

TenneT Positionspapier

Kernforderungen für die Koalitionsverhandlungen nach der Bundestagswahl 2025

Kernforderungen

1. Sichere Stromversorgung für die Industrie und weitere Netzanschlussnehmer

- Zügige Aufnahme der von der BNetzA im NEP Strom 2023 bestätigten Drehstrom-Maßnahmen in den Bundesbedarfsplan
- Schnellstmögliche Umsetzung der Elemente zur Planungsbeschleunigung der EU-EE-Richtlinie RED III in nationales Recht

2. Bezahlbare und effiziente Energiewende

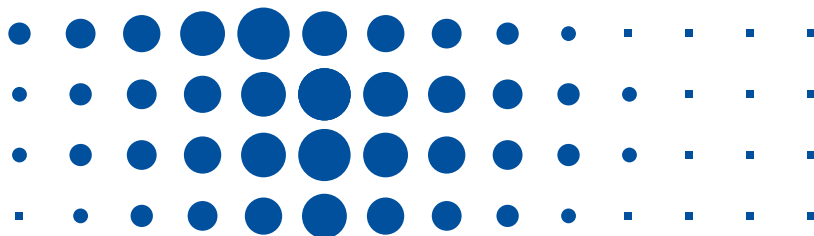
- HGÜ-Robustheitsprüfung im NEP 2025
- Streichung des Erdkabelvorrangs bei neuen, noch nicht in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Gleichstrom-Vorhaben und Ausführung zu 100% als Freileitung
- Optimierung des Offshore-Ausbaus mit Energie- statt Leistungsziel, effizienter Auslastung der Offshore-Netzinfrastuktur mit hohen Volllaststunden und international koordiniertem Ausbau der Offshore-Windenergie
- Flexibilisierung der Netzplanung: Abschaffung des Vier-Jahres-Rhythmus für die Überführung der von der BNetzA im NEP bestätigten Maßnahmen in das Bundesbedarfsplangesetz
- Zeitnahe Realisierung des ersten hybriden Interkonnectors zur weiteren Steigerung der Effizienz im Offshore-Bereich

3. Systemstabilität und Versorgungssicherheit gewährleisten

- Mehr Markt- und Systemdienlichkeit beim Ausbau erneuerbarer Energien
- Schnellstmögliche Umsetzung eines Gesetzes für den Zubau steuerbarer Kapazitäten von 21 GW
- Weiterentwicklung der gesetzlichen Rahmenbedingungen für große Stromspeicher, um deren Potenzial zu für das gesamte Energiesystem zu heben
- Erprobung der Netzintegration von Kleinstbatteriespeichern auf allen Spannungsebenen

4. Finanzierung des Netzausbaus auf sichere Füße stellen

- Planbarer und verlässlicher Bundeszuschuss zu den ÜNB-Netzentgelten
- Auskömmliche Refinanzierung des Netzausbaus sicherstellen



1. Sichere Stromversorgung für die Industrie und weitere Netzanschlussnehmer

Zügige Aufnahme der von der BNetzA im NEP Strom 2023 bestätigten Drehstrom-Maßnahmen in den Bundesbedarfsplan

Problem:

Ohne eine Bestätigung im Gesetz können eilige und unumstrittene Drehstromvorhaben (z.B. für Anschluss und Versorgung der Industriekunden und für Weitertransport von EE-Überschussstrom aus dem Verteilnetz) nicht begonnen werden. Folgen sind Vertrauensverlust der Kunden, die einen Netzanschluss und höhere Energiebedarfe angemeldet haben, sowie steigende Kosten für die Abregelung von erneuerbaren Energien und Redispatch.

Ziel:

Kurzfristige Aufnahme der bestätigten Drehstromvorhaben in das Bundesbedarfsplangesetz. Der Bedarf und die Ausführung der Gleichstromvorhaben kann hingegen parallel dazu im aktuellen NEP 2025-Prozess nochmals untersucht und geprüft werden.

Formulierung für den Koalitionsvertrag:

„Wir werden die von der Bundesnetzagentur im Netzentwicklungsplan Strom 2023 bestätigten Drehstrom-Maßnahmen zügig in den Bundesbedarfsplan überführen, damit der zwingend erforderliche Netzausbau unverändert weitergehen kann. Dadurch sinken die Netzengpassmanagement-Kosten für die Netzkunden.“

Schnellstmögliche Umsetzung der Elemente zur Planungsbeschleunigung der EU-EE-Richtlinie RED III in nationales Recht

Problem:

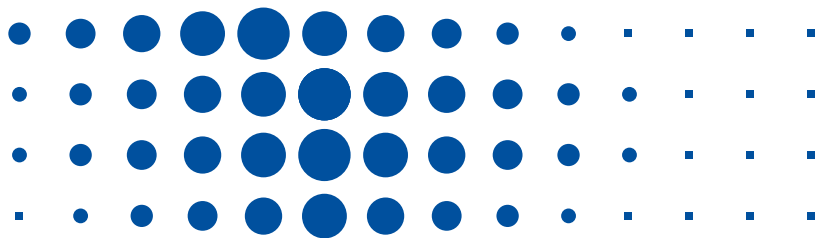
Die Beschleunigungsregelungen für Stromnetze der EU-Erneuerbare Energien-Richtlinie III (RED III) waren ursprünglich als Nachfolgeregelung zur EU-Notfall-VO gedacht und sollten zum 1.7.2025 in Kraft treten. Da das Gesetzgebungsverfahren vor der Wahl nicht mehr abgeschlossen werden konnte, stehen die Übertragungsnetzbetreiber vor der Alternative, entweder die Genehmigungsverfahren nach dem alten Regime mit zusätzlichem Aufwand, z.B. für Natur- und Artenschutz-Kartierungen, durchzuführen oder auf den neuen Rechtsrahmen nach RED III zu warten. Insbesondere bei BNetzA-Vorhaben mit einer Standardzeit von mehreren Jahren für die Bundesfachplanung würde ein Zurückfallen auf das alte Regime aus Bundesfachplanung und Planfeststellung zu erheblichen Verzögerungen führen.

Ziel:

Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren insbesondere der neu in den Bundesbedarfsplan aufzunehmenden Netzausbauvorhaben durch zügige Umsetzung der Regelungen zur Planungsbeschleunigung für Stromnetze der RED III in nationales Recht. Um die volle Beschleunigungswirkung zu erreichen, sollte eine möglichst pragmatische 1:1-Umsetzung der EU-Regelungen erfolgen.

Formulierung für den Koalitionsvertrag:

„Wir werden die Regelungen zur Planungsbeschleunigung für Stromnetze aus der EU Erneuerbare Energien-Richtlinie RED III zügig 1:1 in nationales Recht umsetzen und sorgen damit auch in Zukunft für eine Verschlankung und Verkürzung der Genehmigungsverfahren im Strom-Übertragungsnetz.“ ____



2. Bezahlbare und effiziente Energiewende

HGÜ-Robustheitsprüfung im NEP 2025

Problem:

Der Netzentwicklungsplan Strom 2023 (NEP 2023) hat gezeigt, dass der für die Erreichung der Klimaneutralität 2045 erforderliche Netzausbau wegen der sehr ehrgeizigen Ausbauziele für erneuerbare Energien für 2030/2035 bereits bis Mitte der 2030er Jahre vollständig umgesetzt sein muss. Dies führt zu einer starken Beanspruchung des Marktes (Hersteller-, Genehmigungs- und Ausführungskapazitäten) mit entsprechenden Preiseffekten und Verzögerungsrisiken.

Gleichzeitig war der Stromverbrauch in den letzten Jahren rückläufig und viele Entwicklungen blieben hinter den politischen Zielpfad zurück. Dies betrifft z.B. den Aufwuchs von Wind onshore, die Elektromobilität, den Einbau von Wärmepumpen oder den Zubau von Elektrolyseuren. Vor diesem Hintergrund wird zunehmend hinterfragt, ob die im NEP 2023 unterstellten Rahmendaten von rund 1.200 TWh Bruttostromverbrauch und rund 640 GW installierter EE-Leistung realistisch sind und der damit verbundene Netzausbaubedarf in dieser Dimension – und insbesondere in dieser Geschwindigkeit – benötigt wird.

Ziel:

Während sich die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur einig sind, dass die von der BNetzA im NEP 2023 bestätigten Drehstrom-Vorhaben unstrittig sind und zügig umgesetzt werden sollten, sollten die Gleichstrom-Vorhaben im NEP 2025 anhand realistischer Szenariodaten noch einmal überprüft werden. Dabei sollte neben dem generellen Bedarf geprüft werden, ob der ein Ausbau bereits bis 2035/37 erforderlich ist oder ggf. erst längerfristig Richtung 2045.

Formulierung für den Koalitionsvertrag:

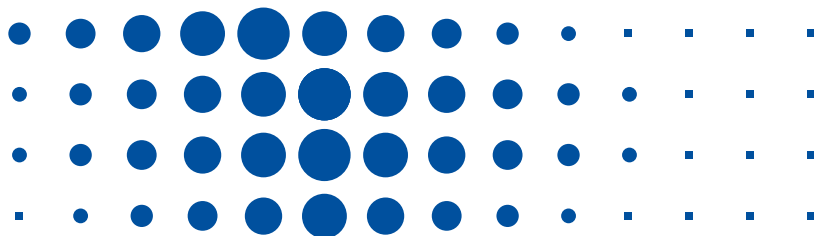
„Der anstehende Netzentwicklungsplan Strom soll die in diesem Koalitionsvertrag neu justierten energie- und klimapolitischen Zielsetzungen berücksichtigen. Hierzu ist eine schnelle Genehmigung angepasster Szenarien durch die Bundesnetzagentur erforderlich, damit die Robustheit sowie der Realisierungshorizont der bestätigten Gleichstrommaßnahmen zeitnah überprüft werden kann.“

Streichung des Erdkabelvorrangs bei neuen, noch nicht in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Gleichstrom-Vorhaben und Ausführung zu 100% als Freileitung

Problem:

Durch die Planung und Ausführung der Gleichstrom-Vorhaben DC40/DC40plus (OstWestLink), DC41 (NordWestLink) und DC42/DC42plus (SuedWestLink) als Freileitung ließen sich mindestens 20 Mrd. € Kosten einsparen. Dies hätte einen nennenswerten dämpfenden Effekt auf die Netzentgelte. Dafür haben sich die Vorhabenträger 50Hertz, TenneT und TransnetBW bereits 2023/24 eingesetzt.

Da die Gleichstrom-Vorhaben vor der Bundestagswahl nicht mehr in den Bundesbedarfsplan aufgenommen wurden und somit die Planfeststellung nicht bis zum 30.06.2025 unter der EU-Notfall-VO gestartet werden kann, muss das Genehmigungsverfahren für diese Projekte neu gestartet werden. Durch den Neustart eröffnet sich ein erneutes Zeitfenster zur Abschaffung des Erdkabelvorrangs. Eine Ausführung der neuen Gleichstrom-Vorhaben als Freileitung würde neben der Kostenersparnis technische Risiken beim Bau und im Betrieb reduzieren. Darüber hinaus könnten wegen der leichteren Errichtung von Freileitungen etwa zwei Jahre Bauzeit eingespart werden.



Ziel:

Streichung des Erdkabelvorrangs für neue, noch nicht in den Bundesbedarfsplan aufgenommene Gleichstrom-Vorhaben und Ausführung zu 100% als Freileitung. Dadurch werden 20 Mrd. € an Investitionen eingespart, was mittelfristig zur Senkung der Netzentgelte um einen Cent pro Kilowattstunde führt und somit die Stromkunden (Industrie, Gewerbe und private Haushalte) entlastet.

Formulierung für den Koalitionsvertrag:

„Wir wollen den Erdkabelvorrang für neue, noch nicht im Bundesbedarfsplan enthaltene Gleichstromvorhaben im Übertragungsnetz streichen und dadurch die Stromkunden perspektivisch um mindestens 20 Milliarden Euro entlasten. Dies verringert die Netzentgelte und entlastet die Stromkunden. Dazu werden wir unverzüglich Gespräche mit den [betroffenen] Bundesländern aufnehmen.“

Optimierung des Offshore-Ausbaus mit Energie- statt Leistungsziel, effizienter Auslastung der Offshore-Netzinfrastruktur mit hohen Volllaststunden und international koordiniertem Ausbau der Offshore-Windenergie

Problem:

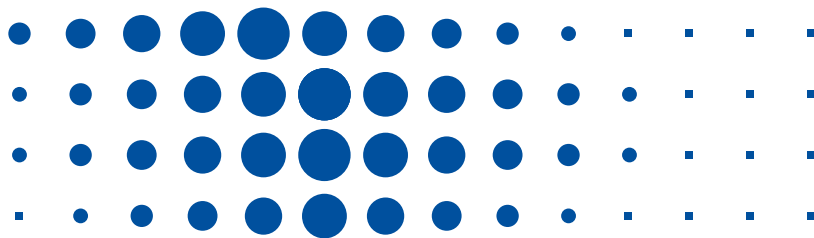
Die Verdichtung des Offshore-Ausbaus in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) sowie die Bebauung der benachbarten AWZ führen zu Verschattungseffekten, die die Volllaststunden unserer wertvollen Offshore-Netzinfrastruktur sinken lassen. Dies erhöht die Kosten pro erzeugter und übertragener Kilowattstunde, senkt die Verfügbarkeit des Offshore-Windstroms und schwächt seine Rolle als erneuerbare „Grundlast“.

Ziel:

Wir wollen die Auslastung unserer Offshore-Netzanschlussssysteme durch verschiedene Maßnahmen deutlich steigern und gleichzeitig die Anzahl der Systeme reduzieren. Das spart Investitionskosten und senkt die Kosten pro erzeugter und übertragener Kilowattstunde.

Formulierung für den Koalitionsvertrag:

„Wir werden die Auslastung unserer wertvollen Offshore Netzinfrastruktur durch verschieden Maßnahmen, wie z. B. Spitzenkappung, Höherauslastung, Flächenneuzuschnitt oder internationale Vernetzung verbessern. Dazu entwickeln wir das 70 GW-Leitungsziel weiter zu einem Arbeitsziel. Dies wird die Position der Offshore-Windenergie als erneuerbare Grundlast stärken. Gleichzeitig werden wir sicherstellen, dass die Betreiber von Offshore-Windparks angemessen an den Netzausbaukosten beteiligt werden.“



Flexibilisierung der Netzplanung: Abschaffung des Vier-Jahres-Rhythmus für die Überführung der von der BNetzA im NEP bestätigten Maßnahmen in das Bundesbedarfsplangesetz

Problem:

Im EnWG ist gesetzlich vorgesehen, dass nur jeder zweite Netzentwicklungsplan ins Bundesbedarfsplangesetz überführt wird. Es zeigt sich mittlerweile, dass es angesichts der Dynamik der Energiewende wenig sinnvoll ist, mit von der BNetzA bestätigten Maßnahmen eines jeden zweiten Netzentwicklungsplans zwei Jahre bis zur Bestätigung des nachfolgenden Netzentwicklungsplans zu warten, bis diese in das Bundesbedarfsplangesetz überführt werden. Mindestens bei einigen der von der BNetzA als erforderlich bestätigten Drehstrom-Projekten besteht i.d.R. eine gewisse Dringlichkeit der Realisierung, z.B. durch den Anschluss von Industriekunden oder den regionalen Abtransport von Überschuss-Strom aus erneuerbaren Energien. Die Folge sind steigende Redispatch-Kosten.

Ziel:

Mehr Flexibilität sowie Beschleunigung bei der Umsetzung der im Netzentwicklungsplan bestätigten Maßnahmen. Nach jedem NEP sollten die von der Bundesnetzagentur bestätigten Maßnahmen ohne weitere Verzögerungen durch den Bundesgesetzgeber (Bundesregierung und Bundestag) in den Bundesbedarfsplan aufgenommen werden.

Formulierung für den Koalitionsvertrag:

„Um unnötige Verzögerungen für den Netzausbau zu vermeiden, werden wir im EnWG regeln, dass die von der BNetzA im Netzentwicklungsplan Strom bestätigten Netzausbaumaßnahmen nach jedem Zyklus vom Bundesgesetzgeber in das Bundesbedarfsplangesetz überführt werden.“

Zeitnahe Realisierung des ersten hybriden Interkonnektors zur weiteren Steigerung der Effizienz im Offshore-Bereich

Problem:

Ein funktionsfähiger, liquider und resilienter Strombinnenmarkt lebt von Vernetzung. Interkonnektoren zur Kopplung der unterschiedlichen Strompreiszonen sind daher unverzichtbar und müssen ausgebaut werden. Offshore bieten sich hierfür unsere Offshore-Netzanschlussssysteme an. Die hybride Nutzung - also als Anbindung eines Offshore-Windparks und gleichzeitig als Interkonnektor - ist im Vergleich zu separaten Interkonnektoren kostengünstig und damit volkswirtschaftlich effizient. Parallel steigen die Volllaststunden unserer Offshore-Netzanschlüsse und damit deren Beitrag zur Versorgungssicherheit. Allerdings sind Rahmenbedingungen hinsichtlich Kostenteilung und Marktdesign bisher unklar. Dies macht das Geschäftsmodell für Windpark- und Netzbetreiber riskant und schwer berechenbar.

Ziel:

Die regulatorischen Rahmenbedingungen für hybride Offshore-Netzanschlüsse werden bis zum Nordsee-Gipfel in Hamburg geklärt und erste Projekte auf dieser Basis verbindlich vereinbart und folgend ausgeschrieben.

Formulierung für den Koalitionsvertrag:

„Offshore-Netzanschlüsse gleichzeitig als internationale Verbindungsleitungen (Interkonnektoren) zu verwenden, ist volkswirtschaftlich effizient. Wir werden daher noch in 2025 in Abstimmung mit den Nordseeanrainern einen Vorschlag zur regulatorischen und marktlichen Ausgestaltung vorlegen und erste Projekte auf dieser Basis verbindlich vereinbaren.“



3. Systemstabilität und Versorgungssicherheit gewährleisten

Mehr Markt- und Systemdienlichkeit beim Ausbau erneuerbarer Energien

Problem:

Der Ausbau der erneuerbaren Energien geht voran – das begrüßen wir als Übertragungsnetzbetreiber ausdrücklich. Allerdings reagieren insbesondere Anlagen in der Einspeisevergütung nicht auf Preissignale. Dies begünstigt negative Preise. Gleichzeitig zeigen erste Abschätzungen, dass z.B. nur die Hälfte der installierten PV-Leistung durch die Netzbetreiber steuerbar ist.

Ziel:

Fördersysteme für die erneuerbaren Energien müssen so gestaltet sein, dass Anreize bestehen bleiben, an den Strommärkten zu agieren. Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wird an Bedeutung gewinnen und darf durch den Fördermechanismus nicht behindert oder eingeschränkt werden. Die besten Marktanreize entstehen dann, wenn die Förderungszahlung von der tatsächlichen Erzeugung entkoppelt wird. Eine sichere und zuverlässige Steuerung durch Vermarkter und Netzbetreiber ist außerdem unerlässlich.

Formulierung für den Koalitionsvertrag:

„Wir werden die Förderung des Zubaus erneuerbarer Energien von einer Förderung der erzeugten Strommenge auf eine Förderung in Abhängigkeit der installierten Leistung umstellen, um die Marktintegration zu verbessern. Zukünftig müssen alle erneuerbare Energien-Anlagen steuerbar sein und auf Preissignale reagieren.“

Schnellstmögliche Umsetzung eines Gesetzes für den Zubau steuerbarer Kapazitäten von 21 GW

Problem:

Um Systemstabilität auch nach 2030 auf dem heutigen Niveau garantieren zu können, sowie Klimaneutralität und Kohleausstieg zu ermöglichen, werden zusätzliche steuerbare Kapazitäten von rund 21 GW im deutschen Stromsystem benötigt. Zu diesen Bedarfen kommen BNetzA und die vier deutschen ÜNB gleichermaßen. Mit dem derzeitigen (technisch teilweise veralteten) Kraftwerkspark und den Reservekraftwerken allein kann dies nicht erzielt werden.

Ziel:

Zusätzliche steuerbare Kapazitäten, die regional verteilt zugebaut werden – 1/3 im Nordosten (insbesondere für Netzwiederaufbau) und 2/3 im Südwesten (insbesondere für Redispatch) Deutschlands, wo sie mit netzdienlichem Verhalten und der Erfüllung technischer Anschlusskriterien maßgeblich zur Systemstabilität beitragen und einen Kohleausstieg ermöglichen.

Formulierung für den Koalitionsvertrag:

„Um den Ausstieg aus der Kohleverstromung zu ermöglichen und die Systemstabilität im Stromnetz zu gewährleisten, werden wir unverzüglich die Arbeiten an einem Kraftwerks[förder]gesetz aufnehmen, das den zeitnahen Zubau von 21 GW steuerbarer Kraftwerkskapazitäten europarechtskonform regelt. Die Kraftwerke müssen sich netzdienlich verhalten und regional verteilt sein.“



Weiterentwicklung der gesetzlichen Rahmenbedingungen für große Stromspeicher, um deren Potenzial zu für das gesamte Energiesystem zu heben

Problem:

Der schnelle Zuwachs an Netzanschlussanfragen von Großbatteriespeichern bringt viele Potentiale aber auch Herausforderungen mit sich. Die Netzdienlichkeit der Batteriespeicher hängt stark von ihrem Standort, ihrer Betriebsweise und der Bereitstellung von Systemdienstleistungen ab. Die Effekte des Standorts und der Betriebsweise können zu einer Kostensteigerung bei der Engpassbewirtschaftung führen – und damit auch den Bedarf an Netzausbau erhöhen oder senken.

Ziel:

Ziel sind die Einführung von Allokationssignalen zur Standortwahl und Anreizkonzepte zur Betriebsweise, damit Speicher ihre Potentiale durch eine netzdienliche Standortwahl und Betriebsweise für ein kosteneffizientes und stabiles Stromnetz einbringen können.

Formulierung für den Koalitionsvertrag:

„Wir werden den marktlichen- und regulatorischen Rahmen für Großbatteriespeicher weiterentwickeln, damit sie durch eine systemdienliche Betriebsweise ihre Potentiale für ein kosteneffizientes und stabiles Stromnetz entfalten können.“

Erprobung der Netzintegration von Kleinstbatteriespeichern auf allen Spannungsebenen

Problem:

Ohne die Realisierung des Potenzials der nachfrageseitigen Flexibilität entstehen für Deutschland erhebliche jährliche Systemkostensteigerungen.

Ziel:

Das enorme Potenzial aus verbrauchsseitiger Flexibilität durch Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, industrieller Flexibilität muss netzdienlich und kosteneffizient in das Energiesystem integriert werden.

Formulierung für den Koalitionsvertrag:

„Wir werden verbrauchsseitige Flexibilität in der kommenden Legislaturperiode als wichtigen Arbeitsschwerpunkt auf die energiepolitische Agenda setzen. Wir wollen das Potential aus Kleinbatteriespeicher für das Energiesystem heben. Dazu wollen wir die Integration in das Stromnetz von Kleinstflexibilitäten wie Wärmepumpen, Heimspeichern und Elektrofahrzeugen im Rahmen von Projekten erforschen.“



4. Finanzierung des Netzausbaus auf sichere Füße stellen

Planbarer und verlässlicher Bundeszuschuss zu den ÜNB-Netzentgelten

Problem:

Die Strompreise müssen im Sinne der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft sowie der Elektrifizierung von Industrie, Wärme und Verkehr schnell gesenkt werden. Ohne eine substanzielle und langfristig berechenbare Senkung laufen wir in das Risiko einer langfristigen Deindustrialisierung sowie einer schleppenden Elektrifizierung. Alle demokratischen Parteien haben daher das Ziel der kurzfristigen Senkung der Netzentgelte in ihren Programmen zur Bundestagswahl ausdrücklich formuliert.

Ziel:

Sowohl aus Sicht der Netzbetreiber als auch der Netznutzer muss die Umsetzung einer Netzentgelt-senkung berechenbar und zuverlässig erfolgen. Eine jährliche Neuverhandlung, wie in den vergangenen Jahren geschehen, sorgt hingegen für Unsicherheit. Um dieses Ziel zu erreichen, eignen sich vor allem Zuschüsse aus dem Bundeshaushalt. Diese könnten durch die Einnahmen aus CO₂-Zertifikaten gegenfinanziert werden.

Formulierung für den Koalitionsvertrag:

„Zur Senkung der Stromkosten werden wir ab 2026 einen jährlichen Bundeszuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten [von 5 Mrd. €] gesetzlich fixieren [und damit die Netzentgelte auf das Niveau von 2023 bringen]. Der Zuschuss wird durch die Einnahmen aus CO₂-Zertifikaten gegenfinanziert.“

Auskömmliche Refinanzierung des Netzausbaus sicherstellen

Problem:

Energiewende ohne Netzausbau ist nicht möglich. Auch ein optimierter Netzausbau ist daher auf ausreichend Eigen- und Fremdkapital für Investitionen angewiesen. Auf dem privaten Kapitalmarkt müssen die Netzbetreiber international konkurrenzfähige Renditen anbieten. Tun sie dies nicht, kann es zu einer Unterversorgung mit Kapital, einem zu geringen Netzausbau und damit zu hohen volkswirtschaftlichen Kosten kommen. Dies müssen wir verhindern. Der regulatorische Eigenkapitalzins liegt dabei nicht bei den Unternehmen, sondern in Händen der Bundesnetzagentur.

Ziel:

Die Bundesnetzagentur muss einen klaren gesetzlichen Auftrag erhalten, den Netzbetreibern ein international konkurrenzfähiges EK-Zinsniveau zu ermöglichen.

Formulierung für den Koalitionsvertrag:

„Kapital darf nicht zum Engpass der Energiewende werden. Wir werden daher im Energiewirtschaftsgesetz verankern, dass die Bundesnetzagentur bei der Ermittlung der regulatorischen Eigenkapitalverzinsung der Netzbetreiber ein international wettbewerbsfähiges Niveau sicherstellen muss, damit ausreichend finanzielle Mittel für den Netzausbau zur Verfügung stehen. Darüber hinaus werden wir Maßnahmen prüfen, um das Risiko für Investitionen in kritische Netzinfrastuktura zu reduzieren.“