

Energie, Klima, Umwelt

Netzanschlüsse als Schlüsselfaktor für Wettbewerbsfähigkeit und Klimaschutz

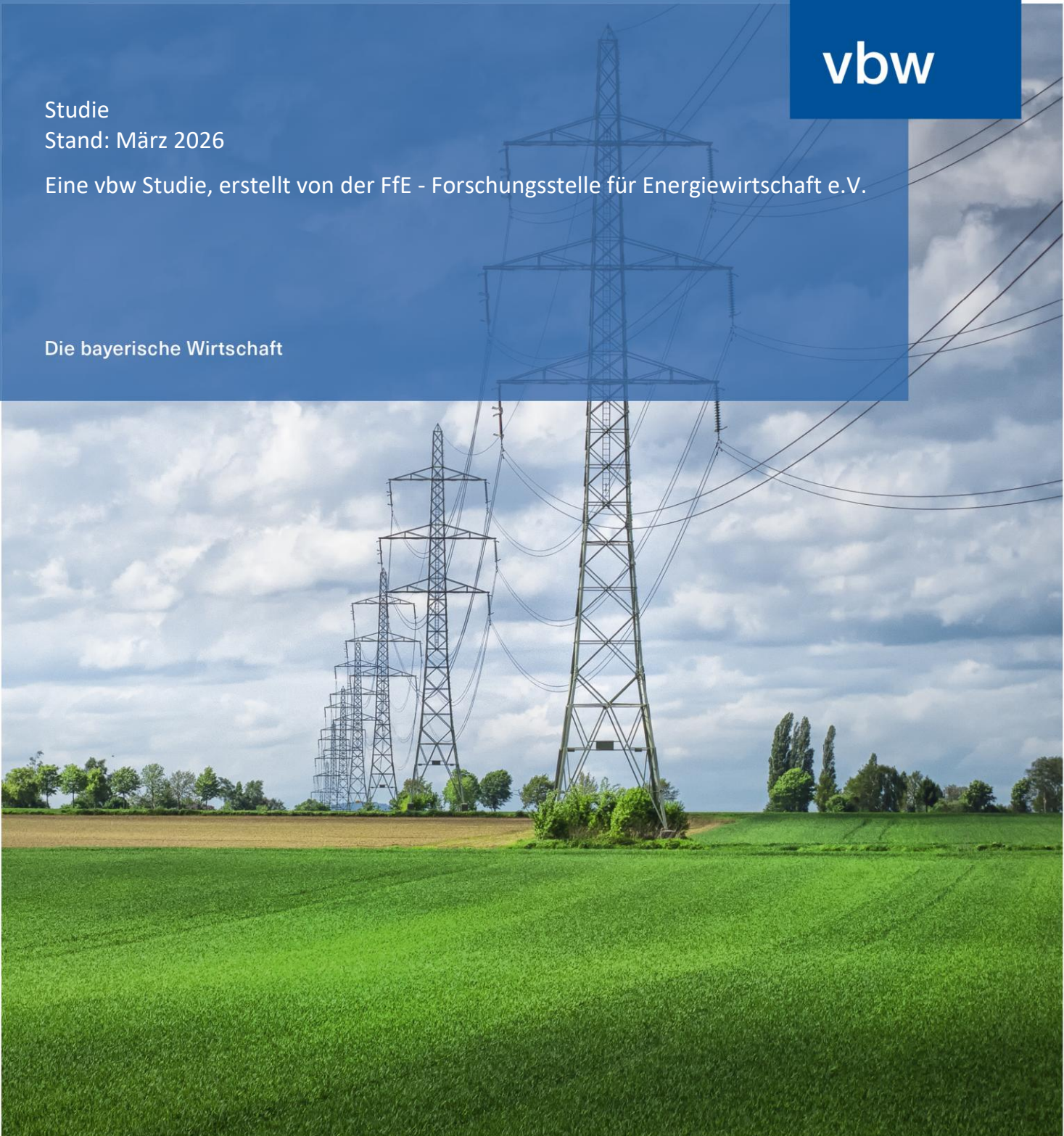
vbw

Studie

Stand: März 2026

Eine vbw Studie, erstellt von der FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Die bayerische Wirtschaft



Vorwort

Konkurrenz um Netzanschlüsse sachgerecht auflösen

Dekarbonisierung und Digitalisierung führen in immer mehr Branchen zu stark steigenden Strombedarfen. Gleichzeitig geraten Netzanschlüsse zunehmend an ihre Grenzen. Was lange als rein technische Randbedingung galt, entwickelt sich damit zu einer zentralen strategischen Frage für Investitionen, Standortentscheidungen und Wettbewerbsfähigkeit.

Industrie, Logistik, digitale Infrastruktur, Batteriespeicher und Wasserstofftechnologien verfolgen unterschiedliche Geschäftsmodelle und Transformationspfade. Ihnen allen ist jedoch eines gemeinsam: ein Bedarf an leistungsfähigen und verlässlichen Netzanschlüssen, der häufig zeitkritisch und von erheblichem Umfang ist. Verzögerungen, Intransparenz und Engpässe im Netzanschluss wirken sich daher unmittelbar auf Investitionsentscheidungen, betriebliche Abläufe und den Hochlauf klimaneutraler Technologien aus.

Vor diesem Hintergrund zeigt die vorliegende Studie, dass der Umgang mit Netzanschlüssen nicht isoliert nach einzelnen Technologien erfolgen kann. Vielmehr bedarf es eines systemischen Blicks auf die gleichzeitige Nachfrage verschiedener Nutzergruppen sowie auf die Wechselwirkungen zwischen Netzausbau, Regulierung und Anschlussprozessen. Nur wenn knappe Netzkapazitäten effizient genutzt, Verfahren beschleunigt und Interessen frühzeitig koordiniert werden, können die Grundlagen für erfolgreiche Transformation und Wettbewerbsfähigkeit gelegt werden.

Bertram Brossardt
09. März 2026

Inhalt

Zusammenfassung	1
1 Netzanschlüsse als Engpassfaktor für Transformation und Wettbewerbsfähigkeit	3
1.1 Physische und prozessuale Knappheiten verursachen Engpässe bei Netzanschlüssen	3
1.2 Aktuelle diskutierte Lösungsansätze und zentrale Begriffe	5
2 Die „Big Five“-Technologien im Wettbewerb um Netzanschlüsse	8
2.1 Industrie: Netzanschlüsse für Elektrifizierung und Hybridisierung	8
2.1.1 Motivation: Elektrifizierung und Hybridisierung erfordern eine intensivere Interaktion mit Netzbetreibern	9
2.1.2 Problem: Unterschiedliche Planungshorizonte gefährden Investitions- und Planungssicherheit	11
2.1.3 Lösungsoptionen: Kommunikationskanäle etablieren, neue Vertragskonzepte nutzen und Prozesse effizienter gestalten	12
2.1.4 Weitere Handlungsfelder: Industriellen Elektrifizierung birgt weitere praktische Chancen und Herausforderungen	13
2.2 Batteriespeicher: Anschlussdynamik führt zu Netzherausforderungen	16
2.2.1 Motivation: Der Batteriespeicherboom erreicht die Netze	16
2.2.2 Problem: Karteileichen und lange Rückmeldefristen im Netzanschlussverfahren	17
2.2.3 Lösungsoptionen: Transparenz steigern, Verbindlichkeiten erhöhen und Speicherflexibilität gezielt zur Netzentlastung nutzen	18
2.2.4 Weitere Handlungsfelder: Co-Location und Entgeltreformen	19
2.3 Logistik: Elektrifizierung zur Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs	21
2.3.1 Motivation: Dekarbonisierung im Nutzfahrzeugverkehr	22
2.3.2 Problem: Kaum Berührungspunkte zur „neuen elektrischen Welt“	22
2.3.3 Lösungsoptionen: Logistik-spezifische Kooperationsansätze	23
2.3.4 Weitere Handlungsfelder: Das Depot im Fokus der Elektrifizierung	25
2.4 Rechenzentren: Stromintensive digitale Infrastruktur für neue Wachstumsbranchen	26
2.4.1 Motivation: Eine stromintensive digitale Datenwelt auf Ausbaurück	26
2.4.2 Problem: Standortkonflikte von Stromnetzen und Internetknoten	27
2.4.3 Lösungsoptionen: Transparenz bei Vergabe und On-Site Lösungen	29
2.4.4 Weitere Handlungsfelder: Integration der Rechenzentren ins Energiesystem	29
2.5 Elektrolyse: Wasserstoff für klimaneutrale Verbrauchssektoren	31

2.5.1	Motivation: Grüne Moleküle für die Transformation von Grundstoffindustrie, Flug- und Schiffsverkehr sowie thermischer Kraftwerke	32
2.5.2	Problem: Unwirtschaftlichkeit und Unsicherheiten sorgen für Verzögerungen im Markthochlauf	33
2.5.3	Lösungsoptionen: Maßnahmen zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit und Netzdienlichkeit kombinieren und stärken	35
2.5.4	Weitere Handlungsfelder: Viele verschiedene Bausteine zur Beschleunigung des Markthochlaufs von grünem Wasserstoff	36
3	Kooperation statt Konkurrenzkampf, um Wettbewerbsfähigkeit zu stärken	38
3.1	Dringender Netzanschlussbedarf durch Elektrifizierung in allen Bereichen	38
3.2	Weitere regulatorische Ausgestaltung	40
3.3	Branchenübergreifende Kooperation als Lösungsansatz	41
	Literaturverzeichnis	45
	Ansprechpartner/Impressum	50

Zusammenfassung

Netzanschlüsse als Schlüsselfaktor für Wettbewerbsfähigkeit, Planungssicherheit und eine kosteneffiziente Transformation

Deutschlands Energiesystem befindet sich in einem tiefgreifenden Wandel. Der Bedarf an elektrischer Anschlussleistung steigt in nahezu allen Bereichen deutlich an. Auf Erzeugerseite drängen erneuerbare Energien mit günstigen Erzeugungskosten ins Netz. Auf der Verbrauchsseite schreitet die Elektrifizierung von Industrie, Logistik und Wärmeversorgung voran. Hinzu kommen relativ neue Technologien und Wachstumsbranchen wie Großbatteriespeicher, Elektrolyseure und Rechenzentren.

Diese beidseitige Dynamik führt zu einer wachsenden Konkurrenz um Netzanschlüsse. Der physische Ausbau der Stromnetze und Anschlussverfahren können nicht mit der Geschwindigkeit des Transformationsbedarfs Schritt halten. Damit entstehen Engpässe sowohl durch begrenzte Netzkapazitäten als auch durch Bearbeitungsstaus, fehlende Transparenz, unzureichende Priorisierungsmöglichkeiten und lange Rückmeldefristen in den Anschlussprozessen. Netzanschlüsse entwickeln sich zunehmend von einer technisch-administrativen Randfrage zu einem zentralen Standort- und Wettbewerbsfaktor.

Netzanschlüsse sind essenziell für die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit. Die Studie zeigt, dass die Konkurrenz um sie alle zentralen Nutzergruppen betrifft – jedoch mit jeweils unterschiedlichen Anforderungen und Risiken.

- **Industrie:** Die Elektrifizierung von Produktionsprozessen und Prozesswärme ist in vielen Unternehmen Voraussetzung für eine klimaneutrale Wettbewerbsfähigkeit. Verzögerte Netzanschlüsse und fehlende Planungssicherheit gefährden Investitionen und das industrielle Kerngeschäft.
- **(Groß-)Batteriespeicher:** Batteriespeicher sind essenziell für Systemstabilität, Flexibilität und Kosteneffizienz im Stromsystem. Gleichzeitig führen zahlreiche, teilweise unreife Anschlussanfragen zu Blockaden in den Verfahren. Ohne geeignete Steuerungs- und Priorisierungsmechanismen drohen Fehlallokationen von Netzkapazitäten.
- **Logistik:** Die Elektrifizierung des Schwerlastverkehrs macht Logistikdepots zu energieintensiven Standorten mit hohen Leistungsbedarfen. Netzanschlüsse werden zum kritischen Engpass für den Aufbau elektrischer Lkw-Flotten. Verzögerungen können unmittelbar verhinderte Fahrzeuginvestitionen oder „stranded assets“ verursachen.
- **Rechenzentren:** Hohe Leistungsbedarfe, Redundanzanforderungen und die räumliche Clusterbildung an Internetknoten treffen auf lokal begrenzte Netzkapazitäten. Engpässe beim Netzanschluss gefährden digitale Wertschöpfung und Souveränität.
- **Elektrolyseure:** Der Aufbau der Wasserstoffwirtschaft mit eigenen Elektrolysekapazitäten ist industriepolitisch von strategischer Bedeutung. Aktuell bleibt der Markthochlauf durch unsichere Wirtschaftlichkeit und fehlende Abnahmeverträge hinter den im Netzentwicklungsplan und in der Nationalen Wasserstoffstrategie unterstellten

Zusammenfassung

Ausbaupfaden zurück. Langfristig werden jedoch hohe Anschlussleistungen erwartet. Sobald der Hochlauf einsetzt, droht somit auch hier eine Anschlusswelle.

Eine weitere Beschleunigung des Netzausbaus ist unabdingbar, um Engpässe mittel- bis langfristig aufzulösen. Weiterhin ist eine Überarbeitung sowohl der Abläufe bei den Netzbetreibern als auch der Anforderungen für das Stellen von Netzanschlussbegehren notwendig. Gleichzeitig müssen umgehend Maßnahmen getroffen werden, um – etwa durch eine sachgerechte Koordinierung, Konditionierung und Priorisierung – die konkurrierenden Bedarfe bestmöglich zu befriedigen.

Die unterschiedlichen Anforderungen der Nutzergruppen erfordern zunächst eine technologie- und branchenspezifische Analyse praxistauglicher Lösungsoptionen. In einem zweiten Schritt ist diese sektorale Perspektive in eine Gesamtschau zu überführen, um einen angemessenen Ausgleich zwischen den Akteuren sowie zwischen Kosteneffizienz, Versorgungssicherheit und Investitionsanreizen zu erreichen.

Hierfür bedarf es neuer kooperativer Ansätze. Neutral begleitete und wissenschaftsbasierte **Kooperationsforen** bieten einen strukturierten, lösungsorientierten Rahmen, in dem technische, regulatorische und wirtschaftliche Fragestellungen offen diskutiert werden können. Ziel ist es, netzdienliche Eigenschaften verschiedener Anlagenklassen systematisch zu nutzen, Synergien zwischen Technologien zu heben und tragfähige Lösungen für den Wirtschaftsstandort zu entwickeln.

1 Netzanschlüsse als Engpassfaktor für Transformation und Wettbewerbsfähigkeit

Knappheit bei Netzanschlüssen belastet die Transformation, Planungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit

Der Umbau des Energiesystems führt zu einem tiefgreifenden Wandel der Anforderungen an die Stromnetze. Im Erzeugungssektor drängen zunehmend dezentrale, fluktuierende erneuerbare Energien in das Netz und tragen perspektivisch zu einem wettbewerbsfähigen und stabilen Strompreisniveau bei. Auf Verbraucherseite steigt die Stromnachfrage durch zunehmende Elektrifizierung an. Netzanschlüsse entwickeln sich dabei von einer technisch-administrativen Randfrage zu einer knappen systemischen Ressource.

1.1 Physische und prozessuale Knappheiten verursachen Engpässe bei Netzanschlüssen

Seit dem Beginn der Energiewende steht vor allem der zügige Ausbau sowie die zuverlässige Netzintegration erneuerbarer Erzeugungsanlagen im Mittelpunkt. Diese bilden die Grundlage dafür, die langfristige Energieunabhängigkeit der deutschen Wirtschaft zu sichern und ein wettbewerbsfähiges Strompreisniveau zu gewährleisten. Daher muss ihr weiterer Ausbau konsequent fortgeführt werden.

Auf Verbraucherseite drängt gleichzeitig eine Vielzahl neuer Technologien ans Netz. Dies geht mit einer hohen Zahl an Netzanschlussbegehren einher und führt zu einer Verknappung von realisierbaren Netzanschlüssen. Diese Knappheit hat zweierlei Ursachen: Zum einen erfolgt der tatsächliche, physische Netzausbau nicht in der notwendigen Geschwindigkeit. Zum anderen sind auch die derzeitigen Prozesse sowohl quantitativ als auch organisatorisch nicht auf die stark gestiegene Menge an Netzanschlussbegehren ausgelegt.

Physische Knappheit: Der Netzausbau wird von der Anschlussdynamik überholt

Ursache ist nicht allein der Anstieg des Stromverbrauchs, sondern vor allem die zeitliche und räumliche Gleichläufigkeit zahlreicher leistungsintensiver Anschlussbegehren:

- Erneuerbare Energien werden weiterhin großflächig ausgebaut
- Wärmeversorgung wird durch Wärmepumpen in den Haushalten, aber auch durch Großwärmepumpen in Fernwärmenetzen, zunehmend an den Stromsektor gekoppelt
- Industrieunternehmen treiben die Elektrifizierung ihrer Prozesse voran
- Batteriespeicher entstehen in bislang ungekanntem Umfang
- Elektrolyseure für grünen Wasserstoff sind von hohem industriepolitischen Interesse
- Logistiker stehen zunehmend unter Druck zur Elektrifizierung
- Neue Rechenzentren weisen Strombedarfe in der Größenordnung von Kleinstädten auf.

Die Anschlussanfragen häufen sich in einer Dimension, auf welche die bestehende Strominfrastruktur weder räumlich noch zeitlich ausgelegt ist. Der umfassende Netzausbau ist für die Sicherung unserer Wettbewerbsfähigkeit unerlässlich. Er erfordert jedoch erhebliche physische und monetäre Ressourcen sowie lange Vorlauf-, Planungs- und Umsetzungszeiträume. Diese können sich derzeit über mehrere Jahre erstrecken. Kurzfristig lässt sich die Anschlussknappheit daher durch Ausbaumaßnahmen nach bisherigen Verfahren nicht auflösen. Damit wird der Netzanschluss zum entscheidenden Realisierungs-, Kosten- und Zeitfaktor der wirtschaftlichen Transformation.

Prozessuale Knappheit: Keine Priorisierung und fehlende Kapazitäten in der Bearbeitung von Netzanschlussbegehren

Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber stehen im Zentrum der aktuellen Anschlussdynamik. Verteilnetzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, Anschlussanfragen transparent und diskriminierungsfrei zu bearbeiten. Zugleich müssen sie die technische Sicherheit und langfristige Entwicklung ihrer Netze gewährleisten (§ 17 und § 18 EnWG). Mit der wachsenden Anzahl leistungsintensiver Projektanträge stoßen diese beiden Anforderungen zunehmend an ihre Grenzen. Die Netzplanung erfolgt langfristig und antizipativ. Anschlussanfragen erfolgen dagegen projektbezogen und oft kurzfristig. Diese zeitliche Asymmetrie verschärft die Situation deutlich. In der Praxis sehen sich Netzbetreiber daher mit zahlreichen konkurrierenden Anschlussbegehren konfrontiert, die auf dieselben Netzkapazitäten zugreifen.

Dabei erfolgt die Bearbeitung der Anschlussbegehren üblicherweise nach dem sogenannten Windhundprinzip („first come, first served“). Demnach werden die Anträge technologie-neutral und diskriminierungsfrei in der Reihenfolge der Einreichung abgearbeitet. Dieses Verfahren war auf begrenzte Antragszahlen ausgelegt, nicht auf die aktuelle Menge an Anträgen. Dies betrifft auch die personellen Ressourcen.

Alternative Regelungen zur Priorisierung oder Zuteilung begrenzter Kapazitäten anstelle des Windhundprinzips werden bislang kaum angewandt, insbesondere aus Sorge vor Verstößen gegen das Diskriminierungsverbot. Zwar hat die Bundesnetzagentur klargestellt, dass vom Windhundverfahren abgewichen werden darf [25], jedoch bietet die Regulierung bislang kaum Anhaltspunkte für alternative Methoden. Sowohl kompetenziell als auch prozessual herrscht bei den Netzbetreibern daher große Unsicherheit. Unklar ist insbesondere, wie konkurrierende Anschlussbedarfe sektorübergreifend priorisiert oder im Rahmen übergeordneter energie-, klima- und industriepolitischer Ziele koordiniert werden können.

Auswirkungen: Der Wettbewerb um Netzanschlüsse verhindert Planungssicherheit

Die steigende Zahl leistungsintensiver Anschlussbegehren verändert den Charakter des Netzanschlussprozesses grundlegend. Der Netzanschluss wird zunehmend zu einer Gemeinschaftsressource, um die unterschiedliche Akteure konkurrieren. Diese Entwicklung hat unmittelbare Auswirkungen auf Investitionsentscheidungen. Die Verfügbarkeit eines Netzanschlusses bestimmt nicht nur die technische Umsetzbarkeit eines Projekts, sondern zunehmend auch dessen zeitliche Realisierung, Kostenstruktur und Standortattraktivität. Zielkonflikte zwischen unterschiedlichen Transformationspfaden werden faktisch auf die operative Ebene verlagert.

Projekte geraten in eine Abhängigkeit voneinander, ohne dass diese Wechselwirkungen für die Beteiligten transparent sind. Der Wettbewerb um Netzanschlüsse verlagert sich damit vor die eigentliche Marktphase. Für Projektentwickler ist der Druck, frühzeitig einen Netzanschluss zu sichern, spürbar gestiegen. Dies führt dazu, dass vermehrt Anfragen mit geringerem Reifegrad im Reservierungsprozess landen und Anschlusskapazitäten vorläufig binden. Für Projektentwickler entsteht Planungsunsicherheit, während Netzbetreiber gezwungen sind, Entscheidungen mit faktischer Vorwirkung für nachgelagerte Projekte zu treffen. Der bislang etablierte Ansatz der Einzelfallprüfung greift zunehmend zu kurz.

Perspektive und Rolle der Netzbetreiber: Bestandsaufnahme und Lösungsvorschläge

Um aus der aktuellen Überlastungssituation herauszukommen, gibt es diverse Vorschläge.

- Einige Netzbetreiber verweisen darauf, dass im politischen Diskurs klare Ausbauziele und Vorgaben erarbeitet werden müssen. Diese würden den Netzbetreibern eine rechtssichere Priorisierung der Anschlussanfragen nach volkswirtschaftlichem Mehrwert ermöglichen. Netzbetreiber müssten in diesem Fall lediglich das umsetzen, was an politischen Zielen vorgegeben wird.
- Andere machen sich hingegen für weitreichendere Entscheidungsbefugnisse der Netzbetreiber selbst stark. Sie argumentieren, dass die Betreiber vor Ort am besten beurteilen könnten, wie viele Anlagen welchen Typs sinnvoll und kosteneffizient in die Netze integriert werden können. Damit würden die Netzbetreiber de facto zum Gatekeeper für die begehrte Ressource Netzanschluss.
- Wieder andere plädieren für eine schrittweise Weiterentwicklung des „first come, first served“ hinzu einem „first ready, first served“-Verfahren. Dabei erhalten Netzbetreiber weitreichendere Möglichkeiten, die Planungsreife der Anträge zu prüfen, um nicht realisierungsreife Projekte zielgerichteter aussortieren zu können.

Die Bestandsaufnahme zeigt, dass die aktuelle Situation sowohl die Netzbetreiber als auch die Projektentwickler vor handfeste Probleme stellt. Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass die Sicherstellung zentraler Rahmenbedingungen der Transformation nicht allein über Netzplanung und Anschlussverfahren gelingen kann. Erforderlich sind neue Lösungsansätze, die Flexibilität, Koordination und Systemeffizienz stärker in den Mittelpunkt stellen. Dabei wird es umso wichtiger, die netzdienlichen Eigenschaften verschiedener Anlagenklassen zielgerichteter zu nutzen und systemübergreifende Synergieeffekte zwischen unterschiedlichen Technologien zu heben.

1.2 Aktuelle diskutierte Lösungsansätze und zentrale Begriffe

Nur ein konsequent beschleunigter Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze kann das Anschlussproblem nachhaltig lösen. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat 2025 rund 2.000 km neue Leitungen genehmigt. Dies entspricht einem Anstieg von 45 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Damit sind rund 4.700 km der gesetzlich vorgegebenen 16.800 km planfestgestellt und baureif [26]. Weitere große Gleichstromprojekte, wie A-Nord, Ultranet, SüdLink und SüdOstLink, sind vollständig genehmigt.

Der notwendige Netzausbau erfordert Investitionen in Milliardenhöhe. Eine höhere Verzinsung für Netzbetreiber könnte privates Kapital mobilisieren. Damit könnte der bestehende Investitionsstaus aufgelöst und der dringend benötigte Aus- und Umbau der Netze beschleunigt. [27]. Hinzu kommt, dass nach wie vor die Planungs- und Genehmigungsverfahren für Netzausbauprojekte sehr lange dauern und den Ausbau zusätzlich bremsen. In der Diskussion befinden sich daher zahlreiche, teilweise umfassende Beschleunigungsmaßnahmen. Diese zielen insbesondere auf digitalisierte Verfahren, vereinfachte Abläufe und eine Parallelisierung der Bearbeitungsschritte ab. Auch eine bessere behördliche Ausstattung sowie klarere Zuständigkeiten sollen die Genehmigungsprozesse spürbar verkürzen. Übergeordnetes Ziel ist es, den administrativen „Flaschenhals“ zu entschärfen, damit der Netzausbau schneller mit den steigenden Anschlussbedarfen auf Erzeugungs- und Verbraucherseite Schritt halten kann. [28]

Energiespeicher können lokale Einspeisespitzen reduzieren und damit Engpässe im Mittel- und Hochspannungsnetz abmildern. Gleichzeitig verstärken Speicher selbst jedoch die Anschlussanfragen, was die Netzbetreiber zusätzlich belastet. Eine Lösungsoption besteht darin, Speicher gezielt netzdienlich¹ [29] zu betreiben. Regionale dynamische Netzentgelte könnten ein Anreiz dafür sein.

Viele neue Großverbraucher, wie Rechenzentren oder Elektrolyseure, entstehen an Standorten ohne ausreichende Netzkapazität. Daher wird eine netzorientierte Standortplanung diskutiert, um neue große Lasten vermehrt dort zu platzieren, wo das Netz leistungsfähig ist. Kommunen und Netzbetreiber müssen dafür frühzeitig in die Standortwahl eingebunden werden. Zudem könnten vorab erschlossene Industrie- und Gewerbecluster den Anschlussprozess erheblich beschleunigen. Auch Co-Location-Modelle stellen einen Lösungsansatz dar. Sie bündeln mehrere Anlagen, z. B. Erzeuger, Speicher oder Großverbraucher, an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt. Dadurch werden unterschiedliche Last- und Einspeiseprofile kombiniert und die verfügbare Anschlussleistung effizienter genutzt.

Einen vergleichbaren Ansatz verfolgen flexible Anschlussvereinbarungen (FCA). Diese ermöglichen Netzanschlüsse, indem sie vorübergehende Begrenzungen zulassen. Durch dynamische Anschlussbedingungen können Projekte auch in engpassgefährdeten Gebieten realisiert werden. FCA und Co-Location Ansätze schöpfen vorhandene Netzkapazitäten effizienter aus und erleichtern damit den raschen Zugang neuer Anlagen zum Stromnetz.

Aktuell führen viele „unverbindliche“ Anschlussanfragen zu einer Überlastung der Netzbetreiber. Gebühren oder strengere Zulassungskriterien sind Möglichkeiten, um spekulative Netzanfragen zu reduzieren. Dies würde implizieren, dass die Vergabe von Netzanschlüssen perspektivisch nicht mehr ausschließlich dem Windhundprinzip („First come, first served“) folgen. Stattdessen könnte eine „First ready, first served“-Systematik mit

¹ Eine Anlage oder ihre Fahrweise ist netzdienlich, wenn der Betrieb eine verbesserte Ausnutzung von Netzkapazitäten ermöglicht, und damit zur Reduktion der Netzkosten beiträgt. Eine netzentlastende Wirkung kann temporär durch eine zufällige Korrelation von rein wirtschaftlich optimierter Fahrweise und Netzauslastung auftreten. In der Regel erfordert Netzdienlichkeit jedoch, dass die Anlage die relevanten Informationen oder Signale erhält, um ihren Betrieb an die aktuelle Netzsituation anzupassen.

stärkeren Priorisierungsbefugnissen bei den Netzbetreibern etabliert werden. Auch eine Kontingentlösung mit zugeteilten Netzanschlusskontingenten je Nutzergruppe ist denkbar.

Referentenentwurf zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens (Stand: Januar 2026)

Als Reaktion auf die aktuelle Netzanschlussknappheit und die damit einhergehenden Probleme wurde im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie das sogenannte „Netzpaket“ erarbeitet. Dieses enthält einen Referentenentwurf zur „Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens“.

Die im Referentenentwurf geplanten Änderungen des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zielen insbesondere darauf ab, einen rechtlichen Rahmen zu schaffen, der Netzbetreiber befähigt, Anschlussanfragen nach Qualitätskriterien zu bewerten und zu priorisieren.

- In diesem Kontext werden die **Übertragungsnetzbetreiber** explizit aufgefordert, ein neues Netzanschlussverfahren zu etablieren, das den eingangs geschilderten Herausforderungen gerecht wird. Einen entsprechenden Konzeptvorschlag („Reifegradverfahren“), der Projektanträge nach Reifegrad und Systemnutzen bewerten soll, haben die vier Übertragungsnetzbetreiber im Februar 2026 bereits vorgelegt [30].
- Von den **Verteilnetzbetreibern** wird gefordert gemeinsame, objektive, transparente und diskriminierungsfreie Vorgabe für ein Reservierungsverfahren oberhalb der Niederspannung zu erarbeiten. Zudem werden sie in die Pflicht genommen, eine gemeinsame Plattform für Netzanschlussbegehren zu etablieren und die bestehenden Verfahren vollständig zu digitalisieren. Allgemein müssen Netzbetreiber mittels geografischer Kartendarstellungen über verfügbare Netzanschlusskapazitäten in den Netzebenen 2 und 4 informieren sowie Tools zur unverbindlichen Netzanschlussauskunft bereitstellen. Außerdem werden die Informationspflichten bei Netzanschlussanfragen inklusive Rückmeldefristen spezifiziert. Für Verteilnetzbetreiber soll es zudem möglich werden, Netzgebiete für bis zu 10 Jahren als kapazitätslimitiert auszuweisen, wenn im vorangegangenen Kalenderjahr mehr als 3 Prozent der Einspeisung engpassbedingt abgeregelt werden mussten. Dort entfällt der Anspruch auf Redispatch-Entschädigung („Redispatch-Vorbehalt“).

In den geplanten Änderungen zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) findet sich mit dem Einspeisenetz („Einspeisesteckdose“) erstmals ein gesetzlich verankertes Instrument zum bedarfsgerechten, vorausschauenden Netzausbau. Diese Netze sollen durch Anwendung vereinfachter Planungsgrundsätze die Anschlusskosten für EE-Anlagen und ggf. Speicher reduzieren. Zudem soll die Bundesnetzagentur Vorgaben zum Baukostenzuschuss (BKZ) erlassen können, die Verfahren oder Kriterien beinhalten, um BKZ nach netzwirtschaftlichen Parametern regional zu differenzieren.

2 Die „Big Five“-Technologien im Wettbewerb um Netzanschlüsse

Steigende Anschlussanfragen durch zukunftsrelevante Technologien verschärfen den Wettbewerb um Netzkapazitäten

Die wachsende Knappheit von Netzanschlüssen ist kein Zufallsphänomen, sondern das Ergebnis mehrerer parallel verlaufender Transformationsprozesse. Während die vergangenen Jahre vorwiegend die Erzeugungsseite den Netzausbau geprägt hat, kommt nun die Elektrifizierung der Lastseite hinzu. Damit diese Elektrifizierung gelingen kann, ist der konsequente Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin eine zentrale Voraussetzung. Erneuerbare Energien sichern perspektivisch ein stabiles, nachhaltiges Strompreisniveau und tragen dazu bei, den Wirtschaftsstandort Deutschland unabhängiger von fossilen Energieträgern zu machen.

Industrielle und digitale Transformation, CO₂-Verminderung und Energiewende müssen parallel vorangetrieben werden, um die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts zu sichern. Um neue Ansätze für den Umgang mit der knappen Ressource Netzanschluss auszuloten, lohnt sich daher als erster Schritt ein näherer Blick auf die jeweilige Motivation, Herausforderungen und mögliche spezifische Lösungsoptionen in den wichtigsten Bereichen.

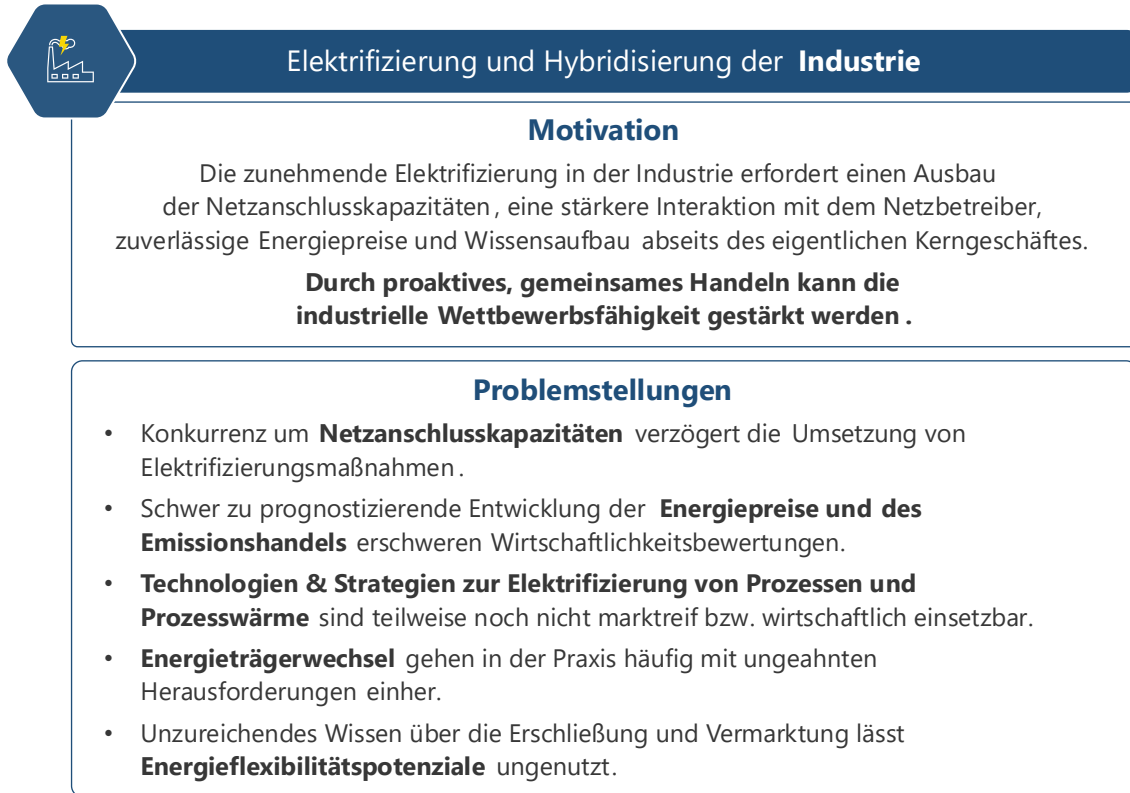
2.1 Industrie: Netzanschlüsse für Elektrifizierung und Hybridisierung

Die industrielle Wettbewerbsfähigkeit hängt von infrastrukturellen Voraussetzungen und einer sicheren, kostengünstigen Stromversorgung ab. Um Klimaziele zu erreichen, zum Teil aber auch aus Kosten- oder Effizienzgründen, werden industrielle Produktionsprozesse zunehmend von fossilen Brennstoffen auf hybride oder vollständig elektrifizierte Lösungen umgestellt. Diese Maßnahmen haben in der Regel geringere CO₂-Verminderungskosten als andere Optionen, wie Brennstoffwechsel oder spezifische Verfahrensroutenwechsel, und können bereit große Teile des CO₂-Verminderungspotenzials erschließen [31].

Das eigentliche Kerngeschäft vieler Unternehmen und damit die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der deutschen Industrie hängen maßgeblich von der Zusage zusätzlicher Netzanschlusskapazitäten ab. Ebenso entscheidend ist eine sichere Stromversorgung. Diese beruht zunehmend auf der planungs- und investitionssicheren Verfügbarkeit erneuerbarer Energieträger.

Abbildung 1

Motivation und Problemstellungen: Elektrifizierung der Industrie



Quelle: Eigene Darstellung, FfE.

2.1.1 Motivation: Elektrifizierung und Hybridisierung erfordern eine intensivere Interaktion mit Netzbetreibern

Die deutschen [1] und europäischen Klimaschutzziele [2] geben sektorspezifische Pfade zur CO₂-Verminderung vor. Die zu reduzierenden Emissionen der Industrie lassen sich dabei in zwei Gruppen unterteilen:

- Energetisch bedingte Emissionen entstehen bei der Verbrennung (fossiler) Brennstoffe. Diese können vorrangig durch einen Energieträgerwechsel hin zu (bilanziell) emissionsfreien Brennstoffen, wie Biomasse oder Wasserstoff, oder zu strombasierten Maßnahmen (Elektrifizierung) vermindert werden.
- Rohstoffbedingte Prozessemissionen, beispielsweise in der Kalk- und Zementindustrie, lassen sich nur durch den Einsatz von CO₂-Abscheidemaßnahmen [3] vermindern.

CO₂-Verminderungsmaßnahmen erhöhen den Strombedarf der Industrie

Im Status quo werden überwiegend fossile Brennstoffe zur Wärmebereitstellung eingesetzt. Je nach Temperaturniveau und Anwendung sind verschiedene CO₂-Verminderungstechnologien verfügbar. In niedrigen Temperaturniveaus unter 100 °C können häufig bereits Wärmepumpen eingesetzt werden. Dabei kommt es durch die Nutzung der Umweltwärme zu Effizienzgewinnen gegenüber der fossilen Referenz. Derzeit stehen Wärmepumpen zur Dampferzeugung bis ca. 160 °C und perspektivisch bis ca. 200 °C zur Verfügung. Für höhere Temperaturniveaus steigt die Relevanz direktelektrischer Lösungen, z. B. Elektrodenkessel oder prozessspezifischer Verfahren. Aufgrund der hohen Nutzungsgrade strombasierter Technologien werden diese häufig gegenüber den reinen Brennstofflösungen bevorzugt. Hinzu kommt die derzeit unsichere wirtschaftliche Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff sowie die begrenzte Verfügbarkeit von Biomasse. Ebenfalls denkbare hybride Systeme erlauben einen Wechsel zwischen Strom- und Brennstoffeinsatz und eröffnen somit häufig zusätzliche Energieflexibilitätpotenziale.

Für die oben ebenfalls genannten prozessbedingten Emissionen stehen CO₂-Abscheidetechnologien zur Verfügung. Nach Aussagen von Zementherstellern, die hier eine Vorreiterrolle einnehmen, erhöht sich dabei der Strombedarf eines Standortes je nach eingesetzter Technologie erheblich – teilweise um das Zwei- bis Dreifache.

Parallel dazu steigt die Zahl der Unternehmen, die PV-Eigenerzeugung und fallweise auch Windkraft nutzen. Dies erfolgt teils in Kombination mit Batteriespeichern und mit Rückspeisung in das öffentliche Netz. Auch diese Maßnahmen stellen weitere Anforderung an das Netz und die zugehörigen Anschlusskapazitäten dar.

Proaktive Interaktionsprozesse zwischen Netzbetreibern, Energieversorgern und Industrie sind notwendig

Für eine reibungslose Umstellung der Energieversorgung ist eine enge Abstimmung der Industrie mit dem jeweiligen Netzbetreiber und Energieversorger erforderlich. Um die Anschlussleistungen und Ausbaubedarfe rechtzeitig abschätzen, einplanen und umsetzen zu können, sind die Netzbetreiber auf eine frühzeitige und proaktive Einbindung in die Transformationsüberlegungen der Industriestandorte angewiesen.

Die Elektrifizierung der bayerischen Industrie

Die Studie *Energiesystemanalyse Bayern klimaneutral* [4] im Auftrag des bayerischen Wirtschaftsministeriums untersucht die Transformation des bayerischen Energiesystems bis 2040. Drei Transformationsszenarien werden durch eine „Business-as-usual“-Betrachtung ergänzt. Ausgehend von 34 TWh im Status quo (2019) steigt der industrielle Strombedarf in Bayern in allen Szenarien bis 2040 an:

- Im Wasserstoff-fokussierten Transformationspfad auf 36 TWh
- Im „Mix“-Szenario auf 41 TWh
- Im Elektrifizierungsszenario auf 42 TWh und

- Selbst bei „Business-as-usual“ auf 38 TWh.

Dabei ist eine konsequente Umsetzung von Effizienzmaßnahmen berücksichtigt. Ohne diese Effizienzmaßnahmen würde der Anstieg des Strombedarfes noch höher ausfallen.

Es zeigt sich, dass die Stromnachfrage der in Bayern ansässigen energieintensiven Produktionsstandorte, beispielsweise der Kalk-, Zement-, Papier- und Chemieindustrie, aber auch in kleinen und mittleren Unternehmen, insgesamt deutlich zunehmen wird. Somit steigt auch in Bayern die industrielle Nachfrage nach erweiterten Netzanschlusskapazitäten.

Für konkrete Industriestandorte kann sich die Situation noch herausfordernder darstellen. Dies zeigt sich exemplarisch am Beispiel des Bayerischen Chemiedreiecks. Die Studien „Trans4In“ [5] und „Trans4In 2.0“ [6] analysieren szenarienbasiert die Entwicklung der Energiebedarfe und Anschlussleistungen. Demnach steigt die notwendige Anschlussleistung des Standortes von derzeit rund 0,6 GW auf etwa 1,1 bis 1,6 GW.

2.1.2 Problem: Unterschiedliche Planungshorizonte gefährden Investitions- und Planungssicherheit

Zwischen Netzbetreibern und Industrieunternehmen verbleibt ein Henne-Ei-Problem: Der konkrete Verteilnetzausbau erfolgt häufig erst nach verbindlicher Abnahmezusage durch die Industrie. Industrieunternehmen treffen finale Investitionsentscheidungen jedoch erst auf Grundlage belastbarer infrastruktureller Rahmenbedingungen. Diese Situation wird verschärft durch die zunehmende Anzahl an Netzanschlussbegehren durch die weiteren Akteure.

Kurze Umsetzungs- und Amortisationszeiten sind für die Industrie entscheidend

Die Planungshorizonte und Erwartungen an Amortisationszeiten unterscheiden sich zwischen Industrieunternehmen und Netzbetreibern deutlich. Für Investitionen in Produktionsanlagen, Elektrifizierungs- oder Flexibilisierungsmaßnahmen werden in der Industrie häufig relativ kurze Amortisationszeiten von wenigen Jahren gefordert. Alternative Methoden zur Wirtschaftlichkeitsbewertung, die den Kapitalwert über die gesamte Lebensdauer berücksichtigen, werden für Produktionsanlagen in der Praxis kaum genutzt. Die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen hängt stärker von Produktionsschwankungen ab als bei Effizienzmaßnahmen und sie stellen damit risikoreichere Investitionen dar.

Kommt es zu Verzögerungen in der Umsetzung, beispielsweise aufgrund nicht rechtzeitig verfügbarer Anschlusskapazitäten, steigen die Unsicherheiten in den Kostenannahmen, die der Wirtschaftlichkeitsbewertung zugrunde liegen. Damit geraten Investitionsentscheidungen unter Druck. Hinzu kommt, dass Unternehmen bei baulichen Ertüchtigungen der vorgelagerten Energieinfrastruktur regelmäßig über Baukostenzuschüsse beteiligt werden.

Netzbetreiber hingegen agieren in Regulierungsrahmen, die Investitionsentscheidungen über Jahrzehnte absichern müssen. Für Infrastrukturen werden lange technische

Lebensdauern angesetzt, beispielsweise von 25 Jahren für Niederspannungsleitungen [7]. Auch die Bedarfsabschätzungen des Netzentwicklungsplans (NEP) auf Übertragungsnetzebene sowie der Netzausbaupläne (NAPs) auf Verteilnetzebene orientieren sich an langfristigen Szenarien und Zeithorizonten.

Diese Asymmetrie führt zu Reibungen: Unternehmen treffen flexible und zeitnahe Entscheidungen, während Netzbetreiber möglichst frühzeitig verbindliche Informationen über zukünftige Last- und Einspeisebedarfe benötigen, um Netzausbau und -investitionen sachgerecht vorzubereiten. Bleiben diese Informationen unklar oder ändern sich kurzfristig, entstehen Engpässe, Verzögerungen und Mehrkosten. Während Elektrifizierungsentscheidungen in vielen Betrieben innerhalb der nächsten zwei bis drei Jahren anstehen, reichen die Planungshorizonte der Netzbetreiber häufig ein Vielfaches darüber hinaus.

Trotz Netzanschlussverpflichtung entstehen Wartezeiten durch das Windhundprinzip

Für den Ausbau der Anschlusskapazitäten gilt der Grundsatz der Netzanschlussverpflichtung gegenüber dem zuständigen Netzbetreiber (§ 17 EnWG). Daher gehen viele Industrieunternehmen davon aus, zeitnah nach der Anfrage eine Kapazitätserhöhung zu erhalten. In der Praxis werden jedoch auch diese Netzanschlussbegehren nach dem Windhundprinzip („First come, first served“) bearbeitet. Die starke Zunahme von Elektrifizierungsmaßnahmen sowie die steigende Konkurrenz um begrenzte Netzanschlusskapazitäten führen daher zu Wartelisten und in der Folge zu teils erheblichen Verzögerungen beim Netzanschluss.

2.1.3 Lösungsoptionen: Kommunikationskanäle etablieren, neue Vertragskonzepte nutzen und Prozesse effizienter gestalten

Aufgrund der oben dargestellten Problemstellungen ist es wichtig, bereits frühzeitig Lösungsoptionen zu entwickeln und proaktiv mit den Netzbetreibern in den Austausch zu kommen. Einige Lösungsoptionen werden im Folgenden angerissen, erfordern jedoch eine weitere Vertiefung und Ausgestaltung mit allen beteiligten Akteuren aus Industrie, Energiewirtschaft und Politik.

Beidseitiges Verständnis für Prozesse, Zeitschienen und Planungshorizonte

Ein frühzeitiger, offener Dialog zwischen Industrie und Netzbetreibern ermöglicht es, technische Anforderungen, mögliche Engpässe und notwendige Netzausbaumaßnahmen rechtzeitig und realistisch einschätzen zu können. Netzbetreiber benötigen ein Verständnis der möglichen Transformationspfade der Unternehmen in ihrem Netzgebiet. Umgekehrt müssen Industriebetriebe die Abläufe und Rahmenbedingungen der Netzbetreiber kennen, um die daraus resultierenden Zeithorizonte in ihre eigene Planung integrieren zu können. Unternehmen können dadurch ihre Elektrifizierungsstrategien besser priorisieren und Investitionen zielgerichteter planen, während Netzbetreiber verlässlichere Bedarfsprognosen erhalten und ihre Prozesse entsprechend ausrichten können.

Flexible Netzanschlussvereinbarungen als Lösung bei knappen Netzkapazitäten

Flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA) stellen einen bereits umsetzbaren Lösungsansatz dar. Sie sind vertragliche Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer, die es ermöglichen, einen Netzanschluss trotz knapper Netzkapazitäten bereitzustellen – allerdings mit festgelegten Leistungsbegrenzungen. Das bedeutet, dass die maximale Einspeise- oder Entnahmeleistung eines Anschlusses dauerhaft („statisch“) oder zeitweise („dynamisch“) begrenzt wird. Dadurch kann ein Anschluss früher realisiert werden, auch wenn das Netz am Standort noch nicht vollständig ausgebaut ist. Die Einschränkung kann befristet gelten (z. B. bis zum Abschluss des Netzausbaus) oder dauerhaft vereinbart werden.

FCAs dienen damit der effizienteren Nutzung der vorhandenen Netzkapazität. Sie können auch dazu beitragen, mehrere Anlagen – etwa Speicher und Verbrauchseinrichtungen – an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt zu koordinieren. FCAs bieten damit einerseits den Vorteil, dass Unternehmen trotz knapper Netzkapazitäten frühzeitig angeschlossen werden können. Die vertraglich geregelte Leistungsbegrenzung ermöglicht die frühzeitige Nutzung des Anschlusses. Gleichzeitig tragen sie zu einer effizienteren Auslastung des bestehenden Netzes bei. Andererseits können die damit verbundenen Leistungsbeschränkungen zu betrieblichen Einschränkungen führen, etwa durch zeitweise reduzierte Produktionsleistungen.

Anstoß zur Diskussion verschiedener Modelle und regulatorischer Anpassungen

Darüber hinaus werden weitere Lösungsoptionen diskutiert. Dazu gehört beispielsweise die Feststellung eines übergeordneten öffentlichen Interesses zur Beschleunigung von Bauzeiten im Netzausbau. Auch mögliche Alternativen zum Windhundprinzip werden betrachtet. So könnten beispielsweise verschiedenen Akteursgruppen anteilige Netzanschlusskontingente zugewiesen bekommen oder eine Priorisierung anhand von Kriterien wie Dringlichkeit, Systemrelevanz oder Effizienz eingeführt werden. Entscheidend ist, dass die diskutierten Lösungen die Perspektiven aller beteiligten Akteure berücksichtigen, praxistauglich ausgestaltet sind und zugleich das Kerngeschäft der jeweiligen Industriebetriebe nicht gefährden.

2.1.4 Weitere Handlungsfelder: Industriellen Elektrifizierung birgt weitere praktische Chancen und Herausforderungen

Neben der Knappheit von Netzanschlüssen gehen mit der Elektrifizierung bzw. Hybridisierung in der Industrie weitere relevanter Handlungsfelder einher. Ein gezielter Wissensaufbau in diesen Bereichen ist daher erforderlich. Ebenso wichtig ist eine gemeinsame, fachlich fundierte Darstellung von Herausforderungen, möglichen Lösungsoptionen und notwendigen politischen Rahmenbedingungen, um die Umsetzung der Elektrifizierung in der Praxis zu beschleunigen.

Allen Handlungsfeldern ist gemeinsam, dass neben dem internen Wissensaufbau insbesondere Regulatorik und Förderoptionen zentrale Hebel für die Umsetzung von

Elektrifizierungsmaßnahmen darstellen. Entsprechend gilt es, bestehende regulatorische und förderseitige Lücken zu identifizieren und zu adressieren.

I. Technologien und Strategien zur Elektrifizierung von Prozessen und Prozesswärme

Ausgangspunkt aller Transformationspläne und CO₂-Verminderungskonzepte ist ein Überblick über die verfügbaren Technologien einschließlich Kosten, Energiebedarfen und Auswirkungen auf die Energieinfrastruktur. Darauf aufbauend werden ganzheitlicher Strategien zur CO₂-Verminderung entwickelt. Insbesondere für mittlere bis hohe Temperaturniveaus sowie für Abfall- und Reststoffverbrennungsanlagen fehlen jedoch häufig etablierte, marktreife Elektrifizierungslösungen und belastbare Praxiserfahrungen im industriellen Maßstab. Da sich die Technologien jedoch dynamisch weiterentwickeln, ist eine kontinuierliche Marktbeobachtung erforderlich. So können geeignete Konzepte für spezifische Anforderungen identifiziert, bewertet und umgesetzt werden. Dies gilt auch für die Strombezugsoptionen: Neben dem klassischen Grünstrombezug kommen etwa PPAs, Eigenerzeugung oder Beteiligungen an Windenergieanlagen in Frage.

II. Energiepreise als Voraussetzung für Planungssicherheit und Wirtschaftlichkeit

In der Bewertung von Investitionsentscheidungen sind neben den CAPEX insbesondere die Energiepreise maßgeblich, vor allem im internationalen Vergleich [32]. Sie sind jedoch in ihrer zukünftigen Entwicklung mit erheblichen Unsicherheiten belastet. Hinzu kommen die Preisimpulse des Emissionshandels. Diese werden durch den derzeitigen politischen Druck auf den EU ETS I und II zunehmend schwieriger zu prognostizieren. Weitere Kostenbestandteile wie Netzentgelte und entsprechende Vergünstigungen (Bandlast, Atypik) werden derzeit im AgNes-Prozess überarbeitet oder perspektivisch abgeschafft. Aufgrund dieser Rahmenbedingungen ist eine Wirtschaftlichkeitsbewertung aktuell besonders herausfordernd. Als Best-Practice gilt die Nutzung verschiedener Energiepreisszenarien. Die notwendigen Daten und Kapazitäten sind jedoch nicht in allen Unternehmen verfügbar.

III. Energieträgerwechsel: Hürden in der Praxis abbauen

Die Umsetzung ganzheitlicher Transformationsstrategien mit Energieträgerwechseln erfordert die Berücksichtigung zahlreicher Rahmenbedingungen. Diese können teilweise aus komplexen Anforderungen bestehen, beispielsweise beim Grünstrombezug. Außerdem sind Wechselwirkungen mit anderen Bereichen möglich, wie z. B. bei integrierten Abwärmekonzepten. Auch bei der Nutzung von Gewerbespeichern haben viele Unternehmen offene Fragen. Orientierung bietet der vbw/FfE-Leitfaden *Stromspeicher für Unternehmen* [33], der praxisnahe Hinweise zu Wirtschaftlichkeit, regulatorischen Rahmenbedingungen und netzdienlicher Einbindung gibt. Erhebliche Unsicherheit gibt es bezüglich der konkreten Umsetzung von Umwidmungs- und Stilllegungsplänen der Erdgasinfrastruktur. Diese können in der Praxis nur unter Einbindung aller betroffenen Akteure und zeitlich abgestimmt erfolgen.

IV. Mit Energieflexibilitäten einen Mehrwert der Elektrifizierung nutzen

Ein sich änderndes Energiesystem mit zunehmendem Anteil fluktuierender Erzeugung stellt auch neue Anforderungen an die Verbraucher. Das bisherige Energiesystem war

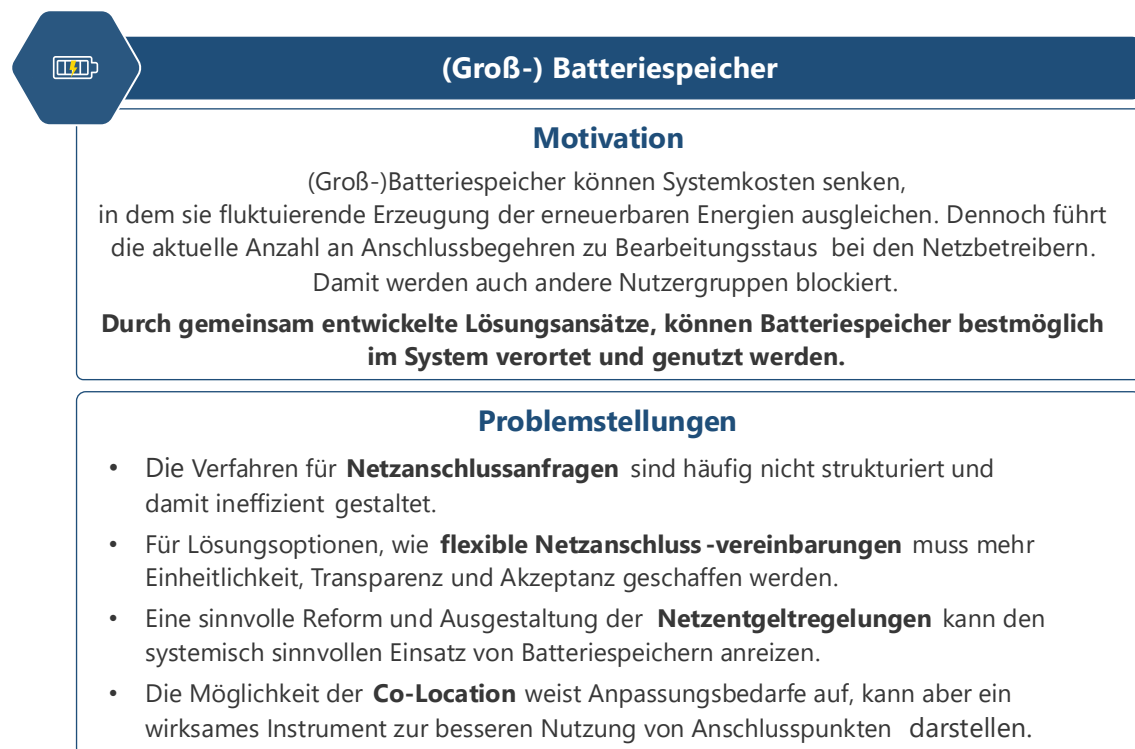
durch die konstante Erzeugung thermischer Kraftwerke geprägt und hat daher eine möglichst konstante Stromabnahme angereizt. Zukünftig werden sich Verbraucher stärker an der Erzeugung durch Wind und PV orientieren. Die Nutzung von Energieflexibilitätspotenzialen und Lastmanagement im Produktionsprozess gewinnt daher an Bedeutung. Dies soll im AgNes-Prozess weiter regulatorisch angereizt werden. Verbraucher mit Energieflexibilitätspotenzialen können durch neue Vermarktungs- und Erlöspotenziale profitieren und ihren Verbrauch in Zeiten günstiger Erzeugung erhöhen, wie [34] zeigt. Dennoch sind hierfür jeweils prozessspezifische technische Grenzen zu berücksichtigen bis hin zu Branchen mit nahezu keinen Flexibilitätspotenzialen (z. B. Chemie, Glas [35]). Um mögliche Flexibilitäten zu erkennen und technisch zu erschließen, ist häufig ein interner Wissensaufbau notwendig. Das gilt insbesondere bezüglich der zugehörigen Vermarktung. Diese stellt derzeit, vor allem bei Unternehmen des Mittelstands, oft noch keine Kernkompetenz dar.

2.2 Batteriespeicher: Anschlussdynamik führt zu Netzherausforderungen

Der Sektor der Großbatteriespeicher verzeichnet aktuell ein massives Wachstum. Dies ist einerseits ein wichtiger und notwendiger Fortschritt für die Energiewende. Intelligent angebunden, können Speicher die schwankende Einspeisung von Solar- und Windstrom ideal ausgleichen und die Netze entlasten. Damit können sie Systemkosten senken. Andererseits stellt die Integration dieser leistungsstarken und reaktionsschnellen Systeme in die bestehende Netzinfrastruktur eine technische Herausforderung dar, die intelligente Lösungen erfordert. Diese Herausforderung wird durch die hohe Anzahl an Netzanschlussbegehren für Speicherprojekte in frühen Planungsstadien verschärft.

Abbildung 2

Motivation und Problemstellungen: Hochlauf der (Groß-)Batteriespeicher



Quelle: Eigene Darstellung, FfE.

2.2.1 Motivation: Der Batteriespeicherboom erreicht die Netze

Daten des BDEW zeigen, dass die Netzanschlussbegehren für Großbatteriespeicher Ende 2025 deutschlandweit ein Volumen von 720 GW erreichten [36]. Parallel zu den Anfragen steigen die realen Umsetzungszahlen (siehe Abbildung 3). Zudem zeigt sich ein Trend zu leistungsstärkeren Anlagen sowie zu Anlagen mit höheren Speicherkapazitäten. Günstige Zellpreise, Überkapazitäten in China sowie hohe Preisschwankungen am Strommarkt,

inklusive häufiger Negativpreise, verstärken diese Dynamik. Angesichts des EE-Ausbaus, des Kohleausstiegs und der schleppenden Integration alternativer Flexibilitätsoptionen bleibt der Bedarf an Flexibilität durch Batteriespeicher hoch. Die 2029 auslaufenden Netzentgeltregelungen wirken als zusätzlicher Anreiz, Speicherprojekte zeitnah vor Ablauf der Frist in Betrieb zu nehmen, damit sie noch von der Befreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG profitieren können.

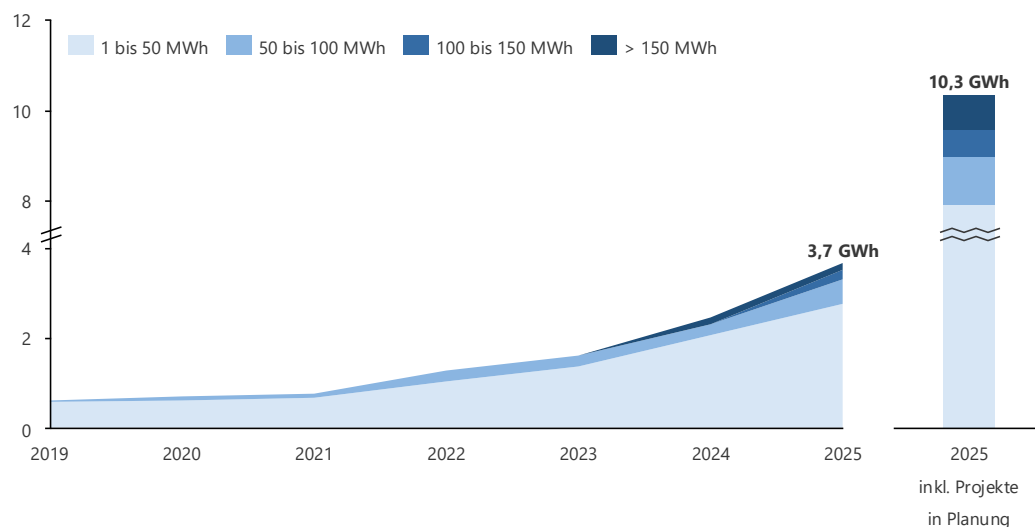
Die geplanten Speicherleistungen übersteigen die Transportkapazität der Netze bei weitem. Um den Anstieg der Netzausbaukosten zu begrenzen, müssen der Speicherausbau und -betrieb daher eng mit der Netzplanung verzahnt werden. Richtig eingesetzt können Speicher die systemischen Kosten sogar senken: Sie reduzieren Abregelungen erneuerbarer Energien und ersetzen fossile Kraftwerke im Redispatch. Dann sind Batteriespeicher eine zentrale Flexibilitätsoption für eine kosteneffiziente Energiewende.

Abbildung 3

Darstellung des Speicherhochlaufs nach Größenklassen

Batteriespeicher: Installierte Kapazität

in GWh | Deutschland



Quelle: Marktstammdatenregister [8]. Eigene Darstellung, FfE.

2.2.2 Problem: Kartelleichen und lange Rückmeldefristen im Netzanschlussverfahren

Der Zeitdruck durch die auslaufenden Netzentgeltregelungen hat zu einer Flut an „unreifen“ Netzanschlussanfragen im Batteriesektor geführt. Die tatsächliche Umsetzung dieser Projekte ist oft ungewiss. Akteure aus der Praxis berichten, dass KI-generierte Massenansträge die Situation zusätzlich verschärfen. Reservierungszusage trotz geringen Reifegrads

belegen und blockieren damit wertvolle Anschlusskapazitäten für längere Zeit. Da verbindliche Fristen und Meilensteine fehlen, entstehen bei den Netzbetreibern massive Bearbeitungsstaus. Dies verzögert nicht nur die Bearbeitung und Rückmeldungen für seriöse Speicherprojekte, sondern gefährdet auch den Netzzugang anderer wichtiger Technologien.

Reform der Anschlussverfahren: Unzulänglichkeiten der KraftNAV

Um den Prozess zu beschleunigen, ist eine Reform der Anschlussverfahren erforderlich. Für Speichereinrichtungen über 100 MW hat das Bundeskabinett im Dezember 2025 beschlossen, diese aus dem Anwendungsbereich der Kraftwerksnetzanschlussverordnung (KraftNAV) herauszunehmen. Kritiker hatten bemängelt, dass die KraftNAV ursprünglich nicht auf die aktuelle Anzahl an Netzanschlussanträgen ausgelegt war. Außerdem sorgt der Zwang zum Windhundprinzip dafür, dass die Anträge für Großbatteriespeicher die Antragspipeline bei den Netzbetreibern auf mehrere Jahre blockieren. Eine Folgeregelung existiert bislang noch nicht. Für kleinere Anlagen im Verteilnetz bestand bislang keine vergleichbare Regelung. Dennoch bearbeitet ein überwiegender Teil der Netzbetreiber Anträge in der Reihenfolge ihres Eingangs, um nicht gegen das Diskriminierungsverbot zu verstoßen. Ziel muss es sein, für die KraftNAV eine effiziente Folgeregelung zu finden und auch im Verteilnetz standardisierte, belastbare Prozesse zu etablieren. Dabei gilt es, spekulative Anträge effizient auszusortieren und die Steuerung künftiger Anfragen zu verbessern.

2.2.3 Lösungsoptionen: Transparenz steigern, Verbindlichkeiten erhöhen und Speicherflexibilität gezielt zur Netzentlastung nutzen

Es herrscht kaum Transparenz über geeignete Speicherstandorte. Die bestehenden Tools zur schnellen Netzanschlussprüfung weisen für Batteriespeicher noch nicht die notwendigen Funktionalitäten auf. So sind z. B. Infos zur verfügbaren Bezugsleistung nicht einsehbar. Daher sind Mehrfachanträge für das gleiche Projekt an verschiedenen Standorten heute keine Seltenheit. Das führt zu unnötigem Bearbeitungsaufwand.

Eine bessere Transparenz zu verfügbaren Anschlusskapazitäten, beispielsweise über online zugängliche Karten, könnte die Anfragen in die richtige Richtung lenken. Zusätzlich ist es dann nötig, in einem geordneten Verfahren die Anträge zu bewerten und ggf. zu priorisieren. Dass dies grundsätzlich zulässig ist, haben der Bundesgerichtshof (BGH) und die Bundesnetzagentur (BNetzA) bereits bestätigt [37] [38]. Finanzielle Ernsthaftigkeitsnachweise wie z. B. eine Realisierungskautions können dazu beitragen, dass sich Projektentwickler auf Projekte mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit konzentrieren, wodurch andere Kapazitäten freigegeben werden können. Beispiele von Netzbetreibern, die eine Bearbeitungsgebühr für Netzanschlussanfragen oder eine Baukostenzuschuss-Vorauszahlung bei Reservierungsbeginn eingeführt haben, bestätigen, dass durch Einführen einer Bearbeitungsgebühr von 50.000 € 65 % der Anfragen zurückgezogen wurden [39].

Zudem ist es für Netzbetreiber möglich, über den § 11a EnWG konkret Batteriespeichereinrichtungen auszuschreiben, die proaktiv zur Netzentlastung beitragen. Diese werden dann

beispielsweise zur Zeit der PV-Spitze verpflichtet, Leistung aufzunehmen. Beispiele hierfür sind der netzdienliche Speicher von MaxSolar und BayernwerkNetz in Wutzldorf [40] oder der dezentrale Netzbooster als Kooperation von Amprion und LVN [41].

Batteriespeicher weisen Potenziale für Vereinfachungen der Anforderungen gegenüber klassischen Verbrauchern auf

Gegenüber klassischen Verbrauchern benötigen Batteriespeicher ein geringeres Maß an Ausfallsicherheit. Die Anlagen müssen nicht zwangsläufig redundant (n-1 sicher) angeschlossen werden. Das spart Kosten und eröffnet neue Anschlussmöglichkeiten. Darüber hinaus ist es denkbar, die Bezugs- und Einspeiseleistung eines Speichers im Rahmen einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung (FCA) temporär einzuschränken. Werden aktuelle Netzprognosen für diese Restriktionen genutzt, lassen sich die Erlöseinbußen des Speichers vergleichsweise geringhalten. Dies geschieht, indem z. B. verhindert wird, dass zur Zeit der PV-Spitze zusätzliche Leistung ins Netz eingespeist wird.

Großbatteriespeicher als Puzzlestück für den PV-starken Süden

Die Strompreise an den Spotmärkten sind heute insbesondere durch die PV-Einspeisung geprägt. Das bedeutet, dass ein Speicher, der sich marktlich optimiert, in vielen Fällen automatisch PV-Spitzen aus dem Netz nimmt. Diese müssten sonst an sonnigen Tagen abgeregelt werden. In ihrer Studie „Quo Vadis Großbatteriespeicher“ hat TenneT daraus abgeleitet, dass insbesondere einige der bayerischen Netzknoten eine hohe Eignung für Speicherprojekte aufweisen [42]. Speicher an diesen Standorten könnten zu Zeiten eines auftretenden Nord-Süd-Engpasses ebenfalls für positiven Redispatch genutzt werden, um den Einsatz kostspieliger Gaskraftwerke im Engpassmanagement zu reduzieren.

2.2.4 Weitere Handlungsfelder: Co-Location und Entgeltreformen

Eine weitere Möglichkeit für Batteriespeicher, neue Netzanschlusspunkte zu erschließen, ist die gemeinsame Nutzung des Netzanschlusses mit anderen Erzeugungsanlagen oder Verbrauchern (Co-Location). Speicher sind dafür prädestiniert, da sie bei EE-Anlagen die Einspeisung flexibilisieren und es ihnen damit ermöglichen, an den Strommärkten bessere Erlöse zu erzielen. Auf Lastseite können sie den Bezug ebenfalls in Zeiten niedriger Börsenstrompreise verschieben und dazu beitragen, die kostentreibende Lastspitze zu senken. In beiden Fällen kann ein FCA dafür sorgen, dass eine bestimmte Leistungsgrenze am Netzanschlusspunkt trotz einer in Summe erhöhten Leistung der Einzelanlagen nicht überschritten wird. In diesem Fall spricht man von Überbauung.

Weniger auf den Anschluss als auf den Betrieb zielen die neuen Netzentgeltregelungen für Speicher ab. Die Bundesnetzagentur erarbeitet diese im Rahmen des Verfahrens zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes). Hier sollen Instrumente entwickelt werden, die Batteriespeichern einen stärkeren monetären Anreiz bieten, sich netzdienlich zu verhalten und damit den Redispatchbedarf zu reduzieren. Aktuell ist dazu die

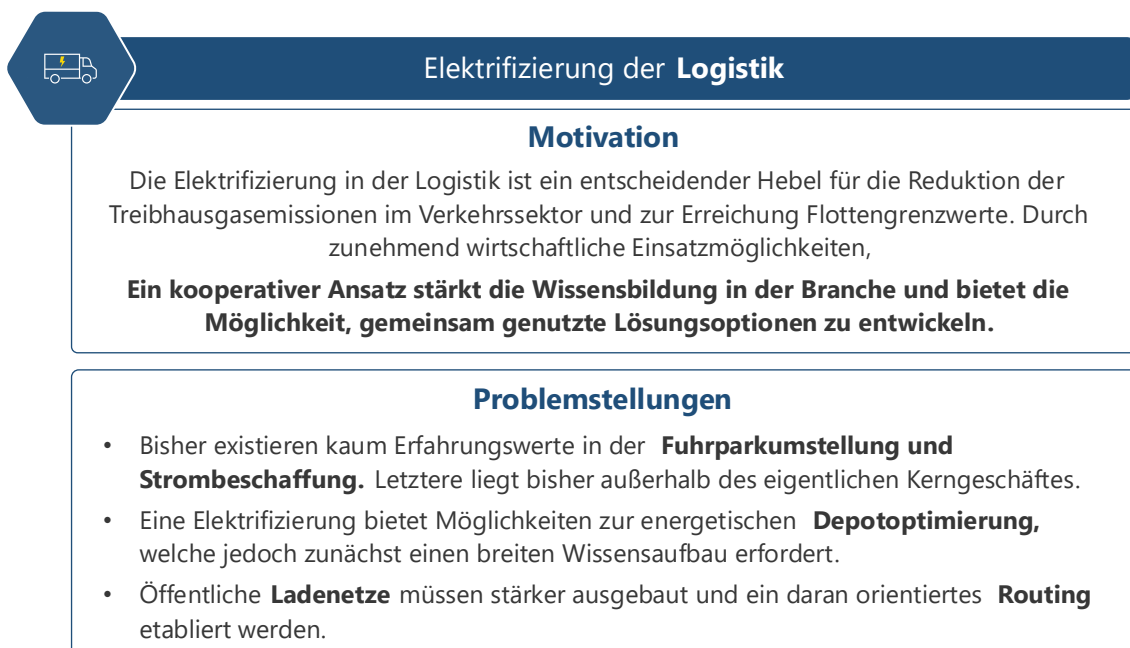
Einführung einer dynamischen Arbeitspreiskomponente in der Diskussion. Außerdem soll die aktuelle Vollbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG abgeschafft werden, um Batteriespeicher zukünftig adäquat an den Netzkosten zu beteiligen. Diese zusätzlichen Kostenbelastungen können die Wirtschaftlichkeit von Speichern jedoch stark beeinträchtigen. Daher ist abzuwägen, ob ein möglicher Einbruch des Speicherhochlaufs nicht mehr volkswirtschaftliche Kosten verursacht, als durch zusätzliche Netzentgelte eingenommen werden können.

2.3 Logistik: Elektrifizierung zur Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs

Der Verkehrssektor zählt zu den zentralen Emittenten von THG-Emissionen. Er weist im Vergleich zu anderen Sektoren die geringsten Dekarbonisierungsfortschritte auf. Während die gesamtdeutschen Emissionen seit 1990 um 46 Prozent gesunken sind, sind die Emissionen im Verkehr nur um ca. elf Prozent zurückgegangen. Der Güterverkehr hat dabei einen wesentlichen Anteil an den verbleibenden Emissionen. Seine Dekarbonisierung ist damit entscheidend für die Erreichung übergeordneter Klimaziele. [43] [44] Im zentraleuropäischen Raum zeichnet sich dafür ein Trend zum batterieelektrischen Nutzfahrzeug ab [9]. Das Laden am „heimischen“ Depot wird dabei eine elementare Rolle einnehmen. Einerseits wird der Großteil der prognostizierten elektrischen Nutzfahrzeuge im Nah-/Distributionsverkehr mit < 400 km Tagesfahrleistung eingesetzt. Sie haben die Möglichkeit, die im Depot startenden Touren auch wieder dort abzuschließen. Andererseits wird auch im überregionalen Fernverkehr erwartet, dass ein großer Teil der Ladevorgänge in Depots stattfindet [45], zumal der Aufbau öffentlicher Ladeinfrastruktur für Nutzfahrzeuge hinter dem Bedarf zurückbleibt. Ein ausreichend dimensionierter Netzanschluss am heimischen Depot ist somit essenziell.

Abbildung 4

Motivation und Problemstellungen: Elektrifizierung der Logistik



Quelle: Eigene Darstellung, FfE.

2.3.1 Motivation: Dekarbonisierung im Nutzfahrzeugverkehr

Der Logistik kommt eine herausragende systemische Bedeutung zu. Sie stellt die kontinuierliche Versorgung von Industrie, Handel und Bevölkerung sicher. Damit ordnet sie sich klar dem Segment der kritischen Infrastruktur zu. Im Gegensatz zu Teilen des Individual- oder Freizeitverkehrs lässt sich der Güterverkehr weder kurzfristig reduzieren noch flexibel verlagern. Eine Verlagerung des Güterverkehrs auf die Schiene erfordert aufgrund bestehenden Kapazitätsengpässen einen erheblichen Ausbau der Infrastruktur. Zudem nimmt Deutschland aufgrund seiner Lage eine tragende Rolle im transeuropäischen Güterverkehr ein. Die Dekarbonisierung des straßengebundenen Nutzfahrzeugverkehrs ist daher alternativlos. Sie darf jedoch zugleich nicht die Betriebszuverlässigkeit und Versorgungssicherheit gefährden. [46]

Die Logistik weist relativ günstige Voraussetzungen für eine Elektrifizierung auf. Gewerbliche Nutzfahrzeuge bewegen sich zum Teil auf planbaren, repetitiven Routen mit festen Touren, klar definierten Einsatzzeiten und regelmäßiger Rückkehr zum Depot. Diese Eigenschaften ermöglichen eine strukturierte Ladeplanung. Sie machen damit insbesondere batterieelektrische Antriebe für viele regionale und nationale Einsatzprofile technisch und zunehmend auch wirtschaftlich attraktiv. Zusätzlich unterliegen große Verlader und Industrieunternehmen zunehmenden Nachhaltigkeitsanforderungen. Mittel- bis langfristig werden Emissionskriterien ein wesentlicher Faktor in Beschaffungs- und Ausschreibungsprozessen und damit zu einem Wettbewerbsfaktor.

Eine wirtschaftliche Elektrifizierung der Logistik setzt Ladeinfrastruktur voraus

Ein wesentlicher Faktor ist die Wirtschaftlichkeit von E-Lkw. Trotz deutlich höherer Investitionskosten können E-Lkw heute unter bestimmten Rahmenbedingungen kosteneffizienter betrieben werden als vergleichbare Diesel-Lkw. Dies gilt insbesondere bei hohen jährlichen Laufleistungen. Die Voraussetzung für diese wirtschaftlichen Einsatzprofile ist jedoch eine verlässliche und leistungsfähige elektrische Infrastruktur. Hohe Laufleistungen können nur bei gesicherter Ladeverfügbarkeit realisiert werden. [47] Damit ist für Logistikunternehmen ein ausreichend dimensionierter Netzanschluss zunehmend nicht mehr nur eine nachgelagerte Infrastrukturfrage, sondern eine zentrale Voraussetzung für die langfristige Wirtschaftlichkeit und Tragfähigkeit der Unternehmen.

2.3.2 Problem: Kaum Berührungspunkte zur „neuen elektrischen Welt“

Mit der Elektrifizierung der Lkw-Flotten betreten Spediteure und Logistikunternehmen Neuland. Bisher hatten diese nur wenige bis keine Berührungspunkte mit der Energiewirtschaft, insbesondere nicht mit der Stromwirtschaft. Durch die Elektrifizierung wandelt sich das Logistikdepot von einem vergleichsweise energiearmen zu einem energieintensiven Standort. Damit verschiebt sich die energiebezogene Abhängigkeit der Logistikunternehmen von der klassischen Tankstelleninfrastruktur hin zum lokalen Verteilnetz.

Diese Transformation birgt erhebliches Konfliktpotential, insbesondere aufgrund stark unterschiedlicher Entscheidungshorizonte. Netzbetreiber realisieren den Netzausbau, je

nach Spannungsebene und Komplexität, mit langfristigen Planungsvorläufen von 2 bis 10 Jahren. [48] Dies steht im Kontrast zu den üblichen Planungs- und Investitionszeiträumen in der Logistikbranche. Diese orientieren sich häufig an Amortisationszeiten von unter fünf Jahren. Die Beschaffung von E-Lkw wird in naher Zukunft in Relation zum Netzan-schluss in vergleichsweise kurzen Zeitspannen möglich sein. Diese unterschiedlichen Zeithorizonte können im zu sogenannten „Stranded Assets“ führen – also Fahrzeugen, die aufgrund nicht ausreichender Ladeinfrastruktur nicht gewinnorientiert im Betrieb einge-setzt werden können. Eine unter falschen zeitlichen Prämissen getroffene Entscheidung stellt damit ein Risiko für den laufenden Betrieb und das Unternehmen dar. [48]

Eine erfolgreiche und wirtschaftliche Integration von E-Lkw in bestehende Depots ist nur möglich, wenn die erforderliche Anschlussleistungen zur Verfügung stehen. Technologien wie Batteriespeicher, Rechenzentren oder erneuerbare Erzeugungsanlagen können häufig auf der „grünen Wiese“ geplant werden. Logistikstandorte hingegen sind kaum standort-flexibel. Die Elektrifizierung hängt somit maßgeblich von den lokalen Netzrestriktionen, wie der vorhandenen Netzstruktur und der Transformatorverfügbarkeit, ab.

Zusätzlich tragen im Verkehrssektor Unsicherheiten durch uneindeutige politischer Signale maßgeblich zur Investitionszurückhaltung bei. Unsicherheiten über Anpassungen der EU-Flottenregulierung (sog. „Verbrenner-Verbot“), die Verschiebung des Übergangs in den ETS 2 oder dessen „Deckelung“ sowie politische Debatten über die Rahmenbedingungen für Wasserstoff und erneuerbare Kraftstoffe verzögern zeitkritische Entscheidungen.

2.3.3 Lösungsoptionen: Logistik-spezifische Kooperationsansätze

Die Elektrifizierung der Logistik erfolgt nicht abrupt, sondern schrittweise. Um betriebliche und wirtschaftliche Risiken zu begrenzen, beginnen Logistikunternehmen mit der Elektrifi-zierung von Fahrzeugen mit klar planbaren Einsatzprofilen. Dazu zählen feste Routen mit definierten Stand- und Ladezeiten, wie z.B. im regionalen Personentransportverkehr. Diese sukzessive Vorgehensweise ermöglicht es, Erfahrungen im Betrieb elektrischer Fahrzeuge zu sammeln, Ladeprozesse zu erproben und Infrastruktur schrittweise auszubauen.

Zielkonflikt: Wirtschaftlichkeit vs. Planbarkeit

Bereits in dieser frühen Phase zeigt sich ein Zielkonflikt zwischen Wirtschaftlichkeit und Planbarkeit. Der kosteneffiziente Einsatz von E-Lkw ist eine hohe Kilometerleistung notwendig. Der elektrische Antrieb erfordert jedoch eine lückenlose und verlässliche Lade-planung unter Berücksichtigung der Lenk- und Ruhezeiten. Um diesen Zielkonflikt beherrschbar zu machen, sind häufig grundlegende Anpassungen logistischer Kernparame-ter und in der Disposition notwendig, insbesondere die Neuorganisation von Standzeiten, Schichtmodellen, Tourenlängen, Einsatzprofilen sowie ggf. auch der eingesetzten Fahrzeugklassen.

Ergänzend zu den strukturellen Anpassungen im operativen Geschäft ergreifen Logistikun-ternehmen weitere technische und organisatorische Maßnahmen. Zu den typischen Ansät-zen zählen Lastmanagement, sequenzielles Laden, Nachtladung, Ladepriorisierung sowie

der verstärkte Einsatz digitaler Tools zur Optimierung von Disposition und Ladeplanung. Damit wollen sie den benötigten Leistungsbedarf am Netzanschlusspunkt reduzieren und besser steuern. Diese Maßnahmen können dazu beitragen, die Zeit bis zum notwendigen Netzausbau zu überbrücken. Jedoch sind sie häufig mit einer erhöhten betrieblichen Komplexität verbunden und können die operative Flexibilität einschränken. [49]

Kooperative Ansätze: Gemeinsam die Logistikbranche voranbringen

Ergänzend zu den betriebsinternen Optimierungsmaßnahmen entwickeln sich kooperative Ansätze. Beispielsweise errichten Logistiker gemeinsame Ladeinfrastrukturen. So stellen Unternehmen ihre Ladeparks für Lieferanten zur Verfügung oder öffnen bestehende Depot-Ladeinfrastruktur für andere Speditionen. Auch werden Modelle diskutiert, bei denen Logistikunternehmen Netzanschlussleistungen zeitversetzt mit anderen Technologien teilen (Co-Location und FCA). Durch diese kooperativen Lösungen können neue Anschlusskapazitäten erschlossen und die bestehenden effizienter ausgelastet werden.

Mit der Umsetzung solcher Maßnahmen verändert sich die Rolle der Logistikunternehmen deutlich. Sie werden Errichter und Betreiber komplexer „Energie-Ökosysteme“. Der Charakter der Standorte verschiebt sich von eigenständigen, vergleichsweise energiearmen Logistikdepots hin zu stark elektrifizierten und gemeinschaftlich genutzten Infrastrukturstandorten. Wenn elektrifizierte Logistikstandorte zur Kostensenkung sekundäre, energiewirtschaftliche Geschäftsmodelle verfolgen und als aktive Teilnehmer im Energiesystem auftreten, erhöht sich der Komplexitätsgrad im Depot zusätzlich.

Bayern als Innovator von elektrifiziertem Schwerlastverkehr

Der Freistaat Bayern positioniert sich als Innovator, indem er gezielt den Ausbau von Ladeinfrastruktur mit eigenen Programmen fördert. So stellt das Land im Jahr 2025 bereits in der dritten Förderrunde erneut 2,5 Millionen Euro für nicht-öffentliche Ladeinfrastruktur für E-Lkw bereit. Frühere Programme ermöglichten den Aufbau von über 300 Ladepunkten. Mit der Förderung von Megawatt-Ladesystemen unterstützt Bayern zudem Technologien, die bundesweit noch am Anfang stehen. Damit wird der Freistaat zu einem frühen Testfeld der Elektrifizierung der Logistik.

Bayern ist außerdem Standort wichtiger Feldversuche zur Elektrifizierung des straßengebundenen Güterverkehrs. Das bundesgeförderte Forschungs- und Entwicklungs- (FuE) Projekt NEFTON [10] demonstriert erstmals ein Megawatt-Ladesystem für schwere Lkw unter realen Bedingungen. Parallel dazu erprobt das bundesgeförderte FuE-Projekt SPIRIT-E [50] an einem bayerischen Logistikstandort bidirektionales Laden mit Nutzfahrzeugen unter Realbedingungen. Bayerische Speditionen zeigen damit insbesondere für planbaren Linien- und Shuttleverkehr, dass elektrische Nutzfahrzeuge im täglichen Betrieb bereits zuverlässig funktionieren. Voraussetzung ist der konsequente Aufbau eigener Depotladeinfrastruktur, wie ihn mehrere Unternehmen bereits umgesetzt haben. Auch im öffentlichen Verkehr schreitet die Elektrifizierung voran: Verkehrsverbünde erproben zunehmend Elektrobusse im Linienbetrieb. Trotz anspruchsvoller Rahmenbedingungen

sammelt die Branche wertvolle Praxiserfahrungen für die Skalierung hin zu größeren elektrischen Flotten.

2.3.4 Weitere Handlungsfelder: Das Depot im Fokus der Elektrifizierung

Über das Handlungsfeld des Netzanschlusses und der Integration von E-Lkw hinaus stehen Logistiker vor zusätzlichen Herausforderungen. Diese sind ebenfalls für eine wirtschaftliche und betriebssichere Elektrifizierung entscheidend.

I. Fuhrparkumstellung und Strombeschaffung (Stromliefermodelle)

Für eine effiziente und investitionssichere Umstellung auf E-Lkw bedarf es eine strategische Planung und einer belastbaren TCO-(Total Cost of Ownership-)Gesamtbetrachtung. Dabei sind die Stromkosten ein großer Hebel für die Wirtschaftlichkeit von E-Lkw. Die Strompreise und die Absicherung gegen Preissteigerungen unterscheiden sich dabei grundlegend von denen, die bisher bei Dieselbetankung bekannt sind. Um langfristig eine kosteneffiziente Versorgung mit Strom sicherzustellen, benötigt ein elektrifiziertes Depot geeignete Stromliefermodelle. Dazu zählen langfristige PPA-Verträge, eigene PV-Erzeugung sowie dynamische Stromtarife.

II. Depotoptimierung über die Depotgrenzen hinaus

Neben der grundsätzlichen optimierten Strombeschaffung kann ein intelligentes Energiemanagementsystem (EMS/xMS) die Stromkosten zusätzlich senken. Das EMS kann Ladeprozesse priorisieren, Lastspitzen reduzieren und PV-Anlagen sowie Batteriespeicher koordiniert einbinden. Darüber hinaus besteht auch die Möglichkeit einer Vermarktung der „Flexibilität“ an den Strommärkten. Dadurch wird das gesamte Depotökosystem energetisch optimiert und das Depot wird vom einfachen Energiekonsumenten zu einem aktiven Marktteilnehmer, was durch z.B. Arbitragehandel potenziell bidirektionaler Nutzfahrzeuge im Endzustand mündet. [11].

III. Öffentliches Ladenetz und Routing

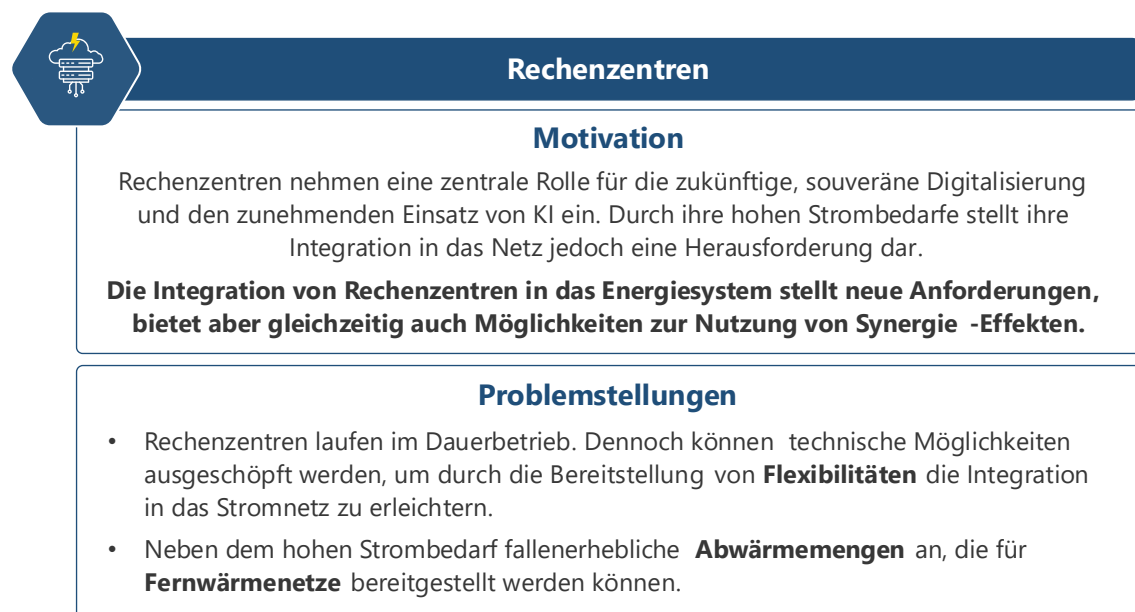
Für die Lkw-Logistik, insbesondere dem Fernverkehr, ist das öffentliche Nachladen unverzichtbar. Eine bestmögliche Verzahnung von öffentlicher Ladeinfrastruktur mit den depotseitigen digitalen Managementsystemen ist daher zentral. So lassen sich Planbarkeit und Betriebssicherheit gewährleistet werden. Dabei können Reservierungssysteme von Ladepunkten, standardisierte Durchleitungs- und Roaming-Modelle sowie Optionen für halböffentliches Laden wichtige Bausteine zur Kosteneffizienz sein.

2.4 Rechenzentren: Stromintensive digitale Infrastruktur für neue Wachstumsbranchen

Eine souveräne Digitalisierung von Wirtschaft und Gesellschaft erfordert den Ausbau der physischen IT-Infrastruktur zur Datenverarbeitung und -speicherung. Diese ist z. B. für Cloud-Dienste und KI-Anwendungen notwendig. Die Ansiedlung neuer Rechenzentren ist daher erforderlich, um die Wettbewerbsfähigkeit und Souveränität Bayerns und Deutschlands bei steigender Rechenkapazitätsnachfrage zu sichern. Dabei muss der Austausch aller relevanten Akteure rund um die Integration verschiedener Arten von Rechenzentren ins Energiesystem systematisch etabliert werden. Zentrale Handlungsfelder sind der Anschluss und die Anbindung von Rechenzentren an das Stromnetz, die Bereitstellung von Flexibilität sowie die Nutzung von Fern- und Abwärme.

Abbildung 5

Motivation und Problemstellungen: Integration von Rechenzentren in das Energiesystem



Quelle: Eigene Darstellung, FfE.

2.4.1 Motivation: Eine stromintensive digitale Datenwelt auf Ausbaurkurs

Der Stromverbrauch deutscher Rechenzentren, insbesondere für den Betrieb und die Kühlung von Servern, wird für das Jahr 2024 auf rund 20 TWh geschätzt [51]. Die Studie „Rechenzentren in Deutschland: Aktuelle Marktentwicklungen – Stand 2024“ des Branchenverbandes Bitkom zeigt, dass diese Nachfrage in den vergangenen Jahren stark angestiegen ist: Im Jahr 2010 lag der Verbrauch noch bei etwa 10 TWh. Entsprechend hat

sich innerhalb dieses Zeitraums auch die IT-Anschlussleistung² von Rechenzentren sowie kleineren IT-Installationen verdoppelt. Dieses Wachstum ist maßgeblich auf die zunehmende Nutzung von Cloud-Diensten zurückzuführen. Diese haben sich erst seit etwa 2010 zunehmend etabliert. Mittlerweile setzen über 50 Prozent der EU-Unternehmen kostenpflichtige Cloud-Lösungen im geschäftlichen Alltag ein [52]. Etwa 45 Prozent der deutschen Rechenkapazitäten entfallen auf Cloud-Infrastrukturen [51].

Künstliche Intelligenz treibt die Notwendigkeit für Rechenkapazitäten weiter in die Höhe

Aktuelle technologische Entwicklungen im Bereich der künstlichen Intelligenz (KI) führen zu einer starken Zunahme der zu verarbeitenden Datenmengen. Sie lassen erwarten, dass die zugebauten Rechenkapazitäten weiterhin stark ansteigen werden. Prognosen zufolge könnte sich die IT-Anschlussleistung von Rechenzentren bis 2030 fast verdoppeln [51]. Zwei Drittel davon könnten dabei auf KI-Rechenlasten entfallen [53].

Diese Entwicklung spiegelt sich auch in der hohen Zahl geplanter Rechenzentrenprojekte wider. Diese werden den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Marktabfrage für Großverbraucher gemeldet. In den vergangenen zwei Jahren ist diese Zahl deutlich gestiegen, wie die neuesten Szenarien des Netzentwicklungsplans (NEP) verdeutlichen. So geht die BNetzA im aktuellen Szenariorahmen (2025) [12] von einer Stromnachfrage der Rechenzentren von 78 bis 116 TWh im Jahr 2037 aus. Das entspricht bis zu 10 Prozent des prognostizierten gesamten deutschen Strombedarfs und bedeutet in etwa eine Verdoppelung der Annahmen des vorherigen Szenariorahmens (2023) [13], in welchem noch von einem Verbrauch von ca. 50 TWh ausgegangen wurde. Der NEP 2023 führt zudem gemeldete neue Stromanschlussleistungen für Rechenzentren in Höhe von 9 GW auf.

2.4.2 Problem: Standortkonflikte von Stromnetzen und Internetknoten

Der Netzanschluss von Rechenzentren erfolgt überwiegend im Mittel- oder im Hochspannungsbereich. Aufgrund ihres hohen Strombedarfs und der häufig geforderten Netzredundanz empfehlen Praxisleitfäden [54] [55] bei der Standortwahl die Nähe zu einem Umspannwerk. Dies kann die Kosten für Betreiber senken. Gleichzeitig muss jedoch ausreichend Netzkapazität vorhanden sein, damit neue Rechenzentren überhaupt angebunden werden können. Ist eine Erweiterung der Netzkapazität erforderlich, verlängern sich Netzanschlussverfahren häufig um mehrere Jahre. Die Internationale Energieagentur (IEA) weist in ihrem Energie- und KI-Bericht [56] auf Wartezeiten von bis zu sieben Jahren hin. Zudem können bei benötigten Baumaßnahmen zusätzliche Kosten auf Betreiber von Rechenzentren zukommen [57].

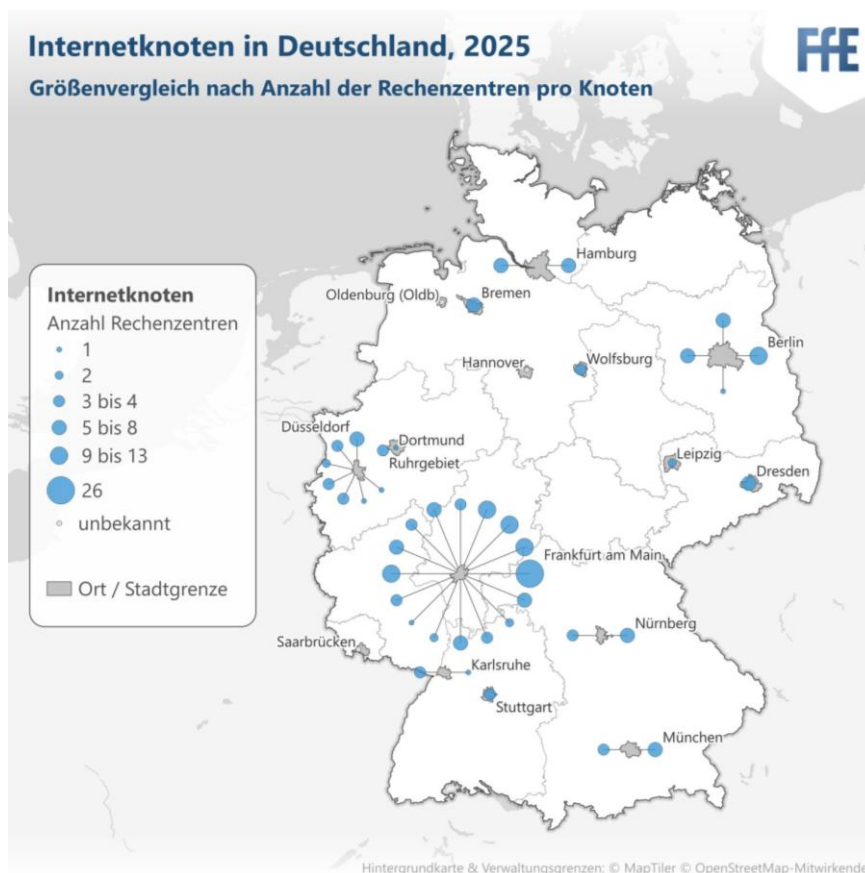
² Unter IT-Anschlussleistung wird in der Bitkom-Studie die durch die IT-Infrastruktur maximal beziehbare Strommenge verstanden. Sie unterscheidet sich von der im Energieeffizienzgesetz (EnEg) definierten „Nennleistung für Informationstechnik“, die sich nicht ausschließlich auf die IT-Infrastruktur beschränkt und somit im Regelfall höher ausfällt. Da sich dieses Kapitel auf die Zahlen der Bitkom-Studie stützt, wird der Begriff entsprechend deren Definition verwendet.

Hotspots für Rechenzentren führen zu punktuellen Anforderungen an das Stromnetz

Für die Standortwahl zählt nicht allein die sichere Stromversorgung, sondern auch die Nähe zu Internetknoten, die meist in städtischen Gebieten liegen. Diese Konzentration führt zu einer Clusterbildung und macht Internetknoten zu einem starken Indikator für zukünftige Standorte digitaler Infrastruktur. Je mehr Netzwerkteilnehmer sich an einem Knoten bündeln, desto attraktiver wird die Region für zusätzliche Rechenzentren. Bestehende Cluster lassen sich bereits deutlich erkennen (Abbildung 6). Besonders der Großraum Frankfurt am Main bildet einen national und europaweit bedeutenden Hotspot. Weitere Cluster entstehen um Berlin, im Rheinland, München und Hamburg. Die geplanten Rechenzentrenprojekte in diesen Hotspot-Regionen umfassen teilweise IT-Anschlussleistungen im Gigawattbereich. So werden ca. 2,8 GW in Frankfurt am Main, 1,8 GW in Berlin und 1,5 GW im Rheinland erwartet [51]. In Berlin übersteigen die derzeit eingereichten Netzanschlussbegehren damit die verfügbare Netzkapazität der Stadt [57]. Bei den laufenden Netzanschlussbegehren fehlt es derzeit an einer einheitlichen Regelung zum Umgang mit verschiedenen Reifegraden der Projektentwicklungen.

Abbildung 6

Internetknoten gemessen an der Anzahl an Rechenzentren je Knoten



Quelle: Eigene Darstellung, FfE. Basierend auf Daten von [58] und [59].

2.4.3 Lösungsoptionen: Transparenz bei Vergabe und On-Site Lösungen

Netzanschlussbegehren werden überwiegend über das Windhundprinzip bearbeitet. Die Netzbetreiber NetZDienste RheinMain und Stromnetz Berlin haben jedoch versuchsweise neue Verfahren eingeführt, um dem wachsenden Bedarf nach Netzkapazität in ihren Rechenzentren-Hotspot-Gebieten nachzukommen [57]. Parallel führt die BNetzA Konsultationsverfahren durch, um neue Verteilungsmechanismen zu entwickeln. Es bedarf kooperativer Lösungen zwischen Projektierern und Betreibern von Rechenzentren sowie Stromnetzbetreibern, um Anforderungen an den Prozess aus beiden Perspektiven einzubringen.

Die Geschwindigkeit des Netzausbaus bleibt limitierender Faktor

Jedoch stehen auch bei verbesserten Kapazitätsvergabeverfahren die hohen Erweiterungszeiten in Kontrast zur benötigten Geschwindigkeit für den Ausbau der IT-Infrastruktur. Daher kann eine Entkopplung von Rechenzentren und Netzkapazität durch eine lokale Beschaffung von Strom, etwa On-Site Generation, einen weiteren Ansatz darstellen. Dies kann im Übergang den zuverlässigen Betrieb von Rechenzentren gewährleisten und zugleich ein neues Geschäftsmodell darstellen, um den prognostizierten Ausbau von Rechenzentren zu ermöglichen.

2.4.4 Weitere Handlungsfelder: Integration der Rechenzentren ins Energiesystem

Durch ihren wachsenden Anteil an der deutschen Stromnachfrage sollten Rechenzentren nicht nur als reine elektrische Last betrachtet werden, sondern als integraler Bestandteil eines effizienten und nachhaltigen Energiesystems. Zentrale Leitfragen hierfür zeigen die weiteren Handlungsfelder.

I. Flexibilität versus Betriebssicherheit

Ein Ansatz ist die Entwicklung sogenannter „flexibler“ Rechenzentren, die durch verschiedene technische Ebenen – etwa On-Site-Erzeugungsanlagen, Backup-Systeme oder Geo-Load-Balancing – aktiv Flexibilität im Stromnetz bereitstellen können. In der Praxis entsteht jedoch häufig ein Zielkonflikt: Die Bereitstellung von Flexibilität konkurriert mit dem Bedarf an einem stetigen und verlässlichen Betrieb der IT-Infrastruktur, insbesondere bei schwankenden Rechenlasten. Das Aufzeigen von Erlöspotenzialen durch die Flexibilitätsvermarktung von Rechenzentren soll die wirtschaftlichen Möglichkeiten der Bereitstellung am Strommarkt transparenter machen.

II. Abwärme von Rechenzentren bleibt noch größtenteils ungenutzt

Rechenzentren können zur Dekarbonisierung der lokalen Wärmeversorgung beitragen, indem die im Betrieb entstehende Abwärme Kommunen bereitgestellt wird. Mit dem Energieeffizienzgesetz (EnEfG) wurde 2023 eine gesetzliche Vorgabe für die Abwärmebereitstellung durch Rechenzentren eingeführt [54]. Hierfür ist eine frühzeitige Einbindung der geplanten Rechenzentrenprojekte in die kommunale Wärmeplanung entscheidend.

In der praktischen Umsetzung zeigen sich jedoch zahlreiche Herausforderungen. Dazu gehören eine fehlende gesicherte Bereitstellung oder Abnahme von Abwärme, technische Herausforderungen, zusätzliche Investitionskosten für Rechenzentren sowie Regelungslücken, die die Nutzung von Abwärme erschweren. Aus diesen Gründen bleibt ein erhebliches Potenzial häufig ungenutzt – obwohl Rechenzentren damit einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten könnten.

Bayern ist ein bedeutender Standort für Rechenzentren – jedoch nicht Spitzenreiter

Der deutschlandweit attraktivste Rechenzentren-Hotspot ist die Region um Frankfurt, unter anderem durch den Internetknoten DE-CIX, einem der weltweit leistungsfähigsten Internetknoten. Doch auch die Großräume München und Nürnberg stellen Rechenzentren-Märkte von europäischem Interesse dar (Tier-3-Märkte gemäß der Klassifizierung der European Data Center Overview 2024 [60]). Insbesondere On-Premise-Rechenzentren, also Rechenzentren „vor Ort“ für Unternehmen und Forschungseinrichtungen, sind in diesen beiden Clustern angesiedelt.

Bayern verfügt mit etwas mehr als 400 MW aktuell über die zweitgrößten Rechenzentren-IT-Anschlussleistungen aller Bundesländer – jedoch weit hinter Hessen [61]. Zudem zeigt sich in Bayern ein verlangsamter Ausbautrend von Rechenzentren im Vergleich zu anderen Ländern. Dies spiegelt sich auch in den angekündigten zukünftigen IT-Anschlussleistungen wider: Mit geplanten rund 100 MW steht Bayern im bundesweiten Vergleich an achter Stelle [61].

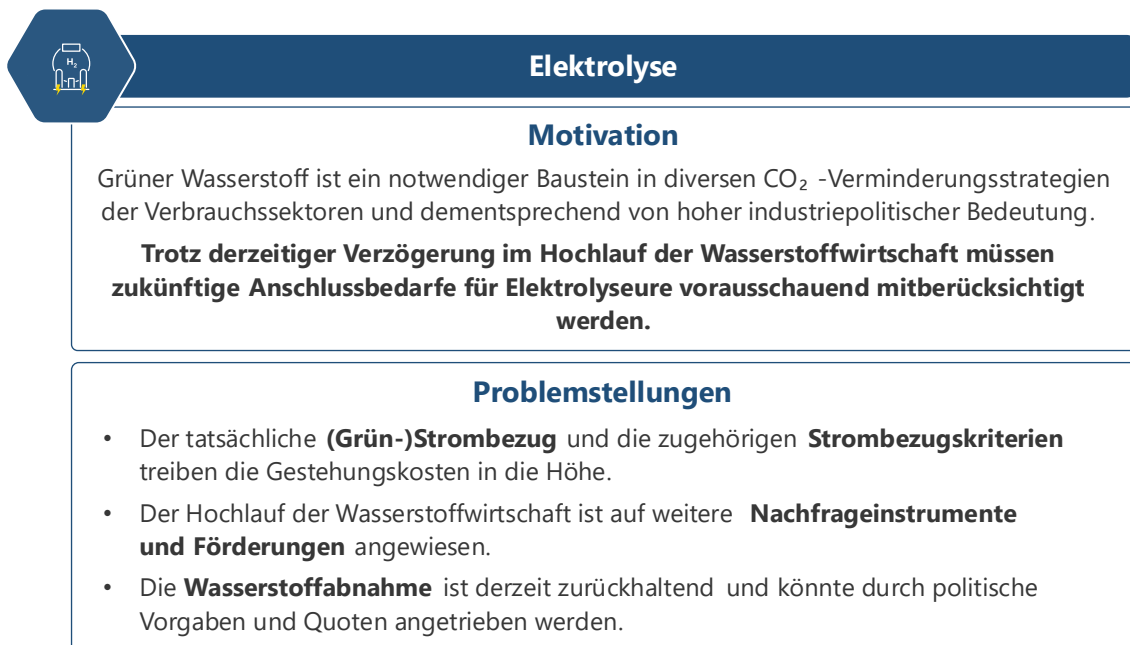
2.5 Elektrolyse: Wasserstoff für klimaneutrale Verbrauchssektoren

Wasserstoff gilt als wichtiger Baustein, um insbesondere schwer bzw. nicht elektrifizierbare Verbrauchssektoren zu defossilisieren. Neben möglichen Übergangslösungen, wie beispielsweise blauem Wasserstoff, muss dafür mittel- bis langfristig grüner Wasserstoff wirtschaftlich und in ausreichender Menge verfügbar sein.

Grüner Wasserstoff ist somit in Deutschland von enormer industriepolitischer Bedeutung. Er wird auf Basis von erneuerbarem Strom per Elektrolyse aus Wasser hergestellt. Vor dem Hintergrund der Notwendigkeit eines Heimatmarktes für Elektrolysetechnologien findet sich daher eine entsprechend große Anschlussleistung an Elektrolyseuren im Netzentwicklungsplan (NEP) für die Jahre 2037 und 2045 wieder. Demgegenüber steht jedoch eine grüne Wasserstoffwirtschaft, die aktuell und absehbar eine geringere Dynamik aufweist als von vielen Akteuren in den letzten Jahren erwartet wurde.

Abbildung 7

Motivation und Problemstellungen: Hochlauf der Elektrolysekapazitäten



Quelle: Eigene Darstellung, FfE.

2.5.1 Motivation: Grüne Moleküle für die Transformation von Grundstoffindustrie, Flug- und Schiffsverkehr sowie thermischer Kraftwerke

Viele Anwendungen und Prozesse, die heute noch primär durch fossile Energieträger gedeckt werden, lassen sich im Rahmen der Transformation zu einem klimaneutralen Energie- und Wirtschaftssystem elektrifizieren. Hierzu zählt beispielsweise ein Großteil der privaten und industriellen Wärmeanwendungen durch Wärmepumpen oder direktelektrische Prozesse.

Daneben verbleiben jedoch Verbrauchssektoren, die für ihre Transformation langfristig auf klimaneutrale Moleküle angewiesen sind. Hierzu zählen beispielsweise Prozesse der Grundstoffchemie und der Primärstahlerzeugung. In der Grundstoffchemie werden Wasserstoff und (teilweise) Kohlenstoff für die Produktion von Methanol, Ammoniak und weiterer sogenannter High-Value-Chemicals benötigt. Aktuell werden die benötigten Mengen an Wasserstoff und Kohlenstoff fossil durch die Dampfreformierung von Erdgas bereitgestellt. In der Primärstahlerzeugung wird Kohle in Form von Koks im Hochofenprozess für die Reduktion der Eisenerze zu Roheisen eingesetzt. Hier sollen zukünftig wasserstoffbasierte Direktreduktionsanlagen den Einsatz von Koks ersetzen. Im (internationalen) Flug- und Schiffsverkehr kommen aufgrund der großen Distanzen und großen bewegten Massen chemische Energieträger mit hohen Energiedichten zum Einsatz. Auch im klimaneutralen Energiesystem werden Moleküle für thermische Kraftwerke benötigt. Diese ergänzen die tageszeitliche Speicherung fluktuierender erneuerbarer Energien durch Batteriespeicher um eine saisonale Komponente. Dadurch gewährleisten sie die Versorgungssicherheit in längeren Abschnitten geringer erneuerbare Stromerzeugung („Dunkelflaute“).

Wasserstoff als Basis und Ausgangsstoff der Wertschöpfungskette nachhaltiger Moleküle

Für die Bereitstellung der benötigten klimaneutralen Moleküle bestehen mehrere Optionen. Neben strombasiertem Wasserstoff aus Elektrolyse und dessen Folgeprodukten (z. B. E-Fuels für die Verkehrssektoren) kommt auch der Einsatz fossiler Energieträger mit CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) in Betracht. Weitere Möglichkeiten sind der Einsatz von Biomasse oder blauem Wasserstoff auf Basis von Erdgas und CCS.

In der deutschen Klima- und Wirtschaftspolitik kommt den strombasierten Optionen, insbesondere Wasserstoff und seinen Folgeprodukten, eine zentrale Rolle zu. Diese Energieträger sollen einerseits aus europäischen und außereuropäischen Quellen importiert werden und andererseits auch in relevantem Umfang durch heimische Elektrolyse bereitgestellt werden. Die Bedeutung der heimischen Elektrolyse ergibt sich dabei unter anderem auch aus dem industriepolitischen Ziel, einen starken Heimatmarkt für Elektrolyse-technologien aufzubauen. Dementsprechend wird in der Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie von 2023 [14] ein Zielbild von 10 GW Elektrolyseleistung bis 2030 in Deutschland ausgegeben. Im genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2037/2045 [12] ist eine Elektrolyseleistung von 20 bis 42 GW in 2037 und von 31,6 bis 70 GW in 2045 ausgewiesen. Vor dem Hintergrund einer aktuell installierten Elektrolyseleistung von nur 0,19 GW [19] sind somit Netzanschlüsse in großem Umfang für die

Realisierung der heimischen Wasserstoffwirtschaft und damit die Defossilisierung insbesondere der genannten Verbrauchssektoren absehbar.

2.5.2 Problem: Unwirtschaftlichkeit und Unsicherheiten sorgen für Verzögerungen im Markthochlauf

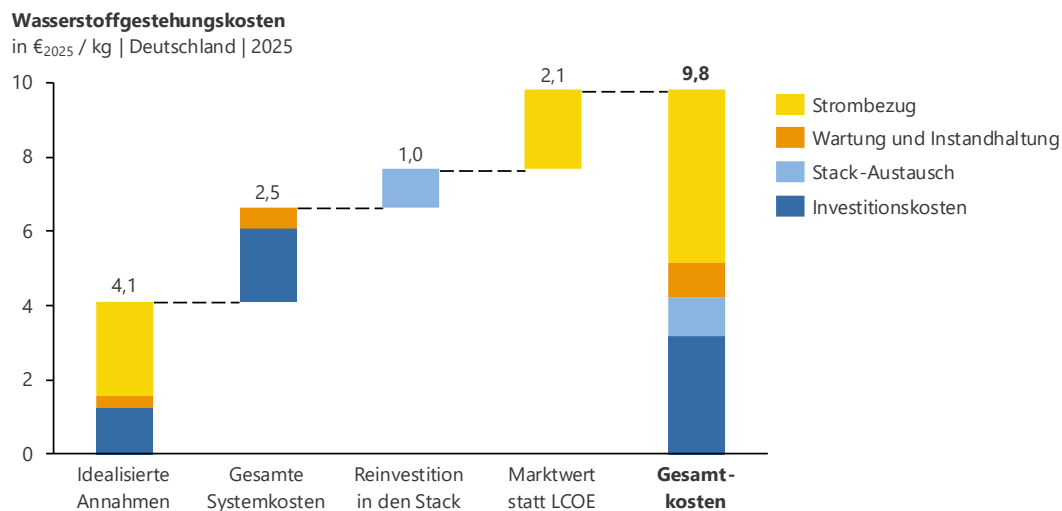
Hohe Gestehungskosten für elektrolytischen Wasserstoff treffen auf Abnahmesektoren, deren Zahlungsbereitschaften, bis auf wenige Ausnahmen, teils deutlich niedriger liegen. Infolge dieser fehlenden Wirtschaftlichkeit von grünen Wasserstoffprojekten erfolgt der Hochlauf des Elektrolyseausbaus deutlich langsamer als politisch angestrebt. Erschwerend kommen regulative Hürden und Unsicherheiten über den Umfang des künftigen Einsatzes von grünem Wasserstoff in den Verbrauchssektoren hinzu. Vor allem die Nutzung von Wasserstoff in thermischen Kraftwerken gilt als zentraler Baustein im Wasserstoffhochlauf. Dieser wird allerdings durch die aktuelle Kraftwerksstrategie der Bundesregierung abgeschwächt, da der Einsatz nur noch angereizt, jedoch nicht mehr vorgeschrieben wird [18]. Durch diese stockende Dynamik drohen Elektrolyseprojekte auch in der Konkurrenz um Netzanschlüsse ins Hintertreffen zu geraten.

Gestehungskosten für grünen Wasserstoff sind höher als angenommen

Realistische Gestehungskosten für grünen Wasserstoff aus Elektrolyse können im Jahr 2025 in Deutschland bis zu knapp 10 Euro pro Kilogramm betragen. Damit liegen die Kosten deutlich über idealisierten Annahmen, die mitunter von 4 Euro pro Kilogramm und weniger ausgegangen sind (siehe Abbildung 8). Ein Grund für die verbreitete Unterschätzung der Wasserstoffgestehungskosten ist die mangelnde Berücksichtigung der indirekten Kosten am Standort und darüber hinaus sowie des Einflusses und der Höhe der operativen Kosten. Aktuell ist ein Aufschlag von 160 Prozent auf Investitionskosten für physische Komponenten zu berücksichtigen, welcher die Investitionskosten deutlich in die Höhe treibt. Die operativen Kosten werden stark durch die Kosten des Strombezugs bestimmt. Eine realistische Bewertung, die auf den Marktwerten für erneuerbaren Strom und nicht auf dessen Gestehungskosten beruht, erhöht die Wasserstoffgestehungskosten gegenüber den idealisierten Annahmen um weitere 2,15 Euro pro Kilogramm. In welchem Umfang die Gestehungskosten in Zukunft sinken werden, ist zum jetzigen Zeitpunkt schwer abzuschätzen. Als relevanter Faktor ist hier das zukünftige Strompreisniveau in Deutschland zu nennen. Eine starke Kostendegression im Anlagenbau und bei Investitionskosten für physische Komponenten (außer für die Elektrolysestacks) ist aus heutiger Sicht nicht zu erwarten, dennoch aber eine Kostendegression durch Skaleneffekte und technologischen Fortschritt (vgl. zu längerfristigen Perspektiven die Studie *Wasserstoffkosten für die Industrie*, vbw/Prognos 2025).

Abbildung 8

Vergleich idealisierter und realistischer Wasserstoffkosten für das Jahr 2025



Quelle: Eigene Darstellung nach [15], FfE.

Mangelnde Zahlungsbereitschaften und Unsicherheiten in den Verbrauchssektoren verhindern Abnahmeverträge und Investitionsentscheidungen

Die Zahlungsbereitschaften für grünen Wasserstoff in den relevanten Verbrauchssektoren liegen teils weit unter den aktuellen Gestehungskosten [16] [17]. Dies betrifft insbesondere die Grundstoffchemie und die Primärstahlerzeugung. Hinzu kommen Unsicherheiten über den künftigen Einsatz von grünem Wasserstoff in thermischen Kraftwerken. Hier sieht die aktuelle Kraftwerksstrategie der Bundesregierung [18] keine verpflichtende Umstellung auf grünen Wasserstoff in den neu auszuschreibenden Kraftwerken vor. Diese müssen zwar wasserstofffähig sein, können aber technologieoffen bis 2045 dekarbonisieren. In der Folge kommen aus diesen Verbrauchssektoren kaum Abnahmeverträge zustande. Da Elektrolyseprojekte nur dann gebaut werden, wenn nachfrageseitig Abnahmeverträge vor der finalen Investitionsentscheidung geschlossen werden, schlägt sich dies in ausbleibenden positiven Investitionsentscheidungen für Elektrolyseure nieder.

Anreizsysteme und verpflichtende Quotenregelungen erhöhen die nachfrageseitige Zahlungsbereitschaft für die Abnahme von grünem Wasserstoff. Im Verkehrssektor geschieht dies durch die THG-Quote und Quotenregelungen in der ReFuelEU-Aviation- und FuelEU-Maritime-Verordnung, was zur Realisierung erster Abnahmeverträge in diesen Sektoren führt.

Verzögerungen im Markthochlauf und drohende Nachteile in der Konkurrenz um Netzanschlüsse und um geeignete Standorte für Elektrolyseure

Aufgrund der beschriebenen Herausforderungen zeigt sich der Markthochlauf der Elektrolyseure stark verzögert und mit geringer Dynamik. Aktuell weisen Elektrolyseure mit einer Kapazität von 2,4 GW eine gesicherte Finanzierung auf, von denen sich 1,3 GW in Betrieb oder Bau befinden [19]. Hier zeigt sich somit weiterhin eine deutliche Diskrepanz zu den Zielen der nationalen Wasserstoffstrategie und den im NEP hinterlegten Werten. Projekte werden teilweise abgesagt und vielfach Investitionsentscheidungen und Umsetzungen nach hinten verschoben.

Sobald ausreichend wirtschaftliche Rahmenbedingungen für Elektrolyseprojekte gegeben sind, besteht die Gefahr, dass eine Vielzahl an Projekten, ähnlich wie bei Großbatteriespeichern, gleichzeitig an das Netz angeschlossen werden möchten. Bei Elektrolyseuren besteht die zusätzliche Herausforderung, dass die Standortwahl stark eingeschränkt ist, da sowohl ein Zugang zum Stromnetz als auch ein Zugang zum Wasserstoffkernnetz in der Regel Grundvoraussetzungen für ein erfolgreiches Elektrolyseprojekt sind.

2.5.3 Lösungsoptionen: Maßnahmen zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit und Netzdienlichkeit kombinieren und stärken

Um den gewünschten Hochlauf zu unterstützen, müssen Maßnahmen auf Erzeugungs- und Abnahmeseite kombiniert werden. Auf Abnahmeseite sind Maßnahmen denkbar, die die Zahlungsbereitschaft für (grünen) Wasserstoff stärken. Auf Erzeugungsseite können Maßnahmen, die sowohl die Gestehungskosten senken als auch gleichzeitig netzdienliches Verhalten anreizen, noch stärker gefördert und praxisnah gestaltet werden.

Netzdienliches Verhalten durch §13k EnWG anreizen – und gleichzeitig Gestehungskosten senken

Um die hohen Wasserstoffgestehungskosten zu adressieren, gilt es insbesondere, die Kosten des erneuerbaren Strombezugs zu senken. Die Nutzung von Überschussstrom gemäß § 13k EnWG („Nutzen statt Abregeln“) zur Erzeugung von grünem Wasserstoff senkt dabei nicht nur die Gestehungskosten, sondern ist gleichzeitig auch netzdienlich. Theoretisch sind damit 3 bis 17 Prozent Reduktion der Gestehungskosten erreichbar [20]. In der Praxis zeigt sich jedoch, dass Elektrolyseure bisher kaum an den Ausschreibungen zur Zuteilung von Abregelungsstrom teilnehmen. Damit bleiben Kostenreduktionspotenziale ungenutzt, und auch netzdienliches Verhalten wird unzureichend angereizt. Hier gilt es, praktische Hürden zu identifizieren, zu adressieren und das Instrument weiter zu stärken, beispielsweise durch die Einführung negativer Netzentgelte bei der Nutzung von Überschussstrom.

2.5.4 Weitere Handlungsfelder: Viele verschiedene Bausteine zur Beschleunigung des Markthochlaufs von grünem Wasserstoff

Weitere relevante Handlungsfelder für Elektrolyse-Projektierer betreffen insbesondere Aspekte zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffprojekten und zur Ermöglichung eines den Klimazielen entsprechenden Wasserstoffmarkthochlaufs.

I. Strombezug und Strombezugskriterien treiben die Wasserstoffgestehungskosten

Die hohen Wasserstoffgestehungskosten resultieren zum Teil aus den strengen Kriterien, die gemäß der relevanten EU-Regulatorik an den erneuerbaren Strombezug gestellt werden. Sie können die die Gestehungskosten um bis zu 20 Prozent erhöhen [21]. Eine Verlängerung gültiger Übergangsfristen oder die Entschärfung ausgewählter Kriterien könnten helfen, die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen. Insbesondere die stündliche Gleichzeitigkeit von erneuerbarer Stromerzeugung und Wasserstoffproduktion sowie die geforderte Zusätzlichkeit³ gelten in der Branche als Kostentreiber. Eine weitere Herausforderung ist die Notwendigkeit, den Strom über PPAs (Power Purchase Agreements) zu beziehen. Der entsprechende Markt für PPAs in Deutschland ist verhältnismäßig intransparent und illiquide, was Komplexität und Kosten des Strombezugs weiter erhöht.

II. Mit Nachfragewerkzeugen & Förderungen den Markt für grünen Wasserstoff schaffen

Die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff sind und bleiben absehbar zu hoch, um diesen in den Verbrauchssektoren wirtschaftlich einzusetzen. Daher sind Förderungen und Anreizinstrumente nötig, um den gewünschten Markthochlauf Realität werden zu lassen. Förderungen für Erzeugung und Abnahme stehen auf Länder-, Bundes- und europäischer Ebene zur Verfügung. Die Förderlandschaft ändert sich jedoch häufig und schnell. Bestehende Fördermittel werden mitunter unzureichend abgerufen. Ein vereinheitlichter und vereinfachter Zugriff auf Förderinstrumente könnte Abhilfe schaffen. Auch in den Bereichen mit spezifischen Anreizsystemen und verpflichtenden Quotenregelungen ist die Dynamik des Markthochlaufs niedriger, als es anhand der theoretischen Zahlungsbereitschaften zu erwarten wäre. Daher gilt es, Instrumente mit langfristig verlässlichen Perspektiven zu versehen, daraufhin belastbare Investitionsentscheidungen treffen zu können.

III. Blaupausen für Abnahmeverträge definieren

Langfristige Abnahmeverträge sind in der aktuellen Phase ohne liquide Märkte für grünen Wasserstoff von fundamentaler Bedeutung, um positive Investitionsentscheidungen zu treffen und Fremdkapitalfinanzierungen zu ermöglichen. Da es sich bei grünem Wasserstoff um ein neues Produkt handelt, sorgen fehlende Standardisierung und unklare Risikoverteilung in der Vertragsgestaltung und den Vertragsbeziehungen für langwierige Verhandlungen und Verzögerungen. Während Wasserstoffherzeuger möglichst langfristige Abnahmeverträge anstreben müssen, sind mögliche Abnehmer strukturell oder aufgrund der Hoffnung auf sinkende Wasserstoffkosten oft nur zu Abnahmeverträgen mit kurzen Laufzeiten bereit. Eine Standardisierung dieser Abnahmeverträge und eine Blaupause zur Verteilung der Risiken kann die Herausforderungen in der Vertragsgestaltung reduzieren.

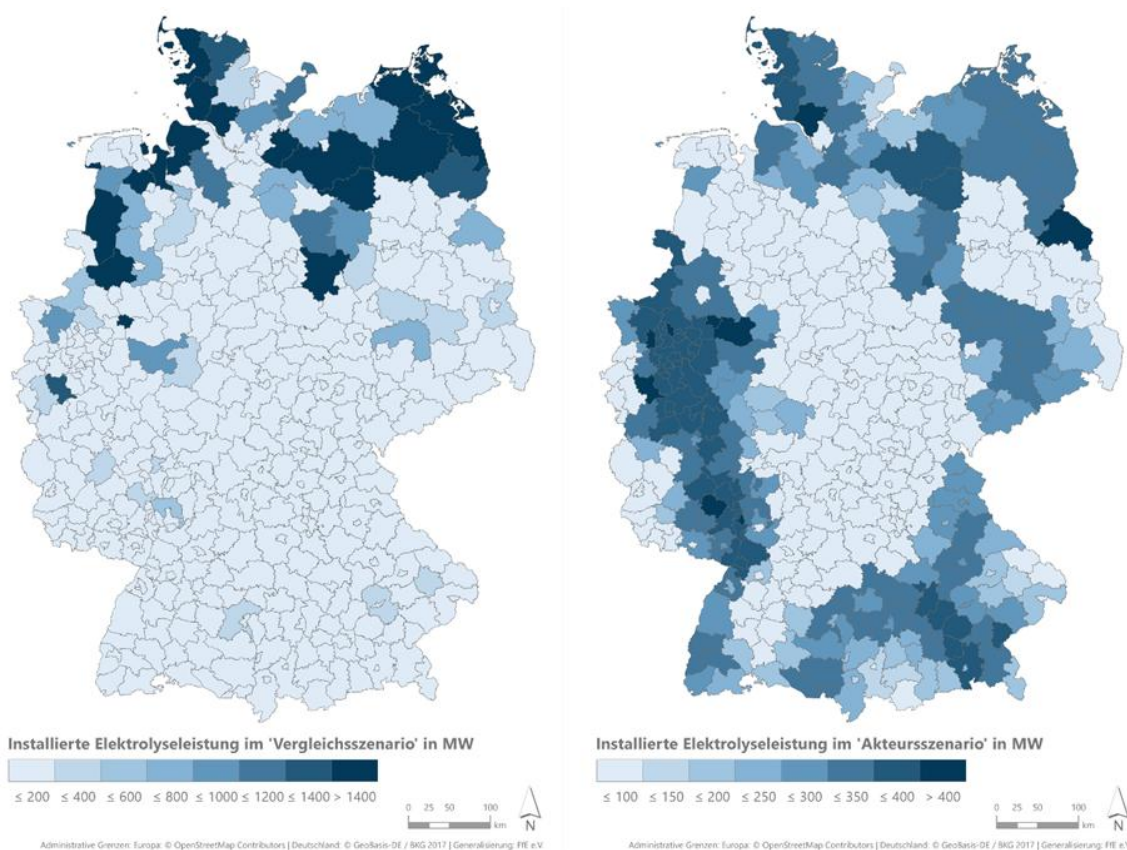
³ Die genutzten EE-Anlagen dürfen nicht mehr als drei Jahre vor dem Elektrolyseur in Betrieb gegangen sein.

Elektrolyseure – Standorte nur in Norddeutschland oder auch in Bayern?

Wo sich der Großteil der bis 2045 vorgesehenen Elektrolyseure innerhalb Deutschlands ansiedeln wird, ist noch unbekannt. Ihre Verortung hat erheblichen Einfluss auf den Bedarf an Übertragungsnetzen und die räumliche Verteilung von Netzanschlussbedarfen. Ein Szenario basierend auf einer systemdienlichen Verortung anhand der Residuallast (Abbildung 9, links), angelehnt an den NEP 2037/45 [22], zeigt eine starke Konzentration der Elektrolyseure in Norddeutschland. Berücksichtigt man Kriterien, die aus Sicht eines Elektrolysebetreibers relevant sind, beispielsweise die Nähe zum Wasserstoffnetz und die Wasserverfügbarkeit, weicht die Verortung stark von der systemdienlichen Betrachtung ab (Abbildung 9, rechts). In diesem Szenario werden Elektrolyseure in signifikanten Mengen außerhalb Norddeutschlands und in Bayern zugebaut.

Abbildung 9

Szenario: Verteilung der installierten Elektrolyseleistung nach Residuallast



Quelle: Abbildung nach [23]. Eigene Darstellung, FfE.

3 Kooperation statt Konkurrenzkampf, um Wettbewerbsfähigkeit zu stärken

Branchenübergreifende Kooperation senkt systemische Kosten und beschleunigt Technologieanschlüsse

Die in Kapitel 2 beschriebenen Branchen und Technologien der „Big Five“ unterscheiden sich hinsichtlich diverser Aspekte, wie z. B. Betriebslogiken, Flexibilität, Netz- und Systemdienlichkeit sowie der zeitlichen Entwicklung des Hochlaufs. Sie haben jedoch eine wesentliche Gemeinsamkeit: Sie alle benötigen einen Netzanschluss und konkurrieren damit um begrenzte Netzkapazitäten. Diese Konkurrenzsituation bremst die Bearbeitung von Anschlussbegehren zusätzlich aus.

Treiber der steigenden Netzanschlussbegehren sind damit sowohl CO₂-Verminderungsmaßnahmen bei etablierten Akteuren in der Industrie oder der Logistik als auch neu aufkommende Wachstumstechnologien, wie Rechenzentren, Großbatteriespeicher und Elektrolyseure. Abseits der ebenfalls ans Netz drängenden öffentlichen Wärmeversorgung, bei der „Problemverursacher und Problemlöser häufig institutionell zusammenwirken, stehen in vielen Fällen zunächst sektorale Eigeninteressen im Vordergrund. Um bestehende Herausforderung zu adressieren und den Hochlauf aller Technologien voranzutreiben, bedarf es branchenübergreifender, konstruktiver Kooperation. Dabei müssen die unterschiedlichen Akteure frühzeitig zusammenkommen und konstruktiv Lösungsoptionen entwickeln.

3.1 Dringender Netzanschlussbedarf durch Elektrifizierung in allen Bereichen

Ein beschleunigter Netzausbau zur Deckung der Netzanschlussbedarfe ist in allen betrachteten Bereichen notwendig, um Kosten zu senken und neue Technologien anzuschließen. Die Transformation der in dieser Studie betrachteten Bereiche zeigt ein konsistentes Bild: Der Bedarf an elektrischer Anschlussleistung steigt bereits an und wird zukünftig noch weiter zunehmen. Die räumliche und zeitliche Überlagerung dieser Transformationen führt dazu, dass Netzanschlüsse zu einer knappen systemischen Ressource werden. Neben der physischen Knappheit wirken prozessuale Engpässe und regulatorische Unsicherheiten. In der Folge werden Netzanschlüsse zum entscheidenden Zeit-, Kosten- und Realisierungsfaktor von Investitionen. Es droht die Ausbremsung zentraler Transformationsprojekte. Diese sind jedoch notwendig zur Aufrechterhaltung des Wirtschaftsstandorts Deutschland.

Die separate Bestandsaufnahme der Herausforderungen, begleitet durch die Entwicklung übergreifender Lösungsansätze, kann den Hochlauf aller Technologien beschleunigen.

Netzausbau als Standortfaktor: Voraussetzung für Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit in allen Bereichen

Die Analyse der Nutzergruppen zeigt: Netzverfügbarkeit und Anschlussfähigkeit entwickeln sich zu entscheidenden Standortkriterien. Für Industrieunternehmen entscheidet die Zusage zusätzlicher Anschlusskapazitäten zunehmend darüber, ob Elektrifizierungsinvestitionen rechtzeitig und wirtschaftlich umgesetzt werden können. Die in der Industrie typischen Investitions- und Amortisationshorizonte treffen auf langfristige Netzplanungs- und Regulierungslogiken.

Die Zahl der Netzanschlussanfragen durch (Groß-)Batteriespeicher ist in den vergangenen Jahren rasant gestiegen. Ein relevanter Teil der Anfragen ist jedoch nur begrenzt projektreif und blockiert damit realisierbare Vorhaben. Batteriespeicher wirken als starke Last- und Einspeisepunkte, könnten mit den richtigen Anreizen aber auch netz- und systemdienlich wirken.

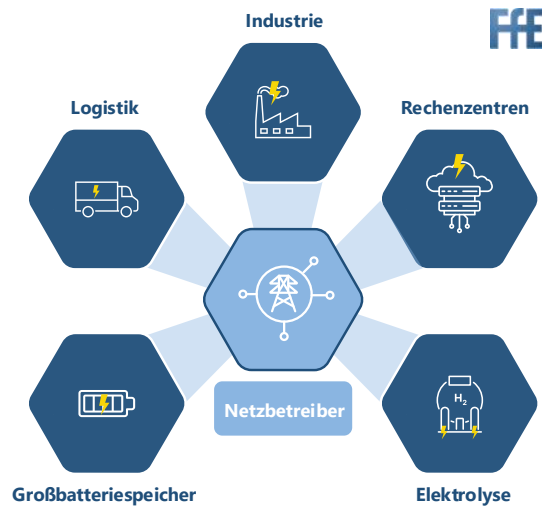
In der Logistik erfolgt ein grundlegender Wandel: Treibhausgasquoten forcieren die Elektrifizierung von Lkw-Flotten. Das heimische Depot wird zu einem leistungsintensiven Standort, dessen Wirtschaftlichkeit an verlässlicher Ladeinfrastruktur hängt. Verzögerungen beim Netzanschluss können unmittelbare betriebliche Risiken erzeugen und die Elektrifizierung der Flotte gefährden.

Bei Rechenzentren ist der Zusammenhang ebenfalls offensichtlich: Hohe Leistungen, Redundanzanforderungen und Clusterbildung durch Nähe zu Internetknoten treffen auf lokal begrenzte Netzkapazitäten. Es entsteht nicht nur ein Engpass für den Ausbau digitaler Infrastruktur, sondern auch ein Risiko für Wertschöpfung, Souveränität und regionale Ansiedlungsentscheidungen einer neuen „Wachstumsbranche“.

Elektrolyseure haben industriepolitische Relevanz, weshalb langfristig hohe Anschlussleistungen erwartet werden. Der aktuelle Markthochlauf bleibt jedoch deutlich hinter den politischen Zielbildern zurück. Wirtschaftlichkeit, Abnahmeverträge und regulatorische Rahmenbedingungen sind vielerorts nicht gesichert. Diese Verzögerung erzeugt ein Spannungsfeld: Netzbetreiber müssen langfristig große Anschlusskapazitäten einplanen, erhalten aber kurzfristig kaum verlässliche Angaben zum tatsächlichen Timing und Umfang der Projekte. Sobald ein (beschleunigter) Hochlauf einsetzt, droht eine Anfragewelle.

Abbildung 10

Netzzugang als Voraussetzung für die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts



Quelle: Eigene Darstellung, FfE.

Obwohl alle fünf dargestellten Nutzergruppen („Big Five“) in gleicher Art und Weise um die knappen Netzanschlüsse konkurrieren, stehen teilweise verschiedene Anforderungen und Notwendigkeiten bei den Akteuren im Vordergrund. Industrie- und Logistikunternehmen haben eine geringe Standortflexibilität und hohen zeitlichen Druck in der Umsetzung von Investitionen. Langfristig relevante Elektrolyseure sind in ihrer Standortwahl ebenso gebunden an hohe regionale EE-Erzeugungskapazitäten sowie Abnehmer bzw. das geplante Wasserstoffkernnetz. Hinzu kommt das dynamische Projektierungsumfeld der Batteriespeicher, in welchem zwischen „Karteileichen“ und systemisch signifikanten Speichern unterschieden werden muss. Rechenzentren sind ein zentraler Baustein für eine souveräne Digitalisierung und Resilienz. Sie stellen daher besondere Anforderungen an Redundanzen und Versorgungssicherheit.

3.2 Weitere regulatorische Ausgestaltung

Derzeit finden diverse regulatorische Aktivitäten statt, die direkt oder indirekt die Integration der Technologien beeinflusst.

Die Bundesnetzagentur reformiert die Stromnetzentgeltregelung grundlegend im Prozess zur Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). Regulatorischer Anlass ist das Außerkrafttreten der StromNEV Ende 2028. Inhaltlicher Hintergrund sind steigende Netzausbaukosten, wachsende dezentrale Einspeisung und eine zunehmende Knappheit an Netzanschlusspunkten. Der AgNes-Prozess umfasst u. a. Überlegungen zu dynamischen Netzentgelten, neuen Entgeltkomponenten sowie der Überarbeitung der Entgeltregeln für Speicher, um eine verursachungsgerechtere Netzentgeltstruktur zu schaffen.

Aktueller Stand des AgNes-Prozess (Stand: Januar 2026)

Mit den bereits veröffentlichten Orientierungspunkten gibt die Bundesnetzagentur einen ersten Einblick, wie sie mit den neuen Netzentgeltregelungen das Ziel-Viereck aus Kostenorientierung, Anreizfunktion, Finanzierungsbeteiligung und Umsetzbarkeit adressieren möchte. Als direkteste Möglichkeit zur Internalisierung der Netzanschlusskosten nennt die BNetzA den Baukostenzuschuss (BKZ). Sie stellt dabei zur Diskussion, inwieweit ein solches Instrument durch eine Differenzierung nach Ort, Netzebene und Netzanschlussknoten auch als wirksames Instrument zur Standortsteuerung fungieren kann.

Daneben stellt die BNetzA in Aussicht, stärker zwischen Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion und solchen mit Anreizfunktion zu unterscheiden. Diese haben jedoch primär Einfluss auf den Betrieb einer Anlage und weniger auf die Netzanschlussentscheidung.

- Bei Komponenten mit Finanzierungsfunktion wird diskutiert, ob ein Kapazitätspreis die Flexibilitätshemmnisse, die das aktuelle Leistungspreismodell mit sich bringt, abmildern kann. Dabei könnte die Kapazität grundsätzlich frei wählbar sein, jedoch wird oberhalb der gewählten Kapazität ein höherer Arbeitspreis als darunter fällig, was einen Anreiz bietet, mit der gewählten Kapazität den Großteil des Energieverbrauchs abzudecken.
 - Bezüglich der Anreizfunktion wird die Einführung eines dynamischen Arbeitspreises mit vorzeichengerechter, symmetrischer Ausgestaltung ins Spiel gebracht. Auch wenn es nicht das primäre Ziel dieser Komponente ist, könnte ein dynamischer Arbeitspreis durch die regionale Auflösung zusätzliche Standortanreize setzen.
-

Im Festlegungsverfahren zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) stehen bislang bestehenden Regelungen für Stromspeicher im Fokus. Das Ziel des Prozesses ist eine Verbesserung der Integration flexibler Speicher und Ladeinfrastrukturen in den Energiemarkt. Zwei diskutierte Optionen sind die sogenannte Abgrenzungsoption und die Pauschaloption, die darauf abzielen, Flexibilitätspotenziale zu heben und Marktteilnahme zu ermöglichen. Ergänzend dazu ordnet die BNetzA im Rahmen des NEST-Prozesses (Netze. Effizient. Sicher. Transformiert) den regulatorischen Rahmen für Strom- und Gasverteilnetze neu. Dieser Prozess umfasst die Festlegungen zur Kosten- und Erlösbestimmung, Effizienzvergleiche, Kapitalverzinsung und die Weiterentwicklung der Anreizregulierung. Die im Dezember 2025 veröffentlichten finalen Festlegungen sollen ab 2028/2029 das bisherige Regulierungsregime ersetzen, was Investitions- und Planungsbedingungen für Netzbetreiber maßgeblich prägen wird.

3.3 Branchenübergreifende Kooperation als Lösungsansatz

Die Studie zeigt, dass die Knappheit von Netzanschlüssen ein sektorenübergreifendes Problem darstellt. Dieses wird durch gleichzeitige Anschlussanfragen, unterschiedliche Planungshorizonte und unklare Informationslagen verstärkt. Ohne konkrete

Lösungsoptionen wird der Netzanschluss zur zentralen Engpassressource für viele Bereiche. Davon sind sowohl etablierte Akteure als auch neue Wachstumsbranchen betroffen. Dies gefährdet die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft.

Daher bedarf es branchenübergreifender Kooperationen, um die Perspektiven der Technologien und der Netzbetreiber systematisch in Lösungen zu überführen. Beispielhaft zeigt das *Kooperationsforum Großbatteriespeicher* [24], wie die erfolgreiche Zusammenarbeit zwischen Branchenakteuren und Netzbetreibern aussehen kann. Im Kooperationsforum wurden technische Anforderungen, wirtschaftliche Rahmenbedingungen und regulatorische Fragestellungen konstruktiv diskutiert. Grundlage dafür war ein vertieftes Verständnis für die jeweiligen Rollen, Abhängigkeiten und Prozesse. Daraus ließen sich übergreifend akzeptierte Lösungen erarbeiten. Die Ausweitung dieser FfE-Initiative in die Technologieforen zur Elektrifizierung in der Industrie, Logistik, Rechenzentren und Elektrolyse ist der nächste Schritt, um gemeinsam praktische Lösungen voranzubringen, Hindernisse zu überwinden und das wirtschaftliche Weiterkommen aller beteiligten Branchen zu sichern.

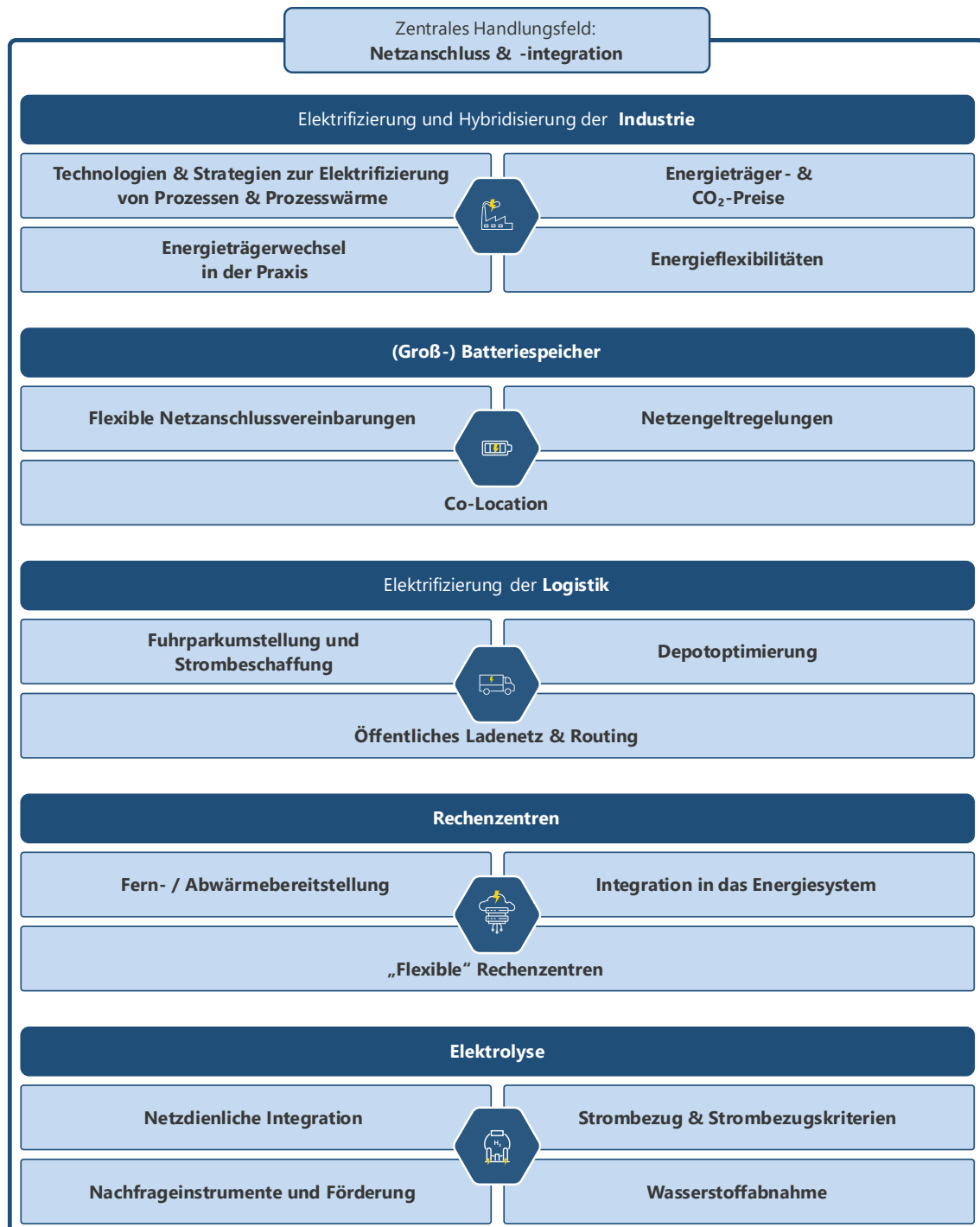
Kooperationsforen: Strukturierter Dialog und praxisnahe Lösungsansätze

Motivation: Die Netzbetreiber müssen sowohl den Netzausbau beschleunigen als auch eine zunehmende Anzahl an Netzanschlussbegehren bearbeiten. Insbesondere die „Big Five“ benötigen als zentrale Akteure einer zukunftsfähigen Wirtschaft einen fairen Netzzugang, ohne Gefährdung der jeweiligen Kerngeschäfte. In den Kooperationsforen werden die verschiedenen Ansprüche in Einklang gebracht. Sie stellen den Anspruch, einen effektiven Beitrag zum Erhalt der industriellen Wettbewerbsfähigkeit in Deutschland zu leisten.

Aufbau und Ablauf der Initiative: Die separaten Kooperationsforen schaffen einen geschützten Austausch von Branchenakteuren, Energieversorgern und Netzbetreibern. Dabei werden spezifische Anforderungen, Probleme und Lösungsoptionen fachlich fundiert bearbeitet. Jedes Kooperationsforum setzt den Schwerpunkt auf die Handlungsfelder der jeweiligen Branchen (Abbildung 11) Zentrales Handlungsfeld aller Foren ist das Thema „Netzanschluss und -integration“. Darin wirken neben den Branchenakteuren, auch die Stromnetzbetreiber mit. Neutrale, wissenschaftsbasierte Analysen, vertrauliche Hintergrundgespräche und strukturierte Aufbereitungen begleiten die Erarbeitung.

Ergebnisse und Zielstellung: Am Ende jedes Forums stehen Praxisleitfäden und Diskussionspapiere mit Problemstellungen und Lösungsoptionen. Zentral ist dabei, welche der diskutierten oder neu entwickelten Maßnahmen geeignet und erforderlich sind, um den berechtigten Anliegen aller Sektoren ausreichend Rechnung zu tragen. Das Ziel ist, gemeinsam ins Handeln zu kommen und zugleich sachliche fundierte Entscheidungsgrundlagen für Politik, Regulierung und Wirtschaft bereitzustellen.

Abbildung 11
Handlungsfelder der Kooperationsforen



Quelle: Eigene Darstellung, FfE.

Literaturverzeichnis

- [1] Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) (KSG). Ausgefertigt am 2019-12-12, Version vom 2024-07-15; Berlin, Deutschland: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2024.
- [2] VERORDNUNG (EU) 2021/1119 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES - zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz“). Brüssel: Das Europäische Parlament und der Rat der europäischen Union, 2021.
- [3] Analyse CO2-Infrastrukturbedarf in Bayern - Update. München: FfE GmbH, 2024.
- [4] Kern, Timo; Schmidt, Stefan; Guminski, Andrej; Willemsen, Sebastian; Helmer, Nadja; Strobel, Quirin; Kigle, Stephan; Engwerth, Veronika; Pichler, Verena; Martinez Perez, Miguel; Limmer, Timo; Jetter, Fabian; Metzger, Konstantin; Dröscher, Tom; Ladermann, Sebastian; Wertentrub, Max; Derichs, Jan: Energiesystemanalyse - Bayern klimaneutral - Abschlussbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2024.
- [5] Hench, Philipp; Hübner, Tobias; von Roon, Serafin: Trans4In - Energietransformation im Chemiedreieck. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2022.
- [6] Hench, Philipp; Kracht, Hannes; Fill, Andreas; von Roon, Serafin: Energietransformation des Chemiedreiecks Bayern: Trans4In 2.0 - Eine Aktualisierung der Kurzstudie Trans4In. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2025.
- [7] Bundesministerium für Finanzen: AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig "Energie- und Wasserversorgung". Berlin: Bundesministerium für Finanzen, 1995
- [8] Marktstammdatenregister. In <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht>. (Abruf am 2025-06-01); Bonn: Bundesnetzagentur, 2025.
- [9] Market development of climate-friendly technologies in heavy-duty road freight transport in Germany and Europe - Evaluation of the 2022 Cleanroom Talks with truck manufacturers. Berlin: NOW GmbH, 2023.
- [10] Biedenbach, Florian; Weiß, Andreas; Blume, Yannic; Preis, Valentin; Engwerth, Veronika; Sommer, Katharina; Valerie, Ziemsky: NEFTON - Nutzfahrzeug-Elektrifizierung Für Transportsektor-Optimierte Netzanbindung - Abschlussbericht FfE. München: FfE, 2025.
- [11] Biedenbach, Florian; Strunz, Kai: Multi-Use Optimization of a Depot for Battery-Electric Heavy-Duty Trucks. In: World Electr. Vehicle Journal 15(3). Basel: MDPI, 2024. DOI: <https://doi.org/10.3390/wevj15030084>.
- [12] Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2025.
- [13] Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2022.
- [14] Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie - NWS 2023. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2023.
- [15] Mohr, Stephan; Schmidt-Achert, Tapio; Ziemsky, Valerie; Pichlmaier, Simon: Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht. München: FfE, 2025.

Literaturverzeichnis

- [16] Ziemsky, Valerie; Pichlmaier, Simon: Wie hoch wird die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2030 sein? – Annäherung unter Berücksichtigung der Zahlungsbereitschaft. In <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/wie-hoch-wird-die-wasserstoffnachfrage-im-jahr-2030-sein-annaeherung-unter-beruecksichtigung-der-zahlungsbereitschaft/>. (Abruf am 2026-01-30); München: FfE, 2025.
- [17] Klaas, Ann-Kathrin; Schmidt, Carina: Entwicklungen im Elektrolyse-Hochlauf in Deutschland. In https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2026/01/20260109_EWI_Analyse_Entwicklungen-im-Elektrolyse-Hochlauf-in-Deutschland.pdf. (Abruf am 2026-01-30); Köln: EWI, 2026.
- [18] Einigung mit der EU-Kommission zu Eckpunkten der Kraftwerksstrategie. In <https://energie-wende.bundeswirtschaftsministerium.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2026/01/Meldung/topthema.html>. (Abruf am 2026-01-30); Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2026.
- [19] Elektrolysekapazitäten in Deutschland. In <https://www.dena.de/infocenter/elektrolysekapazitaeten-in-deutschland/>. (Abruf am 2026-01-30); Berlin: dena, 2025.
- [20] Gritz, Alexandra; Prabhu, Aashwij; Grüner, Lukas: The ‘13k Mechanism’ – Price Formation and its Impact on Hydrogen. Berlin: Aurora Energy Research, 2024.
- [21] Klaas, Ann-Kathrin; Diehl, Michael; Fadl, Nada; Kreutz, Julian; Leibfritz, Tobias; Schäfer, Felix; Wohlleben, David: Green hydrogen production under RFNBO criteria. Köln: EWI, 2025.
- [22] Szenariorahmenentwurf NEP2037/2045 (2023). Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: TenneT, 2022.
- [23] Schmidt-Achert, Tapio; Martinez Perez, Miguel: Standortfaktoren zur Verortung von Elektrolyseanlagen. In <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/standortfaktoren-zur-verortung-von-elektrolyseanlagen/>. (Abruf am 2026-01-30); München: FfE, 2024.
- [24] Kooperationsforum Großbatteriespeicher - Die aktuellen Herausforderungen gemeinsam angehen und tragfähige Lösungen entwickeln. In <https://www.ffe.de/projekte/kooperationsforum-grossbatteriespeicher/>. (Abruf am 2026-01-29); München: FfE, 2026.
- [25] FAQ - Stromspeicher. In <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Speicher/start.html>. (Abruf am 2026-1-30); Bonn: Bundesnetzagentur, 2025.
- [26] Monitoringbericht 2025. Bonn: Bundesnetzagentur, 2026.
- [27] Prognose für Netzanschlüsse unterstreicht umfassende Notwendigkeit zu Netzausbau und verbesserten finanziellen Rahmenbedingungen. In <https://www.bdew.de/presse/prognose-fuer-netzanschluesse-unterstreicht-umfassende-notwendigkeit-zu-netzausbau-und-verbesserten-finanziellen-rahmenbedingungen/>. (Abruf am 2026-01-29); Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2026.
- [28] Aktueller Stand des Netzausbaus (Übertragungsnetz) - Arbeitsstand des BMWF zum 16. Mai 2025. Berlin: Bundeswirtschaftsministerium, 2025.
- [29] Kooperationsforum Großbatteriespeicher: Gemeinsame Definitionen. München: FfE, 2025.
- [30] Reifegradverfahren für Netzanschlüsse an das Übertragungsnetz - Konzept der Übertragungsnetzbetreiber. k.A.: 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. 2026.
- [31] Kracht, Hannes; Platzdasch, Aicha; Fill, Andreas; Schmidt, Sarah; Helmer, Nadja; Guminski, Andrej: CO₂-Verminderungskosten für die bayerische Industrie im Trendszenario. München: FfE, 2025.

Literaturverzeichnis

- [32] Amer Mahgoub, Nora; Ganz, Kirstin; Heyder, Alexander; Spanagel, Leon; Kern, Timo: Internationaler Energiepreisvergleich für die Industrie. München: FfE, 2025.
- [33] Stromspeicher für Unternehmen - Leitfaden. München: Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V., 2025.
- [34] Energieflexibilitätsoptionen in der Industrie - Leitfaden. München: Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V., 2024.
- [35] Kracht, Hannes; Veitengruber, Frank; Gruber, Anna; Guminski, Andrej; Kaindl, Fabian: Energieflexibilität in der Glasindustrie. München: FfE, 2025.
- [36] Sandscheper, Katja: Netzanschlussboom bei Großbatteriespeichern erfordert schnell neue Regeln. In <https://www.bdew.de/presse/netzanschlussboom-bei-gro%C3%9Fbatteriespeichern-erfordert-schnell-neue-regeln/#:~:text=Angesichts%20des%20Netzanschluss-booms%20bei%20Gro%C3%9Fbatteriespeichern,von%2078%20GW%20be-reits%20%C3%BCberschritten>. (Abruf am 2026-01-30); Berlin: BDEW, 2025.
- [37] Urteil in dem Rechtsstreit Anschlusskonkurrenz (XIII ZR 2/20). Ausgefertigt am 2023-3-21; Karlsruhe: Bundesgerichtshof, 2023.
- [38] Beschluss In dem Besonderen Missbrauchsverfahren der FuG Grundbesitz GmbH & Co. KG (BK6-25-122). Ausgefertigt am 2025-5-26; Bonn: Bundesnetzagentur, 2025.
- [39] Müller, Christoph: Was mit Batterien morgen alles anders wird. In: Energietag 2025 des World Energy Councils; Berlin: Amprion.
- [40] Enkhardt, Sandra: Maxsolar realisiert ersten netzdienlichen Speicher für Bayernwerk. In <https://www.pv-magazine.de/2025/07/17/maxsolar-realisiert-ersten-netzdienlichen-speicher-fuer-bayernwerk/>. (Abruf am 2026-1-30); Berlin: pv magazine, 2025.
- [41] Maisch, Marija: EDF gewinnt Ausschreibung für dezentrales Netzbooster-Batteriespeicherprojekt von Amprion. In <https://www.pv-magazine.de/2025/12/15/edf-gewinnt-ausschreibung-fuer-dezentrales-netzbooster-batteriespeicherprojekt-von-amprion/>. (Abruf am 2026-01-30); Berlin: pv magazine, 2025.
- [42] Quo Vadis, Großbatteriespeicher? Bayreuth: TenneT TSO, 2024.
- [43] Emissionen des Verkehrs. In <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/emissionen-des-verkehrs#verkehr-belastet-luft-und-klima-minderungsziele-der-bundesregierung>. (Abruf am 2026-01-23); Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2025.
- [44] Straßenverkehr: EU-weite CO2-Emissionen seit 1990 um 23% gestiegen. In https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Umwelt-Energie/CO2_Strassenverkehr.html. (Abruf am 2026-01-23); Wiesbaden: Statistische Bundesamt, 2025.
- [45] Engwerth, Veronika; Sommer, Katharina; Weiß, Andreas: Einfluss der Elektrifizierung schwerer Nutzfahrzeuge auf das Energiesystem. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2024.
- [46] Fahrermangel im deutschen Straßengüterverkehr – Strukturelle Treiber und verkehrspolitischer Handlungsbedarf. Berlin: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, 2020.
- [47] Elektromobilität im Energiesystem der Zukunft - Energiegeladen in die Zukunft - Elektromobilität als Standortvorteil für Deutschland. Offenbach am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2025.

Literaturverzeichnis

- [48] Blume, Yannic; Hecker, Maximilian; Müller, Mathias; Weiß, Andreas: Einfluss des Hochlaufs batterieelektrischer Nutzfahrzeuge auf die Verteilnetzplanung. München: FfE, 2023.
- [49] Einfach laden am Depot - Leitfaden für den Aufbau von Ladeinfrastruktur für schwere Nutzfahrzeuge. Berlin: Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur der NOW GmbH, 2023.
- [50] SPIRIT-E – Shared Private Charging Infrastructure and Reservation for Bidirectionally Integrated Truck Electrification. In <https://www.ffe.de/projekte/spirit-e-shared-private-charging-infrastructure-and-reservation-for-bidirectionally-integrated-truck-electrification/>. (Abruf am 2026-01-29); München: FfE, 2026.
- [51] Hintemann, Ralph; Hinterholzer, Simon; Progni, Kejsi: Bitkom-Studie Rechenzentren in Deutschland: Aktuelle Marktentwicklungen – Stand 2024. In [https://www.bitkom.org/sites/main/files\[62\]241121-studie-rechenzentrumsmarkt.pdf](https://www.bitkom.org/sites/main/files[62]241121-studie-rechenzentrumsmarkt.pdf). (Abruf am 2026-01-28); Berlin: Borderstep Institut, 2024.
- [52] Eurostat: Cloud computing - statistics on the use by enterprises. Luxemburg: Eurostat, 2026.
- [53] McKinsey & Company: The cost of compute: A \$7 trillion race to scale data centers. In <https://www.mckinsey.com/industries/technology-media-and-telecommunications/our-insights/the-cost-of-compute-a-7-trillion-dollar-race-to-scale-data-centers#/>. (Abruf am 2026-01-28); Seattle: McKinsey & Company, 2025.
- [54] TTSP HWP Consultants GmbH; Rödl GmbH Rechtsanwaltsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft; Borderstep Institut; Geschäftsstelle Rechenzentrumsbüro; Hessisches Ministerium für Digitalisierung und Innovation; Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr, Wohnen und ländlichen Raum: Leitfaden für Kommunen zur nachhaltigen Ansiedlung von Rechenzentren. In [https://digitales.hessen.de/sites/digitales.hessen.de/files\[64\]rechenzentrum_leitfaden_barrierefrei.pdf](https://digitales.hessen.de/sites/digitales.hessen.de/files[64]rechenzentrum_leitfaden_barrierefrei.pdf). (Abruf am 2026-01-28); Wiesbaden: Hessisches Ministerium für Digitalisierung und Innovation, 2025.
- [55] TTSP HWP Consultants GmbH: Praxisleitfaden zur Steuerung der Ansiedlung von Rechenzentren im Landkreis Groß-Gerau. In https://www.kreisgg.de/fileadmin/Wirtschaftsfoerderung/Wirtschaftsfoerderung/Broschueren_und_Berichte/6936_Praxisleitfaden_fuer_Rechenzentren_GG_D_230523.pdf. (Abruf am 2026-01-28); Groß-Gerau: Der Kreis Groß-Gerau, 2023.
- [56] International Energy Agency (IEA): Energy and AI: World Energy Outlook Special Report. In <https://iea.blob.core.windows.net/assets/de9dea13-b07d-42c5-a398-d1b3ae17d866/EnergyaandAI.pdf>. (Abruf am 2026-01-28); Paris: IEA, 2025.
- [57] Reubekeul, Lars; Ollech, Christopher: Neue Entwicklungen bei der Stromversorgung von Rechenzentren – Kapazitätsvergabe, Baukostenzuschüsse und drohende Netzbetreiberpflichten. In <https://www.dlapiper.com/de-de/insights/publications/2024/12/neue-entwicklungen-bei-der-stromversorgung-von-rechenzentren>. (Abruf am 2026-01-28); Düsseldorf: DLA Piper, 2025.
- [58] Internet Society Pulse. In <https://pulse.internetsociety.org/>. (Abruf am 2026-01-29); Reston, Virginia: Internet Society, 2026.
- [59] PeeringDB. In <https://www.peeringdb.com/>. (Abruf am 2026-01-29); Seattle, Washington: PeeringDB, 2026.
- [60] European Data Center Association: European Data Center Overview. In https://www.german-datacenters.com/fileadmin/documents/publications/European_Data_Center_Overview.pdf. (Abruf am 2026-01-28); Brüssel: EUDCA, 2024.
- [61] Hintemann, Ralph; Hinterholzer, Simon: Bitkom-Studie Rechenzentren in Deutschland Aktuelle Marktentwicklungen (Update 2025). In

[https://www.bitkom.org/sites/main/files\[63\]bitkom-studienbericht-rechenzentren-2025.pdf](https://www.bitkom.org/sites/main/files[63]bitkom-studienbericht-rechenzentren-2025.pdf).
(Abruf am 2026-1-28); Berlin: Bitkom e. V., 2025.

Ansprechpartner/Impressum

Dr. Markus Fisch

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-246

markus.fisch@vbw-bayern.de

Christine Völzow

Geschäftsführerin

Leiterin der Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-251

christine.voelzow@vbw-bayern.de

Impressum

Alle Angaben dieser Publikation beziehen sich ohne jede Diskriminierungsabsicht grundsätzlich auf alle Geschlechter.

Herausgeber

vbw

Vereinigung der Bayerischen
Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.vbw-bayern.de

Weiterer Beteiligter

FfE

Forschungsstelle für Energiewirt-
schaft e.V.

Am Blütenanger 71
80995 München

www.ffe.de

Hannes Kracht
Dr. Andreas Weiß

Maximilian Hecker
Vincenz Regener
David Ruprecht
Sarah Schmidt
Dr. Christoph Pellinger