

POSITIONSPAPIER MONITORING PROZESS NACH KOAV 2025 | EINSPARPOTENZIALE ROBUSTE NETZPLANUNG

STAND: JULI 2025

Monitoring-Prozess nach KOAV 2025 | Empfehlungen für eine robuste und kosteneffiziente Netzplanung

Executive Summary

Für die 21. Wahlperiode ist eine bezahlbare und kosteneffiziente Netzplanung von hoher Relevanz. Um Pfadabhängigkeiten zu vermeiden und Einsparpotenziale im Sinne eines kosteneffizienten Netzausbaus zu heben, empfiehlt Amprion die folgenden Optimierungsmaßnahmen umzusetzen:

- **Szenariotrichter in kommenden Netzentwicklungsplänen breiter fassen**
Eine hohe Varianz in den Szenariopfaden schafft eine robuste Planungsgrundlage für ein kosteneffizientes Übertragungsnetz.
- **Fokus auf die Mittelfrist legen**
Ein Betrachtungshorizont auf die nächste Dekade schafft Flexibilität, verhindert „Stranded Investments“ und stellt somit aus Sicht der Netzkunden eine Minimierung der Netzentgeltbelastung sicher.
- **Offshore-Optimierungspotenziale zielgerichtet nutzen**
Ein Flächenneuzuschnitt ab Zone 4 sowie eine Überbauung der Offshore-Windkapazitäten zu den Anbindungsleitungen ermöglicht eine kosteneffiziente Offshore-Windintegration.
- **Lösungsraum im Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2025) zur Anbindung von Offshore-Systemen offenhalten und raumplanerische Prozesse zur Identifizierung von „Seetrassen 2045“ fortführen**
Eine frühzeitige Verkleinerung des Lösungsraumes zur Anbindung von Offshore-Systemen schließt denkbare günstigere Netzausbauvarianten vor der Evaluierung aus und kann im Ergebnis suboptimale überregionale Netzstrukturen zeigen.
- **Freileitung vs. Erdkabel**
Kosten, Beschleunigung und Akzeptanz des Netzausbaus müssen in einer politischen Debatte sorgfältig abgewogen werden. Entfällt der Erdkabelvorrang für neue DC-Projekte, muss die Ausführungsvariante vor dem Genehmigungsverfahren verbindlich festgelegt werden, um eine rechtlich eindeutige Grundlage für die Umsetzung zu schaffen.

Je nach Durchdringungsgrad und Kombination der einzelnen Maßnahmen lassen sich **annähernd bis zu 100 Mrd. Euro temporär und zu einem signifikanten Anteil auch dauerhaft einsparen**.

Das im Koalitionsvertrag für die 21. Wahlperiode erklärte Ziel, die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands zu verbessern und den Industriestandort zu stärken, rückt die Bezahlbarkeit der Transformation und damit auch die Kosteneffizienz des Netzausbaus auf der Übertragungsnetzebene in den Mittelpunkt der deutschen Energiepolitik.

Der NEP 2037/2045 (2023) beschrieb in Verfolgung gesetzlicher Vorgaben erstmalig ein Stromnetz, das die Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 ermöglicht. Damit blickte der NEP 20 Jahre in die Zukunft - so weit wie nie zuvor. Die zugrundeliegenden Szenarien waren trotz des langen Zeithorizonts gekennzeichnet durch eine geringe Varianz der Entwicklungspfade. Alle drei Szenarien unterstellten sehr ambitionierte Ausbaupfade, die teilweise die gesetzlichen Ziel-

vorgaben sogar übertrafen. Das Stromsystem wäre demnach schon 2037 weitestgehend klimaneutral, Deutschland 2045 zusätzlich nahezu energieautark. Im Ergebnis zeigte der NEP 2037/2045 (2023) drei identische Klimaneutralitätsnetze mit einem Investitionsvolumen von ca. 330 Mrd. Euro gemäß NEP-Plankosten. Im Vergleich zum vorherigen NEP 2035 (2021) entspricht dies nahezu einer Verdoppelung des Investitionsvolumens bei einem erweiterten Betrachtungshorizont von nur fünf Jahren.

Vor diesem Hintergrund sollten aus Sicht von Amprion für einen bedarfsgerechten und kosteneffizienten Netzausbau die folgenden Optimierungsmaßnahmen beachtet werden, um Risiken zu mindern, Pfadabhängigkeiten zu vermeiden und mögliche Einsparpotenziale tatsächlich zu heben:

Szenariotrichter in kommenden Netzentwicklungsplänen breiter fassen

Der im April 2025 bestätigte Szenariorahmen für den NEP 2037/2045 (2025) unterstellt im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) eine höhere Varianz zwischen den Szenarien. Das ist grundsätzlich positiv zu bewerten. Gleichzeitig ist erkennbar, dass sich das Szenarioumfeld weiterhin hochdynamisch entwickelt: So ist beispielsweise der prognostizierte Hochlauf der Elektrolyseure bislang ausgeblieben und die weitere Entwicklung ist in der Prognose mit hohen Unsicherheiten behaftet. Zeitgleich liegen allein bei Amprion bereits Batteriespeicheranfragen im zweistelligen GW-Bereich vor. Gleichzeitig sehen wir eine hohe Dynamik von Anschlussbegehren von Rechenzentren in unserer Regelzone.

Infolge des langen Zeithorizonts und der hohen Unsicherheiten hinsichtlich der energiewirtschaftlichen Entwicklungen (u.a. Lastzuwachs, EE-Ausbau, H₂-Hochlauf) sowie des technologischen Fortschritts sollten aus Sicht von Amprion die Szenarien technologieoffen ausgestaltet und denkbare Entwicklungspfade nicht von vornherein ausgeschlossen werden. Zudem hält Amprion es für sinnvoll, die Szenarien entlang von netzausbausenkenden und netzausbaufördernden Szenarioannahmen aufzubauen und den Trichter künftig wieder breiter aufzuspannen. Als Beispiel ist hier die szenariospezifische Variation der Verortung und Betriebsweise von Speichern zu nennen. **Durch eine hohe Varianz zwischen den Szenarien wird eine robuste Planungsgrundlage für ein kosteneffizientes Netz geschaffen, die eine Kernvoraussetzung für das Beschreiten eines robusten Transformationspfads darstellt.**

Fokus auf die Mittelfrist legen

Abschätzungen insbesondere über Szenariopfade, zukünftige Technologieentwicklungen sowie Marktpreise sind über einen Zeitraum von 20 Jahren mit enormen Unsicherheiten verbunden. Beispielsweise hat sich die Entwicklung von Batteriespeichern in den letzten Jahren drastisch geändert. So liegen mittlerweile Netzanschlussanfragen für Batteriespeicher im zweistelligen GW-Bereich vor. Gleichzeitig wurden in der letzten Legislaturperiode wichtige Beschleunigungsmaßnahmen in Planungs- und Genehmigungsverfahren erzielt. So wurden beispielsweise die Ausweisung von Korridoren für DC-Erdkabelprojekte durch geodatenbasierte Raumanalysen massiv beschleunigt, die Nutzung vorhandener Trassen und Höherauslastung bestehender Leitungen genehmigungsrechtlich deutlich vereinfacht Anpassungen der Bundesfachplanung beschlossen und ebenso eine Neuregelung zur Anwendung der TA Lärm erzielt. Die erzielten Beschleunigungserfolge ermöglichen es, Großprojekte mittlerweile innerhalb von rund zehn Jahren umzusetzen. In der Folge besteht heute keine zwingende Notwendigkeit, Projekte, die in

der Beplanung des Netzausbaubedarfs bis 2045 erkennbar werden, unmittelbar gesetzlich verpflichtend umzusetzen. Vielmehr sollte der Fokus auf dem erforderlichen Übertragungsnetz in der Mittelfrist liegen, das deutlich robuster gegenüber etwaigen Veränderungen ist. Mit besserem Wissen über technologischen Fortschritt und Szenarioentwicklungen kann kontinuierlich in den kommenden Jahren nachgesteuert werden. **Das spart Kosten für die Netznutzer und entlastet die Vorhabenträger auf der Finanzierungsseite.**

Offshore-Optimierungspotenziale zielgerichtet nutzen

Im Sinne einer möglichst kosteneffizienten Integration von Offshore-Windenergie setzt sich Amprion für Optimierungsmaßnahmen ein, die zur Effizienzsteigerung in der Planung und Auslegung der Anbindungsleitungen beitragen und somit Energiesystemkosten möglichst geringhalten. Ein Neuzuschnitt von OWP-Flächen, insbesondere ab Zone 4, ermöglicht es, die Leistungsdichte und damit die Verschattung zu reduzieren sowie höhere Volllaststunden zu erzielen.

Für eine gesamtsystemisch und kosteneffiziente Offshore-Integration kann das grundsätzliche Prinzip der Überbauung (Spitzenkappung in Verbindung mit Overplanting) einen weiteren Optimierungshebel darstellen, wobei Umfang und Ausprägung noch zu konkretisieren sind. In dem Kontext sollte jedoch darauf verzichtet werden, ein pauschales Überbauungsverhältnis und pauschale verpflichtende Überbauung zu verankern. Vielmehr sollte das Anbindungsverhältnis zwischen Offshore-Windpark und Anbindungsleitung unter Berücksichtigung der spezifischen Standortbedingungen festgelegt werden. **Es gilt, die gegebenen Offshore-Optimierungspotenziale zielgerichtet und sachgerecht unter Berücksichtigung örtlicher Gegebenheiten zu heben.**

Lösungsraum im Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2025) offenhalten und raumplanerische Prozesse zur Identifizierung von „Seetrassen 2045“ fortführen

Bereits in der Vergangenheit bestand die Situation, dass nicht für alle im NEP vorgesehenen (und bestätigten) ONAS ein Grenzkorridor inkl. dahinter liegender Küstenmeertrasse vorhanden war. Hierauf haben die ÜNB Amprion und TenneT mit dem Raumordnungsverfahren „Seetrassen 2030“ reagiert, welches im Ergebnis zur Sicherung weiterer Korridore über Baltrum und Langeoog geführt hat. Aktuell sind zwar noch nicht alle im NEP2037/2045 (2023) identifizierten ONAS-Trassen im Grenzkorridor N-III gesichert, jedoch hat das BSH bereits einen neuen Prozess „Seetrassen 2045“ zur Suche nach weiteren Bündelungstrassen angestoßen, die ggf. erneut über N-III, einen der anderen Grenzkorridore oder gar über einen neuen Grenzkorridor verlaufen werden. Bislang gibt es keine Hinweise auf unüberwindbare Planungshindernisse bei der Identifizierung weiterer Korridore.

Der NEP-Prozess sollte bei der elektrotechnischen Entwicklung eines volkswirtschaftlich optimalen Klimaneutralitätsnetzes nicht frühzeitig durch raumplanerische Einschränkungen beeinflusst werden. Vielmehr kann an die erfolgreichen Verfahren zur Identifizierung von Seetrassen angeknüpft werden. Insoweit unterscheiden sich die ONAS auch nicht von ausschließlich landseitigen Projekten: Auch dort schließt sich die raumplanerische Korridorsuche an die Bedarfsermittlung im Rahmen des NEP-Prozesses an und nicht umgekehrt.

DC-Freileitung vs. DC-Erdkabel

Bevor die Technologieausführung für neu bestätigte HGÜ-Vorhaben getroffen wird, sollte zunächst die grundsätzliche Bedarfsgerechtigkeit des zuletzt bestätigten Klimaneutralitätsnetzes – ausgehend von den Annahmen des bestätigten Szenariorahmens für den NEP 2037/2045 (2025) und vor dem Hintergrund der Ergebnisse des Monitorings der Bundesregierung - erneut überprüft werden. Die Überprüfung der Bedarfsgerechtigkeit bietet aus Sicht von Amprion hohes Potenzial für signifikante Kosteneinsparungen. **Erst im Anschluss sollte die Ausführungsvariante für neue DC-Leitungen festgelegt werden.**

Amprion wirbt insoweit für eine integrierte Perspektive auf das Thema: Für im Bundesbedarfsplan bisher nicht berücksichtigte Gleichstromprojekte sollten Kosten, Beschleunigung und Akzeptanz des Netzausbaus in einer politischen Debatte sorgfältig abgewogen werden.

Falls im Ergebnis der Erdkabelvorrang für neue DC-Projekte entfallen sollte, muss die Ausführungsvariante jedoch frühzeitig, d. h. noch vor Beginn des Genehmigungsverfahrens, verbindlich festgelegt werden. Dadurch wird von Beginn an eine rechtlich bindende Planungsgrundlage geschaffen, um eine fristgerechte Umsetzung bestmöglich zu gewährleisten. Ein technischer Variantenvergleich zwischen Freileitung und Kabel innerhalb des Genehmigungsverfahrens ist unbedingt zu vermeiden. Ein solcher schürt nur den Widerstand der von der jeweiligen Variante Betroffenen und schmälert so die Akzeptanz insgesamt, wenn ein „Kampf zwischen Freileitungs- und Erdkabelgegnern“ entbrennt. Die Verlangsamung der Genehmigungsverfahren ist die absehbare Folge.