FluxLane-Studie

Deutschlands Stromnetze im KI-Zeitalter

Kapazitäten, Engpässe und reale Entlastungspotenziale

Methoden- und Datenlückenbericht · Fassung 1.0.1 · Für Strategie-, Standort- und Energieverantwortliche, Verbände, Wirtschaftsförderung

Recherche- und Rechtsstand: 14. November 2026 · Deutschland

Redaktionell geprüfte Fassung 1.0.1 auf Grundlage öffentlicher Quellen. Keine eigene empirische Datenerhebung, keine Prognose, kein Ranking. Nicht extern begutachtet, kein Peer-Review-Verfahren; Veröffentlichung nur nach gesondertem Freigabeentscheid.

Dieser Bericht dient der allgemeinen Information und ersetzt keine einzelfallbezogene Rechtsberatung.

Steckbrief

Merkmal	Wert
Dokumenttyp	Dokumenten- und Sekundärdatenanalyse mit Verfahrens- und Szenariovergleich
Zielgruppe	Strategie-, Standort- und Energieverantwortliche, Verbände, Wirtschaftsförderung
Recherche- und Rechtsstand	15. November 2026 (Recherchestand 14. November 2026)
Umfang	39.328 Wörter, 77 Seiten
Belege	46 Literatureinträge, 46 Quellenadressen
Gliederung	21 nummerierte Abschnitte, 40 Tabellen

Inhalt

Zusammenfassung . . . 7
Hintergrund . . . 7
Fragestellung . . . 7
Methode . . . 7
Ergebnisse . . . 7
Grenzen . . . 8
Schlussfolgerung . . . 8
Entscheidungsrelevante Ergebnisse . . . 8
1 Fragestellung, Untersuchungsrahmen und Abgrenzung . . . 9
1.1 Anlass: drei Zahlen, die nicht zusammenpassen . . . 9
1.2 Kernfrage und Forschungsfragen F1 bis F5 . . . 10
1.3 Zielgruppe und Prüfmaßstab . . . 11
1.4 Zeitraum, Ein- und Ausschlusskriterien . . . 11
1.5 Was diese Studie nicht leistet . . . 12
1.6 Begriffe . . . 12
2 Methode, Quellenarten und Evidenzstufen . . . 13
2.1 Vorgehen: Dokumentenanalyse ohne eigene Erhebung . . . 13
2.2 Quellen und Datenherkunft . . . 13
2.3 Archivierung mit Prüfsumme . . . 13
2.4 Belegtypen und ihre Kennzeichnung im Text . . . 13
2.5 Evidenzstufen . . . 14
2.6 Umgang mit Widersprüchen . . . 14
2.7 Grenzen des Verfahrens . . . 15
2.8 Selbstbeschreibung . . . 15
3 Strombedarf von Rechenzentren und KI: Was die Prognose zeigt und was sie nicht trägt . . . 15
3.1 Die Bitkom-Prognose und ihre Bezugsgröße . . . 15
3.2 Das Regierungsziel und der Ausgangswert . . . 16
3.3 Leistung ist nicht Energie . . . 17
3.4 Wo die Zahlen auseinanderliegen . . . 17
3.5 Verteilung: Länder, Verteilnetz, Städte . . . 18
3.6 Was die Prognose nicht trägt . . . 18
3.7 Einordnung . . . 19
4 Anschlussantrag, Reservierung, realer Anschluss: Warum Anfragevolumen kein Bedarf ist . . . 19
4.1 Fünf Stufen mit fünf verschiedenen Zahlen . . . 19
4.2 Die Beispiele im Einzelnen . . . 19
4.3 Der Übertragungsnetz-Zyklus: 347 Anträge, 156 Gigawatt . . . 20
4.4 Warum Anfragevolumen kein Bedarf ist . . . 21
4.5 Wer nach welchem Verfahren vergibt . . . 22
4.6 Das Netzpaket: ein Entwurf, kein geltendes Recht . . . 22

4.7 Gegenargument: Spekulationsanträge oder echte Nachfrage? . . . 23
4.8 Einordnung . . . 24
5 Übertragungsnetz und Verteilnetz, regionale Engpässe . . . 24
5.1 Die Netzebene bestimmt, wer zuständig ist und welches Verfahren gilt . . . 25
5.2 Übertragungsnetz: ein überzeichnetes Verfahren mit Zeitplan bis 2027 . . . 25
5.3 Verteilnetz: Verfahren im Aufbau, Engpässe auch bei der Einspeisung . . . 26
5.4 Drei regionale Belege, drei verschiedene Größen . . . 27
5.5 Netzausbaudauer: Die Zahlen widersprechen sich nicht, sie messen Verschiedenes . . . 28
5.6 Was sich regional sagen lässt und was nicht . . . 29
6 Netztechnik: dynamische Leitungsbelastbarkeit, Topologieoptimierung, Lastflusssteuerung . . . 29
6.1 Drei Verfahren, drei Wirkmechanismen . . . 29
6.2 Voraussetzungen und Grenzen im Überblick . . . 30
6.3 WAFB: Ein Schema der Netzbetreiber ist kein gemessener Leistungsgewinn . . . 30
6.4 Netzbooster und kurative Systemführung: Planungsstand, kein Betrieb . . . 31
6.5 Berichtete Ergebnisse: aus anderen Netzen, ohne Deutschlandbezug . . . 31
6.6 Die 330 Gigawatt der IEA: exakte Bezugsgröße, kein Deutschland-, kein KI-Wert . . . 32
6.7 Das Gegenargument: bessere Ausnutzung ist keine zusätzliche Kapazität . . . 32
7 Was KI im Netzbetrieb leisten kann – und was nicht . . . 33
7.1 Wo KI zuerst skaliert: dort, wo sie nicht steuert . . . 33
7.2 Die IEA-Umfrage: 25 Antworten und eine Rechenprobe . . . 34
7.3 Ziele und Ergebnisse: Was die IEA-Tabelle tatsächlich zeigt . . . 34
7.4 KI und Netztechnik: zwei Technologien, zwei Aufgaben . . . 34
7.5 Die Doppelrolle: KI als Werkzeug und als Last . . . 35
7.6 Einordnung der Redaktion: Als Betriebswerkzeug ja, als Kapazitätsquelle nicht belegt . . . 36
8 Flexible Nachfrage und Speicher: viel Spielraum auf dem Papier, wenig gemessene Wirkung . . . 36
8.1 Flexible Anschlüsse sind erlaubt, ein Angebotszwang besteht derzeit nicht . . . 36
8.2 Rechenzentren: Wie flexibel ihre Last ist, bleibt eine Annahme . . . 37
8.3 Großbatteriespeicher: sieben Zahlen, sieben verschiedene Größen . . . 38
8.4 Was belegt ist und was Meinung ist . . . 39
8.5 Voraussetzungen: wann Flexibilität Anschlussprobleme tatsächlich löst . . . 39
9 Investitionsbedarf und Kosten: Spannen mit Etikett, keine Gesamtrechnung . . . 40
9.1 Netzentwicklungsplan 2037/2045 (V2025): Entwurfswerte der Betreiber, nicht bestätigt . . . 40
9.2 Die 323 und 440 Milliarden Euro gehören zu einem anderen Plan . . . 41
9.3 Netzengpassmanagement 2025: 3,08 Milliarden Euro in fünf Posten . . . 42
9.4 Was der BDEW beziffert, und warum es nicht zum NEP addiert wird . . . 43
9.5 Was diese Kosten über Rechenzentren nicht aussagen . . . 44
10 Rechtliche und regulatorische Voraussetzungen: was gilt, was beschlossen ist, was Entwurf bleibt . . . 44
10.1 Geltendes Recht: § 17 EnWG regelt den Anschluss, ein Ausbauanspruch ist Auslegungsfrage . . . 44
10.2 Die Verfahren der Bundesnetzagentur: Verfahrenswahl beim Netzbetreiber . . . 45
10.3 Das Netzpaket: ein Regierungsentwurf, keine seiner Normen gilt . . . 46
10.4 Rechenzentrumsstrategie, Grünstrom- und Effizienzvorgaben . . . 47

10.5 Stufen der Regeln, Stand 14. November 2026 . . . 48
10.6 Was offen ist . . . 48
11 Internationale Vergleichsfälle: Vier Verfahren, die verschiedene Dinge regeln . . . 49
11.1 Wie die Fälle zu lesen sind . . . 49
11.2 Irland: Anschluss nur mit eigener Erzeugung . . . 49
11.3 Niederlande: Warteliste und kleinere Engpassgebiete für alle Netznutzer . . . 51
11.4 Singapur: Kapazität per Ausschreibung . . . 52
11.5 USA/PJM: Neue Großlasten und der Nachweis von Kapazität . . . 52
11.6 Vergleichstabelle . . . 53
11.7 Was sich aus den Vergleichsfällen ableiten lässt . . . 54
12 Bedeutung für den Industriestandort Deutschland: Wer Strom braucht, steht in einer Reihe . . . 54
12.1 Rechenzentren, Speicher, Industrie und Ladeinfrastruktur: dieselbe Warteschlange . . . 54
12.2 Warum Zahlen zu Anträgen nichts über künftigen Strombedarf aussagen . . . 55
12.3 Dummerstorf: Ankündigung mit Vorbehalten . . . 56
12.4 Was aus den belegten Verfahren für Standortverantwortliche folgt . . . 56
12.5 Ankündigung, Zusage, Betrieb: eine Übersicht der Stufen . . . 58
12.6 Was sich festhalten lässt . . . 58
13 Szenarien, Handlungsmöglichkeiten und offene Fragen . . . 59
13.1 Wie die Szenarien gebaut sind . . . 59
13.2 Szenario 1: Das Verfahren ordnet die Reihenfolge, der Engpass bleibt . . . 59
13.3 Szenario 2: Die Knappheit hält regional bis in die 2030er-Jahre an . . . 60
13.4 Szenario 3: Netztechnik und Flexibilität erschließen Spielraum an einzelnen Engpässen . . . 60
13.5 Handlungsmöglichkeiten je Akteursgruppe . . . 61
13.6 Offene Fragen, an denen die Entwicklung hängt . . . 63
14 Gegenargumente, Grenzen und Schlussfolgerungen . . . 64
14.1 Die stärksten Gegenargumente . . . 64
14.2 Grenzen der Untersuchung . . . 65
14.3 Schlussfolgerungen: Was sich trotz der Lücken belastbar sagen lässt . . . 66
14.4 Wiedervorlage: Delta-Check-Liste . . . 67
Anhang A: Datenlückenregister . . . 68
A.1 Nachfrage, Verfahren und Recht . . . 68
A.2 Zahlen zu Bedarf und Anschluss . . . 69
A.3 Netztechnik, KI und Flexibilität . . . 69
A.4 Ausbau, Kosten und Vergleichsfälle . . . 70
Hinweis zur Verwendung . . . 71
Tabellen- und Abbildungsverzeichnis . . . 71
Tabellen . . . 71
Abbildungen . . . 72
Literatur und Primärquellen . . . 72
Anhang B: Quellen- und Abrufnachweis . . . 74
B.2 Evidenzlage der Aussagen . . . 75

Rechtliche Hinweise **76**

Keine Beratung . . . 76
Keine Zusicherung, keine Konformitätsaussage . . . 76
Rechtsstand . . . 76
Haftung . . . 76
Verweise auf fremde Inhalte . . . 76
Marken und Produktbezeichnungen . . . 76
Urheberrecht und Nutzung . . . 76
Keine personenbezogenen Daten . . . 77
Unabhängigkeit . . . 77
Anwendbares Recht . . . 77

Impressum und Verantwortlichkeit

Die folgenden Angaben sind wörtlich dem Impressum von fluxlane.eu entnommen, abgerufen am 24. September 2026. Sie wurden nicht ergänzt und nicht umformuliert.

Angabe	Inhalt
Angaben gemäß § 5 DDG	WebTrades GmbH Am Ölberg 2 55459 Grolsheim Deutschland
Vertreten durch	Geschäftsführerin: Laurice Bussmer
Kontakt	Telefon: 0170 890 78 00 E-Mail: info@fluxlane.eu
Registereintrag	Eintragung im Handelsregister Registergericht: Amtsgericht Mainz Registernummer: HRB 54479
Umsatzsteuer-ID	Umsatzsteuer-Identifikationsnummer gemäß § 27 a Umsatzsteuergesetz: DE461650292
Redaktionell verantwortlich	Verantwortlich für den Inhalt nach § 18 Abs. 2 MStV: Laurice Bussmer, Am Ölberg 2, 55459 Grolsheim
Verbraucherstreitbeilegung	Wir sind nicht bereit oder verpflichtet, an Streitbeilegungsverfahren vor einer Verbraucherschlichtungsstelle teilzunehmen.

Redaktioneller Hinweis des Herausgebers (wörtlich)

„fluxlane ist ein unabhängiges, redaktionelles Fachportal für Robotik, autonome physische Systeme und verkörperte KI. Der redaktionelle Geltungsbereich umfasst Industrie und Produktion, Logistik, Medizin, Pflege und Rehabilitation, Service und Haushalt sowie Forschung, Hersteller, Markt und Regulierung; künstliche Intelligenz gehört dazu, auch ohne physischen Körper. Die Inhalte dienen der allgemeinen Information und stellen keine Rechts-, Kauf- oder Anlageberatung dar. Angaben zu Preisen, Verfügbarkeit und Terminen erfolgen ohne Gewähr und können sich jederzeit ändern.“

Zitierweise

FluxLane (2026): *Deutschlands Stromnetze im KI-Zeitalter — Kapazitäten, Engpässe und reale Entlastungspotenziale.* Fassung 1.0.1, Stand 15. November 2026. Herausgegeben von der WebTrades GmbH, Grolsheim, fluxlane.eu.

Herstellung dieses Dokuments

Das vorliegende PDF ist maschinell aus der Markdown-Fassung des Manuskripts gesetzt. Vor dem Satz prüft das Erzeugungsskript Belegziffern gegen das Literaturverzeichnis und die Anrede. Gesetzt wurde mit IBM Plex Sans und Sora.

Abbildungsnachweis

Die Abbildungen hat die Redaktion aus den Tabellen dieser Studie erstellt; sie enthalten keine Daten außerhalb der Studie.

Zusammenfassung

Hintergrund

Wer in Deutschland ein Rechenzentrum plant oder Standortpolitik dafür betreibt, begegnet derzeit drei großen Zahlen. Der Digitalverband Bitkom erwartet, dass die IT-Anschlussleistung der Rechenzentren von 3.300 Megawatt (2026) auf rund 9.700 Megawatt im Jahr 2035 steigt [4]. Im ersten Zyklus des gemeinsamen Anschlussverfahrens der vier Übertragungsnetzbetreiber gingen nach einer Kanzlei 347 Anträge mit rund 156 Gigawatt Bezugsleistung ein [5]. Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt, dass drei Netztechnologien bis zu 330 Gigawatt zusätzliche Erzeugung, Speicher und Nachfrage ohne Verstärkung anschließbar machen könnten [1]. Die drei Zahlen laden zu einer Rechnung ein, die keine Quelle trägt.

Fragestellung

Wie viel zusätzlicher Netzanschluss lässt sich aus dem vorhandenen Netz erschließen, wie viel verlangt physischen Ausbau, und welche Rolle spielt künstliche Intelligenz (KI) dabei? Die Studie zerlegt die Frage in fünf Forschungsfragen: Bedarf, Verfahren vom Antrag zum Anschluss, Entlastung durch Netztechnik, Flexibilität und KI, Ausbau mit Kosten sowie Vergleichsländer (Kapitel 1).

Methode

Die Studie ist ein KI-gestütztes Manuskript auf Grundlage öffentlicher Quellen, ohne eigene Erhebung und ohne externe Begutachtung. Jede Tatsachenaussage trägt ihre Quelle; Betreiber- und Verbandsangaben tragen ihren Urheber, eigene Rechnungen den Zusatz „Berechnung der Redaktion“, Annahmen den Zusatz „Annahme dieses Berichts“. Leistung und Energie werden nicht vermischt, und Zahlen verschiedener Bezugsgrößen werden weder addiert noch ins Verhältnis gesetzt. Die Evidenzstufen sind eine Einteilung der Redaktion. Stand ist der 14. November 2026 (Kapitel 2).

Ergebnisse

1. **Drei Zahlen, drei Bezugsgrößen.** Prognose der IT-Anschlussleistung, Antragsvolumen eines Zyklus und Potenzialschätzung lassen sich nicht verrechnen; die 330 Gigawatt nennen im vorliegenden Auszug weder Länderbezug noch Stichjahr [4, 5, 1]. Kapitel 1, 3, 4, 6.
2. **Die Nachfrageprognose ist kein Netzanschlussbedarf.** Bitkom nennt IT-Anschlussleistung und gibt den Strombedarf getrennt an: rund 23 Milliarden Kilowattstunden 2026, 56 bis 70 Milliarden 2035 [4]. Einordnung der Redaktion: Die IT-Anschlussleistung ist nicht gleichzusetzen mit beantragter, reservierter oder zugesagter Netzanschlussleistung. Das Regierungsziel lautet, die Kapazität bis 2030 mindestens zu verdoppeln, auf über sechs Gigawatt [31]. Kapitel 3.
3. **Anfragevolumen ist eine Obergrenze.** Im Mitnetz-Gebiet standen 16,8 Gigawatt Anfragen rund 1,4 Gigawatt verbindlich reservierter Leistung gegenüber; die 16,8 Gigawatt entsprechen nach der Quelle nicht dem künftigen Verbrauch, weil sich Anfragen überschneiden und zurückgenommen werden [21]. Einordnung der Redaktion: Das Anfragevolumen ist deshalb eine Obergrenze und kein Bedarf; die Gesetzesbegründung erwartet, dass nur ein Bruchteil der Batterieprojekte realisierbar ist [8]. Den Anteil spekulativer Anträge beziffert keine Quelle. Kapitel 4.
4. **Der Engpass liegt an Anschlusspunkten.** Die Übertragungsnetzbetreiber erwarten in ihrem Positionspapier vom 5. Februar 2026, vor dem Start des Reifegradverfahrens, dass die Nachfrage auch nach dessen Einführung das Angebot insbesondere von Schaltfeldern übersteigen wird [7]; verfügbare Anschlusspunkte sind laut Gleiss Lutz überwiegend erst ab 2029 nutzbar [5]; Syna nennt für Neuanfragen Anfang oder Mitte der 2030er-Jahre, nur für das eigene Netzgebiet [20]. Kapitel 4 und 5.
5. **Die Vergabe ist im Umbau, das Recht ist Entwurf.** Das Reifegradverfahren läuft seit dem 1. April 2026; die Rückmeldung an die Antragsteller ist bis 30. November 2026 angekündigt [6]. Die Verfahrenswahl liegt nach der Bundesnetzagentur grundsätzlich beim Netzbetreiber [22]. Das Netzpaket ist nach den Quellen bis zum 4. November 2026 nicht verabschiedet [5, 8]. Kapitel 4 und 10.
6. **Netztechnik ist erprobt, aber kein Deutschlandwert.** Dynamische Leitungsbelastbarkeit gilt nach der IEA als kommerziell verfügbar [2]; ein gemessener deutscher Gewinn liegt nicht vor [16]. IEA und BDEW sehen

Netztechnik als Ergänzung, nicht als Ersatz des Ausbaus, und der BDEW hält fest, bessere Ausnutzung schaffe keine zusätzliche Kapazität [1, 19]. Kapitel 6.

7. **KI ist Betriebswerkzeug, keine belegte Kapazitätsquelle.** Anwendungen mit geringerem Risiko wie Prognose und Instandhaltung skalieren zuerst; die Echtzeitsteuerung ist die Grenze [3]. Die 330 Gigawatt beruhen auf Netztechnik und nicht auf KI [1]. Kapitel 7.
8. **Flexible Netzanschlüsse sind erlaubt, ein Angebotszwang für Netzbetreiber besteht nach der Bundesnetzagentur nicht, und die Flexibilität von Rechenzentren ist ungemessen.** Flexible Netzanschlussvereinbarungen kennt das Energiewirtschaftsgesetz [32]. Eine ausdrückliche Pflicht der Netzbetreiber, flexible Anschlüsse anzubieten, besteht nach der Bundesnetzagentur derzeit nicht; sie erwartet aber eine Prüfung, bevor ein Anschluss verweigert wird [10]. Nach CMS können Rechenzentren ihre Last kaum kurzfristig verschieben [18]. Kapitel 8.
9. **Die Kosten sind Spannen mit Etikett.** Der Entwurf des Netzentwicklungsplans nennt rund 365 bis 392 Milliarden Euro bis 2045 [15], die großen Verteilnetzbetreiber rund 207 Milliarden [19], das Netzengpassmanagement kostete 2025 rund 3,08 Milliarden Euro [17]. Die Größen werden nicht addiert, und keine ist Rechenzentren zugeordnet. Kapitel 9.
10. **Das Ausland liefert Fragen, keine Vorlagen.** Irland knüpft den Anschluss an eigene Erzeugung [13], die Niederlande bewirtschaften Wartelisten [14], Singapur vergibt Kapazität per Ausschreibung [11], PJM regelt den Kapazitätsnachweis und nicht den Anschluss [12]. Wirkungen messen die Quellen nicht. Kapitel 11.
11. **Standorte konkurrieren um dieselben Anschlüsse.** Nach der Begründung des Regierungsentwurfs konkurrieren Industrie, Rechenzentren, Ladeinfrastruktur, Speicher und weitere Großverbraucher um dieselben Anschlussmöglichkeiten [8]. Anfragen haben sich nach dem BDEW auf allen Netzebenen vervielfacht; hinzu kommen Anschlussbedarfe von Industrie, Rechenzentren, Erneuerbaren, Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen [19]. Im ÜNB-Verfahren zählt „Flächensicherung und Genehmigungsstand“ mit 30 Prozent [6]. Dummerstorf ist eine Unternehmensankündigung mit „möglichem“ Anschluss [9]. Kapitel 12.

Grenzen

Die Studie wertet nur öffentliche Dokumente aus, führt keine Netzmodelle und befragt niemanden. Die IEA-Texte liegen als Auszüge vor [1, 2, 3], die Bitkom-Zahlen als Presseinformation [4], die Anschlusszahlen über Kanzlei und Fachpresse [5, 20, 21]. Netzpaket und Netzentwicklungsplan sind Entwürfe, ebenso die Verschiebung der Grünstromquote auf 2030; die Quote von 100 Prozent ab 2027 steht in § 11 Abs. 5 EnEfG [36, 37]. Mehrere tragende Dokumente sind nicht ausgewertet, darunter die Fassung 1.2 der Verfahrensdokumentation [38]. Die Dokumente wurden einmal gelesen und nicht von einer zweiten Person gegengelesen (Kapitel 2 und 14).

Schlussfolgerung

Belastbar ist die Verfahrenslogik, nicht eine Standortprognose: Anschluss ist in Deutschland derzeit eine Frage der Verfahrensstufe, des Netzbetreibers und der Netzebene. Netztechnik, Flexibilität und KI können Reihenfolge und Nutzung des Netzes verbessern; eine Deutschlandzahl für zusätzlich anschließbare Leistung liefern die Quellen nicht, und IEA, BDEW und Regierungsentwurf nennen Netztechnik und Priorisierung übereinstimmend keinen Ersatz für den Ausbau [1, 19, 8]. Die nächsten Prüfpunkte stehen fest: das Ergebnis des ersten Zyklus bis 30. November 2026 [6] und der Verfahrensstand des Netzpakets (Kapitel 13 und 14).

Entscheidungsrelevante Ergebnisse

Die Tabelle ist eine redaktionelle Einordnung und keine Rechtsberatung. Sie gibt an, wie belastbar ein Ergebnis ist und was daraus für die Entscheidung folgt, ohne eine Entscheidung vorwegzunehmen.

Tabelle 0.1: Ergebnisse, Belegtyp und Folge für die Entscheidung

Ergebnis	Belegtyp	Kapitel	Folge für die Entscheidung
Drei Kennzahlen mit verschiedenen Bezugsgrößen [4, 5, 1]	Prognose, Kanzleiangabe, Potenzialschätzung	1, 3, 4, 6	Möglich ist, Zahlen nach Art und Größe zu sortieren; verrechnet werden sie nicht

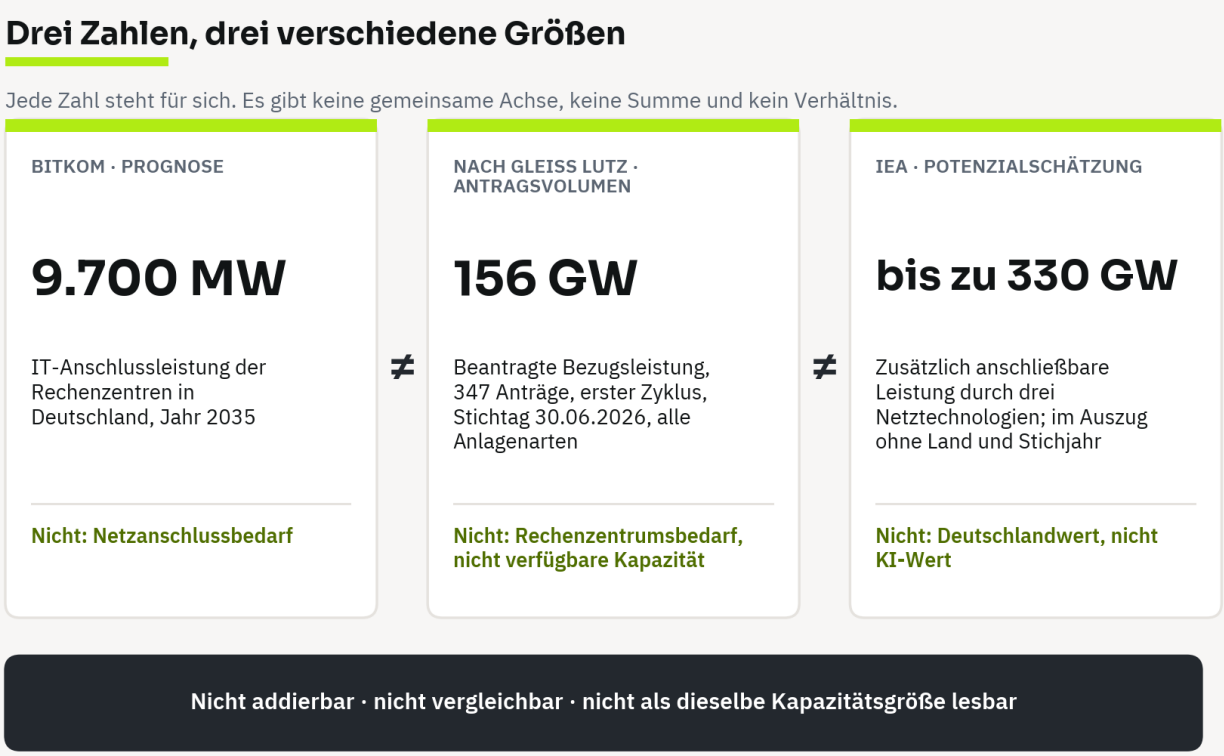
Ergebnis	Belegtyp	Kapitel	Folge für die Entscheidung
Prognose ist kein Netzanschlussbedarf (Einordnung der Redaktion)	Verbandsprognose [4]	3	Möglich ist, sie nicht mit Netzanschlussbedarf gleichzusetzen
Einordnung der Redaktion: Anfragen sind eine Obergrenze [21, 8]	Presse, Gesetzesbegründung	4	Möglich ist, das Anfragevolumen nicht als Bedarf zu lesen
Engpass an Anschlusspunkten, ab 2029 [7, 5]	Betreiberangabe, Kanzleiangabe	4, 5	Möglich ist, die Zeitplanung an Netzgebiet und Stufe zu binden
Wartezeit 2030er im Syna-Gebiet [20]	Fachpresse über Betreiber	4, 5	Möglich ist, die Angabe nicht auf andere Gebiete zu übertragen
Verfahrenswahl beim Netzbetreiber [22]	Behördenbeschluss, Einzelfall	4, 10	Möglich ist, das Verfahren des zuständigen Betreibers früh zu klären
Netzpaket ist Regierungsentwurf [8, 5]	Entwurf	4, 10	Möglich ist, den Entwurf nicht als geltendes Recht zu behandeln
Fläche und Genehmigung: 30 Prozent der Bewertung [6]	Betreiberverfahren, Fassung 1.1	12	Möglich ist, Nachweise früh zu beschaffen und die Fassung zu prüfen
Netztechnik erprobt, Deutschlandwert fehlt [2, 16]	Internationale Organisation, Betreiberschema	6	Möglich ist, das Potenzial nicht als Zusage einzurechnen
Bessere Ausnutzung schafft keine Kapazität [19]	Verbandsposition	6, 7	Möglich ist, Ausbau und Optimierung getrennt zu bewerten
KI als Werkzeug, nicht als Kapazitätsquelle [3, 1]	Internationale Organisation	7	Möglich ist, kein Kapazitätsversprechen auf KI zu stützen
Flexibilität bei Rechenzentren unbelegt [18, 10]	Kanzleieinschätzung, Fachseite	8	Möglich ist, Flexibilität als Annahme zu führen
Kostenspannen nicht addierbar [15, 19, 17]	Entwurf, Verbandsangabe, amtliche Angabe	9	Möglich ist, keine Gesamtkosten oder Kostenzuordnung abzuleiten
Auslandsfälle regeln Verschiedenes [13, 14, 11, 12]	Behörden- und Betreiberdokumente	11	Möglich ist, sie als Fragen an das deutsche Verfahren zu nutzen
Ankündigung ist keine Zusage [9]	Unternehmensangabe	12	Möglich ist, Ankündigungen nach Verfahrensstufe einzuordnen

Quellen: [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22]

1 Fragestellung, Untersuchungsrahmen und Abgrenzung

1.1 Anlass: drei Zahlen, die nicht zusammenpassen

Abbildung 1: Drei Zahlen, drei verschiedene Größen



Belege: [1, 4, 5, 6]. Darstellung der Redaktion; die Zahlen werden nicht verrechnet.

Wer in Deutschland ein Rechenzentrum plant oder Standortpolitik für eines betreibt, begegnet derzeit drei großen Zahlen. Der Digitalverband Bitkom erwartet, dass die IT-Anschlussleistung der Rechenzentren in Deutschland von 3.300 Megawatt (2026) auf rund 9.700 Megawatt im Jahr 2035 steigt [4]. Im ersten Zyklus des gemeinsamen Anschlussverfahrens der vier Übertragungsnetzbetreiber gingen nach Darstellung der Kanzlei Gleiss Lutz bundesweit 347 Anträge mit rund 156 Gigawatt kumulierter Bezugsleistung ein [5]. Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt, dass drei Netztechnologien bis zu 330 Gigawatt zusätzliche Erzeugung, Speicher und Nachfrage ohne Verstärkung an bestehende Netze anschließbar machen könnten [1].

Die drei Zahlen laden zu einer Rechnung ein: Weil die dritte die größte ist, könnte das Netz die Nachfrage scheinbar ohne großen Ausbau tragen, und weil KI in vielen Überschriften steht, könnte die Entlastung der KI zugeschrieben werden. Beides tragen die Quellen nicht. Eine Prognose, ein Antragsvolumen und eine Potenzialschätzung haben verschiedene Urheber, Bezugsjahre und Bezugsgrößen, und die IEA beschreibt die genannte Netztechnik ausdrücklich als Ergänzung zum Netzausbau und nicht als Ersatz [1]. Diese Studie prüft deshalb, was sich aus öffentlichen Dokumenten über Netzanschluss, Engpässe und Entlastungspotenziale in Deutschland belegen lässt, und wo der Beleg endet.

1.2 Kernfrage und Forschungsfragen F1 bis F5

Die Kernfrage lautet: Wie viel zusätzlicher Netzanschluss lässt sich in Deutschland aus dem vorhandenen Netz erschließen, wie viel verlangt physischen Ausbau, und welche Rolle spielt KI dabei? Sie wird in fünf Forschungsfragen zerlegt, die zusammen 15 Themen abdecken. Die Einteilung in 15 Themen ist eine Gliederung der Redaktion und keine Systematik aus einer Quelle; sie dient nur dazu, den Stoff überschneidungsfrei auf Kapitel zu verteilen.

Tabelle 1.1: Forschungsfragen und Themen

Frage	Forschungsfrage	Themen
F1	Wie hoch ist der erwartete Bedarf der Rechenzentren und der KI, getrennt nach Leistung und Energie?	T1, T11, T13

Frage	Forschungsfrage	Themen
F2	Wie läuft ein Anschluss von der Anfrage bis zum realen Netzanschluss, und wer vergibt nach welchen Regeln?	T2, T3, T4, T12
F3	Welche Entlastung bietet das vorhandene Netz durch Netztechnik, Flexibilität und KI, und was davon ist für Deutschland belegt?	T5, T6, T7
F4	Wie viel Ausbau ist geplant, in welcher Zeit, zu welchen Kosten, und was kosten Engpässe heute?	T8, T9, T10
F5	Was zeigen Vergleichsländer, und wo endet die Datenlage?	T14, T15

Tabelle 1.2: Die 15 Themen (Gliederung der Redaktion)

Nr.	Thema
T1	Strombedarf und Kapazitätsprognosen für Rechenzentren und KI
T2	Anschlussantrag, Reservierung und realer Anschluss
T3	Vergabeverfahren und Rechtsrahmen (Reifegradverfahren, Netzpaket-Entwurf)
T4	Flexible Netzanschlussvereinbarungen und Lastflexibilität
T5	Netztechnik im Bestand (witterungsabhängiger Betrieb, Hochtemperaturleiterseile, Lastflusssteuerung)
T6	KI im Netzbetrieb
T7	Das 330-Gigawatt-Potenzial und seine Übertragbarkeit
T8	Netzentwicklungsplan und Ausbauumfang
T9	Netzengpassmanagement und Redispatch
T10	Investitionen und Kosten des Netzausbaus
T11	Verteilnetz und Regionalszenarien
T12	Großbatteriespeicher und Konkurrenz um Anschluss
T13	Regionale Schwerpunkte (Rhein-Main, Berlin, Mitnetz-Gebiet)
T14	Vergleichsländer (Irland, Niederlande, Singapur, USA/PJM)
T15	Grenzen, Datenlücken, Wiedervorlage

Quellenzeile: Gliederung der Redaktion, keine Quelle.

Die Kapitel 3 und 4 behandeln T1 sowie T2 und T3. Die übrigen Themen folgen in den anschließenden Kapiteln; ein Thema wird dort behandelt, wo seine Quellen am dichtesten sind, und andernorts nur durch Querverweis aufgegriffen.

1.3 Zielgruppe und Prüfmaßstab

Die Studie richtet sich an Entscheidungsträger in Energie, Standortentwicklung, Industrie, Verbänden, Wirtschaftsförderung und Politik. Diese Leserinnen und Leser treffen Entscheidungen, in die Anschlusszeiten und Netzverfügbarkeit eingehen, und stoßen dabei auf Kennzahlen, die ihre Herkunft nicht mitliefern. Die Studie will ihnen ermöglichen, jede Zahl nach drei Fragen zu sortieren: Ist sie eine Prognose, ein Antrag oder ein Potenzial? Meint sie Leistung oder Energie? Und gilt sie für Deutschland, für einen Netzbetreiber oder für ein anderes Land?

1.4 Zeitraum, Ein- und Ausschlusskriterien

Stand der Studie ist der 14. November 2026; nach diesem Tag veröffentlichte Dokumente und Entwicklungen sind nicht berücksichtigt. Die datierten Quellen reichen vom 24. Oktober 2023 [14] bis zum 4. November 2026 [5]. Der Beginn des Recherchezeitraums ist in den vorliegenden Unterlagen nicht festgehalten; maßgeblich ist das Abrufdatum je Dokument im Quellenverzeichnis.

Tabelle 1.3: Ein- und Ausschlusskriterien

Kriterium	Eingeschlossen	Ausgeschlossen
Zugänglichkeit	Öffentlich abrufbare, datierte Dokumente mit archiviertem Volltext oder Auszug	Nicht abgelegte Dokumente, Gedächtniswissen, eigene Schätzungen

Kriterium	Eingeschlossen	Ausgeschlossen
Urheber	Behörden, Gesetzgeber, Netzbetreiber, Verbände; Kanzleien und Fachpresse nur gekennzeichnet	Anonyme oder nicht datierte Angaben ohne Urheber
Rechtsstand	Normtext und Entwürfe mit Stand und Statusangabe	Entwürfe als geltendes Recht
Raum	Deutschland; Ausland nur als Vergleich	Übertragung ausländischer Werte auf Deutschland ohne Beleg
Gegenstand	Netzanschluss, Engpässe, Netztechnik, KI im Netz, Ausbau	Anlagenbau, Standortwahl im Einzelfall

Quellenzeile: Festlegung der Redaktion, keine Quelle.

Ausgeschlossen sind zudem Quellen, die nur als Presseinformation oder als Auszug vorliegen, soweit sie als Studie ausgegeben würden. Die Bitkom-Zahlen stammen aus einer von Bitkom beauftragten Untersuchung des Borderstep Instituts, die der Redaktion nur als Presseinformation vorliegt [4]; die IEA-Texte liegen nur als Auszüge vor [1, 2, 3]. Beide werden entsprechend benannt.

1.5 Was diese Studie nicht leistet

Die Abgrenzung ist Teil des Ergebnisses, weil sie bestimmt, wofür sich die Studie nicht eignet.

1. **Keine Kapazitätsrechnung.** Die Studie berechnet nicht, wie viel Anschluss in einer Region, an einem Umspannwerk oder für ein Vorhaben frei wäre. Standortscharfe Netzdaten sind öffentlich nicht belegt; die Netzkarte von 50Hertz stellt nach Betreiberangabe nur die Anschlussperspektive unverbindlich dar, und aus ihr kann kein Anspruch auf einen Netzanschluss abgeleitet werden [38].
2. **Keine eigene Prognose.** Alle Prognosen und Potenzialschätzungen sind Angaben Dritter und tragen ihren Urheber. Eigene Rechnungen verwenden nur gleiche Bezugsgrößen und sind als Berechnung der Redaktion gekennzeichnet.
3. **Keine Standortempfehlung und keine Rangliste.** Welcher Standort geeignet ist, entscheiden Netzdaten und Verfahren im Einzelfall.
4. **Keine Rechtsberatung.** Rechtliche Aussagen geben Wortlaut und Stand der Quelle wieder; die Studie ist redaktionelle Einordnung, keine Rechtsberatung.
5. **Keine Bewertung von Gesetzentwürfen.** Die Studie beschreibt, was ein Entwurf vorsieht, und stellt ihn nie als geltendes Recht dar.
6. **Keine vollständige Auswertung des Gegenstands.** Einzelne tragende Dokumente liegen nicht vor oder sind nicht ausgewertet: das Strategiedokument der Rechenzentrumsstrategie, über das nur die Rede des Digitalministers vorliegt [31], die Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber, die der BDEW zum 31. Oktober 2026 erwartet [29], die Fassung 1.2 der Verfahrensdokumentation der Übertragungsnetzbetreiber [38] sowie der Beschluss BK6-25-287 der Bundesnetzagentur, der nur über eine Kanzlei bekannt ist [5].

Wo eine Lücke bleibt, folgt ihr in jedem Kapitel die Frage, was sich trotzdem belastbar sagen lässt: die Verfahrenslogik, ein Größenordnungsvergleich innerhalb derselben Bezugsgröße oder die Bedingung, unter der eine Aussage kippt.

1.6 Begriffe

Leistung und Energie. Die Anschlussleistung beschreibt, welche Leistung ein Anschluss gleichzeitig aufnehmen oder abgeben kann; sie wird in Megawatt (MW) oder Gigawatt (GW) gemessen. Der Strombedarf beschreibt die über eine Zeit bezogene Strommenge, gemessen in Kilowattstunden (kWh) oder Terawattstunden (TWh). Beides lässt sich ohne Annahme zur Auslastung nicht ineinander umrechnen, und Bitkom nennt beide Größen getrennt [4].

Netztechnik und KI. „Netztechnik“ meint hier die drei Technologien, auf die sich die 330 Gigawatt der IEA beziehen: dynamische Belastbarkeit, Topologieoptimierung und Lastflusssteuerung [1]. Die IEA fasst solche Technik als grid-enhancing technologies (GETs) zusammen und beschreibt GETs und KI als zunehmend komplementär: GETs schaffen steuerbare Optionen, KI verbessert Prognose, Vorauswahl und Entscheidungsunterstützung [2]. Die Trennung steht am Anfang, weil sich die Zahlen der IEA nur dann richtig zuordnen lassen, wenn klar ist, welche

Technik gemeint ist.

Reifegradverfahren. Gemeint ist das Verfahren von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW für Anträge auf Anschluss von Bezugs-, Speicher- und Mischanlagen an das Übertragungsnetz [6]. Es greift bei Überzeichnung und vergibt dann nach Reifegradkriterien statt nach dem Eingangszeitpunkt [6]. Kapitel 4 behandelt es im Einzelnen.

2 Methode, Quellenarten und Evidenzstufen

2.1 Vorgehen: Dokumentenanalyse ohne eigene Erhebung

Diese Studie ist ein KI-gestütztes Manuskript auf Grundlage öffentlicher Quellen, ohne eigene Erhebung und ohne externe Begutachtung. Es wurden keine Netzbetreiber, Unternehmen oder Behörden befragt, keine Netzmodelle gerechnet und keine Messreihen ausgewertet. Recherche, Quellenablage, Belegregister und Entwurfstexte entstanden mit KI-Systemen unter redaktioneller Steuerung. Die Studie vergleicht und ordnet, was veröffentlichte Dokumente sagen; sie erzeugt keine neuen Daten.

Vor dem Schreiben wurden die tragenden Aussagen als Zeilen in einem Belegregister angelegt. Jede Zeile enthält die Aussage, den wörtlichen Belegtext, die Fundstelle, den Belegtyp, den Status der Sache, die zulässige Formulierung und die Formulierungen, die der Text nicht verwenden darf, weil sie die Aussage über den Beleg hinaus verlängern würden. Die Kapitel stützen sich auf diese Zeilen; eine Zahl ohne Zeile steht nicht im Text. Fehlt eine Zahl, steht eine ausdrückliche Lücke, und dem Hinweis auf die Lücke folgt, was sich trotzdem belastbar sagen lässt.

2.2 Quellen und Datenherkunft

Das gemeinsame Quellenverzeichnis der beiden Fachstudien führt 86 Dokumente. Studie A nutzt den Teil, der Netz, Anschlussverfahren, Netztechnik und Vergleichsländer betrifft. Die Quellen gehören sechs Arten an, die unterschiedlich viel tragen.

Tabelle 2.1: Quellenarten und ihre Reichweite

Quellenart	Beispiele	Was sie leistet	Was sie nicht leistet
Gesetzgeber und Behörden	Drucksache 21/7866 [8], Bundesnetzagentur [10, 26, 22]	Wortlaut, Beschluss, amtliche Angabe	Auslegung im Einzelfall
Netzbetreiber	Verfahrensdokumentation [6], Positionspapier [7], Netzentwicklungsplan [16], EirGrid [23, 24]	Verfahrensregeln und Eigenangaben	Unabhängige Messung
Verbände	Bitkom [4], BDEW [29, 30, 19]	Erwartungen und Positionen	Gemessene Werte
Kanzleien	Gleiss Lutz [5, 25], GÖRG [28], CMS [18]	Darstellung von Verfahren und Rechtslage	Prüfung am Original
Fachpresse	zfk [27, 20], ingenieur.de [21]	Berichte über Betreiberangaben	Primärdaten
Internationale Organisation und ausländische Stellen	IEA [1, 2, 3], CRU [13], Kamerstuk [14]	Potenzial, Vergleichsfälle	Übertragbarkeit auf Deutschland

Quellenzeile: [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 13, 14, 16, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30] Die Einteilung bestimmt, wie ein Satz formuliert wird. Aus einer Fachpresse-Meldung über eine Betreiberangabe wird kein beobachteter Fakt, aus einer Verbandsprognose keine Zusage. Wo eine Zahl nur über Kanzlei oder Fachpresse vorliegt, steht der Urheber im Satz, weil die Zuschreibung die Bedeutung ändert.

2.3 Archivierung mit Prüfsumme

Jedes Dokument wurde abgerufen, im Volltext oder als Auszug archiviert und mit Adresse, Abrufdatum und einer SHA-256-Prüfsumme im Quellenverzeichnis geführt. Die Prüfsumme erlaubt, später zu erkennen, ob eine abgelegte Datei verändert wurde; sie sagt nichts darüber, ob der Inhalt der Quelle zutrifft. Die Zitate im Belegregister wurden maschinell gegen den abgelegten Text abgeglichen. Wo ein Dokument nur als Auszug vorliegt, steht das im Text, und der Auszug gilt nur für die Absätze, die er enthält.

2.4 Belegtypen und ihre Kennzeichnung im Text

Eine Zahl wiegt unterschiedlich, je nachdem, wer sie wie gewonnen hat. Die Studie unterscheidet sechs Aussagearten und macht sie im Text sichtbar.

Tabelle 2.2: Aussagearten und Kennzeichnung

Aussageart	Beispiel	Kennzeichnung im Text
Beobachteter Fakt	Beschluss der Bundesnetzagentur vom 05.08.2026 [22]	Aussage mit Quelle und Datum
Amtliche Angabe	Ministerrede vom 16.04.2026 [31]	Aussage mit Urheber und Datum
Hersteller- oder Betreiberangabe	ÜNB-Verfahrensdokumentation [6]	„nach Angabe von …“
Berechnung	Faktor aus zwei Bitkom-Werten [4]	„Berechnung der Redaktion“ mit sichtbarer Rechnung
Annahme	Gliederung in 15 Themen	„Annahme dieses Berichts“
Redaktionelle Interpretation	Bewertung eines Befunds	„Einordnung der Redaktion:“

Quellenzeile: [4, 6, 22, 31] Hersteller im engeren Sinn spielen in Studie A kaum eine Rolle; die Betreiberangaben stammen überwiegend von Netzbetreibern. Für sie gilt dieselbe Regel: Was ein Betreiber über sein eigenes Verfahren oder Netz angibt, ist eine Eigenangabe und keine unabhängige Messung.

Daneben unterscheidet die Studie den Status der Sache, über die eine Quelle spricht. Eine Prognose ist keine Messung, ein Antrag keine Zusage, ein Gesetzentwurf kein geltendes Recht und eine Unternehmensankündigung keine Genehmigung. Die Bitkom-Zahlen für 2035 sind Erwartungen [4], die 156 Gigawatt sind beantragte Bezugsleistung [5], die Drucksache 21/7866 ist ein Regierungsentwurf [8]. Bei Rechnungen gilt: Leistung in Megawatt und Gigawatt wird nicht mit Energie in Kilowattstunden verrechnet, und es werden nur Werte derselben Bezugsgröße miteinander ins Verhältnis gesetzt.

2.5 Evidenzstufen

Die drei Stufen sind eine eigene Einteilung der Redaktion, keine Klassifikation aus einer Norm oder einem Branchenstandard. Sie gelten je Aussage und nicht je Quelle, denn dieselbe Quelle kann einen belegten und einen offenen Teil enthalten.

Tabelle 2.3: Evidenzstufen

Stufe	Bedeutung	Beispiel
belegt	Aussage steht im Wortlaut einer geeigneten Quelle und beschreibt, was diese sagt	Antragspauschale von 50.000 Euro im Reifegradverfahren [6]
eingeschränkt belegt	Aussage steht im Wortlaut, ist aber Prognose, Schätzung, Umfrage oder Sekundärdarstellung oder gilt nur unter einem Vorbehalt	347 Anträge mit rund 156 GW, nur über eine Kanzlei [5]
offen	Beleg fehlt, wurde nicht geprüft oder widerspricht der Verallgemeinerung	Stand des Netzpakets nach dem 04.11.2026

Quellenzeile: [5, 6] Zwei Zusatzkennzeichen ergänzen die Stufen, ohne selbst Stufen zu sein. „Widerspruch“ steht, wo zwei Quellen oder zwei Stellen derselben Quelle verschiedene Werte nennen; „Abgrenzung“ steht, wo eine Zahl ausdrücklich nicht mit einer anderen verglichen oder addiert werden darf. Die Stufe „belegt“ heißt nicht, dass die Aussage wahr ist, sondern dass die Quelle sie so trifft. Eine Eigenangabe bleibt eine Eigenangabe, auch wenn sie wörtlich belegt ist. Bei Entwürfen gilt der Inhalt als belegt als Entwurf, ihre Geltung als offen.

Ein Beispiel für „offen“ mit klarem Suchraum: Die Übertragungsnetzbetreiber haben angekündigt, allen Antragstellern zulässiger Anträge bis spätestens 30. November 2026 mitzuteilen, ob ein Angebot möglich ist [6]. Zum 14. November 2026 liegt in den Quellen kein Ergebnis vor; die Rückmeldung geht zudem an die Antragsteller und nicht an die Öffentlichkeit [6]. Die Studie schreibt deshalb nicht, es gebe kein Ergebnis, sondern nur, dass keines bekannt ist.

2.6 Umgang mit Widersprüchen

Widersprechen sich Quellen, nennt die Studie beide Werte mit Urheber, Stichtag und Bezugsgröße und bildet weder Mittelwert noch Spanne. Der Widerspruch bleibt sichtbar, bis eine weitere Quelle ihn auflöst. Drei Fälle zeigen, wie das aussieht.

Bitkom nennt für 2030 in einem Absatz einen Ausbau auf 5 Gigawatt und an anderer Stelle derselben Presseinformation eine Trendprognose von 5.500 Megawatt [4]. Die Studie verwendet die ausführlich benannte Trendprognose und weist bei der gerundeten Angabe darauf hin. Ein zweiter Fall betrifft Syna: Die Fachpresse nennt für das Netzgebiet eine Jahreshöchstlast von gut 1.300 Megawatt und an anderer Stelle eine Lastspitze von rund 1.000 Megawatt [20]. Weil die Primärquelle fehlt, nennt die Studie beide Werte mit diesem Vorbehalt und nutzt keinen als gesicherte Höchstlast. Drittens nennen drei Quellen verschiedene Dauern, nämlich acht bis zwölf Jahre für den Netzausbau in Verteilernetzen [8], zehn bis fünfzehn Jahre für Hochspannungsprojekte [19] und bis zu sieben Jahre für den Anschluss eines Rechenzentrums in Europa [21]. Sie messen verschiedene Objekte und werden nebeneinander genannt, nicht gemittelt.

Einordnung der Redaktion: Viele scheinbare Widersprüche beruhen auf unterschiedlichen Gegenständen, Stichtagen oder Rundungen und nicht auf Fehlern. Die Pflicht, beide Werte zu nennen, schützt davor, die Unschärfe der Quellenlage durch eine scheinbar präzise Zahl zu ersetzen.

2.7 Grenzen des Verfahrens

Die Grenzen betreffen die Quellenbasis und das Verfahren der Studie selbst.

Auszüge. Die drei IEA-Texte liegen nur als Auszüge der tragenden Absätze vor [1, 2, 3]. Der Auszug nennt für die 330 Gigawatt weder einen Länderbezug noch ein Stichjahr, und ein Berichtsdatum ließ sich am Text nicht bestätigen [1]. Die Studie spricht deshalb weder von einem globalen noch von einem deutschen Wert.

Sekundärquellen. Mehrere Zahlen zum Netzanschluss liegen nur über Kanzleien oder Fachpresse vor, so die 347 Anträge mit 156 Gigawatt [5], die Syna-Angaben [20] und die Angaben zu Berlin und zum Mitnetz-Gebiet [21]. Die Primärdokumente, auf die sich diese Angaben stützen, liegen der Studie nicht vor. Eine Bestätigung der Zahlen durch die Betreiber selbst ist nicht belegt.

Fehlende Methodik. Die Bitkom-Zahlen liegen nur als Presseinformation vor; Rohdaten und Berechnungsannahmen der Untersuchung kennt die Studie nicht [4]. Ob Bitkom einzelne angekündigte Projekte in die Prognose einrechnet, ist aus der Quelle nicht ersichtlich.

Einmalige Lesung. Die Dokumente wurden in einer Lesung ausgewertet und gegen das Belegregister abgeglichen, nicht von einer zweiten Person unabhängig gegengelesen. Ein Nullbefund, also „nicht gefunden“, gilt deshalb nur für den genannten Suchraum und nur nach dieser einen Lesung. Fehler bei maschinell extrahierten PDF-Texten können verbleiben.

Stand. Verfahren und Gesetzgebung ändern sich. Wo ein Verfahrensstand genannt wird, steht der Stichtag der Quelle, und neuere Entwicklungen sind „nach den vorliegenden Quellen“ zu lesen.

Keine Begutachtung. Die Studie hat keine externe fachwissenschaftliche oder juristische Begutachtung durchlaufen. Wer Ergebnisse für eine Entscheidung mit Bindungswirkung nutzt, sollte die tragenden Primärquellen selbst heranziehen; das Quellenverzeichnis führt sie mit Adresse, Abrufdatum und Prüfsumme.

2.8 Selbstbeschreibung

Die Studie ist ein KI-gestütztes Manuskript auf Grundlage öffentlicher Quellen, ohne eigene Erhebung und ohne externe Begutachtung. Sie ist keine statistische Untersuchung und keine Prognose. Redaktionelle Einordnungen stehen in eigenen Sätzen oder Absätzen und sind als solche markiert. Rechtliche Hinweise sind redaktionelle Einordnung und keine Rechtsberatung.

3 Strombedarf von Rechenzentren und KI: Was die Prognose zeigt und was sie nicht trägt

3.1 Die Bitkom-Prognose und ihre Bezugsgröße

Die wichtigste deutsche Quelle zur Nachfrageseite ist die Presseinformation des Digitalverbands Bitkom vom 3. November 2026. Die Zahlen stammen aus einer von Bitkom beauftragten Untersuchung des Borderstep Instituts; die Untersuchung selbst liegt der Redaktion nicht vor, Rohdaten und Berechnungsannahmen sind unbekannt [4]. Alle folgenden Werte sind deshalb Angaben und Erwartungen eines Verbands und keine gemessenen oder amtlichen Größen.

Entscheidend ist die Bezugsgröße. Bitkom nennt die IT-Anschlussleistung der Rechenzentren in Deutschland [4]. Einordnung der Redaktion: Sie ist nicht gleichzusetzen mit beantragter, reservierter oder zugesagter Netzanschlussleistung. Sie betrug nach Bitkom 2025 rund 2.980 Megawatt (ein Zuwachs von rund neun Prozent) und erreicht 2026 bereits 3.300 Megawatt [4]. Bis 2035 erwartet der Verband eine Verdreifachung auf rund 9.700 Megawatt [4]. Für den Teil, der auf KI und Hochleistungsrechnen (HPC) entfällt, nennt Bitkom 670 Megawatt (2026), mehr als 2.100 Megawatt (2030) und 5.300 Megawatt (2035) [4]. Daraus ergibt sich nach Bitkom ein Anteil an der Rechenzentrumskapazität von 20 Prozent (2026), 36 Prozent (2030) und 55 Prozent (2035) [4].

Tabelle 3.1: Bitkom-Werte zu Rechenzentren in Deutschland

Größe	Jahr	Wert	Art	Bezugsgröße
IT-Anschlussleistung gesamt	2025	2.980 MW	Verbandsangabe	Leistung
IT-Anschlussleistung gesamt	2026	3.300 MW	Verbandsangabe	Leistung
IT-Anschlussleistung gesamt	2030	5.500 MW	Trendprognose	Leistung
IT-Anschlussleistung gesamt	2035	rund 9.700 MW	Prognose	Leistung
davon KI und HPC	2026 / 2030 / 2035	670 / über 2.100 / 5.300 MW	Prognose	Leistung
Anteil KI und HPC	2026 / 2030 / 2035	20 / 36 / 55 Prozent	Prognose	Kapazität
Strombedarf Rechenzentren und kleinere IT-Installationen	2026	rund 23 Mrd. kWh	Verbandsangabe	Energie
Strombedarf, ebenso	2030	35 bis 38 Mrd. kWh	Prognose	Energie
Strombedarf, ebenso	2035	56 bis 70 Mrd. kWh	Prognose	Energie

Quellenzeile: [4] Die Zahlen lassen sich auf Stimmigkeit prüfen, ohne Größen zu mischen. Berechnung der Redaktion: 9.700 Megawatt geteilt durch 3.300 Megawatt ergibt rund 2,9; das passt zu Bitkoms „Verdreifachung“. Ebenso ergibt 670 Megawatt geteilt durch 3.300 Megawatt rund 20 Prozent, und 5.300 Megawatt geteilt durch 9.700 Megawatt rund 55 Prozent; beides stimmt mit den genannten Anteilen überein [4]. Für 2026 und 2035 stimmen die Anteile mit den Leistungswerten überein; für 2030 weichen die genannten 36 Prozent und „mehr als 2.100 Megawatt“ von den 5.500 Megawatt Trendprognose leicht ab (2.100 geteilt durch 5.500 ergibt rund 38 Prozent) [4]. Das zeigt die weitgehende innere Konsistenz der Pressemitteilung, nicht die Richtigkeit der Prognose.

Zum Bestand nennt Bitkom gut 2.000 Rechenzentren mit mehr als 100 Kilowatt Anschlussleistung, darunter rund 100 mit mehr als 5 Megawatt [4]. Für 2026 steht Deutschland mit rund 3,3 Gigawatt vor Großbritannien (2,9), Frankreich (2,0) und Irland (1,7) [4]. Der durchschnittliche Effizienzwert PUE (Verhältnis des gesamten Energieverbrauchs eines Rechenzentrums zum Energieverbrauch seiner IT-Systeme) sank nach Bitkom von 1,63 im Jahr 2020 auf 1,42 im Jahr 2026 [4]. Der PUE ist ein Energieverhältnis; er rechnet die IT-Anschlussleistung nicht in Netzanschlussleistung um, und Bitkom tut das ebenfalls nicht [4].

3.2 Das Regierungsziel und der Ausgangswert

Die Bundesregierung hat nach den Worten von Bundesdigitalminister Karsten Wildberger (Bundestagsrede vom 16. April 2026) als erste nationale Rechenzentrumsstrategie ein Paket aus 28 Maßnahmen in drei Handlungsfeldern beschlossen [31]. Das Ziel lautet, die Rechenzentrumskapazitäten bis 2030 mindestens zu verdoppeln, auf über sechs Gigawatt, und die Rechenleistung für KI zu vervierfachen [31]. Der Minister nannte als Ausgangslage mehr als 2.000 Rechenzentren mit rund drei Gigawatt Leistung und einen Stromverbrauch von 20 Terawattstunden, das sind vier Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs [31]. Als erstes Handlungsfeld nannte er Energie und

Nachhaltigkeit: Rechenzentren brauchten verlässlichen, bezahlbaren und möglichst klimafreundlichen Strom [31]. Konkrete Preis- oder Entgeltzusagen lassen sich daraus nicht ableiten.

Zwei Dinge sind auseinanderzuhalten. Die Vervierfachung der „Rechenleistung für KI“ ist eine Aussage über Rechenleistung und nicht mit Anschlussleistung gleichzusetzen [31]. Und das Strategiedokument selbst liegt nicht vor, nur die Rede; was die 28 Maßnahmen im Einzelnen vorsehen, bleibt offen [31].

Bitkom setzt das Regierungsziel für 2030 auf ungefähr 6.000 Megawatt an und sieht die Trendprognose von 5.500 Megawatt rund 500 Megawatt oder etwa acht Prozent darunter [4]. Der Minister sagte dagegen „mindestens verdoppeln“ und „über sechs Gigawatt“ [31]. Die 6.000 Megawatt sind damit Bitkoms Lesart des Ziels und kein wörtlich genannter Regierungswert. Berechnung der Redaktion: 6.000 Megawatt minus 5.500 Megawatt ergibt 500 Megawatt; 500 geteilt durch 6.000 ergibt rund acht Prozent. Weil das Ziel „mindestens“ lautet, wäre der Abstand nach der Ministeraussage nicht kleiner. Ob der Abstand tatsächlich eintritt, ist eine Prognose und keine Feststellung [4].

In einer Befragung, die Bitkom zur Strategie durchführte, bewerteten 66 Prozent die Strategie als positiv für den Standort, 33 Prozent hielten die Ausbauziele für ausreichend ambitioniert, und 20 Prozent erwarteten eine rasche Umsetzung [4]. Befragt wurden nach der Quelle Betreiber und Fachleute; die Zahlen sind keine Aussage über die Bevölkerung oder den Markt insgesamt [4].

3.3 Leistung ist nicht Energie

Zwei Größen heißen in der Debatte beide „Bedarf“ und sind doch verschieden. Eine IT-Anschlussleistung von 3.300 Megawatt beschreibt, welche Leistung gleichzeitig anliegen kann; wie viel Strom über ein Jahr tatsächlich fließt, hängt davon ab, wie stark und wie gleichmäßig die Anlagen ausgelastet sind. Bitkom nennt für 2026 einen Strombedarf der Rechenzentren und kleineren IT-Installationen von rund 23 Milliarden Kilowattstunden, für 2030 35 bis 38 und für 2035 56 bis 70 Milliarden [4]. Das ist eine andere Größe mit einem anderen Gegenstand: Die Energiezahl gilt für Rechenzentren „und kleinere IT-Installationen“, die Leistungszahl für Rechenzentren [4].

Aus den Quellen lässt sich deshalb weder die eine Zahl aus der anderen ableiten noch eine Auslastung berechnen. Die dafür nötigen Annahmen stehen in keiner der ausgewerteten Quellen, und ein Satz der Form „3.300 Megawatt entsprechen einem Jahresbedarf von …“ wäre falsch. Belastbar lässt sich dennoch etwas sagen, solange jede Größe nur mit sich selbst verglichen wird. Berechnung der Redaktion: Der Energiebedarf 2035 liegt mit 56 bis 70 Milliarden Kilowattstunden beim 2,4- bis 3,0-Fachen des Wertes von 2026 (56 geteilt durch 23 und 70 geteilt durch 23); die IT-Anschlussleistung liegt mit 9.700 gegenüber 3.300 Megawatt beim 2,9-Fachen [4]. Einordnung der Redaktion: Die beiden Wachstumsfaktoren liegen im selben Bereich, aber sie gehören verschiedenen Abgrenzungen an und sind kein Beweis für eine bestimmte Auslastung. Bitkom selbst schreibt, die Rechenzentren würden effizienter, der Energiebedarf steige dennoch weiter [4].

Auch der KI-Anteil ist eine Leistungsgröße. Dass KI und HPC 2035 mehr als die Hälfte der Rechenzentrumskapazität ausmachen sollen, ist ein Anteil an der Kapazität und kein Anteil am Stromverbrauch [4]. Die IEA nennt den steigenden Strombedarf der Rechenzentren als indirekten Effekt von KI auf die Netze; zugleich hilft KI im Netzbetrieb, etwa bei Prognose, Instandhaltung und Planung [3]. Beide Seiten gehören zusammen und werden in den späteren Kapiteln zu Netztechnik und KI im Netzbetrieb getrennt behandelt.

3.4 Wo die Zahlen auseinanderliegen

Die Quellen nennen für denselben Gegenstand teilweise unterschiedliche Werte. Die Unterschiede werden nicht aufgelöst, sondern mit Urheber und Stichtag nebeneinandergestellt.

Tabelle 3.2: Abweichungen zwischen Angaben zu Rechenzentren in Deutschland

Gegenstand	Angabe A	Angabe B	Hinweis
Leistung heute	rund 3 GW (Minister, 16.04.2026)	3.300 MW IT-Anschlussleistung 2026 (Bitkom, 03.11.2026)	Stichtag und Abgrenzung verschieden
Strombedarf heute	20 TWh, Jahr nicht genannt (Minister)	rund 23 Mrd. kWh 2026 (Bitkom)	1 TWh entspricht 1 Mrd. kWh; Jahr und Umfang verschieden

Gegenstand	Angabe A	Angabe B	Hinweis
Ausbau 2030	5 GW (Bitkom, Einleitung)	5.500 MW Trendprognose (Bitkom, späterer Abschnitt)	Rundung bzw. abweichende Genauigkeit innerhalb derselben Quelle
Zielwert 2030	über 6 GW (Minister)	rund 6.000 MW (Bitkom-Lesart)	„mindestens verdoppeln“ gegen „ungefähr“

Quellenzeile: [4, 31] Die Abweichung bei der Leistung ist beachtlich, weil beide Werte als Ausgangspunkt dienen. Ihre Ursache ist aus den Quellen nicht ableitbar: Der Minister sprach im April von „rund drei Gigawatt Leistung“ der Rechenzentren, Bitkom nennt eine IT-Anschlussleistung für das Jahr 2026 [31, 4]. Dass 3.300 Megawatt und „rund drei Gigawatt“ dasselbe messen, belegt keine der Quellen, und beide werden nicht zu einem Wert gemittelt. Ebenso wenig bilden die 20 Terawattstunden des Ministers und die 23 Milliarden Kilowattstunden von Bitkom eine Zeitreihe, denn Jahr und Gegenstand der Ministerzahl sind nicht angegeben [31, 4].

3.5 Verteilung: Länder, Verteilnetz, Städte

Bitkom nennt für Hessen rund 1.200 Megawatt aktuelle IT-Anschlussleistung und weitere 2.000 Megawatt im Bau [4]. Für Brandenburg gibt die Presseinformation aktuell rund 104 Megawatt an, aber 1.301 Megawatt in Bau befindlicher Kapazität [4]. „Im Bau“ ist weder angeschlossene noch netzseitig zugesagte Leistung; wie viel davon einen gesicherten Netzanschluss hat, sagt die Quelle nicht [4].

Eine zweite Perspektive liefern die Verteilnetzbetreiber. In ihren Regionalszenarien (veröffentlicht am 28. Januar 2026, Prognosen bis 2045) sind im Verteilnetz derzeit weniger als zwei Gigawatt für eigenständige Rechenzentren angeschlossen, für 2045 erwarten sie knapp 37 Gigawatt [29]. Diese Zahl gilt für das Verteilnetz, für eigenständige Rechenzentren und für das Jahr 2045; sie ist weder eine Korrektur noch eine Fortschreibung der Bitkom-Prognose von 9.700 Megawatt für 2035 und wird nicht mit ihr verrechnet [29, 4]. Beide unterscheiden sich in Bezugsjahr, Netzebene und Größe: Bitkom zählt IT-Anschlussleistung der Rechenzentren in Deutschland, der BDEW Anschlussleistung eigenständiger Rechenzentren im Verteilnetz [4, 29].

Für Frankfurt nennt Mainova (über ingenieur.de) einen Stromverbrauch der Stadt von rund 6,5 Terawattstunden im Jahr 2024, mehr als ein Viertel über dem Wert von vor zehn Jahren; Rechenzentren seien inzwischen die größten Stromverbraucher der Stadt [21]. Das ist eine Energiegröße und lässt sich nicht mit Megawatt-Angaben aus anderen Quellen verbinden. Wie Rhein-Main, Berlin und das Mitnetz-Gebiet nach Anfragen und Verträgen aussehen, behandelt Kapitel 4.

3.6 Was die Prognose nicht trägt

Aus der Bitkom-Prognose lassen sich fünf Schlüsse nicht ziehen, auch wenn sie nahe liegen.

1. **Kein Netzanschlussbedarf.** Die 3.300 und 9.700 Megawatt sind IT-Anschlussleistung aus einer Verbandsprognose [4]. Einordnung der Redaktion: Sie sind nicht gleichzusetzen mit beantragter, reservierter oder zugesagter Netzanschlussleistung.
2. **Keine Verrechnung mit Anträgen oder Potenzialen.** Die Werte stehen auf keiner gemeinsamen Bezugsgröße mit den 347 Anträgen und 156 Gigawatt des ersten Zyklus im Übertragungsnetz [5] oder den bis zu 330 Gigawatt der IEA (Potenzial, kein Antragsvolumen) [1]. Sie werden weder addiert noch in Prozent gesetzt.
3. **Kein Standortbefund.** Die Werte sind bundesweit oder nach Land angegeben, nicht nach Netzebene, Umspannwerk oder Anschlusspunkt [4].
4. **Keine Aussage zur Einrechnung einzelner Projekte.** Ob angekündigte Vorhaben in die Prognose eingehen, ist aus der Presseinformation nicht ersichtlich [4]. Wie früh ein angekündigtes Vorhaben sein kann, zeigt ein Vorhaben der Schwarz Gruppe in Dummerstorf: 240 Megawatt bis 2033, vorbehaltlich der üblichen Genehmigungen, nach Unternehmensangabe in einem frühen Stadium; einen Netzanschlussstatus nennt die Quelle nicht [9].
5. **Kein Strombedarf aus der Leistung.** Eine Umrechnung der IT-Anschlussleistung in Energie oder Netzanschlussleistung setzt Annahmen voraus, die keine ausgewertete Quelle liefert [4].

Bitkom fordert zudem einen beschleunigten Ausbau der Stromnetze und eine effizientere Vergabe bestehender Netzanschlusskapazitäten [4]. Das ist die Position eines Interessenverbands und kein Befund einer Messung. Sie zeigt aber, dass auch die Nachfrageseite Vergabe und Ausbau gemeinsam nennt und nicht allein bessere Auslastung.

3.7 Einordnung

Belegt ist, dass ein Branchenverband und die Bundesregierung für Deutschland einen starken Ausbau der Rechenzentren bis 2030 und 2035 anstreben oder erwarten und dass beide bei Ausgangswert, 2030-Wert und Zielwert nicht dieselben Zahlen nennen [4, 31]. Eingeschränkt belegt sind alle Prognosewerte, weil sie Erwartungen sind und die Methodik nicht vorliegt [4]. Offen bleibt, wie viel dieser Leistung wo und mit welchem Netzanschluss entstehen soll.

Einordnung der Redaktion: Die Prognose ist als Größenordnung der Nachfrage nach Rechenzentrumskapazität brauchbar und als Eingangsgröße für Netzplanung ungeeignet, weil sie keine Netzebene und keinen Anschlusspunkt kennt. Wer ihre Zahlen neben Antragsvolumina stellt, vergleicht eine Erwartung mit einer Warteschlange. Wie Kapitel 4 zeigt, liegen zwischen beiden mehrere Verfahrensstufen.

4 Anschlussantrag, Reservierung, realer Anschluss: Warum Anfragevolumen kein Bedarf ist

4.1 Fünf Stufen mit fünf verschiedenen Zahlen

Wer Netzanschluss in Deutschland beurteilen will, stößt auf Zahlen, die alle „Nachfrage“ heißen und doch auf verschiedenen Stufen eines Weges liegen. Ein Vorhabenträger fragt Kapazität an, stellt später einen Antrag, erhält womöglich eine Reservierung, schließt einen Vertrag und wird erst am Ende tatsächlich angeschlossen. Die Quellen zählen je eine dieser Stufen und mischen sie nicht. Das hier verwendete Stufenmodell mit den Stufen Anfrage, Antrag, Reservierung, Vertrag und Anschluss ist eine Einteilung der Redaktion und kein etabliertes Branchenmodell; sie dient dazu, Zahlen nach Stufe, Urheber, Netzgebiet und Stichtag zu sortieren.

Tabelle 4.1: Stufenmodell mit Beispielen (Einteilung der Redaktion)

Stufe	Was geschieht	Beispiel mit Urheber und Stichtag
Anfrage	Unverbindliche Frage nach Kapazität	Mitnetz: 90 Anfragen, 16,8 GW, Ende 2025 (ingenieur.de) [21]
Antrag	Förmlicher Antrag im Verfahren	ÜNB-Zyklus: 347 Anträge, rund 156 GW, Stichtag 30.06.2026 (Gleiss Lutz) [5, 6]
Reservierung	Netzseitiges Angebot, das gegen Kaution angenommen wird	Mitnetz: 9 Projekte, rund 1,4 GW verbindlich reserviert [21]
Vertrag	Anschlussvertrag über vereinbarte Leistung	Syna: 25 Rechenzentren unter Vertrag (zfk, 20.10.2026) [20]
Anschluss	Tatsächlich angeschlossene und genutzte Leistung	Frankfurt: Rechenzentren größte Stromverbraucher, Energiegröße (Mainova) [21]

Quellenzeile: [5, 6, 20, 21] Die Zahlen der rechten Spalte lassen sich nicht ineinander umrechnen. Sie stammen aus verschiedenen Netzgebieten, von verschiedenen Urhebern und aus verschiedenen Jahren, und keine Quelle liefert für ein Gebiet alle fünf Stufen zugleich. Wer aus 16,8 Gigawatt Anfragen und 1,4 Gigawatt Reservierung eine Quote bildet, behauptet eine Realisierungsrate, die in keiner Quelle steht [21].

4.2 Die Beispiele im Einzelnen

Mitnetz Strom. Nach ingenieur.de lagen dem Netzbetreiber Ende 2025 90 Anschlussanfragen für Datacenter mit zusammen 16,8 Gigawatt vor; verbindlich reserviert waren davon neun Projekte mit zusammen rund 1,4 Gigawatt [21]. Die Quelle selbst ordnet ein, die 16,8 Gigawatt entsprächen nicht dem künftig tatsächlich entstehenden Stromverbrauch, denn Anfragen könnten sich überschneiden, verändert oder zurückgezogen werden; sie ließen sich zudem keinem einzelnen Bundesland zurechnen [21]. Als Vorhaben im Gebiet nennt die Quelle Lübbenau, wo nach Unternehmensangabe zunächst rund 200 Megawatt Anschlussleistung vorgesehen sind; ob diese Leistung Teil der 16,8 Gigawatt ist, geht aus der Quelle nicht hervor [21].

Syna. Die Fachpresse berichtet am 20. Oktober 2026 nach Angabe der Syna, die Nachfrage nach zusätzlichen Netzkapazitäten für Rechenzentren im Rhein-Main-Gebiet habe im ersten Halbjahr bei etwa 800 Megawatt gelegen und damit deutlich über den kurzfristig verfügbaren Anschlusskapazitäten im Netzgebiet; das Jahr des Halbjahrs nennt der Artikel nicht ausdrücklich [20]. Bei der Süwag-Netztochter stünden 25 Rechenzentren unter Vertrag; zögen

alle volle Leistung, stiege die Spitzenlast um 1.600 Megawatt [20]. Das ist Vertragsleistung und keine gemessene Last. Zur Jahreshöchstlast nennt der Artikel gut 1.300 Megawatt und an anderer Stelle rund 1.000 Megawatt; beide Werte sind ohne Primärquelle nicht belastbar, und die Studie verwendet keinen als gesicherte Höchstlast [20]. Wer jetzt neu anfragt, kann nach dem Technischen Geschäftsführer Edwin Schick kurzfristig nicht bedient werden und muss voraussichtlich bis Anfang oder Mitte der 2030er-Jahre planen; der genauere Zeitraum hängt vom Ausbau des vorgelagerten Übertragungsnetzes ab [20].

Für Neukunden setzt Syna nach der Meldung ein Stufenverfahren ein, das bei 75 Prozent der vereinbarten Leistung die nächste Erweiterung prüft, und will im kommenden Jahr (laut zfk-Artikel vom 20.10.2026) ein Punkteverfahren einführen [20]. Das Punkteverfahren ist damit angekündigt und gilt nicht; eine Jahreszahl nennt die Quelle nicht ausdrücklich, und das Verfahren ist nicht mit dem Reifegradverfahren der Übertragungsnetzbetreiber gleichzusetzen [20]. Im Frankfurter Gebiet verteilt NRM Netzdienste Rhein-Main neue Anschlussleistung ab 3,5 Megawatt grundsätzlich im Pro-Rata-Verfahren, in einem lokalen Engpassgebiet bereits ab 1 Megawatt, und rechnet bis Mitte der 2030er-Jahre mit Einschränkungen bei der Vergabe [21]. Mainova will nach eigenen Angaben mit TenneT rund 1.000 Megawatt zusätzliche Versorgungskapazität schaffen; einen Zeitpunkt nennt die Quelle nicht [21]. Syna und NRM sind verschiedene Netzbetreiber mit verschiedenen Verfahren [20, 21].

Stromnetz Berlin. Im Zuteilungsverfahren 2025 lagen 70 Anschlussanfragen mit zusammen rund 2.300 MVA vor, verfügbar waren in drei Netzgebieten insgesamt 365 MVA [21]. Nach Prüfung erfüllten 47 Anfragen die Voraussetzungen; 37 erhielten Anschlusskapazität, zehn konnte keine Leistung zugeteilt werden [21]. Die Einheit MVA misst Scheinleistung und ist nicht mit Megawatt gleichzusetzen. Das Verfahren gilt für alle Großverbraucher mit mehr als 3,5 MVA, nicht nur für Rechenzentren, und ein zweites Zuteilungsverfahren wurde nach der Quelle zunächst verschoben [21]. Berlin zeigt damit zweierlei: In einem Verfahren mit geprüften Voraussetzungen schrumpft die Zahl der Anfragen, und das Angebot (365 MVA) lag weit unter der Summe aller 70 Anfragen (rund 2.300 MVA); wie viel davon auf die 47 zulässigen entfällt, nennt die Quelle nicht [21].

4.3 Der Übertragungsnetz-Zyklus: 347 Anträge, 156 Gigawatt

Abbildung 2: Anschlussprozess im Übertragungsnetz (erster Zyklus)



Belege: [5, 6, 38]. Darstellung der Redaktion nach der Verfahrensdokumentation; Stand 14. November 2026.

Seit dem 1. April 2026 führen die vier Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW ein gemeinsames Reifegradverfahren für Anschlüsse von Bezugs-, Speicher- und Mischanlagen ein, dessen Verfahrensdokumentation (Version 1.1) vom 27. April 2026 stammt [6, 38]. Anträge konnten bis zum 30. Juni 2026

eingereicht werden [6]. Nach Gleiss Lutz gingen bundesweit 347 Anträge mit rund 156 Gigawatt kumulierter Bezugsleistung ein; die Zahl stammt von der Kanzlei, nicht von den Betreibern, und eine Veröffentlichung der Betreiber, die sie bestätigt, liegt der Studie nicht vor [5].

Was die 156 Gigawatt sind, ist genau zu lesen. Sie sind das Antragsvolumen eines einzigen Zyklus im Übertragungsnetz, summiert über alle Antragsteller und Anlagenarten, nicht nur über Rechenzentren [5, 6]. Sie sind weder verfügbare Kapazität noch Rechenzentrumsbedarf noch ein Realisierungsvolumen. Eine Aufteilung nach Anlagenart, Netzebene oder Standort nennen die Quellen nicht. Die Zahl wird deshalb nicht durch 347 geteilt, nicht mit den Bitkom-Werten addiert und nicht mit den 250 Gigawatt Batterie-Anfragen oder den rund 400 Gigawatt Anträgen der Gesetzesbegründung verglichen; sie haben nicht dieselbe Abgrenzung, und Anlagenart und Stichtag der 400 Gigawatt nennt die Begründung nicht, ihr Zusammenhang ist die Antragsflut bei Großbatteriespeichern [5, 8].

Dem Antragsvolumen steht nach Gleiss Lutz nur eine begrenzte Zahl verfügbarer Netzanschlusspunkte gegenüber, die überwiegend erst ab 2029 nutzbar sind [5]. Die Kanzlei erwartet, dass einige Antragsteller keine oder nur eine reduzierte Reservierung erhalten, und dass im ersten Zyklus ein wesentlicher Teil der in den nächsten rund zehn Jahren verfügbaren Kapazität vergeben wird [5]. Das sind Einschätzungen, keine Zuteilung. Schon im Februar 2026 gab die Kanzlei die Aussage der Übertragungsnetzbetreiber wieder, nahezu alle freien Netzanschlusspunkte seien für die kommenden fünf Jahre belegt, und beschrieb Sekundärmärkte für den Handel mit Reservierungen [25].

Der Zyklus hat feste Termine. Die Übertragungsnetzbetreiber haben angekündigt, allen Antragstellern zulässiger Anträge bis spätestens 30. November 2026 mitzuteilen, ob ein Angebot für eine Netzanschlussreservierung möglich ist [6]. Wer ein Angebot erhält, muss es bis zum 31. Dezember 2026 durch Zahlung einer Realisierungskaution von 1.500 Euro je Megawatt annehmen; nicht angenommene Kapazitäten werden im Januar 2027 einmalig nachvergeben, sofern kurzfristig möglich [6]. Hinzu kommt eine Antragspauschale von 50.000 Euro, und die Kaution wird bei Realisierung auf den späteren Baukostenzuschuss angerechnet [6]. Der Zyklus endet nach der Grafik der Betreiber im Februar 2027, danach beginnt die Vorprojektphase [6]. Der Anschlusstermin nach einer Reservierung ist indikativ und unverbindlich [6]. Eine Reservierung ist also noch kein Anschluss und kein Anschlusstermin. Zum 14. November 2026 ist in den Quellen kein Ergebnis des Zyklus belegt; die Rückmeldung geht an die Antragsteller und nicht an die Öffentlichkeit [6].

4.4 Warum Anfragevolumen kein Bedarf ist

Dass Anfragen kein Bedarf sind, sagen die Quellen mehrfach selbst, und zwar aus verschiedenen Richtungen. Nach ingenieur.de können sich Anfragen überschneiden, verändert oder zurückgezogen werden [21]. Die Gesetzesbegründung zur Netzanschlussreform nennt Anfragen für rund 250 Gigawatt Batteriekapazität bei den Übertragungsnetzbetreibern und Anträge im Umfang von etwa 400 Gigawatt auf Verteil- und Übertragungsnetzebene zusammen, und hält es für zu erwarten, dass nur ein Bruchteil dieser Projekte realisierbar ist [8]. Der BDEW nennt für 2025 allein bei den vier Übertragungsnetzbetreibern Zusagen für Großbatteriespeicher von 51 Gigawatt und im Verteilnetz Anfragen und Zusagen von über 71 Gigawatt (Stand November 2025) und räumt ein, dass nicht jedes angefragte Projekt realisiert wird [19]. Diese Zahlen stehen im Zusammenhang mit Großbatteriespeichern und betreffen nicht ausdrücklich Rechenzentren; ob die 400 Gigawatt auch andere Anlagenarten umfassen, sagt die Begründung nicht. Sie gehören verschiedenen Stufen an: Anfragen, Anträge, Zusagen.

Ein zweiter Grund liegt im Verfahren. Nach Gleiss Lutz ermöglichte das frühere Windhundprinzip („first come, first served“) Projekten, in frühen Phasen Anschlussreservierungen zu sichern, manchmal ohne konkrete Umsetzungsperspektive, wodurch Kapazitäten für realisierungsreife Vorhaben blockiert wurden [25]. Die Übertragungsnetzbetreiber nennen Fälle, in denen Schaltfelder mit einer Leistung von über einem Gigawatt von einem einzelnen Anschlussnehmer nur mit 150 bis 300 Megawatt genutzt werden [7]. Die Quelle sagt „Fälle“ und nennt keine Quote; sie nennt auch nicht, um welche Anschlussnehmer es sich handelt. Reservierte und genutzte Leistung können also auseinanderfallen.

Einordnung der Redaktion: Das Anfragevolumen ist eine Obergrenze dessen, was jemand zu brauchen glaubt oder absichern will, und es ist verzerrt durch Doppelanfragen, Absicherungsanfragen und Projekte, die nie gebaut werden. Zugleich ist es ein Signal, dass Kapazität knapp ist, denn Anfragen entstehen dort, wo Anschluss als Engpass erlebt

wird. Eine Zahl für den tatsächlichen Bedarf folgt daraus nicht, und auch kein Anteil spekulativer Anfragen, denn keine Quelle beziffert ihn.

4.5 Wer nach welchem Verfahren vergibt

Das ÜNB-Reifegradverfahren greift bei Überzeichnung. Dann erfolgt die Vergabe nicht mehr nach dem Prinzip „First come, first served“, sondern anhand von Reifegradkriterien unter Einbeziehung einer Netz- und Systemnutzenkomponente („first ready, first served“) [6, 5]. Im ersten Zyklus können bis zu 11 Punkte in einer ungewichteten Bewertung erreicht werden; bei Gleichstand entscheiden ergänzende Faktoren, zuletzt ein transparentes Losverfahren [6]. Für Petenten ergibt sich kein unmittelbarer Anspruch auf Netzausbau; ernsthafte Projekte, die mangels Kapazität nicht berücksichtigt werden, können ohne zusätzliche Kosten in den nächsten Zyklus überführt werden [6]. Bereits erteilte Anschlusszusagen behalten ihre Gültigkeit [38]. Erzeugungsanlagen sind nicht erfasst; für sie gelten die Kraftwerksnetzanschlussverordnung beziehungsweise das EEG [38]. Das Verfahren bezieht außerdem Verteilnetzbetreiber ein, wenn ein lastseitiges Großprojekt ab 100 Megawatt eine bauliche Verstärkung des Anschlusses vom Verteil- an das Übertragungsnetz erfordert; die 100 Megawatt sind keine allgemeine Zulassungsschwelle des Verfahrens [6]. Eine neuere Fassung 1.2 der Verfahrensdokumentation (16.06.2026) nennt 50Hertz; sie liegt nicht vor und ist nicht ausgewertet [38].

Auf der Verteilnetzebene gibt es kein einheitliches Verfahren. Nach Gleiss Lutz stellen Netzbetreiber ihre Verfahren schrittweise vom Windhundprinzip auf das Reifegradverfahren oder ein kriterienbasiertes Verfahren um; der Wechsel ist nicht flächendeckend vollzogen [5]. Bei den E.ON-Verteilnetzbetreibern begann die erste Antragsphase am 12. Oktober 2026, die Rückmeldung ist für den 15. März 2027 vorgesehen; Netze BW plant die erste Antragsphase vom 1. November bis 31. Dezember 2026 und die erste Vergabe für März 2027 [5]. Diese Verfahren sind nicht das ÜNB-Reifegradverfahren.

Die Wahl des Verfahrens liegt nach zwei Verfahren der Bundesnetzagentur grundsätzlich beim Netzbetreiber. Im Verfahren BK6-24-245 hat die Beschlusskammer 6 die Erarbeitung eines Positionspapiers zur Zuteilung von Entnahmeleistungen nicht weiterverfolgt; es bleibe jedem Netzbetreiber überlassen, ein den Anforderungen des § 17 EnWG genügendes Verfahren zu entwickeln und anzuwenden, wobei sie die Veröffentlichung des Verfahrens für erforderlich hält (Stand 5. Februar 2025) [26]. Die zfk beschrieb dazu, bis dahin habe es keine gesetzlichen oder regulatorischen Vorgaben für die Vergabe von Netzanschlusskapazitäten gegeben, und die Bundesnetzagentur habe fünf mögliche Verfahren genannt [27]. Im Beschluss BK6-25-296 vom 5. August 2026 stellte die Beschlusskammer fest, dass § 17 Abs. 1 EnWG kein bestimmtes Verfahren definiert und die Wahl des Verteilungsverfahrens bis zur tatsächlichen Durchführung der Verteilung grundsätzlich im Ermessen des Netzbetreibers steht; der Antrag eines Batteriespeicher-Projekts gegen 50Hertz wurde abgelehnt, und der angekündigte Wechsel zum Reifegradverfahren sei unter dem Gesichtspunkt des § 17 EnWG nicht zu beanstanden [22]. Eine Vollständigkeitsbestätigung berechtige zur Teilnahme am angewandten Verfahren [22]. Getrennt davon verneint der Beschluss einen Anspruch auf individuellen Netzausbau; beides stellt er an verschiedenen Stellen fest [22]. Der Beschluss betrifft einen Einzelfall mit einem Batteriespeicher; auf Rechenzentren oder das Verfahren insgesamt lässt er sich nicht verallgemeinern [22]. Einen weiteren Beschluss vom 4. Mai 2026 (BK6-25-287) nennt Gleiss Lutz; er liegt nicht vor und ist nicht gelesen [5].

Hinweis: Die Darstellung der Verfahren und Beschlüsse ist redaktionelle Einordnung und keine Rechtsberatung. Ob eine Regel auf einen Fall passt, hängt vom Einzelfall ab.

4.6 Das Netzpaket: ein Entwurf, kein geltendes Recht

Dem Reifegradverfahren soll nach dem Entwurf des sogenannten Netzpakets eine gesetzliche Grundlage gegeben werden [18]. Der Stand nach den vorliegenden Quellen: Die Drucksache 21/7866 des Bundestags vom 7. September 2026 ist der Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau und zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens [8]. Nach GÖRG hat die Bundesregierung ihn am 29. Juli 2026 beschlossen, die erste Beratung im Bundestag war für den 24. September 2026 vorgesehen [28]. CMS stellte am 1. Oktober 2026 fest, das Netzpaket befinde sich im parlamentarischen Verfahren, Änderungen seien zu erwarten, und ein Inkrafttreten sei bis Ende des Jahres geplant [18]. Gleiss Lutz weist am 4. November 2026 darauf hin, dass sich

die Vorhaben im Gesetzgebungsverfahren noch ändern können; der BDEW hält es am 3. November 2026 für von höchster Priorität, dass die Regelungen Gesetz werden [5, 19]. Keine der Quellen berichtet eine Verabschiedung oder ein Inkrafttreten, und der Stand nach dem 4. November 2026 ist nicht geprüft. Der Entwurf selbst sieht ein Inkrafttreten am Tag nach der Verkündung vor [8].

Tabelle 4.2: Vorschläge des Regierungsentwurfs (Stand der Drucksache 07.09.2026, Entwurf)

Vorschlag	Stelle im Entwurf	Inhalt in Kürze
Einheitliche ÜNB-Verfahren	§ 17a Abs. 1 und 2	ÜNB legen Vorgaben bis 1.1.2027 der BNetzA vor; BNetzA bestätigt oder verlangt Änderungen
Priorisierung	§ 17b Abs. 1	ÜNB „können“ Grundsätze vorsehen; sieben Kriterien, darunter effiziente Nutzung von Netzverknüpfungspunkten
Verteilnetz übernimmt	§ 17b Abs. 2	VNB sind berechtigt, aber nicht verpflichtet, die Grundsätze zu übernehmen
FCA-Abhängigkeit	§ 17a Abs. 3	ÜNB dürfen Anschluss von flexibler Vereinbarung abhängig machen, mit Genehmigung der BNetzA; Ausnahme bei Kostenübernahme
Reservierung im Verteilnetz	§ 17f	Ab 135 kW Mittelspannung, befristet, an Projektfortschritt gebunden
Transparenz	§ 17c	Kapazitätskarte monatlich, kein Rechtsanspruch; unverbindliche Auskunft ab 1.1.2028
Ungenutzte Leistung	§ 17 Abs. 1a	Reduktion nach über fünf Jahren Nichtnutzung, Ankündigungsfrist zwölf Monate

Quellenzeile: [8] Für Rechenzentren sind drei Punkte wichtig, und alle gelten nur als Entwurf. Erstens: Rechenzentren sind in der Kriterienliste der Priorisierung nicht ausdrücklich genannt; die Begründung führt sie als Beispiel für berücksichtigungsfähige Annahmen und Flächenausweisungen auf, was keinen Anspruch und keine Bevorzugung begründet [8]. Zweitens: Die Priorisierung ersetzt den bedarfsgerechten Netzausbau nicht, denn nach der Begründung bleibt der Netzbetreiber verpflichtet, sein Netz auch für depriorisierte Begehren im Rahmen seiner gesetzlichen Pflichten auszubauen [8]. Drittens: Die im Entwurf vorgesehene Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete ist auf Solaranlagen des ersten Segments und Windenergieanlagen an Land begrenzt und betrifft Rechenzentren nicht [28].

Flexible Netzanschlussvereinbarungen kennt der geltende Rechtsrahmen bereits. Die Bundesnetzagentur erklärt auf ihrer Fachseite, § 17 Abs. 2b EnWG regle sie, und es gebe die Möglichkeit, aber keine explizite gesetzliche Verpflichtung für Netzbetreiber, sie anzubieten [10]. Die Übertragungsnetzbetreiber fordern für Speicherbetreiber eine gesetzliche Pflicht zu solchen Vereinbarungen, für Rechenzentren fordern sie dies nicht [7]. CMS hält sie für Rechenzentren nur eingeschränkt geeignet, weil diese ihre Last wegen Verfügbarkeitsanforderungen und Kundenpflichten nicht kurzfristig verschieben könnten; das ist die Einschätzung einer Kanzlei und keine Messung [18]. Vom Netzpaket ist zudem das vom BDEW genannte angekündigte Verteilnetzbeschleunigungspaket zu trennen, das ein anderes Vorhaben ist [19].

4.7 Gegenargument: Spekulationsanträge oder echte Nachfrage?

Die Debatte kennt zwei Lesarten der großen Antragszahlen. Nach der ersten sind sie vor allem aufgeblähte Absicherungs- und Spekulationsanträge, und der eigentliche Bedarf ist klein. Nach der zweiten spiegeln sie echte, ungedeckte Nachfrage wider, die an einem knappen Netz scheitert. Die Quellen stützen beides, aber auf unterschiedlichen Stufen.

Tabelle 4.3: Was für Spekulation und was für echte Nachfrage spricht

Lesart	Aussage der Quelle	Quelle
Spekulation	Spekulative Anträge ohne echte Bauabsicht sollen zurückgestellt werden (Ankündigung des Digitalministers, 16.04.2026)	[31]
Spekulation	Windhundprinzip ermöglichte frühe Reservierungen ohne Umsetzungsperspektive	[25]
Spekulation	Nur ein Bruchteil der Batterieprojekte dürfte realisierbar sein	[8]
Spekulation	Anfragen überschneiden sich, werden geändert oder zurückgezogen	[21]

Lesart	Aussage der Quelle	Quelle
Spekulation	Schaltfelder über 1 GW von einem Anschlussnehmer nur mit 150 bis 300 MW genutzt	[7]
Echte Nachfrage	9 Projekte mit rund 1,4 GW im Mitnetz-Gebiet verbindlich reserviert	[21]
Echte Nachfrage	25 Rechenzentren bei Syna unter Vertrag; Nachfrage etwa 800 MW im ersten Halbjahr	[20]
Echte Nachfrage	Berlin: 47 von 70 Anfragen zulässig, 37 mit Zuteilung; 365 MVA verfügbar gegen rund 2.300 MVA angefragt	[21]
Echte Nachfrage	Hessen 2.000 MW, Brandenburg 1.301 MW Rechenzentrumskapazität im Bau	[4]
Echte Nachfrage	ÜNB: Nachfrage übersteigt auch nach dem Reifegradverfahren das Angebot an Schaltfeldern	[7]

Quellenzeile: [4, 7, 8, 20, 21, 25, 31] Die Quellen widersprechen einander nicht, weil sie auf verschiedenen Stufen sprechen. Die Belege für Spekulation betreffen die untere Stufe, die Anfrage, und teils Batteriespeicher; die Belege für echte Nachfrage betreffen teils die obere Stufe (Vertrag, Reservierung und Bau), teils die Anfrage- und Nachfragestufe (geprüfte Anfragen in Berlin, die Syna-Nachfrage von etwa 800 Megawatt und die Aussage der Übertragungsnetzbetreiber zu den Schaltfeldern). Einordnung der Redaktion: Aus beiden zusammen folgt eine Spanne, keine Zahl. Die verbindlich gebundene Leistung, also reservierte, vertraglich vereinbarte und im Bau befindliche Leistung, ist eine Untergrenze belastbarer Nachfrage auf der jeweiligen Stufe; das Anfragevolumen ist eine Obergrenze. Wo dazwischen der Bedarf liegt, lässt sich aus den Quellen nicht bestimmen, denn kein Dokument beziffert den Anteil spekulativer Anträge.

Ein Einwand gegen den Spekulationsverdacht gehört ausdrücklich dazu: Die Ankündigung des Digitalministers, spekulative Anträge zurückzustellen, setzt voraus, dass sich Spekulation erkennen lässt; den Mechanismus nennt die Rede nicht, und sie ist weder geltendes Recht noch ein wirksames Verfahren [31]. Dass die Verfahren der Betreiber Reife nachweisen müssen und Kosten auslösen, etwa durch Pauschale und Kaution, kann einen Filter bilden; ob sie es tun, belegt keine Quelle [6]. Der Befund des Berliner Verfahrens, in dem aus 70 Anfragen 47 zulässige und 37 mit Zuteilung wurden, zeigt, dass ein geprüftes Verfahren die Zahl deutlich verkleinert, aber er betrifft alle Großverbraucher und nicht Rechenzentren allein [21].

4.8 Einordnung

Belegt ist, wie das Verfahren der Übertragungsnetzbetreiber aufgebaut ist, welche Fristen gelten und dass die Wahl des Verfahrens nach der Bundesnetzagentur grundsätzlich beim Netzbetreiber liegt [6, 22]. Eingeschränkt belegt sind die Zahlen zu Anfragen, Anträgen und Verträgen, weil sie von Kanzlei und Fachpresse stammen [5, 20, 21]. Offen bleiben das Ergebnis des ersten Zyklus, die Aufteilung der 156 Gigawatt nach Anlagenart und der Stand des Netzpakets nach dem 4. November 2026.

Einordnung der Redaktion: Der Weg von der Anfrage zum realen Anschluss ist in Deutschland derzeit weniger eine Frage einzelner Zahlen als eine Frage der Stufe, auf der eine Zahl steht. Ein Vorhaben, das als Anfrage im Netzgebiet liegt, ist etwas anderes als eines, das reserviert ist, und beides ist etwas anderes als ein angeschlossenes Rechenzentrum. Die Quellen zeigen übereinstimmend ein überzeichnetes, in Umstellung befindliches Verfahren, in dem verfügbare Anschlusspunkte überwiegend erst ab 2029 nutzbar sind und Wartezeiten bis in die 2030er-Jahre genannt werden [5, 20]. Ob diese Knappheit überwiegend aus der Ausbauzeit oder aus der Steuerung folgt, lässt sich aus den Quellen nicht entscheiden; die Dauern, die sie für den Ausbau nennen, unterscheiden sich nach Gegenstand und werden nicht gemittelt [8, 19, 21].

5 Übertragungsnetz und Verteilnetz, regionale Engpässe

Wer in Deutschland wissen will, ob für ein Rechenzentrum Netzanschluss verfügbar ist, bekommt je nach Netzebene eine andere Antwort, von einem anderen Betreiber, nach einem anderen Verfahren. Dieses Kapitel ordnet, wer auf welcher Ebene zuständig ist, welche regionalen Belege vorliegen und was sie jeweils messen. Es enthält keine Standortprognose und keine Rangfolge von Regionen, denn die vorliegenden Zahlen tragen beides nicht.

Verfahrensstände gelten zum 14. November 2026; was danach geschah, ist nach den vorliegenden Quellen nicht geprüft. Die Angaben zu Normen und Verfahren sind redaktionelle Einordnung und keine Rechtsberatung.

5.1 Die Netzebene bestimmt, wer zuständig ist und welches Verfahren gilt

Nach der Begründung des Regierungsentwurfs zum Netzanschlussverfahren (Bundestagsdrucksache 21/7866 vom 7. September 2026) sollen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Verfahrensregeln für die Höchstspannung (Netzebene 1) und für die Umspannebene von Höchst- zu Hochspannung (Netzebene 2) aufstellen; auf der Verteilernetzebene regelt der Entwurf die Reservierung gesondert [8]. Beides ist Entwurf und kein geltendes Recht. Die vier ÜNB 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW wenden unabhängig davon seit dem 1. April 2026 ein gemeinsames Reifegradverfahren an, das sich an Bezugs-, Speicher- und Mischanlagen richtet [6, 38]. Erzeugungsanlagen sind davon nicht erfasst: Kraftwerke über 100 Megawatt (MW) laufen nach der Kraftwerksnetzanschlussverordnung, Onshore-Anlagen für erneuerbare Energien nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz [38]. Verteilnetzbetreiber (VNB) werden eingebunden, wenn ein lastseitiges Großprojekt ab 100 MW den Anschluss vom Verteil- an das Übertragungsnetz baulich verstärken muss; diese 100 MW sind keine allgemeine Zulassungsschwelle des Verfahrens [6].

Das Gesetz schreibt kein Verteilungsverfahren vor. Die Bundesnetzagentur stellt im Beschluss BK6-25-296 vom 5. August 2026 fest, dass § 17 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) kein bestimmtes Verfahren der Kapazitätsverteilung definiert und die Wahl bis zur tatsächlichen Durchführung grundsätzlich im Ermessen des Netzbetreibers steht [22]. Der Beschluss betrifft einen Batteriespeicher am 50Hertz-Netz: Der Antrag wurde abgelehnt, der Wechsel zum Reifegradverfahren unter § 17 EnWG nicht beanstandet [22]. Die Vollständigkeitsbestätigung des Netzbetreibers berechtigt zur Teilnahme am Verfahren [22]. Davon getrennt besteht nach dem Beschluss kein Anspruch auf individuellen Netzausbau für den begehrten Anschluss; beides stellt der Beschluss an verschiedenen Stellen fest [22]. Eine Entscheidung über Rechenzentren ist das nicht, sondern ein Einzelfall [22]. Schon im Konsultationsverfahren BK6-24-245 (Stand 5. Februar 2025) überließ die Beschlusskammer die Verfahrenswahl den Netzbetreibern und hielt die Veröffentlichung des angewandten Verfahrens für erforderlich [26].

Tabelle 5.1: Verfahren je Netzebene, Stand 14. November 2026 nach den vorliegenden Quellen

Ebene und Betreiber	Verfahren	Stand	Quelle
Übertragungsnetz, vier ÜNB	Reifegradverfahren (Bezug, Speicher, Misch)	läuft seit 01.04.2026	Q06
Verteilnetz, E.ON-Verteilnetzbetreiber und Netze BW	kriterienbasierte Verfahren	Antragsphasen ab 12.10. bzw. 01.11.2026; Rückmeldung oder Vergabe März 2027	Q05
Verteilnetz, Syna	Stufenverfahren; Punkteverfahren angekündigt	laut zfk vom 20.10.2026	Q66
Verteilnetz, NRM Netzdienste Rhein-Main	Pro-Rata-Verfahren ab 3,5 MW	laut ingenieur.de vom 08.10.2026	Q67
Verteilnetz, Stromnetz Berlin	Zuteilungsverfahren (über 3,5 MVA)	2025 durchgeführt; 2026 zunächst verschoben	Q67
Verteilnetze allgemein	Reservierung ab 135 kW, Mittelspannung	nur Entwurf (§ 17f EnWG-E)	Q08

Quellen: [5, 6, 8, 20, 21]

5.2 Übertragungsnetz: ein überzeichnetes Verfahren mit Zeitplan bis 2027

Bei Überzeichnung vergeben die ÜNB nicht mehr nach dem Eingang des Antrags („first come, first served“), sondern nach Reifegradkriterien, bei Gleichstand zuletzt per Los [6]. Der erste Zyklus begann am 1. April 2026, Anträge waren bis 30. Juni 2026 einzureichen, und alle zulässigen Anträge erhalten spätestens bis 30. November 2026 die Rückmeldung, ob ein Reservierungsangebot möglich ist [6]. Ein Angebot ist bis 31. Dezember 2026 mit einer Realisierungskaution von 1.500 Euro je MW anzunehmen, und der Zyklus endet im Februar 2027 [6]. Der Anschlusstermin nach einer Reservierung ist indikativ und unverbindlich, ein Anspruch auf Netzausbau ergibt sich

aus dem Zyklus nicht [6]. Ein Ergebnis des ersten Zyklus liegt den ausgewerteten Quellen nicht vor; die Rückmeldefrist läuft erst am 30. November 2026 ab [6]. 50Hertz verweist zudem auf eine Version 1.2 der Verfahrensdokumentation vom 16. Juni 2026 mit Klarstellungen, ausgewertet wurde Version 1.1 vom 27. April 2026 [38, 6].

Zur Nachfrage liegt eine Kanzleiangabe vor: Gleiss Lutz nennt für den ersten Zyklus bundesweit 347 Anträge mit einer kumulierten Bezugsleistung von rund 156 Gigawatt (GW) [5]. Eine Bestätigung der ÜNB enthalten die ausgewerteten Quellen nicht. Die 156 GW zählen Anträge für Bezugs-, Speicher- und Mischanlagen, nicht Zusagen und nicht nur Rechenzentren [5, 6]. Dem Antragsvolumen steht laut Gleiss Lutz eine begrenzte Zahl verfügbarer Anschlusspunkte gegenüber, die überwiegend erst ab 2029 nutzbar sind, und einige Antragsteller dürften keine oder nur eine reduzierte Reservierung erhalten [5]. Im Februar 2026 sprach dieselbe Kanzlei nach Aussage der ÜNB davon, dass nahezu alle freien Anschlusspunkte für die kommenden fünf Jahre belegt seien [25].

Die ÜNB beschreiben das Problem in ihrem Positionspapier vom 5. Februar 2026 so: Zahlreiche Anfragen konnten zugesagt werden, doch die Anschlusskapazitäten sind kurz- und mittelfristig begrenzt, und auch nach Einführung des Reifegradverfahrens übersteigt die Nachfrage das Angebot, insbesondere von Schaltfeldern, also den Anschlussplätzen in einer Schaltanlage [7]. Zugleich nennen sie Fälle, in denen Schaltfelder mit über einem Gigawatt Leistung von einem einzelnen Anschlussnehmer nur mit 150 bis 300 MW genutzt werden; die Mehrfachnutzung würde mehr Anschlussnehmer ermöglichen [7]. Wie häufig diese Fälle sind, sagt die Quelle nicht [7]. Einordnung der Redaktion: Der Engpass liegt in dieser Darstellung bei Anschlusspunkten und Schaltfeldern, also bei Leistung an einem Ort, und nicht bei der Strommenge.

Der Regierungsentwurf sieht zusätzliche Instrumente vor. Die ÜNB könnten Priorisierungsgrundsätze für Netzanschlussbegehren vorsehen („können“, keine Pflicht), und die Begründung stellt klar, dass dies die Pflicht zum bedarfsgerechten Netzausbau nicht berührt [8]. Bei nachweislichen Kapazitätseinschränkungen dürften sie den Anschluss von einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung abhängig machen, sofern die Bundesnetzagentur die Begrenzung genehmigt hat; wer die Kosten zur Beseitigung der Einschränkung selbst trägt, ist ausgenommen (§ 17a Abs. 3 EnWG-E) [8]. Eine solche Vereinbarung erlaubt schon heute einen Anschluss mit vertraglicher Leistungsbegrenzung, verpflichtend ist ihr Angebot nach der Bundesnetzagentur aber nicht [10].

5.3 Verteilnetz: Verfahren im Aufbau, Engpässe auch bei der Einspeisung

Auf Verteilnetzebene stellen Betreiber ihre Verfahren schrittweise um; der Wechsel vom Windhundprinzip ist nicht flächendeckend vollzogen, und die ersten kriterienbasierten Verfahren enden im Frühjahr 2027 [5]. Sie sind mit dem ÜNB-Verfahren nicht identisch: Syna kündigt ein Punkteverfahren an, die NRM verteilt pro rata, Berlin vergibt in Zuteilungsrunden [20, 21]. Der Regierungsentwurf gibt den Verteilnetzbetreibern ein Recht, aber keine Pflicht, die Priorisierungsgrundsätze der ÜNB anzuwenden (§ 17b Abs. 2 EnWG-E) [8]. Für Anschlüsse ab 135 Kilowatt in der Mittelspannung sollen Reservierungen befristet und an den Projektfortschritt gebunden werden [8]. Netzbetreiber sollen verfügbare Kapazitäten monatlich auf einer Karte veröffentlichen, ohne Rechtsanspruch auf die ausgewiesene Verfügbarkeit, und ab dem 1. Januar 2028 eine unverbindliche elektronische Netzanschlussauskunft ermöglichen [8].

Die Regelung zu kapazitätslimitierten Netzgebieten erfasst nach GÖRG ausschließlich Solaranlagen des ersten Segments und Windenergieanlagen an Land, nicht Rechenzentren [28]. Zum Verfahrensstand: Die Bundesregierung beschloss den Entwurf am 29. Juli 2026 [28]; nach CMS befand er sich am 1. Oktober 2026 im parlamentarischen Verfahren mit zu erwartenden Änderungen und einem bis Jahresende geplanten Inkrafttreten [18]. Der BDEW hielt es am 3. November 2026 für von höchster Priorität, dass die Regelungen Gesetz werden, und Gleiss Lutz wies am 4. November darauf hin, dass sich die Vorhaben noch ändern können [19, 5]. Nach den vorliegenden Quellen ist das Netzpaket damit nicht verabschiedet; ein späterer Stand wurde nicht geprüft. Vom Netzpaket zu trennen ist das vom BDEW genannte, angekündigte Verteilnetz(beschleunigungs)paket, ein anderes Vorhaben [19].

Dass der Engpass nicht nur die Last betrifft, zeigen die Redispatch-Daten. Rund ein Drittel der Redispatch-Maßnahmen bei erneuerbaren Energien wurde 2025 durch Engpässe im Verteilnetz verursacht, im Vorjahr rund ein Viertel; die Bundesnetzagentur sieht darin nach zfk einen Hinweis, dass der Ausbau der Verteilnetze

mit der wachsenden Solarstrom-Einspeisung nicht Schritt hält [42]. Die Gesamtkosten des Netzengpassmanagements betrugen laut Bundesregierung 2025 rund 3,08 Milliarden Euro, 2024 rund 2,95 Milliarden Euro, bei nahezu unverändertem Volumen von rund 30,3 Terawattstunden [17, 42]. Beide Größen betreffen alle Netzebenen und nicht allein das Verteilnetz [17, 42]. Zur künftigen Last rechnen die Verteilnetzbetreiber laut BDEW für eigenständige Rechenzentren mit einem Anstieg von weniger als 2 GW auf knapp 37 GW im Jahr 2045; das ist ein Szenario und weder eine Zusage noch mit der Bitkom-Prognose für 2035 vergleichbar, die andere Größe, Netzebene und Jahre betrifft [29, 4].

5.4 Drei regionale Belege, drei verschiedene Größen

Für Rhein-Main, das Mitnetz-Gebiet und Berlin liegen Zahlen vor, die verbreitet nebeneinandergestellt werden. Sie messen Verschiedenes: eine Nachfrage nach zusätzlicher Kapazität, Anfragen gegenüber verbindlichen Reservierungen und eine Zuteilungsrunde in Scheinleistung. Alle stammen aus Presseberichten, die Betreiberangaben wiedergeben; Primärdaten der Betreiber liegen den ausgewerteten Quellen nicht vor.

Tabelle 5.2: Regionale Belege mit Quellentyp und Bezugsgröße

Region	Quelle, Typ	Angabe	Bezugsgröße	Nicht ableitbar
Rhein-Main, Syna-Netz	zfk 20.10.2026, Syna-Angabe	rund 800 MW Nachfrage, erstes Halbjahr	zusätzliche Kapazität für Rechenzentren	Zusage, Jahreswert
Rhein-Main, Syna-Netz	zfk 20.10.2026, Syna-Angabe	25 Rechenzentren unter Vertrag, bis 1.600 MW mehr Spitzenlast	Vertragsleistung	aktuelle Last
Frankfurt, NRM-Netz	ingenieur.de 08.10.2026, NRM und Mainova	Pro-Rata ab 3,5 MW; rund 1.000 MW geplant	Verfahren; Absichtsangabe	geschaffene Kapazität
Mitnetz-Gebiet	ingenieur.de 08.10.2026, Mitnetz-Angabe	90 Anfragen, 16,8 GW; neun Projekte, rund 1,4 GW reserviert	Anfrage gegen verbindliche Reservierung	Bedarf, Landeswert
Berlin	ingenieur.de 08.10.2026, Stromnetz Berlin	70 Anfragen, rund 2.300 MVA; 365 MVA verfügbar	Scheinleistung, alle Großverbraucher über 3,5 MVA	Rechenzentrumsbedarf, MW-Wert

Quellen: [20, 21] In Rhein-Main nennt die Syna, Netztochter der Süwag, laut zfk für das erste Halbjahr eine Nachfrage nach zusätzlicher Netzkapazität für Rechenzentren von etwa 800 MW, die die kurzfristig verfügbaren Anschlusskapazitäten im Netzgebiet deutlich übersteigt [20]. Ziehen alle 25 unter Vertrag stehenden Rechenzentren volle Leistung, steigt die Spitzenlast um 1.600 MW; das ist Vertragsleistung und keine gemessene Last [20]. Die Jahreshöchstlast gibt derselbe Artikel an einer Stelle mit gut 1.300 MW, an anderer mit rund 1.000 MW an, und ohne Primärquelle ist keiner der beiden Werte belastbar [20]. In beiden Lesarten übersteigt die vertraglich mögliche Zusatzlast die bisherige Spitze. Neuanfragen kann Syna nach den Worten ihres Technischen Geschäftsführers Edwin Schick kurzfristig nicht bedienen; sie müssen voraussichtlich bis Anfang oder Mitte der 2030er-Jahre planen, abhängig vom Ausbau des vorgelagerten Übertragungsnetzes [20].

Im benachbarten Netzgebiet der NRM Netzdienste Rhein-Main wird neue Anschlussleistung ab 3,5 MW grundsätzlich im Pro-Rata-Verfahren verteilt, in einem lokalen Engpassgebiet schon oberhalb von 1 MW, und die NRM rechnet bis Mitte der 2030er-Jahre mit Einschränkungen [21]. Mainova will nach eigenen Angaben gemeinsam mit TenneT rund 1.000 MW zusätzliche Versorgungskapazität schaffen; die Quelle nennt dafür keinen Zeitpunkt [21]. Der Stromverbrauch Frankfurts, nach Mainova 2024 rund 6,5 Terawattstunden, ist Energie und keine Leistung und taugt nicht als Vergleichsgröße zu den MW-Werten [21]. Auch die Bitkom-Werte für Hessen, rund 1.200 MW IT-Anschlussleistung und 2.000 MW im Bau befindliche Kapazität, zählen Rechenzentrumsleistung und nicht Netzanschlüsse [4].

Im Gebiet von Mitnetz Strom lagen Ende 2025 nach ingenieur.de 90 Anschlussanfragen für Datacenter mit zusammen 16,8 GW vor, verbindlich reserviert waren davon neun Projekte mit rund 1,4 GW [21]. Der Artikel hält selbst fest, dass die 16,8 GW nicht dem künftigen Stromverbrauch entsprechen, weil sich Anfragen überschneiden, verändert oder zurückgezogen werden können, und sich keinem einzelnen Bundesland zurechnen lassen [21]. Die Redaktion bildet aus den beiden Zahlen keine Quote, denn eine Anfrage ist eine andere Verfahrensstufe als eine

Reservierung, und die Quelle nennt weder Realisierungs- noch Rücknahmeraten [21]. Für das Vorhaben in Lübbenau sind nach Unternehmensangabe zunächst rund 200 MW Anschlussleistung vorgesehen; ob sie zu den 16,8 GW zählen, ist nicht belegt [21].

In Berlin lagen im Zuteilungsverfahren 2025 70 Anfragen mit zusammen rund 2.300 Megavoltampere (MVA, Scheinleistung, nicht gleichzusetzen mit Megawatt Wirkleistung) vor, verfügbar waren in drei Netzgebieten insgesamt 365 MVA [21]. 47 Anfragen erfüllten die Voraussetzungen, 37 erhielten Anschlusskapazität, zehn nicht [21]. Berechnung der Redaktion: 70 − 47 = 23 Anfragen erfüllten die Voraussetzungen nicht, und 365 MVA ÷ rund 2.300 MVA ergibt etwa 0,16. Der Nenner enthält alle 70 Anfragen, auch die 23 nicht zulässigen; der Wert zeigt eine Größenordnung der Unterdeckung und keine Ablehnungsquote. Das Verfahren gilt für alle Großverbraucher über 3,5 MVA und nicht nur für Rechenzentren, und das zweite Zuteilungsverfahren 2026 wurde zunächst verschoben [21].

Was die drei Belege verbindet, ist die Struktur und nicht die Größe. Anfrage, Antrag, Reservierung, Vertrag und tatsächlicher Anschluss sind verschiedene Stufen, und jede Quelle zählt auf einer anderen: Mitnetz Anfragen und Reservierungen, Syna Verträge, Berlin Anfragen und Zuteilungen [21, 20]. Eine Summe über die drei Gebiete wäre eine Addition ungleicher Stufen, Einheiten und Stichtage und unterbleibt.

5.5 Netzausbaudauer: Die Zahlen widersprechen sich nicht, sie messen Verschiedenes

Für die Dauer des Ausbaus nennen die Quellen mehrere Werte, die leicht zu einer einzigen „Wartezeit“ verschmolzen werden. Eine Spanne oder ein Mittelwert aus ihnen wäre eine Mischung verschiedener Objekte, und diese Studie bildet beides nicht. Jede Angabe steht deshalb mit Urheber und Gegenstand.

Tabelle 5.3: Zeitangaben der Quellen, je mit Gegenstand

Zeitangabe	Urheber	Gegenstand	Quelle
häufig 8 bis 12 Jahre	Bundesregierung, Gesetzentwurf 07.09.2026	Netzausbau, im Satzbezug Verteilernetze	Q08
häufig 10 bis 15 Jahre	BDEW, 03.11.2026	Hochspannungsprojekte	Q65
bis zu 7 Jahre	Roland Berger über ingenieur.de, 08.10.2026	Anschluss eines neuen Rechenzentrums in Europa	Q67
Anfang oder Mitte der 2030er-Jahre	Syna über zfk, 20.10.2026	Wartezeit für Neuanfragen im Syna-Netz	Q66
überwiegend ab 2029	Gleiss Lutz, 04.11.2026	Nutzbarkeit verfügbarer ÜNB-Anschlusspunkte	Q05
etwa 5 Jahre	ÜNB im Netzentwicklungsplan	mittelgroßes Projekt zur Lastflusssteuerung	Q53

Quellen: [5, 8, 16, 19, 20, 21] Die Werte haben unterschiedliche Bezugsobjekte: den Ausbau der Verteilernetze, Hochspannungsprojekte, den Anschluss eines Rechenzentrums, die Wartezeit in einem Netzgebiet und ein mittelgroßes Projekt zur Lastflusssteuerung im Übertragungsnetz [8, 19, 21, 20, 16]. Keiner darf als Dauer für den Anschluss eines Rechenzentrums in Deutschland gelesen werden [8, 19]. Einordnung der Redaktion: Gemeinsam ist den Angaben nur, dass sie in Jahren rechnen und nicht in Monaten. Die Syna-Aussage verknüpft zudem zwei Ebenen, denn die Wartezeit im Verteilnetz hängt am Ausbau des vorgelagerten Übertragungsnetzes [20].

Für das Übertragungsnetz liegt der Planungsstand des Netzentwicklungsplans (NEP) vor, und er ist ein Entwurf. Bestätigt hat die Bundesnetzagentur am 1. März 2024 den NEP 2023–2037/2045 [35]. Den zweiten Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) konsultierte sie vom 12. Juni bis 24. August 2026 und hielt Stand 12. Juni 2026 von 159 vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen 118 für bestätigungsfähig; 76 Maßnahmen stehen bereits im Bundesbedarfsplangesetz oder seiner in Überarbeitung befindlichen Fassung [34]. Eine Bestätigung nach dem 24. August 2026 ist in den Quellen nicht belegt [34]. Der Entwurf nennt bis 2045 neue Trassen von rund 33.000 Kilometern und Gesamtkosten für Start- und Zubaunetz von rund 365 bis 392 Milliarden Euro über die Szenarien A bis C [15]. Er wägt Netzausbau gegen die Inkaufnahme von Engpassmanagementkosten ab, das Zielnetz fällt reduzierter aus als im NEP 2023, und nach der Zielnetzentwicklung verbleibt ein höherer Bedarf an Engpassmanagement [15]. Der Zubau im Höchstspannungsnetz kann Überlastungen nach Angabe der ÜNB reduzieren, aber nicht im erforderlichen Ausmaß beseitigen [15].

5.6 Was sich regional sagen lässt und was nicht

Belastbar ist erstens die Verfahrenslogik. Auf beiden Ebenen übersteigt nach Angabe der Betreiber die Nachfrage das kurzfristig Verfügbare, und beide Ebenen weichen vom Eingangsprinzip ab, zu Kriterien, Punkten, Quoten oder Stufen [7, 5, 20, 21]. Belastbar ist zweitens die Kopplung der Ebenen: Die Wartezeit im Verteilnetz hängt nach der Syna am Ausbau des Übertragungsnetzes, und das Reifegradverfahren bezieht Verteilnetzbetreiber bei Verstärkungsbedarf ein [20, 6]. Belastbar ist drittens, dass Anfragen, Zusagen und Anschlüsse getrennt gezählt werden müssen, denn die regionalen Quellen weisen die Differenz selbst aus oder zwingen zu ihr [21, 20].

Nicht sagen lässt sich eine Summe über die Gebiete, ein Deutschlandwert, eine Rangfolge von Standorten oder eine Wartezeit für andere Netzgebiete. Die Syna-Aussage zu den 2030er-Jahren gilt für das Syna-Netzgebiet und Neuanfragen von Rechenzentren und nicht für Frankfurt insgesamt oder Deutschland [20]. Standortscharfe Kapazitätsdaten fehlen: 50Hertz weist seine Netzkarte (Stand 31. März 2026) selbst als unverbindlich aus, ohne Anspruch auf einen Anschluss [38], und auch die im Entwurf vorgesehene Karte soll keinen Rechtsanspruch auf die ausgewiesene Verfügbarkeit begründen [8]. Wer einen Standort bewertet, kann sich damit auf Verfahrensregeln und Betreiberangaben stützen, nicht auf eine zugesagte Kapazität.

Die regionalen Aussagen kippen unter erkennbaren Bedingungen. Bereinigen die Betreiber ihre Anfragen um Überschneidungen und Rücknahmen, sinkt der Mitnetz-Wert, und er ist damit schon heute eine Obergrenze und kein Bedarf [21]. Entsteht die von Mainova und TenneT angestrebte Kapazität, verschiebt sich die Lage in Rhein-Main, ohne dass die Quelle Zeitpunkt oder Menge belegt [21]. Und die Zahl der Berliner Anfragen sagt wenig, solange offen ist, wie viele davon Rechenzentren waren [21]. Annahme dieses Berichts: Die drei Gebiete dienen als Beispiele für die Verfahrenslogik und nicht als Querschnitt der Bundesrepublik.

6 Netztechnik: dynamische Leitungsbelastbarkeit, Topologieoptimierung, Lastflusssteuerung

Zwischen dem Warten auf neue Leitungen und dem Bau selbst steht eine dritte Möglichkeit: das vorhandene Netz stärker auszunutzen. Die Internationale Energieagentur (IEA) fasst solche Verfahren als Grid-enhancing technologies (GETs) zusammen, digital ermöglichte Werkzeuge, die Kapazität, Flexibilität und Effizienz bestehender Netze steigern, ohne auf große neue Infrastruktur zu warten [2]. Das ist Netztechnik und keine künstliche Intelligenz (KI); die Abgrenzung entscheidet darüber, worüber die bekannteste Zahl dieses Themas spricht [2]. Das Kapitel prüft für drei Verfahren, was sie leisten, was sie voraussetzen und wo die Quellen Grenzen nennen. Es zeigt außerdem, warum die Zahl von 330 Gigawatt (GW) weder ein Deutschland- noch ein KI-Wert ist.

6.1 Drei Verfahren, drei Wirkmechanismen

Bei der dynamischen Leitungsbelastbarkeit (dynamic line rating, DLR) hängt die Kapazität einer Freileitung davon ab, wie gut der Leiter Wärme abgibt; sie steigt bei kühlem oder windigem Wetter und fällt bei Windstille und Hitze [2]. Die IEA stuft DLR mit Technologiereifegrad (TRL) 9 als kommerziell verfügbar ein, mit der stärksten Evidenzbasis unter den GETs, und drei Viertel des Einsatzes liegen in Europa und Nordamerika [2]. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sprechen vom witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb (WAFB); sein Ziel ist die Aktivierung bisher nicht nutzbarer Übertragungskapazitäten [16]. Einordnung der Redaktion: Die Quellen setzen WAFB nicht ausdrücklich mit der IEA-Technik gleich; die Redaktion behandelt beide als verwandt, weil beide die Belastbarkeit am Wetter ausrichten.

Die Topologieoptimierung ändert die elektrische Konfiguration des Netzes, indem Schalter geöffnet und geschlossen werden, um Flüsse effizienter zu führen [2]. Nach der IEA ist sie mit TRL 8 bis 9 technisch bewährt, das Vertrauen der Betreiber ins Schalten entwickelt sich aber noch [2]. Fallstudien aus mehreren US-Netzregionen kommen zu dem Schluss, dass sich empfohlene Umkonfigurationen typischerweise in Sekunden bis Minuten finden lassen und die effektive Netzfähigkeit um etwa 5 bis 25 Prozent erweitern [2]. Das Wort ist missverständlich: Im Netzentwicklungsplan (NEP) meint „Topologie“ die Netzstruktur, deren Optimierung gezielten Zubau an Wechselstromtechnik erfordert, nicht Schaltvorgänge [16]. Für die schaltungsbasierte Optimierung in Deutschland liegt im ausgewerteten Quellenbestand keine Quelle vor.

Die Lastflusssteuerung lenkt Strom weg von überlasteten Leitungen hin zu Netzteilen mit freier Kapazität [2]. Die ÜNB beschreiben die Geräte so, dass sie Leitungen elektrisch verlängern oder verkürzen, damit die parallelen Freileitungen maximal ausgelastet werden [16]. Die IEA nennt TRL 9 mit gezielten Einsätzen auf überlasteten Korridoren; modulare Geräte laufen noch im begrenzten Maßstab [2]. Die ÜNB geben für ihre Gerätetypen eigene Reifegrade (TRG) an: Phasenschiebertransformator 9, Thyristor Controlled Series Capacitor und Modular Static Synchronous Series Compensator je 8, Unified Power Flow Controller 4 [16]. Eingesetzt werden derzeit zumeist Phasenschiebertransformatoren wegen ihrer Robustheit, Regelbarkeit mit großem Stellwinkel und langen Nutzungsdauern [16]. Die beiden Skalen, IEA-TRL und ÜNB-TRG, stehen nebeneinander und werden nicht gleichgesetzt.

6.2 Voraussetzungen und Grenzen im Überblick

Tabelle 6.1: Technologie, Wirkmechanismus, belegte Voraussetzung und belegte Grenze

Technologie	Wirkmechanismus	Belegte Voraussetzung	Belegte Grenze	Quelle
Dynamische Leitungsbelastbarkeit (IEA), WAFB (ÜNB)	Belastbarkeit folgt dem Wetter	Leiter ist engste Stelle; Prüfung je Stromkreis	Wert kann unter statisches Limit fallen; Engpass wandert	Q02, Q53
Topologieoptimierung (IEA)	Schalter öffnen und schließen	Betreibervertrauen; angepasste Schutzeinstellungen und Schaltabläufe	Spielraum freilegen heißt nicht, ihn nutzen zu können	Q02
Lastflusssteuerung (IEA, ÜNB)	Strom auf freie Parallelpfade lenken	Parallelpfad mit Spielraum	keine Ausweichroute bei Stichleitung; etwa 5 Jahre je Projekt	Q02, Q53
Hochtemperaturleiterseile, HT (ÜNB; nicht in der IEA-Schätzung genannt)	höhere Betriebstemperatur bis 150 °C, bis zu 60 % mehr Stromtragfähigkeit möglich	Blindleistungskompensation	bereits eingesetzt, normative Grundlage; Langzeitverhalten nicht vollständig bekannt (gruppenübergreifend genannt)	Q53
HTLS-Leiterseile (ÜNB)	Hochtemperaturleiterseile der Art High-Temperature-Low-Sag	Blindleistungskompensation	größtenteils noch in der Erprobung	Q53
Netzbooster, kurative Systemführung (ÜNB)	Eingreifen nach einem Ausfall statt vorsorglicher Begrenzung (Q53, Kap. 4.3.5, Abb. 49)	in Ausfallsituationen zulässige Stromgrenzwerte	Pilotstand; Potenzial im NEP nicht beziffert	Q53

Quellen: [2, 16] In den Grenzen der ersten drei Zeilen wiederholt sich ein Muster: Freigelegter Spielraum an einer Stelle verschiebt die Grenze zur nächsten. Die IEA schreibt, dass DLR einen Engpass von der Leitung auf den Transformator verlagern kann und nur dort Wert schafft, wo der Leiter die engste Stelle des Stromkreises ist; Engpässe in Schaltanlagen oder Stabilitätsgrenzen ändert es nicht [2]. Die ÜNB bestätigen das unabhängig: Durch WAFB und Hochtemperaturleiterseile steigt die Stromstärke einer Leitung, sodass Leistungsschalter oder Sammelschienen in den Schaltanlagen zum Stromengpass werden können [16]. Für die Lastflusssteuerung braucht es nach der IEA einen parallelen Pfad mit ausreichend Spielraum; auf einer Stichleitung gibt es keine alternative Route, und bei fast ausgelasteten Parallelkreisen erzeugt umgelenkter Fluss eine neue Überlast [2]. Eine Grenze teilen schließlich alle Höherauslastungsmaßnahmen im bestehenden System: Sie senken nach den ÜNB die Fehlertoleranz und bringen einen höheren wirtschaftlichen Aufwand für sicheren Systembetrieb mit sich [16].

6.3 WAFB: Ein Schema der Netzbetreiber ist kein gemessener Leistungsgewinn

Die ÜNB zeigen in Abbildung 48 des NEP (zweiter Entwurf, März 2026) die Funktionsweise schematisch: Im Normalfall liegt die Strombelastbarkeit bei 100 Prozent, bei Höchstauslastung unter bestimmten Wetterbedingungen bei 130 Prozent [16]. Das ist eine Schemadarstellung der Betreiber. Sie weist weder einen erreichten noch einen zugesagten Gewinn aus und enthält keine Fallzahl und kein Messjahr [16]. Ein datierter, gemessener WAFB-Leistungsgewinn eines Betreibers liegt in den ausgewerteten Quellen nicht vor [16]. Belegt ist nur der Weg: Wegen der stromkreisgenauen Überprüfung der Anlagen wird WAFB in einem definierten, schrittweisen Prozess

eingeführt, und die VDE-Anwendungsregel für Stromkreise über 45 Kilovolt muss bei jedem einzelnen Stromkreis angewandt werden, bis WAFB sukzessive umgesetzt ist [16].

Herstellerangaben, etwa zu Messsystemen für die dynamische Belastbarkeit, enthalten die ausgewerteten Quellen nicht. Prozentangaben aus Betreibermaterial, die sich nicht im Wortlaut belegen lassen, nennt diese Studie nicht. Für jede solche Zahl, gleich von wem, geben die belegten Quellen drei Prüffragen vor. Erstens: Ist sie ein Schema, eine Messung oder eine Obergrenze? Zweitens: Für welchen Korridor gilt sie, denn Korridore mit geringer Variation von Windgeschwindigkeit und -richtung bieten nach der IEA wenig zusätzlichen Spielraum, und bei ungünstigem Wetter kann die dynamische Belastbarkeit zeitweise unter das ersetzte statische Limit fallen [2]? Drittens: Ist der Leiter überhaupt die engste Stelle des Stromkreises [2]? Einordnung der Redaktion: Ein Prozentwert ohne Wetterbezug und ohne Netzbezug beschreibt höchstens eine Obergrenze.

Zur Wirkung nennen die ÜNB zwei Aussagen, die zusammengehören. Die Kompaktfassung des NEP führt WAFB und die Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile als Maßnahmen an, die bei relativ geringen Kosten die Transportkapazität erhöhen, ohne die Systemstabilität zu gefährden [15]. Kapitel 4 desselben Entwurfs hält dagegen fest, dass neben komponentenspezifischen Bedingungen auch Anforderungen an Systemschutz, Stabilität und Blindleistung erfüllt sein müssen und der höhere Stromfluss bei Hochtemperaturleiterseilen zusätzliche Kompensationsanlagen wie rotierende Phasenschieber oder STATCOM-Anlagen nötig macht [16]. Hochtemperaturleiterseile (HT-Leiterseile) machen mit Betriebstemperaturen bis 150 Grad Celsius bis zu 60 Prozent höhere Stromtragfähigkeit möglich; sie wurden bereits eingesetzt und haben eine normative Grundlage [16]. Nur die HTLS-Leiterseile (High-Temperature-Low-Sag) befinden sich laut Netzentwicklungsplan größtenteils noch in der Erprobung [16]. Keine der beiden Aussagen, „geringe Kosten bei gewahrter Stabilität“ oder „sinkende Fehlertoleranz bei höherem Aufwand“, darf allein zitiert werden [15, 16]. Dass Stromtragfähigkeit eine Planungsgröße ist, zeigt die Annahme eines einheitlichen maximalen Grenzstroms von 3,6 Kiloampere je Stromkreis im 380-Kilovolt-Netz; eine teilweise geringere Stromtragfähigkeit würde zu höheren Engpässen und erhöhtem Netzausbaubedarf führen [15].

6.4 Netzbooster und kurative Systemführung: Planungsstand, kein Betrieb

Zum Netzbooster nennt der NEP in Kapitel 4 zwei verschiedene Zeitangaben: Erste Netzbooster gehen voraussichtlich 2027 in Betrieb, an anderer Stelle folgen Inbetriebnahmen von Anlagen von Amprion, TenneT und TransnetBW ab 2026 [16]. Genannt werden kann deshalb nur eine Spanne von 2026 bis 2027, und sie ist eine Planungsangabe der ÜNB, keine Betriebsmeldung [16]. Das Projekt KuPilot von Amprion und TenneT ist als Pilotprojekt im Übertragungsnetz auf TRG 7 eingestuft [16]. Die ÜNB sehen die erste Evolutionsstufe ihrer InnoSys-Roadmap bis 2028 vor [16]. Die erfolgreiche Auktion für den dezentralen Netzbooster Bayerisch-Schwaben zeigt nach den ÜNB, dass Speicher im Besitz von Marktteilnehmern, die zu Markt- und Netzzwecken genutzt werden, möglich sind [16].

Als wesentliche Grenze nennen die ÜNB die Höhe der in Ausfallsituationen temporär zulässigen Stromgrenzwerte; sie bestimme perspektivisch den Nutzen kurativer Systemführung [16]. Der NEP 2037/2045 (2025) enthält ausdrücklich keine kurativen Engpassmanagementanalysen wie die vorangegangenen Pläne, weil die ausführlichere Detaillierung noch in Bearbeitung ist [16]. Flexibilitätspotenziale zur Reduzierung des Netzausbaus sind zwar in die Berechnung einbezogen, doch einen Betrag nennt der ausgewertete Auszug nicht [15]. Wie viel Entlastung Netzbooster und kurative Maßnahmen tatsächlich bringen, lässt sich deshalb aus den Quellen nicht beziffern. Belastbar ist der Stand: erst Pilot, dann Roadmap, die Analysen zum Nutzen sind in Bearbeitung [16].

6.5 Berichtete Ergebnisse: aus anderen Netzen, ohne Deutschlandbezug

Die IEA berichtet Ergebnisse: In den USA wurden durch DLR jährlich 64 Millionen US-Dollar Engpasskosten vermieden, in Großbritannien brachte Lastflusssteuerung mehr als 2 GW zusätzliche Transferkapazität [1]. Die Zahlen sind berichtete Ergebnisse; Herkunft und Prüfung der Angaben nennt der Auszug nicht, ein Jahr nennt er ebenfalls nicht, und eine Umrechnung in Euro unterbleibt [1]. Einordnung der Redaktion: Die Zahlen sind vorsichtshalber als berichtete Betreiberergebnisse ohne unabhängige Prüfung zu behandeln. Die Fallstudien zur Topologieoptimierung mit 5 bis 25 Prozent mehr effektiver Netzfähigkeit stammen ebenfalls aus US-Netzregionen [2]. Keine dieser Zahlen lässt sich auf Deutschland übertragen [1, 2].

Zur Dauer stehen zwei Aussagen nebeneinander, die sich nicht widersprechen, weil sie Verschiedenes meinen. Die IEA beziffert die typische Installation von GETs auf Monate bei Kosten, die eine Größenordnung unter dem Bau neuer Leitungen liegen [2]. Die ÜNB halten fest, dass ein mittelgroßes Lastflusssteuerungsprojekt wegen Genehmigung und Bau etwa fünf Jahre bis zur Inbetriebnahme braucht, und für temporäre Einsätze planen sie derzeit keine Lastflusssteuerung ein, weil die Integration ins Höchstspannungsnetz mit laufenden Projekten um Ressourcen konkurriert und der Nutzen zusätzlicher Komponenten noch nicht nachgewiesen ist [16]. Einordnung der Redaktion: „Monate“ beschreiben eine typische Installation, „fünf Jahre“ ein konkretes Projekt im deutschen Höchstspannungsnetz; ein Verfahren, das in Deutschland in Monaten umgesetzt wurde, belegen die Quellen nicht.

6.6 Die 330 Gigawatt der IEA: exakte Bezugsgröße, kein Deutschland-, kein KI-Wert

Die IEA schätzt, dass dynamic ratings, topology optimisation und advanced power-flow control bis zu 330 GW zusätzliche Erzeugung, Speicher und Nachfrage an bestehende Netze anschließbar machen könnten, ohne dass diese verstärkt werden müssten [1]. Die Schätzung deckt die drei im Übertragungsnetz am weitesten verbreiteten Technologien ab, weitere digitale und netzoptimierende Technologien kämen hinzu [1]. Sie ist eine Obergrenze im Konjunktiv („bis zu“, „könnten“) und beschreibt Anschlussleistung, keine Strommenge [1]. Die IEA setzt sie grob mit der installierten Erzeugungskapazität Frankreichs und Koreas zusammen gleich und beziffert den Anschluss derselben Menge über Netzausbau auf rund 100 Milliarden US-Dollar [1]. Die Überschrift des Absatzes spricht von „Monaten statt Jahren“, ebenfalls im Konjunktiv [1].

Drei Merkmale der Bezugsgröße verhindern, dass die Zahl als Deutschlandwert gelesen wird. Der ausgewertete Auszug nennt weder ein Land noch ein Stichjahr, und ein Berichtsdatum ließ sich am Text nicht bestätigen [1]. Er weist keinen Anteil für Rechenzentren oder einzelne Länder aus [1]. Und die Zahl ist ein technisches Potenzial: Sie sagt nicht, welcher Teil an welchem Engpass nutzbar ist, denn freigelegter Spielraum ist nach der IEA nicht dasselbe wie nutzbarer Spielraum [2]. Die IEA ordnet die Lösungen zudem selbst ein: Sie ergänzen den Netzausbau und ersetzen ihn nicht, und sie können den Sprung in der Leistungsfähigkeit nicht liefern, den das Nachfragewachstum verlangt [1].

Auch ein KI-Wert ist die Zahl nicht. Die 330 GW beruhen auf drei Netztechnologien [1]. Die IEA beschreibt Netztechnik und KI als zunehmend komplementär: Netztechnik schafft steuerbare Optionen, etwa durch das Aufdecken dynamischen thermischen Spielraums, das Umleiten von Flüssen oder das Erkennen alternativer Topologien, KI verbessert die Prognosen, die Vorauswahl und die Entscheidungsunterstützung, mit denen diese Optionen gleichmäßiger genutzt werden können [2]. Wer die 330 GW der KI zuschreibt, schreibt ihr eine Wirkung zu, die die Quelle der Netztechnik zuordnet. Kapitel 7 geht auf die tatsächliche Rolle der KI ein.

Tabelle 6.2: Ähnlich große Zahlen, verschiedene Größen

Zahl	Urheber	Was sie misst	Raum	Quelle
bis zu 330 GW	IEA	Potenzial anschließbarer Erzeugung, Speicher, Nachfrage durch drei Netztechnologien	Länderbezug im Auszug nicht genannt	Q01
rund 340 GW	Roland Berger über ingenieur.de	erwartete installierte Rechenzentrumskapazität 2035	weltweit nach Angabe von ingenieur.de	Q67
rund 156 GW	Gleiss Lutz	kumulierte Bezugsleistung von 347 Anträgen im ersten Zyklus	Übertragungsnetz Deutschland	Q05
rund 3.300 MW	Bitkom	IT-Anschlussleistung der Rechenzentren 2026	Deutschland	Q04

Quellen: [1, 4, 5, 21] Die vier Zahlen haben keine gemeinsame Größe und werden nicht addiert, in Prozent gesetzt oder gegeneinander abgezogen [1, 4, 5, 21]. Besonders die 330 GW und die 340 GW dürfen nicht gegeneinander gehalten werden: Die eine beschreibt ein Netztechnik-Potenzial, die andere die erwartete Rechenzentrumskapazität [1, 21].

6.7 Das Gegenargument: bessere Ausnutzung ist keine zusätzliche Kapazität

Der Branchenverband BDEW hält am 3. November 2026 fest, dass digitale Maßnahmen und flexible Anschlusskonzepte zwar eine bessere Ausnutzung, aber keine zusätzliche Kapazität in den Netzen schaffen [19]. Eine effizientere Nutzung vorhandener Netze bleibe eine wichtige Ergänzung, beseitige aber gerade mittel- und langfristig nicht den Bedarf an leistungsfähigeren Leitungen, zusätzlichen Transformatoren und neuen Umspannwerken [19]. Überbauung, technische Höherauslastung und flexible Anschlussvereinbarungen verbesserten die Nutzung vorhandener Kapazitäten, könnten den notwendigen Netzausbau jedoch nicht ersetzen [19]. Welche höhere Auslastung möglich ist, hänge vom jeweiligen Netz und seinen technischen Reserven ab, und mit stärkerer Nutzung müssten Überwachung, Steuerung und Sicherheitsanalysen weiterentwickelt werden, während die Anforderungen an Cybersicherheit und Software steigen [19]. Der BDEW ist ein Interessenverband; seine Aussagen sind Position, kein Messbefund [19].

Gegen die IEA gerichtet ist das nicht, jedenfalls nicht in der Richtung. Auch die IEA nennt die Lösungen eine Ergänzung zum Netzausbau [1]. Der Unterschied liegt im Begriff: Die IEA schätzt, wie viel Leistung bei Nutzung bestehender Netze ohne Verstärkung anschließbar wäre [1]; der BDEW spricht von zusätzlicher Kapazität in den Netzen, die bessere Ausnutzung nicht schaffe [19]. Einordnung der Redaktion: Die Redaktion liest das als Unterschied zwischen anschließbarer Leistung und Netzkapazität. Hinzu kommen Geltungsraum und Netzebene: Die IEA-Schätzung beruht auf drei Technologien der Übertragungsnetze bei offenem Länderbezug, der BDEW argumentiert für deutsche Netzbetreiber mit Schwerpunkt Verteilnetz [1, 19]. Die beiden Aussagen stehen deshalb nebeneinander und widerlegen sich nicht; keine ist als Fakt zu setzen und die andere wegzulassen.

Der BDEW nennt außerdem einen Befund, der das Potenzial im Verteilnetz berührt: Bereits zum Jahresende 2021 setzten nach Angaben der Bundesnetzagentur rund 83 Prozent der untersuchten großen Verteilnetzbetreiber technische Maßnahmen zur besseren Ausnutzung ihrer Bestandsnetze ein [19]. Das ist ein Stand von Ende 2021 und kein aktueller [19]. Einordnung der Redaktion: Wenn Maßnahmen dieser Art dort schon verbreitet sind, könnte ein Teil des Spielraums erschlossen sein; die Quelle sagt das nicht, und wie viel Spielraum verbleibt, beziffert sie nicht. Belegt ist am Ende des Kapitels dreierlei: Die Verfahren sind technisch erprobt, ihr Nutzen ist an Voraussetzungen gebunden, die sich nur am einzelnen Netz prüfen lassen, und für Deutschland fehlt eine Rechnung, die die 330 GW oder die 5 bis 25 Prozent an deutschen Engpässen prüfen würde [1, 2, 16, 19].

7 Was KI im Netzbetrieb leisten kann – und was nicht

Kann künstliche Intelligenz (KI) das Stromnetz modernisieren, das sie selbst belastet? Die Frage vermischt zwei Dinge: ob KI Betriebsabläufe im Netz verbessert und ob sie Anschlusskapazität schafft. Beides ist zu trennen, denn die Quellen beantworten es verschieden. KI im Netzbetrieb ist nicht neu: Netzbetreiber setzen sie nach der Internationalen Energieagentur (IEA) seit zwei Jahrzehnten ein [3]. Zu ihren eigenen Anwendungen kommt nach der IEA hinzu, dass KI hilft, Überwachungs- und Steuerungssysteme und netztechnische Verfahren leichter zielgenau auszulegen, zu betreiben und zu skalieren [3].

7.1 Wo KI zuerst skaliert: dort, wo sie nicht steuert

Die IEA beschreibt eine Rangfolge nach Risiko. Anwendungen mit geringerem Risiko, etwa Prognose, Instandhaltung, Inspektion und Planung, skalieren zuerst, weil sie Entscheidungen und Abläufe verbessern, ohne das Stromsystem direkt zu steuern [3]. Die Echtzeitsteuerung ist die Grenze der KI-Anwendung und wird durch Vertrauen und Nachvollziehbarkeit begrenzt, nicht durch Genauigkeit [3]. Sicherheitskritische KI nahe an der Echtzeitsteuerung bleibt weit zögerlicher, und kurzfristig ergänzt KI nach der IEA das Urteil von Ingenieuren eher, als es zu ersetzen [3].

Für Entscheidungen mit unmittelbaren Systemfolgen reicht Genauigkeit nicht aus. Die Modelle müssen erklärbar und prüfbar sein, gegen Manipulation gesichert, durch deterministische Rückfallregeln begrenzt und in klare Verantwortungsketten eingebettet, bevor Betreiber sich darauf verlassen können [3]. Für die Politik folgt daraus nach der IEA eine gestufte Einführung: Entscheidungsunterstützung kann zuerst skalieren, automatisiertes Schalten oder selbstlernender Betrieb brauchen validierte Grenzen, Cybersicherheitsnachweise und klare Verantwortung [3]. Dass die Skalierung weniger am Modell hängt als daran, ob das Netz beobachtbar ist, Daten verlässlich sind und Ergebnisse in Betriebssysteme integriert werden können, hält die IEA für Übertragungs- und Verteilnetz gleichermaßen fest [3].

Beim Reifegrad zeigt die Tabelle der IEA denselben Abstand. Echtzeit-Abhilfemaßnahmen haben TRL 9, in KI-gestützter Form aber nur TRL 5 bis 7; diese Formen sind im frühen Stadium und brauchen stärkere Validierung und Übersteuerungsregeln [2]. Neuere Ansätze, agentische KI und Grid-Foundation-Modelle, ordnet die IEA dem Proof-of-Concept- oder Pilotstadium zu; der Bezug dieses Satzes ist im ausgewerteten Auszug nur indirekt erkennbar [3].

7.2 Die IEA-Umfrage: 25 Antworten und eine Rechenprobe

Nach der IEA nutzen nur 23 Prozent der befragten Netzbetreiber KI im Echtzeitbetrieb, 70 Prozent setzen sie breit für die Instandhaltung ein [1]. Eine IEA-Umfrage für den Bericht beruht auf 25 Antworten, 11 von Übertragungs- und 14 von Verteilnetzbetreibern [2]. Ob die Prozentwerte aus Q01 aus dieser Umfrage stammen und welche Basis sie haben, geht aus den Auszügen nicht hervor. Die IEA schreibt selbst, die Ergebnisse seien wegen der kleinen Stichprobe als Hinweis auf breite Muster und nicht als statistisch belastbares Abbild aller Netzbetreiber zu lesen [2]. Welche Länder vertreten sind, nennen die ausgewerteten Auszüge nicht; Aussagen über deutsche Netzbetreiber folgen daraus nicht [2].

Berechnung der Redaktion, unter der Annahme, dass die Prozentwerte auf diesen 25 Antworten beruhen: Bei 25 Antworten ergeben 5 Betreiber 20 Prozent und 6 Betreiber 24 Prozent, 17 ergeben 68 Prozent und 18 ergeben 72 Prozent. Die Werte 23 und 70 Prozent lassen sich aus 25 Antworten nicht ganzzahlig bilden, und die Basis der Prozentangaben je Frage nennt der Auszug nicht [1, 2]. Die Prozentwerte sind deshalb nur als IEA-Angaben zu zitieren; Betreiberzahlen daraus abzuleiten ist nicht zulässig [2]. Die 70 Prozent der Umfrage sind zudem nicht dieselbe Größe wie die 70 Prozent Zeitersparnis, die die IEA an anderer Stelle für einen digitalen Zwilling berichtet [1]. Einordnung der Redaktion: Das Muster, breite Nutzung bei der Instandhaltung und seltene im Echtzeitbetrieb, passt zur Begründung der IEA, dass risikoärmere Anwendungen zuerst skalieren [1, 3]. Ob es für deutsche Betreiber gilt, belegen die Quellen nicht.

7.3 Ziele und Ergebnisse: Was die IEA-Tabelle tatsächlich zeigt

Die IEA nennt frühe Anwendungen von KI bei einzelnen Betreibern [3]. Sie sind unterschiedlicher Art: berichtete Ergebnisse, Schätzungen und Ziele, die nicht gleichgesetzt werden dürfen. Herkunft und Prüfung der Angaben nennt der Auszug nicht [3]. Einordnung der Redaktion: Sie werden hier vorsichtshalber als Betreiberangaben ohne unabhängige Prüfung behandelt.

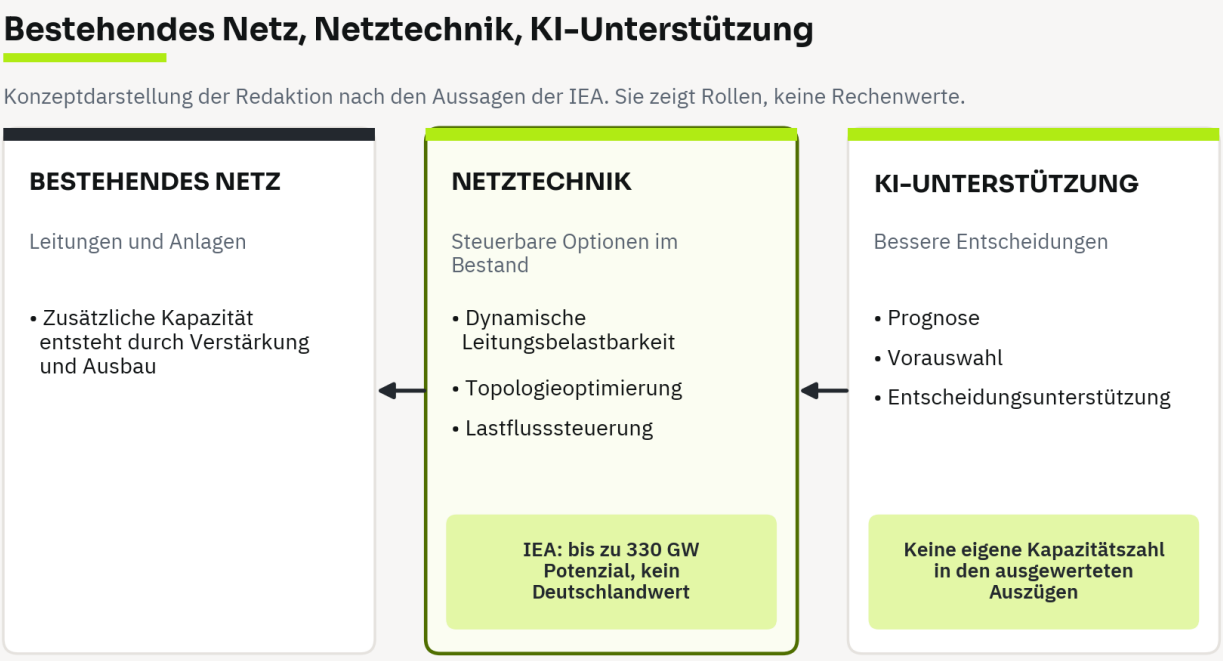
Tabelle 7.1: KI-Anwendungen bei Netzbetreibern nach Art der Angabe (Angaben der IEA zu einzelnen Betreibern)

Betreiber	Anwendung	Angabe	Art der Angabe	Quelle
RTE (Frankreich)	Prüfung von Ausfallszenarien	rund 20-mal schneller als manuelle Sicherheitsbewertung	berichtetes Ergebnis	Q03
NESO (Großbritannien)	Solarprognose	geschätzt 30 Mio. GBP jährliche Reservekosteneinsparung	Schätzung	Q03
CAISO (USA)	Bearbeitung von Ausfällen	von mehreren Stunden auf wenige Minuten	berichtetes Ergebnis	Q03
Southwest Power Pool (USA)	Anschlussstudien	Ziel: 80 % schnellere Analysen; Produktivbetrieb 2026 geplant	Ziel	Q03

Quellen: [3] Das Ergebnis von RTE und CAISO ist ein berichtetes Ergebnis, die 30 Millionen Pfund von NESO sind eine Schätzung, die 80 Prozent des Southwest Power Pool ein Zielwert und kein Ergebnis [3]. Die Angaben messen Verschiedenes, nämlich Prüfgeschwindigkeit, Bearbeitungszeit, Kosten und Analysezeit, und lassen sich weder ordnen noch zusammenfassen [3]. Keine betrifft Deutschland, und für keine nennt der Auszug eine unabhängige Prüfung [3]. Was die Zeilen gemeinsam zeigen, ist die Art der Wirkung: Sie betrifft Prüf-, Prognose- und Bearbeitungsschritte und nicht den Bau von Leitungen [3].

7.4 KI und Netztechnik: zwei Technologien, zwei Aufgaben

Abbildung 3: Bestehendes Netz, Netztechnik und KI-Unterstützung



Pfeile: NETZTECHNIK ergänzt das Netz, ersetzt aber nicht den Ausbau; KI-UNTERSTÜTZUNG unterstützt die Netztechnik, ist als Kapazitätsquelle aber nicht belegt. Die 330 GW gehören der Netztechnik, nicht der KI.

Belege: [1, 2, 3]. Konzeptdarstellung der Redaktion; sie zeigt Rollen, keine Rechenwerte.

Die 330 Gigawatt (GW) der IEA, die in Kapitel 6 behandelt werden, beruhen auf drei Netztechnologien und nicht auf KI [1]. Die IEA beschreibt beide als zunehmend komplementär: Netztechnik schafft steuerbare Optionen für Betreiber, KI verbessert die Prognosen, die Vorauswahl und die Entscheidungsunterstützung, die nötig sind, um diese Optionen gleichmäßiger zu nutzen [2]. Netztechnik ist nach der IEA ein digital ermöglichtes Werkzeug und keine KI [2].

Tabelle 7.2: Abgrenzung nach den Aussagen der IEA

Merkmal	Netztechnik (GETs)	KI im Netzbetrieb
Rolle	schafft steuerbare Optionen: thermischer Spielraum, Umleitung, Topologien	verbessert Prognose, Vorauswahl, Entscheidungsunterstützung
Kapazitätszahl der IEA	bis zu 330 GW (drei Technologien)	in den ausgewerteten Auszügen keine
Reifegrad	DLR 9; Topologie 8 bis 9; Lastfluss 9	Echtzeit-Abhilfemaßnahmen in KI-Form 5 bis 7
Grenze	Spielraum nicht gleich nutzbar; Engpass wandert	Vertrauen und Auditierbarkeit in Echtzeit

Quellen: [1, 2, 3] Einordnung der Redaktion: Wer Kapazität sucht, findet sie nach der Quellenlage bei der Netztechnik und beim Ausbau, wer bessere Entscheidungen sucht, bei der KI [2, 3]. Die Gegenrichtung gilt ebenfalls: Ohne beobachtbares Netz, verlässliche Daten und integrierte Systeme skaliert auch die beste KI nicht [3]. Die Reifegradwerte der Tabelle sind die TRL-Angaben der IEA [2].

7.5 Die Doppelrolle: KI als Werkzeug und als Last

Die IEA nennt für KI auch einen indirekten Effekt auf die Netze: die steigende Stromnachfrage von Rechenzentren und Umweltbelastungen [3]. KI ist damit zugleich Nachfragerin von Anschlusskapazität und Werkzeug im Netzbetrieb. Für Deutschland beziffert Bitkom in einer Presseinformation zu einer Erhebung des Borderstep Instituts die KI- und HPC-Kapazität der Rechenzentren mit 670 Megawatt (MW) IT-Anschlussleistung im Jahr 2026, mit mehr als 2.100 MW im Jahr 2030 und mit 5.300 MW im Jahr 2035; ihr Anteil an der Rechenzentrumskapazität soll von 20 auf 36 und 55 Prozent steigen [4]. Berechnung der Redaktion: 5.300 MW – 670 MW = 4.630 MW Zuwachs innerhalb

derselben Prognosereihe.

Diese Werte sind Prognosen für IT-Anschlussleistung und Teilmenge der Gesamtkapazität; sie dürfen nicht zu den 9.700 MW Gesamtprognose addiert werden [4]. Einordnung der Redaktion: Sie sind keine Netzanschlussleistung, und ein Leistungsanteil ist kein Anteil am Stromverbrauch. Der Strombedarf der Rechenzentren und kleineren IT-Installationen, also Energie, wird für 2026 mit rund 23 Milliarden Kilowattstunden und für 2035 mit 56 bis 70 Milliarden Kilowattstunden angegeben [4]. Die regionalen Engpässe, an denen diese Last ankommt, behandelt Kapitel 5.

Eine Saldoaussage, wie viel die KI im Netzbetrieb entlastet und wie viel ihre Rechenzentren belasten, geben die ausgewerteten Quellen nicht her. Die Entlastung liegt als IEA-Befund vor, die Last als Verbandsprognose, auf verschiedenen Größen, Netzebenen und Zeitpunkten [3, 4]. Was sich trotzdem sagen lässt, betrifft die Art der Wirkung. Die belegten KI-Ergebnisse betreffen Verfahrensschritte wie Ausfallprüfung, Bearbeitung und Anschlussstudien [3]. Der Netzausbau braucht dagegen nach der Bundesregierung für Verteilernetze häufig acht bis zwölf Jahre und nach dem BDEW bei Hochspannungsprojekten häufig zehn bis fünfzehn Jahre [8, 19]. Einordnung der Redaktion: Eine schnellere Anschlussstudie kürzt einen Planungsschritt und keinen Bau; wie groß der Anteil der Studien an der Gesamtdauer ist, beziffern die Quellen nicht. Für digitale Planungswerkzeuge berichtet die IEA 70 Prozent weniger Analysezeit für Verstärkungsoptionen mit einem digitalen Zwilling, ohne Betreiber und Jahr zu nennen [1].

Dazu kommen Risiken, die der BDEW der Digitalisierung zuordnet: Mit zunehmender Digitalisierung steigen die Anforderungen an Cybersicherheit und zuverlässige Software [19]. Das passt zu den Anforderungen, die die IEA an KI im sicherheitskritischen Betrieb stellt, nämlich Sicherung gegen Manipulation und klare Verantwortungsketten [3]. Zum Einsatz von KI bei deutschen Netzbetreibern enthalten die ausgewerteten Quellen keine Angabe; das ist kein Beleg dafür, dass es ihn nicht gibt.

7.6 Einordnung der Redaktion: Als Betriebswerkzeug ja, als Kapazitätsquelle nicht belegt

Einordnung der Redaktion: Die Frage, ob KI das Netz modernisieren kann, das sie belastet, lässt sich nach den vorliegenden Quellen in zwei Teile zerlegen und so beantworten. Als Werkzeug für Prognose, Instandhaltung, Planung und Vorauswahl hat KI belegte Anwendungen und berichtete Ergebnisse bei einzelnen Betreibern [3]. Als Quelle zusätzlicher Anschlusskapazität ist sie nicht belegt, denn die einzige im ausgewerteten Auszug genannte Zahl der IEA für zusätzlich anschließbare Leistung gehört nach ihrer Darstellung zur Netztechnik [1]. Eine Verkürzung der Ausbaudauer durch KI belegen die Quellen nicht, und selbst für Netztechnik und Netzoptimierung sehen IEA und BDEW keinen Ersatz für den Ausbau [1, 19].

Eine Verrechnung beider Seiten ist nach den Quellen nicht möglich. Last und Betriebsverbesserung liegen auf verschiedenen Ebenen: Die eine misst Leistung am Netzanschluss, die andere die Güte der Nutzung des vorhandenen Netzes [4, 3]. Eine Saldoaussage würde mindestens drei Dinge voraussetzen: einen für Deutschland gerechneten Wert für das Netztechnik-Potenzial, den Nachweis, dass KI die Nutzung dieser Optionen steigert, und eine Last auf gleicher Größe und Netzebene. Keine der drei Voraussetzungen ist in den ausgewerteten Quellen erfüllt [1, 3, 4].

Gegenargumente stehen in den Quellen selbst. Der BDEW hält fest, dass digitale Maßnahmen eine bessere Ausnutzung, aber keine zusätzliche Kapazität schaffen [19]. Die IEA nennt den Echtzeitbetrieb die Grenze der KI und bindet sie an Vertrauen und Auditierbarkeit [3]. Dagegen steht die Einschätzung der IEA, dass KI und Netztechnik zunehmend komplementär sind [2]. Einordnung der Redaktion: Wenn KI die gleichmäßigere Nutzung der Optionen der Netztechnik tatsächlich verbessert, wäre das ein Beitrag zur Entlastung, aber ein indirekter, und seine Größe ist in den Quellen nicht beziffert [2]. Die Aussage „KI modernisiert das Netz, das sie belastet“ ist damit weder belegt noch widerlegt; belegt ist allein, auf welcher Ebene sie wirken könnte und woran sie scheitern würde.

8 Flexible Nachfrage und Speicher: viel Spielraum auf dem Papier, wenig gemessene Wirkung

8.1 Flexible Anschlüsse sind erlaubt, ein Angebotszwang besteht derzeit nicht

Eine flexible Netzanschlussvereinbarung (englisch Flexible Connection Agreement, kurz FCA) ist ein Vertrag, in dem sich ein Anschlussnehmer auf eine Begrenzung seiner Entnahme- oder Einspeiseleistung einlässt. Das geltende Energiewirtschaftsgesetz kennt sie bereits. Netzbetreiber können sie anbieten und sich das Recht einräumen lassen, eine statische oder dynamische Begrenzung der maximalen Entnahme- oder Einspeiseleistung zu verlangen (§ 17 Abs. 2b EnWG) [32]. Der Vertrag muss Höhe, Zeitraum und Dauer der Begrenzung, die technischen Anforderungen und die Haftung des Anschlussnehmers bei Überschreitung regeln [32]. Eine ausdrückliche Pflicht der Netzbetreiber, flexible Anschlüsse anzubieten, besteht nach der Bundesnetzagentur derzeit nicht; sie erwartet aber eine Prüfung, bevor ein Anschluss verweigert wird [10]. Nach ihrer Beschreibung sollen FCA bei knappen Kapazitäten möglichst viele Anschlüsse mit Einschränkungen ermöglichen, wobei die Einschränkung befristet, etwa bis zum Netzausbau, oder dauerhaft vereinbart werden kann [10].

Für die Einhaltung einer vertraglich vereinbarten Begrenzung der Einspeisung gibt es keinen Ausgleich. Die Bundesnetzagentur verneint Ausgleichsansprüche nach einem Redispatch (der kurzfristigen Anweisung an Kraftwerke, ihre Leistung zu ändern, um Leitungen zu entlasten), soweit die Einspeiseleistung per FCA begrenzt ist [10]. Die Aussage betrifft die Einspeiseleistung; für Entnahmebegrenzungen, wie sie bei Rechenzentren in Frage kämen, trifft die Fachseite sie nicht [10]. Kürzt der Netzbetreiber die Erzeugungsanlagen über die vereinbarten Einschränkungen hinaus, kann es sich nach der Fachseite um Redispatch handeln [10].

Der Regierungsentwurf zum Netzpaket (Drucksache 21/7866 vom 7. September 2026) geht einen Schritt weiter. Danach dürfen die Übertragungsnetzbetreiber bei nachweislichen Einschränkungen der verfügbaren Netzkapazität den Anschluss vom Abschluss einer FCA abhängig machen, sofern die Bundesnetzagentur die Begrenzung genehmigt hat (§ 17a Abs. 3 Satz 1 EnWG-RegE) [8]. Das gilt nicht, wenn sich der Anschlussbegehrende verpflichtet, die Kosten der Beseitigung der Einschränkung einschließlich Netzkapazitätserweiterungen selbst zu tragen (Satz 2) [8]. Der Gesetzestext der Drucksache nennt die Regelung in § 17a Abs. 3 [8]; die Begründung und § 59 desselben Entwurfs sowie die Kanzlei CMS sprechen von Abs. 2 [8, 18]. Einordnung der Redaktion: Das deutet auf eine überholte Absatzzählung hin, ist aber nicht belegt. Es handelt sich um einen Entwurf, dessen Verfahrensstand nach dem 7. September 2026 nicht geprüft wurde.

Einordnung der Redaktion: Anbieten und Abhängigmachen sind zwei verschiedene Befugnisse. Heute können Netzbetreiber FCA anbieten [32, 10]; nach dem Entwurf dürften die Übertragungsnetzbetreiber den Anschluss an sie knüpfen, und die Kostenübernahme wäre der Ausweg [8]. Die Übertragungsnetzbetreiber selbst halten in ihrem Positionspapier vom 5. Februar 2026 eine gesetzliche Pflicht für Speicherbetreiber für notwendig, FCA abzuschließen [7]. Für Rechenzentren fordern sie das in diesem Papier nicht, sondern sehen rechtliche Anpassungen vor, damit neben Großbatteriespeichern auch Industriegebiete, Rechenzentren oder Gaskraftwerke angemessen berücksichtigt werden können [7]. Wie viele FCA bisher tatsächlich geschlossen wurden, nennt keine der ausgewerteten Quellen.

8.2 Rechenzentren: Wie flexibel ihre Last ist, bleibt eine Annahme

Die einzige Aussage der Quellen zur Lastflexibilität von Rechenzentren in Deutschland stammt von einer Kanzlei. CMS weist darauf hin, dass Rechenzentren im Vergleich zu Batteriespeichern weniger flexibel seien und ihre betriebliche Last wegen hoher Verfügbarkeitsanforderungen und vertraglicher Pflichten gegenüber Kunden nicht kurzfristig verschieben könnten; FCA seien deshalb kein Allheilmittel und müssten differenziert ausgestaltet werden [18]. Das ist eine Rechtseinschätzung vom 1. Oktober 2026 und keine Messung [18]. Eine Messung der Lastverschiebbarkeit deutscher Rechenzentren enthalten die ausgewerteten Quellen nicht.

Gegenstimmen im Sinne eines Belegs für hohe Flexibilität gibt es ebenfalls nicht, wohl aber Regelwerke, die sie unterstellen oder erzwingen. In den Niederlanden hielt das Klimaministerium im Oktober 2023 fest, dass für Großverbraucher in vielen Regionen kein Raum für neue Anschlüsse bestehe, außer wenn das Unternehmen in Spitzenzeiten weniger Strom abnimmt [14]. Als drastischere Möglichkeit erwog die Regierung, einen Vertrag mit rund um die Uhr garantierter Transportkapazität zu einem teureren Premiumprodukt zu machen und den flexiblen Vertrag zum Standard [14]. Zum Anschlussprogramm der Regierung zählt nach der Darstellung der Metropolregion Amsterdam als einer von acht Durchbrüchen das Ziel, Flexibilitätsabsprachen mit den 50 größten Stromverbrauchern zu treffen, nicht als erreichte Vereinbarungen [43]. Beide Texte behandeln Großverbraucher

allgemein und nicht Rechenzentren; eine rechenzentrumsspezifische Anschlussauflage steht nur als regionale Forderung nach schärferer Steuerung von Hyperscale-Standorten im Quellenbestand [14, 43].

In Irland ist die Kopplung verbindlich. Neue Rechenzentren müssen regelbare Erzeugung oder Speicher in Höhe ihrer maximalen Importkapazität nachweisen, nach einem technologiespezifischen Abschlagsfaktor [24]. Der Netzbetreiber EirGrid rechnet selbst vor, dass das neue Probleme erzeugen kann: Ein Rechenzentrum mit 100 Megawatt und einem Speicher von 300 Megawatt könnte das Gebiet beim Wiederaufladen für längere Zeit auf 400 Megawatt Last heben [24]. Das ist ein Beispiel von EirGrid und kein beobachteter Fall [24]. Zugleich berichtet EirGrid von Vorfällen, in denen Rechenzentren bei Spannungsschwankungen ihre Last schnell absenkten und damit im Gesamtsystem Störungen verursachten [23]. Einordnung der Redaktion: Eine solche unkontrollierte Lastreaktion ist das Gegenteil netzdienlicher Flexibilität, weil der Netzbetreiber sie nicht steuert. Die Argumentation von EirGrid ist allerdings an die Insellage Irlands gebunden, das nicht klassisch per Wechselstrom an das europäische Netz angeschlossen ist; für das deutsche Verbundnetz ist sie nicht belegt [23].

Für die Nachfrageseite insgesamt weist der Netzentwicklungsplan (zweiter Entwurf) eine Zeile „DSM (Industrie und GHD)“ aus. Der Posten wächst von 1,4 Gigawatt im Referenzjahr 2024 auf 4,6 bis 8,7 Gigawatt in den Szenarien für 2037 [15]. Ein Anteil von Rechenzentren ist in dieser Zeile nicht aufgeführt, und es handelt sich um Szenarioannahmen, nicht um Bestand [15].

8.3 Großbatteriespeicher: sieben Zahlen, sieben verschiedene Größen

Großbatteriespeicher sind der Bereich, in dem die Quellen die größten Zahlen nennen und in dem das Vermischen am nächsten liegt. Tabelle 8.1 stellt sie nebeneinander, jeweils mit Urheber, Stufe und Bezug. Keine Zeile ist mit einer anderen addierbar oder als Zeitreihe lesbar.

Tabelle 8.1: Großbatteriespeicher in Deutschland, sieben Größen mit je eigenem Bezug

Größe	Wert	Bezug	Art
Szenarioannahme Netzentwicklungsplan, 2. Entwurf	1,7 GW (Referenz 2024); 41,1 / 67,6 / 94,1 GW (Szenario A / B / C, 2037 und ebenso 2045)	installierte Leistung	Szenario
Regionalszenarien der Verteilnetzbetreiber	rund 2 GW aktuell, rund 68 GW (2045)	nur Verteilnetz	Prognose
Anschlusszusagen bei den vier Übertragungsnetzbetreibern	51 GW	2025, Zusagen	Verbandsangabe (BDEW)
Anschlussanfragen und -zusagen im Verteilnetz	über 71 GW	Stand November 2025, Anfragen und Zusagen gemischt	Verbandsangabe (BDEW)
Anfragen bei den Übertragungsnetzbetreibern	rund 250 GW	Zeitpunkt in der Quelle nicht genannt	Regierungsentwurf, Begründung
Anträge auf Verteil- und Übertragungsnetzebene zusammen	etwa 400 GW	Zeitpunkt nicht genannt; ob nur Speicher, lässt die Formulierung offen	Regierungsentwurf, Begründung
Antragsvolumen im ersten Zyklus des ÜNB-Verfahrens	rund 156 GW (347 Anträge)	Anträge von Batteriespeichern, Rechenzentren, Elektrolyseuren und anderen Großverbrauchern (Bezugsleistung)	Kanzleiangabe

Quellen: [5, 8, 15, 19, 29, 30] Drei Zeilen verdienen eine Erläuterung. Erstens ist das Szenario des Netzentwicklungsplans kein freies Modell: Projekte mit erteilter Netzanschlusszusage in fortgeschrittenem Stadium werden vollständig einbezogen, Projekte in der Planungsphase je nach Szenario nur mit 25 bis 50 Prozent ihrer Leistung [15]. Zusagen fließen also in die Szenarien ein, aber in einer Gewichtung, die sich von außen nicht zurückrechnen lässt. Zweitens bleibt die Leistung nach 2037 in den Szenarien unverändert; der Plan nennt im Abschnitt zu Großbatteriespeichern ausdrücklich, dass sich anders als im vorherigen Plan kein weiterer signifikanter Zuwachs der Flexibilitäten bis 2045 zeige [15]. Drittens ist die Zahl von rund 68 Gigawatt des Verteilnetzes eine Prognose der Verteilnetzbetreiber für 2045 [29]. Der BDEW ordnet die Regionalszenarien insgesamt als vergleichbar

mit Szenario B der Übertragungsnetzbetreiber ein [30]; daraus folgt keine Übereinstimmung einzelner Zahlen, und die Quellen setzen die 68 Gigawatt nicht mit den Szenariowerten des Netzentwicklungsplans gleich [30, 29].

Dass die 51 Gigawatt Zusagen in der Spanne von 41 bis 94 Gigawatt des Szenarios liegen, ist deshalb kein Beleg, dass die Zusagen erwartbar realisiert werden. Zusagen des Jahres 2025 und Szenarioleistung der Jahre 2037 bis 2045 sind verschiedene Größen [19, 15]. BDEW und Bundesregierung räumen beide ein, dass die Antragsmenge nicht das Realisierbare abbildet: Der BDEW schreibt, nicht jedes angefragte Projekt werde tatsächlich realisiert, die Größenordnung zeige aber den hohen Druck auf die verfügbaren Kapazitäten [19]. Die Gesetzesbegründung erwartet, dass nur ein Bruchteil der beantragten Projekte realisierbar ist, und nennt die „Antragsflut“ von Großbatteriespeichern als Ursache der Überlastung der Netzbetreiber [8].

Wo Speicher als Netzelement eingesetzt werden, ist das Bild vorsichtiger. Der Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber unterstellt kurative Systemführung, also das Eingreifen nach einem Ausfall statt vorsorglicher Leistungsbegrenzung, mit Netzboostern, Phasenschiebertransformatoren, Pump- und Großbatteriespeichern; das ist eine Planungsannahme [16]. Das Pilotprojekt KuPilot von Amprion und TenneT ist als Pilot im Übertragungsnetz eingestuft (Reifegrad TRG 7) [16]. Der erste Netzbooster soll nach Kapitel 4 des Plans voraussichtlich 2027 in Betrieb gehen, an anderer Stelle desselben Kapitels heißt es, die Inbetriebnahmen folgten ab 2026; der Plan führt beide Angaben nebeneinander, deshalb steht hier eine Spanne 2026 bis 2027 als Planungsangabe [16]. Der Nutzen kurativer Systemführung hänge wesentlich von den temporär in Ausfallsituationen zulässigen Stromgrenzwerten ab, und der Plan enthält keine kurativen Engpassmanagementanalysen [16]. Das Potenzial ist darin also nicht beziffert [16]. Immerhin zeige die erfolgreiche Auktion für den dezentralen Netzbooster Bayerisch-Schwaben, dass Speicher im Besitz von Marktteilnehmern auch für Netzzwecke genutzt werden können [16].

8.4 Was belegt ist und was Meinung ist

Die Quellenlage zu Flexibilität besteht überwiegend aus Positionen. Tabelle 8.2 trennt, wer was sagt.

Tabelle 8.2: Aussagen zu Flexibilität nach Urheber und Art

Aussage	Urheber	Art
FCA sind nach § 17 Abs. 2b EnWG möglich; keine ausdrückliche Pflicht zum Angebot, aber erwartete Prüfung vor einer Verweigerung	Gesetzestext; Bundesnetzagentur	geltendes Recht, amtliche Auslegung
Netzbetreiber dürften den Anschluss an FCA knüpfen (§ 17a Abs. 3 EnWG-RegE)	Bundesregierung	Entwurf
FCA-Pflicht für Speicherbetreiber notwendig	vier Übertragungsnetzbetreiber	Betreiberforderung
Rechenzentren weniger flexibel, FCA kein Allheilmittel	Kanzlei CMS	Rechtseinschätzung
Bessere Ausnutzung, aber keine zusätzliche Kapazität	BDEW	Verbandsposition
51 GW Zusagen, über 71 GW Anfragen und Zusagen	BDEW	Verbandsangabe
41 bis 94 GW Großbatteriespeicher 2037 bis 2045	Übertragungsnetzbetreiber, Szenariorahmen	Szenarioannahme

Quellen: [7, 8, 10, 15, 18, 19, 32] Auffällig ist, dass der BDEW und die IEA auf den ersten Blick Gegensätzliches sagen. Der BDEW stellt klar, dass digitale Maßnahmen und flexible Anschlusskonzepte zwar eine bessere Ausnutzung, aber keine zusätzliche Kapazität in den Netzen schaffen [19]. Die IEA schätzt, dass drei Netztechnologien bis zu 330 Gigawatt zusätzliche Erzeugung, Speicher und Nachfrage ohne Verstärkung an bestehende Netze anschließbar machen könnten [1]. Die beiden Aussagen bezeichnen aber verschiedene Dinge: Die IEA schätzt anschließbare Leistung bei besserer Nutzung bestehender Netze und nennt im vorliegenden Auszug weder Länderbezug noch eine Zahl für Deutschland; der BDEW spricht über den Kapazitätsbegriff deutscher Netze mit Schwerpunkt Verteilnetz [1, 19]. Beide halten fest, dass Netzoptimierung den Netzausbau nicht ersetzt [1, 19]. Die Netztechnik behandelt das Kapitel zum Netztechnik-Potenzial.

8.5 Voraussetzungen: wann Flexibilität Anschlussprobleme tatsächlich löst

Aus den Quellen lassen sich fünf Bedingungen ableiten, unter denen flexible Nachfrage oder Speicher einen Anschluss ermöglichen und nicht nur beschreiben. Sie sind Einordnung der Redaktion, jede mit der Quelle, auf der sie beruht.

Die Begrenzung muss erstens vertraglich bestimmt und überprüfbar sein: Höhe, Zeitraum, Dauer, Technik und Haftung gehören nach dem geltenden Gesetz in die Vereinbarung [32]. Sie muss zweitens im Entwurf von der Bundesnetzagentur genehmigt sein, bevor ein Übertragungsnetzbetreiber den Anschluss daran knüpfen darf [8]. Der Anschlussnehmer muss die Begrenzung drittens betrieblich einhalten können; wo Verfügbarkeitszusagen gegenüber Kunden bestehen, sieht CMS diese Voraussetzung bei Rechenzentren nur eingeschränkt erfüllt [18]. Viertens braucht es eine Vergütungslogik: In den Niederlanden vergütet der Netzbetreiber Großverbraucher und Erzeuger für Spitzenzeitverzicht [14], im Vorschlag des amerikanischen Netzbetreibers PJM ist für gekürzte Großlasten eine Vergütung auf Grundlage verifizierter Leistung vorgesehen, deren Höhe offen ist [12]. Das PJM-Papier regelt dabei die Ressourcenadäquanz im Kapazitätsmarkt und ausdrücklich nicht den Netzanschluss; es gilt als Beispiel für die Kopplung von Neulast und Kapazitätsnachweis, nicht als Anschlussregel [12]. Fünftens muss der Spielraum an der richtigen Stelle des Netzes liegen. Die Übertragungsnetzbetreiber nennen als ungenutzte Schaltfeldkapazität bei Mehrfachnutzung Fälle, in denen Schaltfelder mit über einem Gigawatt von einem Anschlussnehmer nur mit 150 bis 300 Megawatt genutzt werden, eine Quote nennen sie nicht [7]. Die Verbindung zur Frage des Netzortes ist ein Redaktionsschluss und steht nicht in der Quelle. Sie schlagen Kontingente für Batteriespeicher und Elektrolyseure vor und verlangen, dass jede Weitervergabe von Anschlusskapazität nur mit ihrer Zustimmung erfolgt [7].

Die Aussage „Flexibilität entlastet das Netz“ kippt, wenn eine dieser Bedingungen fehlt: wenn die Begrenzung nicht durchsetzbar ist, wenn Speicher beim Laden selbst Spitzenlast erzeugen, wie es das EirGrid-Beispiel zeigt [24], oder wenn der Engpass an anderer Stelle liegt als dort, wo geschaltet werden kann. Als Gegengewicht stellt die Gesetzesbegründung klar, dass die Möglichkeit zur Priorisierung von Anschlussbegehren die Pflicht des Netzbetreibers zum bedarfsgerechten Netzausbau nicht berührt [8]. Flexible Anschlüsse und Priorisierung verschieben die Reihenfolge und den Zeitpunkt der Nutzung; welche Leistung dadurch zusätzlich anschließbar wird, beziffert keine der Quellen für Deutschland.

9 Investitionsbedarf und Kosten: Spannen mit Etikett, keine Gesamtrechnung

9.1 Netzentwicklungsplan 2037/2045 (V2025): Entwurfswerte der Betreiber, nicht bestätigt

Die vier Übertragungsnetzbetreiber reichten den zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2025) am 13. März 2026 bei der Bundesnetzagentur ein und veröffentlichten ihn am 16. März 2026 [44]. Die Bundesnetzagentur konsultierte ihn vom 12. Juni bis zum 24. August 2026 [34]. Von 159 vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen hielt sie zum 12. Juni 2026 vorläufig 118 für bestätigungsfähig; 76 Maßnahmen sind bereits im Bundesbedarfsplangesetz oder in dessen in Überarbeitung befindlicher Fassung enthalten [34]. Eine Bestätigung des Plans nach dem Ende der Konsultation liegt in den ausgewerteten Quellen nicht vor. Bestätigt ist nach den Quellen nur der Vorgängerplan, der Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045, am 1. März 2024 [35]. Alle Kostenzahlen des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (V2025) in diesem Kapitel sind deshalb Entwurfswerte der Übertragungsnetzbetreiber; die Zahlen 323 und 440 Milliarden Euro betreffen dagegen das bestätigte Netz von 2023 (Abschnitt 9.2).

Eine weitere Zahl darf nicht mit den 159, 118 und 76 verwechselt werden: Das Bundeskabinett beschloss am 29. April 2026 den Entwurf zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes mit 45 weiteren Netzausbauvorhaben, deren Notwendigkeit die Bundesnetzagentur bereits im Plan von 2023 bestätigt hatte [33]. Ob das Gesetz verabschiedet wurde, belegen die Quellen nicht [33].

Tabelle 9-1 zeigt die Investitionsbedarfe des zweiten Entwurfs, so wie die Kompaktfassung sie nennt. Sie umfassen jeweils das Startnetz, also die bereits in Genehmigung oder Umsetzung befindlichen Maßnahmen, und das Zubaunetz. Die Spannen verlaufen über die Szenarien A bis C [15].

Tabelle 9-1: Investitionsbedarf Start- plus Zubaunetz, NEP V2025, 2. Entwurf (Milliarden Euro)

Posten	bis 2037	bis 2045
Offshore (Startnetz 60,8 plus Zubau)	96,4 bis 109,4	149,2 bis 167,2
Onshore (Startnetz rund 114,9 plus Zubau)	184,3 bis 196,2	215,6 bis 231,7
Gesamt	im ausgewerteten Text nicht genannt	rund 365 bis 392

Quelle: Q52. Szenariospanne A bis C, Investitionskosten, Entwurfsstand März 2026, nicht bestätigt.

Den Zubau allein, ohne Startnetz, weist Tabelle 4 des Plans je Szenario aus; Tabelle 9-2 gibt sie wieder.

Tabelle 9-2: Investitionsvolumen des Zubaunetzes ohne Startnetz, je Szenario (Milliarden Euro)

Szenario	2037 Offshore	2037 Onshore	2037 Summe	2045 Offshore	2045 Onshore	2045 Summe
A	35,6	69,3	105,0	88,4	100,8	189,2
B	48,6	73,2	121,8	106,4	110,1	216,5
C	48,6	81,3	129,9	97,8	116,8	214,6

Quelle: Q52 (Tabelle 4 des Plans). Ohne Startnetz; nicht als Gesamtkosten lesbar.

Die Rundungsprobe stimmt bis auf Zehntel. Berechnung der Redaktion: Szenario A 2045 ergibt 60,8 plus 114,9 plus 189,2 gleich 364,9 Milliarden Euro; der Text nennt an einer Stelle rund 365 als Untergrenze der Spanne und an anderer Stelle 364 für Szenario A [15]. Berechnung der Redaktion: Auch die Onshore-Werte weichen um 0,1 Milliarden ab: 114,9 plus 69,3 ergibt 184,2 statt der genannten 184,3, und 114,9 plus 100,8 ergibt 215,7 statt 215,6 [15]. Das sind Rundungsdifferenzen des Textes; genannt wird deshalb gerundet. Zur Größe des Netzes selbst: Insgesamt seien bis 2045 neue Trassen von rund 33.000 Kilometern erforderlich, im Startnetz steige der Umfang der Maßnahmen von rund 6.900 auf rund 10.400 Kilometer [15]. Die rund 4.800 Kilometer neuer Leitungen des bestätigten Plans von 2023 betreffen den Zusatzbedarf gegenüber dem Bundesbedarfsplan und sind mit den 33.000 Kilometern nicht vergleichbar [35, 15].

9.2 Die 323 und 440 Milliarden Euro gehören zu einem anderen Plan

Neben den 365 bis 392 Milliarden Euro stehen in der Debatte die Zahlen 323 und 440 Milliarden. Sie haben einen anderen Gegenstand. Die Kompaktfassung nennt sie im Zusammenhang mit dem bestätigten Netz des Plans von 2023: Dessen Gesamtkosten würden bei Realisierung von seinerzeit rund 323 Milliarden Euro auf mittlerweile etwa 440 Milliarden ansteigen, und zwar nach dem Energiewende-Monitoring von BET und ewi im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums vom September 2025 [15]. Die Primärquelle dieses Berichts liegt nicht vor; die Zahl ist eine Angabe der Übertragungsnetzbetreiber unter Verweis auf einen Dritten [15].

Tabelle 9-3: Kostenzahlen zum Übertragungsnetz und ihre Bezüge

Zahl	Bezug	Stand	Art
rund 323 Mrd. Euro	bestätigtes Netz NEP 2023, damalige Bewertung	„seinerzeit“ (Bezug NEP 2023); Preisbasis nicht genannt	Angabe der Übertragungsnetzbetreiber nach Dritt-Bericht
etwa 440 Mrd. Euro	dasselbe Netz bei Realisierung, neu bewertet	Monitoring September 2025	Angabe der Übertragungsnetzbetreiber nach Dritt-Bericht
364 (A), 392 (B), 390 (C) Mrd. Euro	NEP V2025, 2. Entwurf, Start- plus Zubaunetz, bis 2045	März 2026	Entwurfswert, nicht bestätigt
knapp 80 (A), rund 50 (B, C) Mrd. Euro	genannte Reduzierung der Investitionskosten	März 2026	Angabe im Plan; Vergleichsbasis nicht genannt

Quelle: [15] Die Kompaktfassung beziffert eine Reduzierung der Investitionskosten für Szenario A um knapp 80 Milliarden auf 364 Milliarden Euro und für B und C um rund 50 Milliarden auf etwa 392 beziehungsweise 390 Milliarden [15]. Wovon sie abgezogen wird, sagt der Text nicht. Berechnung der Redaktion: 364 plus 80 ergibt 444, 392 plus 50 ergibt 442 und 390 plus 50 ergibt 440 Milliarden Euro, also jeweils in der Nähe der 440 Milliarden; ob das die Vergleichsbasis ist, belegt der Text nicht [15]. Der Bericht trifft deshalb keine Aussage, die Kosten seien „von

440 auf 392 gesunken“. Auch Differenzen zwischen 323, 365 und 440 werden nicht gebildet, weil die Zahlen auf verschiedenen Plänen, Preisständen und Entwurfsstufen beruhen [15].

Warum fällt das Zielnetz kleiner aus? Die Kompaktfassung nennt eine Abwägung: Die Szenarien prüfen, ob Netzausbau oder das Hinnehmen von Engpassmanagementkosten volkswirtschaftlich vorteilhafter ist; wegen gestiegener Preise und Marktverknappung falle das Zielnetz reduzierter aus als im Plan von 2023, und nach der Zielnetzentwicklung verbleibe ein höherer Bedarf an Engpassmanagement [15]. Der Bedarf an inländischen Gleichstromverbindungen ist in allen Szenarien geringer als im vorherigen Plan, unter Berücksichtigung der Investitionskosten; die beiden Verbindungen über das Startnetz hinaus sollen aus Gründen der Kosteneffizienz als Freileitung ausgeführt werden [15]. Zwei weitere Verbindungen, DC43 und DC44, haben nach den Annahmen des Plans ein negatives Kosten-Nutzen-Verhältnis, mindern aber Engpässe stark und werden als Planungsoptionen geführt [15]. Das Bundeswirtschaftsministerium nennt die Freileitung als Kostensenkung gegenüber Erdkabeln und erwartet langfristig sinkende Netzentgelte; Zahlen dazu nennt es nicht [33]. Ein Satz seiner Pressemitteilung, nach dem Verbraucher durch geringere Kosten „belastet“ würden, ist nach dem Zusammenhang vermutlich ein Wortfehler und wird nicht als Aussage übernommen [33].

Der Plan räumt selbst ein, dass der Zubau im Startnetz die Überlastungen im Höchstspannungsnetz zwar reduziert, aber nicht im erforderlichen Ausmaß beseitigt, weil die Transformation des Stromerzeugungssystems an Dynamik gewonnen hat [15]. Das ist wichtig für den nächsten Abschnitt: Die Kosten des Engpassmanagements sind Teil der Planungsrechnung und kein Posten, der mit der Umsetzung des Plans verschwindet [15].

9.3 Netzengpassmanagement 2025: 3,08 Milliarden Euro in fünf Posten

Netzengpassmanagement bündelt die Eingriffe, mit denen Netzbetreiber Überlastungen beheben. Die Gesamtkosten lagen nach der Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage (hib vom 7. September 2026) 2024 bei rund 2,95 und 2025 bei rund 3,08 Milliarden Euro [17]. Tabelle 9-4 zeigt die fünf Posten, darunter den Redispatch, die kurzfristige Anweisung an Kraftwerke, ihre Leistung zu ändern, und das saldierte Countertrading, also gegenläufige Handelsgeschäfte zur Entlastung von Engpässen.

Tabelle 9-4: Netzengpassmanagement, Gesamtkosten und Posten (Millionen Euro)

Posten	2024	2025
Ausgleich an Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen	554	435
Redispatch mit konventionellen Marktkraftwerken	1.230	1.180
Vorhaltekosten Reservekraftwerke	696	955
Abrufkosten Reservekraftwerke	372	412
Countertrading (saldiert)	98	96
Summe laut Bundesregierung	rund 2.950	rund 3.080

Quelle: Q55. Berechnung der Redaktion: 435 plus 1.180 plus 955 plus 412 plus 96 ergibt 3.078; 554 plus 1.230 plus 696 plus 372 plus 98 ergibt 2.950 Millionen Euro. Die fünf Posten tragen die Summe, die Abweichung liegt unter 0,01 Milliarden Euro.

Die Fachpresse nennt andere Werte. Die zfk meldete am 31. März 2026 vorläufig rund 3,1 Milliarden Euro für 2025, vier Prozent mehr als im Vorjahr, bei nahezu unverändertem Volumen [42]. Für Vorhaltekosten nennt sie 952 und für den Ausgleich an Erneuerbare-Anlagen 433 Millionen Euro, die Bundesregierung 955 und 435 [42, 17]. Der Quellenbestand erklärt die Abweichung nicht; naheliegend sind Rundung und Revision (vorläufig gegenüber später), was eine Einordnung der Redaktion ist. In diesem Kapitel gelten die Werte der Bundesregierung, die zfk-Werte sind als vorläufig gekennzeichnet.

Das Volumen der Maßnahmen betrug 2025 nach der zfk rund 30,3 Terawattstunden und blieb nahezu unverändert; zur Einordnung: Deutschland erzeugte 2025 knapp 500 Terawattstunden [42]. Einordnung der Redaktion: Das ist eine Energiemenge, keine Kostengröße, und sie ist nicht ohne Weiteres die Menge ungenutzten Stroms. Mehr als 96 Prozent der erneuerbaren Energien konnten 2025 laut Bundesnetzagentur ins Netz eingespeist und genutzt werden,

die Abregelungen machten 3,5 Prozent der erneuerbaren Stromerzeugung aus [42]. Die Abregelung von Photovoltaikanlagen stieg nach der zfk um 94 Prozent gegenüber dem Vorjahr; die Überschrift desselben Artikels nennt 97 Prozent, die Quelle widerspricht sich also selbst [42]. Rund ein Drittel der Redispatch-Maßnahmen bei erneuerbaren Energien entstand 2025 durch Engpässe im Verteilnetz, im Vorjahr ein Viertel; die Bundesnetzagentur sieht darin nach der zfk einen Hinweis, dass der Verteilnetzausbau mit der Solarstrom-Einspeisung nicht Schritt hält [42]. Das Redispatch-Volumen bei konventionellen Kraftwerken stieg um 21 Prozent auf rund 6,2 Terawattstunden [42]. Für das Winterhalbjahr 2025/2026 prognostiziert die Bundesnetzagentur einen Redispatch-Bedarf von nur noch 17 Terawattstunden, 30 Prozent weniger als im Vorjahr; das ist eine Prognose und kein Messwert [42].

Aus den Posten ergibt sich ein gemischtes Bild. Die Gesamtkosten stiegen, obwohl das Volumen stabil blieb, und der Anstieg liegt bei den Reservekraftwerken, während der Ausgleich für abgeregelte Erneuerbare sank [17, 42]. Mehr geben die Quellen nicht her. Welcher Teil der Kosten auf Rechenzentren oder andere Großverbraucher zurückgeht, steht in keiner davon.

9.4 Was der BDEW beziffert, und warum es nicht zum NEP addiert wird

Der BDEW nennt für die Verteilnetze eigene Zahlen. Allein die 82 großen Verteilnetzbetreiber veranschlagen rund 110 Milliarden Euro bis 2033 und insgesamt 207 Milliarden Euro bis 2045 für den kapazitätserhöhenden Ausbau; reine Ersatzinvestitionen kommen hinzu [19]. Bis 2045 müssten rund 38.600 Kilometer Hochspannungsleitungen und 218.400 Kilometer Mittelspannungsleitungen gebaut oder verstärkt werden; eine vom BDEW zitierte Studie der Universität Wuppertal beziffert den Bedarf auf mehr als 500.000 Kilometer Kabel und rund 500.000 Transformatoren [19]. Die jährlichen Investitionen der Netzbetreiber in Übertragungs- und Verteilnetze stiegen von 11,2 Milliarden Euro 2022 über 15,9 Milliarden 2023 auf 25,4 Milliarden 2024; für 2025 waren 33,2 Milliarden geplant, davon rund 11 Milliarden für die Verteil- und 22,2 Milliarden für die Übertragungsnetze [19]. Der Wert für 2025 ist ein Planwert, kein Istwert [19]. Für Hochspannungsprojekte nennt der BDEW häufig zehn bis fünfzehn Jahre Realisierungszeit, der Regierungsentwurf nennt für den Netzausbau häufig acht bis zwölf Jahre; die Zahlen betreffen verschiedene Netzebenen und stehen nebeneinander [19, 8].

Die Verbandsposition kommt mit Forderungen. Der BDEW verlangt eine im internationalen Vergleich wettbewerbsfähige regulatorische Verzinsung als zentrale Finanzierungsbedingung und will 110-kV-Ersatzneubauten bis zu 60 Kilometern von der Umweltverträglichkeitsprüfung ausnehmen [19]. BDEW-Chefin Andreae sprach im Januar 2026 von einem historischen Investitionsprogramm in Milliardenhöhe, für das auch privates Kapital gewonnen werden müsse; einen Betrag nannte sie dabei nicht [30]. Das sind Interessenpositionen eines Verbands, die als solche gelten und nicht als Kostenfeststellung [19].

Tabelle 9-5: Kostengrößen nebeneinander (nicht addierbar)

Größe	Wert	Bezug	Art
NEP V2025, 2. Entwurf	rund 365 bis 392 Mrd. Euro	Übertragungsnetz, Start- plus Zubaunetz, bis 2045	Investitionsplan, Entwurf
Verteilnetzbetreiber (BDEW)	rund 110 Mrd. Euro bis 2033; 207 Mrd. Euro bis 2045	82 große Verteilnetzbetreiber, kapazitätserhöhend, ohne Ersatzinvestitionen	Plan der Betreiber
Jahresinvestitionen (BDEW)	25,4 Mrd. Euro (2024); 33,2 Mrd. Euro (2025 geplant)	Übertragungs- plus Verteilnetze	Ist- und Planwert
Netzengpassmanagement	rund 3,08 Mrd. Euro (2025)	Jahreskosten aller fünf Posten	amtliche Angabe der Bundesregierung
IEA-Schätzung zum Netzausbau	rund 100 Mrd. US-Dollar	Anschluss von bis zu 330 GW über Netzausbau, kein Länderbezug im Auszug; Berichtsdatum am Text nicht bestätigt	Größenordnung der IEA

Quellen: [1, 15, 17, 19] Die 207 Milliarden Euro der Verteilnetzbetreiber werden nicht zu den 365 bis 392 Milliarden des Übertragungsnetzplans addiert: andere Kostenart, anderer Rahmen, anderer Stand [19, 15]. Auch die Jahresinvestitionen von 25,4 Milliarden Euro sind mit dem Plan nicht addierbar; ob und wie sie sich mit den Startnetz-Kosten überschneiden, belegen Q65 und Q52 nicht [19, 15]. Die 100 Milliarden US-Dollar der IEA beziffern, was der Anschluss von bis zu 330 Gigawatt über Netzausbau statt über Netztechnik kosten würde, in US-Dollar und

ohne Bezug zum deutschen Plan [1].

9.5 Was diese Kosten über Rechenzentren nicht aussagen

Keine der Zahlen dieses Kapitels ist Rechenzentren zugeordnet. Die Gesamtkosten von 365 bis 392 Milliarden Euro sind weder Kosten durch Rechenzentren noch Strompreis- oder Netzentgeltwirkung [15]. Die 207 Milliarden der Verteilnetzbetreiber sind weder genehmigte noch auf Rechenzentren entfallende Investitionen [19]. Der BDEW nennt neben vervielfachten Anschlussanfragen als Anschlussbedarfe Industrie, Rechenzentren, Erneuerbare, Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen zugleich, ohne sie zu gewichten [19]. Die 28 Gigawatt Anschlussleistung, die 2025 in Betrieb gingen, betrafen Photovoltaik, Windkraft, Ladesäulen und Batteriespeicher; Rechenzentren nennt der BDEW dort nicht [19]. Bitkom nennt die Werte zur Rechenzentrumsleistung als IT-Anschlussleistung [4]. Einordnung der Redaktion: Sie sind nicht gleichzusetzen mit beantragter, reservierter oder zugesagter Netzanschlussleistung; Investitionssummen lassen sich deshalb weder je Megawatt noch je Rechenzentrum umlegen.

Was sich trotzdem belastbar sagen lässt, sind drei Dinge. Der Übertragungsnetzplan rechnet mit einem verbleibenden Engpassmanagement und stellt es gegen den Netzausbau, eine bewusste Planungsentscheidung und kein Versehen [15]. Die Engpasskosten laufen unabhängig vom Plan weiter und stiegen 2025 trotz stabilen Volumens [17, 42]. Wer die Kosten am Ende trägt, bleibt offen: Das Board des amerikanischen Netzbetreibers PJM wies das Management in einem Brief vom 27. Juli 2026 an, einen Vorschlag bei der FERC einzureichen (Einreichung und Ergebnis nicht belegt); darin sollen Beschaffungskosten den Versorgern zugewiesen werden, wobei PJM eine Zuweisung übernimmt, die die zuständige staatliche Aufsichtsbehörde anordnet und der Verteilnetzbetreiber meldet, und PJM hat nach eigener Angabe keine Zuständigkeit, Endkundenkosten einzelnen Rechenzentren zuzuordnen [12]. In Irland müssen neue Rechenzentren dagegen eigene neue erneuerbare und regelbare Erzeugung bereitstellen [13]. Die Beispiele zeigen, dass die Kostenzuordnung in anderen Rechtsordnungen gestaltet wird; für Deutschland belegt keine der Quellen eine solche Zuordnung, und die Beispiele werden nicht übertragen [12, 13].

10 Rechtliche und regulatorische Voraussetzungen: was gilt, was beschlossen ist, was Entwurf bleibt

Dieses Kapitel ordnet Regeln nach ihrer Stufe: geltendes Recht, Beschluss einer Behörde oder Regierung, Entwurf, Ankündigung. Die Darstellung ist eine redaktionelle Einordnung, keine Rechtsberatung. Stichtag ist der 14. November 2026; die jüngste ausgewertete Quelle zum Netzpaket stammt vom 4. November 2026, spätere Verfahrensschritte sind deshalb nach den vorliegenden Quellen nicht belegt.

10.1 Geltendes Recht: § 17 EnWG regelt den Anschluss, ein Ausbauanspruch ist Auslegungsfrage

Der abgerufene Normtext von § 17 des Energiewirtschaftsgesetzes (Absätze 1 bis 4, Portal des Bundes, Abruf 14. November 2026, ohne ausgewiesenes Fassungsdatum) verpflichtet Netzbetreiber, Letztverbraucher, Erzeugungs- und Speicheranlagen zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen anzuschließen, die angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sind (Abs. 1 Satz 1) [32]. Sie können den Anschluss verweigern, soweit sie nachweisen, dass er aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist (Abs. 2 Satz 1) [32]. Die Ablehnung ist in Textform zu begründen; bei Kapazitätsmangel muss die Begründung auf Verlangen darlegen, welche Maßnahmen und Kosten zum Ausbau des Netzes im Einzelnen erforderlich wären (Abs. 2 Satz 2 und 3) [32]. Flexible Netzanschlussvereinbarungen regelt Abs. 2b; Kapitel 8 geht darauf ein [32].

Was der Text nicht enthält, ist ebenso aufschlussreich. Eine Regel zur Reihenfolge oder zum Verfahren der Kapazitätsvergabe steht in den Absätzen 1 bis 4 nicht; eine Volltextsuche nach Reifegrad, Priorisierung, Vergabe und Verteilungsverfahren blieb ohne Treffer [32]. Das Reifegradverfahren der Übertragungsnetzbetreiber steht in § 17 EnWG nicht [32]. Für Kraftwerke ab 100 Megawatt an Netzen ab 110 Kilovolt regelt die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) den Anschluss; auf Energiespeicheranlagen ist sie nach der Änderung vom 23. Dezember 2025 ausdrücklich nicht anwendbar [10, 22].

Zum Anspruch auf Netzausbau liegen Auslegungen vor, aber kein Gesetzestext. Nach Gleiss Lutz richtet sich der Anspruch aus § 17 EnWG grundsätzlich auf das vorhandene Netz, ein Anspruch auf Netzausbau bestehe

grundsätzlich nicht, die Reichweite eines mittelbaren Anspruchs sei umstritten [5]. Der BDEW legt § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG so aus, dass Netzbetreiber ihre Netze bedarfsgerecht optimieren, verstärken und ausbauen müssen, soweit das wirtschaftlich zumutbar ist, und führt § 14d EnWG als Konkretisierung für die Netzausbaupläne an [19]. Der Wortlaut dieser beiden Normen liegt nicht vor. Die Bundesnetzagentur stellt in einem Einzelfall fest, der Netzbetreiber sei nicht verpflichtet, zur Realisierung des begehrten Anschlusses Ausbaumaßnahmen vorzunehmen [22]. Die Übertragungsnetzbetreiber schreiben in ihrer Verfahrensdokumentation, aus dem laufenden Zyklus ergebe sich kein unmittelbarer Anspruch auf Netzausbau; ernsthafte, nicht berücksichtigte Projekte könnten ohne zusätzliche Kosten in den nächsten Zyklus überführt werden [6]. Die beiden Positionen widersprechen sich nicht zwingend: Eine Pflicht zum Ausbau im Rahmen der Planung ist nicht dasselbe wie ein Anspruch des einzelnen Anschlusssuchenden darauf.

10.2 Die Verfahren der Bundesnetzagentur: Verfahrenswahl beim Netzbetreiber

Drei Verfahren der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur werden in der Debatte genannt. Sie haben unterschiedliches Gewicht.

BK6-24-245 ist ein Konsultationsverfahren zur Zuteilung von Entnahmeleistungen und kein Beschluss. Die Beschlusskammer verfolgte nach Sichtung der Stellungnahmen das Ziel eines Positionspapiers nicht weiter; es bleibe jedem Netzbetreiber überlassen, ein Verfahren zu entwickeln und anzuwenden, das den Anforderungen des § 17 EnWG genügt (Stand 5. Februar 2025) [26]. Sie hielt es für erforderlich, dass der Netzbetreiber sein Verfahren und seine Regeln auf seiner Internetseite veröffentlicht [26]. Nach demselben Dokument bestand in der Konsultation weitestgehend Einigkeit, dass die Veröffentlichung verfügbarer Anschlusskapazitäten ein geeignetes Mittel gegen Mehrfachanfragen ist, und auch aus Sicht der Beschlusskammer sollte alles dafür getan werden [26]. Die zfk berichtete damals, es gebe bisher keine gesetzlichen oder regulatorischen Vorgaben für die Vergabe, die Bundesnetzagentur habe fünf mögliche Verfahren genannt [27]. Für 2026 gilt dieser Satz nicht mehr unverändert, weil seitdem Verfahren der Übertragungsnetzbetreiber und ein Regierungsentwurf vorliegen [27, 6, 8].

BK6-25-296 ist dagegen ein Beschluss, aber ein Einzelfall. Mit Beschluss vom 5. August 2026 lehnte die Bundesnetzagentur den Antrag der Betreiberin eines Batteriespeichers gegen 50Hertz ab [22]. Zu den Gründen zählt, dass § 17 Abs. 1 EnWG kein bestimmtes Verfahren der Kapazitätsverteilung definiert und die Wahl des Verteilungsverfahrens bis zur tatsächlichen Durchführung der Verteilung grundsätzlich im Ermessen des Netzbetreibers steht [22]. Der von 50Hertz angekündigte Wechsel zum Reifegradverfahren und die Überführung des streitigen Anschlussbegehrens sind unter dem Gesichtspunkt des § 17 EnWG nicht zu beanstanden [22]. Die Bestätigung der Vollständigkeit der Antragsunterlagen berechtigt zur Teilnahme am Verfahren des Netzbetreibers [22]. Davon getrennt stellt die Beschlusskammer fest, dass die Antragstellerin keinen Anspruch auf einen individuellen Netzausbau hat [22]. Der Beschluss enthält eine Rechtsbehelfsbelehrung (Beschwerde zum Oberlandesgericht Düsseldorf binnen eines Monats nach Zustellung, ohne aufschiebende Wirkung); ob er rechtskräftig ist, belegt keine ausgewertete Quelle [22]. Als Entscheidung über Rechenzentren oder über das Reifegradverfahren insgesamt darf der Beschluss nicht gelesen werden [22].

BK6-25-287 vom 4. Mai 2026 kennt der Bericht nur über die Kanzlei Gleiss Lutz. Danach hat die Bundesnetzagentur bestätigt, dass die Wahl des Verteilungsverfahrens bis zur verbindlichen Vergabe grundsätzlich im Ermessen des Netzbetreibers liegt und das Gesetz kein bestimmtes Verfahren vorschreibt [5]. Der Beschluss selbst liegt nicht vor und wurde nicht gelesen; mit BK6-25-296 ist er nicht gleichzusetzen, weil Aktenzeichen und Datum verschieden sind [5, 22].

Zwei Äußerungen betreffen das Missbrauchsverfahren, beantworten aber nicht dieselbe Frage. Die Bundesnetzagentur schreibt auf ihrer Fachseite (undatiert, Abruf 14. November 2026), ein Missbrauchsantrag sei ein formales Verfahren, das erheblich Zeit in Anspruch nehme und große personelle Ressourcen binde; eine Beschleunigung des Anschlussbegehrens sei dadurch nicht zu erreichen [10]. Gleiss Lutz nennt das besondere Missbrauchsverfahren nach einer Teilablehnung dagegen als sinnvollen Rechtsbehelf und hebt die Ermittlungs- und Auskunftsbefugnisse der Behörde hervor [5]. Die Fachseite behandelt nicht die Lage nach einer Teilablehnung im Reifegradverfahren. BK6-25-296 war selbst ein besonderes Missbrauchsverfahren, das in der Sache entschieden wurde (Antrag vom 8. Juli 2025, Beschluss vom 5. August 2026) [22]. Beide Positionen stehen nebeneinander; keine

ist Rechtslage.

10.3 Das Netzpaket: ein Regierungsentwurf, keine seiner Normen gilt

Die Bundesregierung beschloss den Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens (Netzpaket) nach der Kanzlei GÖRG am 29. Juli 2026; als Bundestagsdrucksache 21/7866 liegt er seit dem 7. September 2026 vor [28, 8]. Die erste Beratung im Bundestag war nach GÖRG für den 24. September 2026 vorgesehen; ob sie stattfand, belegt keine Quelle [28]. CMS stellt am 1. Oktober 2026 fest, das Netzpaket befinde sich im parlamentarischen Verfahren, Änderungen seien zu erwarten, ein Inkrafttreten sei bis Ende des Jahres geplant [18]. Gleiss Lutz schreibt am 4. November 2026, Netzpaket und EEG 2027 könnten sich im Gesetzgebungsverfahren noch ändern [5]. Der BDEW hält es am 3. November 2026 für von höchster Priorität, dass die Regelungen des Netzanschlusspakets Gesetz werden; sie sind demnach noch kein Gesetz [19].

Zum Termin des Inkrafttretens liegen drei Angaben vor. Artikel 7 des Entwurfs sieht das Inkrafttreten am Tag nach der Verkündung vor, ein Verkündungsdatum gibt es nicht [8]. GÖRG schreibt, das Paket solle die Rahmenbedingungen zum 1. Januar 2027 grundlegend reformieren [28]. CMS nennt ein geplantes Inkrafttreten bis Ende des Jahres [18]. Ein Datum ist damit nicht gesetzt.

Die wichtigsten Regelungen, jeweils in der Fassung der Drucksache vom 7. September 2026 und ohne Kenntnis späterer Änderungen [8]:

- **§ 17 Abs. 1a:** Netzbetreiber dürfen die vorzuhaltende Leistung mit zwölf Monaten Ankündigung auf den höchsten gemessenen Wert der letzten fünf Jahre reduzieren, wenn sie über mehr als fünf Jahre nicht oder nicht in vereinbarter Höhe in Anspruch genommen wurde und voraussichtlich auch dauerhaft nicht erforderlich sein wird. Dabei sind insbesondere Hochlauf-, Erweiterungs-, Redundanz- und Sicherheitsbedarfe sowie bereits getätigte oder verbindlich beauftragte Investitionen zu berücksichtigen [8].
- **§ 17a:** Die Übertragungsnetzbetreiber legen der Bundesnetzagentur spätestens am 1. Januar 2027 gemeinsame Vorgaben für einheitliche, transparente, effiziente und diskriminierungsfreie Anschlussverfahren zur Bestätigung vor (Abs. 1). Die Bundesnetzagentur bestätigt sie oder verlangt Änderungen, und die Betreiber führen ihre Verfahren spätestens drei Monate nach der Bestätigung entsprechend durch (Abs. 2). Die FCA-Regelung steht in Abs. 3 [8].
- **§ 17b:** Die Übertragungsnetzbetreiber können Priorisierungsgrundsätze vorsehen und dabei sieben Kriterien heranziehen, darunter die Sicherheit des Systems, die effiziente Nutzung von Netzverknüpfungspunkten und die Standortgebundenheit (Abs. 1). Verteilnetzbetreiber sind berechtigt, diese Grundsätze zu übernehmen, aber nicht verpflichtet (Abs. 2). Rechenzentren nennt nicht der Gesetzestext, sondern die Begründung als berücksichtigungsfähig, etwa bei der Ansiedlung und bei Flächenausweisungen; ein Vorrang oder Anspruch folgt daraus nicht. Die Priorisierung berührt außerdem die Pflicht zum bedarfsgerechten Netzausbau nicht [8].
- **§§ 17c und 17f:** Netzbetreiber haben nach dem Entwurf verfügbare Anschlusskapazitäten auf ihrer Internetseite auf einer geografischen Karte zu veröffentlichen und monatlich zu aktualisieren, ohne Rechtsanspruch auf die tatsächliche Verfügbarkeit (§ 17c Abs. 1); Verteilnetzbetreiber haben nach dem Entwurf ab dem 1. Januar 2028 jedermann eine unverbindliche elektronische Netzanschlussauskunft für Anschlüsse ab 135 Kilowatt zu ermöglichen (§ 17c Abs. 2) [8]. Die Reservierung in der Mittelspannung ab 135 Kilowatt soll befristet und an den Projektfortschritt gebunden werden [8].
- **§ 14 Abs. 1d:** Verteilnetzbetreiber können Netzgebiete bis zu sechs Jahre als kapazitätslimitiert ausweisen, wenn die Wirkleistungserzeugung im Vorjahr um insgesamt mehr als 5 Prozent reduziert wurde; die Ausweisung soll technologiespezifisch und ausschließlich für Solaranlagen des ersten Segments und Windenergieanlagen an Land erfolgen [8]. Der Wegfall der Entschädigung folgt nicht aus der Ausweisung allein: Nach dem EEG-Teil des Entwurfs (§ 8 Abs. 4 EEG-E, § 13a Abs. 6 EnWG-E) hat der Netzbetreiber dem Anschlussbegehrenden einen Netzanschlussvertrag anzubieten, in dem der Anschlussnehmer auf den finanziellen Ausgleich bei Erzeugungsanpassung verzichtet; der Verzicht ist auf 20 Prozent des gesamten in einem Jahr erzeugten Stroms begrenzt (18 Prozent bei Windenergieanlagen an Land in Windenergiegebieten) und verlängert sich einmalig um 18

Monate, wenn die Voraussetzungen fortbestehen [8]; insgesamt ergeben sich nach GÖRG höchstens siebeneinhalb Jahre [28]. Das betrifft Erzeugungsengpässe, nicht den Anschluss von Verbrauchern wie Rechenzentren [28].

Die Zuständigkeit folgt der Netzebene: Die Übertragungsnetzbetreiber stellen die Verfahrensregeln für Höchstspannung (Netzebene 1) und die Umspannebene Höchst- zu Hochspannung (Netzebene 2) auf, die Reservierung auf Verteilernetzebene ist gesondert geregelt [8]. Die Begründung nennt als Anlass, Netzbetreibern fehle derzeit der rechtliche Handlungsspielraum, Netzanschlussbegehren zu priorisieren [8]. Nach CMS soll der Entwurf dem bestehenden Verfahren der Übertragungsnetzbetreiber eine gesetzliche Grundlage geben und die Priorisierungskriterien verbindlich festschreiben [18]. Das Reifegradverfahren selbst läuft seit dem 1. April 2026 auf Grundlage der Verfahrensdokumentation der Betreiber [6]. Mit dem Netzpaket nicht zu verwechseln ist das vom BDEW genannte angekündigte Verteilnetz(beschleunigungs)paket, ein anderes Vorhaben [19].

10.4 Rechenzentrumsstrategie, Grünstrom- und Effizienzvorgaben

Die Bundesregierung hat nach dem Digitalminister im Kabinett die erste nationale Rechenzentrumsstrategie beschlossen, mit 28 Maßnahmen in drei Handlungsfeldern: Energie und Nachhaltigkeit, Standort und Fläche, Technologie und Souveränität [31]. Ziel ist, die Kapazitäten bis 2030 mindestens zu verdoppeln, auf über sechs Gigawatt [31]. Das Strategiedokument selbst liegt nicht vor, nur die Rede des Ministers vom 16. April 2026; einzelne Maßnahmen lassen sich daraus nicht nacherzählen [31]. Im Handlungsfeld Energie nennt er verlässlichen, bezahlbaren und möglichst klimafreundlichen Strom, ohne Preis- oder Netzentgeltzusagen [31]. Im Handlungsfeld Standort kündigt er an, den Antragsstau bei Stromanschlüssen zu beseitigen und spekulative Anträge ohne echte Bauabsicht zurückzustellen [31]. Der Mechanismus steht in der Rede nicht; es ist eine Absichtserklärung, kein Verfahren [31]. Bitkom nennt „ein ungefähres Ausbauziel von 6.000 Megawatt“; für die Zielgröße gilt die Aussage des Ministers [4, 31].

Bei der Grünstromquote sind geltendes Recht und Entwurf zu trennen. Geltendes Recht nach § 11 Abs. 5 EnEfG (Portal des Bundes, ohne Fassungsdatum, Abruf 14. November 2026): Betreiber von Rechenzentren decken ihren Stromverbrauch bilanziell ab dem 1. Januar 2024 zu 50 Prozent und ab dem 1. Januar 2027 zu 100 Prozent durch Strom aus erneuerbaren Energien [36]. PwC nannte am 12. Mai 2026 denselben Termin, den 1. Januar 2027 [45]. Die Verschiebung des 100-Prozent-Termins auf den 1. Januar 2030 ist nach CMS Teil des Entwurfs zur Novelle des Energieeffizienzgesetzes, den das Bundeskabinett am 24. Juni 2026 beschlossen hat; bis dahin soll die 50-Prozent-Quote bestehen bleiben [18, 37]. Nach CMS stand das Gesetzgebungsverfahren im Bundestag am 1. Juli 2026 noch aus [37]; eine Verabschiedung durch den Bundestag ist nach den Quellen nicht belegt. Einordnung der Redaktion: Solange eine Verabschiedung nicht belegt ist, ist nach den Quellen der 1. Januar 2027 der Termin des geltenden Rechts und der 1. Januar 2030 ein Entwurf; welcher Stand zum 14. November 2026 tatsächlich gilt, setzt voraus, dass der Gesetzgebungsstand außerhalb dieser Quellen geprüft wird.

Auch zu den Effizienzvorgaben für Rechenzentren enthält § 11 EnEfG in der abgerufenen Fassung (ohne Fassungsdatum) Zahlenwerte. Rechenzentren, die vor dem 1. Juli 2026 den Betrieb aufnehmen oder aufgenommen haben, müssen danach eine Energieverbrauchseffektivität (PUE) von kleiner oder gleich 1,5 ab dem 1. Juli 2027 und von kleiner oder gleich 1,3 ab dem 1. Juli 2030 im Jahresdurchschnitt dauerhaft erreichen (Abs. 1) [36]. Für Rechenzentren, die ab dem 1. Juli 2026 den Betrieb aufnehmen, gelten ein PUE von kleiner oder gleich 1,2 und ein Anteil wiederverwendeter Energie von mindestens 10 Prozent; bei Betriebsaufnahme ab dem 1. Juli 2027 ist ein geplanter Anteil von mindestens 15 Prozent, ab dem 1. Juli 2028 von mindestens 20 Prozent vorgeschrieben, und die Anforderungen sind spätestens zwei Jahre nach Inbetriebnahme im Jahresdurchschnitt dauerhaft zu erreichen (Abs. 2) [36]. Ausnahmen von der Anforderung zur wiederverwendeten Energie regelt Abs. 3 [36]. Nach dem Entwurf zur Novelle sollen laut CMS die PUE-Grenzen für Bestandsrechenzentren auf höchstens 1,6 ab dem 1. Juli 2027 und höchstens 1,4 ab dem 1. Juli 2030 steigen, der PUE von 1,2 für neue Rechenzentren bleiben, die Frist zum Erreichen der Anforderungen für neue Rechenzentren von zwei auf vier Jahre verlängert und bei der Abwärmenutzung zusätzliche Ausnahmen aufgenommen werden [37]. Nach derselben Quelle sieht der Entwurf außerdem vor, die Überschrift von § 11 von „Klimaneutrale Rechenzentren“ in „Energieeffiziente Rechenzentren“ zu ändern, interne Abwärmenutzung (etwa zur Beheizung eigener Büro- und Betriebsräume) als Wiederverwendung anzurechnen und bei einem Anschluss an ein kommunales Wärmenetz ohne ausreichende Aufnahmekapazität ein Unterschreiten der

Vorgabewerte zuzulassen; neu wäre der Ausnahmetatbestand des § 11 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EnEfG-E (keine technisch und wirtschaftlich zumutbare Anschlussmöglichkeit an ein bestehendes oder geplantes Wärmenetz, nachzuweisen durch eine Kosten-Nutzen-Analyse), und nach § 16 Abs. 3 EnEfG-E soll die Pflicht zur Kosten-Nutzen-Analyse zur Nutzung technisch unvermeidbarer Abwärme auch bei der Modernisierung von Rechenzentren mit einem nominalen Gesamtenergieinput von mehr als 1 Megawatt gelten [37]. Das ist Entwurfsstand; eine vollständige Entwurfsfassung liegt im Quellenbestand nicht vor.

Ob Deutschland den Anschluss an eigene Erzeugung koppelt, wie Irland es tut, belegt keine der Quellen als geplant oder rechtlich möglich [24]. In Irland müssen neue Rechenzentren 80 Prozent des Jahresbedarfs aus zusätzlichem erneuerbarem Strom decken, mit einem Übergang von sechs Jahren und bilanziell über das Jahr gerechnet; liegt ein Antrag in einem eingeschränkten Gebiet, wird das Verfahren beendet [24]. Das ist ein Gegenbeispiel mit Insellage und kein Bauplan [23, 24].

10.5 Stufen der Regeln, Stand 14. November 2026

Tabelle 10-1: Regelungen nach Stufe

Regelung	Stufe	Stand laut Quelle
§ 17 Abs. 1, 2, 2b EnWG: Anschluss, Verweigerung, flexible Vereinbarung	geltendes Recht	Portal des Bundes, Abruf 14.11.2026, ohne Fassungsdatum
BK6-25-296: Verfahrenswahl beim Netzbetreiber, Einzelfall Batteriespeicher	Beschluss der Bundesnetzagentur	05.08.2026
BK6-25-287: Verfahrenswahl beim Netzbetreiber	Beschluss laut Kanzlei, Original nicht gelesen	04.05.2026
BK6-24-245: Zuteilung von Entnahmeleistungen	Konsultation ohne Positionspapier, kein Beschluss	05.02.2025
Reifegradverfahren der Übertragungsnetzbetreiber	Verfahren der Betreiber, kein Gesetz	seit 01.04.2026; ausgewertete Fassung: Version 1.1 vom 27.04.2026, Version 1.2 vom 16.06.2026 nicht ausgewertet [6, 38]
Verteilnetz-Verfahren (E.ON-Netzbetreiber, Netze BW)	Verfahren der Betreiber	Antragsphasen ab 12.10. und 01.11.2026, Ergebnisse 03/2027 geplant
Rechenzentrumsstrategie, 28 Maßnahmen	Kabinettsbeschluss	Rede vom 16.04.2026; Dokument nicht ausgewertet
Netzpaket (§§ 14 Abs. 1d, 17 Abs. 1a, 17a, 17b, 17c, 17f EnWG-RegE)	Regierungsentwurf	Kabinett 29.07.2026, Drucksache 07.09.2026, zuletzt 04.11.2026 im Gesetzgebungsverfahren
Bundesbedarfsplangesetz: 45 weitere Vorhaben	Kabinettsentwurf	29.04.2026, Verabschiedung nicht belegt
Netzentwicklungsplan 2037/2045 (V2025)	2. Entwurf, Konsultation beendet	bestätigt ist nur NEP 2023 (01.03.2024)
§ 11 Abs. 1, 2, 5 EnEfG: PUE-Vorgaben, wiederverwendete Energie, Grünstromquote 50 Prozent ab 01.01.2024 und 100 Prozent ab 01.01.2027	geltendes Recht	Portal des Bundes, Abruf 14.11.2026, ohne Fassungsdatum [36]
EnEfG-Novelle: Verschiebung des 100-Prozent-Termins auf 01.01.2030, geänderte PUE-Werte	Kabinettsentwurf, Verabschiedung nicht belegt	Kabinett 24.06.2026 laut CMS [18, 37]
Zurückstellen spekulativer Anträge	Ankündigung	Rede vom 16.04.2026, ohne Mechanismus
Verteilnetz(beschleunigungs)paket	angekündigtes Vorhaben	BDEW, 03.11.2026

Quellen: [5, 6, 8, 18, 19, 22, 26, 28, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37] Die Spalte „Stufe“ trägt die eigentliche Information: Als geltendes Recht stehen in dieser Tabelle die erste Zeile (§ 17 EnWG) und die Zeile zu § 11 EnEfG. Alle anderen sind Verfahren privater Netzbetreiber, Einzelfallentscheidungen, Planungsstände, Entwürfe oder Ankündigungen.

10.6 Was offen ist

Offen ist erstens das Ergebnis des ersten Zyklus des Reifegradverfahrens, das die Übertragungsnetzbetreiber nach ihrer Verfahrensdokumentation allen Antragstellern spätestens bis 30. November 2026 mitteilen wollen; die Mitteilung geht an die Antragsteller, eine öffentliche Ergebnismeldung ist nicht zugesagt [6]. Der Anschlusstermin nach einer Reservierung ist nach der Verfahrensdokumentation indikativ und unverbindlich [6]. Zweitens fehlt der Stand des Netzpakets nach dem 4. November 2026. Drittens fehlt der Wortlaut von BK6-25-287, viertens der Stand des Gesetzgebungsverfahrens zur EnEfG-Novelle und fünftens das Strategiedokument der Rechenzentrumsstrategie. Sechstens sollten die Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber zum 31. Oktober 2026 erscheinen; ihr Inhalt ist nicht ausgewertet [29]. Siebtens liegt die Verfahrensdokumentation der Übertragungsnetzbetreiber in Version 1.1 vor, Version 1.2 vom 16. Juni 2026 mit Klarstellungen zu Kriterien und Prozessablauf ist nicht ausgewertet [38].

Was sich trotzdem sagen lässt: Die Verfahrenswahl liegt nach der Bundesnetzagentur im Einzelfall grundsätzlich beim Netzbetreiber, den Wechsel zum Reifegradverfahren beanstandete sie in einem Fall nicht, und § 17 EnWG regelt die Vergabe nicht; der Gesetzgeber hat dazu einen Entwurf vorgelegt [32, 22, 8]. Die Aussage kippt, wenn der Bundestag den Entwurf ändert, wenn die Bundesnetzagentur Vorgaben der Betreiber zurückweist (§ 17a Abs. 2 EnWG-RegE) oder wenn BK6-25-287 anders lautet, als Gleiss Lutz es berichtet [8, 5].

11 Internationale Vergleichsfälle: Vier Verfahren, die verschiedene Dinge regeln

Irland, die Niederlande, Singapur und der amerikanische Netzverbund PJM stehen vor einer ähnlichen Frage: Wie verteilt man knappe Netzkapazität, wenn Rechenzentren mehr Leistung verlangen, als das Netz kurzfristig hergibt? Die Antworten unterscheiden sich allerdings in dem, was sie überhaupt regeln. Irland knüpft den Netzanschluss neuer Rechenzentren an eigene Erzeugung [13], die Niederlande bewirtschaften Wartelisten und Engpassgebiete für alle Netznutzer [14, 39], Singapur teilt Rechenzentrumskapazität per Ausschreibung zu [11], und PJM regelt den Kapazitätsnachweis neuer Großlasten, ausdrücklich nicht den Anschluss [12]. Dieses Kapitel stellt die vier Verfahren nach ihrem Wortlaut dar, nennt je Fall die Bezugsgröße und den Stichtag und trennt, was für Deutschland als Frage taugt und was nicht. Eine Rangfolge der Länder entsteht dabei nicht; die Quellen tragen sie nicht. Die Darstellung ist eine redaktionelle Einordnung und keine Rechtsberatung.

11.1 Wie die Fälle zu lesen sind

Alle vier Fälle beruhen auf Dokumenten der beteiligten Regulierer, Betreiber und Behörden: der irischen Regulierungsbehörde CRU und des Netzbetreibers EirGrid, der niederländischen Regierung, der Regulierungsbehörde ACM und der Metropolregion Amsterdam, der Behörden EDB und IMDA in Singapur sowie des PJM-Boards [13, 23, 14, 39, 43, 11, 12]. Es sind Selbstbeschreibungen der Beteiligten, keine unabhängigen Wirkungsmessungen. Wo ein Verfahren seine Wirkung beschreibt, steht das hier als Ziel oder Erwartung, nicht als Ergebnis. Zahlen zur tatsächlichen Wirkung, etwa zur Zahl angeschlossener Anlagen, enthalten die ausgewerteten Texte durchweg nicht.

Die Bezugsgrößen sind nicht vergleichbar, und die Darstellung verrechnet sie deshalb nicht: Irland rechnet in Maximum Import Capacity (MIC, der vereinbarten maximalen Bezugsleistung) und in Jahresenergie [24], die Niederlande zählen Anträge auf Wartelisten [43], Singapur vergibt Megawatt an Rechenzentrumskapazität [11], und PJM spricht über Gigawatt prognostizierter Großlasten [12].

11.2 Irland: Anschluss nur mit eigener Erzeugung

Was das Verfahren regelt. Die irische Regulierungsbehörde CRU veröffentlichte am 12. Dezember 2025 die Entscheidung zur Large Energy Users Connection Policy (Aktenzeichen CRU2025236) [13]. Als Zweck nennt sie einen Pfad für neue Rechenzentrumsanträge, der Risiken für die Versorgungssicherheit und Systemengpässe adressiert und Erneuerbaren-Ziele fördert [13]. Neue Rechenzentren, die unter dieser Regel anschließen, müssen neue erneuerbare und regelbare Erzeugung bereitstellen [13]. Die Direktive löst die frühere Direktive CRU/21/124 ab und gilt für alle neuen Anschlussanträge für neue oder zusätzliche Kapazität im Geltungsbereich [13]. Bereits eingegangene und in Bearbeitung befindliche Anträge laufen nach EirGrid weiter nach der alten Direktive [23]. Die EirGrid-Policy DCCOPP v3 gilt nach EirGrid ausschließlich für Rechenzentren; der Titel der CRU-Entscheidung lautet dagegen „Large Energy Users Connection Policy“ [24, 13].

Wie EirGrid prüft. Der Netzbetreiber EirGrid prüft neue Rechenzentrumsanträge in vier Elementen: regelbare Erzeugung oder Speicher mindestens in Höhe der MIC, mindestens 80 Prozent des Jahresbedarfs aus zusätzlichem erneuerbarem Strom, die Lage in einem eingeschränkten oder nicht eingeschränkten Netzgebiet und die Wirkung auf die Systemstabilität [24]. Die regelbare Erzeugung muss nach Anwendung eines technologiespezifischen Abschlagsfaktors 100 Prozent der MIC decken; konkrete Faktoren nennt der Text nicht [24]. Die 80 Prozent sind zusätzlich erzeugter erneuerbarer Strom aus der Republik Irland, mit einem Übergangszeitraum von sechs Jahren [24]. Der Text rechnet dabei bilanziell über das Jahr, nicht stundenscharf [24]. Eine Kanzlei bestätigt diese Auflage in ihrer Einordnung vom 16. Dezember 2025; als Primärbeleg taugt dieser Bericht nicht [41].

Liegt ein Antrag in einem eingeschränkten Gebiet, wird das Verfahren beendet [24]. Eingeschränkt ist ein Gebiet, wenn es einen Rechenzentrumsantrag nur mit neuer Verstärkungsinfrastruktur aufnehmen könnte [24]. Als Prüfkriterium nennt EirGrid eine Überlast von mehr als 1 Megawatt über der Fähigkeit eines Betriebsmittels [24]. Das Verfahren endet auch, wenn die prognostizierte Abregelung der zugeordneten Erneuerbaren die 80-Prozent-Quote unterschreiten lässt [24]. Wie viele Anträge daran scheiterten, steht nicht in den Texten [24].

Was die 80 Prozent praktisch bedeuten. EirGrid rechnet zur Illustration vor: Ein Rechenzentrum mit 100 Megawatt MIC braucht bei 40 Prozent Kapazitätsfaktor 200 Megawatt Wind oder bei 20 Prozent Kapazitätsfaktor 400 Megawatt Solar, um zu 80 Prozent erneuerbar versorgt zu sein; der Betreiber selbst nennt diese Annahmen sehr optimistisch [24]. Ein zweites Beispiel mit angenommenen sieben Prozent Abregelung zeigt, dass vier Solarparks zu je 100 Megawatt nur 74 Prozent des Jahresverbrauchs von 876 Gigawattstunden decken würden und die MIC unter 92 Megawatt bleiben müsste [24]. Beide Rechnungen sind Rechenbeispiele des Netzbetreibers und keine Messwerte [24].

Bezugsgröße und Lage. Nach EirGrid sind in Irland 2 Gigawatt Rechenzentren vertraglich zugesagt, überwiegend im Großraum Dublin; bei voller Inanspruchnahme wären das nahezu ein Drittel der gesamten Nachfrage [23]. Eine Marktabfrage ergab Interesse an weiteren 6 Gigawatt, was die aktuelle Systemspitze verdoppeln würde; das ist eine Interessenbekundung, keine Warteliste [23]. Die Spitzenlast der Gesamtinsel beträgt etwa 7,5 Gigawatt [23]. Die Regulierungsbehörde gibt an, die Gesamtnachfrage sei in zehn Jahren um 30 Prozent gewachsen, wozu Rechenzentren wesentlich beigetragen hätten [13]. Den Großraum Dublin sieht EirGrid als vollständig eingeschränkt für neue Anträge nach CRU2025236, und die verfügbare Kapazitätsreserve im irischen System sei weitgehend erschöpft [23]. Für den Westen nennt EirGrid eine grobe Desktop-Abschätzung von 50 bis 100 Megawatt je Standort in Galway, Limerick und Cork, zusammen 150 bis 300 Megawatt; diese Werte sind nicht gesichert, solange kein Anschlussvertrag abgeschlossen ist [23]. Neue Anschlüsse an 220-Kilovolt-Stationen mit laufenden Bauprogrammen hält EirGrid erst ab Mitte der 2030er-Jahre für möglich; das ist eine Planungsannahme, keine Terminzusage [23].

Stabilität. EirGrid berichtet von Vorfällen, bei denen Rechenzentren bei Spannungsschwankungen ihre Last rasch reduzierten; Zahlen nennt der Text nicht [23]. Oszillierende Lastprofile von KI-Rechenzentren könnten die Stabilität gefährden; das ist eine Risikobewertung im Konjunktiv, kein eingetretenes Ereignis [23].

Was offen bleibt. EirGrid erwartet, dass Rechenzentren unter der neuen Regel die Versorgungssicherheit nicht zusätzlich belasten, weil sie regelbare Erzeugung in Höhe der MIC mitbringen müssen; das ist eine Erwartung, keine nachgewiesene Wirkung [23]. Eine Kanzlei nannte als Frist für die Veröffentlichung des Anschlussprozesses den 31. März 2026, die EirGrid-Unterlagen tragen das Revisionsdatum 20. Mai 2026; die Differenz erklären die Quellen nicht, und ein Verzug lässt sich daraus nicht ableiten [41, 23]. Offen ist auch, wie Rechte und Pflichten bei Reduktion oder Beendigung der Importkapazität vertraglich ausgestaltet werden [41].

Was übertragbar ist und was nicht. Irland ist eine synchrone Insel ohne klassische Wechselstromanbindung an das europäische Netz, und EirGrid begründet die besondere Störungsanfälligkeit ausdrücklich damit [23]. Dublin konnte nach EirGrid früher viele Rechenzentren aufnehmen, weil es auf Netzstrukturen der 1970er- und 1980er-Jahre zurückgreifen konnte [23]. Daraus folgt für Deutschland nur eine Bedingung: Die irischen Stabilitäts- und Kapazitätsurteile würden für das deutsche Verbundnetz erst tragen, wenn ein eigener Beleg zum deutschen Netz sie stützt [23]. Ob eine Kopplung von Anschluss und eigener Erzeugung in Deutschland rechtlich möglich oder geplant ist, belegt keine der ausgewerteten Quellen [24].

11.3 Niederlande: Warteliste und kleinere Engpassgebiete für alle Netznutzer

Was die Verfahren regeln. Die niederländischen Quellen beschreiben keine Regel für Rechenzentren, sondern die Bewirtschaftung eines vollen Netzes für alle. Nach einem Schreiben der Regierung an das Parlament vom 18. Oktober 2023 (das Quellenverzeichnis führt die Veröffentlichung als Kamerstuk unter dem 24. Oktober 2023) gibt es für Großverbraucher in vielen Regionen keinen Raum für neue Anschlüsse oder Erweiterungen, außer bei geringerer Abnahme zu Spitzenzeiten [14]. „Kein Raum“ bedeutet laut diesem Schreiben einen Platz auf der Warteliste; angeschlossen wird erst nach Netzausbau oder großflächig flexiblerer Netznutzung [14]. Genannt werden damals große Teile von Noord-Brabant und Limburg sowie Gelderland, Utrecht, Flevoland und ein großer Teil des Rotterdamer Hafens [14]. Diese Liste gilt für den Stichtag 18. Oktober 2023 und ist keine aktuelle Regionenliste [14]. Der Text erwähnt weder Rechenzentren noch Hyperscaler; die Volltextsuche ergab am 14. November 2026 keinen Treffer, was aber nur für dieses eine Dokument gilt [14].

Als Instrument beschreibt das Schreiben das Engpassmanagement: Netzbetreiber schließen Verträge mit Großverbrauchern und Erzeugern, die zu Spitzenzeiten weniger abnehmen oder einspeisen, und vergüten sie dafür [14]. Die Regierung erwog außerdem eine Teilnahmepflicht, bei der Unternehmen oberhalb einer ungenannten Leistungsgrenze nachweisen müssen, welcher Teil ihrer Kapazität flexibel einsetzbar ist [14]. Als drastische Möglichkeit nannte sie, garantierte Transportkapazität rund um die Uhr zu einem teureren Premiumprodukt zu machen [14]. Beides war 2023 eine Prüfung beziehungsweise ein Gedankenspiel, kein Beschluss [14]. Die Netzbetreiber planten 2024 Investitionen von rund 6 Milliarden Euro und ab 2025 von 8 Milliarden Euro pro Jahr; das sind Planwerte des Schreibens, keine getätigten Investitionen [14].

Der Stand 2026. Der Netzbetreiber TenneT rief am 18. Oktober 2023 den Netzengpass im Gebiet Flevopolder, Gelderland und Utrecht (FGU) aus [39]. Nach dem überarbeiteten Bericht vom 18. Dezember 2025 wollte TenneT das Gebiet in vier Fokusgebiete teilen, nach dem Brief vom 8. Mai 2026 in fünf Engpassgebiete [39]. Im Engpassgebiet kommen Wartende aus der Warteschlange ans Netz, wenn genug regelbare Leistung vorhanden ist und andere Gebiete nicht wesentlich belastet werden [39]. Die Regulierungsbehörde ACM kann der Abgrenzung nach eigener Aussage gut folgen, stützt sich aber nur auf die Angaben von TenneT und ist nicht gebunden; es handelt sich um eine informelle Stellungnahme, nicht um eine Genehmigung [39]. Das Beschlussdatum ist der 12. Juni 2026, veröffentlicht wurde die Stellungnahme am 7. Juli 2026 [46]. Die ACM begründet die Teilung damit, dass Provinzen und Gemeinden in kleineren Gebieten konkreter sehen, was ihr Beitrag bringt, und angespornt werden, nach regelbarer Leistung zu suchen; das ist eine Begründung, keine nachgewiesene Wirkung [46]. Ein volles Netz kann nach der ACM Nachhaltigkeitsvorhaben bremsen, Firmengründungen und -wachstum verhindern und Wohnungsbau- und Wärmeziele in Bedrängnis bringen [39].

Die Metropolregion Amsterdam führt in ihrer Bestandsaufnahme vom 4. März 2026 aus, dass Ende 2025 in Noord-Holland 2.200 Anträge auf der Warteliste standen, davon 600 in Amsterdam, in Flevoland über 1.100 [43]. Diese Zahlen umfassen alle Anschlussanfragen, nicht nur Rechenzentren [43]. Auf den Wartelisten stünden auch Polizei, Feuerwehr und Krankenhäuser [43]. Für Amsterdam sei bei 1.600 von 2.000 Projekten bis 2036 der Netzengpass ein Risiko; auch das sind Projekte aller Art [43]. Die Region erwartet, dass der Engpass noch mindestens zehn Jahre dauert [43]. TenneT warnt demnach vor einem allgemeinen Anschlussstopp einschließlich Kleinverbrauchern für die FGU-Region, wenn keine starken Maßnahmen folgen; das ist eine Warnung, kein eingetretener Zustand [43]. Von der Zentralregierung fordert die Region eine schärfere Steuerung der Ansiedlung von Hyperscale-Rechenzentren; das ist eine regionale Forderung und keine bestehende Regel [43]. Zu den acht Durchbrüchen des Anschlussprogramms der Regierung gehören Flexvereinbarungen mit den 50 größten Stromverbrauchern, als Ziel und nicht als erreichte Vereinbarung [43].

Was übertragbar ist und was nicht. Die niederländischen Quellen belegen eine allgemeine Engpassbewirtschaftung mit Warteliste, Gebietsteilung und Flexverträgen. Einen rechenzentrumsspezifischen Anschlussstopp oder eine Quote belegen sie nicht [39]. Die Ursachen regionaler Verzögerung, die die Metropolregion nennt, sind Raummangel, lange Genehmigungswege, Stickstoff und Personalmangel; sie gelten für Noord-Holland und Flevoland und sind keine Netzanschlussregeln [43]. Für Deutschland tragen die Befunde nur unter der Bedingung, dass deutsche Quellen den Mechanismus stützen; die ACM-Positionen sind keine deutsche Rechtslage [39].

11.4 Singapur: Kapazität per Ausschreibung

Was das Verfahren regelt. Die Behörden EDB und IMDA starteten am 1. Dezember 2025 die zweite Ausschreibung für Rechenzentren (Data Centre Call for Application, DC-CFA2) mit mindestens 200 Megawatt Kapazität; mehr könne über neue grüne Energiepfade hinzukommen, beziffert wird das nicht [40]. Die Interessenbekundung endete am 5. Dezember 2025 [40]. Am 21. August 2026 teilten EDB und IMDA vorläufig 200 Megawatt an vier Betreiber zu [11]. Mehr als 20 Vorschläge gingen ein; je 50 Megawatt erhielten Digital Realty, Equinix, Keppel Data Centres und ST Telemedia Global Data Centres [11]. Die Auswahl erfolgte nach dem Fact Sheet im offenen Wettbewerb nach strategischen, wirtschaftlichen und Nachhaltigkeitskriterien; Gewichtungen stehen nicht im Text [11]. Zuteilung heißt hier vorläufig [11]; zu Netzanschluss oder Inbetriebnahme sagt das Fact Sheet nichts [11].

Zugesagte Merkmale der ausgewählten Vorschläge. Die vier Betreiber haben nach dem Fact Sheet zugesagt, die Mindestanforderungen an die Nachhaltigkeit der Ausschreibung zu übertreffen; diese Mindestanforderungen liegen nicht vor [11]. Die ausgewählten Vorschläge sehen vor, die Kapazität zu mehr als 50 Prozent beziehungsweise zu mindestens 50 Prozent aus grünen Energiepfaden speisen, etwa Biomethan, kohlenstoffarmem Ammoniak, kohlenstoffarmem Wasserstoff oder gebäudeintegrierter Photovoltaik [11]. Das Fact Sheet verwendet beide Formulierungen an verschiedenen Stellen und stimmt damit mit sich selbst nicht ganz überein [11]. Weitere Merkmale der Vorschläge sind Flüssigkühlung, ausschließlich energieeffiziente IT-Ausrüstung und die Zertifizierung Green Mark DC Platinum [11]. Die Behörde merkt in einer Fußnote an, Flüssigkühlung könne den Energieverbrauch auf Ebene des Rechenzentrums um über 30 Prozent gegenüber Luftkühlung senken; das ist eine allgemeine Angabe, nicht die gemessene Einsparung der vier Projekte [11]. Die Projekte siedeln auf Jurong Island, wo die Behörde JTC einen kohlenstoffarmen Rechenzentrumspark entwickelt [11]. Ob eine weitere Ausschreibung nötig ist, prüfen EDB und IMDA in 18 bis 24 Monaten; das ist eine angekündigte Prüfung, keine beschlossene dritte Runde [11].

Was übertragbar ist und was nicht. Singapur ist im Quellenbestand ein Beispiel für staatlich gesteuerte Kontingentierung per Ausschreibung. Angaben zum Netzanschlussverfahren, zum Netzbetreiber oder zu Netzentgelten enthalten beide Texte nicht [11]. Das Fact Sheet vom 1. Dezember 2025 liegt nur als Downloadverweis vor; seine Mindestanforderungen sind deshalb nicht belegt [40]. Ob eine Kontingentierung nach diesem Muster in Deutschland möglich wäre, sagen die Texte nicht und wird hier nicht behauptet [11].

11.5 USA/PJM: Neue Großlasten und der Nachweis von Kapazität

Was der Beschluss regelt. Das Board von PJM, dem Netzverbund mit nach eigener Angabe 67 Millionen versorgten Menschen, wies in einem Brief vom 27. Juli 2026 das Management an, bei der US-Aufsichtsbehörde FERC einen Vorschlag einzureichen [12]. Das Quellenverzeichnis führt den Brief unter dem 31. Juli 2026; im Brieftext steht der 27. Juli 2026, und der Grund der Differenz ist nicht belegt [12]. Das Ergebnis des FERC-Verfahrens steht nicht im Brief [12]. Der Anlass ist nach PJM, dass zwei aufeinanderfolgende Kapazitätsauktionen deutlich unter dem Reliability Requirement abschlossen [12]. PJM projiziert, dass neue Großlasten bis 2038 um etwa 70 Gigawatt wachsen, und nennt einen Rückbau von etwa 15 Gigawatt Erzeugung seit 2022; die 70 Gigawatt sind eine Prognose und nicht allein Rechenzentren zuzuschreiben [12].

Der Vorschlag hat mehrere Bausteine. Erstens soll PJM ein Register großer Lasten führen, für das die Verteilnetzbetreiber Informationen liefern müssen [12]. Zweitens soll ab September 2026 eine Beschaffung zur Absicherung der Versorgung (Reliability Backstop Procurement) beginnen, deren anfängliche Zielgröße dem in der Auktion 2028/2029 festgestellten Kapazitätsdefizit entspricht; die Kosten sollen den Versorgern (Load Serving Entities) zugewiesen werden [12]. Das ist ein Vorhaben laut Brief, über Beginn oder Ausgang berichtet der Quellenbestand nichts [12]. Drittens sollen die Verteilnetzbetreiber verpflichtet werden, einen Interim Resource Adequacy Service für neue Großlasten einzuführen, die ab dem 1. Juni 2027 nicht genug eigene Kapazität mitbringen und nicht anderweitig nach dem Zuverlässigkeitsstandard 1-in-10 versorgt werden können; Lastreduktionen unter diesem Service erfolgen vor dem Einsatz des Pre-Emergency Load Management [12]. Wer die gleiche Versorgungsqualität wie andere Lasten wolle, müsse ausreichend neue Kapazität mitbringen oder diesen Service nehmen [12]. Viertens ist für gekürzte Großlasten eine von der FERC genehmigte Vergütung vorgesehen, bemessen an verifizierter Leistung; die Höhe ist offen [12]. Zusätzliche Großlasten gegenüber der Prognose der Auktion 2028/2029 sollen ab dem Lieferjahr 2029/2030 aus der Nachfrage künftiger Auktionen ausgeschlossen werden; das

ist eine Anpassung der Auktionsnachfrage, keine Begrenzung für Rechenzentren [12].

Als Begründung führt PJM an, bestehende Verbraucher sollten keine höheren Kapazitätskosten tragen, die neue Großlasten ohne eigene Neuversorgung verursachen [12]. PJM habe keine Zuständigkeit, Endkundenkosten direkt einzelnen Rechenzentren zuzuordnen, weshalb Maßnahmen der Bundesstaaten wesentlich seien [12]. Den Vorschlag einer Koalition mit freiwilliger Zeichnung lehnte das Board ab, obwohl er mehr als zwei Drittel sektorgewichteter Unterstützung hatte, weil er nicht sicherstelle, dass die Kapazität tatsächlich beschafft wird [12].

Der Anschluss ist ausdrücklich ausgeklammert. Der Vorschlag betrifft den Anschluss der Last an das Netz nicht; dieser ist Gegenstand anderer Verfahren, im Brief unter dem Aktenzeichen EL26-67-000 genannt, dessen Inhalt und Stand der Brief nicht beschreibt [12]. Die Einzelheiten der Einreichung stehen laut Brief in Zusammenfassungen auf der Website des Verfahrens und im Einreichungstext, die im Quellenbestand nicht vorliegen; der Brief selbst nennt keine Leistungsschwelle für Großlasten, und eine solche wird hier nicht ergänzt [12].

Was übertragbar ist und was nicht. PJM zeigt die Kopplung von Neulast und Kapazitätsnachweis, also die Frage, wer die Erzeugungskapazität für zusätzlichen Verbrauch bereitstellt. Es ist kein Anschlussverfahren und kein beschlossenes Recht, sondern ein Vorschlag, der zur Genehmigung eingereicht wird [12]. Die Wirkung auf Deutschland ist im Wortlaut nicht belegt [12].

11.6 Vergleichstabelle

Tabelle 11-1: Vier Verfahren im Vergleich (Stand der jeweiligen Quelle)

Land	Instrument	Wirkung auf Rechenzentren	Belegstand	Übertragbarkeit auf Deutschland
Irland	Anschlusspolicy mit Prüfung durch EirGrid	Neue Anträge nur mit eigener regelbarer Erzeugung und 80 Prozent zusätzlichem Erneuerbaren-Strom (Jahresbilanz)	Regulierer und Betreiber, 12.12.2025 und 20.05.2026	Nur, wenn deutsche Quellen Kopplung von Anschluss und Eigenerzeugung als möglich belegen; Insellage gesondert
Niederlande	Warteliste, Engpassgebiete, Engpassmanagement	Keine rechenzentrumsspezifische Aussage in den Quellen; als Großverbraucher allgemein erfasst; kein eigener Anschlussstopp belegt	Regierungsschreiben 18.10.2023; ACM-Brief 12.06.2026; regionale Bestandsaufnahme 04.03.2026	Nur, wenn deutsche Quellen den Mechanismus stützen; ACM-Positionen sind keine deutsche Rechtslage
Singapur	Ausschreibung von Rechenzentrumskapazität	Vorläufige Zuteilung von 200 MW an vier Betreiber mit zugesagten Merkmalen der Vorschläge, Standort Jurong Island	Behördenmitteilung 21.08.2026	Nicht belegt; Netzanschluss in den Texten nicht behandelt
USA / PJM	Vorschlag zum Kapazitätsnachweis neuer Großlasten	Kapazität mitbringen oder Interim-Service; kein Anschlussverfahren	Brief 27.07.2026; Ergebnis des FERC-Verfahrens nicht bekannt	Nicht aus dem Wortlaut belegt; Ressourcenadäquanz, nicht Anschluss

Quellen: [13, 24, 23, 41]; [14, 39, 46, 43]; [11, 40]; [12].

Tabelle 11-2: Bezugsgrößen und Stichtage der genannten Zahlen

Fall	Zahl	Bezugsgröße	Stichtag
Irland	2 GW zugesagt	Vertraglich zugesagte Rechenzentrumsleistung	Mai 2026
Irland	6 GW Interesse	Interessenbekundung, keine Warteliste	Mai 2026
Niederlande	2.200 und über 1.100 Anträge	Wartelisten aller Anschlussanfragen, Noord-Holland und Flevoland	Ende 2025
Singapur	200 MW, je 50 MW	Vorläufige Zuteilung	21.08.2026
PJM	rund 70 GW	Prognose neuer Großlasten bis 2038	27.07.2026

Quellen: [23]; [43]; [11]; [12].

11.7 Was sich aus den Vergleichsfällen ableiten lässt

Einordnung der Redaktion: Die vier Fälle lassen sich als vier Fragen an ein Netzanschlussverfahren lesen. Irland fragt, wer die Erzeugung mitbringt. Die Niederlande fragen, wer wann in der Warteschlange steht und wer zu Spitzenzeiten verzichtet. Singapur fragt, wer das knappe Kontingent erhält. PJM fragt, wer die Kosten der Kapazität trägt. Auch das deutsche Verfahren muss diese Fragen beantworten; ob die ausländischen Antworten übertragbar sind, hängt an Bedingungen, die jeweils deutsche Belege verlangen.

Wo Deutschland steht, lässt sich aus den Quellen mit Stand 14. November 2026 benennen. Die vier Übertragungsnetzbetreiber vergeben Anschlüsse bei Überzeichnung nach dem Reifegradverfahren und nicht mehr nach dem Windhundprinzip; es richtet sich an Bezugs-, Speicher- und Mischanlagen und ist nicht auf Rechenzentren beschränkt [6]. Die Bundesnetzagentur hat im August 2026 festgestellt, dass die Wahl des Verteilungsverfahrens im Ermessen des Netzbetreibers liegt und das Gesetz kein bestimmtes Verfahren definiert [22]. Der Regierungsentwurf zum Netzpaket, der nach den vorliegenden Quellen noch kein Gesetz ist, würde das Verfahren gesetzlich verankern und nennt die Ansiedlung von Rechenzentren in der Begründung als berücksichtigungsfähig [8, 18, 19]. Die vorgesehene Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete soll dagegen nur Solaranlagen und Windenergie an Land erfassen, nicht Rechenzentren [28]. Der Unterschied zu Irland, wo das Gebiet über die Aufnahme von Rechenzentrumsanträgen entscheidet [24], ist damit sichtbar. Die Darstellung des deutschen Verfahrens steht in den vorangehenden Kapiteln und wird hier nicht wiederholt.

Zwei Bedingungen lassen sich formulieren. Eine Kopplung von Neulast und Kapazitätsnachweis wäre in Deutschland nur dann eine Option, wenn belegt wäre, dass Rechenzentren ihre Last in dem Maß verschieben oder durch eigene Erzeugung ausgleichen können, das das Verfahren voraussetzt. Dagegen spricht ein Befund aus dem deutschen Kontext: Rechenzentren sind nach einer Kanzleieinschätzung weniger flexibel als Batteriespeicher, weil Verfügbarkeitsanforderungen und Kundenpflichten ihre Last nicht kurzfristig verschieben lassen; flexible Anschlussvereinbarungen seien kein Allheilmittel [18]. Eine Wartelistenlogik wie in den Niederlanden stünde zweitens vor der Frage, welche Verbraucher Vorrang erhalten; die niederländische Regierung nannte 2023 eine andere Art der Priorisierung von Anschlüssen als Gegenstand laufender Beratungen [14], und die Metropolregion bewertet den neuen Rahmen der ACM als hilfreich bei der Verteilung der Knappheit, aber verbunden mit langen Antragsverfahren [43].

Ein Gegenargument gilt für alle vier Fälle: Verfahren, die vorhandene Kapazität nutzen oder verteilen, schaffen keine neue. Die Internationale Energieagentur nennt netztechnische Lösungen eine Ergänzung zum Netzausbau und keinen Ersatz [1], der BDEW sagt für Deutschland, bessere Ausnutzung schaffe keine zusätzliche Kapazität [19], und der deutsche Regierungsentwurf hält fest, dass die Priorisierung den bedarfsgerechten Netzausbau nicht ersetzt [8]. Die irische Planungsannahme, neue Anschlüsse an 220-Kilovolt-Stationen mit Bauprogrammen erst ab Mitte der 2030er-Jahre aufzunehmen, zeigt dieselbe Grenze für Irland [23].

Was der Vergleich nicht leistet: Er erlaubt keine Aussage, welches Verfahren besser wirkt, denn keine der ausgewerteten Quellen misst die Wirkung. Er liefert Fragen für die Bewertung der deutschen Verfahren, keine Vorlage für ihre Änderung.

12 Bedeutung für den Industriestandort Deutschland: Wer Strom braucht, steht in einer Reihe

Für eine stromintensive Ansiedlung hängt viel daran, ob ein Netzbetreiber Anschlussleistung zusagt und wann; nach den Quellen werben mehrere Nachfragegruppen zugleich um dieselbe Kapazität [19, 5]. Rechenzentren sind dabei nur eine davon. Dieses Kapitel beschreibt, was die ausgewerteten Quellen über diese Konkurrenz belegen, was der Fall Dummerstorf der Schwarz Gruppe zeigt und warum Ankündigung, Zusage und Betrieb drei verschiedene Dinge sind. Daraus werden Fragen abgeleitet, die Standortverantwortliche ihrem Netzbetreiber stellen können. Eine Standortprognose enthält das Kapitel nicht, und es benennt keinen Standort als „frei“ oder „blockiert“; die Quellen tragen das nicht. Die Aussagen mit Rechtsbezug sind redaktionelle Einordnung und keine Rechtsberatung. Stand ist der 14. November 2026.

12.1 Rechenzentren, Speicher, Industrie und Ladeinfrastruktur: dieselbe Warteschlange

Der Branchenverband BDEW weist darauf hin, dass sich Anschlussanfragen in den vergangenen Jahren auf allen Ebenen des Stromnetzes vervielfacht haben; hinzu kommen Bedarfe von Industrie, Rechenzentren, Erneuerbaren, Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen [19]. Die Nachfragegruppen stehen also nach Angabe des Verbands gleichzeitig vor denselben Netzbetreibern. Wie sich die Anschlussleistung auf die Gruppen verteilt, geben die ausgewerteten Quellen nicht an. Belegt ist nur ein Gesamtbild für 2025: Netzbetreiber nahmen laut BDEW rund 1,5 Millionen neue Anlagen mit rund 28 Gigawatt zusätzlicher Anschlussleistung in Betrieb, nämlich Photovoltaik, Windkraft, Ladesäulen und Batteriespeicher; Rechenzentren sind in dieser Aufzählung nicht genannt [19]. Wie viel Leistung Ladeinfrastruktur oder Industrie im Vergleich zu Rechenzentren beansprucht, lässt sich aus den Quellen nicht ableiten.

Besser belegt ist die Konkurrenz mit Großbatteriespeichern. Nach der Prognose des BDEW sollen im Verteilnetz Großbatteriespeicher von aktuell rund 2 Gigawatt auf rund 68 Gigawatt im Jahr 2045 wachsen und eigenständige Rechenzentren von weniger als 2 auf knapp 37 Gigawatt; die beiden Werte sind nicht addierbar [30]. Dass Großbatteriespeicher und Rechenzentren um dieselben Anschlussmöglichkeiten konkurrieren, steht in der Begründung des Regierungsentwurfs, nicht in der BDEW-Prognose [8]. Für die vier Übertragungsnetzbetreiber nennt der BDEW für 2025 Anschlusszusagen für Großbatteriespeicher von 51 Gigawatt; nicht jedes angefragte Projekt wird realisiert [19]. Der Regierungsentwurf zum Netzpaket führt eine „Antragsflut“ bei Großbatteriespeichern als Ursache der Überlastung der Netzbetreiber an: Die Übertragungsnetzbetreiber verzeichneten Anfragen für rund 250 Gigawatt Batteriekapazität, insgesamt seien auf Verteil- und Übertragungsnetzebene Anträge von etwa 400 Gigawatt eingereicht worden, von denen nur ein Bruchteil realisierbar sei [8]. Diese Zahlen stehen auf unterschiedlichen Bezugsgrößen, Stichtagen und Stufen (Anfrage, Antrag, Zusage) und dürfen weder addiert noch gegeneinander verrechnet werden [8, 19]. Einordnung der Redaktion: Wer als Industrie- oder Rechenzentrumsprojekt Anschlussleistung sucht, konkurriert damit auch mit Anfragen, von denen nach Einschätzung der Bundesregierung nur ein Bruchteil gebaut wird, die aber zunächst Platz in der Reihe belegen.

Die Übertragungsnetzbetreiber halten selbst rechtliche Anpassungen für nötig, damit neben Großbatteriespeichern auch Industriegebiete, Rechenzentren oder Gaskraftwerke berücksichtigt werden [7]. Außerdem nennen sie den Netzausbau flächenbedürftig, vor allem für Umspannwerke, und in Konkurrenz zu anderen privilegierten Vorhaben wie Speichern [7]. Auch die Fläche ist damit umkämpft: Nach PwC stehen Rechenzentren bei der Wahl ihres Standorts vor wachsender Konkurrenz, weil ehemalige Industrieflächen auch für Energiespeicher und weitere Produktionsbetriebe attraktiv sind; das ist eine qualitative Einschätzung eines Beratungshauses ohne Zahlen [45].

Die regionalen Beispiele zeigen, wie eng es werden kann, ohne dass sie sich zu einem Bundesbild addieren. Der Netzbetreiber Syna nennt für das Rhein-Main-Gebiet im ersten Halbjahr eine Nachfrage von etwa 800 Megawatt nach zusätzlichen Netzkapazitäten für Rechenzentren, deutlich über den kurzfristig verfügbaren Kapazitäten; bei Neuanfragen rechnet Syna mit Wartezeiten bis Anfang oder Mitte der 2030er-Jahre, abhängig vom Ausbau des vorgelagerten Übertragungsnetzes [20]. Die zugrunde liegende Meldung enthält Widersprüche bei der Jahreshöchstlast, die Zahlen sind deshalb als Angabe des Netzbetreibers mit Vorbehalt zu lesen [20]. Der Netzbetreiber NRM erwartet bis Mitte der 2030er-Jahre Einschränkungen bei der Vergabe von Netzanschlussleistung und verteilt neue Anschlussleistung ab 3,5 Megawatt grundsätzlich anteilig im Pro-Rata-Verfahren, in einem lokalen Engpassgebiet bereits ab 1 Megawatt [21]. Im Zuteilungsverfahren 2025 von Stromnetz Berlin lagen 70 Anschlussanfragen mit zusammen rund 2.300 MVA vor, verfügbar waren in drei Netzgebieten insgesamt 365 MVA; 47 der 70 Anfragen erfüllten die Voraussetzungen, 37 erhielten Anschlusskapazität, bei zehn konnte keine Leistung zugeteilt werden [21]. Berechnung der Redaktion: 365 MVA ÷ 2.300 MVA ergibt rund 16 Prozent; beide Werte stehen auf derselben Bezugsgröße. Das Berliner Verfahren gilt für alle Großverbraucher mit mehr als 3,5 MVA, nicht nur für Rechenzentren [21]. Das Verfahren steht verschiedenen Großverbrauchern offen; wie sich die 70 Anfragen auf sie verteilen, gibt die Quelle nicht an [21].

12.2 Warum Zahlen zu Anträgen nichts über künftigen Strombedarf aussagen

Die Größenordnungen, die für Rechenzentren genannt werden, stehen auf unterschiedlichen Stufen. Bitkom beziffert die IT-Anschlussleistung der Rechenzentren in Deutschland für 2026 auf 3.300 Megawatt und erwartet bis 2035 rund 9.700 Megawatt [4]; das ist eine Verbandsprognose. Einordnung der Redaktion: Sie ist nicht gleichzusetzen mit

beantragter, reservierter oder zugesagter Netzanschlussleistung. Der Bundesdigitalminister nannte im April 2026 im Bundestag mehr als 2.000 Rechenzentren mit rund drei Gigawatt Leistung und einem Stromverbrauch von 20 Terawattstunden [31]. Der Netzbetreiber Mitnetz Strom meldete Ende 2025 90 Anschlussanfragen für Rechenzentren mit zusammen 16,8 Gigawatt; verbindlich reserviert waren davon neun Projekte mit zusammen rund 1,4 Gigawatt [21]. Die 16,8 Gigawatt entsprechen laut ingenieur.de nicht dem künftig tatsächlich entstehenden Stromverbrauch, weil sich Anfragen überschneiden, verändert oder zurückgezogen werden können [21]. Auch der erste Zyklus des Reifegradverfahrens der Übertragungsnetzbetreiber zählt nach Gleiss Lutz 347 Anträge mit rund 156 Gigawatt Bezugsleistung; das ist eine Kanzleiangabe, und sie umfasst alle Antragsteller, nicht nur Rechenzentren [5].

Einordnung der Redaktion: Die Stufen lassen sich so unterscheiden, dass daraus keine Quote entsteht. Eine Anfrage ist eine Bitte um Kapazität; ein Antrag ist ein förmlicher Schritt in einem Verfahren; eine Reservierung bindet Kapazität gegen Zahlung; ein Anschlusstermin ist nach der Verfahrensdokumentation der Übertragungsnetzbetreiber im Reservierungsfall indikativ und unverbindlich [6]; und Betrieb ist erst gegeben, wenn Leistung tatsächlich bezogen wird. Die Quellen belegen die Stufen mit eigenen Zahlen, nicht als Summe oder Quote eines einheitlichen Verfahrens [21, 5, 6]. Welcher Anteil der Anträge in Betrieb endet, lässt sich deshalb nicht angeben. Für die Standortfrage bleibt: Eine große Zahl von Anträgen belegt Wettbewerb um Kapazität, nicht dass jedes dieser Projekte gebaut wird; und eine Zusage ohne Anschlussleistung am Standort ist keine Aussage über Betrieb.

12.3 Dummerstorf: Ankündigung mit Vorbehalten

Die Schwarz Gruppe und das Land Mecklenburg-Vorpommern schlossen nach einer Pressemitteilung vom 27. August 2026 eine Partnerschaft [9]. Nach Angabe der Schwarz Gruppe plant sie in Dummerstorf vorbehaltlich der üblichen Genehmigungen bis 2033 ein Rechenzentrum mit einer Kapazität von 240 Megawatt [9]. Das Unternehmen sieht Perspektiven, die Kapazität bis 2045 auf eine Anschlussleistung von 1 Gigawatt auszubauen [9]. Die Mitteilung verwendet „Kapazität“ für die 240 Megawatt und „Anschlussleistung“ für das Gigawatt im selben Absatz; die beiden Größen dürfen nicht als gleichartig verglichen und nicht als genehmigte Anschlussleistung gelesen werden [9]. Das Investitionsvolumen nennt die Meldung einmal als „bis zu 5,6 Milliarden Euro“ und einmal als „ungefähr 5,6 Milliarden Euro“; das ist ein Widerspruch innerhalb derselben Mitteilung, der weder eine gesicherte Summe noch eine Obergrenze belegt [9].

Zum Stand der Planung und zum Netz sagt die Schwarz Gruppe selbst: Das Projekt befindet sich in einem frühen Stadium, technische Spezifikationen sind noch nicht finalisiert [9]. Das in Aussicht stehende Grundstück liegt im Gewerbegebiet der Gemeinde Dummerstorf; es ist als „in Aussicht“ beschrieben, nicht als erworben [9]. Am angedachten Standort sei ein Anschluss an das 380-Kilovolt-Höchstspannungsnetz „möglich“ [9]. „Möglich“ ist die Formulierung des Unternehmens; sie bedeutet keine Anschlusszusage und keine Vergabe [9]. Ob für das Vorhaben ein Antrag im Reifegradverfahren gestellt wurde, welcher Netzbetreiber zuständig ist und ob eine Reservierung besteht, lässt sich aus den ausgewerteten Quellen nicht entnehmen; sie sind dazu offen. Belastbar sagen lässt sich dennoch, auf welcher Stufe das Vorhaben nach dem Wortlaut steht: Ankündigung eines Unternehmens, vorbehaltlich der Genehmigungen, mit einer Netzoption. Das ist weder Zusage noch Betrieb. Dummerstorf ist zudem ein Rechenzentrum im Gewerbegebiet; als Beispiel für die Umnutzung eines Fahrzeugwerks oder als Robotikstandort taugt der Fall nicht [9].

Einordnung der Redaktion: Der Fall zeigt, wie eine Ankündigung gelesen werden sollte. Größe, Zeithorizont und Investitionssumme sind Planwerte des Unternehmens. Für den Netzanschluss ist das Wort „möglich“ der entscheidende Vorbehalt, und er verschiebt die Frage nach Anschluss und Zeitpunkt auf das Verfahren des zuständigen Netzbetreibers, das die Mitteilung nicht beschreibt.

12.4 Was aus den belegten Verfahren für Standortverantwortliche folgt

Einordnung der Redaktion: Die folgenden Punkte sind Fragen und Bedingungen, keine Handlungsanweisung und keine Aussage, ob ein bestimmter Standort Anschluss erhält.

Fläche und Genehmigung zählen beim Anschluss mit. Die Übertragungsnetzbetreiber vergeben bei Überzeichnung nicht mehr nach „First come, first served“, sondern nach Reifegradkriterien mit einer Netz- und

Systemnutzenkomponente [6]. Im ersten Zyklus können bis zu 11 Punkte in ungewichteter Bewertung erreicht werden; bei Gleichstand entscheidet nach ergänzenden Faktoren zuletzt ein Losverfahren [6]. Das Kriterium „Flächensicherung und Genehmigungsstand“ geht mit 3 Punkten und 30 Prozent Gewichtung in die Bewertung ein; verlangt werden unter anderem ein Grundbuchauszug und eine Erklärung des Grundstückseigentümers, bei Genehmigungsstand genügt für die Zulässigkeit eine schriftliche Genehmigungsstrategie [6]. Diese Gewichtung gilt für Version 1.1 der Verfahrensdokumentation und kann sich in späteren Zyklen ändern [6]. Fläche und Genehmigungsstand sind demnach Teil dessen, was ein Antrag nachweisen muss. Die Verfahrenskosten betragen laut Dokumentation eine Antragspauschale von 50.000 Euro und eine Realisierungskaution von 1.500 Euro je Megawatt, die bei Realisierung vollständig auf den später anfallenden Baukostenzuschuss angerechnet wird [6]. Rechenbeispiel der Redaktion unter der Annahme dieses Berichts eines Projekts mit 100 Megawatt: 100 × 1.500 Euro ergibt eine Kaution von 150.000 Euro. Das ist ein Beispiel, kein Befund zu einem Vorhaben.

Ein vorhandener Anschluss auf einer Industriebrache ist kein verfügbarer Anschluss. PwC schreibt, ehemalige Kraftwerks- und Gewerbeflächen lägen häufig in der Nähe großer Übertragungsleitungen und hochkapazitiver Umspannwerke, und die Zeit bis zur Strominbetriebnahme könne unter Umständen deutlich verkürzt werden [45]. Zugleich warnt PwC, dass Netzanschlüsse auf solchen Flächen zwar oft vorhanden, aber bereits an andere Nutzer vergeben oder nur eingeschränkt nutzbar seien; ein enger Austausch mit dem lokalen Netzbetreiber sei unverzichtbar [45]. Der Blog betrifft Rechenzentren und nennt Automobilwerke nicht; auf Robotik oder Fahrzeugwerke lässt er sich nicht übertragen [45]. Für die Praxis ergibt sich die Frage, welche Leistung am Bestandsanschluss tatsächlich noch frei ist. Dazu kommt, was der Regierungsentwurf vorsieht: Netzbetreiber sollen die vorzuhaltende Leistung eines Anschlusses mit zwölf Monaten Ankündigung auf den höchsten gemessenen Wert der letzten fünf Jahre reduzieren dürfen, wenn sie über mehr als fünf Jahre nicht oder nicht in vereinbarter Höhe in Anspruch genommen wurde und dauerhaft nicht erforderlich sein wird [8]. Das ist ein Entwurf; er würde ungenutzte Bestandsanschlüsse ausdrücklich in den Blick nehmen, sollte er so Gesetz werden [8].

Die Verfahren unterscheiden sich je Netzbetreiber und Netzebene. Nach der Bundesnetzagentur steht die Wahl des Verteilungsverfahrens grundsätzlich im Ermessen des Netzbetreibers; § 17 Absatz 1 EnWG definiert kein bestimmtes Verfahren [22]. Auf Verteilnetzebene haben die ersten kriterienbasierten Vergabeverfahren begonnen, die im Frühjahr 2027 enden [5]. Bei den E.ON-Verteilnetzbetreibern startete die erste Antragsphase am 12. Oktober 2026 mit Rückmeldung am 15. März 2027; Netze BW plant die erste Antragsphase vom 1. November bis 31. Dezember 2026 und die erste Vergabe für März 2027 [5]. Der Regierungsentwurf sieht für Verteilnetzbetreiber eine Reservierung von Netzanschlusskapazität nach einheitlichen Vorgaben für Anschlüsse ab 135 Kilowatt in der Mittelspannung vor, befristet und an den Projektfortschritt gebunden [8]. Ab dem 1. Januar 2028 sollen Verteilnetzbetreiber eine elektronische unverbindliche Netzanschlussauskunft für Anschlüsse ab 135 Kilowatt ermöglichen, und eine Karte mit verfügbaren Kapazitäten auf den Umspannebenen soll monatlich aktualisiert werden; auf die tatsächliche Verfügbarkeit besteht dabei kein Rechtsanspruch [8]. Auch die bestehende Netzkarte von 50Hertz ist nach dem Hinweistext des Betreibers eine unverbindliche Darstellung der Anschlussperspektive (Stand 31. März 2026), aus der kein Anspruch auf Anschluss folgt [38]. Für Standortverantwortliche lautet die Frage damit nicht nur „Wo ist Kapazität“, sondern „Nach welchem Verfahren vergibt mein Netzbetreiber, in welchem Zyklus und mit welchen Nachweisen“.

Das Priorisierungsrecht ist ein Entwurf. Der Regierungsentwurf (Drucksache 21/7866, 7. September 2026) sieht vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber Priorisierungsgrundsätze mit sieben genannten Kriterien anwenden können, darunter Sicherheit und Zuverlässigkeit des Systems, die effiziente Nutzung von Netzverknüpfungspunkten, Flächenausweisungen in Raumordnungs- und Bauleitplänen und die Standortgebundenheit [8]. Die Gesetzesbegründung nennt die Ansiedlung von Rechenzentren unter den sektorspezifischen Annahmen und Flächen für Rechenzentren in Bauleitplänen als berücksichtigungsfähig [8]. Standortverantwortliche könnten daraus ableiten, dass eine planungsrechtliche Flächenausweisung im Verfahren ein Merkmal sein kann; ob und wie der Entwurf in Kraft tritt, ist offen. Nach den vorliegenden Quellen befindet sich das Vorhaben im parlamentarischen Verfahren, Änderungen sind zu erwarten, ein Inkrafttreten ist bis Ende 2026 geplant [18, 5]. Der BDEW fordert am 3. November 2026, dass die Regelungen Gesetz werden; sie sind demnach zu diesem Zeitpunkt noch keines [19]. Zum Verfahrensstand nach dem 4. November 2026 enthalten die Quellen keine Angabe [5].

Flexibilität ist kein Allheilmittel. Die Bundesnetzagentur erklärt, es gebe die Möglichkeit, aber keine ausdrückliche gesetzliche Verpflichtung für Netzbetreiber, flexible Netzanschlussvereinbarungen anzubieten [10]. Der Regierungsentwurf würde den Übertragungsnetzbetreibern erlauben, den Anschluss bei nachweislichen Kapazitätseinschränkungen vom Abschluss einer solchen Vereinbarung abhängig zu machen, sofern die Bundesnetzagentur die Leistungsbegrenzung genehmigt hat [8]. Für Rechenzentren ist das nach CMS nur begrenzt hilfreich, weil sie ihre Last wegen Verfügbarkeitsanforderungen und Kundenpflichten nicht kurzfristig verschieben können [18]. Für Industrieprozesse mit verschiebbarer Last kann das anders aussehen; dazu enthalten die ausgewerteten Quellen keine Zahlen.

Ausbau braucht Jahre. Die Bundesregierung nennt für den Netzausbau häufig Realisierungsdauern von acht bis zwölf Jahren, bezogen auf die Verteilernetze; der BDEW nennt für Hochspannungsprojekte häufig zehn bis fünfzehn Jahre [8, 19]. Die Spannen messen verschiedene Objekte und stehen nebeneinander, nicht gegeneinander [19]. Die 82 großen Verteilnetzbetreiber veranschlagen laut BDEW rund 110 Milliarden Euro bis 2033 und insgesamt 207 Milliarden Euro bis 2045 für den kapazitätserhöhenden Ausbau [19]. Die Priorisierung ersetzt nach dem Entwurf den bedarfsgerechten Netzausbau nicht [8]. Für Ansiedlungsentscheidungen heißt das: Wer auf zusätzlich ausgebaute Kapazität wartet, plant mit Zeiträumen, die die Quellen in Jahren bis Jahrzehnten angeben.

12.5 Ankündigung, Zusage, Betrieb: eine Übersicht der Stufen

Tabelle 12-1: Stufen zwischen Anfrage und Betrieb, mit Beispielen aus dem Quellenbestand

Stufe	Beispiel im Bestand	Bezugsgröße	Aussagekraft
Ankündigung	Dummerstorf: 240 MW bis 2033, Perspektive 1 GW	Unternehmensplan, Kapazität	Unverbindlich, vorbehaltlich Genehmigungen
Anfrage	Mitnetz: 90 Anfragen, 16,8 GW	Anfragen, keine Verbrauchsprognose	Überschneidungen möglich
Antrag	Erster ÜNB-Zyklus: 347 Anträge, rund 156 GW	Bezugsleistung, alle Antragsteller	Kanzleiangabe, kein Bedarfsnachweis
Reservierungsangebot	Rückmeldung bis 30.11.2026, Annahme bis 31.12.2026	Kaution 1.500 Euro je MW	Anschlusstermin indikativ und unverbindlich
Verbindliche Reservierung	Mitnetz: neun Projekte, rund 1,4 GW	Reservierte Leistung	Noch kein Betrieb
Vertrag	Syna: 25 Rechenzentren unter Vertrag	Spitzenlast steigt in Summe um 1.600 MW (Angabe Syna)	Quelle mit Widersprüchen
Betrieb	Rund 3 GW, über 2.000 Rechenzentren	Leistung, Stand April 2026	Angabe des Ministers

Quellen: [9]; [21]; [5]; [6, 5]; [21]; [20]; [31].

Die Tabelle führt keine Quote zwischen den Stufen auf, weil die Quellen sie nicht liefern und die Größen verschiedene Bezugsgrößen, Stichtage und Netzebenen haben [21, 5]. Zwei Zeilen tragen ausdrücklich Vorbehalte der Quellen: Bei Syna nennt dieselbe Meldung zwei verschiedene Werte für die Jahreshöchstlast [20], und der Digitalminister nannte im April 2026 andere Ausgangswerte für Leistung und Stromverbrauch als Bitkom für 2026 (rund 3 Gigawatt und 20 Terawattstunden gegenüber 3.300 Megawatt IT-Anschlussleistung und rund 23 Milliarden Kilowattstunden) [31, 4]. Leistung und Energie sind dabei getrennte Größen.

12.6 Was sich festhalten lässt

Belegt ist, dass Rechenzentren, Großbatteriespeicher und weitere Großverbraucher um dieselben Netzanschlüsse konkurrieren, dass die Vergabeverfahren im Umbau sind und dass der Gesetzgeber das Anschlussverfahren neu regeln will, ohne dass der Entwurf nach den Quellen bis zum 14. November 2026 Gesetz wäre [19, 30, 8, 18]. Belegt ist ebenso, dass Dummerstorf eine Unternehmensankündigung ist, deren Netzanschluss als „möglich“ bezeichnet wird [9]. Nicht belegt ist, welcher Standort tatsächlich wann Anschluss erhält, wie sich die Leistung auf Rechenzentren, Industrie und Ladeinfrastruktur verteilt und wie viele der Anträge zu Betrieb führen. Für Standortverantwortliche bleibt eine Frageliste statt einer Prognose: Welche Netzebene, welches Verfahren des Netzbetreibers, welcher Zyklus, welche Nachweise zu Fläche und Genehmigung, welche Leistung am

Bestandsanschluss tatsächlich frei ist und welche Flexibilität das Projekt bieten kann. Diese Fragen lassen sich mit den belegten Verfahren beantworten, nicht mit einer Rangliste von Standorten.

13 Szenarien, Handlungsmöglichkeiten und offene Fragen

Dieses Kapitel liefert keine neuen Tatsachen. Es ordnet das in den Kapiteln 3 bis 12 Belegte zu drei Lesarten der weiteren Entwicklung, beschreibt Handlungsmöglichkeiten je Akteursgruppe und führt die offenen Fragen auf, an denen die Entwicklung hängt. Stand ist der 14. November 2026; was danach geschah, ist nach den vorliegenden Quellen nicht geprüft. Die Szenarien sind keine Prognosen: Sie tragen keine Eintrittswahrscheinlichkeit und keine Zahlenvorhersage, weil keine der ausgewerteten Quellen eine solche stützt. Die Aussagen mit Rechtsbezug sind redaktionelle Einordnung und keine Rechtsberatung.

13.1 Wie die Szenarien gebaut sind

Jedes Szenario besteht aus vier Teilen: einer ausdrücklich gekennzeichneten Annahme dieses Berichts, den belegten Randbedingungen aus den Kapiteln 3 bis 12, den Folgen für die Lesart der Zahlen und den Bedingungen, unter denen das Szenario kippt. Die Annahme ist eine Setzung der Redaktion und kein Befund einer Quelle. Die Randbedingungen tragen ihre Quellen; sie gelten unabhängig davon, ob ein Szenario eintritt. Die drei Szenarien schließen einander nicht aus. Annahme dieses Berichts: In verschiedenen Netzgebieten und auf verschiedenen Netzebenen können verschiedene Szenarien zugleich zutreffen, denn die Quellen belegen, dass Verfahren, Stände und Wartezeitangaben je Netzbetreiber verschieden sind [5, 20, 21].

Tabelle 13.1: Drei qualitative Szenarien im Überblick

Szenario	Annahme dieses Berichts	Tragende Randbedingung	Kippt, wenn	Kapitel
1 Geordnete Knappheit	Netzpaket wird in Kernpunkten Gesetz, Verfahren werden umgesetzt	Priorisierung ersetzt Ausbau nicht [8]	Bundestag ändert oder BNetzA verlangt Änderungen	4, 10
2 Anhaltende Knappheit	Nachfrage nach Anschluss bleibt über dem Angebot	Ausbaudauern von Jahren bis über ein Jahrzehnt [8, 19]	Anfragen schrumpfen oder Kapazität entsteht früher	4, 5, 9
3 Erschlossener Spielraum	Netztechnik und Flexibilität werden an einzelnen Engpässen genutzt	Technik erprobt, Nutzen netzspezifisch [2]	Engpass liegt woanders oder Last ist nicht verschiebbar	6, 7, 8

Quellen: [2, 8, 19]

13.2 Szenario 1: Das Verfahren ordnet die Reihenfolge, der Engpass bleibt

Annahme dieses Berichts: Das Netzpaket wird in seinen Kernpunkten Gesetz, die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) legen ihre Anschlussverfahren der Bundesnetzagentur vor, und die Verteilnetzbetreiber (VNB) übernehmen sie ganz oder teilweise.

Belegte Randbedingungen. Die ÜNB vergeben bei Überzeichnung nach Reifegradkriterien statt nach Eingang, im ersten Zyklus mit bis zu 11 Punkten und bei Gleichstand zuletzt per Los [6]. Der Regierungsentwurf würde dem Verfahren eine gesetzliche Grundlage geben; die ÜNB sollen ihre Vorgaben bis zum 1. Januar 2027 der Bundesnetzagentur vorlegen, die sie bestätigt oder Änderungen verlangt [8, 18]. Die Priorisierung berührt nach der Begründung des Entwurfs die Pflicht zum bedarfsgerechten Netzausbau nicht [8]. Auf der Verteilnetzebene stellen Betreiber ihre Verfahren schrittweise um, der Wechsel ist nicht flächendeckend vollzogen [5]. Der Entwurf gibt den VNB ein Recht, aber keine Pflicht, die Grundsätze der ÜNB zu übernehmen [8]. Eine Kapazitätskarte soll monatlich erscheinen, ohne Rechtsanspruch auf die ausgewiesene Verfügbarkeit [8].

Was sich in diesem Szenario ändert und was nicht. Einordnung der Redaktion: Geändert würde die Reihenfolge der Vergabe und die Transparenz des Verfahrens, nicht die Menge der verfügbaren Anschlusspunkte. Diese sind nach Gleiss Lutz überwiegend erst ab 2029 nutzbar [5], und der Entwurf selbst sieht keine Verkürzung der Ausbaudauer vor, die die Bundesregierung für den Netzausbau häufig mit acht bis zwölf Jahren angibt [8]. Wer in diesem Szenario plant, würde Zahlen nach Stufe sortieren (Kapitel 4) und seine Anträge an den Kriterien ausrichten, die das Verfahren belohnt.

Das Szenario kippt, wenn erstens der Bundestag den Entwurf ändert, was nach CMS und Gleiss Lutz zu erwarten beziehungsweise möglich ist [18, 5]. Es kippt zweitens, wenn die Bundesnetzagentur Vorgaben der ÜNB zurückweist (§ 17a Abs. 2 des Entwurfs) [8]. Es kippt drittens, wenn die Verteilnetzbetreiber die Grundsätze nicht übernehmen, denn dann bliebe auf dieser Ebene ein Verfahren je Netzbetreiber bestehen [8, 5]. Und es kippt viertens, wenn sich zeigt, dass die Reifenachweise keine ernsthaften von spekulativen Anträgen trennen; dass Pauschale und Kaution als Filter wirken, belegt keine der Quellen [6].

13.3 Szenario 2: Die Knappheit hält regional bis in die 2030er-Jahre an

Annahme dieses Berichts: Die Nachfrage nach Anschluss bleibt über dem kurzfristig verfügbaren Angebot, und der Ausbau folgt in den Zeiträumen, die die Quellen nennen. Die regionale Spreizung ist eine Annahme dieses Berichts; belegt ist nur, dass die Angaben je Netzgebiet verschieden sind.

Belegte Randbedingungen. Die ÜNB erwarten in ihrem Positionspapier vom 5. Februar 2026, vor dem Start des Reifegradverfahrens am 1. April 2026, dass die Nachfrage auch nach Einführung des Reifegradverfahrens das Angebot insbesondere von Schaltfeldern übersteigen wird [7]. Gleiss Lutz erwartet, dass einige Antragsteller keine oder nur eine reduzierte Reservierung erhalten [5]. Syna sieht für Neuanfragen eine Wartezeit bis Anfang oder Mitte der 2030er-Jahre, abhängig vom Ausbau des vorgelagerten Übertragungsnetzes [20]; die NRM rechnet bis Mitte der 2030er-Jahre mit Einschränkungen bei der Vergabe [21]. Der Netzausbau braucht nach der Bundesregierung für Verteilernetze häufig acht bis zwölf Jahre, nach dem BDEW bei Hochspannungsprojekten häufig zehn bis fünfzehn [8, 19]. Der Netzentwicklungsplan räumt ein, dass der Zubau im Startnetz Überlastungen im Höchstspannungsnetz reduziert, aber nicht im erforderlichen Ausmaß beseitigt [15]. Die Kosten des Netzengpassmanagements lagen 2025 bei rund 3,08 Milliarden Euro und stiegen trotz nahezu unverändertem Volumen [17, 42]. Rechenzentren konkurrieren zudem nach der Begründung des Regierungsentwurfs mit Großbatteriespeichern und weiteren Großverbrauchern um dieselben Anschlüsse [8].

Was das für die Lesart der Zahlen heißt. Einordnung der Redaktion: In diesem Szenario bleibt ein Teil der Anfragen unerfüllt, aber nicht, weil Anträge spekulativ wären, sondern weil Anschlusspunkte und Leitungen fehlen. Die Quellen stützen beides auf verschiedenen Stufen (Kapitel 4); wie groß jeder Teil ist, beziffert keine. Die Syna-Aussage gilt für das Syna-Netzgebiet und nicht für Deutschland [20].

Das Szenario kippt, wenn erstens Anfragen um Überschneidungen und Rücknahmen bereinigt werden, denn der Mitnetz-Wert von 16,8 Gigawatt entspricht nach der Quelle nicht dem künftigen Verbrauch, weil sich Anfragen überschneiden und zurückgenommen werden [21]; Einordnung der Redaktion: Er ist deshalb schon heute eine Obergrenze und kein Bedarf. Es kippt zweitens, wenn die von Mainova und TenneT angestrebte zusätzliche Versorgungskapazität von rund 1.000 Megawatt entsteht; die Quelle nennt die Menge, aber keinen Zeitpunkt [21]. Es kippt drittens, wenn der Rechenzentrumsausbau hinter der Erwartung zurückbleibt: Bitkom sieht die Trendprognose für 2030 mit 5.500 Megawatt unter dem ungefähr angesetzten Regierungsziel [4, 31]. Es kippt viertens, wenn das Ergebnis des ersten Zyklus zeigt, dass ein größerer Teil der Anträge ein Angebot erhält, als Gleiss Lutz erwartet [5, 6].

13.4 Szenario 3: Netztechnik und Flexibilität erschließen Spielraum an einzelnen Engpässen

Annahme dieses Berichts: Deutsche Netzbetreiber setzen Netztechnik im Bestand dort ein, wo sie den Engpass tatsächlich trifft, und flexible Netzanschlussvereinbarungen werden für Anschlussnehmer genutzt, deren Last sich verschieben lässt.

Belegte Randbedingungen. Die IEA stuft dynamische Leitungsbelastbarkeit mit Technologiereifegrad 9 als kommerziell verfügbar ein, Topologieoptimierung mit 8 bis 9 und Lastflusssteuerung mit 9 [2]. Die deutschen ÜNB führen den witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb schrittweise und stromkreisgenau ein [16]; ein mittelgroßes Lastflusssteuerungsprojekt braucht dort etwa fünf Jahre [16]. HT-Leiterseile (Hochtemperaturleiterseile) wurden bereits in der Vergangenheit eingesetzt und verfügen über eine normative Grundlage; HTLS-Leiterseile (High-Temperature-Low-Sag) befinden sich größtenteils noch in der Erprobung [16]. Flexible Netzanschlussvereinbarungen sind nach § 17 Abs. 2b des Energiewirtschaftsgesetzes möglich [32]. Eine ausdrückliche Pflicht der Netzbetreiber, flexible Anschlüsse anzubieten, besteht nach der Bundesnetzagentur derzeit nicht; sie erwartet aber eine Prüfung, bevor ein Anschluss verweigert wird [10]. der Regierungsentwurf würde den

ÜNB erlauben, den Anschluss bei genehmigter Begrenzung daran zu knüpfen [8]. Der Netzentwicklungsplan weist für Demand-Side-Management in Industrie und Gewerbe einen Anstieg von 1,4 Gigawatt (Referenzjahr 2024) auf 4,6 bis 8,7 Gigawatt in den Szenarien für 2037 aus, ohne einen Rechenzentrumsanteil zu nennen [15]. Erste Netzbooster sind nach den ÜNB für 2026 bis 2027 geplant [16].

Grenzen, die in den Quellen selbst stehen. Die IEA und der BDEW nennen netztechnische Lösungen übereinstimmend eine Ergänzung und keinen Ersatz für den Ausbau [1, 19]. Freigelegter Spielraum verlagert den Engpass an die nächste Stelle, etwa auf Transformatoren oder Schaltanlagen [2, 16]. Rechenzentren können ihre Last nach CMS wegen Verfügbarkeitsanforderungen und Kundenpflichten nicht kurzfristig verschieben [18]. Und Speicher können beim Laden selbst Spitzenlast erzeugen, wie ein Rechenbeispiel von EirGrid zeigt [24]. Eine Deutschlandzahl für das Potenzial liefern die Quellen nicht [1].

Das Szenario kippt, wenn erstens der Leiter nicht die engste Stelle des Stromkreises ist [2]. Es kippt zweitens, wenn die Begrenzung vertraglich nicht durchsetzbar ist oder der Anschlussnehmer sie betrieblich nicht einhalten kann [32, 18]. Es kippt drittens, wenn eine Rechnung für deutsche Engpässe zeigt, dass der Spielraum klein ist; weder die 330 Gigawatt noch die 5 bis 25 Prozent der US-Fallstudien sind für Deutschland geprüft [1, 2]. Einordnung der Redaktion: Das Szenario ist das einzige, dessen Eintritt ganz an Daten hängt, die heute fehlen; es lässt sich nicht beurteilen, bevor ein gemessener Betreiberwert vorliegt.

13.5 Handlungsmöglichkeiten je Akteursgruppe

Die folgenden Punkte sind Möglichkeiten, die sich aus den belegten Verfahren ergeben, und keine Handlungsanweisungen. Jede trägt ihre Stütze in den Kapiteln und Quellen; wo die Redaktion über die Quellen hinaus folgert, steht es ausdrücklich da. Ob eine Möglichkeit im Einzelfall passt, hängt von Standort, Netzbetreiber und Vorhaben ab.

Rechenzentrumsplaner

- **Sortierung der Zahlen nach Stufe.** Möglich ist, die eigene Annahme zur Anschlusszeit auf die Stufe des Vorhabens zu beziehen: Anfrage, Antrag, Reservierung, Vertrag oder Anschluss. Gestützt durch Kapitel 4 [21, 6]. Einordnung der Redaktion: Die Stufen sind eine Einteilung der Redaktion; sie machen sichtbar, dass eine Reservierung weder Anschluss noch Anschlusstermin ist, denn der Termin nach einer Reservierung ist indikativ und unverbindlich [6].
- **Vorabklärung des Verfahrens des zuständigen Netzbetreibers.** Die Verfahren unterscheiden sich je Betreiber: Stufenverfahren, Pro-Rata-Vergabe, Zuteilungsrunden, Antragsphasen mit Rückmeldung im März 2027 [20, 21, 5]. Gestützt durch Kapitel 5.
- **Frühe Beschaffung der Nachweise zu Fläche und Genehmigungsstand.** Das Kriterium geht im ersten Zyklus des ÜNB-Verfahrens mit 3 Punkten und 30 Prozent Gewichtung ein, bei einer Version der Verfahrensdokumentation, die sich ändern kann [6]. Gestützt durch Kapitel 12.
- **Einplanung der Verfahrenskosten.** Die Verfahrensdokumentation nennt eine Antragspauschale von 50.000 Euro und eine Realisierungskaution von 1.500 Euro je Megawatt, die bei Realisierung auf den Baukostenzuschuss angerechnet wird [6]. Gestützt durch Kapitel 4.
- **Prüfung der Bestandsanschlüsse auf freie Leistung.** PwC warnt, dass Netzanschlüsse auf ehemaligen Industrieflächen oft vorhanden, aber bereits vergeben oder nur eingeschränkt nutzbar seien [45]. Gestützt durch Kapitel 12.
- **Unterstellung von Flexibilität nur mit Belegen.** Möglich ist, eine flexible Netzanschlussvereinbarung als Option zu prüfen [32], die Verschiebbarkeit der eigenen Last aber an Kundenpflichten zu messen [18]. Einordnung der Redaktion: Für deutsche Rechenzentren liegt keine Messung vor; die Annahme sollte als Annahme geführt werden (Kapitel 8).

Netzbetreiber

- **Veröffentlichung von Verfahren und Regeln.** Die Beschlusskammer 6 hielt im Verfahren BK6-24-245 die Veröffentlichung des angewandten Verfahrens für erforderlich [26]. Nach demselben Dokument bestand in der Konsultation weitestgehend Einigkeit, dass die Veröffentlichung verfügbarer Kapazitäten ein geeignetes Mittel

gegen Mehrfachanfragen ist, und auch aus Sicht der Beschlusskammer sollte alles dafür getan werden [26]. Gestützt durch Kapitel 10.

- **Bereinigung und stufenweise Ausweisung der Anfragen.** Die Quellen weisen aus, dass sich Anfragen überschneiden, ändern oder zurückgezogen werden [21]. Möglich wäre, Zahlen je Stufe, Anlagenart und Netzebene getrennt zu veröffentlichen. Gestützt durch Kapitel 4 und 5; Einordnung der Redaktion: Damit entfiele die Lesart einer Quote, die keine Quelle stützt.
- **Prüfung der Mehrfachnutzung von Schaltfeldern.** Die ÜNB nennen selbst Fälle, in denen Schaltfelder mit über einem Gigawatt von einem Anschlussnehmer nur mit 150 bis 300 Megawatt genutzt werden [7]. Gestützt durch Kapitel 5; wie häufig das ist, sagt die Quelle nicht.
- **Ausweisung der gemessenen Wirkung von Netztechnik.** Ein datierter, gemessener Gewinn durch den witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb liegt nicht vor; die Betreiber zeigen nur ein Schema [16]. Gestützt durch Kapitel 6; Einordnung der Redaktion: Ein Messwert mit Korridor und Zeitraum würde die größte Datenlücke zu Szenario 3 schließen.
- **Bezifferung des Nutzens kurativer Systemführung.** Der Netzentwicklungsplan enthält keine kurativen Engpassmanagementanalysen und beziffert das Potenzial nicht [16]. Gestützt durch Kapitel 6 und 8.
- **Aggregierte Veröffentlichung der Zyklusergebnisse.** Die Rückmeldung geht an die Antragsteller, eine öffentliche Ergebnismeldung ist nicht zugesagt [6]. Gestützt durch Kapitel 4.

Regulierung und Politik

- **Getrennte Führung von Leistung, Energie und Rechenleistung.** Die Vervierfachung der „Rechenleistung für KI“ ist eine Aussage über Rechenleistung und keine über Anschlussleistung [31]. Gestützt durch Kapitel 3; Einordnung der Redaktion: Ziele in Anschlussleistung und Netzebene würden sich mit den Verfahren der Betreiber verknüpfen lassen.
- **Benennung des Mechanismus für spekulative Anträge.** Der Digitalminister kündigte an, spekulative Anträge ohne echte Bauabsicht zurückzustellen; die Rede nennt keinen Mechanismus [31]. Gestützt durch Kapitel 4 und 10.
- **Klärung offener Gesetzesfragen.** Das betrifft die Frage, ob Rechenzentren in den Priorisierungskriterien ausdrücklich genannt werden (der Entwurf nennt sie nur in der Begründung als berücksichtigungsfähig) [8], und den Stand der EnEfG-Novelle: Nach § 11 Abs. 5 EnEfG gilt die 100-Prozent-Quote für Rechenzentren ab dem 1. Januar 2027 [36]; die Verschiebung auf den 1. Januar 2030 ist Teil des Kabinettsentwurfs, dessen Verabschiedung nicht belegt ist [18, 37]. Gestützt durch Kapitel 10.
- **Getrennte Bewertung von Netzausbau und Priorisierung.** Der Entwurf stellt klar, dass die Priorisierung den Ausbau nicht ersetzt [8]; der BDEW nennt als Verbandsforderung unter anderem eine wettbewerbsfähige Verzinsung und eine Ausnahme von der Umweltverträglichkeitsprüfung für 110-Kilovolt-Ersatzneubauten bis 60 Kilometer [19]. Gestützt durch Kapitel 9; die BDEW-Punkte sind eine Interessenposition und keine Kostenfeststellung.
- **Ausdrückliche Regelung oder Offenlassen der Kostenzuordnung.** In anderen Rechtsordnungen wird sie gestaltet: PJM schlägt vor, Beschaffungskosten den Versorgern zuzuweisen (das Board wies das Management am 27. Juli 2026 an, bei der FERC einzureichen; Einreichung und Ergebnis nicht belegt) [12], Irland verlangt eigene Erzeugung der Rechenzentren [13]. Gestützt durch Kapitel 9 und 11; für Deutschland belegt keine Quelle eine solche Zuordnung, und die Beispiele werden nicht übertragen.
- **Klärung von Verfahrenswahl und Rechtsschutz.** Die Bundesnetzagentur sieht die Wahl des Verteilungsverfahrens im Ermessen des Netzbetreibers [22]; zur Frage des Missbrauchsverfahrens stehen Fachseite und Kanzleimeinung nebeneinander [10, 5]. Gestützt durch Kapitel 10.

Industriestandorte

- **Frageliste an den Netzbetreiber.** Welche Netzebene, welches Verfahren, welcher Zyklus, welche Nachweise, welche Leistung am Bestandsanschluss tatsächlich frei ist und welche Flexibilität das Projekt bietet. Gestützt durch Kapitel 12 [6, 22, 45].

- **Flächenausweisung als mögliches Priorisierungsmerkmal beobachten (Entwurf).** Der Entwurf nennt Flächenausweisungen in Raumordnungs- und Bauleitplänen unter den Priorisierungskriterien, die die ÜNB heranziehen können, und die Begründung führt Flächen für Rechenzentren als berücksichtigungsfähig auf [8]. Gestützt durch Kapitel 12; der Entwurf ist nicht in Kraft, und ob das Kriterium im Verfahren Gewicht erhält, ist offen.
- **Trennung von Ankündigung und Zusage.** Dummerstorf ist nach der Schwarz Gruppe eine Planung in frühem Stadium, vorbehaltlich der Genehmigungen, mit einem Anschluss an das 380-Kilovolt-Netz, der „möglich“ ist [9]. Gestützt durch Kapitel 12; „möglich“ ist keine Zusage.
- **Aufnahme der Konkurrenz um Anschlüsse in die Standortbewertung.** Großbatteriespeicher, Industrie, Ladeinfrastruktur und Rechenzentren konkurrieren nach der Begründung des Regierungsentwurfs um dieselben Anschlusspunkte [8]. Gestützt durch Kapitel 12.
- **Gesonderte Untersuchung verschiebbarer Prozesslast.** Für Industrieprozesse mit verschiebbarer Last enthalten die Quellen keine Zahlen [18]. Einordnung der Redaktion: Hier liegt eine Frage, die die Quellen offenlassen und die eine eigene Erhebung beantworten müsste.

13.6 Offene Fragen, an denen die Entwicklung hängt

Tabelle 13.2: Offene Fragen und erwartete Antworten

Nr	Frage	Entscheidet über	Antwort erwartet laut Quelle	Quelle
1	Wie viele Anträge erhalten ein Reservierungsangebot?	Szenario 1 und 2	Rückmeldung bis 30.11.2026 an die Antragsteller	Q06
2	Wie viele Angebote werden angenommen?	Szenario 2	Annahme bis 31.12.2026; Nachvergabe Januar 2027	Q06
3	Wird das Netzpaket Gesetz, und mit welchem Inhalt?	Szenario 1	Inkrafttreten bis Ende 2026 geplant (CMS); Stand nach 04.11.2026 nicht belegt	Q61, Q05
4	Bestätigt die BNetzA die Vorgaben der ÜNB?	Szenario 1	Vorlage bis 1.1.2027 im Entwurf vorgesehen	Q08
5	Wird der NEP V2025 bestätigt, und in welchem Umfang?	Szenario 2	Konsultation endete 24.08.2026; Bestätigungstermin nicht belegt	Q50
6	Wie sehen die Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber aus?	Szenario 2	Erscheinen zum 31.10.2026 erwartet; nicht ausgewertet	Q63
7	Welche Ergebnisse bringen die Verteilnetz-Verfahren?	Szenario 1 und 2	E.ON-Netzbetreiber 15.03.2027; Netze BW März 2027	Q05
8	Wie messbar ist der Gewinn durch witterungsabhängigen Betrieb in Deutschland?	Szenario 3	Kein Termin belegt	Q53
9	Wie flexibel sind deutsche Rechenzentren tatsächlich?	Szenario 3	Kein Termin belegt	Q61
10	Wie viele flexible Anschlussvereinbarungen bestehen?	Szenario 3	Kein Termin belegt	Q13
11	Was ändert die Fassung 1.2 der ÜNB-Verfahrensdokumentation?	Szenario 1	Fassung vom 16.06.2026 genannt; nicht ausgewertet	Q10
12	Wird der 100-Prozent-Termin der Grünstromquote auf 01.01.2030 verschoben?	Rechtsrahmen	Geltend: 01.01.2027 (§ 11 Abs. 5 EnEfG); Verschiebung ist Kabinettsentwurf vom 24.06.2026, Verabschiedung nicht belegt	Q85, Q61, Q86
13	Einreichung und Ergebnis des PJM-Vorschlags bei der FERC	Vergleichsfall	Brief vom 27.07.2026 weist die Einreichung an; Einreichung und Ergebnis nicht belegt, kein Termin im Brief	Q25
14	Dritte Ausschreibungsrunde in Singapur	Vergleichsfall	Prüfung in 18 bis 24 Monaten angekündigt	Q24

Quellen: [5, 6, 8, 10, 11, 12, 16, 18, 29, 34, 36, 37, 38] Einordnung der Redaktion: Die Fragen 1 bis 4 sind kurzfristig, weil Termine belegt sind; sie entscheiden, ob Szenario 1 oder 2 die Lage besser beschreibt. Die Fragen 8 bis 10 sind dagegen langfristig und hängen an Daten, für die kein Termin belegt ist. Wer Szenario 3 für tragfähig hält, braucht

diese Daten, bevor er damit plant.

14 Gegenargumente, Grenzen und Schlussfolgerungen

Ein Befund ist nur so belastbar wie das stärkste Argument, das gegen ihn spricht. Dieses Kapitel stellt deshalb die Gegenargumente zu den Hauptbefunden zusammen, benennt die Grenzen der Untersuchung, formuliert, was sich trotz der Lücken belastbar sagen lässt, und legt die Wiedervorlage fest. Stand ist der 14. November 2026. Die Aussagen mit Rechtsbezug sind redaktionelle Einordnung und keine Rechtsberatung.

14.1 Die stärksten Gegenargumente

Gegenargument 1: „Die Antragszahlen sind überwiegend Spekulation, der Engpass ist überzeichnet." Es stützt sich auf mehrere Quellen. Die Gesetzesbegründung hält es für zu erwarten, dass nur ein Bruchteil der Projekte realisierbar ist [8]. Das frühere Windhundprinzip ermöglichte Reservierungen ohne Umsetzungsperspektive [25]. Anfragen überschneiden sich oder werden zurückgezogen [21]. Davon zu trennen ist eine Auslastungslücke: Die ÜNB nennen Schaltfelder mit über einem Gigawatt, die von einem Anschlussnehmer nur mit 150 bis 300 Megawatt genutzt werden; die Quelle belegt damit eine Unterauslastung und keine spekulativen Anträge [7]. Dagegen stehen Verträge, Reservierungen und Bauvorhaben: 25 Rechenzentren unter Vertrag bei Syna [20], neun Projekte mit rund 1,4 Gigawatt verbindlich reserviert im Mitnetz-Gebiet [21], in Hessen 2.000 und in Brandenburg 1.301 Megawatt Kapazität im Bau [4]. Einordnung der Redaktion: Das Gegenargument trifft die unteren Stufen, der Befund betrifft die oberen; beide stehen nebeneinander (Kapitel 4). Ausgerechnet der Anteil spekulativer Anträge ist in keiner Quelle beziffert.

Gegenargument 2: „Netztechnik schafft große Kapazität im Bestand, der Ausbau ist weniger dringend." Die IEA schätzt, dass drei Netztechnologien bis zu 330 Gigawatt zusätzliche Erzeugung, Speicher und Nachfrage ohne Verstärkung anschließbar machen könnten [1]. Die Fallstudien zur Topologieoptimierung nennen 5 bis 25 Prozent mehr effektive Netzfähigkeit [2], die Technik gilt als erprobt [2]. Dagegen steht, dass die IEA selbst von einer Ergänzung zum Netzausbau spricht [1], der Auszug weder Länderbezug noch Stichjahr nennt [1], die Fallstudien aus den USA stammen [2] und der BDEW festhält, bessere Ausnutzung schaffe keine zusätzliche Kapazität [19]. Ein gemessener deutscher Gewinn liegt nicht vor [16]. Einordnung der Redaktion: Das Gegenargument ist als Potenzial plausibel und als Deutschlandzahl unbelegt (Kapitel 6).

Gegenargument 3: „KI macht das Netz so effizient, dass sie ihre eigene Last ausgleicht." Die IEA beschreibt KI als zunehmend komplementär zu Netztechnik, mit Gewinnen bei Prognose, Instandhaltung und Planung [2, 3]. Berichtete Ergebnisse einzelner Betreiber nach Angabe der IEA nennen etwa eine rund 20-mal schnellere Prüfung von Ausfallszenarien bei RTE und für CAISO eine Bearbeitung von mehreren Stunden auf wenige Minuten [3]. Dagegen steht: Keine dieser Angaben betrifft Deutschland, die 330 Gigawatt sind Netztechnik und nicht KI [1, 3], und eine Saldoaussage zwischen Entlastung und Last geben die Quellen nicht her [3, 4]. Eine schnellere Anschlussstudie kürzt einen Planungsschritt und keinen Bau (Kapitel 7).

Gegenargument 4: „Rechenzentren sind flexibel genug, um Engpässe zu entschärfen." Regelwerke anderer Länder unterstellen oder erzwingen Flexibilität: Die Niederlande erwogen Teilnahmepflichten und Flexverträge für Großverbraucher [14], Irland verlangt regelbare Erzeugung oder Speicher in Höhe der maximalen Importkapazität [24]. Dagegen steht die einzige deutsche Aussage, nach CMS könnten Rechenzentren ihre Last wegen Verfügbarkeitsanforderungen und Kundenpflichten nicht kurzfristig verschieben [18]. Beide Seiten sind unbelegt im Sinn einer Messung; die eine ist eine Kanzleieinschätzung, die andere sind Regelwerke, die nicht Rechenzentren allein betreffen oder an Irlands Insellage gebunden sind [18, 14, 23]. Der Befund lautet deshalb nicht „Rechenzentren sind starr", sondern „ihre Flexibilität ist eine Annahme" (Kapitel 8).

Gegenargument 5: „Das Problem sind Batteriespeicher und Erzeugung, nicht Rechenzentren." Der Regierungsentwurf nennt die „Antragsflut" bei Großbatteriespeichern als Ursache der Überlastung der Netzbetreiber, mit Anfragen für rund 250 Gigawatt bei den ÜNB [8]; und der BDEW führt für 2025 Zusagen für Großbatteriespeicher von 51 Gigawatt auf [19]. Für 2025 gingen 28 Gigawatt Anschlussleistung in Betrieb, ohne dass Rechenzentren in der Aufzählung genannt sind [19]. Dagegen stehen die regionalen Belege, in denen Rechenzentren Auslöser sind: Syna nennt eine Nachfrage von etwa 800 Megawatt für Rechenzentren im ersten Halbjahr [20], und

Mitnetz führt 90 Rechenzentrumsanfragen mit 16,8 Gigawatt [21]. Einordnung der Redaktion: Beide Beobachtungen sind vereinbar, weil die Gruppen um dieselben Anschlusspunkte konkurrieren (Kapitel 12); wie sich die Leistung auf die Gruppen verteilt, geben die Quellen nicht an [19].

Gegenargument 6: „Der Netzausbau wird billiger, die Kosten sind kein Standortrisiko.“ Der Entwurf des Netzentwicklungsplans beziffert eine Reduzierung der Investitionskosten für Szenario A um knapp 80 und für B und C um rund 50 Milliarden Euro [15], das Bundeswirtschaftsministerium erwartet langfristig sinkende Netzentgelte [33]. Dagegen steht: Die Vergleichsbasis der Reduzierung nennt der Text nicht, die Kosten bleiben mit rund 365 bis 392 Milliarden Euro Entwurfswerte der Betreiber [15], nach dem Zielnetz verbleibt ein höherer Bedarf an Engpassmanagement [15], und dessen Kosten stiegen 2025 trotz stabilem Volumen auf rund 3,08 Milliarden Euro [17, 42]. Wer die Kosten am Ende trägt, ist für Deutschland nicht belegt (Kapitel 9).

Gegenargument 7: „Das Ausland zeigt, dass es einfacher geht.“ Irland knüpft den Anschluss an eigene Erzeugung [13], Singapur teilt Kapazität per Ausschreibung zu [11]. Dagegen steht, dass keine der Quellen die Wirkung dieser Verfahren misst [13, 11], dass die irischen Stabilitätsurteile an die Insellage gebunden sind [23] und dass PJM ausdrücklich keinen Anschluss regelt [12]. Für Deutschland tragen die Befunde nur unter der Bedingung, dass deutsche Quellen den Mechanismus stützen (Kapitel 11).

Gegenargument 8: „Die Verfahrensumstellung ist rechtlich angreifbar und kann kippen.“ Das ist keine Einwendung gegen den Befund, sondern gegen seine Stabilität. Die Bundesnetzagentur beanstandete den Wechsel zum Reifegradverfahren in einem Einzelfall mit einem Batteriespeicher nicht [22]; der Beschluss lässt sich nicht auf Rechenzentren oder das Verfahren insgesamt verallgemeinern [22]. Einen zweiten Beschluss kennt die Studie nur über eine Kanzlei [5]. Zum Rechtsschutz stehen die Fachseite der Bundesnetzagentur und eine Kanzleimeinung nebeneinander [10, 5]. Der Befund „Verfahrenswahl liegt beim Netzbetreiber“ gilt damit für den genannten Einzelfall und für den Stand ohne Netzpaket (Kapitel 10).

Tabelle 14.1: Gegenargumente und ihre Wirkung auf den Befund

Nr	Gegenargument	Stärkste Stütze	Wirkung auf den Befund	Kapitel
1	Spekulation	Bruchteil realisierbar [8]	Betrifft untere Stufen; Befund bleibt	4
2	Netztechnik im Bestand	bis zu 330 GW [1]	Potenzial plausibel, für Deutschland offen	6
3	KI gleicht Last aus	berichtete Ergebnisse [3]	Saldo nicht belegt	7
4	Rechenzentren flexibel	Regelwerke Ausland [14, 24]	Flexibilität bleibt Annahme	8, 11
5	Speicher statt Rechenzentren	Antragsflut [8]	Konkurrenz um dieselben Punkte	12
6	Ausbau wird billiger	Reduzierung im NEP [15]	Vergleichsbasis offen, Engpasskosten bleiben	9
7	Ausland einfacher	Irland, Singapur [13, 11]	Wirkung ungemessen, Übertragbarkeit offen	11
8	Verfahren angreifbar	Einzelfall [22]	Stabilität begrenzt	10

Quellen: [1, 3, 8, 11, 13, 14, 15, 22, 24]

14.2 Grenzen der Untersuchung

Die Grenzen sind Teil des Ergebnisses, weil sie bestimmen, wofür die Studie sich nicht eignet.

1. **Keine eigene Erhebung und keine Begutachtung.** Die Studie ist ein KI-gestütztes Manuskript auf Grundlage öffentlicher Quellen; es wurden keine Betreiber, Unternehmen oder Behörden befragt, keine Netzmodelle gerechnet und keine Messreihen ausgewertet. Eine externe fachwissenschaftliche oder juristische Begutachtung hat nicht stattgefunden (Kapitel 2).
2. **Auszüge und Presseinformationen.** Die IEA-Texte liegen nur als Auszüge vor [1, 2, 3]; die Bitkom-Zahlen nur als Presseinformation zu einer Untersuchung des Borderstep Instituts, deren Rohdaten und Annahmen unbekannt sind [4].
3. **Sekundärquellen für die Anschlusszahlen.** 347 Anträge mit rund 156 Gigawatt stammen von einer Kanzlei [5], die regionalen Angaben aus Fachpresse [20, 21]. Die Primärdokumente der Betreiber liegen nicht vor; eine

Bestätigung durch die Betreiber ist nicht belegt.

4. **Entwurfsstände.** Netzpaket, Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2025), Bundesbedarfsplangesetz-Änderung und die Verschiebung der Grünstromquote auf 2030 sind Entwürfe; bestätigt ist nur der Vorgängerplan [8, 34, 35, 33, 18, 37]. Die 100-Prozent-Quote ab 1. Januar 2027 ist nach § 11 Abs. 5 EnEfG geltendes Recht [36].
5. **Nicht ausgewertete Dokumente.** Dazu zählen das Strategiedokument der Rechenzentrumsstrategie [31], die Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber [29], die Fassung 1.2 der Verfahrensdokumentation [38] und der Beschluss BK6-25-287 [5].
6. **Stichtag.** Die jüngste ausgewertete Quelle zum Netzpaket stammt vom 4. November 2026 [5]; spätere Entwicklungen sind nach den vorliegenden Quellen nicht geprüft.
7. **Einmalige Lesung.** Die Dokumente wurden in einer Lesung ausgewertet und nicht von einer zweiten Person gegengelesen. Ein Nullbefund gilt nur für den genannten Suchraum.
8. **Beispielhafte Räume.** Drei deutsche Netzgebiete und vier Vergleichsländer sind Beispiele für Verfahrenslogik und kein Querschnitt (Kapitel 5 und 11).
9. **Ausschnitt des Gegenstands.** Die Studie betrachtet Netzanschluss, Engpässe, Netztechnik, KI im Netz und Ausbau; die Standortwahl im Einzelfall liegt außerhalb des Rahmens (Kapitel 1).

14.3 Schlussfolgerungen: Was sich trotz der Lücken belastbar sagen lässt

1. **Die drei großen Zahlen stehen nicht auf einer Größe.** Eine Verbandsprognose für IT-Anschlussleistung (3.300 Megawatt 2026, rund 9.700 Megawatt 2035), ein Antragsvolumen eines Zyklus (rund 156 Gigawatt) und eine Potenzialschätzung (bis zu 330 Gigawatt) lassen sich weder addieren noch ins Verhältnis setzen [4, 5, 1]. Kapitel 1, 3, 4, 6.
2. **Eine Anfrage ist kein Bedarf, und ein Antrag ist keine Zusage.** Einordnung der Redaktion: Das Anfragevolumen ist eine Obergrenze, die verbindlich gebundene Leistung eine Untergrenze auf der jeweiligen Stufe; dazwischen liegt eine Spanne, keine Zahl [21, 8]. Kapitel 4.
3. **Der Engpass liegt an Anschlusspunkten und Schaltfeldern und kommt je Netzgebiet zu verschiedenen Zeiten.** Die ÜNB erwarteten im Februar 2026 mehr Nachfrage als Angebot an Schaltfeldern [7], verfügbare Anschlusspunkte sind überwiegend erst ab 2029 nutzbar [5], und Syna nennt für Neuanfragen die 2030er-Jahre [20]. Eine Deutschlandwartezeit folgt daraus nicht. Kapitel 4 und 5.
4. **Die Vergabe ist im Umbau, und die Rechtsgrundlage ist ein Entwurf.** Die Verfahrenswahl liegt nach der Bundesnetzagentur grundsätzlich beim Netzbetreiber [22]; das Netzpaket ist nach den Quellen bis zum 4. November 2026 nicht verabschiedet [5, 8]. Kapitel 4 und 10.
5. **Netztechnik ist erprobt, ihr Nutzen ist netzspezifisch, und sie ersetzt den Ausbau nicht.** Das sagen IEA und BDEW gleichlautend [1, 19]; für Deutschland fehlt eine Rechnung [2, 16]. Kapitel 6.
6. **KI ist als Betriebswerkzeug belegt und als Kapazitätsquelle nicht.** Anwendungen mit geringerem Risiko skalieren zuerst, die Echtzeitsteuerung ist die Grenze [3]. Kapitel 7.
7. **Flexible Netzanschlüsse sind erlaubt [32]; ihre Wirkung bei Rechenzentren ist eine Annahme [18].** Eine ausdrückliche Pflicht der Netzbetreiber, flexible Anschlüsse anzubieten, besteht nach der Bundesnetzagentur derzeit nicht; sie erwartet aber eine Prüfung, bevor ein Anschluss verweigert wird [10]. Nach dem Entwurf des Netzpakets sollen Übertragungsnetzbetreiber den Anschluss von einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung abhängig machen dürfen (§ 17a Abs. 3) [8]. Kapitel 8.
8. **Die Kostenzahlen sind Spannen mit Etikett und keine Gesamtrechnung.** Netzentwicklungsplan, Verteilnetzplanung und Engpassmanagement lassen sich nicht addieren, und keine Zahl ist Rechenzentren zugeordnet [15, 19, 17]. Kapitel 9.
9. **Die Auslandsfälle liefern Fragen und keine Vorlagen.** Sie regeln Erzeugung, Warteliste, Kontingent und Kapazitätsnachweis, und keine Quelle misst die Wirkung [13, 14, 11, 12]. Kapitel 11.
10. **Für Standorte bleibt eine Frageliste statt einer Prognose.** Rechenzentren konkurrieren mit Speichern, Industrie und Ladeinfrastruktur um dieselben Anschlüsse; Ankündigung, Zusage und Betrieb sind verschiedene

Stufen [8, 9, 6]. Kapitel 12.

14.4 Wiedervorlage: Delta-Check-Liste

Die Liste nennt die Punkte, bei deren Änderung die betroffenen Aussagen neu zu prüfen sind. Spalte „Termin“ führt nur Termine, die eine Quelle nennt.

Tabelle 14.2: Wiedervorlage mit Stand 14. November 2026

Nr	Gegenstand	Stand in dieser Studie	Zu prüfen	Termin laut Quelle	Kapitel
1	Ergebnisse des ersten ÜNB-Zyklus	Kein Ergebnis belegt [6]	Zahl der Angebote, Annahme, Nachvergabe	30.11.2026; 31.12.2026; Januar 2027; Zyklusende Februar 2027	4, 5, 12
2	Verfahrensstand Netzpaket	Regierungsentwurf, Stand 04.11.2026 [5, 8]	Verabschiedung, Änderungen, Datum	Inkrafttreten bis Ende 2026 geplant (CMS) [18]	4, 10, 12
3	Vorgaben der ÜNB nach § 17a	Entwurfsnorm [8]	Vorlage, Bestätigung durch BNetzA	Vorlage 1.1.2027 im Entwurf	4, 10
4	NEP 2037/2045 (2025)	Konsultation bis 24.08.2026 [34]	Bestätigung, Maßnahmenzahl, Kosten	Kein Termin belegt	5, 9
5	Fassung 1.2 der Verfahrensdokumentation	Nicht ausgewertet [38]	Änderungen an Kriterien und Ablauf	Fassung vom 16.06.2026 genannt	4, 5, 12
6	Verteilnetz-Verfahren	Antragsphasen laufen [5]	Ergebnisse, Verfahrensänderungen	15.03.2027 (E.ON); März 2027 (Netze BW)	4, 5
7	Netzausbaupläne der VNB	Nicht ausgewertet [29]	Inhalt, Rechenzentrumsannahmen	Zum 31.10.2026 erwartet	3, 5
8	Bitkom-Prognose	Presseinformation [4]	Veröffentlichung der Untersuchung, Annahmen	Kein Termin belegt	3
9	BK6-25-287	Nur über Kanzlei bekannt [5]	Wortlaut	Kein Termin belegt	4, 10
10	Grünstromquote Rechenzentren	Geltend: 100 Prozent ab 01.01.2027 (§ 11 Abs. 5 EnEfG) [36]; Verschiebung auf 01.01.2030 ist Kabinettsentwurf [18, 37]	Verabschiedung der EnEfG-Novelle	01.01.2027 (geltend); 01.01.2030 (Entwurf)	10
11	Strategiedokument Rechenzentren	Nur Rede [31]	Inhalt der 28 Maßnahmen	Kein Termin belegt	3, 10
12	Netzbooster und kurative Systemführung	Planung 2026 bis 2027 [16]	Betriebsmeldung, Nutzen	Kein Termin belegt	6, 8
13	Bundesbedarfsplangesetz	Kabinettsentwurf 29.04.2026 [33]	Verabschiedung	Kein Termin belegt	9, 10
14	Syna-Punkteverfahren	Angekündigt [20]	Einführung, Ausgestaltung	Jahr in der Quelle nicht genannt	4, 5
15	PJM-Vorschlag bei FERC	Zur Einreichung bei der FERC angewiesen (Brief 27.07.2026); Einreichung und Ergebnis nicht belegt [12]	Einreichung, Ergebnis	Kein Termin im Brief	11

Quellen: [4, 5, 6, 8, 12, 16, 18, 20, 29, 31, 33, 34, 36, 37, 38] Einordnung der Redaktion: Zuerst wären die Punkte 1 bis 3 zu prüfen, weil ihre Termine belegt und ihre Wirkung auf die Kapitel 4, 5, 10 und 12 am größten ist. Punkt 5 gilt vor jeder Aussage zu Kriterien und Gewichtungen, denn die Verfahrensdokumentation in Fassung 1.1 kann sich geändert haben [38, 6]. Aussagen mit der Kennzeichnung „nach den vorliegenden Quellen“ sind bei Änderung eines dieser Punkte neu zu prüfen und gegebenenfalls zu ersetzen.

Anhang A: Datenlückenregister

Das Register führt die Lücken auf, die in den Kapiteln 1 bis 12 benannt sind, und ordnet jeder ein, was sich trotzdem belastbar sagen lässt. Beschaffungswege nennen nur öffentliche, nicht kostenpflichtige Quellen; wo nur ein Kontakt zu Behörden oder Unternehmen helfen würde, steht „bedarf gesonderter Freigabe“. Stand ist der 14. November 2026. „Offen“ heißt: nicht belegt oder nicht geprüft, nicht: widerlegt.

A.1 Nachfrage, Verfahren und Recht

Tabelle A.1: Lücken zu Nachfrage, Verfahren und Recht

Nr	Lücke	Kapitel	Auswirkung auf die Aussage	Was sich trotzdem sagen lässt	Beschaffungsweg
1	Ergebnis des ersten ÜNB-Zyklus [6]	4, 5, 10, 12	Keine Aussage zu Angebotsquote	Verfahren, Fristen, Kosten sind belegt	Veröffentlichungen der ÜNB ab 30.11.2026 beobachten
2	Bestätigung von 347 Anträgen und 156 GW durch die ÜNB [5]	4, 5	Zahl nur als Kanzleiangabe führbar	Zahl ist Antragsvolumen, kein Bedarf	ÜNB-Seiten nach Zyklusende prüfen
3	Aufteilung der 156 GW nach Anlagenart und Netzebene [5, 6]	4	Kein Rechenzentrumsanteil ableitbar	Gesamtvolumen enthält alle Antragsteller	Aggregierte ÜNB-Auswertung abwarten; Anfrage bedarf gesonderter Freigabe
4	Verfahrensstand Netzpaket nach 04.11.2026 [5, 8]	4, 5, 10, 12	Entwurf kann sich geändert haben	Entwurfsinhalt und Stufe sind belegt	Bundestagsdokumentation und Gesetzblatt
5	Wortlaut BK6-25-287 [5]	4, 10	Beschluss nur über Kanzlei bekannt	BK6-25-296 stützt die Aussage im Einzelfall [22]	Beschlussdatenbank der Bundesnetzagentur
6	Fassung 1.2 der Verfahrensdokumentation [38]	4, 5, 10, 12	Kriterien und Ablauf können abweichen	Fassung 1.1 ist belegt und datiert	Veröffentlichung der Betreiber
7	Strategiedokument der Rechenzentrumsstrategie [31]	3, 10	28 Maßnahmen nicht nacherzählbar	Zielgröße und Handlungsfelder aus der Rede	Veröffentlichung der Bundesregierung
8	Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber [29]	1, 3, 10	Szenariowerte nicht fortgeschrieben	Regionalszenarien Januar 2026 belegt	Veröffentlichungen der Verteilnetzbetreiber, erwartet zum 31.10.2026
9	Fassungsdatum § 17 EnWG; Wortlaut §§ 11, 14d EnWG [32, 19]	10	Auslegung des Ausbauanspruchs offen	Auslegungen von Kanzlei und Verband liegen vor	Normtext im Rechtsportal des Bundes
10	Verabschiedung der EnEfG-Novelle (Verschiebung der Grünstromquote auf 2030, geänderte PUE-Werte) [18, 37]	10	Stand des Gesetzgebungsverfahrens offen	Geltend: 100 Prozent ab 01.01.2027 nach § 11 Abs. 5 EnEfG (Portal, ohne Fassungsdatum) [36]; Verschiebung ist Kabinettsentwurf vom 24.06.2026 [37]	Bundestagsdokumentation
11	Fassungsdatum von § 11 EnEfG; Stand der Änderungen bei Effizienz- und Abwärmevorgaben für Rechenzentren [36, 37]	10	Geltende Fassung nicht datiert; Änderungen nur nach der CMS-Beschreibung des Entwurfs	PUE- und Anteilsvorgaben im Wortlaut belegt (§ 11 Abs. 1 bis 3 EnEfG) [36]; Entwurfsänderungen nach CMS [37]	Fassungsnachweis im Rechtsportal des Bundes; Bundestagsdokumentation
12	Bundesbedarfsplangesetz: Verabschiedung [33]	9, 10	Gesetzesstand offen	Kabinettsentwurf vom 29.04.2026 belegt	Bundestagsdokumentation
13	Anzahl geschlossener flexibler Anschlussvereinbarungen [10, 32]	8	Praxisrelevanz nicht bezifferbar	Rechtsrahmen ist belegt	Bericht der Bundesnetzagentur; Betreiberabfrage bedarf gesonderter Freigabe

Nr	Lücke	Kapitel	Auswirkung auf die Aussage	Was sich trotzdem sagen lässt	Beschaffungsweg
14	Mechanismus zum Zurückstellen spekulativer Anträge [31]	4, 10	Wirkung nicht prüfbar	Ankündigung ist belegt	Strategiedokument, Gesetzgebungsverfahren

Quellen: [5, 6, 8, 10, 18, 19, 22, 29, 31, 32, 33, 36, 37, 38]

A.2 Zahlen zu Bedarf und Anschluss

Tabelle A.2: Lücken zu Bedarfs- und Anschlusszahlen

Nr	Lücke	Kapitel	Auswirkung auf die Aussage	Was sich trotzdem sagen lässt	Beschaffungsweg
15	Untersuchung hinter der Bitkom-Prognose [4]	3	Methodik und Rohdaten unbekannt	Innere Konsistenz der Zahlen ist prüfbar	Veröffentlichung von Bitkom und Borderstep
16	Umrechnung IT-Anschlussleistung in Netzanschluss und Energie [4]	3	Keine Netzbedarfszahl	Wachstumsfaktoren je Größe sind vergleichbar	Keine öffentliche Quelle bekannt; Annahmen bedürfen eigener Erhebung
17	Abweichung 3 GW gegen 3.300 MW; 20 TWh gegen 23 Mrd. kWh [31, 4]	3	Ausgangswert uneinheitlich	Beide Werte mit Urheber und Stichtag	Amtliche Statistik zu Rechenzentren
18	Primärquelle zur Syna-Höchstlast (1.300 gegen 1.000 MW) [20]	4, 5	Höchstlast nicht belastbar	Vertragsleistung 1.600 MW ist als Angabe belegt	Betreiberveröffentlichung; Anfrage bedarf gesonderter Freigabe
19	Primärdaten von Mitnetz, NRM und Stromnetz Berlin [21]	4, 5	Regionale Zahlen nur über Fachpresse	Struktur der Stufen ist belegt	Betreiberseiten; Anfrage bedarf gesonderter Freigabe
20	Rechenzentrumsanteil der 70 Berliner Anfragen [21]	4, 5	Kein Rechenzentrumsbedarf ableitbar	Verfahren gilt für alle Großverbraucher	Betreiberveröffentlichung; Anfrage bedarf gesonderter Freigabe
21	Anteil spekulativer Anträge [8, 21]	4	Keine Realisierungsquote	Untergrenze und Obergrenze sind unterscheidbar	Aggregierte Auswertung nach Zyklusende
22	Anteil der Anschlussleistung je Nachfragegruppe [19]	12	Konkurrenz nicht gewichtbar	Konkurrenz ist qualitativ belegt	Verbandsstatistik, Betreiberberichte
23	Netzanschlussstatus von Dummerstorf [9]	12	Antrag, Netzbetreiber und Reservierung offen	Stufe der Ankündigung ist belegt	Mitteilungen von Land und Unternehmen
24	Standortscharfe Kapazitätsdaten [38, 8]	1, 5	Keine Aussage zu einzelnen Umspannwerken	Karten sind unverbindlich und ohne Anspruch	Kapazitätskarten der Betreiber; Entwurf sieht monatliche Karte vor

Quellen: [4, 8, 9, 19, 20, 21, 31, 38]

A.3 Netztechnik, KI und Flexibilität

Tabelle A.3: Lücken zu Netztechnik, KI und Flexibilität

Nr	Lücke	Kapitel	Auswirkung auf die Aussage	Was sich trotzdem sagen lässt	Beschaffungsweg
25	Länderbezug, Stichjahr und Berichtsdatum der 330 GW [1]	1, 2, 6	Weder global noch deutsch belegt	Obergrenze, Konjunktiv, Ergänzung zum Ausbau	Vollständiger IEA-Bericht, soweit frei zugänglich
26	Deutsche Rechnung zum Netztechnik-Potenzial [1, 2, 16]	6, 7	Keine Entlastung beziffert	Voraussetzungen und Grenzen sind belegt	Derzeit keine öffentliche Quelle bekannt; eigene Rechnung bedarf gesonderter Freigabe

Nr	Lücke	Kapitel	Auswirkung auf die Aussage	Was sich trotzdem sagen lässt	Beschaffungsweg
27	Datierter gemessener Gewinn durch witterungsabhängigen Betrieb [16]	6	Nur Schema der Betreiber belegt	Einführung erfolgt schrittweise je Stromkreis	Betreiberunterlagen mit Datum archivieren
28	Schaltungsbasierte Topologieoptimierung in Deutschland [16]	6	Keine Aussage zu deutschen Anwendungen	US-Fallstudien als Hinweis, nicht als Übertragung [2]	Betreiber- und Fachveröffentlichungen
29	Nutzen von Netzbooster und kurativer Systemführung [16]	6, 8	Potenzial unbeziffert; Termin 2026 oder 2027	Pilotstand und Planungsangabe belegt	Spätere NEP-Fassungen, Betreibermeldungen
30	Einsatz von KI bei deutschen Netzbetreibern [3]	7	Keine Aussage zu Deutschland	Muster der IEA-Umfrage (25 Antworten) ohne Länderbezug [2]	Betreiber- und Branchenberichte
31	Anteil der Anschlussstudien an der Gesamtdauer [3, 8]	7	Zeitgewinn durch KI nicht bezifferbar	Eine Studie kürzt einen Planungsschritt	Keine öffentliche Quelle bekannt
32	Gemessene Lastflexibilität deutscher Rechenzentren [18]	8, 11	Flexibilität bleibt Annahme	CMS-Einschätzung und Regelwerke anderer Länder	Fachstudien und Netzbetreiberdaten; Erhebung bedarf gesonderter Freigabe
33	Rechenzentrumsanteil an der Zeile DSM im NEP [15]	8	Nachfrageflexibilität nicht zuordenbar	DSM-Annahme wächst von 1,4 auf 4,6 bis 8,7 GW	NEP-Anlagen und Szenariorahmen

Quellen: [1, 2, 3, 8, 15, 16, 18]

A.4 Ausbau, Kosten und Vergleichsfälle

Tabelle A.4: Lücken zu Ausbau, Kosten und Vergleichsfällen

Nr	Lücke	Kapitel	Auswirkung auf die Aussage	Was sich trotzdem sagen lässt	Beschaffungsweg
34	Bestätigung des NEP 2037/2045 (2025) [34]	5, 9, 10	Alle Kostenzahlen bleiben Entwurf	Bestätigt ist nur der Plan von 2023 [35]	Veröffentlichung der Bundesnetzagentur
35	Primärquelle des Monitorings zu 323 und 440 Mrd. Euro [15]	9	Zahlen nur über Betreiber	Zahlen stehen auf anderem Plan und Preisstand	Veröffentlichung der Auftraggeber
36	Vergleichsbasis der Kostenreduzierung im NEP [15]	9	Keine Aussage „gesunken von … auf …“	Entwurfswerte 364 bis 392 Mrd. Euro	Spätere NEP-Fassungen
37	Kostenanteil und Entgeltwirkung durch Rechenzentren [15, 19]	9	Keine Zuordnung möglich	Kosten sind nicht addierbar	Studien zu Netzentgelten; Erhebung bedarf gesonderter Freigabe
38	Irland: Wirkung, Zahl abgelehnter Anträge, Abschlagsfaktoren [24]	11	Wirkung der Policy offen	Regelinhalt und Beispiele sind belegt	Veröffentlichungen von CRU und EirGrid
39	Irland: Frist 31.03.2026 gegen Revisionsdatum 20.05.2026 [41, 23]	11	Verzug nicht ableitbar	Beide Daten mit Quelle	Veröffentlichungen von CRU und EirGrid
40	Niederlande: aktueller Stand der Engpassgebiete [14, 39]	11	Liste gilt für 18.10.2023	Instrumente sind belegt	Veröffentlichungen von ACM und TenneT
41	Singapur: Mindestanforderungen der Ausschreibung vom 01.12.2025 [40]	11	Anforderungen nicht belegt	Zuteilung vom 21.08.2026 ist belegt [11]	Fact Sheet der EDB
42	PJM: Einreichung und Ergebnis bei FERC, Schwelle für Großlasten, Datum 27.07. gegen 31.07.2026 [12]	11	Einreichung und Ergebnis nicht belegt	Brief 27.07.2026 weist die Einreichung an	Verfahrensunterlagen der FERC

Quellen: [11, 12, 14, 15, 19, 23, 24, 34, 35, 39, 40, 41] Einordnung der Redaktion: Die Lücken 1, 4, 6 und 34 verändern bei Eintritt die meisten Aussagen und sind in der Wiedervorlage (Kapitel 14) mit Terminen geführt, soweit belegt. Die Lücken 16, 21, 26, 31 und 32 haben keinen öffentlichen Beschaffungsweg im Bestand; sie lassen sich nur durch eigene Erhebung oder eine Betreiberauskunft schließen, und beides bedarf gesonderter Freigabe.

Hinweis zur Verwendung

Dieser Bericht dient der allgemeinen Information. Er enthält redaktionelle Einordnungen und ersetzt keine einzelfallbezogene Rechtsberatung.

Tabellen- und Abbildungsverzeichnis

Tabellen

- Tabelle 0.1: Ergebnisse, Belegtyp und Folge für die Entscheidung
- Tabelle 1.1: Forschungsfragen und Themen
- Tabelle 1.2: Die 15 Themen (Gliederung der Redaktion)
- Tabelle 1.3: Ein- und Ausschlusskriterien
- Tabelle 2.1: Quellenarten und ihre Reichweite
- Tabelle 2.2: Aussagearten und Kennzeichnung
- Tabelle 2.3: Evidenzstufen
- Tabelle 3.1: Bitkom-Werte zu Rechenzentren in Deutschland
- Tabelle 3.2: Abweichungen zwischen Angaben zu Rechenzentren in Deutschland
- Tabelle 4.1: Stufenmodell mit Beispielen (Einteilung der Redaktion)
- Tabelle 4.2: Vorschläge des Regierungsentwurfs (Stand der Drucksache 07.09.2026, Entwurf)
- Tabelle 4.3: Was für Spekulation und was für echte Nachfrage spricht
- Tabelle 5.1: Verfahren je Netzebene, Stand 14. November 2026 nach den vorliegenden Quellen
- Tabelle 5.2: Regionale Belege mit Quellentyp und Bezugsgröße
- Tabelle 5.3: Zeitangaben der Quellen, je mit Gegenstand
- Tabelle 6.1: Technologie, Wirkmechanismus, belegte Voraussetzung und belegte Grenze
- Tabelle 6.2: Ähnlich große Zahlen, verschiedene Größen
- Tabelle 7.1: KI-Anwendungen bei Netzbetreibern nach Art der Angabe (Angaben der IEA zu einzelnen Betreibern)
- Tabelle 7.2: Abgrenzung nach den Aussagen der IEA
- Tabelle 8.1: Großbatteriespeicher in Deutschland, sieben Größen mit je eigenem Bezug
- Tabelle 8.2: Aussagen zu Flexibilität nach Urheber und Art
- Tabelle 9-1: Investitionsbedarf Start- plus Zubaunetz, NEP V2025, 2. Entwurf (Milliarden Euro)
- Tabelle 9-2: Investitionsvolumen des Zubaunetzes ohne Startnetz, je Szenario (Milliarden Euro)
- Tabelle 9-3: Kostenzahlen zum Übertragungsnetz und ihre Bezüge
- Tabelle 9-4: Netzengpassmanagement, Gesamtkosten und Posten (Millionen Euro)
- Tabelle 9-5: Kostengrößen nebeneinander (nicht addierbar)
- Tabelle 10-1: Regelungen nach Stufe
- Tabelle 11-1: Vier Verfahren im Vergleich (Stand der jeweiligen Quelle)
- Tabelle 11-2: Bezugsgrößen und Stichtage der genannten Zahlen
- Tabelle 12-1: Stufen zwischen Anfrage und Betrieb, mit Beispielen aus dem Quellenbestand
- Tabelle 13.1: Drei qualitative Szenarien im Überblick
- Tabelle 13.2: Offene Fragen und erwartete Antworten

- Tabelle 14.1: Gegenargumente und ihre Wirkung auf den Befund
- Tabelle 14.2: Wiedervorlage mit Stand 14. November 2026
- Tabelle A.1: Lücken zu Nachfrage, Verfahren und Recht
- Tabelle A.2: Lücken zu Bedarfs- und Anschlusszahlen
- Tabelle A.3: Lücken zu Netztechnik, KI und Flexibilität
- Tabelle A.4: Lücken zu Ausbau, Kosten und Vergleichsfällen

Abbildungen

- Abbildung 1: Drei Zahlen, drei verschiedene Größen
- Abbildung 2: Anschlussprozess im Übertragungsnetz (erster Zyklus)
- Abbildung 3: Bestehendes Netz, Netztechnik und KI-Unterstützung

Literatur und Primärquellen

Die Nummern folgen der ersten Nennung im Text. Alle Quellen wurden bis zum 14. November 2026 abgerufen oder als Archivkopie übernommen; Abrufweg, Prüfsumme und Textumfang je Quelle stehen in Anhang B.

[1] Internationale Energieagentur (IEA). *Modernising Grids in the Age of Electricity, Executive Summary (Auszug).* undatiert. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[2] Internationale Energieagentur (IEA). *Modernising Grids in the Age of Electricity, Kapitel Grid-enhancing technologies (Auszug).* undatiert. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[3] Internationale Energieagentur (IEA). *Modernising Grids in the Age of Electricity, Kapitel AI-enhanced solutions (Auszug).* undatiert. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[4] Bitkom e. V. *Presseinformation: KI-Boom treibt Rechenzentren in Deutschland (03.11.2026).* 03.11.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[5] Gleiss Lutz. *Update Netzanschluss: Abschluss des Reifegradverfahrens (04.11.2026).* 04.11.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[6] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. *Reifegradverfahren für Netzanschlüsse an das Übertragungsnetz, Verfahrensdokumentation Version 1.1 (27.04.2026).* 27.04.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[7] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. *Positionspapier der Übertragungsnetzbetreiber zu Netzanschlüssen (05.02.2026).* 05.02.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[8] Deutscher Bundestag / Bundesregierung. *Drucksache 21/7866: Gesetzentwurf zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau und zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens (07.09.2026).* 07.09.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[9] Schwarz Gruppe. *Pressemitteilung: Mecklenburg-Vorpommern und Unternehmen der Schwarz Gruppe schließen Partnerschaft (27.08.2026).* 27.08.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[10] Bundesnetzagentur. *Netzanschluss (Fachseite, FCA und Hinweise).* undatiert. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[11] EDB Singapore. *Fact Sheet: Four data centre proposals selected (DC-CFA2).* undatiert. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[12] PJM Interconnection. *Board decisional letter on Critical Issue Fast Path (27.07.2026).* 27.07.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[13] CRU. *Review of Large Energy Users Connection Policy, CRU2025236 (Publikationsseite).* undatiert. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[14] Tweede Kamer. *Kamerstuk 29023 nr. 451 (24.10.2023).* 24.10.2023. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[15] 4 ÜNB. *NEP 2037/2045 V2025, 2. Entwurf, Kompaktfassung.* undatiert. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[16] 4 ÜNB. *NEP 2037/2045 V2025, 2. Entwurf, Kapitel 4.* undatiert. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[17] Deutscher Bundestag (hib). *Kosten für das Netzengpassmanagement 2024 und 2025 (07.09.2026).* 07.09.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[18] CMS. *Rechenzentren, Netz, Strom und Regulierung (01.10.2026).* 01.10.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[19] BDEW. *Positionspapier Beschleunigung im Verteilnetzausbau (03.11.2026).* 03.11.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[20] zfk. *Syna ist bei Rechenzentren ausgebucht (20.10.2026).* 20.10.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[21] ingenieur.de. *Zu wenig Strom für KI (08.10.2026).* 08.10.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[22] Bundesnetzagentur BK 6. *BK6-25-296 Beschluss (05.08.2026).* 05.08.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[23] EirGrid. *Data Centre Constrained Area Overview (Mai 2026).* Mai 2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[24] EirGrid. *Data Centre Technical Assessment (Mai 2026).* Mai 2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[25] Gleiss Lutz. *Neues Vergabeverfahren Netzanschlüsse, Reifegradverfahren (18.02.2026).* 18.02.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[26] Bundesnetzagentur BK 6. *BK6-24-245 Zuteilung Entnahmeleistung (Stand 05.02.2025).* undatiert. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[27] zfk. *Keine Patentlösung beim Netzanschluss für Großverbraucher (05.02.2025).* 05.02.2025. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[28] GÖRG. *Bundesregierung beschließt Netzpaket (22.09.2026).* 22.09.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[29] BDEW. *Verteilnetzbetreiber veröffentlichen Regionalszenarien (Januar 2026).* Januar 2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[30] BDEW. *Prognose für Netzanschlüsse (29.01.2026).* 29.01.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[31] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung. *Rede Rechenzentrumsstrategie (16.04.2026).* 16.04.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[32] Bundesministerium der Justiz (gesetze-im-internet.de). *§ 17 EnWG (Abruf 14.11.2026, Portal, ohne Fassungsdatum).* 14.11.2026 (Abruf, ohne Fassungsdatum). Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[33] BMWE. *Ausbau der Übertragungsnetze (29.04.2026).* 29.04.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[34] Bundesnetzagentur. *Konsultation NEP V2025, zweiter Entwurf (12.06.2026).* 12.06.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[35] Bundesnetzagentur. *Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom 2023-2037/2045 (01.03.2024).* 01.03.2024. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[36] Bundesministerium der Justiz (gesetze-im-internet.de). *§ 11 EnEfG (Abruf 14.11.2026, Portal, ohne Fassungsdatum).* 14.11.2026 (Abruf, ohne Fassungsdatum). Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[37] CMS. *EnEfG-Novelle bringt Entlastung für Rechenzentren (Legal Update, Juni/Juli 2026).* Juni/Juli 2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[38] 50Hertz Transmission GmbH. *Netzanschluss und interaktive Orientierungskarte (Hinweistext, Stand 31.03.2026).* undatiert. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[39] ACM. *Brief: Reactie ACM opsplitsen congestiegebieden (2026).* 2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[40] EDB Singapore / IMDA. *Launch of Second Data Centre Call For Application (01.12.2025).* 01.12.2025. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[41] Pinsent Masons. *Out-Law: Irish data centres power national grid regulator (16.12.2025).* 16.12.2025. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[42] zfk. *Redispatch 2025 (31.03.2026).* 31.03.2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[43] Metropoolregio Amsterdam. *Bijlage 3b Inventarisatie netcongestie (2026).* 2026. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[44] 4 ÜNB. *NEP V2025, 2. Entwurf (ÜNB, März 2026).* undatiert. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[45] PwC Deutschland. *Data Center: Zwischen Industrieumbau und Energieengpass (Blog, 12.05.2026).* undatiert. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

[46] ACM. *Informele zienswijze opsplitsen congestiegebieden.* undatiert. Quelle. Abgerufen 2026-11-14.

Anhang B: Quellen- und Abrufnachweis

Jede zitierte Quelle liegt als Volltext mit Prüfsumme (SHA-256) im Archiv der Redaktion. Die Prüfsumme gilt für die abgelegte Textdatei. Die Quellenart ist eine Einteilung der Redaktion; Auszüge sind im Titel gekennzeichnet.

Nr	Quelle	Art	SHA-256 (Beginn)
1	Internationale Energieagentur (IEA): Modernising Grids in the Age of Electricity, Executive Summary (Auszug)	amtlich	a7c767
2	Internationale Energieagentur (IEA): Modernising Grids in the Age of Electricity, Kapitel Grid-enhancing technologies (Auszug)	amtlich	8ae512
3	Internationale Energieagentur (IEA): Modernising Grids in the Age of Electricity, Kapitel AI-enhanced solutions (Auszug)	amtlich	c3dba5
4	Bitkom e. V.: Presseinformation: KI-Boom treibt Rechenzentren in Deutschland (03.11.2026)	Verband	61b7f2
5	Gleiss Lutz: Update Netzanschluss: Abschluss des Reifegradverfahrens (04.11.2026)	Kanzlei	158605
6	50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: Reifegradverfahren für Netzanschlüsse an das Übertragungsnetz, Verfahrensdokumentation Version 1.1 (27.04.2026)	Betreiber	383d36
7	50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: Positionspapier der Übertragungsnetzbetreiber zu Netzanschlüssen (05.02.2026)	Betreiber	806c29
8	Deutscher Bundestag / Bundesregierung: Drucksache 21/7866: Gesetzentwurf zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau und zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens (07.09.2026)	amtlich	884eb4
9	Schwarz Gruppe: Pressemitteilung: Mecklenburg-Vorpommern und Unternehmen der Schwarz Gruppe schließen Partnerschaft (27.08.2026)	Unternehmensangabe	d0451b
10	Bundesnetzagentur: Netzanschluss (Fachseite, FCA und Hinweise)	amtlich	094c31
11	EDB Singapore: Fact Sheet: Four data centre proposals selected (DC-CFA2)	amtlich	05bc2f
12	PJM Interconnection: Board decisional letter on Critical Issue Fast Path (27.07.2026)	amtlich	1fa9df
13	CRU: Review of Large Energy Users Connection Policy, CRU2025236 (Publikationsseite)	amtlich	697eda
14	Tweede Kamer: Kamerstuk 29023 nr. 451 (24.10.2023)	amtlich	15bea0
15	4 ÜNB: NEP 2037/2045 V2025, 2. Entwurf, Kompaktfassung	Betreiber	9bbe6e
16	4 ÜNB: NEP 2037/2045 V2025, 2. Entwurf, Kapitel 4	Betreiber	95e55f
17	Deutscher Bundestag (hib): Kosten für das Netzengpassmanagement 2024 und 2025 (07.09.2026)	amtlich	3161ab
18	CMS: Rechenzentren, Netz, Strom und Regulierung (01.10.2026)	Kanzlei	7eafcf
19	BDEW: Positionspapier Beschleunigung im Verteilnetzausbau (03.11.2026)	Verband	b3d6ea
20	zfk: Syna ist bei Rechenzentren ausgebucht (20.10.2026)	Presse	e0bd5e
21	ingenieur.de: Zu wenig Strom für KI (08.10.2026)	Presse	953005
22	Bundesnetzagentur BK 6: BK6-25-296 Beschluss (05.08.2026)	amtlich	a32ead
23	EirGrid: Data Centre Constrained Area Overview (Mai 2026)	amtlich	c63cb8
24	EirGrid: Data Centre Technical Assessment (Mai 2026)	amtlich	a6b9ba

Nr	Quelle	Art	SHA-256 (Beginn)
25	Gleiss Lutz: Neues Vergabeverfahren Netzanschlüsse, Reifegradverfahren (18.02.2026)	Kanzlei	5ba788
26	Bundesnetzagentur BK 6: BK6-24-245 Zuteilung Entnahmeleistung (Stand 05.02.2025)	amtlich	8f2915
27	zfk: Keine Patentlösung beim Netzanschluss für Großverbraucher (05.02.2025)	Presse	66c904
28	GÖRG: Bundesregierung beschließt Netzpaket (22.09.2026)	Kanzlei	90055d
29	BDEW: Verteilnetzbetreiber veröffentlichen Regionalszenarien (Januar 2026)	Verband	0cf8b2
30	BDEW: Prognose für Netzanschlüsse (29.01.2026)	Verband	a75629
31	Presse- und Informationsamt der Bundesregierung: Rede Rechenzentrumsstrategie (16.04.2026)	amtlich	d7f8d1
32	Bundesministerium der Justiz (gesetze-im-internet.de): § 17 EnWG (Abruf 14.11.2026, Portal, ohne Fassungsdatum)	amtlich	1e6e4b
33	BMWE: Ausbau der Übertragungsnetze (29.04.2026)	amtlich	393d17
34	Bundesnetzagentur: Konsultation NEP V2025, zweiter Entwurf (12.06.2026)	amtlich	40ee9b
35	Bundesnetzagentur: Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom 2023-2037/2045 (01.03.2024)	amtlich	6247f4
36	Bundesministerium der Justiz (gesetze-im-internet.de): § 11 EnEfG (Abruf 14.11.2026, Portal, ohne Fassungsdatum)	amtlich	43819c
37	CMS: EnEfG-Novelle bringt Entlastung für Rechenzentren (Legal Update, Juni/Juli 2026)	Kanzlei	a3f94b
38	50Hertz Transmission GmbH: Netzanschluss und interaktive Orientierungskarte (Hinweistext, Stand 31.03.2026)	Betreiber	64314c
39	ACM: Brief: Reactie ACM opsplitsen congestiegebieden (2026)	amtlich	b20dca
40	EDB Singapore / IMDA: Launch of Second Data Centre Call For Application (01.12.2025)	amtlich	c1a8f2
41	Pinsent Masons: Out-Law: Irish data centres power national grid regulator (16.12.2025)	Kanzlei	10686c
42	zfk: Redispatch 2025 (31.03.2026)	Presse	d0e9e9
43	Metropoolregio Amsterdam: Bijlage 3b Inventarisatie netcongestie (2026)	Unternehmensangabe	3e17bd
44	4 ÜNB: NEP V2025, 2. Entwurf (ÜNB, März 2026)	Betreiber	84be28
45	PwC Deutschland: Data Center: Zwischen Industrieumbau und Energieengpass (Blog, 12.05.2026)	Verband	326b82
46	ACM: Informele zienswijze opsplitsen congestiegebieden	amtlich	9c052f

B.2 Evidenzlage der Aussagen

Tabelle B-1: Zahl der geprüften Einzelaussagen je Status

Gruppe	belegt	eingeschränkt belegt	offen	Widerspruch	Abgrenzung	gesamt
Gruppe A1	105	14	4	8	9	140
Gruppe A2	94	35	2	8	11	150
Gruppe A3	67	27	5	2	7	108

Quelle: Auswertung der Redaktion. „Geprüft“ heißt: Der angeführte Wortlaut steht im archivierten Volltext der Quelle; die Einstufung des Status ist eine redaktionelle Bewertung.

Rechtliche Hinweise

Keine Beratung

Diese Veröffentlichung ist ein redaktionelles Erzeugnis. Sie stellt keine Rechtsberatung, keine medizinische, pflegerische, arbeitsrechtliche oder datenschutzrechtliche Beratung und keine Beschaffungs- oder Vergabeberatung dar. Sie ersetzt insbesondere nicht die Prüfung durch Rechtsanwaltschaft, Datenschutzaufsicht, Medizinprodukteberatung, Vergabestelle, Ethikkommission nach Medizinprodukterecht oder Arbeitnehmervertretung. Wer auf Grundlage dieses Dokuments entscheidet, entscheidet auf eigene Verantwortung und hat den Sachverhalt vorher eigenständig fachlich prüfen zu lassen.

Keine Zusicherung, keine Konformitätsaussage

Die beschriebenen Verfahren, Prüfstufen und Checklisten sind redaktionelle Vorschläge. Sie sind keine Zusicherung einer Eigenschaft, kein garantiertes Ergebnis und kein Nachweis der Einhaltung einer Rechtsvorschrift. Wer ein Verfahren aus diesem Dokument anwendet, erfüllt damit keine gesetzliche Anforderung; ob eine Anforderung erfüllt ist, entscheidet die zuständige Stelle am Einzelfall.

Rechtsstand

Rechtsstände, Fristen und Fundstellen beziehen sich auf den im Dokumentkopf genannten Tag. Der KI-Rechtsrahmen wird laufend geändert; ein älterer Fristenplan darf nicht unverändert weiterverwendet werden. Genannte Gesetze und Verordnungen sind in ihrer jeweils geltenden Fassung heranzuziehen.

Haftung

Die Inhalte wurden mit Sorgfalt erstellt und, soweit im Methodenteil beschrieben, gegengeprüft. Für Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität wird gleichwohl keine Gewähr übernommen. Eine Haftung des Herausgebers ist auf Vorsatz und grobe Fahrlässigkeit beschränkt; dies gilt nicht bei der Verletzung des Lebens, des Körpers oder der Gesundheit sowie bei zwingender gesetzlicher Haftung.

Verweise auf fremde Inhalte

Dieses Dokument verweist auf Inhalte Dritter, insbesondere auf Behörden-, Fachgesellschafts-, Normen- und Fachverlagsseiten. Auf deren Gestaltung und Inhalt hat der Herausgeber keinen Einfluss; für sie ist jeweils der dortige Anbieter verantwortlich. Die Adressen waren zum im Literaturverzeichnis genannten Prüfzeitpunkt erreichbar. Die Nennung eines Produkts, Herstellers oder Dienstes ist weder eine Empfehlung noch eine Bewertung seiner Eignung.

Marken und Produktbezeichnungen

Genannte Produkt-, Marken- und Unternehmensbezeichnungen sind Kennzeichen ihrer jeweiligen Inhaber und werden ausschließlich zur Beschreibung des Sachverhalts verwendet. Aus der Nennung folgt keine Verbindung zwischen dem Herausgeber und dem jeweiligen Unternehmen und keine Aussage über Zulassungs-, Konformitäts- oder Zertifizierungsstatus.

Urheberrecht und Nutzung

Dieses Dokument, sein Text, seine Tabellen und seine Abbildungen sind urheberrechtlich geschützt. Rechteinhaberin ist die WebTrades GmbH. Zulässig sind das Lesen, das Speichern und der Ausdruck für den eigenen Gebrauch sowie das Zitieren einzelner Stellen mit vollständiger Quellenangabe nach der im Impressum genannten Zitierweise. Die Vervielfältigung, Bearbeitung, Verbreitung, öffentliche Zugänglichmachung oder kommerzielle Verwertung des Dokuments oder wesentlicher Teile daraus bedarf der vorherigen schriftlichen Zustimmung der Rechteinhaberin. Das gilt ausdrücklich auch für die Übernahme von Tabellen und Abbildungen.

Keine personenbezogenen Daten

Für dieses Dokument wurden keine personenbezogenen Daten verarbeitet. Es beruht auf veröffentlichter Literatur, amtlichen Rechtsquellen und Veröffentlichungen von Fachgesellschaften; es wurden weder Beschäftigte befragt noch Patientendaten verwendet. Wer die hier beschriebenen Verfahren auf eine reale Einrichtung anwendet, verlässt diesen Rahmen: Die Auswertung von Tätigkeits-, Alarm- oder Quittierungsdaten unterliegt der Datenschutz-Grundverordnung und in der Regel der Mitbestimmung.

Unabhängigkeit

Dieses Dokument ist ohne Auftrag, ohne Finanzierung und ohne inhaltliche Beteiligung eines Herstellers, Krankenhausträgers, Kostenträgers, Verbands oder Beratungsunternehmens entstanden. Es besteht kein Vergütungs- oder Beteiligungsverhältnis zu einem der genannten Unternehmen oder Institutionen. Genannt werden Systeme, Anbieter und Dokumente, weil sie in den beschriebenen Gegenstand fallen, nicht weil sie beworben werden sollen.

Anwendbares Recht

Es gilt das Recht der Bundesrepublik Deutschland unter Ausschluss des UN-Kaufrechts. Gesetzliche Verbraucherschutzvorschriften bleiben unberührt.