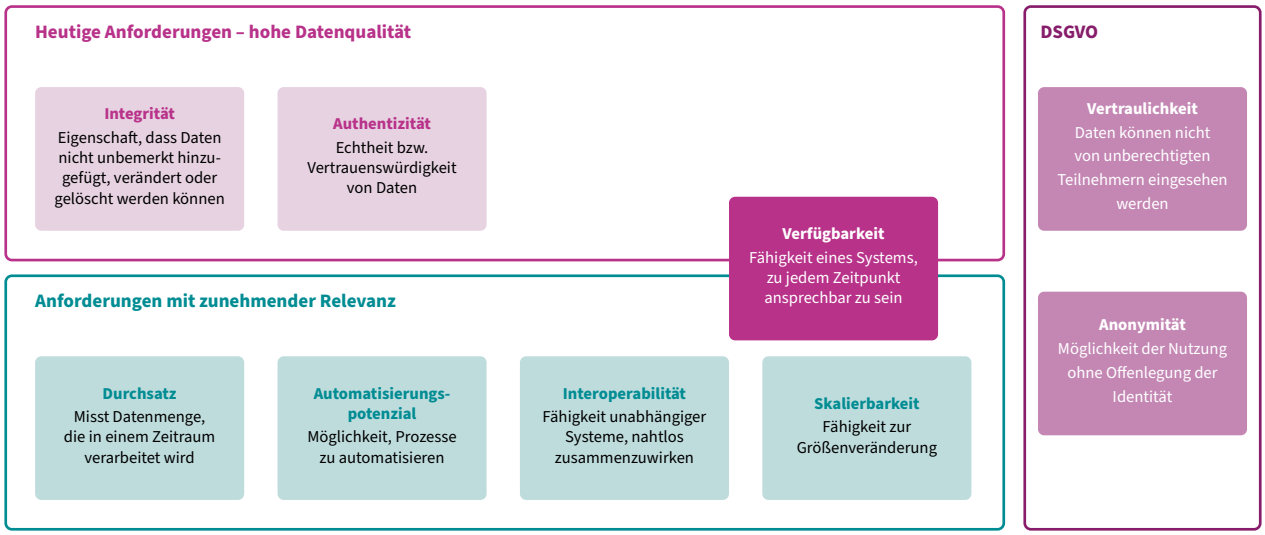

Abbildung 5: Anforderungen an den Datenaustausch für die Realisierung variabler Netzentgelte

2.5 Übergreifende Anforderungen an den künftigen Datenaustausch

Die vorangegangenen Abschnitte zeigen ein ambivalentes Bild. Die heutige Marktkommunikation stellt bereits eine regulierte und massenfähige Prozess- und Datenaustauschinfrastruktur bereit. Sie übersetzt rechtliche und regulatorische Vorgaben in verbindliche Prozessketten, Rollen, Fristen und Datenformate. Unter veränderten Rahmenbedingungen nimmt jedoch der Druck auf diese Struktur zu.

Der in Kapitel 2.4 untersuchte Anwendungsfall variabler Netzentgelte macht diese Entwicklung konkret. Er zeigt, wie schnell aus zusätzlichen Datenbedarfen höhere Anforderungen an Aktualität, Zuordnung, Verarbeitung und Nachweisbarkeit entstehen. Besonders deutlich wird dies bei zeitkritischen Abläufen, bei feiner aufgelösten Messwerten, bei variierenden Preis- und Zeitinformationen sowie bei Prozessen, die mehrere Marktrollen unmittelbar miteinander verbinden.

Aus der Analyse lassen sich **sechs übergreifende Anforderungen** an den künftigen Datenaustausch ableiten:

- Zeitnahe Verfügbarkeit und klare Zeitbezüge
- Hoher Durchsatz und Skalierbarkeit
- Interoperabilität und semantische Eindeutigkeit
- Transparenz, Sicherheit und Compliance als Prozesseigenschaften
- Niedrigschwelliger Marktzugang durch standardisierte Verfahren für Markteintritt und Änderungen
- Reduzierte Integrationskomplexität durch standardisierte Basismechanismen und Schnittstellen

Diese Anforderungen bündeln die Befunde aus Kapitel 2 zu einem Kriterienrahmen für den weiteren Verlauf der Studie. Sie beschreiben, welche Eigenschaften eine künftige Datenaustauschinfrastruktur im integrierten Stromsystem erfüllen muss. Zugleich bilden sie die fachliche Grundlage für das Leitbild des Energiedatenraums in Kapitel 3 und werden im späteren Systemvergleich als Bewertungskriterien wieder aufgegriffen.

Zeitnahe Verfügbarkeit und klare Zeitbezüge

Mit kürzeren Reaktionszeiten in Markt- und Netzprozessen steigt die Bedeutung kurzfristig nutzbarer Daten. Daten müssen im jeweiligen Prozesskontext rechtzeitig vorliegen, eindeutig referenziert sein und einem klar bestimmbaren Gültigkeitszeitraum zugeordnet werden können. Das gilt für Messwerte ebenso wie für Stammdaten, Konfigurationen, Preisinformationen und Statusdaten. Für Abrechnung, Steuerung und Fehlerklärung muss belastbar nachvollziehbar sein, welcher Datenstand zu welchem Prozesszustand gehört. Praktisch betrifft dies etwa korrigierte Messwerte, die einem konkreten Abrechnungszeitraum zugeordnet werden müssen. Ähnlich relevant ist der Zeitpunkt, ab dem eine geänderte Konfiguration der jeweiligen Datensätze wirksam wird.

Hoher Durchsatz und Skalierbarkeit

Die Belastung der heutigen Marktkommunikation entsteht nicht allein durch zusätzliche Datenmengen. Maßgeblich ist die Zahl paralleler Prozessereignisse, Kommunikationsbeziehungen und Systemkopplungen. Künftig wird ein höherer Datendurchsatz erforderlich, da mehr Nachrichten, Messwerte und Zustandsänderungen in kürzerer Zeit verarbeitet werden müssen. Die Systeme und Prozesse der Marktkommunikation müssen somit in der Lage sein, sich an die steigenden Anforderungen des Datenaustauschs anzupassen, ohne dabei an Effizienz oder Stabilität zu verlieren. Das betrifft den Regelbetrieb genauso wie Übergangsphasen nach Änderungen oder Störungen. Verzögerungen und Rückstände dürfen sich nicht entlang ganzer Prozessketten fortpflanzen.

Interoperabilität und semantische Eindeutigkeit

Daten müssen für organisationsübergreifende Prozesse auch über Organisationsgrenzen hinweg in derselben Bedeutung verstanden werden. Ein einheitliches Datenformat reicht dafür nicht aus. Nötig sind einheitliche Begriffe, abgestimmte Codewerte, konsistente Objektbezüge und nachvollziehbare Versionsstände. Nur dann bleiben Verarbeitungsergebnisse reproduzierbar und Abstimmungsaufwände auch in der Skalierung beherrschbar. Wenn Marktlokation, Messlokation, Netzlokation oder technische Ressource unterschiedlich verstanden werden, entstehen Rückfragen, Clearing-Aufwand und Korrekturen. Interoperabilität ist deshalb eng mit Semantik verbunden. Sie betrifft nicht nur Schnittstellen, sondern auch die Pflege gemeinsamer Bezugspunkte und den Umgang mit Änderungen.

Diese Anforderung steht auch im Einklang mit europäischen und sektoralen Entwicklungen. Das Common Information Model (CIM) und der darauf aufbauende Common Grid Model Exchange Standard verweisen auf die wachsende Bedeutung gemeinsamer Datenmodelle, klarer semantikbezogener Übergänge und nachvollziehbarer Versionierung (ENTSO-E, 2026). Der Data Act verstärkt diesen Befund, weil er die Bedeutung standardisierter Datenzugänge und transparenter Regeln für die Nutzung und Weitergabe von Daten erhöht (Regulation (EU) 2023/2854, 2023). Für den künftigen Datenaustausch im Stromsystem folgt daraus, dass technische und semantische Schnittstellen verbindlich und nachvollziehbar ausgestaltet werden müssen.

Transparenz, Sicherheit und Compliance als Prozesseigenschaften

Mit zunehmender Automatisierung wird die nachträgliche Prüfbarkeit von Prozessen wichtiger. Es muss erkennbar bleiben, welche Daten zu welchem Zeitpunkt genutzt wurden, welche Regelversion galt und welche Rolle für einen Prozessschritt verantwortlich war. Diese Anforderung betrifft die fachliche Prüfbarkeit ebenso wie Sicherheitsnachweise und die regulatorische Aufsicht. Parallel dazu steigen die Anforderungen an Schutzmaßnahmen, Berechtigungen, Monitoring und Wiederanlauf. Sicherheit, Datenschutz und Nachweisführung dürfen deshalb nicht als nachgelagerte Ergänzung behandelt werden. Sie müssen von Beginn an in Prozessen und Systemen verankert sein. Dazu gehört auch, dass Identitäten, Zuständigkeiten und Zugriffsrechte konsistent verwaltet und revisionsfähig nachvollzogen werden können.

Diese Anforderungen stehen in einem breiteren regulatorischen Rahmen. Die NIS2-Richtlinie (EU-Richtlinie über Maßnahmen für ein hohes gemeinsames Cybersicherheitsniveau in der Union) erhöht die Erwartungen an dokumentierte Sicherheitsmaßnahmen, Verantwortlichkeiten und Meldeprozesse (Richtlinie (EU) 2022/2555, 2022). eIDAS 2.0 (EU-Verordnung über elektronische Identifizierung und Vertrauensdienste (Electronic Identification, Authentication and Trust Services)) stärkt die Bedeutung überprüfbarer digitaler Identitäten in organisationsübergreifenden Prozessketten (Regulation (EU) 2024/1183, 2024). Mit der Smart Meter Public Key Infrastructure (SM-PKI) existiert in der Energiewirtschaft bereits ein branchenspezifischer Vertrauensanker für das Zertifikats- und Schlüsselmanagement (BSI, 2025). Daraus folgt noch keine Vorentscheidung für eine bestimmte Zielarchitektur. Es zeigt aber, dass belastbare Identitäten, Berechtigungen und Nachweise als tragende Eigenschaften der Datenaustauschinfrastruktur angelegt werden müssen. Im Feld digitaler Identitäten und Nachweissysteme laufen daher weitere Entwicklungen in verschiedenen Projekten, beispielsweise zu einer vertrauenswürdigen und anschlussfähigen Identitätsinfrastruktur für Maschinen im Energiesystem im Rahmen des Projekts **DIMOS (Digitales Identitätsmanagement und Ökosystementwicklung) der dena**.

Niedrigschwelliger Marktzugang durch standardisierte Verfahren für Markteintritt und Änderungen

Mit der Zahl der Marktakteure wächst der Bedarf an klaren und wirtschaftlich tragfähigen Verfahren für Markteintritt und Änderungen. Niedrigschwelliger Marktzugang bedeutet dabei keine Absenkung fachlicher oder sicherheitsbezogener Anforderungen. Gemeint sind transparente, reproduzierbare und standardisierte Verfahren, mit denen neue Teilnehmer in die Prozesslandschaft aufgenommen und Änderungen verlässlich umgesetzt werden können. Standardisierte Tests, klare Eintrittsvoraussetzungen und überprüfbare Nachweise für Prozessfähigkeit und Compliance begrenzen den Integrationsaufwand, erhöhen die Planbarkeit von Änderungen und erleichtern die Einbindung neuer Dienste.

Eine stärker standardisierte und automatisierte Gestaltung von Markteintritt und Systemänderungen entspricht auch den Zielen der Bundesregierung, digitale Energieprozesse zu beschleunigen und regulatorische Abläufe zu vereinfachen (BMWK, 2024). Sie verringert Kostenwirkungen aus heterogenen Implementierungen und individuellen Sonderlösungen. Zugleich stärkt sie die Innovationsfähigkeit des Energiesystems.

Reduzierte Integrationskomplexität durch standardisierte Basismechanismen und Schnittstellen

Ein erheblicher Teil des heutigen Aufwands entsteht, weil viele Grundfunktionen parallel in unterschiedlichen Organisationen umgesetzt und betrieben werden und bei Änderungen erneut angepasst werden müssen. Zusätzliche Komplexität entsteht durch heterogene Schnittstellen und unterschiedliche technische Ausprägungen fachlich gleicher Regeln. Künftig muss dieser Integrationsaufwand deutlich sinken. Dafür braucht es standardisierte Basismechanismen und klar definierte Schnittstellen, die fachliche Semantik, Statusinformationen, Fehlerbehandlung und Sicherheitsanforderungen einheitlich festlegen. So werden Integration und Änderungen planbarer. Wiederkehrende Grundfunktionen müssen dann nicht in jeder Organisation separat aufgebaut werden.

Besonders wichtig sind klar definierte und versionierte Programmierschnittstellen. Gemeint sind standardisierte technische Zugänge für Funktionen und Daten, zum Beispiel über Webdienste wie APIs (Application Programming Interface) (BNetzA, 2025d). Maßgeblich ist ihre verbindliche Ausgestaltung. Erst wenn Semantik, Statusinformationen, Fehlercodes und Sicherheitsanforderungen eindeutig festgelegt sind, lassen sich Integration, Änderung und Wiederverwendung über Organisationsgrenzen hinweg verlässlich planen.

Übergreifende Betrachtung

Zusammengenommen führen die Anforderungen zu einer klaren Folgerung für den künftigen Datenaustausch im Stromsystem. Daten müssen zeitnah sowie mit eindeutigen Zeit- und Versionsbezügen bereitstehen. Der Datenaustausch muss auch bei hoher Prozessdichte und wachsender Akteursvielfalt stabil funktionieren. Informationen müssen organisationsübergreifend in gleicher Bedeutung verstanden werden. Zugriffe, Verantwortlichkeiten und Regelanwendungen müssen nachvollziehbar und prüfbar bleiben. Neue Akteure und neue Anwendungsfälle müssen mit vertretbarem Aufwand angebunden werden können. Schließlich müssen Integrationsaufwände sinken, ohne dass Sicherheit, Verbindlichkeit und der Bezug zu regulatorischen Vorgaben geschwächt werden.

Diese Anforderungen lassen sich nur begrenzt durch die schrittweise Fortentwicklung einzelner Nachrichtenformate, zusätzlicher bilateraler Schnittstellen oder weiterer prozessualer Sonderregelungen erfüllen. Solche Maßnahmen können bestehende Abläufe anpassen und punktuell verbessern. Die Organisationsstruktur des heutigen Datenaustauschs verändern sie jedoch nicht. Gerade diese Struktur hat sich in Kapitel 2 als wesentliche Ursache für die wachsende Belastung der Marktkommunikation gezeigt. Mit jeder zusätzlichen Kommunikationsbeziehung, jeder neuen Prozessvariante und jeder synchron umzusetzenden Änderung steigen der Grad der Abhängigkeit und Vernetzung zwischen den beteiligten Systemen sowie der Testaufwand, der Betriebsaufwand und die Nachweislast an. Die Herausforderung liegt damit weniger im Umfang des Datenaustauschs als in der Art, wie er organisiert ist.

Der nächste Entwicklungsschritt muss daher über einzelne Format- oder Prozessanpassungen hinausgehen. Gefragt ist eine Datenaustauschinfrastruktur, die Verbindlichkeit, Sicherheit, Interoperabilität und Skalierbarkeit gemeinsam adressiert und zugleich den Anschluss neuer Akteure und Anwendungen erleichtert. Kapitel 3 entwickelt dafür das Leitbild des Energiedatenraums als digitale Infrastruktur für den künftigen Datenaustausch im Energiesystem.

3. Digitales Leitbild und Gestaltungsrahmen des Energiedatenraums

Kapitel 2 hat gezeigt, wie eng Datenprozesse, Marktkommunikation und Regulierung inzwischen mit dem operativen Systembetrieb verbunden sind. Der Stromsektor braucht Datenflüsse, die zeitnah verfügbar, nachvollziehbar und für mehrere Rollen gleichzeitig nutzbar sind. Sie müssen nicht nur Abrechnung und Bilanzierung unterstützen, sondern auch netz- und marktrelevante Prozesse, etwa Steuerung, Zustandsbewertung und Prognosen für Lasten, Einspeisung und Flexibilitäten. Eine bloße Fortschreibung der heutigen datei- und nachrichtenbasierten Punkt-zu-Punkt-Kommunikation würde die gesteigerten Anforderungen nur begrenzt erfüllen. Benötigt wird eine digitale Infrastruktur, die Marktrollen, systemkritische Datenprozesse und Regulierung in einem überprüfbaren, skalierbaren und betrieblich stabilen Rahmen zusammenführt.

Für diese Weiterentwicklung braucht es ein gemeinsames Leitbild. Es beschreibt, wohin sich der Datenaustausch entwickeln soll, welche Eigenschaften künftig tragend sind und woran sich technische, organisatorische und regulatorische Entscheidungen ausrichten müssen. Das folgende Kapitel schlägt dieses Leitbild für den Energiedatenraum 2032 vor. Anschließend werden die zentralen Zieldimensionen und die strukturellen Eckpfeiler beschrieben, die den Gestaltungsrahmen des Energiedatenraums bilden.

Das Leitbild greift die in den Kapiteln 2.4.6 und 2.5 abgeleiteten Anforderungen auf und reagiert zugleich auf die strukturellen Veränderungen des Energiesystems. Es versteht den Energiedatenraum als langfristig tragfähige und ausbaufähige Infrastruktur, die mit den Anforderungen des Energiesystems mitwächst. So entsteht eine digitale Grundlage, auf der neue Anwendungen, sektorenübergreifende Prozessketten, Flexibilitätsnutzung und datengetriebene Verfahren bis hin zu KI-gestützten Anwendungen unter klaren Regeln entwickelt und betrieben werden können.

3.1 Leitbild 2032: Der Energiedatenraum als digitale Infrastruktur

„Der Energiedatenraum 2032 ist eine hochverfügbare, föderierte Digitalinfrastruktur, in der Marktkommunikation, systemkritische Datenprozesse und Regulierung sicher, effizient und zeitnah zusammenwirken.“

Das Leitbild 2032 versteht den Energiedatenraum als digitale Infrastruktur eines zunehmend dezentralen, datenintensiven und dynamischen Stromsystems. Es schafft die Voraussetzungen dafür, dass Marktkommunikation, systemkritische wie auch mehrwertschaffende Datenprozesse und Regulierung sicher, effizient, souverän und zeitnah zusammenwirken. Im Energiedatenraum werden Informationen nicht mehr vorrangig über lange Nachrichten- und Dateiketten zwischen Einzelsystemen weitergereicht. Daten und Dienste stehen stattdessen kontrolliert zur Verfügung, werden prozessbezogen genutzt und in klar geregelte Abläufe eingebunden. Der Energiedatenraum steht damit für eine neue Qualität und Systematik der digitalen Zusammenarbeit im Energiesystem.

Im Mittelpunkt steht eine föderierte Infrastruktur, in der Daten bei den jeweils verantwortlichen Akteuren verbleiben und nicht in einer zentralen Plattform zusammengeführt werden. Gemeinsame Regeln, Standards und Dienste sorgen dafür, dass Daten nutzbar werden und Zugriffe steuerbar und Prozessschritte nachvollziehbar bleiben. Das erleichtert die Zusammenarbeit über Organisations- und Rollengrenzen hinweg, ohne Datenhoheit und Verantwortlichkeiten aufzulösen. Der Energiedatenraum verbindet auf diese Weise breite Teilnahmemöglichkeiten mit Sicherheit, Nachweisbarkeit und klar geregelten Zuständigkeiten.

Das Leitbild zielt auf spürbare Verbesserungen im Markt ab. Es verringert Redundanzen, weil identische Daten, Prüfungen und Grundfunktionen nicht in vielen Systemen parallel vorgehalten und immer wieder neu abgestimmt werden müssen. Es senkt Integrations- und Anpassungsaufwände, weil gemeinsame Standards, Basisdienste und klar geregelte Zugriffe die Vielzahl individueller Sonderlösungen begrenzen. Es erleichtert neuen Marktrollen den Zugang, weil die Partizipation nicht mehr an proprietären Schnittstellen oder dem Aufbau vollständiger eigener Kommunikationsinfrastrukturen scheitern muss. Und es schafft die Grundlage für fairere und besser skalierbare Kostenstrukturen, weil wiederkehrende Basisfunktionen gemeinsam bereitgestellt und genutzt werden können.

3.2 Zieldimensionen und strukturelle Eckpfeiler des Energiedatenraums 2032

Die Zieldimensionen konkretisieren das Leitbild des Energiedatenraums für das Jahr 2032. Sie beschreiben den angestrebten Zielzustand der künftigen digitalen Infrastruktur und machen sichtbar, nach welchen Grundprinzipien sie funktionieren soll. Der Abschnitt übersetzt damit das Leitbild aus Kapitel 3.1 in einen fachlichen Gestaltungsrahmen. Jeder Zieldimension sind strukturelle Eckpfeiler zugeordnet. Sie übersetzen die angestrebten Eigenschaften in tragende Architektur-, Betriebs- und Umsetzungsentscheidungen. Abbildung 6 stellt diese Zuordnung im Überblick dar. Governance bildet das Fundament dieses Zielbilds. Sie schafft einen verlässlichen Ordnungsrahmen, in dem die einzelnen Elemente des Energiedatenraums im Betrieb zusammenwirken können.

Abbildung 6: Zieldimensionen und strukturelle Eckpfeiler des Energiedatenraums 2032

3.2.1 Vertrauen, Sicherheit, digitale Souveränität und Compliance by Design

Vertrauen, Sicherheit, digitale Souveränität und Compliance by Design beschreiben Grundanforderungen an den Energiedatenraum. Sie bedeuten, dass der Energiedatenraum regelkonforme Datennutzung bereits in Architektur und Betrieb verankert. Zugriffe auf Daten und Services müssen nachvollziehbar, zweckgebunden und prüfbar erfolgen. Datenhalter und Marktakteure steuern die Nutzung ihrer Daten über Identitäten, Rollen, Berechtigungen und verbindliche Nutzungsregeln. Schutz und Regelkonformität werden damit nicht nachträglich über Dokumentation oder aufwendige Einzelfallprüfungen hergestellt, sondern sind Teil der Prozessausführung.

Diese Anforderung wird besonders wichtig, wenn mehrere Akteure auf Stammdaten, Messdaten, Prozessinformationen oder Registerdaten zugreifen. Anmeldungen, Lieferantenwechsel, Messwertverarbeitung und Abrechnung beruhen auf Daten, die in unterschiedlichen Rollen entstehen und verarbeitet oder aus übergreifenden Registern herangezogen werden. Der Energiedatenraum muss solche Zugriffe ermöglichen, ohne neue technische oder wirtschaftliche Abhängigkeiten zu erzeugen. Digitale Souveränität verlangt deshalb offene Standards, eindeutige Zuständigkeiten und wirksame Aufsicht. Nur dann bleiben Weiterentwicklung, Betreiberwechsel und die Einbindung neuer Akteure möglich, ohne proprietäre Lock-in-Effekte zu verstärken.

Zugriffs- und Nutzungssteuerung

Die technische Grundlage bildet eine Zugriffs- und Nutzungssteuerung, die Datennutzung nach Zweck, Umfang und Dauer begrenzt. Daten verbleiben grundsätzlich bei den jeweils verantwortlichen Akteuren. Sie werden nicht unkontrolliert vervielfältigt noch dauerhaft in zentrale Datenbestände überführt. Marktakteure erhalten nur die Informationen, die sie für einen konkreten Prozessschritt benötigen. Ein Lieferant greift bei Anmeldung, Belieferung oder Abrechnung also auf den erforderlichen Datenausschnitt zu, nicht aber auf darüber hinausgehende Rohdaten oder historische Informationen ohne fachliche Grundlage.

Der Energiedatenraum stellt dafür die Basisdienste sowie Referenz- und Metadaten bereit, die für Auffindbarkeit, Routing (Ermittlung des zuständigen Marktakteurs und seines technischen Kommunikationsendpunkts) und Nachweise benötigt werden. Die operative Datenhaltung bleibt davon getrennt. Diese Trennung verringert das Risiko von Schattenkopien, unautorisierten Zugriffen und nicht nachvollziehbarer Weitergabe. Digitale Souveränität zeigt sich hier praktisch. Datenhalter und Marktakteure können innerhalb eines verbindlichen Regelrahmens steuern, begrenzen und überprüfen, wie ihre Daten genutzt werden.

Vertrauensanker und digitale Identitäten

Organisationsübergreifende Datennutzung setzt voraus, dass die Beteiligten einander eindeutig erkennen können. Marktakteure müssen wissen, mit wem sie kommunizieren und welche Rechte für einen Zugriff gelten. Digitale Identitäten, Rollen und Berechtigungen legen fest, wer unter welchen Bedingungen Daten, Dienste und Prozessfunktionen nutzen darf. Rechte können gezielt erteilt, befristet oder entzogen werden. Die Datennutzung bleibt dadurch kontrollierbar und prüfbar. Die Smart Meter Public Key Infrastructure bietet hierfür einen naheliegenden Ausgangspunkt. Sie stellt bereits einen etablierten Rahmen für Zertifikate und Vertrauensbeziehungen bereit. Ergänzend kann der Energiedatenraum an europäische Identitäts- und Vertrauensdienste anknüpfen, insbesondere an eIDAS und eIDAS 2.0. Daraus kann ein Vertrauensrahmen entstehen, in dem

Identitäten und Berechtigungen über Organisationsgrenzen hinweg einheitlich funktionieren und nachvollziehbar bleiben.

Konnektoren übernehmen in diesem Zusammenhang die Rolle technischer Zugangspunkte. Unterschiedliche Konnektoren können perspektivisch nebeneinander bestehen, sofern sie das Dataspace Protocol unterstützen und die einschlägigen Sicherheits- und Konformitätsanforderungen erfüllen. Auch innerhalb eines Unternehmens können je nach Marktrolle oder Einsatzkontext mehrere Konnektoren sinnvoll sein. Ihre Aufgabe liegt darin, Zugriffe auf das erforderliche Maß zu begrenzen und Datennutzung technisch kontrollierbar zu machen. Wenn eine Verarbeitung in der Umgebung des datenhaltenden Akteurs vorgesehen ist, werden im Regelfall nur die Ergebnisse oder Teilinformationen weitergegeben, die für den jeweiligen Prozess erforderlich sind.

Einheitliche Anforderungen an Sicherheit, Interoperabilität, Nachweisführung und Regelkonformität sichern die Teilnahme am Energiedatenraum ab. Sie orientieren sich an gängigen Datenraum-Spezifikationen und Referenzrahmen aus dem Umfeld von Gaia-X, der International Data Spaces Association und des Dataspace Protocol. Welche Stelle die Prüfung und Bestätigung dieser Konformität im Zielzustand übernimmt, ist im Governance- und Aufsichtsmodell festzulegen (vgl. Transformationspfad in Kapitel 6).

Feinere Berechtigungsmodelle und verifizierbare Nachweise können diesen Rahmen ergänzen, zum Beispiel über Wallet- oder SSI-Ansätze (Self-Sovereign Identity). Voraussetzung bleibt, dass Sicherheits- und Regulierungsanforderungen eingehalten werden. Digitale Souveränität verlangt auch hier offene und überprüfbare Strukturen. Identitäten, Berechtigungen und Vertrauensdienste dürfen keine neuen einseitigen Abhängigkeiten erzeugen.

Revisionssichere Nachweise und Aufsicht

Der Energiedatenraum muss Datennutzung, Prozessausführung und Regelanwendung so dokumentieren, dass sie im Betrieb überprüfbar bleiben. Relevante Aktionen werden auditfest und nach einheitlichen Standards protokolliert. Erfasst werden Datenzugriffe, Prozessschritte, Regelentscheidungen und Ausführungen. Abweichungen lassen sich dadurch früher erkennen und Verantwortlichkeiten klarer zuordnen. Nachweise müssen nicht nachträglich aus vielen Einzelsystemen rekonstruiert werden.

In Prüf- oder Streitfällen ist diese Nachvollziehbarkeit entscheidend. Dann muss erkennbar sein, wer bei einem Lieferantenwechsel, einer Messwertverarbeitung oder einer Stammdatenänderung auf welche Information zugegriffen, welchen Status gesetzt oder welche Regel angewendet hat. Im Energiedatenraum werden solche Nachweise im laufenden Betrieb erstellt.

Aufsicht und berechtigte Stellen greifen dafür nicht auf operative Inhalte zu. Grundlage sind Metadaten, Kennzahlen und Protokolle, die eine Bewertung von Stabilität, Regelkonformität und Risikolagen ermöglichen. Dies erlaubt eine wirksame Aufsicht unter Einschaltung des Datenschutzes. Ergänzend kann ein föderiertes Sicherheitsnetz Zertifikatszustände, Sicherheitsereignisse und Schwachstellen systemübergreifend sichtbar machen. Transparente Nachweise stärken Prüfung, Aufsicht und Akzeptanz bei den teilnehmenden Marktakteuren.

3.2.2 Interoperabilität und Zukunftssicherheit durch offene Standards

Interoperabilität und Zukunftssicherheit durch offene Standards bedeuten, dass Marktrollen, IT-Systeme und Plattformen ohne proprietäre Abhängigkeiten zusammenarbeiten können. Gemeinsame Datenmodelle, standardisierte Schnittstellen und verbindliche semantische Regeln sorgen dafür, dass Informationen systemübergreifend zugeordnet und konsistent interpretiert werden. Das gilt bei der Zuordnung von Markt- und Messlokationen, in Marktprozessen wie Stammdatenänderungen und Lieferantenwechsel sowie bei der Nutzung von Registerdaten, zum Beispiel aus dem Marktstammdatenregister (MaStR). Solche Daten sollten automatisiert abrufbar, eindeutig referenzierbar und möglichst ohne Mehrfacherfassung weiterverwendbar sein. Offene Standards halten Weiterentwicklungen kompatibel und vermeiden technische Einbahnstraßen. Sie stärken zugleich die digitale Souveränität, weil Wechselmöglichkeiten erhalten bleiben und einseitige technische Abhängigkeiten begrenzt werden. Für die Sektorenkopplung ist das besonders wichtig, weil Strom, Wärme, Mobilität und weitere Sektoren nur dann effizient zusammenwirken können, wenn Daten und Dienste sektorenübergreifend kompatibel bleiben.

Gemeinsame Semantik und offene Schnittstellen

Der Energiedatenraum baut auf offenen Standards und einer gemeinsamen Semantik auf. Datenzugriffe, Prozessbeschreibungen sowie Rollen- und Berechtigungsmodelle folgen konsistenten Spezifikationen. Das senkt den Integrationsaufwand und erleichtert die Anbindung neuer Akteure. Zugleich schafft diese gemeinsame Spezifikationsgrundlage die Voraussetzung dafür, dass neue fachliche und technische Anforderungen mit bestehenden Datenmodellen, Schnittstellen und Rollen- und Berechtigungsmodellen kompatibel bleiben und nicht bei jeder Änderung neue Sonderlösungen bei allen teilnehmenden Akteuren erforderlich werden.

Der Übergang zu offenen Standards muss bestehende Formate, Schnittstellen und Rollenmodelle berücksichtigen. Für die Interoperabilität ist entscheidend, dass neue Datenobjekte und Schnittstellen so beschrieben werden, dass sie mit bestehenden Austauschpfaden vereinbar bleiben. Die konkrete Ausgestaltung des schrittweisen Übergangs wird in Kapitel 6 beschrieben.

Als gemeinsames semantisches Referenzmodell bieten sich CIM-basierte Energiedatenmodelle an. Aus ihnen lassen sich Austauschformate konsistent ableiten, sodass fachliche Konzepte und Datenobjekte organisationsübergreifend einheitlich interpretierbar bleiben. Offene Datenraum-Standards ergänzen diese Grundlage für Datenaustausch, Zugriff, Nachweis und Prozessintegration. Strukturierte Formate wie JSON (JavaScript Object Notation) können dabei schrittweise aufgebaut und bei Bedarf um semantische Beschreibungen ergänzt werden, zum Beispiel über JSON-LD (JSON for Linked Data). Rollen und Berechtigungen sollten maschinenlesbar und technisch prüfbar beschrieben werden. Das reduziert Interpretationsspielräume bei Umsetzung und Audit und stärkt die Dauerhaftigkeit der Interoperabilität.

3.2.3 Hochverfügbarkeit und klarer Betrieb in föderierter Verantwortung

Der Zielbetrieb des Energiedatenraums sichert Verfügbarkeit, Resilienz und Skalierbarkeit, indem Aufgaben auf mehrere klar verantwortete Betriebseinheiten verteilt werden. Daten und Prozesse verbleiben bei den jeweils verantwortlichen Akteuren. Gemeinsame Regeln, Basisdienste und Betriebsmechanismen sichern den Gesamtbetrieb. Die verteilte Verantwortung des Energiesystems wird dadurch nicht aufgehoben. Sie erhält eine digitale Betriebsstruktur, die Ausfälle begrenzt, Zuständigkeiten zuordnet und neuen Akteuren eine verlässliche Teilnahme ermöglicht.

Föderierter Betreiberverbund und hochverfügbare Basisdienste

Hohe Verfügbarkeits- und Sicherheitsanforderungen lassen sich im Energiedatenraum über redundante Betreiberstrukturen erfüllen. Mehrere hochverfügbare Betriebseinheiten übernehmen klar abgegrenzte Aufgaben. Geeignet wäre beispielsweise ein Konsortium aus kapital- und kompetenzstarken Infrastrukturbetreibern wie Übertragungsnetzbetreibern und größeren Verteilnetzbetreibern. Sie stellen die gemeinsamen Basisdienste bereit und verantworten ihren sicheren Betrieb unter regulatorischer Aufsicht. Die Marktpartner betreiben ihre eigenen Konnektoren oder nutzen SaaS-Konnektoren (Software-as-a-Service) und binden sich über redundante regionale Andockpunkte an den Datenraum an. Ausfälle, Störungen oder Angriffe lassen sich so besser eingrenzen, ohne unmittelbar marktweite Ausfälle auszulösen.

Zu den gemeinsamen Basisdiensten gehören insbesondere Vertrauensdienste, ein Verzeichnis für ausgewählte Referenz- und Stammdaten, Routing sowie Monitoring. Föderierte Knoten bilden die technischen und betrieblichen Andockpunkte für Marktpartner im Energiedatenraum. Über sie werden Konnektivität und Servicezugang gesichert sowie Routing, Monitoring und Nachweisführung unterstützt. Bei fachlichem Bedarf können die verantwortlichen Betreiber zusätzliche Betriebsfunktionen für gemeinsame Dienste übernehmen. Einzelne Marktakteure werden dadurch entlastet. Redundanz entsteht über technische Mehrfachauslegung, Mehrfachanbindung und automatisierbare Umschaltung.

Einheitliches Betriebs- und Servicemodell

Verteilte Betreiberstrukturen allein reichen für einen stabilen Betrieb nicht aus. Die beteiligten Betreiber müssen ihre Prozesse nach denselben Grundsätzen führen. Verfügbarkeit, Sicherheit und Nachweisbarkeit hängen deshalb von gemeinsamen Servicelevels, abgestimmtem Monitoring und geregelten Verfahren für Incident-, Change- und Problem-Management ab. Der Energiedatenraum bleibt nur steuerbar, wenn mehrere Betreiber, föderierte Knoten und unterschiedliche Marktrollen nach einem gemeinsamen Betriebsverständnis zusammenwirken.

Das Betriebsmodell definiert eine gemeinsame Serviceebene für Marktrollen und Prozesse. Es legt fest, wie Störungen erkannt, bewertet, eskaliert und behoben werden. Es regelt außerdem, wie Basisdienste weiterentwickelt werden und wie Nachweise aus dem laufenden Betrieb entstehen. Besonders wichtig wird dies bei Sicherheitsvorfällen, beim Austausch von Zertifikaten oder bei neuen Versionen gemeinsamer Dienste. Regulierte

Abläufe und technische Betriebsprozesse greifen in solchen Situationen ineinander. Der Betrieb bleibt dadurch auch bei steigender Komplexität handhabbar.

Gemeinsame Infrastruktur und klare Kostenverteilung

Auch kleineren Marktakteuren, Dienstleistern und neuen Rollen muss eine wirtschaftliche und organisatorische Teilnahme ermöglicht werden. Der Zugang zum Energiedatenraum darf nicht voraussetzen, dass jeder Teilnehmer eigene hochverfügbare Betriebsstrukturen aufbaut. Standardisierte Konnektor-Angebote können den technischen Zugang zum Energiedatenraum bereitstellen. Ein Managed-Betrieb solcher Komponenten oder weiterer Datenraumdienste kann durch qualifizierte Dienstleister oder gemeinsame Betreiber erfolgen und Wartung, Monitoring sowie die Einhaltung von Sicherheitsanforderungen umfassen.

Die Kostenstruktur sollte gemeinsame Infrastrukturleistungen nachvollziehbar und fair zuordnen. Ein Teil der Kosten entsteht durch die Bereitstellung gemeinsamer Basisdienste. Ein anderer Teil hängt von Nutzung, Umfang und Servicelevel ab. Auf diese Weise bleiben die Kosten transparent und Markteintrittshürden sinken.

Gemeinsame Infrastruktur reduziert zugleich den Aufwand im Gesamtsystem. Identitätsmanagement, Routing, Monitoring und Audit müssen nicht von vielen Marktakteuren parallel aufgebaut und betrieben werden. Das kann Stückkosten senken und kleineren Akteuren den Zugang erleichtern. Voraussetzung sind eindeutig geregelte Zuständigkeiten für Betrieb, Service und Nachweise.

3.2.4 Prozessintelligenz statt Datentransfer

Prozessintelligenz statt Datentransfer beschreibt einen Ansatz, bei dem fachliche Regeln, Prüfungen und Statusführung direkt im Prozess wirksam werden. Validierungen, Plausibilitätsprüfungen, Statusprüfungen und Monitoring laufen näher am jeweiligen Prozessschritt. Abweichungen werden früher sichtbar, Interpretationsspielräume kleiner und Abläufe robuster. Gleichzeitig sinkt der Implementierungsaufwand, weil identische Prüfschritte nicht in vielen Systemen parallel aufgebaut und gepflegt werden müssen. Der Energiedatenraum stellt Informationen kontrolliert bereit und unterstützt zudem eine verlässlichere Ausführung gemeinsamer Marktprozesse.

Standardisierte Prozessausführung und einheitliche Prüfschritte

Der Energiedatenraum setzt diese Zielsetzung über standardisierte, wiederverwendbare Services und Prozessbausteine um. Wiederkehrende Abläufe wie Validierungen, Plausibilitätsprüfungen und Bilanzierung oder systemkritische Prozessschritte werden als standardisierte Prozessmodelle beschrieben und einheitlich ausgeführt. Heute werden solche Abläufe häufig in vielen Systemen parallel und unterschiedlich umgesetzt. Künftig stehen benötigte Informationen und Prüfergebnisse prozessgesteuert bereit. Lange Nachrichtenketten mit vorab weitergegebenen Informationen verlieren dadurch an Bedeutung.

Prüfungen greifen möglichst direkt am jeweiligen Prozessschritt. Die Vollständigkeit von Stammdaten, die konsistente Zuordnung von Markt- und Messlokation oder die Zulässigkeit eines Statuswechsels werden nach einheitlichen Kriterien bewertet. Das Ergebnis hängt dann weniger davon ab, wie einzelne Systeme dieselbe Regel umgesetzt haben. Fehler, Widersprüche und unvollständige Angaben werden im Ablauf sichtbar und nicht erst in nachgelagerten Klärfällen. Für Marktteilnehmer kann das die Durchlaufzeiten verkürzen, Pflegeaufwände verringern und die Prozessqualität verbessern.

Eine verteilte Prozesssteuerung koordiniert Prozessschritte, Zuständigkeiten und Prüfpunkte über mehrere Rollen hinweg, ohne Daten zentral zu speichern. Standardprozesse werden gemeinsam spezifiziert und fachlich verantwortet. Verschiedene Systeme können sie einheitlich ausführen und Daten nur dann bereitstellen, wenn ein Prozessschritt sie benötigt. Die fachliche Verantwortung bleibt an die bestehenden Zuständigkeiten angebunden. Neu sind die gemeinsame Beschreibung und Nutzung identischer Regeln und Prüfschritte, die nicht mehr von jedem Beteiligten separat im eigenen System umgesetzt werden müssen.

Bei zeitkritischen Prüfungen oder großen Messwertmengen kann die Verarbeitung in den Systemen der datenhaltenden Akteure oder an dafür vorgesehenen föderierten Knoten erfolgen. Das ist zum Beispiel relevant, wenn für einen dynamischen Tarif oder ein variables Netzentgelt kurzfristig geprüft werden muss, ob aktuelle Messwerte vollständig und plausibel sind. Rohdaten müssen dafür nicht zuerst an eine zentrale Stelle weitergeleitet werden. Vollständigkeit, Plausibilität und Zuordnung können dort geprüft werden, wo die Messwerte vorliegen oder fachlich verantwortet werden.

3.2.5 Innovation auf gemeinsamer Datenbasis

Innovation auf gemeinsamer Datenbasis soll neue Anwendungen und Dienste schneller in die energiewirtschaftliche Praxis bringen. Daten unterstützen neue Geschäftsmodelle, Wettbewerb und bessere betriebliche Entscheidungen. Ihre Nutzung braucht jedoch einen Rahmen, der Zugriff, Verantwortung und Schutz eindeutig regelt. Der Energiedatenraum stellt diesen Rahmen bereit bzw. setzt ihn durch die Kombination von Governance und technischer Lösung um. Er erlaubt Datennutzung und eröffnet Raum für Innovation, ohne Kontrolle und Datensouveränität aufzugeben.

Datengetriebene Verfahren gewinnen im Stromsektor weiter an Bedeutung. Beispiele sind Prognosen, Optimierungen und KI-Anwendungen für Lasten, Einspeisung, Flexibilitätsbewertung oder netzorientierte Steuerung. Der Nutzen solcher Verfahren hängt von den eingesetzten Modellen sowie von der Verfügbarkeit und Qualität der Daten ab, die für Entwicklung, Training, Tests und spätere Anwendung benötigt werden. Regeln für den Datenzugang legen fest, welche Daten für welchen Zweck bereitgestellt werden, wer sie nutzen darf und wie die Nutzung im Betrieb nachvollzogen wird. Erst wenn die Datenbasis verlässlich ist und der Datenzugang regelkonform und betrieblich geeignet organisiert wird, können neue Verfahren in kritischen energiewirtschaftlichen Prozessen eingesetzt werden.

Kooperation auf Basis kontrollierter Datennutzung

Kooperation zwischen Akteuren mit unterschiedlichen Rollen und Interessen setzt voraus, dass die Datennutzung kontrolliert erfolgt. Der Energiedatenraum eröffnet eine Form der Zusammenarbeit, bei der Marktakteure Daten gemeinsam nutzen können, ohne die Kontrolle darüber zu verlieren. Netzbetreiber, Lieferanten, Aggregatoren, Dienstleister oder Forschungseinrichtungen können Daten und Auswertungen gemeinsam verwenden, ohne sensible Rohdaten breit zu verteilen oder zentral ablegen zu müssen. Der verbindliche Zugriffs- und Nutzungsrahmen regelt, welche Daten zu welchem Zweck und in welchem Umfang genutzt werden dürfen.

Neue Kooperationsformen werden dadurch praktikabler. Netzbetreiber und Flexibilitätsanbieter können gemeinsame Auswertungen zu Netzengpässen oder steuerbaren Lasten nutzen, ohne vollständige Rohdatenbestände auszutauschen. Auch Mehrparteien-Auswertungen werden möglich, wenn Ergebnisse nur gemeinsam gebildet werden dürfen. Wo es fachlich sinnvoll ist, erfolgen Berechnungen beim Datenhalter. Weitergegeben werden lediglich die für den jeweiligen Zweck erforderlichen Ergebnisse. Das verringert den Aufwand, reduziert Konflikte in Bezug auf die Datenweitergabe und erleichtert die Entwicklung gemeinsamer Dienste.

Die technische Umsetzung stützt sich auf kontrollierte Zugriffe, nachvollziehbare Protokolle und kontrollierte Ausführungen in Edge-Umgebungen. Gemeint sind verteilte Ausführungsumgebungen für eine latenzkritische oder datenintensive Verarbeitung. Wenn mehrere Akteure gemeinsam Ergebnisse erzeugen, können Treuhand- oder Vermittlungsdienste unterstützen. Rechtliche Vorgaben wie Zweckbindung und Zugriffsbefugnisse werden dadurch mit technischer Durchsetzung und überprüfbaren Nachweisen verbunden.

Kontrollierte Ausführungsumgebungen für neue Verfahren

Neue Verfahren brauchen Umgebungen, in denen sie sicher erprobt, eingeführt und betrieben werden können. In Kritischen Infrastrukturen (KRITIS) gilt das besonders für Algorithmen, Optimierungsverfahren und KI-Modelle, die mit sensiblen oder betriebsrelevanten Daten arbeiten. Der Energiedatenraum schafft dafür kontrollierte Ausführungsumgebungen. Je nach Anwendungsfall können solche Umgebungen beim Datenhalter selbst, in gemeinsam betriebenen Ausführungsumgebungen der Datenrauminfrastruktur oder in zertifizierten Cloud- und Rechenzentrumsbereichen bereitgestellt werden.

Betroffen sind etwa Last- und Einspeiseprognosen, Optimierungen für Flexibilität, Planungsunterstützung im Netzbetrieb oder Auswertungen für dynamische Netzentgelte. Neue Verfahren laufen nicht unkontrolliert im Regelbetrieb an. Sie durchlaufen einen gestuften Pfad von der Sandbox über begrenzte Piloten bis zur Zulassung für kritische Prozesse. Innovation und Versorgungssicherheit bleiben dadurch miteinander vereinbar.

Für den Energiedatenraum ergibt sich daraus eine klare Anforderung. Neue Verfahren müssen technisch funktionieren und zugleich fachlich, regulatorisch und betrieblich beherrschbar sein. Modelle und Dienste mit regulatorischer Bedeutung sollten deshalb versioniert, dokumentiert und überwacht werden. Anbieter und Nutzer solcher Verfahren brauchen klare Rollen, Verantwortlichkeiten und Haftungsregeln. Der Energiedatenraum bietet dafür einen kontrollierten Rahmen, in dem Stabilität, Sicherheit und Nachweisbarkeit gewahrt bleiben.

3.3 Governance eines tragfähigen Betriebsmodells

Für den Zielbetrieb des föderierten Energiedatenraums im Jahr 2032 braucht es eine Governance, die marktweite Zusammenarbeit verbindlich ordnet und den souveränen Datenaustausch steuert. Somit ist die Governance das Betriebssystem für den Datenraum als digitale Infrastruktur: Sie muss Entscheidungen ermöglichen, Rechte und Verantwortlichkeiten zuordnen, Nachweise sichern und den Betrieb gemeinsamer Dienste führen. Nur so lassen sich Änderungen kontrolliert einführen und auch unter hoher Dynamik stabil organisieren.

Die hier zur Diskussion gestellte Governance knüpft an den bestehenden Ordnungsrahmen der Marktkommunikation an. Rechtliche Vorgaben werden bereits heute in verbindliche Prozesse, Fristen, Rollen und Datenformate übersetzt. Mit dem Energiedatenraum als gemeinsamer digitaler Infrastruktur erweitert sich der Steuerungsgegenstand und neue Betreiberrollen sind auszufüllen. Künftig müssen auch gemeinsame Dienste, Konformitätsverfahren, Sicherheitsnachweise und Betriebsverantwortung geregelt werden. Der Ordnungsrahmen umfasst damit Prozessvorgaben und Nachrichtenformate ebenso wie Betrieb, Sicherheit, Änderungen, Audit und Servicequalität.

Wo Betreiberverantwortung nicht klar geregelt ist, entstehen Konflikte zwischen Standardpflege, technischer Weiterentwicklung und operativer Betriebsführung. Änderungen lassen sich dann schwerer einführen. Störungen sind schlechter zuzuordnen. Releases, Tests und Umstellungen werden aufwendiger, weil Zuständigkeiten nicht eindeutig greifen. Das erhöht das Risiko marktweiter Nebenwirkungen und schwächt die Belastbarkeit des Gesamtsystems.

Die vorgeschlagene Governance führt deshalb die Verbindlichkeit der Marktkommunikation fort und überträgt sie auf gemeinsame Infrastruktur, Konformität und Betrieb. Sie greift zugleich Grundprinzipien föderierter Datenräume auf. Regelsetzung, Vertrauenssicherung, Standardisierung und Betrieb werden funktional voneinander getrennt. Verantwortung und Nachweise fallen dadurch nicht bei einer einzigen Stelle zusammen. Datenraumansätze wie International Data Space (IDS) beschreiben eine solche Ordnung als Zusammenspiel technischer, semantischer, organisatorischer und rechtlicher Interoperabilität sowie über kontrollierte Datennutzung. Die folgende Struktur überträgt diesen Gedanken in den energiewirtschaftlichen Kontext (Bastiaansen et al., 2022).

Die Governance ordnet Verantwortung über drei komplementäre Ebenen. Regulierung und Aufsicht setzen den verbindlichen Rahmen. Umsetzung und Harmonisierung machen daraus Spezifikationen, Tests und Konformitätsvorgaben. Betrieb und Serviceverantwortung sichern die gemeinsamen Dienste im laufenden Betrieb. Jede Ebene erfüllt eine eigene Aufgabe und braucht eigene Entscheidungsrechte, Nachweiswege und Eskalationsverfahren. Abbildung 7 zeigt die vorgeschlagenen Ebenen, Rollen und Aufgaben im Zielbetrieb.

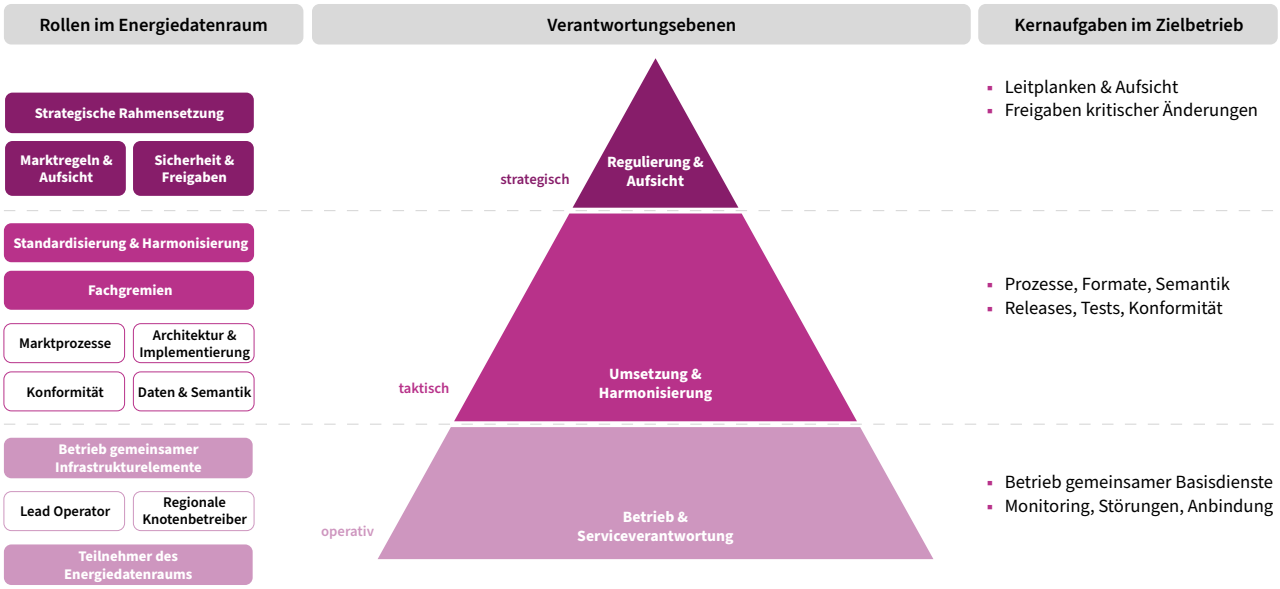

Abbildung 7: Governance-Struktur im Energiedatenraum 2032

Regulierung und Aufsicht

Auf der Ebene von Regulierung und Aufsicht werden die Leitplanken für Betrieb und Weiterentwicklung des Energiedatenraums gesetzt. Drei Funktionen greifen hier ineinander: Ein strategischer Rahmensetzer legt die langfristige Richtung fest. Der Regulierer überführt rechtliche und fachliche Anforderungen in verbindliche Vorgaben für Marktprozesse und gemeinsame Infrastrukturdienste. Die Sicherheitsaufsicht legt fest, welche Anforderungen an Informationssicherheit, Meldewege und Reaktionsfähigkeit im Betrieb gelten.

Der strategische Rahmensetzer verankert die Weiterentwicklung des Energiedatenraums über einzelne Projekte hinaus. Er priorisiert Marktprozesse, Umsetzungsprogramme und regulatorische Leitentscheidungen. Dadurch bleiben Pilotierung, Infrastrukturaufbau und spätere Migration aufeinander bezogen. Einzelinitiativen können weiterhin Impulse geben, müssen sich aber in eine gemeinsame Entwicklungsrichtung einfügen.

Der Regulierer konkretisiert Vorgaben für Prozesse, Rollen, Schnittstellen und Nachweise. Im Energiedatenraum kommen Vorgaben für gemeinsame Infrastrukturdienste, Änderungsfreigaben und Betriebsnachweise hinzu. Änderungen mit marktweiter Wirkung brauchen definierte Freigabewege. Bei Störungen oder Abweichungen, die den Marktbetrieb gefährden, müssen Eskalationswege greifen. Ergänzende Dienste und neue Verfahren können außerhalb des regulierten Kerns entstehen, solange sie gemeinsame Mindestanforderungen einhalten.

Die Sicherheitsaufsicht macht Anforderungen an den Zielbetrieb prüfbar. Mindeststandards, Zertifizierungsvorgaben, Meldewege und Reaktionszeiten bei Sicherheitsvorfällen betreffen Marktteilnehmer, Basisdienste, föderierte Knoten und Konnektoren. Sicherheit wird dadurch als gemeinsame Untergrenze des Gesamtbetriebs festgelegt. Neue Anwendungen werden nicht automatisch zu regulierten Standardprozessen, müssen aber den Sicherheitsrahmen des Energiedatenraums einhalten.

Umsetzung und Harmonisierung

Die Ebene Umsetzung und Harmonisierung bildet die fachliche und technische Umsetzungsinstanz. Hier werden regulatorische und sicherheitsbezogene Vorgaben in Spezifikationen, Tests und Konformitätsverfahren überführt. Anforderungen aus Marktprozessen, technischen Standards und betrieblichen Abläufen müssen so verbunden werden, dass sie im Markt testbar, prüfbar und dauerhaft betreibbar sind.

Diese Umsetzungsinstanz pflegt Prozesse, Datenformate und semantische Modelle als gemeinsame Referenz. Änderungen laufen über ein geregeltes Release-Management. Sie werden vorbereitet, abgestimmt und getestet und erst danach in den Betrieb übernommen. Die Tiefe der Harmonisierung richtet sich nach dem jeweiligen Anwendungsfall. Regulierte Kernprozesse wie Lieferantenwechsel, Stammdatenänderungen oder Messwertkommunikation benötigen engere Vorgaben als ergänzende Dienste.

Zu den Aufgaben gehören außerdem die Weiterentwicklung semantischer Modelle, Konformitätskriterien, wiederholbare Tests, Verfahren für Onboarding und Zertifizierung sowie Vorgaben für Service Level Agreements und Qualitätssicherung. Auch die Übergabe neuer Spezifikationen in den Betrieb muss geregelt sein. Fachliche Regeln sollen nicht nur beschrieben, sondern in den Systemen der Marktakteure einheitlich anwendbar werden.

Fachgremien und Begleitkreise bringen Praxiserfahrung aus Marktrollen, Netzbetrieb, Software-Entwicklung und Dienstleistung ein. Ihre Beiträge dienen der Übersetzung fachlicher Anforderungen in umsetzbare Spezifikationen. Die Ebene Umsetzung und Harmonisierung verbindet damit den regulatorischen Rahmen mit dem operativen Betrieb.

Betrieb und Serviceverantwortung

Die dritte Ebene ordnet den laufenden Betrieb. Sie legt fest, wer gemeinsame Dienste betreibt, wer Servicelevels einhält, wer Störungen bearbeitet, wer Änderungen an Basisdiensten koordiniert und wer die dafür erforderlichen Nachweise liefert. Der Zielbetrieb aus Kapitel 3.2.3 wird dadurch organisatorisch handhabbar.

Ein Betreiberverbund trägt die Verantwortung für die gemeinsamen Infrastrukturelemente. Er stellt die Betriebsfähigkeit sicher, führt Betriebsprozesse aus und weist Verfügbarkeit, Sicherheit und Änderungen belastbar nach. Dazu gehören hochverfügbare Rechenzentrumsleistungen, Cloud-Ressourcen, Basisdienste, Monitoring, Betriebswerkzeuge und geregelte Redundanz.

Ein Lead Operator steuert den übergreifenden Betrieb und sorgt für einheitliche Betriebsstandards. Er koordiniert Monitoring, Eskalation und Änderungen an gemeinsamen Diensten. Einzelne Teile der Infrastruktur können von dezentralen Betriebseinheiten geführt werden, sofern Rollen, Schnittstellen, Servicelevels und Nachweiswege eindeutig festgelegt sind.

Dezentrale Betriebseinheiten stellen technische Andockpunkte für Teilnehmer bereit. Sie übernehmen Betriebsfunktionen wie Routing, Monitoring, Protokollierung oder den Zugang zu gemeinsamen Diensten. Wo es fachlich sinnvoll ist, können sie auch Ausführungsumgebungen für Verarbeitungsschritte bereitstellen, die an den jeweiligen Datenquellen oder in den fachlich verantworteten Systemumgebungen erfolgen, etwa für Prüfungen, Vorverarbeitung oder lokale Auswertungen.

Betrieb und Serviceverantwortung stehen in enger Verbindung zu Regulierer, Sicherheitsaufsicht und Umsetzungsinstanz. Gegenüber der Regulierung und der Sicherheitsaufsicht liefern sie Nachweise zu Verfügbarkeit, Sicherheit, Vorfällen und Änderungen. Gegenüber der Umsetzung und Harmonisierung sichern sie die geordnete Überführung von neuen Releases, Konformitätsvorgaben und technischen Anpassungen in den laufenden Betrieb.

Mit dieser Governance wird der Energiedatenraum nicht allein als technische Infrastruktur beschrieben. Er erhält ein Betriebssystem, das Entscheidungen, Standards, Sicherheit und Serviceverantwortung miteinander verbindet. Der folgende Abschnitt betrachtet, welche Auswirkungen diese Struktur auf die Marktkommunikation und die Energiewirtschaft hat.

3.4 Auswirkungen der strukturellen Disruption auf Marktkommunikation und Energiewirtschaft

Der föderierte Energiedatenraum verändert die Marktkommunikation grundlegend und wirkt zugleich über sie und die Energiewirtschaft hinaus. Heute werden Nachrichten und Dateien zwischen Marktrollen ausgetauscht. Künftig rückt die kontrollierte Nutzung von Daten, Diensten und Prozessfunktionen in einer gemeinsamen digitalen Infrastruktur stärker in den Vordergrund. Auf Daten wird bei Bedarf zugegriffen, statt dass sie stets zwischen Marktrollen versandt werden. Das betrifft klassische Marktkommunikationsprozesse ebenso wie netzorientierte Steuerungsprozesse, die Einbindung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, die Flexibilitätsnutzung sowie datengetriebene und sektorenübergreifende Anwendungen im Energiesystem. Die Wirkung liegt weniger in einem neuen Übertragungsweg als in einer anderen Organisation des Datenaustauschs. Daten bleiben stärker bei den fachlich verantwortlichen Akteuren, Prüfschritte werden in Prozesse und gemeinsame Dienste eingebunden, Zuständigkeiten werden einheitlicher zugeordnet. Redundante Kopien, wiederholte Prüfungen, Update-Prozesse für Daten und bilaterale Sonderwege verlieren dadurch an Bedeutung. Welche Folgen das für die Marktkommunikation und die Energiewirtschaft hat, wird im Folgenden entlang von Struktur, Betriebskosten und strategischer Wirkung betrachtet.

3.4.1 Strukturwirkungen auf die Marktkommunikation

Im heutigen MaKo-Paradigma entstehen Redundanzen weitgehend aus der bilateralen Struktur des Austauschs. Identische Angaben befinden sich in mehreren Systemen, etwa im Messdatenmanagement, im Energiedatenmanagement und in Abrechnungssystemen. Bei der Messwertbereitstellung und Messwertkorrekturen, bei Gerätewechseln sowie in Bilanzierungs- und Clearing-Prozessen werden diese Angaben wiederholt geprüft, fortgeschrieben und in eigene Systemstände übertragen. Mit jeder zusätzlichen Rolle, jedem Sonderfall und jeder neuen Prozessvariante wächst diese Last. Aus den parallelen Systemständen entstehen eigene Validierungen, eigene Fehlerbilder und eigene Auslegungen. Der Umsetzungsfragenkatalog des BDEW zur Marktkommunikation zeigt, dass solche Fragen im laufenden Betrieb regelmäßig auftreten. Besonders deutlich wird dies bei Korrekturen von Werten und bei der Frage, welcher Korrekturpfad in welchem Fall anzuwenden ist (BDEW, 2025c).

Ein Energiedatenraum setzt an dieser Austauschstruktur an. Informationen werden stärker dort genutzt, wo sie entstehen oder fachlich verantwortet werden. An die Stelle langer Nachrichtenketten tritt ein kontrollierter Zugriff auf Daten und Dienste. Weitergegeben werden vor allem die Ergebnisse, die ein Prozessschritt benötigt. Datenbestände müssen seltener kopiert und über mehrere Systeme hinweg synchron gehalten werden. Dadurch sinkt die Zahl der Medien- und Systembrüche. Plausibilisierung, Prüfschritte und Statusführung lassen sich konsistenter führen. Viele Klärfälle verlieren damit ihre strukturelle Ursache, weil Konflikte seltener aus abweichenden Kopien desselben Sachverhalts entstehen.

Auch Verantwortlichkeiten werden besser zuordenbar. In der heutigen Marktkommunikation greifen fachliche Regeln, technische Implementierung und Fehlermanagement in den Einzellösungen der Marktakteure häufig ineinander. Bei Messwertkorrekturen, Fristverletzungen oder Abweichungen in bilanzierungsrelevanten Prozessen ist dann nicht immer klar, ob die Ursache in der Prozessregel, in der Datenlage oder in der technischen Umsetzung liegt. Der Energiedatenraum trennt diese Ebenen stärker. Fachliche Vorgaben, technische Standards und betriebliche Zuständigkeiten werden jeweils nachvollziehbarer verortet. Marktweite Änderungen können geordneter eingeführt werden, statt in vielen Einzellösungen separat nachgezogen zu werden.

3.4.2 Effekte auf Kosten, Betrieb und Effizienz

Wirtschaftlich relevant wird der Energiedatenraum dort, wo heutige Doppelarbeit dauerhaft Betriebskosten verursacht. Identitäts- und Berechtigungsprüfung, Validierung, Monitoring und Routing sind wiederkehrende Grundfunktionen. Werden sie von vielen Marktrollen parallel aufgebaut, gepflegt und bei Änderungen angepasst, entstehen Integrationskosten, Wartungsaufwand und wiederkehrender Testbedarf. Gemeinsame Basisdienste können diesen Aufwand bündeln.

Der laufende Betrieb profitiert nicht durch eine einzelne technische Umstellung. Entlastung entsteht, wenn weniger Abstimmung nötig ist, Fehler schneller eingegrenzt werden können und Änderungen nicht in jeder Organisation mit gleichem Aufwand nachgebaut werden müssen. Der heutige Änderungsrhythmus zeigt die Dimension. Die Bundesnetzagentur stellt Dokumente des EDI@Energy-Standards zweimal jährlich zur Konsultation. Für die Marktakteure bedeutet das wiederkehrende Anpassungen an Nachrichtentypversionen, Webdiensten, Entscheidungsbaumdiagrammen und Vorgaben zum Übertragungsweg (BNetzA, 2026b).

Auch das Prinzip Zugriff statt Kopie verändert den Aufwand im Betrieb. Heute arbeiten Marktrollen häufig mit Datenbeständen, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten aktualisiert werden. Wird eine Zuordnung, ein Stammdatum oder ein Messwert korrigiert, laufen nachgelagerte Prozessschritte zunächst mit dem alten Stand weiter. Daraus entstehen Folgefehler, zusätzliche Nachrichten, Abgleiche und manuelle Klärfälle.

Der Energiedatenraum begrenzt solche Ketteneffekte, weil auf den gültigen Datenstand an der verantwortlichen Quelle zugegriffen wird. Das verringert die Nachbearbeitung, entlastet Abrechnungsketten und reduziert die operative Spitzenlast in Umstellungsphasen. Gerade Korrektur- und Sonderfälle zeigen, wie stark unterschiedliche Datenstände den Aufwand in der Marktkommunikation erhöhen können.

Auch im Systembetrieb entstehen Effekte. Prognosen, Bilanzierung und netzdienliche Bewirtschaftung werden verlässlicher, wenn Daten aktueller und konsistenter vorliegen. Korrekturen und Sicherheitsaufschläge können sinken. Perspektivisch betrifft dies auch Systemkosten, insbesondere bei Redispatch, Systemdienstleistungen oder netzbetrieblichen Eingriffen. Maßnahmen lassen sich präziser begründen und schneller überprüfen. Die Entlastung hat damit strategisches Gewicht. Sie verbessert die Voraussetzungen für ein datenintensiveres und flexibleres Energiesystem.

3.4.3 Strategische Wirkung für Energiewende sowie Markt- und IT-Landschaft

Die Energiewende erhöht die Anforderungen an Datenprozesse deutlich. Dezentrale Erzeugung, Flexibilitätsintegration, höhere Messdatenfrequenzen und zeitkritischere Entscheidungen verlangen eine andere Geschwindigkeit und Genauigkeit im Datenaustausch. Die heutige Marktkommunikation kann weiterentwickelt werden, bleibt aber durch Prozessketten, Datenkopien und bilaterale Abhängigkeiten geprägt. Die dena-Befragung zum Datenaustausch in der Energiewirtschaft bestätigt diese Einschätzung aus der Praxis. Der unternehmensübergreifende Datenaustausch wird dort als wichtig eingeordnet, zugleich aber als verbesserungsbedürftig beschrieben (dena, 2024a).

Der Energiedatenraum adressiert diese Grenze, indem er Daten und Dienste als wiederverwendbare Infrastruktur organisiert. Regulatorisch geforderte Eigenschaften können dadurch stärker im Betrieb verankert werden. Auditierbarkeit und Nachweisführung entstehen aus Protokollierung, Identitätsbindung und kontrollierter Nutzung im laufenden Prozess. Sie müssen nicht erst nachträglich aus mehreren Systemen rekonstruiert werden. Datensouveränität und Interoperabilität stützen sich auf gemeinsame Standards, klare Zugriffsregeln und technisch durchgesetzte Nutzungsbedingungen.

Für datengetriebene Anwendungen entsteht dadurch eine bessere Grundlage. Prognosen, Flexibilitätsplattformen, KI-gestützte Optimierungen und sektorenübergreifende Verfahren brauchen einen kontrollierten Zugang zu Daten und nachvollziehbare Ergebnisse. Ein breiter Versand sensibler Rohdaten ist dafür nicht in jedem Fall erforderlich. Der fachliche Fortschritt liegt in einer Nutzung, die regelkonform, überprüfbar und für mehrere Akteure auch sektorenübergreifend anschlussfähig bleibt.

Die Wirkung reicht bis in die Marktstruktur und IT-Landschaft. Gemeinsame Standards, interoperable Dienste und wiederverwendbare Komponenten verringern den Bedarf an individuellen Konvertierungen und Sonderlösungen. Wertschöpfung verlagert sich stärker in standardisierte Dienste, fachnahe Anwendungen und datenbasierte Mehrwertangebote unter Nutzung einer gemeinsamen Infrastruktur. Das kann Markteintrittshürden für Aggregatoren, Prognosedienste, Energieserviceanbieter, Flexibilitätsanbieter oder Plattformen senken, wenn weniger proprietäre Vorleistungen für Anbindung und Datennutzung erforderlich sind. Geschäftsmodelle, die stark von Komplexität und Medienbrüchen im Punkt-zu-Punkt-Betrieb abhängen, geraten unter Anpassungsdruck.

Vertrauensdienste und technische Nachweisführung verstärken diese Entwicklung. Kontrollierbare, nachvollziehbare und auditierbare Datennutzung erhöht die Akzeptanz digitaler Prozesse und datenbasierter Zusammenarbeit. Auch die regulatorische Weiterentwicklung wird einfacher, wenn neue Instrumente auf einer Infrastruktur aufsetzen, in der Kontrolle und Nachweisführung bereits zum Betrieb gehören.

In der Gesamtschau führt ein Energiedatenraum zu einer spürbaren strukturellen Entlastung. Kopien werden seltener, bilaterale Sonderwege verlieren an Gewicht und wiederkehrende Basisfunktionen müssen nicht mehr bei vielen Marktrollen parallel betrieben werden. Gleichzeitig bleibt die Datennutzung kontrolliert und nachvollziehbar. In dieser Verschiebung liegt die disruptive Wirkung des Energiedatenraums. Der folgende Anwendungsfall variabler Netzentgelte macht diese Wirkung praktisch überprüfbar.

4. Umsetzung variabler Netzentgelte im Energiedatenraum als Anwendungsfall

Die Nutzung variabler Netzentgelte stellt einen besonders geeigneten Anwendungsfall für die Weiterentwicklung des Datenaustauschs über Datenräume dar. Es handelt sich um einen aktuellen Prozess mit großer Relevanz für das Gelingen der Energiewende. Zugleich erhöht sich dadurch die Komplexität des Informationsaustauschs. Der Prozess erfordert die Kommunikation zwischen einer hohen Zahl von Netzbetreibern, Messstellenbetreibern und Lieferanten und ist damit ein gutes Beispiel für eine Many-to-many-Kommunikation in der Branche. Gerade diese Prozesse adressiert die aktuelle Marktkommunikation und etabliert über Festlegungen zu Prozessen und Datenformaten Standards, die das Funktionieren der Abläufe über alle Marktpartner hinweg ermöglichen.

Vor diesem Hintergrund ist die Umsetzung variabler Netzentgelte ein geeignetes Beispiel, um das Vorgehen und die resultierende Architektur in einem Datenraum zu konzipieren und zu demonstrieren. In diesem Kapitel werden die beteiligten Akteure sowie die notwendigen Daten und Prozesse beschrieben. Darüber hinaus wurde ein Service zur Berechnung der variablen Netzentgelte im Datenraum entwickelt.

Die Umsetzung erfolgt im Datenraum Re4DE des Future Energy Lab der dena. Dieser wurde als Referenzsystem für den Datenaustausch im Energiesektor entwickelt. Der Aufbau und die grundlegende Idee des Datenraums wurden in einem Factsheet (dena, 2025b) beschrieben. Die technologische Umsetzung geschieht auf Basis des Software-Stacks Re4DE, der als Open Source Software unter Apache-2.0-Lizenz auf GitHub (Future Energy Lab, 2026b) veröffentlicht ist. Die Datenraumentwicklung inklusive aller umgesetzten Anwendungsfälle ist in einer Gesamtdokumentation veröffentlicht.[2]

4.1 Beteiligte Akteure

Im Energiedatenraum wurde der Datenaustausch zwischen Verteilnetzbetreiber (VNB), Lieferant (LF) und Messstellenbetreiber (MSB) modelliert und getestet. Um die vorab bereits umgesetzten Anwendungsfälle rund um das digitale Leuchtturmdorf Borchen-Etteln auszubauen, wurden die Preisblätter des Projektpartners Westfalen Weser Netz und die Messwertbereitstellung der Westfalen Weser Energie als konkrete Beispiele gewählt. WestfalenWIND übernimmt die Rolle des Lieferanten im Re4DE. Als Messdaten werden die iMSys-Daten der Re4DE-Teilnehmer verwendet. Die Messdaten werden aggregiert und dadurch anonymisiert und für die Berechnungen der Netzentgelte genutzt.

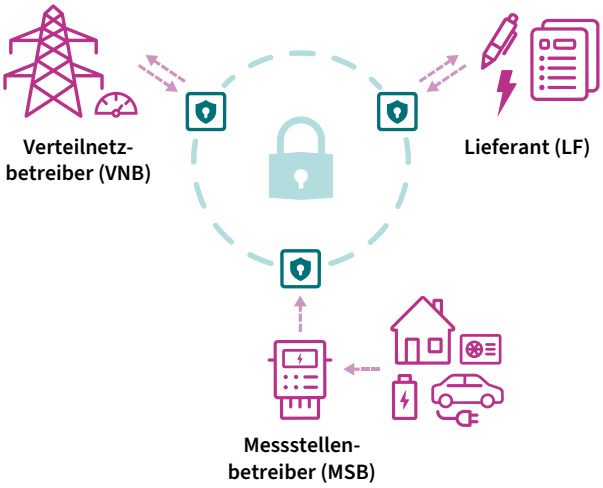

Abbildung 8: Akteursdiagramm im Anwendungsfall variabler Netzentgelte

Abbildung 8 zeigt die Akteure, die für die praktische Umsetzung in der Feldumgebung des Re4DE erforderlich sind. Sie nehmen jeweils mit eigenen Konnektoren am Datenraum teil. Die Konnektoren bilden die vertrauenswürdigen technischen Zugangspunkte zum Energiedatenraum und werden durch die türkisen Schloss-Symbole dargestellt.

Um die Nutzung des Energiedatenraums über mehrere VNB zu veranschaulichen, wurden außerdem die Preisblätter für zwei weitere Stadtwerke in das Re4DE integriert. Sie sind weitere Beispiele für Datenbereitsteller. In der Praxis würde sich diesem Aufbau folgend ein Datenraum ergeben, der etwa 800 VNB, 800 MSB und 1.500 LF verbindet.

2 Der Testfeldbericht ist unter der folgenden URL abrufbar: https://future-energy-lab.de/news/bericht-use-case-energie-re4de-umsetzung/

4.2 Variable Netzentgelte als Dateninput

Grundlage für die Umsetzung der variablen Netzentgelte im Datenraum sind die Veröffentlichungen der Preisblätter der Verteilnetzbetreiber. Für das Anwendungsbeispiel wird das **Preisblatt der Westfalen Weser Netz** (Westfalen Weser Netz GmbH, 2026) verwendet. Darin werden die Preisstufen für den Niedriglasttarif (NT), den Standardtarif (ST) und den Hochlasttarif (HT) festgelegt. Zudem erfolgt darin die zeitliche Zuordnung der Preisstufen zu Quartalen und Stundenblöcken über den Tag. In Tabelle 7 sind die Preisinformationen zu den Tarifstufen dargestellt. Tabelle 8 zeigt die Festlegung der Zeiträume für die Tarifstufen. Die Darstellungen sind an die Struktur der veröffentlichten Preisblätter angelehnt. In Abbildung 9 werden die Angaben grafisch über den Tagesverlauf dargestellt. Der Verteilnetzbetreiber Westfalen Weser hat variable Netzentgelte nur für das zweite und dritte Quartal festgelegt. Dies legt den Schluss nahe, dass unter den Anforderungen des aktuellen § 14a EnWG variable Netzentgelte nur für zwei Quartale adäquat sind, um den Erfordernissen des lokalen Netzes gerecht zu werden. Die NT-Zeiten liegen während der Mittagszeit. Dies lässt darauf schließen, dass der lokale Verbrauch der im Sommer eingespeisten Photovoltaik-Leistung angereizt wird.

EDI-Code ID	Preisstufe	Arbeitspreis (ct/kWh), netto (brutto)
1-02-0-017	HT (Hochlasttarif)	10,90 (12,97)
1-02-0-002	ST (Standardtarif)	6,46 (7,69)
1-02-0-018	NT (Niederlasttarif)	2,58 (3,07)

Tabelle 7: Preisbezeichnungen und Preise am Beispiel von Westfalen Weser Netz (Quelle: **Elektronisches Preisblatt**) (Westfalen Weser Netz GmbH, 2026)

Zeitraum			NT		HT	
			Von	Bis	Von	Bis
1. Quartal	01.01.2026	31.03.2026				
2. Quartal	01.04.2026	30.06.2026	11:00	16:00	17:00	21:00
3. Quartal	01.07.2026	30.09.2026	11:00	16:00	17:00	21:00
4. Quartal	01.10.2026	31.12.2026				

Tabelle 8: Festlegung der Zeiträume für Tarifstufen nach Modul 3 im Netzgebiet der Westfalen Weser Netz (Quelle: **Preisblatt Netznutzung Strom**) (Westfalen Weser Netz GmbH, 2026)

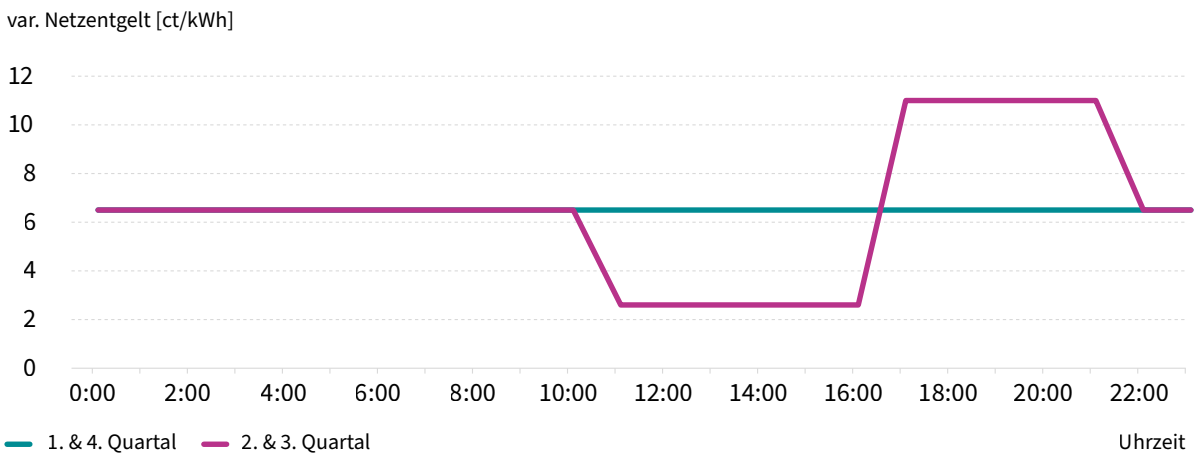

Abbildung 9: Darstellung der variablen Netzentgelte im Tageszeitverlauf

4.3 Prozessbeschreibung

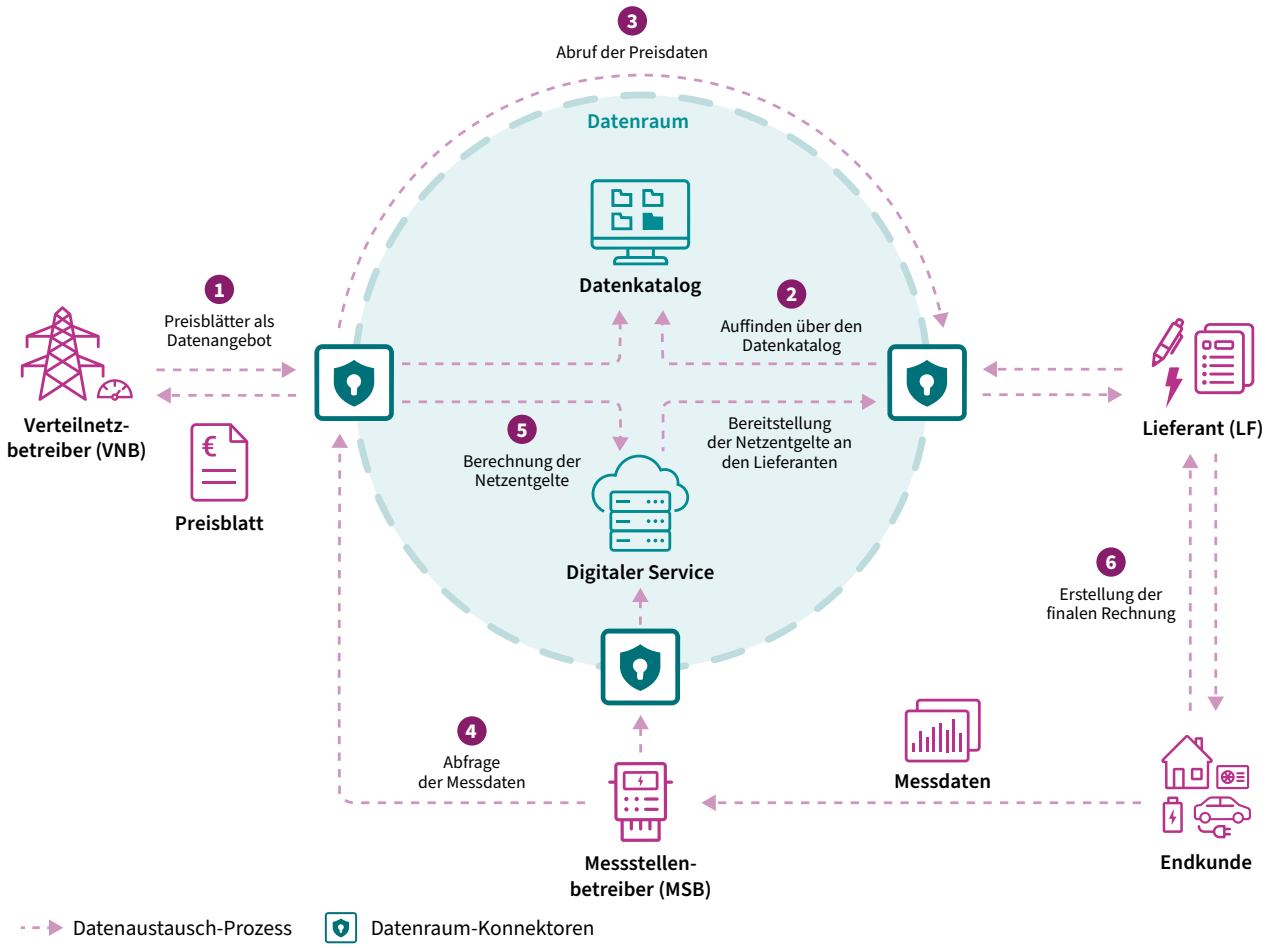

Abbildung 10: Übersichtsgrafik zu Datenflüssen im Re4DE zur Abrechnung variabler Netzentgelte

Variable Netzentgelte sind ein Preissignal zur Nutzung der Netze. Damit Lieferanten sie gegenüber ihren Kunden abrechnen können, müssen die Messdaten des Stromverbrauchs vom Messstellenbetreiber und die variablen Netzentgelte des Verteilnetzbetreibers bereitgestellt werden. Abbildung 10 veranschaulicht die Datenaustauschprozesse im Anwendungsfall. Sie laufen in folgenden Schritten ab:

1. Der VNB stellt über den Energiedatenraum ein Preisblatt für die variablen Netzentgelte bereit. Über den Datenkatalog werden die Datenangebote der VNB und damit die Preisblätter berechtigten Marktakteuren auffindbar gemacht.

2. Der LF findet über den Katalog das Datenprodukt für die Preise des gesuchten VNB im gewünschten Zeitraum.

3. Der LF fragt die entsprechenden Preise für einen bestimmten Abrechnungszeitraum über den Datenraum beim VNB an.

4. Der VNB fragt für den angefragten Zeitraum die Verbrauchsdaten (über Tarifanwendungsfall (TAF) 7 oder TAF 2) der Endkundin oder des Endkunden über den MSB ab. In der Demonstration wird TAF 7 verwendet.

5. Der VNB berechnet mit den Daten des MSB und den Daten aus dem eigenen Preisblatt über einen im Datenraum etablierten Service die anfallenden Netzentgelte für den angefragten Zeitraum und stellt sie dem LF bereit.

6. Der LF nutzt diese Daten und erstellt zusammen mit dem anfallenden Energiepreis und weiteren Komponenten die Stromrechnung für den Kunden.

Eine zentrale Rolle hat bei der Umsetzung im Datenraum der Katalog. Über ihn werden die Preisblätter der VNB verfügbar. Der Katalog funktioniert wie ein Inhaltsverzeichnis. Datenraumteilnehmer sehen darin alle Datenangebote, die für sie verfügbar sind. Der Katalog veröffentlicht nur die Beschreibung der Daten, ergänzende Metadaten und Nutzungsbedingungen. Diese Bedingung könnte etwa den Zugriff auf die Preisblätter für alle Marktpartner erlauben. Die Daten der Preisblätter selbst werden vom VNB über eine REST-Schnittstelle (Representational State Transfer) in einem JSON-Format bereitgehalten. Über den Katalog können alle Lieferanten über die verwendeten Beschreibungen automatisch auf die gesuchten Preise zugreifen. In der Datenbeschreibung können etwa folgende Informationen enthalten sein:

- Artikel-ID gemäß EDI-Codeliste des Produkts aus dem elektronischen Preisblatt

- Zeitlicher Bezug (Jahre, Quartale, höhere zeitliche Auflösung möglich)

- Räumlich-technischer Bezug (Postleitzahl, Netzebene, andere Kriterien)

Metadaten ermöglichen erweiterte Anwendungen für dynamische Netzentgelte

Die Nutzung der Metadaten für zusätzliche zeitlich-räumliche Angaben ermöglicht eine einfache Weiterentwicklung für den Fall einer weiteren Dynamisierung der Netzentgelte. Insbesondere eine höhere zeitliche Auflösung und kürzere Vorlaufzeiten werden derzeit im Rahmen des AgNes-Festlegungsverfahrens der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2026c) diskutiert. Durch die zusätzlichen Angaben können ohne Weiteres auch für täglich aktualisierte Day-Ahead-Netzentgelte oder im Extremfall auch 15-minütlich oder noch häufiger aktualisierte Netzentgelte im Tagesverlauf bereitgestellt und abgerufen werden. Begrenzend ist hier nicht der Prozess im Datenraum, sondern vor allem die Vereinbarung der energiewirtschaftlich gewünschten Integration in bestehende Marktprozesse und die Fähigkeit der dahinterliegenden Systemlandschaft, Daten in höherer Frequenz zu bestimmen bzw. zu verarbeiten.

Auch örtlich können über die Metadaten Preise für genauere räumliche Zuordnungen vorgesehen werden. Fachlich kann das durch unterschiedliche Herausforderungen im Netzbetrieb begründet sein. Im ländlichen Bereich können Themen der Einspeisung aus Photovoltaik und Wind im Fokus stehen, während in städtischen oder industriell geprägten Räumen Spitzenlasten zu anderen Prioritäten bei der Preissetzung führen würden.

4.4 Service zur Netzentgeltberechnung

Neben dem Zugang zu den notwendigen Daten kann am Anwendungsfall auch die Nutzung von digitalen Services im Datenraum gezeigt werden. Durch die gezielten Freigabefunktionen im Datenraum entstehen Freiheiten, wie Software-Funktionen umgesetzt werden. Dies wird am Beispiel des Service zur Netzentgeltabrechnung gezeigt. In Abbildung 11 wird der Ablauf in einem Sequenzdiagramm beschrieben. Der Prozess beginnt mit dem Abschluss des Stromliefervertrags eines Haushalts mit einem Lieferanten für eine Marktlokation (MaLo), für die variable Netzentgelte mit den Modulen 1 und 3 abgerechnet werden sollen. Anlass hierfür kann beispielsweise die Anschaffung eines Elektroautos sein, das im Haushalt geladen werden soll.

Wenn der Lieferant eine Rechnung an den Kunden im Rahmen eines Stromliefervertrags (1) stellen will, sendet er eine Anfrage an den VNB mit der MaLo-ID und dem gewünschten Abrechnungszeitraum (2). Der VNB wiederum fragt für diesen Zeitraum die Verbrauchsdaten vom MSB ab (3). Der MSB aggregiert die in 15-Minuten-Auflösung vorliegenden Messdaten zu stündlichen Messwerten (4) und stellt sie als JSON im Datenraum bereit (5). Die stündlichen Messwerte können je nach den entsprechenden regulatorischen Vorgaben in einzelnen Stunden oder aggregiert in Blöcken, zum Beispiel für den gesamten Verbrauch während der Niedrigtarifzeit, übermittelt werden. Der VNB kann mit diesen Daten und den Angaben aus dem eigenen Preisblatt für den angefragten Zeitraum die Netzentgelte für die MaLo berechnen (6) und diese dann ebenfalls im Datenraum zur Verfügung stellen. Diese Daten zum Verbrauch und zu den berechneten Netzentgelten besorgt sich anschließend der Lieferant (7), erzeugt aus seinen eigenen Tarifen und separat vom MSB erhaltenen Messdaten die Rechnung für den Kunden (8) und sendet diesem dann das Dokument zu (9).

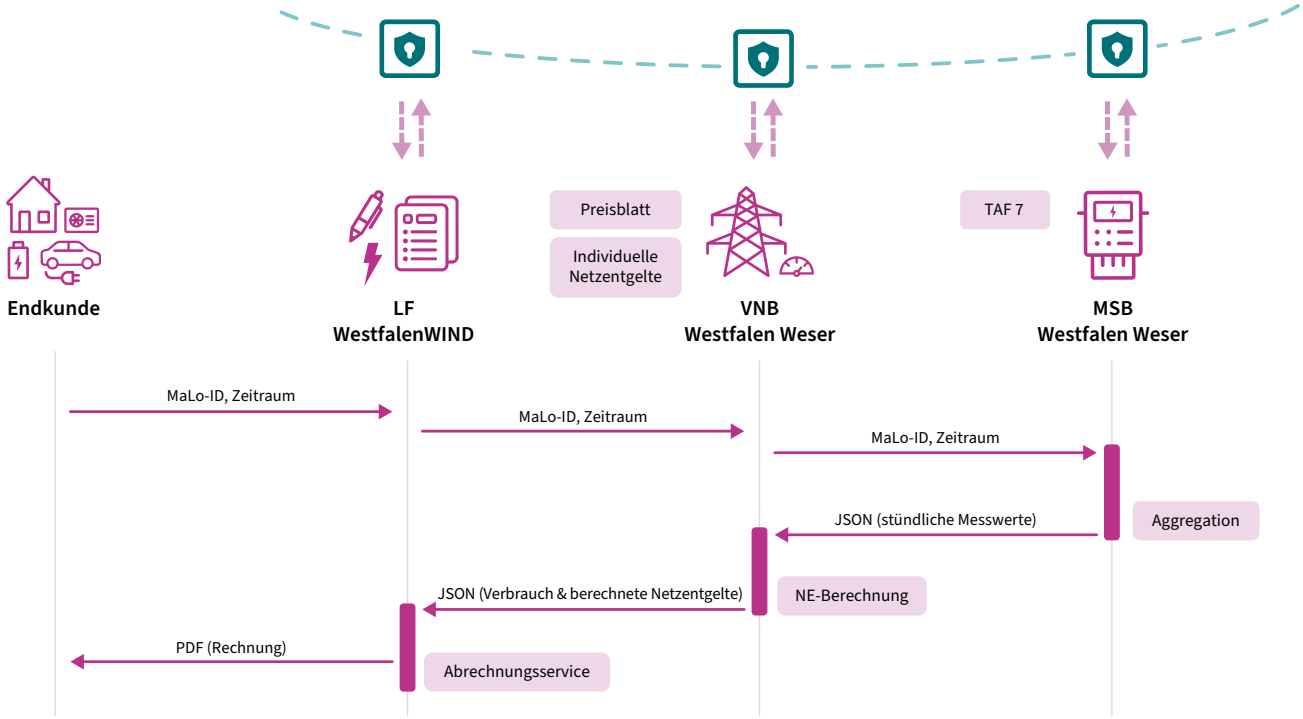

Abbildung 11: Sequenzdiagramm für die Berechnung der variablen Netzentgelte im Energiedatenraum

Da es sich bei der Abrechnung der eigenen Leistungen um einen wirtschaftlich relevanten Prozess handelt, verstehen Netzbetreiber diesen Prozess als Kernaufgabe. Weitere Varianten sind aber denkbar. Am Beispiel des Berechnungsservice lassen sich die flexiblen Gestaltungsmöglichkeiten von IT-Architekturen darstellen. In Verbindung mit dem Katalog kann der Service prinzipiell für alle VNB eingesetzt werden. Dabei kann die Berechnung sowohl innerhalb der Organisation als auch als externer Service gedacht werden. Es ergeben sich für diesen Service folgende Umsetzungsvarianten:

- Umsetzung einer Referenzimplementierung entsprechend den vereinbarten und standardisierten Datenformaten als Open Source Software, die von VNB integriert werden kann
  Vorteil: Entwicklungen können zentralisiert beauftragt und umgesetzt werden, unterstützt einheitliche Interpretationen, lässt Freiraum für Anpassungsentwicklungen in bestehenden Systemen und Umsetzungen durch Dienstleister oder Energieunternehmen direkt

- Umsetzung als Berechnungsservice in Form eines externen Service von IT-Dienstleistern, der für mehrere Kunden bereitgestellt werden kann
  Vorteil: Ähnlich zur aktuellen Marktstruktur, Umsetzung von aktuellen Prozessexpertinnen und -experten, gutes Verständnis bestehender Systemlandschaften

- Umsetzung als zentraler Service ohne eigene Datenhaltung, der von einem zentralen Akteur im Datenraum entwickelt, bereitgestellt und gepflegt wird
  Vorteil: Zentrale Entwicklung und Bereitstellung des Prozesses, verbindliche und einheitliche Nutzung im Markt, Datenhaltung und -verantwortung bei MSB

- Umsetzung als zentraler Service mit eigener Datenhaltung, der sowohl den Prozess als auch Daten auf einer Plattform zusammenführt
  Vorteil: Zentrale Entwicklung und Bereitstellung des Prozesses, Datenhaltung ermöglicht Ausweitung auf weitere Prozesse

4.5 Mapping zu Funktionen des Dataspace Protocol

Im vorangegangenen Abschnitt wurde der Anwendungsfall fachlich und prozessual beschrieben. Im Folgenden wird die technische Realisierung im Energiedatenraum kurz erläutert. Eine ausführlichere Beschreibung der technischen Realisierung erfolgt in der Dokumentation des Testfelds (Future Energy Lab, 2026c).

Im ersten Schritt werden die Preisblätter veröffentlicht. Dazu wird ein Data Asset über den eigenen Konnektor im Datenraum angelegt, das Informationen zum Preisblatt über die Metadatenbeschreibung erhält.

Abbildung 12 zeigt, welche Informationen für das Anlegen eines Assets notwendig sind:

- Die *ID* definiert den Datensatz und macht ihn für den Katalog auffindbar. Der Name beschreibt kurz den Inhalt des Datensatzes und unter *Content-Type* wird der Datentyp der Daten definiert.

- Unter *Data Address* wird die URL (Uniform Resource Locator) zum Datensatz zusammen mit weiteren Details für ihre Benutzung angegeben.

- Die Metadaten sind im Asset als *Properties* definiert. Zur Klassifizierung als Preisblatt wird das Attribut *documentType* mit dem Wert *„price-sheet“* gesetzt. Unter dem Attribut *edi-codes* werden die IDs der drei Preisstufen hinterlegt. Als weitere Möglichkeit ist im Beispiel die Angabe von Postleitzahlen dargestellt. Es folgen zeitliche Angaben zum Geltungszeitraum des Datensatzes. Zusätzlich wäre eine Angabe zur zeitlichen Auflösung (von Quartal bis 15-Minuten-Zeitstempel) möglich.

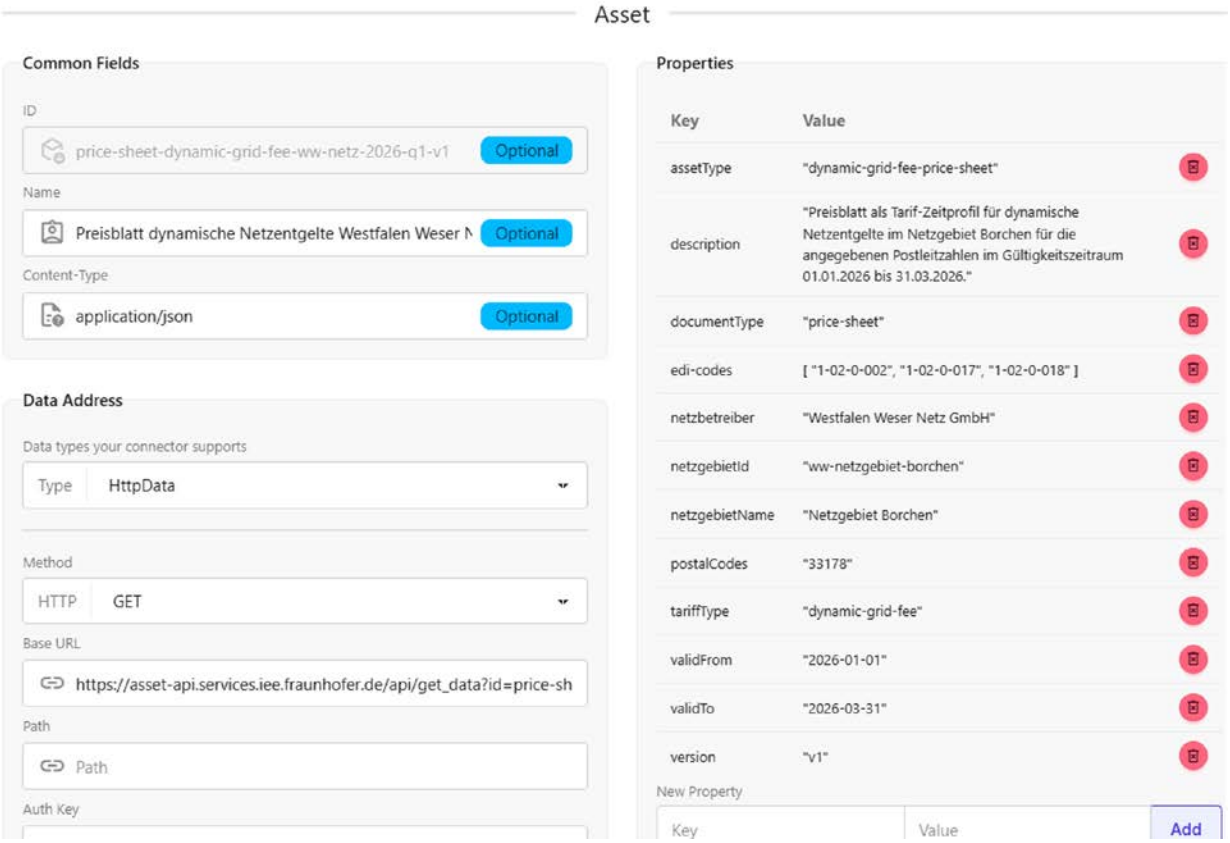

Abbildung 12: Abbildung eines Formulars zur Definition eines Data Asset

Im Katalog des Energiedatenraums sind die Preisblätter der jeweiligen Netzbetreiber dann einfach auffindbar. Wie Abbildung 13 zeigt, erfolgt die Filterung dabei über den definierten *documentType*, sodass alle als Preisblatt klassifizierten Angebote gezielt unter ihren Asset-IDs identifizierbar sind. Auf diese Weise wird eine strukturierte und transparente Darstellung der verfügbaren Preisblätter gewährleistet. Dies wäre etwa vergleichbar mit einem Verzeichnis der veröffentlichten Preisblätter über alle teilnehmenden Unternehmen und EDI-Codes hinweg.

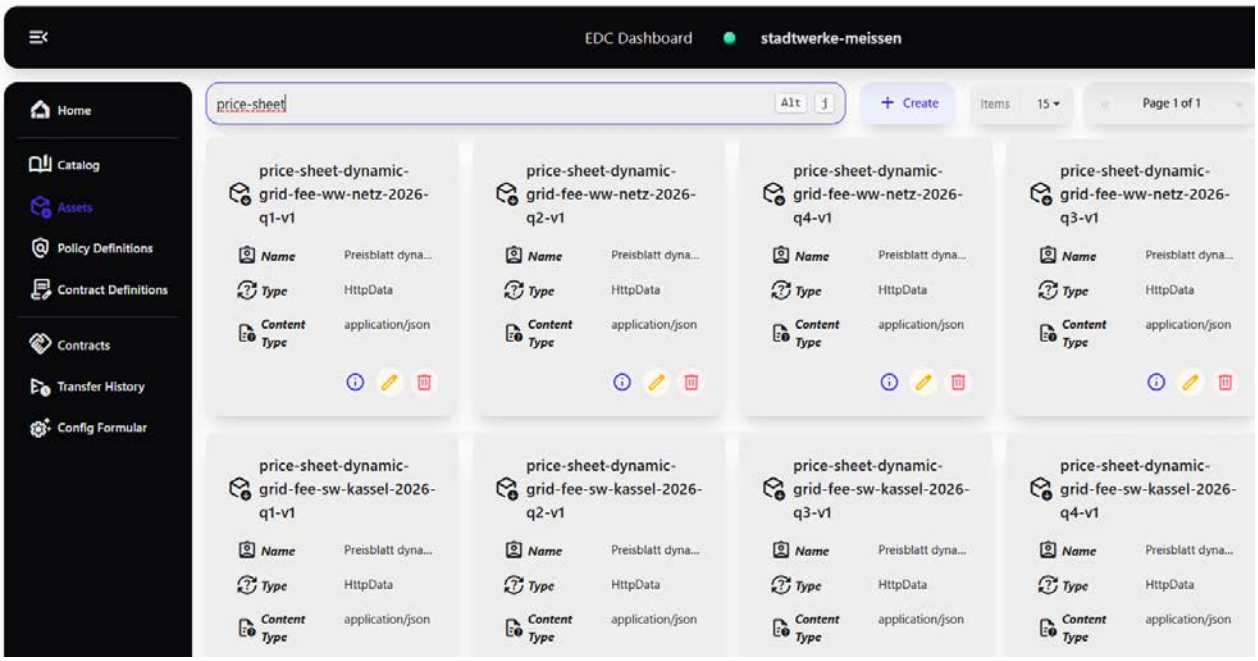

Abbildung 13: Abbildung der Netzentgeltinformationen im Katalog des Energiedatenraums

Im Beispiel sind die Daten-Assets für drei unterschiedliche VNB dargestellt. Die Unternehmen sind über die Angabe ihrer Provider-ID im Datenraum erkennbar. Im mittleren Datenangebot etwa steht ww-netz für Westfalen Weser Netz und sw-kassel für die Städtischen Werke Kassel. In dem Ausschnitt des Katalogs in Abbildung 13 sind jeweils Daten-Assets für jedes Quartal des Jahres 2026 angelegt. Dies würde den aktuellen Stand der Regulatorik abbilden. Höhere zeitliche Auflösungen wären technisch aber ohne Weiteres möglich.

Um Daten im Datenraum zugänglich zu machen, ist es notwendig, maschinenlesbare Datenzugangs- und Nutzungsbedingungen für den Zugriff und den Gebrauch der Daten zu definieren. Sie werden als Access Policies und Contract Policies festgelegt und bei den Datenangeboten hinterlegt. Für diesen Fall von veröffentlichungspflichtigen Informationen wurde festgelegt, dass die Daten für alle Akteure im Markt zugänglich und nutzbar sein sollen.

Auf diese Weise wird der Katalog zu einem zentralen Zugangspunkt für standardisiert bereitzustellende Daten von Marktpartnern. Die Bereitstellung der Daten über REST-APIs und eine branchenweite Konvention zu Metadaten ermöglichen die automatisierte Einbindung und Nutzung dieser Daten über den Katalog im Datenraum.

5. Vergleich von Energiedatenraum, Plattformlösung und aktueller Marktkommunikation für hergeleitete Datenaustauschanforderungen

Dieses Kapitel greift die am Anwendungsfall variabler Netzentgelte hergeleiteten Anforderungen für einen künftigen Datenaustausch aus den Kapiteln 2.4.6 und 2.5 auf und vertieft diese Betrachtung. Vorliegend werden die Anforderungen unterkapitelweise beschrieben und Ansätze für den Datenaustausch verglichen, wobei vorrangig die IT-Architekturalternativen der digitalen Plattform (bzw. Plattformlösung) und des (Energie-)Datenraums der aktuellen Marktkommunikation gegenübergestellt werden. Das Konzept der digitalen Plattform steht dabei stellvertretend für die Zentralisierung der Datenhaltung und -verarbeitung. Beide Alternativen zur aktuellen Marktkommunikation werden im Folgenden kurz erläutert.

Die **aktuelle Marktkommunikation** hat bereits Grundlagen etabliert, die auch für einen Datenraum erforderlich sind. Wie in Kapitel 2 beschrieben, sind unternehmensübergreifende Datenaustauschprozesse und Datenformate vereinbart. Das Identitätsmanagement wird über die Nutzung einer PKI für alle Marktpartner organisiert. Auch Rollen und damit verbundene Verantwortlichkeiten sind definiert. Die Prozessbeschreibungen werden in einem ständigen Austausch mit dem Regulierer weiterentwickelt und an neue Herausforderungen angepasst. Die Verantwortung für die Umsetzung liegt bei den jeweiligen Energieunternehmen und ihren IT-Dienstleistern.

Eine **digitale Plattform** ist eine Lösung für den Datenaustausch in einem Ökosystem, bei dem die Daten- und Servicebedarfe mehrerer Akteure mit unterschiedlichen Beziehungen untereinander zusammengeführt werden und durch deren Interaktion Wertschöpfung ermöglicht wird. Beispiele im Business-to-Consumer-Bereich sind etwa soziale Netzwerke wie LinkedIn oder Facebook. Im gewerblichen Bereich gibt es sowohl Handelsplattformen wie Amazon Business oder Alibaba als auch Plattformen im Lieferkettenbereich wie etwa zum Lieferantenmanagement. Der Netzwerkeffekt ist zentral für den Erfolg einer Plattform. Der Nutzen der Plattform steigt dabei mit zunehmender Teilnehmerzahl. Die Entwicklung und Etablierung einer digitalen Plattform sind mit hohen Kosten und Anlaufrisiken verbunden. Im Betrieb sind dann die marginalen Kosten für die Skalierung über weitere Nutzer oder Nutzergruppen gering. Hinsichtlich der Governance übernimmt der Plattformbetreiber Entscheidungs- und Koordinierungsfunktionen und bestimmt Zugangsregeln und Qualitätsstandards. Dabei ist es notwendig, Vertrauen bei allen Nutzergruppen zu schaffen.

Datenräume sind dezentrale Dateninfrastrukturen, die den souveränen und interoperablen Austausch von Daten zwischen Organisationen sowie Datensouveränität für Datengeber ermöglichen. Diese definieren Zugangs- und Nutzungsbedingungen für den Zugriff auf Daten für Dritte. Technische Grundlage ist das Dataspace Protocol, das die Beschreibung und Veröffentlichung von Datenangeboten sowie die Verhandlung des Datenzugangs standardisiert regelt. Hinzu kommen gemeinsame Ansätze für das Identitätsmanagement und zur Authentifizierung der Teilnehmer. Die Governance erfolgt durch neutrale Akteure, die organisatorische und rechtliche Aspekte der Teilnahme regeln.

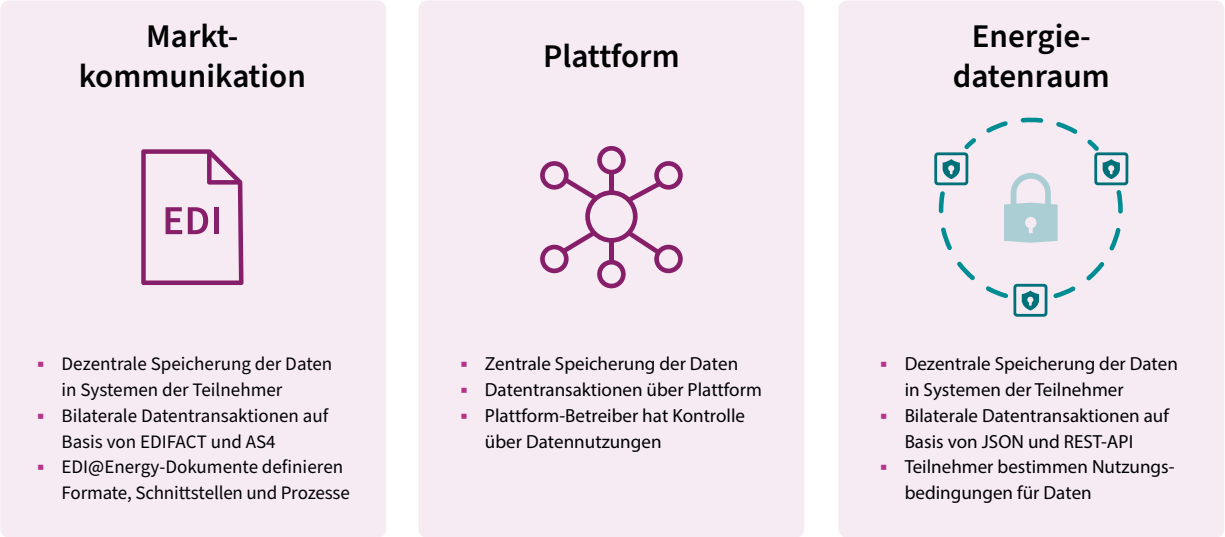

Abbildung 14: Zentrale Merkmale von aktueller Marktkommunikation, digitaler Plattform und Datenraum

Wie beschrieben, werden in diesem Kapitel die Anforderungen an den Datenaustausch aus Kapitel 2.4.6 für die IT-Architekturalternativen diskutiert. Zur Strukturierung und Einordnung der Anforderungen wird eine Hierarchie der Anforderungen in Form einer Bedürfnispyramide verwendet. Sie ist in Abbildung 15 dargestellt. Darin bilden die Anforderungen zu Vertraulichkeit und Anonymität sowie zu Integrität und Authentizität die Basis für eine sichere Kommunikationsinfrastruktur. Darüber wird das Verfügbarkeitslevel der Infrastruktur als wesentliche Grundlage eingeordnet. Das Automatisierungspotenzial, der Durchsatz des Systems und die weitere Skalierbarkeit folgen darauf als Anforderungen für eine hohe Performance. Die Interoperabilität ist ein wesentliches Merkmal, um die Skalierbarkeit weiter zu steigern, die Anforderung wird allerdings der Performance nachgeordnet. Die Reihenfolge der Unterkapitel folgt dabei nicht strikt der vertikalen Hierarchie der Bedürfnispyramide, sondern berücksichtigt auch inhaltliche Abhängigkeiten zwischen den Anforderungen: Interoperabilität wird als Voraussetzung für Skalierbarkeit vorgezogen, während Vertraulichkeit und Anonymität als querschnittliche Anforderungen abschließend behandelt werden.

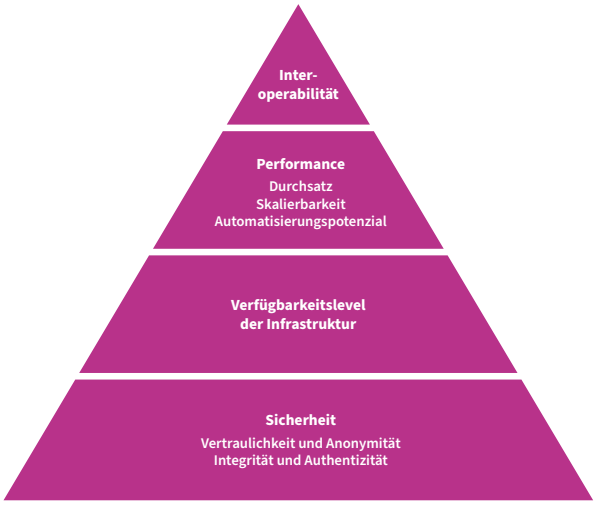

Abbildung 15: Hierarchie der Anforderungen anhand einer Bedürfnispyramide

Im Anschluss an die Diskussion der Anforderungen in den folgenden Unterkapiteln werden die Überlegungen in einer qualitativen Bewertung in Tabelle 9 zusammengefasst. Sowohl bei Datenräumen als auch bei digitalen Plattformen sind innerhalb der Architekturvarianten eine Vielzahl möglicher Umsetzungen für ein konkretes Anwendungsszenario denkbar. Deshalb muss sich die Diskussion hier auf prinzipielle Eigenschaften und Strukturelemente beschränken.

5.1 Integrität und Authentizität

Integrität und Authentizität bezeichnen den Bedarf für den Zugang zu nachweisbar ursprünglichen Daten, die nicht unbemerkt verändert bzw. manipuliert wurden. Sowohl die Marktkommunikation als auch der Energiedatenraum nutzen in diesem Bereich ein Trust Framework, das eine verlässliche Basis für sichere Kommunikation schafft. In beiden Ansätzen erfolgt eine sichere Authentifizierung der beteiligten Akteure – in der MaKo durch das etablierte MaKo-Zertifikat, im Energiedatenraum durch eine Datenraum-Identität auf Basis eines Zertifikats oder einer SSI. Damit ist in beiden Fällen sichergestellt, dass ausschließlich identifizierte und autorisierte Teilnehmer am Datenaustausch teilnehmen können.

Auf der Ebene der Nachrichtenintegrität und Übertragungssicherheit bestehen jedoch Unterschiede. Die MaKo setzt auf das AS4-Protokoll, das neben der Transportverschlüsselung mittels mTLS (Mutual Transport Layer Security) auch die Inhalte der Nachrichten verschlüsselt und die Nachrichten signiert. Dies gewährleistet eine durchgängige, nachweisbare Nachrichtenintegrität und Nichtabstreitbarkeit auf Protokollebene. Im Energiedatenraum können diese Schritte ebenfalls realisiert werden. Ergänzend besteht die Möglichkeit, Hashes der bereitgestellten Data Assets zu veröffentlichen, anhand derer Empfänger die Unversehrtheit der Daten eigenständig überprüfen können. Zudem erfolgt im Konnektor ein Logging der geschlossenen Nutzungsverträge sowie der durchgeführten Transaktionen. Damit werden Abläufe auch nachträglich nachvollziehbar. Im Energiedatenraum auf Basis des Re4DE-Konnektors ist neben den mTLS-Verbindungen mit MaKo-Zertifikaten gleichzeitig auch die Kommunikation auf Basis von Authentifizierungen anhand von SSI möglich.

Plattformlösungen haben auf technischer Ebene den Vorteil, dass Konsistenzprobleme durch zentrale Datenhaltung und -verarbeitung seltener auftreten. Allerdings ergeben sich auch spezifische Risiken: Da ein Plattformbetreiber als Dritter die Daten der beteiligten Akteure vorhält und verwaltet, ist ein Vertrauensvorschuss gegenüber diesem Intermediär erforderlich. Der Plattformbetreiber muss entsprechend in das Vertrauensnetzwerk der beteiligten Marktakteure integriert werden, was zusätzliche vertragliche und technische Maßnahmen zur Sicherstellung der Datenintegrität erfordert. Ein besonders kritischer Aspekt ist dabei die fehlende Transparenz hinsichtlich der auf der Plattform ablaufenden Prozesse. Wenn der Quellcode oder die maßgeblichen Verarbeitungsregeln nicht offengelegt werden, ist eine externe Überprüfung der korrekten Funktionsweise nicht möglich. Dies schränkt die Nachvollziehbarkeit und Prüfbarkeit der Datenverarbeitung erheblich ein und stellt eine strukturelle Schwäche im Vergleich zu den beiden anderen Ansätzen dar.

5.2 Verfügbarkeitslevel der Infrastruktur

Unter Verfügbarkeit wird der Zeitanteil verstanden, in dem ein System, eine Dienstleistung, eine Ressource oder ein Datensatz von Anwendern wie erwartet genutzt werden kann. Die Verfügbarkeit von Daten hängt zunächst fachlich von den internen Prozessen zur Erhebung, Verarbeitung und Haltung von Daten innerhalb der Unternehmen ab und liegt in deren Verantwortung, unabhängig von den Architekturen der weiteren Infrastruktur. Daher wird diese Verfügbarkeit nicht weiter betrachtet. Auch die Anforderungen an die Verfügbarkeit der Infrastruktur sind grundsätzlich unabhängig davon, ob die Kommunikation über die etablierte Marktkommunikation, einen dezentralen Energiedatenraum oder eine Plattformlösung genutzt wird, und ergeben sich aus den fachlichen energiewirtschaftlichen Anforderungen. Insofern muss jede Variante die geforderte Verfügbarkeit erreichen.

Hinsichtlich der technischen Anforderungen und der betrieblichen Komplexität werden die MaKo und der Energiedatenraum als weitgehend gleichwertig eingeschätzt. Beide Ansätze erfordern den Betrieb und die Wartung geeigneter Software-Komponenten – entweder eines AS4-Adapters für die MaKo oder eines Konnektors für den Energiedatenraum. Ein relevanter Unterschied ergibt sich jedoch mit Blick auf die mittelfristige Verfügbarkeit von Fachkräften im Markt. Das AS4-Protokoll mit dem energiespezifischen EDIFACT-Nachrichtenformat wird hauptsächlich in der Energiebranche genutzt und erfordert spezialisierte Fachkräfte. Der EDC-Konnektor (Eclipse Dataspace Connector) als Grundlage von Datenraum-Initiativen ist sektorenübergreifend angelegt. Aktuell ist das technische Wissen dazu ebenfalls nur beschränkt verfügbar, mittel- bis langfristig ist es aber plausibel, anzunehmen, dass zunehmend Fachkräfte mit entsprechendem Know-how verfügbar sein werden.

Auch die Architektur der Plattformlösung kann gezielt auf das geforderte Verfügbarkeitsniveau ausgelegt werden, etwa durch redundante Systeme, automatisierte Failover-Mechanismen und zentral verwaltete Wartungsfenster. Sofern nicht nur Daten gehalten, sondern auch Prozesse auf der Plattform umgesetzt werden, ist ein zentraler Vorteil dabei, dass Abhängigkeiten zu externen Diensten entfallen oder erheblich reduziert werden. Im Gegensatz zu dezentralen Architekturen, bei denen die Verfügbarkeit des Gesamtsystems von der Betriebsstabilität aller beteiligten Konnektoren und Kommunikationspartner abhängt, konzentriert sich bei einer Plattformlösung die Verantwortung für die Verfügbarkeit auf einen einzigen Betreiber. Dies vereinfacht das Verfügbarkeitsmanagement, schafft jedoch gleichzeitig eine erhöhte Abhängigkeit von eben diesem zentralen Akteur.

5.3 Durchsatz

Der Durchsatz eines Kommunikationssystems beschreibt die Anzahl der Transaktionen oder Nachrichten, die innerhalb einer definierten Zeiteinheit verarbeitet werden können. Das AS4-Protokoll verwendet auf SOAP (Simple Object Access Protocol) basierende Nachrichtenstrukturen mit XML-Envelopes (Extensible Markup Language). Diese Architektur bringt einen im Vergleich hohen Protokoll-Overhead mit sich. XML-Dokumente erzeugen größere Datenmengen pro Nachricht. Bei einer hohen Anzahl gleichzeitiger oder sequenzieller Nachrichten wirkt sich dieser Overhead nachteilig auf den erzielbaren Gesamtdurchsatz aus. In der MaKo ist der Datenaustausch überwiegend Batch-orientiert organisiert. Das bedeutet, dass zu definierten Zeiten große Datenmengen übertragen werden. Echtzeitnahe Anwendungsfälle oder dynamische Steuerungen lassen sich in diesem Modell nur eingeschränkt abbilden.

Der Energiedatenraum und Plattformlösungen nutzen REST-APIs, die auf dem HTTP-Protokoll (Hypertext Transfer Protocol) aufsetzen und JSON als bevorzugtes Datenaustauschformat nutzen. JSON ist kompakter, schneller zu parsen und weniger ressourcenintensiv als XML. Zudem gilt REST als etablierter und weit verbreiteter Standard in der modernen Software-Entwicklung. Die damit verbundene breite Verfügbarkeit von Fachkräften erleichtert Implementierung, Betrieb und Weiterentwicklung entsprechender Systeme erheblich, ohne dass tiefes sektorspezifisches Protokollwissen vorausgesetzt werden muss.

Die beschriebenen Durchsatzvorteile von REST-APIs gelten grundsätzlich sowohl für den Energiedatenraum als auch für Plattformlösungen in gleichem Maße. Allerdings ergeben sich bei zentralen Plattformlösungen spezifische Konsequenzen aus hohen Durchsatzanforderungen: Da sämtliche Transaktionen über eine zentrale Infrastruktur abgewickelt werden, führen steigende Anforderungen unmittelbar zu höheren Anforderungen an Architektur und Hardware dieser Plattform. Dies erhöht die Komplexität und die Betriebskosten der zentralen Infrastruktur. Im dezentralen Energiedatenraum hingegen verteilt sich die Last auf die einzelnen Konnektoren der beteiligten Akteure, was eine inhärente Skalierbarkeit mit sich bringt, jedoch gleichzeitig auch Anforderungen an die Teilnehmer stellt. Diese müssen jeweils ihr eigenes System stabil betreiben. Zudem muss die Skalierung koordiniert über die Systeme aller beteiligten Partner erfolgen. Im Energiedatenraum erfolgt Datenaustausch bedarfsgetrieben und kann über APIs und Konnektoren kontinuierlich verteilt werden. Dadurch kann ein flexiblerer und höherer Durchsatz erzielt werden, was insbesondere für Echtzeitanwendungen essenziell ist.

5.4 Automatisierungspotenzial

Das Automatisierungspotenzial eines Kommunikationssystems bestimmt, wie Prozesse ohne manuelle Eingriffe abgewickelt werden können und wie damit die Effizienz der Marktkommunikation gesteigert werden kann.

Die aktuell genutzte AS4-Schnittstelle und EDIFACT-Nachrichten stellen eine sektorspezifische Entwicklung im Energiesektor dar und sind nur mit höherem Aufwand in andere Systeme zu integrieren. Die Implementierung und Wartung von AS4-Schnittstellen erfordern zudem großes, sektorspezifisches Fachwissen, das kein typischer IT-Ausbildungsinhalt und entsprechend knapp im Markt ist. Dies erhöht den Aufwand für die Automatisierung von Prozessen und begrenzt das Tempo für Integrationen.

Der Energiedatenraum bietet Vorteile beim Automatisierungspotenzial. Er basiert auf REST-APIs, mit denen neue Datenquellen mit geringerem Aufwand angelegt und eingebunden werden können. Dies erleichtert die Nutzung von Daten in neuen Anwendungen stark. Auch der Zugang zu qualifizierten Fachkräften ist einfacher, da das Wissen Teil der Ausbildungen ist und auch in anderen Branchen genutzt wird. Zudem erhöht die im Energiedatenraum vorgesehene Katalogfunktion auf Basis des DCAT-Standards (Data Catalog Vocabulary) das Automatisierungspotenzial. DCAT-Kataloge stellen maschinenlesbare Beschreibungen von Datenressourcen mitsamt strukturierten Metadaten bereit, wodurch Daten automatisiert aufzufinden und abrufbar werden. Darüber hinaus ermöglicht der Einsatz von Nutzungsbedingungen (Usage Policies) die automatisierte Verhandlung und den automatisierten Abschluss von Nutzungsverträgen. Manuelle Abstimmungsprozesse werden so minimiert, Fehlerquellen reduziert und Prozessdurchlaufzeiten deutlich verkürzt.

Plattformlösungen weisen ebenfalls ein hohes Automatisierungspotenzial auf und profitieren gleichermaßen von den beschriebenen Vorteilen REST-basierter Schnittstellen. Darüber hinaus eröffnet die zentrale Architektur einer Plattform zusätzliche Automatisierungsmöglichkeiten. Da sämtliche relevanten Daten und Prozesse auf einer gemeinsamen Infrastruktur zusammengeführt werden, können weitere Funktionen automatisiert auf vorhandene Datenbestände zugreifen. Dies erlaubt eine besonders enge Prozessintegration.

5.5 Interoperabilität

Interoperabilität beschreibt die Fähigkeit unterschiedlicher Systeme, Organisationen und Sektoren, reibungslos miteinander zu kommunizieren. Das ist in der Energiewirtschaft besonders im Zusammenhang mit der Sektorenkopplung und neuen Akteuren von wachsender Bedeutung.

Die bestehende Marktkommunikation ist auf den regulierten Energiemarkt zugeschnitten und setzt auf energiespezifische Standards wie AS4 und EDIFACT. Diese Ausrichtung begrenzt die Interoperabilität mit angrenzenden Branchen und Systemen strukturell. Der Zugang zum System setzt zudem den Besitz eines MaKo-Zertifikats voraus. Dieses kann nur in Verbindung mit einer konkreten regulierten Marktrolle ausgestellt werden. Hier besteht eine erhebliche Eintrittsbarriere. Die Marktkommunikation hat zudem das Ziel, konkrete Abrechnungs- und Marktprozesse zu definieren. Sie ist nicht als offenes Ökosystem angelegt.

Der Energiedatenraum bietet demgegenüber durch die bereits diskutierten Vorteile der REST-Schnittstellen und die Nutzung eines DCAT-Katalogs gute Voraussetzungen für Interoperabilität. REST-APIs ermöglichen eine einfache Integration in unterschiedlichste System- und Unternehmenslandschaften, während DCAT-basierte Kataloge eine standardisierte, maschinenlesbare Beschreibung von Datenressourcen bereitstellen, die sektorenübergreifend interpretiert und genutzt werden kann. Dadurch wird nicht nur der Datenaustausch innerhalb des Energiesektors erleichtert, sondern auch die Anbindung an benachbarte Sektoren wie Mobilität, Gebäude oder Industrie strukturell vereinfacht.

Auf europäischer Ebene wurde mit der **eIDAS-2.0-Verordnung** ein Verfahren zur elektronischen Identifizierung und für Vertrauensdienste für elektronische Transaktionen beschlossen. Daraus folgt die Möglichkeit, Unternehmensidentitäten mit der European Business Wallet sowie Identitäten natürlicher Personen über EUDI Wallets gemäß dem eIDAS-2.0-Rahmenwerk zu nutzen. Das schafft die Grundlage für eine mittelfristig sektorenübergreifend nutzbare Identitätsinfrastruktur, was insbesondere neuen Marktteilnehmern zugutekommt, die bislang nicht Teil der regulierten Marktkommunikation sind. Für diese Akteure ermöglicht das eIDAS Trust Framework eine niedrigschwellige Teilnahme am Datenaustausch. Die gesteigerte Interoperabilität trägt darüber hinaus dazu bei, einen diskriminierungsfreien Zugang zu relevanten Energiedaten zu gewährleisten.

Die beschriebenen Interoperabilitätsvorteile lassen sich auch auf Plattformlösungen übertragen, sofern diese eine eIDAS-2.0-konforme Authentifizierung unterstützen und Designentscheidungen des Plattformbetreibers zugunsten einer hohen Interoperabilität getroffen werden. Ohne regulatorische Auflagen haben Plattformanbieter in der Regel keine großen Anreize, Interoperabilitätsanforderungen von sich aus umzusetzen, da dadurch ihre zentrale Stellung geschwächt und alternative Angebote gestärkt würden. Im Falle der Abwicklung von regulierten Prozessen wäre es deshalb notwendig, wichtige Interoperabilitätsziele als Teil der Anforderungen zu verankern.

5.6 Skalierbarkeit

Skalierbarkeit bezeichnet die Fähigkeit, mit wachsenden Teilnehmerzahlen und Datenvolumen oder steigender Nachrichtenfrequenz ohne grundlegende Architekturänderungen umzugehen. Die bestehende Marktkommunikation stößt in diesem Kriterium an Grenzen. Das AS4-Protokoll in Verbindung mit EDIFACT-Nachrichtenformaten wurde für einen definierten Kreis regulierter Marktteilnehmer konzipiert und ist in seiner technischen Architektur auf diese Rahmenbedingungen ausgelegt. Die Erweiterung des Systems auf neue Teilnehmer, Nachrichtentypen oder angrenzende Sektoren würde erhebliche Anpassungsaufwände mit sich bringen. Darüber hinaus ist das spezifische Fachwissen für Implementierung und Betrieb nur begrenzt am Arbeitsmarkt verfügbar.

Der Energiedatenraum bietet demgegenüber durch seine technologische Grundarchitektur strukturell bessere Voraussetzungen für eine skalierbare Weiterentwicklung. Die Nutzung von REST-Schnittstellen ermöglicht eine einfache und schnelle Anbindung neuer Teilnehmer und Systeme. DCAT-basierte Kataloge erlauben eine flexible und erweiterbare Beschreibung von Datenressourcen, ohne dass zentrale Systemanpassungen erforderlich sind. Die potenzielle Nutzung digitaler Identitäten auf Basis von eIDAS 2.0 vereinfacht den Onboarding-Prozess neuer Akteure, da auf eine sektorenübergreifende Identitätsinfrastruktur zurückgegriffen werden kann. Zudem werden mit REST, JSON, HTTP und standardbasierten Identitätsprotokollen branchenübergreifend etablierte Verfahren verwendet. Auch der Zugang zu Fachkräften spielt bei der Skalierung wieder eine Rolle.

Darüber hinaus bietet der dezentrale Charakter des Energiedatenraums inhärente Skalierungsvorteile: Da die Last auf die Konnektoren der einzelnen Teilnehmer verteilt wird, wächst die Systemkapazität mit der Anzahl der Teilnehmer, ohne dass eine zentrale Infrastruktur entsprechend ausgebaut werden müsste.

Plattformlösungen lassen sich ebenfalls besser skalieren als die bestehenden MaKo-Prozesse und profitieren gleichermaßen von den Vorteilen moderner REST-basierter Architekturen. Allerdings erfordert die Skalierung einer zentralen Plattform bei wachsendem Datenvolumen, zusätzlichen Funktionen oder steigender Teilnehmerzahl gezielte Investitionen in die zentrale Infrastruktur – etwa durch horizontale Skalierung, den Einsatz von Cloud-Technologien oder die Optimierung von Datenbankarchitekturen. Diese Maßnahmen sind Stand der Technik und gut umsetzbar, erzeugen jedoch eine Abhängigkeit vom zentralen Betreiber und dessen technischer Kapazität.

Im Vergleich zur Plattform verteilt der dezentrale Ansatz des Energiedatenraums die Entscheidung für die Nutzung weiterer Daten oder das Anbieten neuer Services auf alle Teilnehmer. Dadurch können mehr Chancen für neue datengetriebene Wertschöpfungen erkannt und genutzt werden. Dies begünstigt auch eine flexiblere und resilientere Skalierung.

5.7 Vertraulichkeit und Anonymität

Die Vorgaben zum Schutz personenbezogener Messdaten aus der Datenschutz-Grundverordnung oder zur Anonymisierung von Messdaten nach dem Messstellenbetriebsgesetz sind rechtliche Rahmenbedingungen, die in allen Varianten durch die Gestaltung der Architekturen und Prozesse umgesetzt werden müssen. Die aktuelle Marktkommunikation definiert dazu klare Verwendungszwecke über die Prozessdiagramme und berücksichtigt DSGVO-Anforderungen in der Regulierung. Der Aufbau des MaBiS-Hubs ist zu einem wesentlichen Teil aus Überlegungen zur DSGVO motiviert, um die Auflösung der MaLos als Pseudonyme bei zunehmend vielen Marktpartnern zu vermeiden.

Im Energiedatenraum können darüber hinaus für nicht regulierte Prozesse über die Nutzung von ODRL-Policies (Open Digital Rights Language) detailliert gestaltbare, maschinenlesbare Nutzungsbedingungen formuliert und vereinbart werden. Daraus ergeben sich Vorteile beim Energiedatenraum bei nicht regulierten Prozessen. So können etwa Abo-Modelle für die Bereitstellung von Betriebs- oder Prognosedaten einfach über

zeitliche Beschränkungen umgesetzt werden. Ebenso wären eine Einschränkung der Nutzung in bestimmten geografischen Märkten oder auch rollenbezogene Freigaben, etwa eine ausschließliche Nutzung für Netzbetreiber, denkbar.

Bei der Nutzung einer Plattform sind technische Maßnahmen zu treffen, damit kein Dritter unberechtigten Zugriff auf Daten erhalten kann. Dies ist aber Stand der Technik. Wie im Bereich Integrität und Authentizität ist hier auch Vertrauen in den Betreiber der Plattform notwendig. Dieses Vertrauen kann aber durch die technische Gestaltung der Plattform auch technisch nachvollziehbar begründet werden.

5.8 Abwägung

In diesem Kapitel erfolgt im ersten Schritt im Rahmen von Tabelle 9 ein kurzer Überblick über die Analyse der Kapitel 5.1 bis 5.7, in dem die aktuelle Marktkommunikation den IT-Architekturalternativen der digitalen Plattform (bzw. Plattformlösung) und des (Energie-)Datenraums gegenübergestellt wird. Für jede der vorab kapitelweise betrachteten Anforderungen (Integrität und Authentizität, Verfügbarkeitslevel der Infrastruktur usw.) wird zunächst eine Bewertungstendenz mit (doppelt) positiv (++ / +) bzw. (doppelt) negativ (-- / -) und neutral (O) abgetragen, die in Verbindung mit Abbildung 16 abschließend aufgegriffen wird.

Datenaustausch	Aktuelle MaKo	Plattformlösung	Energiedatenraum
Integrität und Authentizität	+	O	+
Kurzdarstellung Kapitel 5.1	▪ Die aktuelle MaKo gewährleistet Integrität und Authentizität durch Zertifikate sowie durch AS4 mit mTLS, Verschlüsselungen und Signaturen. Beteiligte Akteure sind eindeutig identifizierbar und die Integrität der übertragenen Daten ist nachweisbar. ▪ Der Energiedatenraum erreicht ein vergleichbares Sicherheitsniveau, bietet gegenüber der aktuellen MaKo jedoch flexiblere Authentifizierungsmöglichkeiten über Zertifikate und SSI-basierte Identitäten. Hashes der bereitgestellten Daten sowie das Logging von Nutzungsverträgen und Transaktionen erhöhen zusätzlich die Nachvollziehbarkeit. ▪ Bei einer Plattformlösung reduziert die zentrale Datenhaltung zwar mögliche Konsistenzprobleme, der Plattformbetreiber muss jedoch als zusätzlicher Intermediär in das Vertrauensnetzwerk der MaKo-Akteure eingebunden werden; fehlende Transparenz kann hier die externe Prüfung erschweren.		
Verfügbarkeitslevel der Infrastruktur	+	+	+
Kurzdarstellung Kapitel 5.2	▪ Die fachlich erforderliche Verfügbarkeit muss von allen Varianten erreicht werden. In der aktuellen MaKo hängt sie vom stabilen Betrieb der AS4-Adapter und der nachgelagerten Systeme der Marktakteure ab. ▪ Im Energiedatenraum verteilt sich die Verantwortung auf die teilnehmenden Konnektoren. Dadurch besteht kein zentraler Single Point of Failure, die Gesamtverfügbarkeit hängt jedoch von der Betriebsstabilität aller beteiligten Systeme ab. ▪ Eine Plattformarchitektur kann durch Redundanzen und Failover-Mechanismen auf das geforderte Verfügbarkeitsniveau ausgelegt werden. Das zentrale Management vereinfacht den Betrieb, erhöht aber die Abhängigkeit vom Plattformbetreiber.		

Datenaustausch	Aktuelle MaKo	Plattformlösung	Energiedatenraum
Durchsatz	**O**	**++**	**+**
Kurzdarstellung Kapitel 5.3	▪ Die aktuelle MaKo ist durch XML-basierte AS4-Nachrichten und einen überwiegend Batch-orientierten Austausch geprägt. Der vergleichsweise hohe Protokoll-Overhead begrenzt den Durchsatz, insbesondere bei echtzeitnahen Anwendungen. ▪ Im Energiedatenraum ermöglichen REST-APIs und kompakte JSON-Formate einen kontinuierlichen, bedarfsgetriebenen Datenaustausch. Die Last verteilt sich auf die Konnektoren, die Skalierung muss jedoch über die beteiligten Systeme koordiniert werden. ▪ Plattformlösungen profitieren ebenfalls von REST und JSON und können zentral auf hohe Durchsatzanforderungen skaliert werden. Dies erleichtert die Leistungssteuerung, erhöht aber Anforderungen und Betriebskosten der zentralen Infrastruktur.		
Automatisierungs-potenzial	**–**	**++**	**+**
Kurzdarstellung Kapitel 5.4	▪ Die aktuelle MaKo bietet durch AS4 und EDIFACT grundsätzlich Automatisierungsmöglichkeiten, ist wegen ihrer sektorspezifischen Standards jedoch aufwendig zu integrieren und weiterzuentwickeln. ▪ Im Energiedatenraum ermöglichen REST-APIs die Einbindung neuer Datenquellen. DCAT-Kataloge und maschinenlesbare Nutzungsbedingungen ermöglichen zudem das automatisierte Auffinden, Abrufen und Freigeben von Daten sowie durch die automatische Verhandlung von Datennutzungsverträgen den direkten Zugang zum richtigen Datenprodukt. Dem steht gegenüber, dass Prozesse über viele Marktpartner hinweg koordiniert umgesetzt werden müssen. ▪ Plattformlösungen profitieren ebenfalls von REST-basierten Schnittstellen. Durch die zentrale Bündelung von Daten und Prozessen können zusätzliche Funktionen besonders eng integriert und automatisiert ausgeführt werden. Dies beschleunigt Entscheidungs- und marktweite Umsetzungsprozesse.		
Interoperabilität	**–**	**+**	**++**
Kurzdarstellung Kapitel 5.5	▪ Die aktuelle MaKo ist durch AS4, EDIFACT und rollenbezogene MaKo-Zertifikate auf regulierte energiewirtschaftliche Prozesse zugeschnitten. Das erschwert die Anbindung neuer Akteure und Systeme sowie angrenzender Sektoren. ▪ Der Energiedatenraum verbessert die Interoperabilität durch REST-APIs, DCAT-Kataloge und die Nutzung von eIDAS-2.0-Identitäten. Dadurch können Daten sektorenübergreifend einfacher beschrieben, gefunden und genutzt werden. ▪ Plattformlösungen können diese Standards ebenfalls unterstützen und damit eine gute Interoperabilität erreichen. Ohne regulatorische Vorgaben hängt ihre Umsetzung jedoch von den Designentscheidungen und Anreizen des Plattformbetreibers ab.		

Datenaustausch	Aktuelle MaKo	Plattformlösung	Energiedatenraum
Skalierbarkeit	–	++	++
Kurzdarstellung Kapitel 5.6	▪ Die bisherige MaKo ist auf einen festen Kreis regulierter Marktteilnehmer zugeschnitten. Neue Teilnehmer, Nachrichtentypen oder Sektoren erfordern erhebliche Anpassungen; knappes Spezialwissen erschwert die Skalierung zusätzlich. ▪ Im Energiedatenraum erleichtern die oben genannten Technologien wie REST-Schnittstellen, DCAT-Kataloge und standardisierte Identitäten die Erweiterung. Zugleich verteilt sich die Last auf die Konnektoren: Mit zusätzlichen Teilnehmern wächst auch die Systemkapazität, ohne dass eine zentrale Infrastruktur entsprechend ausgebaut werden muss. ▪ Plattformlösungen lassen sich ebenfalls gut skalieren etwa durch Cloud-Technologien und horizontale Skalierung. Steigende Datenmengen und Teilnehmerzahlen erfordern jedoch Investitionen in die zentrale Infrastruktur und erhöhen die Abhängigkeit vom Betreiber.		
Vertraulichkeit und Anonymität	+	+	++
Kurzdarstellung Kapitel 5.7	▪ Die rechtlichen Vorgaben zu Vertraulichkeit und Anonymisierung sind in allen Varianten gegeben. Die aktuelle MaKo definiert klare Verwendungszwecke, die von allen Marktteilnehmern berücksichtigt werden müssen. ▪ Im Energiedatenraum ermöglichen ODRL-Policies für nicht regulierte MaKo-nahe Prozesse detaillierte, maschinenlesbare Nutzungsbedingungen, etwa zeitliche, geografische oder rollenbezogene Beschränkungen. ▪ Plattformlösungen können den Schutz vor unberechtigten Zugriffen technisch gewährleisten. Dabei ist jedoch Vertrauen in den Betreiber erforderlich, das durch eine transparente und überprüfbare Gestaltung gestützt werden muss.		

Tabelle 9: Zusammenfassende Kurzdarstellung (Kapitel 5.1 bis 5.7) einzelner Vor- und Nachteile der Architekturalternativen gegenüber der aktuellen MaKo *(Bewertungsspektrum -- bis ++, während O eine neutrale Wertung indiziert)*

Anhand der Anforderungshierarchie werden die Ergebnisse in Abbildung 16 farblich gekennzeichnet zusammengefasst und stellen dar, inwiefern Architekturen als vorteilhaft abgewogen werden können. In beiden alternativen Architekturen müssen die Energieunternehmen standardisierte Schnittstellen zur Datenübermittlung an die Plattform oder an zentrale oder dezentrale Services im Datenraum aufsetzen. Unabhängig von einer Plattform- oder Datenraum-Architektur ist der Umstieg auf die Nutzung von REST-Schnittstellen für diese Datenaustausche eine wesentliche Verbesserung mit Auswirkungen auf mehrere Kriterien.

Im Bereich der grundlegenden **Sicherheit**sanforderungen ergeben sich Vorteile durch die Datenraum-Architektur. Dabei ist die Datenhaltung bei einem Dritten, der die Plattform betreibt, der wichtigste Unterschied. Die Stärken des Datenraums liegen besonders in der Integrität und Authentizität der Datenbereitstellung und der Vertraulichkeit der Datenaustauschprozesse. Diese eng mit dem Ziel der Datensouveränität verbundenen Merkmale setzt der Datenraum durch die Nutzung der branchenspezifischen Smart Meter PKI und der European Business Wallet als europäischer Identitätslösung um. Das dezentrale Konzept mit bilateralem Datenaustausch hat hier einen prinzipiellen Vorteil, weil kein Vertrauen in einen dritten Akteur erforderlich ist.

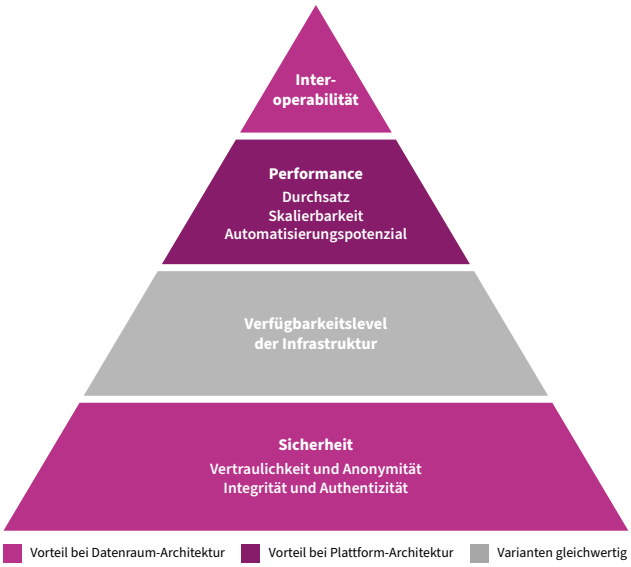

Abbildung 16: Ergebnis der Abwägungen anhand der Anforderungshierarchie

Das **Verfügbarkeitslevel** der Infrastruktur hängt von den Anforderungen des jeweiligen Prozesses ab. Dieses Niveau muss in beiden Varianten erreicht werden. Dies kann in den unterschiedlichen Varianten mit vorhandener Technologie geschehen. Klare Vorteile für eine Variante ergeben sich aus der Diskussion in Kapitel 5.2 nicht.

Bei den **Performance**-Anforderungen ergeben sich besonders beim Automatisierungspotenzial und beim Durchsatz klare Vorteile bei einer Plattformlösung. Durch die zentrale Datenhaltung können auf derselben Infrastruktur weitere Funktionen ausgeführt werden, und zwar für alle Teilnehmer der Plattform. Neue Anwendungen auf Basis vorhandener Daten können also potenziell für den gesamten Markt an zentraler Stelle ausgerollt werden. Außerdem ergeben sich beim Durchsatz Vorteile, weil weniger Datenübertragungen notwendig sind und mehr Prozesse auf derselben Infrastruktur laufen.

Bei der **Interoperabilität** besteht ein starkes Verbesserungspotenzial gegenüber der aktuellen Marktkommunikation, die mit sehr spezifischen Datenformaten und Schnittstellen große Hürden für die Interaktion mit anderen Systemen schafft. Die Bewertung basiert hier vor allem auf der Anreizsituation. Während Plattformbetreiber durch begrenzte Interoperabilität Nutzer in der Regel an ihre Plattform binden wollen, steigt der Wert von Daten in Datenräumen durch Interoperabilität und die Nutzung in vielen Anwendungen.

Neben diesen Anforderungen besteht ein zentraler Unterschied in dem **Governance**-Ansatz beider Varianten. Bei einer Plattformlösung gibt es eine Instanz, die über technische und organisatorische Fragen entscheidet und deren technischer Umsetzung die Marktpartner vertrauen müssen. Damit verbunden sind auch Risiken für Fehlentwicklungen, die dann direkt den Gesamtmarkt betreffen. Die Geschwindigkeit von Entwicklungen wird damit auch durch die Entscheidungen dieser zentralen Instanz bestimmt. Bei einem Datenraum ist die Betreiberinstanz nur für die Bereitstellung der Infrastruktur und nicht für darauf betriebene Services verantwortlich. Der Zuständigkeitsbereich einer Betreiberinstanz wäre damit zunächst kleiner als bei einer Plattform. Zusätzlich wären weiterhin Prozessbeschreibungen für branchenweite Prozesse und die Umsetzung seitens der Energieunternehmen notwendig. Im Gegensatz zur Plattform ermöglicht der Datenraum aber die Entwicklung neuer Prozesse innerhalb derselben Infrastruktur. Entscheidungen und Entwicklungen werden von vielen Teilnehmern parallel getroffen bzw. angestoßen. Hieraus ergeben sich mehr Chancen für die Entwicklung einer erfolgreichen Datenökonomie. Innerhalb des Datenraums wären wiederum verschiedene Umsetzungen von Services möglich. Interessant erscheinen hier insbesondere die Bereitstellung von quelloffenen Referenzimplementierungen und die Umsetzung einer zentralen Prozessierung bei dezentraler Datenhaltung. Der Energiedatenraum bringt zusätzlich die Einführung eines Katalogdienstes und ein Identitätsmanagement mit, das auch außerhalb regulierter Prozesse einen Vertrauensrahmen schafft. Dies bildet einen weiteren Kern möglicher Verbesserungen gegenüber der aktuellen Marktkommunikation.

Die Frage nach dem Vergleich der Varianten muss abhängig von den jeweiligen Zielsetzungen und Prioritäten der Akteure beantwortet werden. Auf Basis der in Abbildung 15 dargestellten Anforderungshierarchie und der in diesem Kapitel diskutierten qualitativen Bewertungen ergibt sich insgesamt ein Bild, bei dem digitale Plattformen technische Vorteile bei der Performance, insbesondere bei Durchsatz und Automatisierungspotenzial, bieten. Die grundlegenden Kriterien zur Integrität und Authentizität, zur Interoperabilität und damit zu strukturellen Sicherheitsaspekten werden durch den dezentralen Aufbau von Datenräumen besser erfüllt. Darüber hinaus stärken Datenräume die politisch zunehmend relevante digitale Souveränität, da Daten und Kontrollmöglichkeiten bei den jeweiligen Akteuren verbleiben und strukturelle Abhängigkeiten von einem zentralen Plattformbetreiber vermieden werden.

Auch wenn diese qualitative Bewertung vielen denkbaren Designvarianten nicht gerecht werden kann, ergeben diese Überlegungen insbesondere in Verbindung mit den Vorteilen bei der Interoperabilität den Ausschlag, den Energiedatenraum als Vorzugsvariante zu empfehlen. Dies folgt der Analyse des sich weiterentwickelnden Datenaustauschs im Stromsektor aus Kapitel 2 und dem daraus folgerichtig abgeleiteten digitalen Leitbild mit einem Gestaltungsrahmen für den Energiedatenraum aus Kapitel 3.

6. Transformationspfad zum Energiedatenraum 2032

Der Weg zum Energiedatenraum erfordert einen klar strukturierten Transformationspfad. Die Marktkommunikation ist Teil einer kritischen digitalen Prozessinfrastruktur und eng mit dem laufenden Markt und Netzbetrieb verknüpft. Eine Umstellung kann deshalb weder isoliert noch in einem einzigen Schritt erfolgen. Prozesse, Schnittstellen, Betriebsmodelle, Verantwortlichkeiten und regulatorische Vorgaben müssen über viele Akteure und Systeme hinweg abgestimmt, zeitlich geordnet und im laufenden Betrieb weiterentwickelt werden.

Dieses Kapitel beschreibt den Übergang zu einer datenraumgestützten Infrastruktur daher als kontrollierten Transformationsprozess. Es legt zunächst den Grundgedanken der Migration dar, formuliert anschließend die Leitprinzipien des Übergangs und ordnet die Umsetzung in ein Phasenmodell ein. Abschließend werden regulatorische Voraussetzungen betrachtet, die für einen Zielbetrieb im Jahr 2032 erforderlich sind.

6.1 Skizzierung des Transformationspfads

Der Transformationspfad adressiert den strukturellen Umbau der digitalen Prozessinfrastruktur im Strommarkt. Wesentliche Datenaustauschprozesse und Prozessfunktionen sollen schrittweise in eine föderierte Infrastruktur überführt werden. Diese Infrastruktur soll eine organisationsübergreifende Zusammenarbeit ermöglichen, Nachweise aus dem Betrieb heraus verfügbar machen und sicherheitsrelevante Anforderungen dauerhaft abbilden.

Der Wandel verläuft auf mehreren Ebenen. Technologisch geht es um den Übergang von bestehenden Punkt-zu-Punkt-Strukturen zu gemeinsamen Basisdiensten, standardisierten Schnittstellen und kontrolliertem Datenzugriff. Organisatorisch müssen Fachverantwortung, Betrieb und Serviceerbringung sowie belastbare Betriebs-, Eskalations- und Nachweisprozesse klar zugeordnet werden. Regulatorisch ist sicherzustellen, dass Interoperabilität, Diskriminierungsfreiheit und Informationssicherheit während des Übergangs erhalten bleiben. Für Pilotierung, Lernen und schrittweise Skalierung braucht es zudem ausreichend Spielraum.

Eine vollständige Umstellung zu einem festen Stichtag wäre für diesen Umbau kaum geeignet. Zu viele Prozesse, Rollen und Systeme sind betroffen. Der Transformationspfad setzt daher auf eine Abfolge von abgegrenzten Schritten. Jeder Schritt muss zeigen, dass technische Reife, Sicherheitsniveau, Prozessqualität und betriebliche Zuständigkeit für den nächsten Schritt ausreichen. Der laufende Markt- und Netzbetrieb bleibt somit geschützt, während die neue Infrastruktur an Umfang, Verbindlichkeit und betrieblicher Reife gewinnt. So entsteht ein sequenzieller Lern- und Nachweisprozess, der die Skalierung im Massenmarkt systematisch vorbereitet.

6.2 Leitprinzipien des Übergangs

Die Ausgestaltung des Transformationspfads folgt vier Leitprinzipien. Sie geben Orientierung für Planung, Pilotierung, Skalierung und Migration. Sie greifen die in Kapitel 2 beschriebenen strukturellen Anforderungen des Strommarkts auf und übersetzen sie in handlungsleitende Vorgaben für den Übergang. So soll sichergestellt werden, dass technologische Erneuerung mit den Anforderungen an KRITIS-Betrieb, regulatorische Steuerbarkeit und marktweite Interoperabilität konsistent zusammengeführt wird.

1. **Stabilität vor Geschwindigkeit**
   Die Transformation betrifft die digitale Prozessinfrastruktur des Strommarkts. Jede Stufe braucht daher belastbare Nachweise, bevor sie in marktnahe oder systemkritische Umgebungen überführt wird. Relevant sind Betriebsstabilität, Informationssicherheit, Prozessintegrität und Leistungsfähigkeit unter Last.
   Der Transformationspfad verankert dieses Prinzip über definierte Freigabepunkte (Gates) zwischen den Phasen. Ein Übergang in reale Umgebungen oder eine Skalierung auf weitere Prozesse erfolgt erst, wenn definierte Kriterien erfüllt sind. Unreife Lösungen werden dadurch nicht vorschnell in kritische Marktprozesse eingebunden.

2. **Schrittweise Migration statt Big Bang**
   Die heutige Marktkommunikation und der darüber hinausgehende Datenaustausch im Energiesystem bestehen aus vielen Prozessfamilien, Sonderfällen und Rollenkonstellationen. Eine vollständige Umstellung zu einem einzigen Stichtag wäre operativ schwer beherrschbar. Sinnvoller ist eine Migration in abgegrenzte Prozesscluster und Anwendungsbereiche.
   Der Einstieg kann bei regulierten Kernprozessen liegen. Ebenso kommen weniger stark regulierte Datenaustausche in Betracht, wenn sie einen beherrschbaren Rahmen für Erprobung bieten. In Pilotumgebungen wird zunächst die technische und organisatorische Machbarkeit nachgewiesen. Danach können Prozesse und Anwendungsfälle im Parallelbetrieb bewertet und schrittweise migriert werden. Dieses Vorgehen reduziert die Komplexität je Umstellungswelle und erlaubt eine Staffelung nach Reifegrad, Nutzen und Risiko.

3. **Hybridfähigkeit im Übergang**
   Über einen längeren Zeitraum werden die bestehende Marktkommunikation, etablierte digitale Prozesse und datenraumgestützte Verfahren nebeneinander bestehen. Der Übergang muss diese Gleichzeitigkeit aushalten. Prozesse, Verantwortlichkeiten und Nachweise dürfen nicht davon abhängen, ob ein Vorgang bereits vollständig im Energiedatenraum oder noch in bestehenden Strukturen abgewickelt wird.
   Dafür braucht es definierte Umschaltkorridore, abgestimmte Übergangsregeln und klare Rückfalloptionen. Auch Monitoring und Störungsmanagement müssen beide Betriebswelten gemeinsam erfassen. Hybridfähigkeit sichert damit die schrittweise Migration ab. Sie erlaubt Lernphasen im laufenden Betrieb, ohne Instabilitäten im Markt und Netzbetrieb zu erzeugen.

4. **Vertrauen und Legitimation als Basis für Akzeptanz**
   Die Transformation verändert nicht nur technische Abläufe, sondern auch Rollenverständnisse, Betriebsverantwortung, Aufsicht und Marktorganisation. Technische Funktionsfähigkeit reicht deshalb nicht aus. Der Übergang braucht daher ein politisches und regulatorisches Mandat, nachvollziehbare Governance-Regeln und einen erkennbaren Nutzen für die Marktakteure.
   Der Transformationspfad greift dies durch frühe Einbindung der betroffenen Stakeholder und durch überprüfbare Skalierungsentscheidungen auf. Maßgeblich ist die Wirkung im Parallelbetrieb. Dort zeigt sich, ob Prozesse stabil laufen, Nachweise ausreichen, Zuständigkeiten greifen und Marktakteure die neue Infrastruktur praktisch nutzen können.

6.3 Phasenmodell des Transformationspfads

Das Transformationsvorhaben betrifft die digitale Prozessinfrastruktur des Strommarkts insgesamt. Neben der Marktkommunikation im engeren Sinne müssen weitere digitale Prozessketten im Energiesystem und neue Anwendungsfälle einbezogen werden, die außerhalb der regulierten Marktkommunikation liegen und dort auch verbleiben können. Der Übergang braucht daher eine gestufte Migration. Das Phasenmodell ordnet die Arbeiten von der Klärung des Rahmens über die kontrollierte Erprobung und den produktionsnahen Nachweis bis zur Migration in den Zielbetrieb. Jede Phase hat einen klaren Zweck, einen begrenzten Arbeitsumfang und definierte Ergebnisse, die über den nächsten Schritt entscheiden.

Die technischen Grundlagen für datenraumgestützten Datenaustausch sind bereits weit entwickelt. Die zentrale Aufgabe liegt deshalb in der Überführung in den energiewirtschaftlichen Betrieb. In den frühen Phasen stehen konkrete Prozesse, Rollen, Betreiberverantwortung und die Einbindung in bestehende Marktstrukturen im Vordergrund. Erst wenn neue Betriebsformen unter realen Bedingungen stabil funktionieren, kann der Einsatzbereich erweitert werden.

Die Abfolge folgt einem risikobasierten Vorgehen. Der laufende Markt und Netzbetrieb bleiben geschützt, während Verbindlichkeit schrittweise aufgebaut wird. Kritisch sind in der Übergangsphase vor allem Unterbrechungen im Betrieb, widersprüchliche Prozesszustände, Sicherheitslücken in neuen Infrastrukturelementen, fehlende Interoperabilität zwischen alten und neuen Strukturen sowie zusätzlicher Aufwand durch den Parallelbetrieb. Der Transformationspfad beginnt deshalb mit Governance

und Abgrenzung. Danach werden fachliche und technische Bausteine in einer kontrollierten Umgebung operationalisiert und für ausgewählte Anwendungsfälle validiert. Es folgt ein produktionsnaher Parallelbetrieb, bevor ausgewählte Prozesscluster in den Zielbetrieb überführt werden.

Der Übergang ist keine Stichtagsumstellung. Bestehende Prozesspfade werden erst zurückgenommen, wenn die neuen Verfahren ihre Betriebsfähigkeit nachgewiesen haben. Neue Betriebsroutinen gehen schrittweise in reguläre Änderungsprozesse über.

Die Rollen im Transformationspfad knüpfen an die Governance-Struktur aus Kapitel 3.3 an. Regulierung und Aufsicht setzen bei regulierten Kernprozessen den verbindlichen Rahmen und treffen Freigabeentscheidungen mit marktweiter Wirkung. Bei weniger stark regulierten Prozessen stehen zunächst die fachliche Abstimmung, die betriebliche Einbindung und gemeinsame Mindestanforderungen im Vordergrund. Umsetzung und Harmonisierung übertragen diese Vorgaben in Spezifikationen, Tests und Konformitätsverfahren. Betrieb und Serviceverantwortung liefern die betriebliche Evidenz für Reife, Stabilität, Sicherheit und Skalierbarkeit der Infrastruktur.

Ergänzend braucht der Transformationspfad eine übergreifende Programm- oder Transformationssteuerung. Sie koordiniert Phasenplanung, Abhängigkeiten, Risikosteuerung und Entscheidungsreife über die Governance-Ebenen hinweg. Ergebnisse aus Tests, Betrieb und fachlicher Harmonisierung und Operationalisierung werden dort zusammengeführt und für Freigabeentscheidungen aufbereitet.

Die Marktrollen haben in allen Phasen eine doppelte Funktion. Sie liefern einerseits fachliche und operative Erkenntnisse aus Integration, Prozessdurchlauf und Klärfällen. Andererseits setzen sie freigegebene Umstellungen in ihren Systemen um und sichern so die praktische Nutzbarkeit im Markt.

Das folgende Schaubild verdichtet diesen Zusammenhang. Es zeigt für jede Phase die leitende Fragestellung, das angestrebte Ergebnis und die jeweilige Freigabesystematik. Es bildet den Rahmen für die anschließende Beschreibung der einzelnen Phasen.

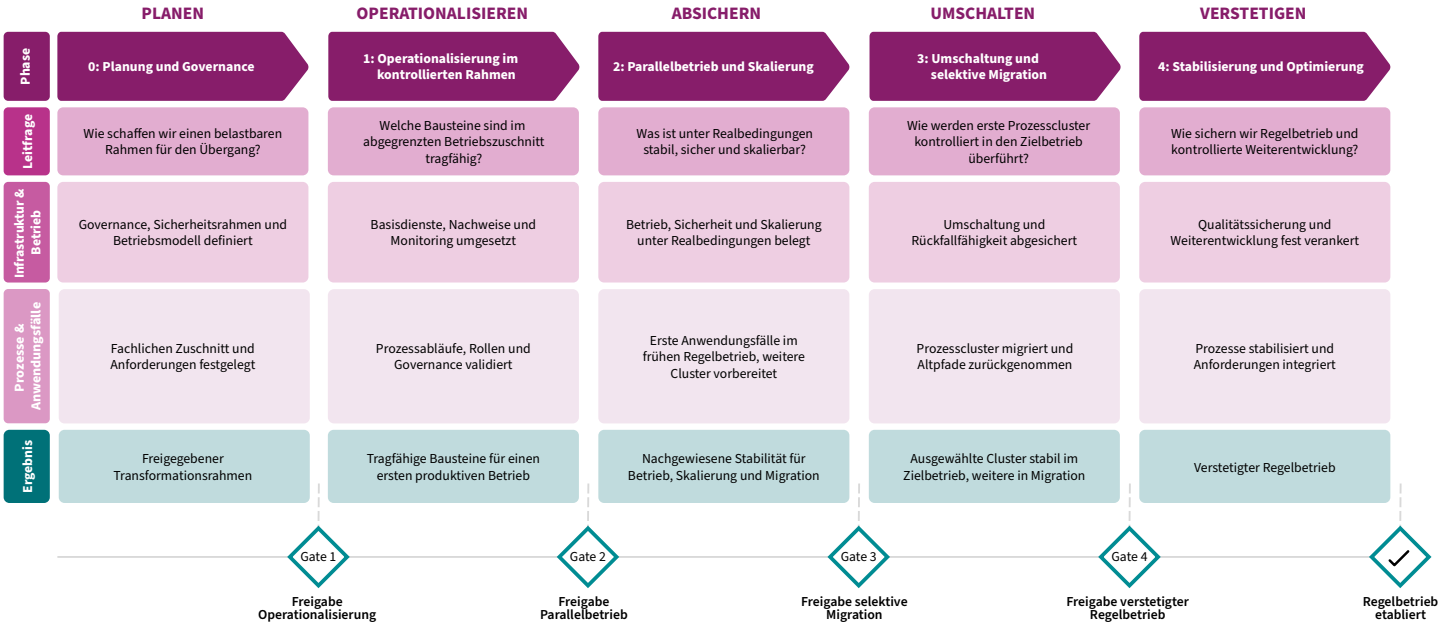

Abbildung 17: Phasenmodell des Transformationspfads

6.3.1 Phase 0 – Planung und Governance

Zweck der Phase

Phase 0 schafft den verbindlichen Rahmen für die Transformation. Der erste fachliche Ausschnitt wird so abgegrenzt, dass ein Anwendungsfall kontrolliert vorbereitet und anschließend unter realitätsnahen Bedingungen operationalisiert werden kann. Dafür müssen Umfang, Zuständigkeiten, Sicherheitsanforderungen und Freigabewege vor Beginn der Umsetzung geklärt sein.

Warum diese Phase gebraucht wird

Ohne diese Vorarbeit würden frühe Umsetzungen auf unterschiedlichen Annahmen beruhen. Ergebnisse wären schwer vergleichbar und kaum belastbar für spätere Skalierungsentscheidungen. Phase 0 begrenzt deshalb bewusst den Umfang und legt fest, welche Teile der Marktkommunikation, welche Schnittstellen zu angrenzenden Prozessen und welche digitalen Dienste in die erste Operationalisierung einbezogen werden.

Kernaktivitäten

1. **Umfang, Abgrenzung und Freigabekriterien festlegen**
   Der Geltungsbereich des ersten Anwendungsfalls wird verbindlich beschrieben. Dazu gehören die betroffenen Teile der Marktkommunikation, Schnittstellen zu angrenzenden Prozessen sowie weitere digitale Prozesse oder Dienste, die in der nächsten Phase einbezogen werden sollen. Ebenso wird die Abgrenzung zwischen kontrollierter Erprobung, laufendem Betrieb und späterer Migration festgelegt. Zugleich werden die Kriterien bestimmt, unter denen die nächste Phase freigegeben werden kann.

2. **Governance und Entscheidungswege festlegen**
   Regulierung und Aufsicht, Umsetzung und Harmonisierung sowie Betrieb und Serviceverantwortung werden mit Aufgaben, Entscheidungskompetenzen und Eskalationswegen hinterlegt. Freigaben, Konfliktlösung und Verantwortungszuordnung werden so beschrieben, dass Entscheidungen innerhalb definierter Fristen möglich sind.

3. **Leitplanken für Sicherheit, Datenschutz und KRITIS festlegen**
   Mindestanforderungen für die nächste Phase und die nachfolgenden Schritte werden definiert. Dazu gehören Identitäten und Berechtigungen, Protokollierung, Nachweisführung, der Umgang mit Sicherheitsereignissen sowie Anforderungen an kontrollierte Umgebungen. Zusätzlich wird bestimmt, welche Nachweise bereits zu Beginn der nächsten Phase vorliegen müssen.

Ergebnisse der Phase

- **Verbindlicher Transformationsrahmen** mit Umfang, Prioritäten, grober Zeitplanung und Abgrenzung
- **Operables Governance-Setup** mit dokumentierten Rollen, Entscheidungsrechten und Eskalationswegen
- **Definierte Leitplanken für Sicherheit, Datenschutz** und **KRITIS** einschließlich der für die nächste Phase erforderlichen Nachweise
- **Freigegebene Ausgangslage** für die kontrollierte Vorbereitung und realitätsnahe Erprobung des ersten klar abgegrenzten Anwendungsfalls unter festgelegten Bedingungen

Gate-Kriterien für den Übergang zu Phase 1

- **Governance-Reife:** Zuständigkeiten, Freigabewege und Eskalation sind dokumentiert und handlungsfähig.
- **Sicherheits- und Datenschutzleitplanken:** Mindestanforderungen und Nachweise für den Piloten sind definiert und prüfbar.
- **Marktstabilität:** Pilot und laufende Marktkommunikation sind organisatorisch und technisch sauber voneinander getrennt.

Federführung und Freigabe

Die Phase wird fachlich, regulatorisch und sicherheitsseitig vorbereitet. Beiträge zu Spezifikation, Standardisierung und Betriebsanforderungen werden aus Marktpraxis, Harmonisierung und Infrastruktur eingebracht. Über den Übergang zu Phase 1 wird in einem abgestimmten Freigabeverfahren entschieden.

6.3.2 Phase 1 – Operationalisierung im kontrollierten Rahmen

Zweck der Phase

Phase 1 überführt die in Phase 0 festgelegten Vorgaben in eine kontrollierte Umgebung. Am Ende der Phase soll sichtbar sein, ob sie in einem klar abgegrenzten fachlichen Ausschnitt technisch und organisatorisch tragfähig funktionieren und in eine produktionsnahe nächste Stufe überführt werden können.

Warum diese Phase gebraucht wird

Phase 0 schafft den Rahmen, belegt aber noch nicht, dass die vorgesehenen Mechanismen praktisch funktionieren. Vor einem Eingriff in produktionsnahe Abläufe braucht es deshalb einen geschützten Raum, in dem Zugriff, Protokollierung, Berechtigungen, Prozessausführung und Aufsicht unter realistischen Bedingungen validiert werden können. Diesen Nachweis liefert die Sandbox.

Kernaktivitäten

1. **Anwendungsfall, Prozessketten und Teilnehmerkreis festlegen**
   Es werden wenige, klar abgrenzbare Prozesse, Dienste oder Anwendungsfälle sowie ein begrenzter Teilnehmerkreis ausgewählt, die belastbare Ergebnisse erwarten lassen. Die Auswahl richtet sich nach Relevanz, Risiko, Überführbarkeit und Abhängigkeiten.

2. **Sandbox und erste Infrastrukturbausteine aufsetzen**
   Die Sandbox wird als isolierte Umgebung eingerichtet. Sie enthält die ersten Bausteine der Referenzarchitektur, insbesondere Konnektoren, Identitäts- und Berechtigungsmechanismen, Protokollierung sowie die minimal notwendigen Verzeichnis- und Routingfunktionen.

3. **Zugangs- und Nutzungsregeln technisch umsetzen**
   Regeln zu Zweckbindung, Rollen, erlaubten Operationen, Laufzeiten, Protokollierung und Nachweisen werden in Konnektoren und Basisdiensten technisch umgesetzt und im gewählten fachlichen Ausschnitt verbindlich angewendet.

4. **Kontrollierte Validierung durchführen und auswerten**
   Die ausgewählten Abläufe werden reproduzierbar durchlaufen. Abweichungen werden dokumentiert, klassifiziert und einer Ursache zugeordnet. Die zuständigen Stellen für Regulierung und Sicherheit begleiten die Validierung mit klaren Prüfschritten und bewerten die Nachweise im Hinblick auf Sicherheit, Aufsichtsfähigkeit und Risikolage.

Ergebnisse der Phase

- **Validierte Architektur-, Prozess- und Betriebsbausteine** in Form mindestens eines reproduzierbaren Ende-zu-Ende-Ablaufs mit belastbaren Nachweisen
- **Dokumentation von Abweichungen** mit Ursachenanalyse und konkreten Maßnahmenpfaden
- **Bewertungsgrundlage für die Entscheidung** über einen produktionsnahen Parallelbetrieb
- **Freigabe** für die schrittweise Ausweitung auf weitere Prozesse, Dienste oder Anwendungsfälle

Gate-Kriterien für den Übergang zu Phase 2

- **Funktionalität und Reproduzierbarkeit:** Die ausgewählten Abläufe laufen stabil mit definierten Rollen, Berechtigungen und Protokollen.
- **Sicherheit und Auditierbarkeit:** Mindestanforderungen sind in der kontrollierten Validierung nachweisbar eingehalten und Protokolle sind auswertbar.
- **Betriebsfähigkeit im begrenzten Umfang:** Monitoring und Incident-Abläufe sind praktisch getestet. Offene Risiken sind begrenzt und mit Maßnahmen hinterlegt.
- **Überführbarkeit:** Die Ergebnisse lassen erkennen, dass der gewählte fachliche Ausschnitt in eine produktionsnahe nächste Stufe überführt werden kann.

Federführung und Freigabe

Die Phase wird durch die für den künftigen Infrastrukturbetrieb verantwortlichen Stellen in enger Abstimmung mit Standardisierung und Harmonisierung geführt. Fachliche, technische und betriebliche Beiträge fließen insbesondere aus kontrollierter Validierung, der Spezifikation und dem vorgesehenen Betriebsmodell ein. Die zuständigen Stellen für Regulierung und Sicherheit begleiten die Phase prüfend und legen die Anforderungen für einen regel- und sicherheitskonformen Betrieb zugrunde. Der Übergang zu Phase 2 erfolgt auf Grundlage eines abgestimmten Freigabeverfahrens.

6.3.3 Phase 2 – Parallelbetrieb und Skalierung

Zweck der Phase

Phase 2 bringt die validierten Bausteine in einen produktionsnahen Parallelbetrieb. Am Ende der Phase soll belegt sein, dass die neue Abwicklung unter Realbedingungen stabil, sicher und steuerbar funktioniert und sich kontrolliert auf weitere Teilnehmer, Rollen und Varianten ausweiten lässt.

Warum diese Phase gebraucht wird

Die Sandbox belegt Machbarkeit, ersetzt aber keinen Nachweis im realen Marktumfeld. Erst unter Last, mit Ausnahmen, unvollständigen Datenlagen und organisatorischen Wechselwirkungen wird sichtbar, ob Betrieb, Nachweise und Zuständigkeiten auch außerhalb der kontrollierten Umgebung tragen. Diese Lücke zwischen Labor- und Realbedingungen schließt Phase 2.

Kernaktivitäten

1. **Parallelprozesse und Umfang festlegen**
   Der Parallelbetrieb startet mit wenigen, klar abgrenzbaren Prozessen und Teilnehmerkreisen, die Vergleichbarkeit ermöglichen. Die Auswahl richtet sich nach Systemrelevanz, Messbarkeit, Integrationsaufwand und Abhängigkeiten.

2. **Parallelbetrieb durchführen und Abweichungen auswerten**
   Bestehende und datenraumgestützte Abläufe werden entlang definierter Prozessschritte vergleichbar gemacht. Abweichungen werden systematisch ausgewertet und nach Ursachen in Spezifikation, Berechtigung, Datenqualität, Implementierung oder Betrieb eingeordnet.

3. **Betrieb, Monitoring und Nachweis unter Realbedingungen etablieren**
   Ein gemeinsames Monitoring mit eindeutigem Kennzahlenset wird aufgebaut und im laufenden Betrieb genutzt. Verfügbarkeit, Durchlaufzeiten, Fehlerraten, Rückstaus, Klärvolumen sowie Nachweise zur Protokollierung und Wirksamkeit von Berechtigungen werden praktisch erhoben und bewertet.

4. **Skalierung sowie Umschalt- und Rückfallkonzepte vorbereiten**
   Teilnehmerkreis, Rollen, Prozessvarianten und technische Betriebsumgebungen werden schrittweise erweitert. Parallel dazu werden Umschalt- und Rückfallkonzepte ausgearbeitet und Standards, Versionierung, Tests und Konformitätsverfahren so weiterentwickelt, dass sie für die spätere Migration tragfähig sind.

Ergebnisse der Phase

- **Belastbare Evidenz** zur Leistungsfähigkeit und Betriebssicherheit unter Realbedingungen
- **Erprobte Umschalt- und Rückfallkonzepte**, die technisch und organisatorisch tragfähig sind
- **Migrationsreife** von Standards, Versionierung, Test und Konformitätsanforderungen
- **Entscheidungsgrundlage** für selektive Migration und die Vorbereitung der Umschaltung in den Zielbetrieb

Gate-Kriterien für den Übergang zu Phase 3

- **Skalierungsfreigabe**
  - **Betriebsstabilität:** Parallelprozesse laufen über einen definierten Zeitraum stabil.
  - **Beherrschbarkeit:** Abweichungen sind erklärbar und mit Maßnahmen hinterlegt und begründen kein ungeklärtes systemisches Risiko.
  - **Betriebsroutine:** Monitoring und Incident-Handling funktionieren reproduzierbar.
- **Freigabe Cut-over-Vorbereitung und selektive Migration**
  - **Betriebs- und Sicherheitsnachweis:** Leistungsfähigkeit, Sicherheitsbetrieb und Auditierbarkeit sind unter Realbedingungen belegt.
  - **Migrationsfähigkeit:** Umschalt- und Rückfallkonzepte sind abgestimmt und erprobt. Standards sowie Release- und Testverfahren sind migrationsfähig.
  - **Aufsichtsfähigkeit:** Protokollauswertung und Meldewege funktionieren praktisch. Verbleibende Risiken sind akzeptiert oder mit Auflagen versehen.

Federführung und Freigabe

Die Phase wird durch die für den Betrieb der gemeinsamen Infrastruktur verantwortlichen Stellen geführt. Sie verantworten die Bereitstellung der Basisdienste und den produktionsnahen Parallelbetrieb. Standardisierung und Harmonisierung sichern Spezifikationen, Semantik, Tests und Konformitätskriterien ab. Die Marktrollen liefern die fachliche und operative Evidenz aus Integration, Prozessdurchlauf und Klärfällen. Über den Übergang zu Phase 3 wird auf Grundlage der vorliegenden Nachweise in einem abgestimmten Freigabeverfahren entschieden.

6.3.4 Phase 3 – Umschaltung und selektive Migration

Zweck der Phase

Phase 3 überführt ausgewählte und vorbereitete Prozesscluster aus dem Parallelbetrieb in den Zielbetrieb. Am Ende der Phase sollen diese Cluster stabil im Zielmodus laufen und bestehende Prozesspfade kontrolliert zurückgenommen sein und die neue Betriebs- und Aufsichtsordnung soll im praktischen Vollzug greifen.

Warum diese Phase gebraucht wird

Der Parallelbetrieb liefert zwar belastbare Nachweise, hält aber Doppelstrukturen bewusst aufrecht. Solange beide Wege nebeneinander bestehen, gibt es weiterhin Abgrenzungsfragen und zusätzlichen Aufwand. Phase 3 reduziert diese Risiken durch verbindliche Umstellungsentscheidungen je Prozesscluster.

Kernaktivitäten

1. **Bereits vorbereitete Prozesscluster und Umstellungsreihenfolge festlegen**
   Die in den vorherigen Phasen ausgewählten und validierten Prozesscluster werden für die Migration fachlich und technisch gebündelt. Abhängigkeiten zu Stammdaten, Rollenwechseln, Abrechnungsketten und Fristen werden berücksichtigt. Für jedes Cluster wird festgelegt, welche Rollen, Systeme und Basisdienste vor dem Stichtag betriebsbereit sein müssen.

2. **Umschalt- und Rückfallplanung je Cluster ausarbeiten**
   Für jedes Cluster wird ein Umschaltplan mit Vorlauf, Einfrierphasen, Abnahmepunkten und einem klar definierten Rückfallpfad erstellt. Zuständigkeiten, Datenstände, Kommunikationswege und Eskalationsschritte werden vorab festgelegt. So wird auch für Störungen oder Abweichungen eindeutig, wer fachlich entscheidet, wer technisch eingreift und wer den Betrieb koordiniert.

3. **Umstellung operativ steuern und beaufsichtigen**
   Lagebilder, Kommunikationskanäle und Eskalationsstufen werden verbindlich genutzt. Die zuständigen Stellen für Regulierung und Sicherheit begleiten die Umstellung anhand definierter Nachweise. Protokolle, Statuskennzahlen und Sicherheitsmeldungen werden fortlaufend ausgewertet, um Abweichungen früh und geordnet zu erkennen. Kritisch sind in dieser Phase vor allem widersprüchliche Prozesszustände, fehlerhafte Datenübernahmen oder ungeklärte Zuständigkeiten im Störfall.

4. **Bestehende Prozesspfade kontrolliert zurücknehmen**
   Bestehende Verfahren werden erst nach stabiler Laufzeit und nachweislicher Betriebsreife zurückgenommen. Wo dies noch nicht möglich ist, werden sie als eng begrenztes Ausnahmeverfahren geregelt. Damit wird vermieden, dass alte und neue Prozesspfade auf Dauer nebeneinander fortbestehen und zusätzliche Komplexität erzeugen.

Ergebnisse der Phase

- **Dokumentierte Umschaltung je Cluste**r mit stabil laufenden Zielprozessen und nachvollziehbarem Umstellungsverlauf
- **Praktisch wirksame Governance und Aufsicht** im Zielbetrieb
- **Regelbetriebsfreigabe für migrierte Cluster** mit definierten Verantwortlichkeiten und belastbaren Betriebsnachweisen

Gate-Kriterien für den Übergang zu Phase 4

- **Stabiler Zielbetrieb:** Die migrierten Cluster laufen ohne strukturelle Rückfälle und mit belastbarer Betriebsroutine.
- **Betriebs- und Sicherheitsreife:** Monitoring sowie Incident- und Change-Abläufe funktionieren, Sicherheits- und Nachweisanforderungen sind praktisch handhabbar.
- **Marktverbindlichkeit:** Bestehende Prozesspfade sind zurückgenommen oder als Ausnahmeverfahren klar begrenzt und geregelt. Governance und Aufsicht greifen im Betrieb wirksam.

Federführung und Freigabe

Die Phase wird durch die für regulatorische Verbindlichkeit und operative Steuerung zuständigen Stellen gemeinsam mit dem Infrastrukturbetrieb geführt. Im Mittelpunkt stehen die geordnete Umschaltung ausgewählter Prozesscluster und die kontrollierte Rücknahme bestehender Prozesspfade. Die für den Betrieb verantwortlichen Stellen sichern die Betriebsbereitschaft und koordinieren die technische Umstellung. Standardisierung und Harmonisierung begleiten die Release- und Umstellungsplanung sowie die Fortschreibung von Standards, Semantik und Konformitätskriterien. Die Marktrollen setzen die Migration in ihren Systemen um und melden den jeweiligen Umstellungsstatus zurück. Der Übergang zu Phase 4 erfolgt auf Grundlage dokumentierter Betriebsreife in einem abgestimmten Freigabeverfahren.

6.3.5 Phase 4 – Stabilisierung und Optimierung

Zweck der Phase

Phase 4 überführt den jeweils migrierten Umfang in den dauerhaften Regelbetrieb. Die zuvor freigegebenen Prozesse, Dienste und Anwendungsfälle werden in Linienorganisationen, Betriebsprozesse und laufende Aufsicht übergeben. Weitere Prozesscluster und Anwendungsfälle können anschließend in späteren Wellen denselben Transformationspfad durchlaufen.

Warum diese Phase gebraucht wird

Mit der Umschaltung ist die Migration formal vollzogen. Ein belastbarer Regelbetrieb entsteht aber erst, wenn Lastprofile, Fehlerbilder und Grenzfälle über einen längeren Zeitraum beherrscht werden. Zugleich müssen projektförmige Steuerungsstrukturen zurückgeführt oder in dauerhafte Funktionen überführt werden. Betrieb, Support, Störungsbearbeitung und Änderungsprozesse gehen in die regulären Organisationen von Betreibern, Marktrollen und beteiligten Dienstleistern über.

Kernaktivitäten

1. **Übergabe in den Linienbetrieb organisieren**
   Betrieb, Support sowie Incident- und Change-Abläufe gehen in die regulären Organisationen von Betreibern, Marktrollen und weiteren beteiligten Akteuren über. Verantwortlichkeiten, Eskalationswege, Bereitschaften und Kommunikationsroutinen werden verbindlich festgelegt. Übergangsrollen und projektförmige Steuerungsstrukturen werden gezielt zurückgeführt oder in dauerhafte Funktionen überführt.

2. **Vorgaben und Standards verbindlich verankern**
   Die in den vorangegangenen Phasen eingeführten und abgesicherten Regelungen werden in verbindliche Vorgaben überführt. Dazu gehören Betriebsanforderungen, Nachweispflichten, Konformitätskriterien sowie Regeln für Änderungen an Standards und Basisdiensten.

3. **Qualitäts- und Nachweissteuerung etablieren**
   Ein gemeinsamer Satz von Kennzahlen wird festgelegt und dauerhaft erhoben. Audits greifen auf Protokolle und Nachweise aus dem laufenden Betrieb zurück und bewerten neben Einzelfällen auch das Systemverhalten und die Prozessqualität. Aufsicht und Qualitätssteuerung werden damit aus der Übergangsphase in einen geregelten Betriebsmodus überführt.

4. **Weiterentwicklung und Erweiterung organisieren**
   Verbesserungen, das Onboarding neuer Rollen und zusätzliche Anwendungsfälle laufen über geregelte Release-, Test- und Freigabeprozesse. Die Priorisierung erfolgt nach Nutzen, Risiko, Sicherheitsanforderungen und Umsetzbarkeit. So bleibt der Regelbetrieb entwicklungs- und aufnahmefähig für weitere Umfänge.

Ergebnisse der Phase

- **Etablierter Regelbetrieb für die in dieser Migrationswelle überführten Prozesse, Dienste und Anwendungsfälle** mit definierten Servicelevels und Verantwortlichkeiten sowie belastbaren Routinen
- **Dauerhaft wirksame Governance und Aufsicht** in Form von Freigaben, Audits, Kennzahlen und Nachweisen
- **Erweiterungsfähiges Betriebsmodell** mit standardisiertem Onboarding und kontrollierter Einführung weiterer Prozesse und Anwendungsfälle
- **Grundlage für nachfolgende Migrationswellen**, in denen weitere Prozesse und Anwendungsfälle in den Zielbetrieb überführt werden

Gate-Kriterien für den Abschluss der Migrationswelle

- **Linienbetrieb und Verantwortlichkeiten:** vollständig übernommen, einschließlich Bereitschaften und Eskalationswegen
- **Stabilität und Sicherheitsbetrieb:** über einen definierten Zeitraum nachgewiesen und auditierbar
- **Weiterentwicklungsfähigkeit:** Release-, Test- und Konformitätsprozesse sowie Onboarding sind reproduzierbar und belastbar etabliert.

Mit Abschluss von Phase 4 ist der jeweilige Migrationsumfang verstetigt. Der vollständige Zielzustand des Energiedatenraums entsteht schrittweise durch weitere Migrationswellen.

Federführung und Freigabe

Die Phase wird durch die für den Betrieb der gemeinsamen Infrastruktur verantwortlichen Stellen in enger Zusammenarbeit mit Standardisierung und Harmonisierung geführt. Im Mittelpunkt stehen die Verstetigung des Regelbetriebs und die kontrollierte Weiterentwicklung der Infrastruktur. Die für den Betrieb verantwortlichen Stellen sichern Verfügbarkeit, Sicherheitsbetrieb, Monitoring sowie Incident-, Change- und Problem-Management. Standardisierung und Harmonisierung pflegen Standards, Semantik und Konformitätskriterien und organisieren Releases und marktweite Tests. Regulierung und Sicherheitsaufsicht begleiten den Regelbetrieb über Aufsicht, Audits und definierte Nachweise. Freigaben im Regelbetrieb erfolgen im Rahmen der laufenden Aufsichts- und Betriebsprozesse.

6.4 Regulatorische Anforderungen des Übergangs

Klassische marktweite Umstellungen zu einem einheitlichen Stichtag eignen sich für den Übergang zum Energiedatenraum nur begrenzt. Die heutige Marktkommunikation arbeitet mit festen Fristen, synchronisierten Änderungen und verbindlichen Dokumentenständen. Dieses Vorgehen sichert Interoperabilität und Verbindlichkeit. Für einen gestuften Übergang, der bestehende Marktkommunikationsprozesse, weitere digitale Prozesse im Energiesystem und neue datenraumgestützte Anwendungen umfasst, reicht es jedoch nur begrenzt aus.

Die Governance für den Zielbetrieb wurde in Kapitel 3.3 beschrieben. Für Transformationsprozesse braucht es zusätzlich ein befristetes **Übergangsregime**. Es muss Sandbox-Formate, Parallelbetrieb, Rückfalloptionen und Freigaben zwischen den Phasen regulatorisch absichern. Neue Infrastrukturdienste und neue Formen der Prozessabwicklung sollten unter realen Bedingungen geprüft werden, ohne die Stabilität des Markt- und Netzbetriebs zu gefährden. Ein Parallelbetrieb braucht dafür klare Umschaltregeln, eindeutige Verantwortlichkeiten, gemeinsames Monitoring und belastbare Rückfalloptionen. Fehlen diese Voraussetzungen, bleibt er eine technische Zwischenlösung ohne tragfähige Grundlage für eine spätere Migration (Bastiaansen et al., 2022).

Auch die Beweisführung verändert sich. Skalierung und Regelbetrieb sollten nicht allein an den Projektfortschritt oder die Terminplanung gebunden werden. Zu berücksichtigen sind technische Reife, Sicherheitsnachweise und betriebliche Stabilität. Einzelne Prozesscluster oder Anwendungsbereiche sollten erst dann in den produktiven Energiedatenraum überführt werden, wenn zuvor definierte Prüf- und Freigabekriterien erfüllt sind. Ein solches Vorgehen kann einzelne Schritte verlangsamen, erhöht aber die Robustheit des Gesamtübergangs.

Besondere Bedeutung hat die **Finanzierung der Übergangsphase**. Beim Aufbau des Energiedatenraums entstehen Vorlaufinvestitionen für Basisdienste, Konformität, Onboarding, Sicherheitsnachweise, Parallelbetrieb und betriebliche Redundanz. Der Nutzen entsteht häufig systemweit und wird erst zeitversetzt sichtbar. Kosten und Nutzen liegen daher nicht immer bei denselben Akteuren. Für die Regulierung stellt sich die Frage, wie diese Verteilung so geordnet werden kann, dass die Beteiligung am Aufbau gemeinsamer Infrastruktur wirtschaftlich möglich bleibt. Sinnvoll ist eine Trennung der Kostenarten. Dauerhafte Infrastrukturkosten betreffen gemeinsame Basisdienste, Vertrauensdienste, Nachweisstrukturen, Routing, Monitoring und weitere Elemente des späteren Zielbetriebs. Laufende Servicekosten entstehen aus Betrieb, Wartung, Support und Weiterentwicklung. Befristete Übergangskosten ergeben sich aus Parallelbetrieb, Doppelintegration, Testumgebungen und Rückfallfähigkeit. Diese Aufwände sollten regulatorisch nicht gleich behandelt werden, weil sie unterschiedliche Funktionen erfüllen und in unterschiedlichen Phasen anfallen.

Klar abgrenzbare Kosten gemeinsamer Basisdienste können als notwendige Infrastrukturkosten eingeordnet werden. Für kleinere Marktakteure kann ein standardisierter Managed-Service-Zugang die Teilnahme erleichtern. Die Einbindung in den Energiedatenraum sollte nicht daran scheitern, dass jeder Teilnehmer eigene hochverfügbare Betriebsstrukturen aufbauen muss. Übergangskosten verdienen eine gesonderte Betrachtung, weil sie vor allem der Marktumstellung dienen und noch nicht vollständig dem späteren Regelbetrieb zugerechnet werden können. Auch frühe Aufbaukosten können anders behandelt werden als die spätere Finanzierung des Zielbetriebs.

Die Finanzierungsfrage gewinnt an Gewicht, wenn die Bereitschaft zur Beteiligung am Aufbau gemeinsamer Infrastruktur noch begrenzt ist. In solchen Situationen liegt eine regulatorische Anerkennung klar abgegrenzter Kosten nahe. Geprüft werden kann, ob klar abgrenzbare Kosten der Datenrauminfrastruktur in regulierten Bereichen berücksichtigt werden können. Für Netzbetreiber würde dies die Schwelle senken, frühzeitig in gemeinsame Basisdienste, Nachweisstrukturen und standardisierte Zugänge zu investieren. Ein Einstieg über weniger stark regulierte Prozesse und Anwendungen oder Reportings kann diesen Ansatz ergänzen. In solchen Bereichen lassen sich Nutzen, Betriebsfähigkeit und Akzeptanz zunächst in einem risikoärmeren Umfeld nachweisen. Die Ergebnisse können anschließend in stärker regulierte Prozesscluster einfließen (dena, 2024b). Auf diese Weise wird die Finanzierungsfrage zu einem Hebel für Beteiligung und Skalierung und ist nicht nur eine Frage der Wirtschaftlichkeit.

Der Übergang zum Energiedatenraum lässt sich daher nicht als rein technische Migration organisieren. Er braucht einen regulatorischen und organisatorischen Rahmen für die kontrollierte Einführung, evidenzbasierte Freigaben und die Finanzierung, die Aufbau und Betrieb auseinanderhält. Erst auf dieser Grundlage kann der Transformationspfad in den späteren Regelbetrieb führen.

7. Regulatorische Implikationen

Mit dem Energiedatenraum verschiebt sich der Gegenstand regulatorischer Steuerung. Die heutige Marktkommunikation ordnet vor allem standardisierte Abläufe zwischen Marktrollen. Mit dem Energiedatenraum entsteht eine digitale Infrastruktur, auf der Datennutzung, Prozessabwicklung und Betrieb beruhen. Diese Erweiterung bedeutet nicht, dass jeder Anwendungsfall im Energiedatenraum zu einem regulierten Marktprozess wird. Maßgeblich bleibt, wer fachlich verantwortlich ist und welche Vorgaben für den jeweiligen Prozess gelten. Der Energiedatenraum bildet diese Verantwortlichkeiten über Zugänge, Berechtigungen und Nachweise technisch und organisatorisch ab. Diese gemeinsame Infrastruktur braucht klare Zuständigkeiten, überprüfbare Regeln und eine Aufsicht, die technische, organisatorische und sicherheitsbezogene Fragen zusammenführt. Regulatorisch geht es daher um Prozesse und um die gemeinsame digitale Grundlage, die diese Prozesse trägt. Zu klären ist, wie diese Infrastruktur eingeordnet, betrieben, beaufsichtigt und weiterentwickelt wird und welcher regulatorische Rahmen von staatlicher Seite geschaffen werden muss.

Diese Entwicklung fügt sich in die **europäische und nationale Datenpolitik** ein. Auf europäischer Ebene wird seit der europäischen Datenstrategie der Aufbau föderierter Datenräume verfolgt, in denen Daten sicher, vertrauenswürdig und unter kontrollierten Bedingungen genutzt werden können. Mit dem Data Governance Act und dem Data Act ist dafür inzwischen ein übergreifender Rahmen entstanden, der Vertrauen in Datennutzung stärken, Datenzugänge klarer ordnen und die Nutzung von Daten über Organisationsgrenzen hinweg erleichtern soll (BNetzA, 2026a). Auch die Datenstrategie der Bundesregierung betont leistungsfähige Dateninfrastrukturen und verantwortungsvolle Datennutzung als Voraussetzungen für Innovations- und Transformationsfähigkeit (Bundesregierung, 2023). Der Energiedatenraum berührt damit energiewirtschaftliche Prozessregeln, Datenpolitik und Cybersicherheit gleichermaßen.

Kapitel 7 leitet daraus die regulatorischen Folgerungen ab. Zunächst wird der Energiedatenraum als neuer Regulierungsgegenstand eingeordnet. Danach werden die zentralen Handlungsfelder für den Zielbetrieb beschrieben.

7.1 Der Energiedatenraum als neuer Regulierungsgegenstand

Der Energiedatenraum knüpft an die Ordnungsprinzipien der Marktkommunikation an. Klare Rollen, standardisierte Prozesse, diskriminierungsfreie Teilnahme, Interoperabilität und Nachvollziehbarkeit bleiben maßgeblich. Neu ist der Anwendungsbereich dieser Prinzipien. Sie prägen künftig neben der Kommunikation zwischen Marktrollen auch die gemeinsame digitale Infrastruktur, auf der energiewirtschaftliche Prozesse und weitere datenbasierte Anwendungen aufsetzen.

Der Regulierungsgegenstand verschiebt sich entsprechend. Der Ordnungsrahmen muss festlegen, unter welchen fachlichen, technischen und sicherheitsbezogenen Voraussetzungen Akteure, Dienste und Komponenten am Energiedatenraum teilnehmen dürfen oder gegebenenfalls müssen. Er muss außerdem bestimmen, welche Nachweise im laufenden Betrieb zur Teilnahme, zu Zugriffen und zur Nutzung gemeinsamer Dienste erforderlich sind. Beim Anschluss eines neuen Flexibilitätsdienstes wäre daher neben seiner Rolle im Marktprozess zu prüfen, ob der eingesetzte Konnektor oder die technische Schnittstelle die Vorgaben erfüllen, welche Berechtigungen der Dienst erhalten darf und wie seine Zugriffe dokumentiert werden.

Mit der **gemeinsamen Infrastruktur** gewinnen sichere Zugänge, digitale Identitäten, Berechtigungen und Nachweise eine regulatorische Bedeutung. Sie entscheiden darüber, wer Daten nutzen darf, welche Prozessschritte ausgelöst werden können und welche Informationen im Nachhinein prüfbar bleiben. Dafür braucht es einen einheitlichen Rahmen für Sicherheitsniveaus, Konformität, Zertifizierung, Audit und Aufsicht. Relevant wird dies besonders dann, wenn im Nachhinein belastbar nachvollzogen werden muss, wer auf welche Information zugegriffen, welchen Status gesetzt oder welche Regel angewendet hat.

Auch gemeinsame Basisdienste werden Teil des Regulierungsgegenstands. Sie tragen Zugang, laufenden Betrieb, Nachweisführung und betriebliche Koordination über Organisationsgrenzen hinweg. Für diese Dienste braucht es eine klare regulatorische Verortung, weil sie eine eigene Funktion in der digitalen Prozessinfrastruktur des Strommarkts einnehmen.

Für die Regulierung entsteht daraus eine neue Aufgabe. Sie muss Prozessrahmen festlegen und die Governance gemeinsamer Infrastruktur ordnen. Diese Entwicklung entspricht dem Verständnis föderierter Datenräume, in denen technische, semantische, organisatorische und rechtliche Governance zusammenwirken (Bastiaansen et al., 2022).

Mit dieser Erweiterung verbindet sich zugleich die **Chance zur Vereinfachung**. Der Energiedatenraum soll die heutige Marktkommunikation nicht unverändert in eine neue technische Form übertragen. Fachlich notwendige Prozesse bleiben bestehen. Ihre technische Umsetzung und die begleitende Nachweisführung können jedoch schlanker werden, wenn Zugänge, Basisdienste und Nachweise einheitlicher organisiert sind. Ein Teil der heutigen Prozess- und Formatkomplexität kann dadurch zurückgehen.

7.2 Regulatorische Handlungsfelder für den Zielbetrieb

Im Zielbetrieb zeigt sich, ob der regulatorische Rahmen des Energiedatenraums trägt. Die operative Governance ist in Kapitel 3.3 beschrieben. Fragen der Übergangsfinanzierung und der Abgrenzung gemeinsamer Infrastrukturkosten behandelt Kapitel 6.4. Für den Zielbetrieb bleibt regulatorisch zu entscheiden, wie Zugang, Konformitätsprüfung, Aufsicht und Betriebsmandate verbindlich verankert werden und wie sie an den dort beschriebenen Finanzierungsrahmen anschließen. Diese Entscheidungen bestimmen, ob der Energiedatenraum als gemeinsame Infrastruktur im Markt dauerhaft genutzt werden kann.

Marktzugang, Onboarding und diskriminierungsfreier Zugang

Der Energiedatenraum kann für den Strommarkt nur dann Mehrwert stiften, wenn neue Teilnehmer und Dienste nicht über proprietäre Einzelanbindungen oder bilaterale Sonderlösungen eingebunden werden. Der Zugang sollte über ein standardisiertes Verfahren erfolgen, das fachliche, technische und sicherheitsbezogene Mindestanforderungen festlegt. Regulatorisch zu klären ist, wer diese Anforderungen setzt, wie ihre Erfüllung geprüft wird und wann eine produktive Anbindung freigegeben wird.

Ein einheitliches Onboarding kann Rollenattribute, Berechtigungsprofile, Nachweisformate, Sicherheitsstatus und Nutzungsbedingungen prüfen. Ein Aggregator oder Flexibilitätsdienst wäre dann nicht allein aufgrund einer funktionierenden Schnittstelle angebunden. Seine Teilnahme am Energiedatenraum würde zunächst nach transparenten Kriterien bewertet und freigegeben. Welche Anwendungsfälle, Daten oder Dienste anschließend genutzt werden dürfen, richtet sich nach den jeweils erforderlichen Berechtigungen. Diese können sich aus regulatorischen Vorgaben, Rollenmodellen, vertraglichen Vereinbarungen oder Freigaben datenverantwortlicher Akteure ergeben. Diskriminierungsfreier Zugang hängt in diesem Modell weiterhin von geltenden Standards bzw. Anforderungen ab, die für alle Akteure nachvollziehbar gelten, kommt jedoch auch durch die Reduktion der Systemkomplexität und des zugehörigen (regelmäßigen) Anpassungserfordernisses zustande.

Standards, Konformität und Aufsicht

Gemeinsame Dienste und föderierte Betriebseinheiten verändern die Anforderungen an Aufsicht und Konformität. Die Absicherung einzelner Prozessketten reicht im Zielbetrieb nicht aus. Der Ordnungsrahmen muss festlegen, nach welchen technischen und semantischen Vorgaben Teilnehmer und Komponenten eingebunden werden, welche Nachweise für sichere Zugänge und Berechtigungen gelten und wie diese Anforderungen geprüft, fortgeschrieben und überwacht werden. Einheitliche Vorgaben für Konformitätsprüfung, Nachweisformate und Zertifizierung bilden dabei die Grundlage für Aufsicht und einen Betreiberwechsel ohne neue technische Abhängigkeiten.

Für die Aufsicht entsteht daraus eine neue Qualität der Transparenz im laufenden Betrieb. Standardisierte Protokolle, Kennzahlen und Nachweise können eine risikobasierte Aufsicht stützen. Sie liefern frühere Hinweise auf Regelabweichungen, Störungen und Verstöße gegen Zugangsbedingungen. Auch sicherheitsrelevante Vorfälle, Zertifikatszustände und Schwachstellen lassen sich auf dieser Grundlage besser einordnen. Die NIS2-Richtlinie weist in eine ähnliche Richtung, weil sie für kritische Sektoren Anforderungen an Risikomanagement, Meldepflichten, Aufsicht und Durchsetzung formuliert (European Commission, 2026b). Für den Energiedatenraum ist daher festzulegen, welche Nachweise verpflichtend bereitzustellen sind, welche Ereignisse gemeldet werden müssen und ab welchen Schwellen eine Eskalation für gemeinsame Infrastrukturelemente greift.

Rollen, Mandate und Betriebsverantwortung

Die Rollen für Zielbetrieb, Harmonisierung und Serviceverantwortung sind in Kapitel 3.3 beschrieben. Für den Zielbetrieb müssen diese Funktionen rechtlich und organisatorisch mandatiert werden. Offen ist insbesondere, wer Standards fortschreibt, kritische Änderungen freigibt, Betriebsnachweise liefert und bei marktweiten Abweichungen handlungsverantwortlich ist. Nicht jede Funktion muss als neue Marktrolle ausgestaltet werden. Ohne klare Mandate bliebe der Betrieb gemeinsamer Basisdienste jedoch rechtlich und organisatorisch unsicher.

Für gemeinsame Basisdienste sind der Aufgabenbereich und Grenzen festzulegen. In Betracht kommen Verzeichnisdienste, Routing, Monitoring, Protokollierung, betriebliche Koordination und gegebenenfalls gemeinsame Vertrauensdienste. Gemeint ist keine zentrale fachliche Prozessverantwortung und keine zentrale operative Datenhaltung. Entscheidend sind Mandatsumfang, Zugangsvoraussetzungen, Haftung, Eskalation, Verfügbarkeit, Redundanz und laufende Nachweisführung.

Eine koordinierende Funktion für den Infrastrukturbetrieb kann sinnvoll sein, wenn Monitoring, Eskalation und Änderungssteuerung über mehrere Betriebseinheiten hinweg zusammengeführt werden müssen. Ihr Mandat sollte klar auf gemeinsame Infrastrukturdienste begrenzt sein. Fachliche Marktprozesse würden dadurch nicht zentral gesteuert. Für kleinere Marktakteure kann ergänzend ein standardisierter Betriebsservice sinnvoll sein. Er kann die Teilnahme erleichtern, ohne Anforderungen an Sicherheit, Nachweisbarkeit und diskriminierungsfreien Zugang abzusenken.

8. Fazit und Ausblick

8.1 Zusammenfassung

Der Stromsektor wird dezentraler, integrierter und digitaler. Erzeugung und Verbrauch verändern die Anforderungen an Systemführung, Datenflüsse und Marktprozesse grundlegend. Beispielhaft wird diese Entwicklung bei den variablen Netzentgelten nach § 14a EnWG in einem regulierten Massenprozess konkret sichtbar. Die heutige Marktkommunikation kann solche Prozesse weiterhin abbilden. Der Aufwand für Abstimmung, Integration, Nachweisführung und Betrieb steigt jedoch weiter spürbar an, sobald Daten häufiger aktualisiert, feiner aufgelöst und über mehrere Rollen hinweg konsistent verarbeitet werden müssen.

Die Analyse der bestehenden Marktkommunikation ergibt damit ein klares Bild. Sie bietet eine verlässliche und rechtssichere Grundlage für wiederkehrende Massenprozesse. Diese Stabilität ist jedoch mit hohen Integrations-, Test-, Betriebs- und Kläraufwänden verbunden. Die Belastung entsteht nicht allein durch größere Datenmengen. Sie folgt aus vielen bilateralen Kopplungen, heterogenen Umsetzungen, zu synchronisierenden Umstellungen und einer stetig wachsenden Prozessdichte. Hinzu kommen hohe Anforderungen an Sicherheit, Nachweisführung und Koordination über Unternehmensgrenzen und zunehmend auch Sektorengrenzen hinweg. Die Marktkommunikation bleibt damit funktionsfähig, stößt unter den steigenden Anforderungen des Stromsystems aber an strukturelle Grenzen.

Am Beispiel variabler Netzentgelte werden diese Grenzen besonders deutlich. Schon die aktuelle Ausgestaltung statisch variabler Netzentgelte erhöht den Aufwand für Datenaustausch und Koordination zwischen Netzbetreibern, Messstellenbetreibern, Lieferanten und weiteren Beteiligten. Der Praxiseinblick zeigt außerdem, dass das Modul 3 für Endkundinnen und Endkunden erst dann breiter wirksam werden dürfte, wenn variable Netzentgelte besser mit variablen Stromtarifen, der Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und praxistauglichen Lösungen bei Lieferanten und Heimenergiemanagementsystemen zusammenspielen. Die Umsetzung ist in der aktuellen Marktkommunikation grundsätzlich möglich. Sie macht zugleich sichtbar, wie schnell dynamischere Modelle höhere Anforderungen an Aktualität, Interoperabilität, Automatisierung und Nachweisführung auslösen.

Aus der Analyse leitet die Studie sechs Anforderungen an den künftigen Datenaustausch ab:

- Integrationsaufwände müssen bei gleichzeitiger Erhöhung der Umsetzungsgeschwindigkeit sinken, ohne dass Verbindlichkeit, Sicherheit oder regulatorische Anschlussfähigkeit verloren gehen.
- Neue Akteure und neue Anwendungsfälle müssen mit vertretbarem Aufwand angebunden werden können.
- Systeme müssen auch unter hoher Last und wachsender Akteursvielfalt stabil funktionieren.
- Daten müssen zeitnah und mit eindeutigen Zeit- und Versionsbezügen verfügbar sein.
- Informationen müssen organisationsübergreifend in gleicher Bedeutung verstanden werden.
- Zugriffe, Regelanwendungen und Verantwortlichkeiten müssen nachvollziehbar und prüfbar bleiben.

Diese Anforderungen betreffen nicht einzelne Prozessregeln. Sie zielen auf grundlegende Eigenschaften der technischen und organisatorischen Infrastruktur ab.

Das Leitbild des Energiedatenraums 2032 setzt an dieser Stelle an. Es beschreibt eine föderierte digitale Infrastruktur, in der Daten weitgehend bei den verantwortlichen Akteuren verbleiben und kontrolliert genutzt werden. Zugriffe, Berechtigungen, Nachweise und Prozessschritte folgen gemeinsamen Regeln. Der Energiedatenraum steht damit für eine andere Ordnung des Datenaustauschs. Er verbindet Interoperabilität, Nachweisbarkeit, digitale Souveränität und hochverfügbaren Betrieb konsistenter, als es unzählige bilaterale Einzelkopplungen, wie sie heute bei der Marktkommunikation existieren, leisten können.

Sein strategischer Vorteil liegt im strukturellen Ansatz. Der Energiedatenraum adressiert nicht nur einzelne Schwächen der heutigen Marktkommunikation. Er setzt bei wiederkehrenden Basisfunktionen an, die heute vielfach separat und dezentral aufgebaut und

betrieben werden. Zugänge, Nachweise, Berechtigungen und Konformitätsprüfungen können besser durch gemeinsame zentrale Dienste umgesetzt werden. Neue Akteure und neue Anwendungsfälle können standardisierter angebunden werden. Änderungen lassen sich kontrollierter und schneller einführen. Aufsicht und Betrieb werden transparenter und nachvollziehbarer. Damit eröffnet der Energiedatenraum nicht nur Effizienzgewinne. Er schafft die Voraussetzung dafür, dass ein zunehmend dynamisches und digitales Stromsystem überhaupt beherrschbar bleibt.

Der Praxistest im Energiedatenraum Re4DE bestätigt die praktische Anschlussfähigkeit dieses Ansatzes. Am Beispiel variabler Netzentgelte wurde gezeigt, dass ein datenraumbasierter Datenaustausch die fachlichen Anforderungen erfüllen und bestehende Marktkommunikationsprozesse gezielt entlasten kann. Beim Durchsatz unterstützen REST-APIs und JSON(-LD) eine effizientere und performantere Übertragung als die heutigen EDIFACT- und AS4-Verfahren. Standardisierte Schnittstellen, Katalogfunktionen und automatisierbare Vertrags- und Zugriffsregeln erhöhen das Automatisierungspotenzial und erleichtern die durchgängige Prozessintegration. Auch die Interoperabilität fällt stärker aus, weil Daten sektorenübergreifend einfacher beschrieben, gefunden und genutzt werden können. Offene Katalogstandards, REST-APIs und eIDAS-2.0-Identitäten schaffen einen breiteren, stärker standardisierten und diskriminierungsfreieren Zugang zu Daten als die auf regulierte Marktrollen begrenzte SM-PKI. Gleichzeitig verbessert sich die Skalierbarkeit, weil moderne Webtechnologien, wiederverwendbare Grundfunktionen und ein größerer Pool an verfügbaren IT-Fachkräften die technische und organisatorische Anschlussfähigkeit erhöhen. Bei der Vertraulichkeit zeigt sich ebenfalls ein Vorteil. ODRL-Policies ermöglichen präzisere und besser steuerbare Nutzungsbedingungen und erweitern damit die Möglichkeiten kontrollierter Datenbereitstellung und -nutzung. Integrität, Authentizität und Verfügbarkeit bleiben dabei auf einem vergleichbaren Sicherheitsniveau.

Auch wirtschaftlich spricht vieles für eine gemeinsame Infrastruktur. Die regelmäßig nötigen Anpassungen der Prozesse zum Datenaustausch können weitgehend zentral erfolgen und damit die dezentralen Integrationsaufwände deutlich verringern. Somit kann gleichzeitig die Umsetzungsgeschwindigkeit von neuen Anforderungen erhöht werden. Identitäts- und Berechtigungsprüfung, Validierung, Monitoring, Routing und Nachweisführung müssen nicht in jeder Organisation parallel aufgebaut und gepflegt werden. Das senkt die Integrationskosten und den laufenden Wartungsaufwand. Der Effizienzgewinn zeigt sich auch im laufenden Betrieb, etwa in weniger Abstimmung, geringerer Fehlersuche und geringerem Regressionstestaufwand nach Änderungen. Wenn auf den jeweils gültigen Datenstand an der Quelle zugegriffen wird, können Folgefehler, Nacharbeiten und operative Spitzenlast in Umstellungsphasen zurückgehen.

Der Transformationspfad bestätigt diese Richtung. Der Übergang ist nicht als einmalige Systemumstellung angelegt, sondern als kontrollierter Lernprozess mit schrittweisen und belastbaren Nachweisen. Technische Reife, Sicherheitsnachweise, organisatorische Umsetzbarkeit und marktweite Akzeptanz werden schrittweise aufgebaut und geprüft. Leitend sind dabei Stabilität vor Geschwindigkeit, schrittweise Migration, Hybridfähigkeit im Übergang sowie Vertrauen und Legitimation als Erfolgsbedingungen. Diese Übergangsordnung macht den Systemwechsel praktisch beherrschbar und schützt den laufenden Markt- und Netzbetrieb.

In der Gesamtschau ergibt sich daraus ein eindeutiger Ausblick. Die bestehende Marktkommunikation bleibt zwar für standardisierte Massenprozesse grundsätzlich tragfähig, die künftigen Anforderungen des Stromsystems verlangen jedoch eine leistungsfähigere und konsistentere Infrastruktur. Unter den bereits heute erkennbaren Anforderungen stößt die bestehende Marktkommunikation an strukturelle Grenzen. Der Energiedatenraum ist deshalb mehr als eine denkbare technische Option. Er ist der folgerichtige nächste Entwicklungsschritt, weil er die Stärken der heutigen Marktkommunikation bewahrt, ihre strukturellen Schwächen gezielt adressiert und zugleich die Voraussetzungen für ein digitales, flexibles, sicheres und wirtschaftlich tragfähigeres Energiesystem schafft.

8.2 Empfehlungen für nächste Schritte

Der Energiedatenraum muss als digitale öffentliche Infrastruktur bis 2032 etabliert werden. Er soll unternehmens- bzw. institutionsübergreifend verschiedene Anwendungen ermöglichen – im regulierten und nicht regulierten Bereich – sowie national etabliert und international anschlussfähig sein, insbesondere zu dem in Entwicklung befindlichen europäischen Energiedatenraum (CEEDS). Deutschland muss hier – auch aus eigenem Interesse – frühzeitig eine eigene Lösung vorantreiben, um für die europäischen Entwicklungen anschlussfähig zu sein und sie effektiv mitgestalten zu können. Die Rahmenbedingungen konkretisieren sich weiter: Mit den nationalen Durchführungsgesetzen zu den europäischen Vorgaben für Datenzugang und Datennutzung und mit der wachsenden fachlichen Verankerung des Energiedatenraums in der Energiewirtschaft entsteht ein belastbares Zeitfenster, in dem eine Richtungsentscheidung zur Etablierung dieser Infrastruktur vorbereitet und getroffen werden kann und muss (Deutscher Bundestag, 2026).

Erste Unternehmen haben sich mit ausgewählten Anwendungen in ihrem Betätigungsfeld bereits auf den Weg gemacht. Hier gilt es, die Anwendungen im Einsatz mit der Technologie voranzutreiben, weitere Anwendungsfelder zu finden und ein neues Verständnis für den Datenaustausch unter Nutzung von Datenräumen zu erlernen. Bei diesen Entwicklungen sollten die Akteure der Branche aktiv nach Kooperationsmöglichkeiten suchen.

Mit dem systemischen Blick auf die gesamte Energiebranche mit ihren zugehörigen Datenaustauschprozessen bewegt sich der Fokus klar über die Ebene einzelner Anwendungen hinaus. Hier braucht es eindeutig definierte und von offiziellen Stellen getriebene Schritte. Aktuelle branchenweit relevante Prozesse, die den Datenaustausch oder die Digitalisierung von Registern betreffen, müssen gezielt Datenraumlösungen in die Entscheidungsfindung mit einbeziehen. Die Gestaltung der digitalen Infrastrukturen muss auf Basis einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung erfolgen. Damit verbundene Vorgaben dürfen entsprechend nicht nur begrenzt auf eine Kostensicht für die singuläre Problemstellung bzw. den nächsten Umsetzungsschritt ausgelegt werden. Hiervon betroffen sind beispielsweise die Prozesse „Zukunft der Marktkommunikation“, der MaBiS-Hub oder die Einbindung des Marktstammdatenregisters in den V5-Prozess aus der Roadmap „Systemstabilität“. Im Weiteren sind auch Prozesse im Bereich Gebäude, Wärme und Mobilität in den Blick zu nehmen.

Der Energiedatenraum ist fachlich erprobt und wurde mit bestehenden und alternativen Ansätzen verglichen. Mit den Ergebnissen der vorliegenden Analyse liegt ein Vorschlag für den Anwendungsfall variabler Netzentgelte vor. Systemische Vorteile wurden aufgezeigt, um eine Diskussion zu ermöglichen.

Was es nun braucht, ist ein **strategischer Entwicklungspfad für den künftigen Datenaustausch im Energiesystem** allgemein, der auf die Branche und ihre großen Prozesse schaut. Folgende benannte Elemente sind Teil dieses Entwicklungspfads:

- Richtungsentscheidungen spielen für große Veränderungen eine wesentliche Rolle. Sie unterstützen Kontinuität und Wandel. Ohne sie besteht die Tendenz, im Status quo zu verharren und einen angezeigten Wandel zu verpassen. Entscheidungen relevanter Akteure können hier und jetzt Veränderungen in branchenweit relevanten Prozessen anschieben und eine Weiterentwicklung des Datenaustauschs in der Energiebranche ermöglichen.

- Auf Richtungsentscheidungen folgt ein Mandat. Es muss den fachlichen Startpunkt festlegen, Verantwortlichkeiten zuweisen und Kriterien für Erprobung, Freigabe und spätere Ausbaustufen bestimmen. Ohne ein solches Mandat bleibt der Transformationspfad plausibel beschrieben, gewinnt aber keine praktische Verbindlichkeit. Mit einem klaren Auftrag können Prioritäten gesetzt, Ressourcen allokiert und erste Umsetzungsschritte regulatorisch abgesichert werden.

- Ein Systemwechsel benötigt Zeit. Insbesondere in komplexen Systemen kann eine Umstellung nicht auf einen Schlag umgesetzt werden. Das gilt insbesondere auch mit Blick auf die Datenaustauschprozesse in der Energiewirtschaft (wie in der Marktkommunikation). Der Weg der Umstellung sollte also gut vorbereitet und der Einstieg bewusst gewählt werden: Sinnvoll ist ein Start mit priorisierten Anwendungsfällen und klar abgegrenzten Prozessausschnitten. Variable Netzentgelte bieten dafür eine tragfähige Grundlage, weil sie realen Umsetzungsdruck erzeugen und zugleich Schwächen der bestehenden Marktkommunikation sichtbar machen. Für die Startphase sollten Prozesscluster, Rollenbeziehungen und Nachweispunkte so zugeschnitten werden, dass der Erkenntniswert hoch bleibt und das Risiko begrenzt wird.

- Parallel sind die fachlichen und organisatorischen Startvoraussetzungen zu klären. Vor einer breiteren Operationalisierung sollte feststehen, welche Mindestanforderungen für Zugang, Sicherheit, Konformität und Nachweise gelten und wer diese Vorgaben setzt, prüft und fortschreibt. Ein vollständig ausgearbeiteter Zielbetrieb ist für die Startphase noch nicht notwendig. Benötigt werden jedoch ein belastbares Leitbild, eine arbeitsfähige Governance, klare Standards und eine Nachweisführung, die später regulatorisch und betrieblich verwertbar ist.

- Ebenso wichtig ist eine tragfähige Anreiz- und Finanzierungslogik für die Übergangsphase. Frühphasige Investitionen in Basisdienste, Onboarding, Konformitätsprüfung und Nachweise entfalten ihren Nutzen häufig erst zeitversetzt und verteilt auf viele Akteure. Deshalb sollte vor Beginn der Operationalisierung geklärt werden, wie Anfangsaufwände wirtschaftlich getragen und klar abgrenzbare Kosten gemeinsamer Datenrauminfrastruktur regulatorisch behandelt werden können.

- Für die Startphase braucht es außerdem wenige, klar definierte Erfolgskriterien. Aspekte, die heute für Datenaustauschprozesse gültig sind, gelten weiterhin. Auf dem Weg sollte also festgelegt werden, woran Stabilität, Sicherheitsniveau, Prozessqualität, Integrationsaufwand und praktischer Nutzen gemessen werden. Diese Aspekte sind in einem sich stark wandelnden Umfeld mehr denn je zu beachten.

Für den Erfolg des Transformationspfads von Datenaustauschprozessen für die gesamte Energiebranche kommt es auf vier Voraussetzungen an:

- Erstens eine gemeinsame strategische Richtungsentscheidung
- Zweitens ein klares Mandat für die operative Umsetzung
- Drittens einen fokussierten Einstieg mit hohem Erkenntniswert
- Viertens einen finanziellen und organisatorischen Rahmen, der Aufbau, Erprobung und Skalierung ermöglicht

Die Herausforderungen im Energiesystem sind groß und der Datenaustausch ist eine wesentliche Grundlage für eine erfolgreiche Transformation. Daher müssen wir jetzt damit beginnen, den Transformationspfad für zukunftsfähige Datenaustauschprozesse im Energiesektor zu beschreiten. Indem wir den Energiedatenraum als Leitbild für den elektronischen Datenaustausch der Zukunft etablieren, ermöglichen wir die Veränderung bedeutender Prozesse der Energiebranche.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Marktkommunikation im Überblick: Rollen, Prozesse, Formate 12

Abbildung 2: Regulatorischer Ordnungsrahmen der Marktkommunikation 13

Abbildung 3: Steuerung nach § 14a EnWG und Datenflüsse im Rahmen variabler Netzentgelte zwischen den beteiligten Marktrollen 23

Abbildung 4: Informationsfluss zwischen den beteiligten Rollen im Rahmen variabler Netzentgelte 27

Abbildung 5: Anforderungen an den Datenaustausch für die Realisierung variabler Netzentgelte 31

Abbildung 6: Zieldimensionen und strukturelle Eckpfeiler des Energiedatenraums 2032 37

Abbildung 7: Governance-Struktur im Energiedatenraum 2032 42

Abbildung 8: Akteursdiagramm im Anwendungsfall variabler Netzentgelte 48

Abbildung 9: Darstellung der variablen Netzentgelte im Tageszeitverlauf 50

Abbildung 10: Übersichtsgrafik zu Datenflüssen im Re4DE zur Abrechnung variabler Netzentgelte 50

Abbildung 11: Sequenzdiagramm für die Berechnung der variablen Netzentgelte im Energiedatenraum 52

Abbildung 12: Abbildung eines Formulars zur Definition eines Data Asset 54

Abbildung 13: Abbildung der Netzentgeltinformationen im Katalog des Energiedatenraums 55

Abbildung 14: Zentrale Merkmale von aktueller Marktkommunikation, digitaler Plattform und Datenraum 57

Abbildung 15: Hierarchie der Anforderungen anhand einer Bedürfnispyramide 58

Abbildung 16: Ergebnis der Abwägungen anhand der Anforderungshierarchie 65

Abbildung 17: Phasenmodell des Transformationspfads 69

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Rollen und ihre Aufgaben (gemäß Rollenmodell BDEW, 2023) 14

Tabelle 2: Zentrale Herausforderungen der heutigen Marktkommunikation und ihre typischen betrieblichen Folgewirkungen 19

Tabelle 3: Resultierender Datenaustauschbedarf aus den Verpflichtungen der unterschiedlichen Marktrollen im Rahmen von variablen Netzentgelten 22

Tabelle 4: Kernprozesse in der MaKo mit direkter Relevanz für den Anwendungsfall variabler Netzentgelte 24

Tabelle 5: Unterstützende Prozesse in der MaKo mit Bezug zu variablen Netzentgelten 25

Tabelle 6: Verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten variabler Netzentgelte (nach (BDEW, 2025a)) 29

Tabelle 7: Preisbezeichnungen und Preise am Beispiel von Westfalen Weser Netz 49

Tabelle 8: Festlegung der Zeiträume für Tarifstufen nach Modul 3 im Netzgebiet der Westfalen Weser Netz 49

Tabelle 9: Zusammenfassende Kurzdarstellung (Kapitel 5.1 bis 5.7) einzelner Vor- und Nachteile der Architekturalternativen gegenüber der aktuellen MaKo 64

Literaturverzeichnis

50hertz, Amprion, TenneT & Transnet BW (2025): Dynamische Netzentgelte: Diskussionspapier der vier Übertragungsnetzbetreiber. Abgerufen von **https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/6/4/7/3/64735d3bc909da39efaae4d38008dd65bbd7e6d2/4%C3%9CNB-Diskussionspapier%20Dynamische%20Netzentgelte_202511.pdf**

Bastiaansen, H., de Roode, M., Turkmayali, A., Steinbuss, S., & Gemein, O.-G. (2022): Governance for Data Space – Aspects and Roles for the IDS Stakeholders. Berlin: International Data Spaces Association.
Abgerufen von **https://internationaldataspaces.org/wp-content/uploads/IDSA-Position-Paper-Governance-for-Data-Space-Instances-Aspects-and-Roles-for-IDS-Stakeholders.pdf**

Braun, C. (2025): Zeitenwende in der Marktkommunikation: hohe Datenqualität wird zum Muss.
Abgerufen am 6. Mai 2026 von Energie.de: **https://www.energie.de/et/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/zeitenwende-in-der-marktkommunikation-hohe-datenqualitaet-wird-zum-muss**

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI, 2021): Technische Richtlinie BSI TR-03109-1: Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, Version 1.1. Berlin.
Abgerufen von **https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf?__blob=publicationFile&v=4**

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI, 2025): Technische Richtlinie TR 03109 1 v2.0 – Smart Metering. Berlin.
Abgerufen von **https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Smart-metering/Smart-Meter-Gateway/TechnRichtlinie/TR_03109-1_node.html**

Bundesministerium für Digitales und Staatsmodernisierung (BMDS, 2026): Durchbruch für Deutschland – 10 Eckpunkte für ein Zielbild für das Bundesministerium für Digitales und Staatsmodernisierung. Berlin.
Abgerufen am 6. Mai 2026 von **https://bmds.bund.de/ministerium/zielbild#c1609**

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK, 2023): Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende. BGBl. 2023 I Nr. 133. Berlin: BGBl. I.
Abgerufen von **https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2023/133/VO.html**

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK, 2024): Resilienz weiter stärken, den Systemnutzen der Digitalisierung der Energiewende konsequent heben. Berlin.
Abgerufen am 6. Mai 2026 von **https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/digitalisierungsbericht-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=10**

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2023a): Bundesnetzagentur legt Regelungen zur Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen fest. Berlin.
Abgerufen am 6. Mai 2026 von **https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20231127_14a.html**

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2023b): Festlegung zur Netzentgeltreduzierung für steuerbare Verbrauchseinrichtungen und zur Einführung eines zeitvariablen Netzentgelts (BK8-22/010-A). Berlin: Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 8

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2024a): Festlegung für einen beschleunigten werktäglichen Lieferantenwechsel in 24 Stunden (LFW24) (BK6-22-024). Berlin: Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2024b): Mitteilung Nr. 4 zur Festlegung BK6-22-024 / BK6-24-174: Verlängerte Implementations- und Testphase. Berlin: Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2024c): Mitteilung Nr. 3 zur Festlegung zur künftigen Absicherung der elektronischen Marktkommunikation Strom (BK6-21-282). Berlin.
Abgerufen von **https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2021/BK6-21-282/Mitteilung03/Mitteilung_Nr_3.html?nn=698304**

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2025a): Festlegungsverfahren zur zukünftigen Aggregation und Abrechnung bilanzierungsrelevanter Daten (MaBiS-Hub), 2. Eckpunktepapier. Berlin.
Abgerufen von **https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2024/BK6-24-210/Eckpunktepapier_Feb2025/BK6-24-210_EckpunktepapierFeb2025.html?r=1**

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2025b): Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). Berlin: Bundesnetzagentur, Große Beschlusskammer.
Abgerufen von **https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/GBK-25-01-1x3_Kons_Stn_AgNes.html**

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2025c): Festlegung – Erstellung eines IT-Sicherheitskatalogs nach § 11 Abs. 1a und 1b EnWG. Berlin.
Abgerufen von **https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/IT_Sicherheit/Sicherheitskataloge/artikel.html**

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2025d): Mitteilung Nr. 53 zu den Datenformaten zur Abwicklung der Marktkommunikation. Berlin.
Abgerufen von **https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/835_mitteilungen_datenformate/Mitteilung_53/Mitteilung_Nr_53.html**

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2025e): Zukunft der Marktkommunikation Strom. Berlin: Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6.
Abgerufen am 6. Mai 2026 von **https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2025/BK6-25-000/2025-07-09_Hinweis_Zukunft_MaKo_Strom.html**

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2025f): Regelungen zum Übertragungsweg AS4 (Version 2.4). Berlin.
Abgerufen von **https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/835_mitteilungen_datenformate/Mitteilung_48/Anlagen/Regelungen_zum_Übertragungsweg_AS4_2.4_v04_Konsultationsfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=1**

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2026a): Fachthemen: Digitales: Data Act: Informationen und Hintergründe. Berlin.
Abgerufen am 6. Mai 2026 von **https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/Digitales/DataAct/Hintergrund/start.html**

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2026b): Mitteilung Nr. 55 zu den Datenformaten zur Abwicklung der Marktkommunikation: Konsultation von Nachrichtentypversionen für den Umsetzungstermin 01.10.2026. Berlin: Bundesnetzagentur, Beschlusskammern 6 und 7.
Abgerufen von **https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/835_mitteilungen_datenformate/Mitteilung_55/Mitteilung_Nr_55.html**

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2026c): Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). Berlin.
Abgerufen von [GBK-25-01-1#3]: **https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Ebene1_Rahmen/AgNes/start.html**

Bundesregierung (2023): Fortschritt durch Datennutzung. Berlin: Bundesministerium für Digitales und Verkehr, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Bundesministerium des Innern und für Heimat.
Abgerufen von **https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Digitale-Welt/fortschritt-durch-datennutzung.pdf?__blob=publicationFile&v=1**

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW, 2021): Anwendungshilfe „Zusammenspiel zwischen Unternehmen und Rollen in der Marktkommunikation", Arbeitsgrundlagen Marktkommunikation, V1. Berlin.
Abgerufen von **https://www.bdew.de/media/documents/2021-05-12-AWH-RME-Unternehmen-Rollen_Version_1.0.pdf**

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW, 2022): Einführungsszenario AS4. Anwendungshilfe / Einführungsszenario zur Umstellung auf AS4 (EDI@Energy). Berlin.
Abgerufen von **https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2021/BK6-21-282/Mitteilung02/AWH%20Einf%C3%BChrungsszenario%20AS4.pdf?__blob=publicationFile&v=1**

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW, 2023): Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt (Version 2.1). Berlin.
Abgerufen von https://www.bdew.de/media/documents/2023-03-06-AWH-Rollenmodell_MaKo_V2.1_BcwsudV.pdf

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW, 2024): Anwendungshilfe für die Umsetzung von Modul 3. Berlin.
Abgerufen am 6. Mai 2026 von **https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-AWH_Modul_3_V1.1_Korrektur070225.pdf**

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW, 2025a): Überlegungen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik Strom. Diskussionspapier. Berlin.
Abgerufen von **https://www.bdew.de/media/documents/2025-05-05_BDEW-Diskussionspapier_%C3%9Cberlegungen_zur_Weiterentwicklung_der_Netze_rxrYwt9.pdf**

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW, 2025b): Fortschrittsmonitor Energiewende 2025. Berlin.
Abgerufen von **https://www.bdew.de/energie/fortschrittsmonitor-energiewende-2025/**

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW, 2025c): Umsetzungsfragenkatalog zur Marktkommunikation. Berlin.
Abgerufen von **https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/umsetzungsfragenkatalog-zur-marktkommunikation-awh/**

Data Spaces Support Centre (DSSC, 2026): Summary of the DSSC Blueprint – Version 3.0

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2021): Digitale Marktkommunikation für das Energiesystem der Zukunft. Gutachten der umlaut SE inklusive Einordnung der dena. Berlin.
Abgerufen von **https://future-energy-lab.de/news/gutachten-digitale-marktkommunikation/**

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2022): Die Datenökonomie in der Energiewirtschaft: Eine Analyse der Ausgangslage und Wege in die Zukunft der Energiewirtschaft durch die Datenökonomie. Analyse der WIK-Consult inklusive Einordnung der dena. Berlin

Deutsche Energie-Agentur (dena, 2023): Use Case Energie für den Aufbau des Dateninstituts. Berlin.
Abgerufen am 26. Mai 2026 von **https://www.dena.de/projekte/use-case-energie-fuer-den-aufbau-des-dateninstituts/**

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2024a): dena-Umfrage – Datenaustausch in der Energiewirtschaft. Berlin.
Abgerufen von **https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/dena-Umfrage_Datenaustausch_in_der_Energiewirtschaft.pdf**

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2024b): Grundlagen und Bedeutung von Datenräumen für die Energiewirtschaft. Berlin.

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2025a): Connected Devices: Zusammenspiel von Smart Meter, HEMS und flexiblen Anlagen. Berlin.
Abgerufen von **https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/FS_HEMS_BF.pdf**

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2025b): Der Energiedatenraum – ein Schlüssel zur Energiewende. Berlin.
Abgerufen von **https://www.dena.de/infocenter/der-energiedatenraum-ein-schluessel-fuer-die-energiewende/**

Deutscher Bundestag (2026): Digitales – Bundestag verabschiedet EU-Vorgaben zum Datenzugang und zur Datennutzung.
Abgerufen am 31. März 2026 von **https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2026/kw13-de-datennutzung-1156734**

Eclipse (2026): Eclipse Data Space Components.
Abgerufen von **https://github.com/eclipse-edc**

ENTSO-E (2026): CGMES Library – Common Grid Model Exchange Standard.
Abgerufen am 2. März 2026 von **https://www.entsoe.eu/data/cim/cim-for-grid-models-exchange/**

European Commission (2026a): Joint Report – Data exchange for demand-side flexibility and smart and bidirectional charging. Luxembourg: Publications Office of the European Union

European Commission: Directorate-General for Mobility and Transport (2026b): EU cybersecurity policies – NIS2 Directive: securing network and information systems.
Abgerufen am 31. März 2026 von **https://digital-strategy.ec.europa.eu/en/policies/nis2-directive**

EWI & BET (2025): Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin.
Abgerufen am 30. September 2025 von **https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.pdf?__blob=publicationFile&v=20**

Future Energy Lab (2026a): Future Energy Dialog.
Abgerufen von Re4DE: **https://www.future-energy-dialog.de/de/re4de**

Future Energy Lab (2026b): Re4DE Software Repository – Reference system for data exchange in the energy sector.
Abgerufen am 11. Mai 2026 von **https://github.com/Re4DE**

Future Energy Lab (2026c): Use Case Energie – Umsetzung des Re4DE – Technischer Bericht.
Abgerufen am 1. August 2026 von **https://future-energy-lab.de/news/bericht-use-case-energie-re4de-umsetzung/**

Hirth, L., Tiedemann, S., & Schill, W.-P. (2024): Was sind eigentlich … Netzentgelte? Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. doi:10.48485/PIK.2024.020

ISO/IEC (2025): ISO/IEC DIS 20151(en). Information technology – Cloud computing and distributed platforms – Dataspace concepts and characteristics.
Abgerufen von **https://www.iso.org/obp/ui/en/#iso:std:iso-iec:20151:dis:ed-1:v1:en**

Interoperability Network for the Energy Transition (int:net, 2025): Blueprint of the Common European Energy Data Space – Version 3.0. München

Jeddi, S., & Sitzmann, A. (2019): Netzentgeltsystematik in Deutschland – Status-Quo, Alternativen und europäische Erfahrungen. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 43(4), 245-267. doi:10.1007/s12398-019-00265-6

Regulation (EU) 2023/2854 (2023): Regulation (EU) 2023/2854 of the European Parliament and of the Council of 13 December 2023 on harmonised rules on fair access to and use of data and amending Regulation (EU) 2017/2394 and Directive (EU) 2020/1828 (Data Act) (Text with EEA relevance).
Abgerufen am 6. Mai 2026 von **https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/2854/oj/eng**

Regulation (EU) 2024/1183 (2024): Regulation (EU) 2024/1183 of the European Parliament and of the Council of 11 April 2024 amending Regulation (EU) No 910/2014 as regards establishing the European Digital Identity Framework.
Abgerufen am 6. Mai 2026 von **https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1183/oj/eng**

Richtlinie (EU) 2022/2555 (2022): Richtlinie (EU) 2022/2555 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Dezember 2022 über Maßnahmen für ein hohes gemeinsames Cybersicherheitsniveau in der Union, zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 910/2014 und der Richtlinie (EU) 2018/1972 sowie zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2016/1148 (NIS-2-Richtlinie).
Abgerufen am 6. Mai 2026 von **https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32022L2555**

Weidlich, A., Bublitz, A., Fichtner, W., Grimm, G., Hagenmeyer, V., Helfer, M., . . . Zapf, M. (2025): Dynamische Netzentgelte und ihre mögliche Ausgestaltung für Deutschland. Albert-Ludwigs-Universität Freiburg. doi:10.6094/UNIFR/265452

Westfalen Weser Netz GmbH (2026): Preise für elektronische Netznutzungsabrechnung PRICAT Strom (informativ).
Abgerufen von **https://www.ww-netz.com/fileadmin/WWN/Wir/Unternehmen/Netzdaten/Strom/Netzentgelte/2025-10-14_PRICAT_informativ.pdf**

Abkürzungen

AgNes	Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom
AS4	Applicability Statement 4
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BIKO	Bilanzkreiskoordinator
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMDS	Bundesministerium für Digitales und Staatsmodernisierung
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BTR	Betreiber einer technischen Ressource
CEEDS	Common European Energy Data Space
CIM	Common Information Model
DCAT	Data Catalog Vocabulary
dena	Deutsche Energie-Agentur
DSGVO	Datenschutz-Grundverordnung
DSP	Dataspace Protocol
DSSC	Data Spaces Support Centre
EDC	Eclipse Data Space Connector
EDI	Electronic Data Interchange
EDIFACT	Electronic Data Interchange for Administration, Commerce and Transport
eIDAS	EU-Verordnung über elektronische Identifizierung und Vertrauensdienste (Electronic Identification, Authentication and Trust Services)
EMS	Energiemanagementsystem
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
HEMS	Heimenergiemanagementsystem
HT	Hoch(last)tarif
HTTP	Hypertext Transfer Protocol
IDS	International Data Space
iMSys	Intelligentes Messsystem
int:net	Interoperability Network for the Energy Transition
JSON	JavaScript Object Notation
JSON-LD	JSON for Linked Data
KRITIS	Kritische Infrastruktur
LF	Lieferant
MaBiS	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
MaKo	Marktkommunikation
MaLo	Marktlokation
MaStR	Marktstammdatenregister

MeLo	Messlokation
MSB	Messstellenbetreiber
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
mTLS	Mutual Transport Layer Security
NB	Netzbetreiber
NE	Netzentgelt
NIS2	EU-Richtlinie über Maßnahmen für ein hohes gemeinsames Cybersicherheits-niveau in der Union
NT	Niedrig(last)tarif
ODRL	Open Digital Rights Language
P2P	Punkt-zu-Punkt
Re4DE	Referenzsystem für den Datenaustausch im Energiesektor
REST	Representational State Transfer
SM-PKI	Smart Meter Public Key Infrastructure
SR	Steuerbare Ressource
SSI	Self-Sovereign Identity
ST	Standardtarif
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TAF	Tarifanwendungsfall
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WiM	Wechselprozess im Messwesen
XML	Extensible Markup Language

Future Energy Lab

Ein Projekt der

dena

www.dena.de

future-energy-lab.de