

BUNDESTAGS- WAHL 2025

HANDLUNGSFELD ENERGIEPOLITIK

Programmatische Grundlinien für einen robusten
und bezahlbaren Transformationspfad.

Februar
2025

Unsere Überzeugung

Die nächste Bundesregierung wird zentrale Weichen für eine robuste und bezahlbare Transformation des Wirtschaftsstandortes Deutschland hin zur Klimaneutralität stellen. Als systemverantwortlicher Übertragungsnetzbetreiber möchte Amprion einen Beitrag leisten, die energiewirtschaftlichen Voraussetzungen für einen innovativen und modernen Industriestandort zu schaffen. Folgende Maßnahmen entlang der Grundlinien **Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Robustheit der Netzplanung** sollten das energiepolitische Handeln der nächsten Legislaturperiode prägen.

Bezahlbarkeit

Die Transformation der Energieversorgung ist das prägende Investitionsvorhaben unserer Zeit. Zum Erhalt der gesellschaftlichen Akzeptanz und der Wertschöpfung müssen wir die Finanzierbarkeit und Bezahlbarkeit dieses Generationenprojektes sicherstellen. Dafür braucht es Kostenoptimierung, Planungssicherheit und politisches Commitment. Netzentgelte sind zu einem relevanten und spürbaren Kostenfaktor für die Stromkunden geworden. Ein wesentlicher Teil steht nicht mit dem eigentlichen Netzbetrieb in Verbindung, sondern geht auf das Engpassmanagement und den Einsatz von Reservekraftwerken zurück. Diese „Transformationskosten“ fallen besonders in den kommenden Jahren an, in denen unser Netz immer größere Aufgaben bewältigen muss, aber noch nicht komplett ausgebaut ist.

Deshalb plädieren wir dafür, ...

- die Netzentgelte zu senken und die Systematik verursachungsgerecht weiterzuentwickeln
- den Netzausbaubedarf zu überprüfen
- den EE-Mindestfaktor abzuschaffen
- Einspeiser an den Netzkosten zu beteiligen

Versorgungssicherheit

Die Veränderungen in den Stromerzeugungs- und Nachfragestrukturen stellen eine zunehmende Herausforderung für die Netzstabilität dar. Dunkelflauten und Erzeugungsüberschüsse treten immer häufiger auf. Zum Erhalt der Systemstabilität sind Maßnahmen zur Steuerung von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) notwendig. Andernfalls drohen Probleme bei der Systembilanz infolge einer wachsenden Zahl an Anlagen, die nicht auf Preissignale reagieren und im Bedarfsfall nicht steuerbar sind. Um mittelfristigen Risiken für die Versorgungssicherheit entschlossen entgegenzuwirken, braucht es klare Rahmenbedingungen für Investitionen in flexible Back-up-Kraftwerke an systemdienlichen Standorten sowie weitere Maßnahmen.

Deshalb plädieren wir dafür, ...

- den Kraftwerkszubau anzureizen
- PV-Anlagen steuerbar zu machen
- die Netzreserve weiterzuentwickeln
- einen zentralen Kapazitätsmarkt einzuführen

Robustheit der Netzplanung

Die Netzausbauplanung musste sich in den vergangenen Jahren an sehr ambitionierten Zielszenarien mit zu engen Planungsannahmen orientieren. Dies hat die Ermittlung eines effizienten und bedarfsgerechten Netzausbaus erschwert. Eine Neuausrichtung der

Netzplanung mit einem primären Planungshorizont von zehn Jahren und einer stärkeren Varianz der Planungsannahmen ermöglicht es, den Netzausbau besser am tatsächlichen Bedarf auszurichten, ohne das Ziel der Klimaneutralität aus den Augen zu verlieren. Dadurch ist es aus unserer Sicht möglich, die Investitionsbedarfe für das Energiesystem bis 2035 um einen dreistelligen Milliardenbetrag zu verringern. Wir gewinnen damit Flexibilität, um technologische Entwicklungen besser bewerten zu können und die Weichenstellungen für die verbleibenden Jahre bis zur Klimaneutralität effizienter vornehmen zu können.

Deshalb plädieren wir dafür, ...

- die NEP-Szenarien auszuweiten und zunächst auf das Zieljahr 2035 zu fokussieren
- die Methodik des NEP gezielt zu erweitern (unter anderem durch sektorübergreifende Szenarien)
- Allokationssignale für Batteriespeicher zu setzen
- eine Reservierungsgebühr für Netzanschlüsse einzuführen

Unsere konkreten Empfehlungen

Kurzfristige Maßnahmen

Netzentgelte: Bundeszuschuss für transformationsbedingte Kosten einführen

Es besteht dringender Handlungsbedarf, die Strompreise auf ein bezahlbares und für die Industrie wettbewerbsfähiges Niveau zu senken. Die Netzentgelte sind zu einem wesentlichen Kostenfaktor geworden. Wesentliche Anteile der aktuellen Netzentgelte beruhen jedoch nicht auf originären Netzkosten. Sie ergeben sich vielmehr aus der Transformation des Energiesystems: durch das Engpassmanagement und den Einsatz von Reservekraftwerken. Sie fließen derzeit in die Netzentgelte ein, obwohl sie nicht unmittelbar mit dem eigentlichen Netzbetrieb in Verbindung stehen. Diese transformationsbedingten Netzkosten sollten zukünftig durch einen Bundeszuschuss finanziert werden. Alternativ könnten die Netzentgelte gedeckelt werden. Für die Option Bundeszuschuss gibt es zwei Umsetzungsvarianten: eine Wiedereinführung des Bundeszuschusses für Übertragungsnetzentgelte in Höhe der transformationsbedingten Kosten oder eine Finanzierung der Kosten für Redispatch und Reservevorhaltung außerhalb der Netzentgelte. Letzteres sollte insbesondere dann in Erwägung gezogen werden, wenn Befreiungstatbestände (etwa für Elektrolyseure oder Speicher nach § 118(6) EnWG) beibehalten werden. Die Option Netzentgelt-Deckelung könnte durch ein Amortisationskonto mit staatlicher Beteiligung realisiert werden. Es würde ermöglichen, Netzentgelte auf einem vereinbarten Niveau einzufrieren und dies staatlich zu garantieren. Mindererlöse könnten durch einen Zuschuss ausgeglichen oder mit Mehrerlösen anderer Perioden verrechnet werden.

Netzanschlussbegehren: Verbindlichkeit durch Reservierungsgebühr erhöhen

Es braucht mehr Verbindlichkeit bei der Beantragung eines Netzanschlusses. Netzbetreiber sind verpflichtet, alle angemeldeten Projekte ernst zu nehmen, selbst wenn die Realisierungswahrscheinlichkeit niedrig ist. Dies kann in der Konsequenz zur Ablehnung konkurrierender Projekte am selben Netzanschluss führen. Eine Reservierungsgebühr, die man bei Netzanschluss angerechnet bekommt – ähnlich wie beim Anschluss von Kraftwerken nach § 4 KraftNAV vorgesehen –, könnte zu einer höheren Verbindlichkeit beitragen.

Erzeugungsüberschüsse: Neue EE-Anlagen für Netzbetreiber steuerbar machen

Der enorme Zubau von Photovoltaik-Anlagen ist eine Erfolgsgeschichte der Energiewende. Gleichzeitig stellt er bei wetterbedingten Erzeugungsüberschüssen eine zunehmende Herausforderung für die Netzstabilität dar, da eine wachsende Zahl der Anlagen – insbesondere

kleinere Aufdachanlagen – aufgrund der festen Einspeisevergütung nicht auf Preissignale reagieren muss und aus technischen Gründen nicht steuerbar ist. Bereits heute sind etwa 40 Gigawatt (GW) für Netzbetreiber im Bedarfsfall nicht steuerbar. Hier sollte die nächste Bundesregierung unmittelbar Abhilfe schaffen, in dem eine zwingende Fernsteuerbarkeit für alle weiteren EE-Anlagen ab zwei Kilowatt Anschlussleistung vorgeschrieben wird. Die vom Bundestag im Januar 2025 verabschiedete Novellierung des EnWG zeigt dabei in die richtige Richtung. Es braucht wirksame Anreize für eine vollständige Marktintegration aller Anlagen – und damit eine weitere Stärkung der Direktvermarktung. Flankierend sollten wirksame Anreize für die Flexibilisierung der heute weitgehend preisunelastischen Nachfrageseite geschaffen werden.

Zubau von flexibler Kraftwerksleistung an netzdienlichen Standorten anreizen

Es braucht dringend einen Zubau von flexibler Kraftwerksleistung. Die dafür nötigen Investitionen bleiben aus, weil es noch keinen Fördermechanismus gibt. In der Folge verbleiben alte Kraftwerke länger in der Netzreserve und verursachen unnötig Kosten, weil sie am Markt keine Erlöse erwirtschaften. Stattdessen müssen Netzkunden über die Netzentgelte die Kosten tragen, die den Übertragungsnetzbetreibern durch das Vorhalten und Abrufen der Kraftwerksleistung entstehen. Mit den Eckpunkten für ein Kraftwerkssicherheitsgesetz wurden in der vergangenen Legislaturperiode Vorarbeiten geleistet, um notwendige Investitionen in flexible Kraftwerke anzureizen. Diese im Kern zielführenden Überlegungen sollte die nächste Bundesregierung rasch und pragmatisch weiterentwickeln und dabei den Fokus auf die systemdienliche Allokation und die Formulierung notwendiger technischer Anforderungen legen.

Allokationssignale für den Hochlauf von Batteriespeichern setzen

Wir erleben momentan ein Wettrennen um Netzanschlusskapazitäten vor allem für Rechenzentren und Batteriespeicher. Zusätzliche Netzanschlüsse führen dazu, dass das Übertragungsnetz mehr Strom transportieren und dafür ausgebaut werden muss. Den deutschen Übertragungsnetzbetreibern liegen Anschlussanfragen für mehr als 220 GW an Großbatteriespeichern mit Anschlussleistungen von jeweils mehr als 100 Megawatt vor. Der Markthochlauf dieser Großverbraucher kann zu einem wesentlichen Faktor für das Gelingen der Energiewende werden, sofern er mit den richtigen Anreizen für eine sinnvolle Verortung und Steuerung verbunden wird. Die neue Bundesregierung sollte daher Anreize für die systemdienliche Allokation und Betriebsweise von Batteriespeichern (etwa nach italienischem Vorbild) prüfen.

Redispatch: Mindestfaktor für Erneuerbare Energien abschaffen

Bislang gilt ein Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien (EE) auch im Engpassfall. Dies führt dazu, dass Netzbetreiber beim Redispatch eine bestimmte „Abschaltreihenfolge“ einhalten müssen, um einen sogenannten EE-Mindestfaktor bei der Einspeisung zu wahren. Mit einem EE-Anteil im Strommix von mehr als 60 Prozent wirkt der Mindestfaktor zunehmend aus der Zeit gefallen. Er verursacht unnötig hohe Kosten und beeinträchtigt die Effizienz des Stromsystems, weil die Abregelung nicht nach rein wirtschaftlichen Kriterien erfolgt. Ein kostenoptimiertes Redispatch-Verfahren, das die günstigsten Anlagen unabhängig vom Energieträger abregelt, würde Kosten im dreistelligen Millionenbereich sparen und die Energiewende wirtschaftlicher gestalten. Deshalb sollte der EE-Mindestfaktor im Redispatch-Verfahren abgeschafft werden.

Mittelfristige Maßnahmen

Freileitung oder Erdkabel? Leitungsbedarfe prüfen, statt Technologiedebatte zu führen

Um die Netzausbaukosten zu senken, kommt es darauf an, den Netzausbau auf das Notwendige zu beschränken. Vor diesem Hintergrund ist der aktuell debattierte Wechsel vom Erdkabel- zum Freileitungsvorrang von nachgelagerter Bedeutung. Das größte Potenzial zur Kosteneinsparung beim Netzausbau bietet eine Überprüfung der im Netzentwicklungsplan genannten HGÜ-Leitungen im Hinblick auf die künftigen Strombedarfe und die Kosten von Anlagen. Darüber hinaus sind mit der Aufhebung des Erdkabelvorrangs wesentliche Nachteile verbunden. Verlässlichkeit sollte im Zentrum politisch-wirtschaftlicher Rahmenbedingungen stehen. So übersteigt die Zahl der Einwände bei Freileitungen jene bei Erdkabelprojekten signifikant. Führen Einwände zu Verzögerungen in der Umsetzung, können Mehrkosten für Redispatch im Milliardenbereich entstehen. Sie würden mögliche Baukosteneinsparungen durch Freileitungen aufheben.

Einheitliche Gebotszone im deutschen Strommarkt erhalten

Der Erhalt der einheitlichen Gebotszone im deutschen Strommarkt bleibt das Ziel, da sie für Effizienz, Markttransparenz und Versorgungssicherheit sorgt. Eine Aufteilung in mehrere Zonen würde zu regionalen Strompreisunterschieden führen, die insbesondere Verbraucher*innen in strukturschwachen Gebieten und Unternehmen mit hohem Energiebedarf belasten könnten. Einheitliche Preise fördern einen fairen Wettbewerb und verhindern die Entstehung von „Gewinner- und Verliererregionen“. Zudem ermöglicht eine einheitliche Gebotszone eine effiziente Nutzung der verfügbaren Kraftwerkskapazitäten und erhöht die Planungssicherheit. Der mögliche Verlust von Liquidität in deutlich verkleinerten Gebotszonen würde dabei auch die Integration von volatilen Einspeisern deutlich erschweren. Der Fokus sollte daher auf dem Netzausbau und der Schaffung von ergänzenden Allokationssignalen liegen, um Engpässe zeitnah zu überwinden. Gleichwohl ist ein erweiterter Handlungsspielraum der Netzbetreiber im Bereich des Netzengpassmanagements notwendig.

Netzentgelte verursachungsgerecht weiterentwickeln

Netzentgelte sollten perspektivisch ausschließlich originäre Netzkosten beinhalten und die Kosten möglichst verursachungsgerecht verteilen. Neben der kurzfristigen Entlastung der Netzentgelte durch Herauslösen der transformationsbedingten Kostenbestandteile sollte die neue Bundesregierung mittelfristig eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik mit einer stärkeren Fokussierung auf die Verursachungsgerechtigkeit initiieren. Der von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene regionalisierte Baukostenzuschuss ist nur ein erster Schritt in diese Richtung. Eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik sollte insbesondere Anreize für eine netzdienliche Verortung und einen netzdienlichen Betrieb berücksichtigen. Dynamische Netzentgelte oder eine stärkere Kapazitätsbepreisung könnten dies leisten. Auch sollten Netzentgeltbefreiungen/-privilegierungen angesichts steigender Investitionskosten und einer überproportionalen Belastung der Haushalte sowie der kleinen und mittleren Unternehmen überprüft und gegebenenfalls über andere Mechanismen refinanziert werden.

Einspeiser an Netzkosten beteiligen

Eine Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten könnte die Kosten der Energiewende gerechter verteilen und den Ausbau des Stromnetzes effizienter gestalten. Selbstredend sollte bei dieser Maßnahme ein Bestandsschutz gelten. Sie sollte idealerweise gesamteuropäisch ausgerollt werden. Derzeit tragen vor allem Letztverbrauchsgruppen die Kosten für den Netzausbau und die Netzstabilisierung, während Einspeiser, darunter auch Betreiber von EE-Anlagen, vom Netz profitieren, ohne direkt an den entstehenden Kosten beteiligt zu sein. Durch eine Beteiligung der Einspeiser könnten die Netzkosten verursachungsgerechter umgelegt werden, insbesondere in Regionen, in denen aufgrund des starken EE-Zubaus häufiger Netzengpässe und Redispatch-Maßnahmen auftreten. Zudem könnte sie Anreize schaffen, die Erzeugung stärker an die vorhandenen Netzkapazitäten anzupassen, neue Erzeugungsanlagen netzdienlich zu verorten und Investitionen in Speicher oder intelligente Steuerungstechnologien zu fördern. Darüber hinaus würde eine Kostenbeteiligung zur langfristigen Finanzierbarkeit des

Netzes beitragen und die Belastung für Verbraucher*innen reduzieren. Zudem würde sie die Integration Erneuerbarer Energien in das Stromsystem nachhaltiger gestaltet.

Netzreserve weiterentwickeln

Die verschiedenen Formen der Reserven neben dem Strommarkt haben in den vergangenen Jahren an Bedeutung gewonnen und sind inzwischen mit hohen Anschlussleistungen und Kosten verbunden. Unterschiedliche Einsatzzwecke und -bedingungen machen die Sache komplex. Wir brauchen eine konsistente Reservekraftwerksstrategie, die diese Komplexität reduziert und den Betreibern der Reservekraftwerke deutlich macht, wie lange wir ihre Anlagen noch brauchen. Nur so werden wir sicherstellen, dass unser Netz effizient abgesichert wird. Ein weiterer Aspekt: Aktuell sehen wir immer häufiger extreme Marktpreise. Diese strahlen auch in die Märkte der europäischen Nachbarn aus. Es ist zunehmend schwer zu erklären, warum wir die umfangreichen Reserven nicht zur temporären Stabilisierung des Strommarkts einsetzen. Dies gilt es auch im Blick auf die prozessualen, technischen und genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen zu diskutieren.

Langfristige Maßnahmen

Netzausbaubedarf durch kürzeren Planungshorizont reduzieren

Die in der vergangenen Legislaturperiode erreichten Verfahrensbeschleunigungen erlauben neben schnelleren Planungs- und Genehmigungsverfahren auch eine Neuausrichtung der Netzplanung. Dass Vorhaben nun innerhalb von zehn Jahren realisiert werden können, versetzt uns in die Lage, den Netzausbaubedarf in kürzeren Planungszyklen zu ermitteln und im Blick auf die technologischen Entwicklungen im Energiesystem nachzujustieren. Die starke Fokussierung im Rahmen der Novellierung des § 12 EnWG auf das Zieljahr 2045 sollte daher überprüft werden. Vorteilhaft wäre eine Rückkehr zum Ursprungsgedanken der Netzentwicklungsplanung: eine evolutionäre Entwicklung über einen Planungshorizont von zehn Jahren. Das wäre eine robuste und flexible Systemplanung – mit dem Ziel, eine Infrastruktur zu entwickeln, die volkswirtschaftlich dem „no regret“-Gedanken folgt und verschiedene Zukunftsoptionen offenhält. Mittelfristig könnte dieses Vorgehen Einsparungen in Milliardenhöhe beim Netzausbau ermöglichen.

Zentralen Kapazitätsmarkt einführen

Um Investitionsanreize für den langfristigen Übergang zur Klimaneutralität zu setzen und die Versorgungssicherheit bei fortschreitender Transformation dauerhaft zu gewährleisten, sollte langfristig ein Kapazitätsmarkt für Deutschland geschaffen werden. Aus unserer Sicht ist die Einführung eines zentralen Kapazitätsmarktes die volkswirtschaftlich effizienteste Variante. Dieser kann um lokale Komponenten ergänzt werden, wie beispielsweise im Konzept des „[Systemmarkts](#)“ dargelegt. Darüber hinaus bedarf es weiterer Marktdesign-Elemente, um den physikalischen Eigenschaften des zukünftigen Energiesystems gerecht zu werden, etwa die Weiterentwicklung des Redispatch 2.0.

NEP weiterentwickeln: mehr Szenarien, mehr Stützjahre, mehr Wetterphänomene

Wenn wir die Methoden der Netzentwicklungsplanung weiterentwickeln, kann die Infrastruktur kostengünstiger werden. Die Berücksichtigung von mehr Szenarien und mehr Stützjahren, eine breitere Abbildung von Wetterphänomenen, eine integrierte Betrachtung von Wasserstoff- und Strommärkten sowie eine transparente Einbindung der Öffentlichkeit – wie etwa in unserem Projekt „[EnergieMiteinander](#)“ – wirken sich kostensenkend auf die Systemplanung aus. Amprion möchte mit den Überlegungen zur „[Intersektoralen Systemplanung](#)“ einen Beitrag zum NEP 2.0 leisten.

Ansprechpartner:

Thomas Dederichs

Leiter Strategie und Energiepolitik

+49 231 5849-14451

Thomas.Dederichs@amprion.net

Dr. Henning Medert

Leiter Hauptstadtbüro Berlin

+49 30 2060-39960

Henning.Medert@amprion.net