



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



Methodenbeschreibung der Maßnahmenbewertung

Begleitdokument zum ersten Entwurf des NEP 2025,
Version 2015

Stand 30.10.2015

INHATSVERZEICHNIS

1 Einleitung	3
2 Beschreibung der Bewertungskriterien	4
2.1 Transportaufgabe: Ausfälle, Überlastungen	4
2.2 Vermiedener Redispatch	5
2.3 Vermiedenes EE-Einspeisemanagement	7
2.4 Planungsrobustheit	7
2.5 NOVA	7
3 Ermittlung der Vorzugsmaßnahmen	8
4 Exemplarische Ergebnisse	9

1 Einleitung

Die langfristigen energiepolitischen Ziele in Deutschland sehen vor, aus der Kernenergie auszusteigen und die konventionelle Erzeugung durch Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien zu ersetzen. Zur Erreichung dieser Ziele ist ein Ausbau des deutschen Höchstspannungsnetzes erforderlich. Damit ist der Netzausbau ein wichtiger Bestandteil im langfristigen Transformationsprozess der Elektrizitätsversorgung.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben die im Zuge des NEP 2014 testweise angewandte Bewertung von Maßnahmen anhand des Kriteriums „eingesparter Redispatch“ im Rahmen des NEP 2025 weiterentwickelt. Testweise wurde dazu die Bewertung von (n-1)-nachgewiesenen Maßnahmen anhand fünf verschiedener Bewertungskriterien vorgenommen, die unterschiedliche Perspektiven für die Beurteilung der Wirksamkeit einer Netzausbaumaßnahme abdecken. Die Bewertung ermöglicht einen relativen Vergleich zwischen den Maßnahmen in dem jeweiligen Bewertungskriterium. So lassen sich Aussagen treffen, wie gut eine Maßnahme in den unterschiedlichen Bewertungskriterien abschneidet und wodurch diese – neben ihrer Notwendigkeit aus der (n-1)-Analyse – charakterisiert ist. Zudem kann die Bewertung der Maßnahmen zur Ermittlung von Vorzugsmaßnahmen (siehe Kapitel 3), die vorrangig umgesetzt werden sollten, herangezogen werden.

Zu beachten ist, dass die Bewertung der Zubaumaßnahmen, wie auch der NEP, auf einer Jahresbetrachtung basiert. Zubaumaßnahmen sind jedoch Anlagen, die sich durch eine lange technische Lebensdauer auszeichnen und somit langfristig zur energiepolitischen Zielerreichung beitragen. Deshalb sollten aufgrund der Zeitpunkt Betrachtung die Ergebnisse der Bewertung als Indikation für die Wirksamkeit und den Nutzen der Maßnahmen im jeweiligen Bewertungskriterium verstanden werden.

Die Maßnahmenbewertung ist ein Pilotprojekt und wurde exemplarisch angewendet auf alle Zubaumaßnahmen – ausgenommen Punktmaßnahmen und Grenzkuppelleitungen – aus dem Ergebnisnetz des Szenarios B1 2025¹. Für die Bewertungskriterien wurden unterschiedliche Methoden entwickelt, die in Kapitel 2 skizziert werden. Diese Methoden werden von den deutschen ÜNB sukzessive weiterentwickelt.

Die Ergebnisse der Bewertung wurden in drei Kategorien eingestuft: Hoher Effekt (Kategorie A), mittlerer Effekt (Kategorie B) und niedriger Effekt (Kategorie C) und sind in Kapitel 4 zu finden.

Exkurs: Einordnung der dargestellten Bewertungskriterien in den ENTSO-E Bewertungskontext

Multikriterielle Ansätze zu Maßnahmenbewertung finden sich auch in anderen Untersuchungen, wie beispielsweise im Rahmen der Erstellung des TYNDP. Die Bewertungsmethodik der Kriterien sowie ausgewiesene Merkmalsausprägungen unterscheiden sich in diesem Papier insofern von der dort angewandten ENTSO-E Methodik, als dass ausschließlich Maßnahmen innerhalb eines zusammenhängenden Marktgebietes zur Bewertung herangezogen werden. Der Einfluss von Projekten auf NTC-Werte und dadurch entstehende energiewirtschaftliche Auswirkungen sind somit kein Gegenstand der hier vorgenommenen Maßnahmenbewertung. Ferner ist ein Unterschied bei der Bewertung in diesem Papier und im TYNDP, dass für die im Rahmen der NEP-Erstellung abgeleiteten Maßnahmen eine (n-1)-Begründung erforderlich ist, bevor an Hand der Kriterien eine weitergehende Bewertung erfolgt.

In der „ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects“ (ENTSO-E, 05.02.2015) wurden folgende Hauptkategorien („Main categories of the project assessment methodology“) formuliert, die von der EU-Kommission bestätigt wurden: Technische Aspekte, Umweltbeeinflussung, Transportaufgabe, Wohlfahrtseffekte/vermiedene Markteingriffe, Nachhaltigkeit. Diese sind mit den untersuchten Bewertungskriterien vergleichbar.

Je nach Veränderung der politischen Rahmensetzung gewinnt das eine oder andere Kriterium an Gewicht.

¹Hier betrachtet wurde das Szenario B1 2025 in der Fassung vor den Eckpunkten der Koalitionsspitzen vom 01.07.2015, also mit den Projekten P43 Mecklar – Bergrheinfeld West (früher Grafenrheinfeld) und P44 Altenfeld – Grafenrheinfeld sowie der DC-Verbindung Wolmirstedt – Gundremmingen/Gundelfingen.

2 Beschreibung der Bewertungskriterien

2.1 Transportaufgabe: Ausfälle, Überlastungen

Im Rahmen der üblichen netzplanerischen Berechnungen des NEP 2025 werden in einem iterativen Verfahren die Ergebnisnetze der Szenarien entwickelt. Dabei werden auf Grundlage vorhandener Überlastungen im Übertragungsnetz einzelne Maßnahmen, die Überlastungen beheben, nach und nach zugeschaltet. Für die Ergebnisnetze der Szenarien werden abschließend Wirksamkeitsnachweise auch auf Basis der im Ergebnisnetz nachweisbaren behobenen Überlastungen erbracht.

Zusätzlich zu Einzelnachweisen für jede Netzausbaumaßnahme ist dabei auch die Gesamtheit aller Maßnahmenbegründungen, sprich die Anzahl und das Ausmaß der gefundenen Begründungen je Maßnahme, nach dieser Methodik von Interesse. Eine gesamte Übersicht hierüber wird durch das Kriterium „Transportaufgabe: Ausfälle, Überlastungen“ ermöglicht.

Das Kriterium bildet die Gesamtheit der wirksamen (n-1)-Begründungen für die jeweils betrachtete Netzausbaumaßnahme ab.

Eine wirksame (n-1)-Maßnahmenbegründung ist gekennzeichnet durch die prozentuale Auslastung α eines Stromkreises im Übertragungsnetz größer 100 % bei Ausfall eines Betriebsmittels, die durch Zuschaltung einer Netzausbaumaßnahme auf einen Wert kleiner oder gleich 100 % gesenkt werden kann. Zur Ermittlung der Auslastungswerte von Stromkreisen werden dabei thermische Belastbarkeiten der Leiterseile unter Berücksichtigung von Freileitungsmonitoring herangezogen. Eine Auslastung von 100 % eines Stromkreises entspricht der Belastung eines Stromkreises in Höhe der – zu einem Netznutzungsfall gültigen – maximalen Strombelastbarkeit.

Im Zuge der Berechnungen zu diesem Bewertungskriterium werden mehrfach vollständige (n-1)-Berechnungen mittels AC-Leistungsflussrechnung für 8.760 Netznutzungsfälle (= Stunden) des Zieljahres 2025 durchgeführt. Die Berechnungen erfolgen für ein Szenario jeweils sowohl für das Ergebnisnetz als auch für jede im Ergebnisnetz ausgewiesene Netzausbaumaßnahme. Die Berechnungsergebnisse für das Ergebnisnetz dienen als Vergleichsbasis. Für die maßnahmenspezifischen Berechnungen wird jeweils eine Netzausbaumaßnahme aus der Netzgesamtheit entnommen (m-1). Die Ergebnisse werden dann mit dem Referenzergebnis (m) des Szenarios verglichen. Dabei wird die Maßnahme gegen das gesamte ausgebaute Zielnetz bewertet.

Ergebnis der Untersuchung sind alle wirksamen (n-1)-Begründungen für die Netzausbaumaßnahmen eines Szenarios.

Die Anzahl und das Ausmaß der gefundenen Begründungen sind abhängig von dem im Netzmodell angesetzten Ausbauzustand. Durch die Nutzung des Ergebnisnetzes als Referenz werden für die maßnahmenspezifischen Berechnungen alle anderen Ergebnisnetzmaßnahmen bei der Bewertung als umgesetzt vorausgesetzt, sodass hier eine Bewertung einzelner Maßnahmen – eingebettet in das Gesamtkonzept eines Ergebnisnetzes – vorgenommen wird.

Aus den Ergebnissen der oben beschriebenen vergleichenden (n-1)-Berechnungen können dann verschiedene Maßzahlen als Indikator für die Bewertung der Netzausbaumaßnahmen hergeleitet werden. Darunter sind die Anzahl der wirksamen (n-1)-Begründungen sowie die Auslastungswerte von Stromkreisen im (n-1)-Fall bei zugeschalteter Netzausbaumaßnahme im Vergleich zu den Werten bei nicht zugeschalteter Netzausbaumaßnahme. Diese Indikatoren werden außerdem zu einer Gesamtbewertung zusammengefasst, indem die durch eine Maßnahme realisierten Entlastungen für wirksame Begründungen aufsummiert werden. Maßgeblich für Entlastungen sind wiederum prozentuale Auslastungswerte der Stromkreise.

Die Gesamtbewertung wird dann als Maß für die Wirksamkeit einer Maßnahme im Ergebnisnetz bezüglich des (n-1)-Kriteriums herangezogen:

$$Score = \sum_{i=1}^{\text{Anzahl Zweige}} \sum_{j=1}^{\text{Anzahl Ausfallelemente}} \sum_{t=1}^{8760} [(\alpha_{i,j,t})_{(m-1)} - (\alpha_{i,j,t})_{(m)}],$$

$$\forall (\alpha_{i,j,t})_{(m-1)} > 100\% \wedge (\alpha_{i,j,t})_{(m)} \leq 100\%$$

Die einzelnen Auslastungswerte und die Gesamtbewertung für eine Maßnahme gehen hier ungewichtet in den Score ein.

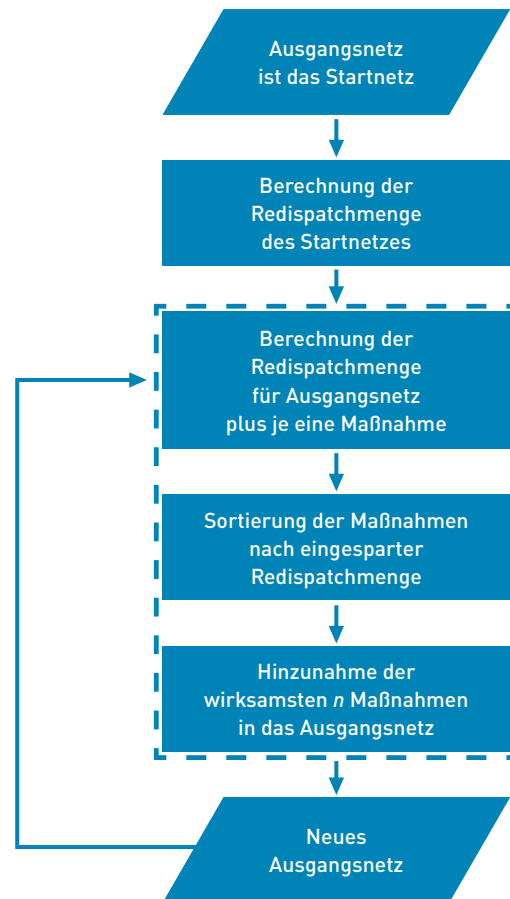
2.2 Vermiedener Redispatch

Das Bewertungskriterium „vermiedener Redispatch“ zeigt die Wirksamkeit einer Maßnahme hinsichtlich der durch die jeweilige Maßnahme eingesparte Redispatchmenge.

Unter Redispatch wird nachfolgend der Eingriff in den geplanten Einsatz der konventionellen und EE-Anlagen verstanden, wobei die Reduktion der EE-Einspeisung im gegenwärtigen Ordnungsrahmen „EE-Einspeisemanagement“ genannt wird. Die Eingriffe in die Erzeugung leisten einen Beitrag zur Systemsicherheit. Für die Bestimmung der Höhe des Eingriffs wurde ein Modell des Instituts für Hochspannungstechnik (IFHT) an der RWTH Aachen genutzt. Dieses Modell berechnet, ausgehend vom Ergebnis der Strommarktsimulation und einem vorgegebenen Netzausbaustand, die zur Herstellung der für die (n-1)-Sicherheit notwendigen Anpassungen der marktbasieren Kraftwerksfahrpläne in Form der notwendigen Redispatchmenge. Dabei wird ein kostenoptimaler Redispatch unter Beachtung der Nebenbedingungen aus der Marktsimulation (zum Beispiel Mindesteinsatzzeiten, Rampen- und Must-run-Bedingungen von Kraftwerken) ermittelt. Des Weiteren wird der gesetzlich vorgeschriebene Einspeisevorrang von erneuerbaren Energien berücksichtigt. Dies bedeutet, dass diese gemäß der derzeitigen Praxis nur dann abgesenkt werden, wenn die Systemsicherheit nicht durch Redispatch aus konventionellen Anlagen sichergestellt werden kann.

Die Methodik erlaubt die Bestimmung der kostenoptimalen Redispatchmenge (konventionell und EE) für eine bestimmte Netztopologie. Um die durch eine Maßnahme vermiedene Redispatchmenge zu bestimmen, muss die notwendige Redispatchmenge in einer Netztopologie mit und ohne die betrachtete Maßnahme verglichen werden. Beim Redispatch ist zu beachten, dass das Redispatch in einer Situation gleichzeitig mehrere Engpässe beseitigen kann. Eine Aufteilung auf einen Engpass allein ist somit nicht möglich.

Skizze des Modellablaufs



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Wirksamkeit einer Netzausbaumaßnahme, sprich die vermiedene Redispatchmenge, hängt grundsätzlich von zwei Faktoren ab: von dem gewählten energiewirtschaftlichen Szenario (hier B1 2025) und dem Umsetzungsgrad der übrigen geplanten Netzausbaumaßnahmen. Um alle zu untersuchenden Maßnahmen unter den gleichen Randbedingungen zu bewerten und gleichzeitig die Wechselwirkungen zwischen den Maßnahmen zu berücksichtigen, wird ein iteratives Verfahren angewandt. Zuerst wird die notwendige Redispatchmenge des Startnetzes bestimmt. Anschließend wird für jede darüber hinausgehende Bundesbedarfsplanmaßnahme eine Rechnung durchgeführt, in der die notwendige Redispatchmenge des Ausgangsnetzes zuzüglich derjenigen Redispatchmenge der Maßnahme ermittelt wird. Die Maßnahmen mit der höchsten Wirksamkeit, also der größten eingesparten Redispatchmenge, werden für die nächste Iterationsstufe dem Ausgangsnetz hinzugefügt. Sind alle Bundesbedarfsplanmaßnahmen zugebaut, werden iterativ die übrigen Zubaumaßnahmen dem Netz zugefügt. Die Maßnahmen erzielen ihre Bewertung auf für jede Iterationsstufe unterschiedlichem Netzausbauzustand.

2.3 Vermiedenes EE-Einspeisemanagement

Das Kriterium bewertet die Wirksamkeit einer Maßnahme hinsichtlich des durch die jeweilige Maßnahme vermiedenen EE-Einspeisemanagements, das heißt die Vermeidung der Reduktion der EE-Erzeugung zur Beseitigung von Engpässen im Netz. Zu beachten ist, dass bei der Ermittlung des vermiedenen EE-Einspeisemanagements die gesellschaftspolitisch diskutierte EE-Spitzenkappung bereits im Vorfeld der Marktsimulation mit einbezogen wurde und nicht noch einmal berücksichtigt wird. Damit spiegelt das EE-Einspeisemanagement die zusätzliche Reduktion der EE-Einspeisung zur Beseitigung von Netzengpässen wider.

Welche EE-Energiemengen in der jeweiligen Netztopologie zur Kompensation der Engpässe nicht abgeregelt werden müssen, wird aus der Anwendung des für Redispatch herangezogenen Modells (wie oben beschrieben unter Beachtung des gegenwärtigen Ordnungsrahmens) ermittelt. Dabei ist die Energiemenge aus der notwendigen EE-Abregelung eine Teilmenge der ermittelten gesamten Redispatchmenge. Die beiden Bewertungskriterien ergeben sich aus einer gemeinsamen Berechnung.

2.4 Planungsrobustheit

Jede Investition erfordert eine Analyse der erwarteten Entwicklung der Rahmenbedingungen. Da Prognosen mit Unsicherheiten behaftet sind, werden im Netzentwicklungsplan für die künftige Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in zehn beziehungsweise 20 Jahren unterschiedliche Szenarien entwickelt. Welches der 10-Jahres-Szenarien mit welcher Wahrscheinlichkeit eintreten wird, ist kaum zutreffend zu beziffern. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich die künftigen Rahmenbedingungen in den aufgespannten Szenariotrichtern der Netzentwicklungspläne befinden. Ist eine Netzausbaumaßnahme in vielen historischen und aktuellen 10-Jahres-Szenarien inklusive der Sensitivitätsanalysen notwendig, besteht damit eine sehr hohe Wahrscheinlichkeit, dass diese Maßnahme für die Erfüllung der Transportaufgabe in Zukunft erforderlich ist. Die Wahrscheinlichkeit sinkt, wenn die Maßnahme nur in einzelnen Szenarien identifiziert worden ist. Damit ist aus der Sicht der Planungsrobustheit eine Investition zu bevorzugen, die sich in vielen Szenarien als erforderlich erwiesen hat. Das Kriterium „Planungsrobustheit“ bewertet so die Netzausbaumaßnahmen in Hinblick auf ihre künftige Notwendigkeit bei unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Um Aussagen zur Planungsrobustheit einer Zubaumaßnahme machen zu können, wird die Häufigkeit der Identifikation dieser Maßnahme sowohl in den historischen Netzentwicklungsplänen 2012, 2013 und 2014 als auch im gegenwärtigen Netzentwicklungsplan 2025 ermittelt. Zudem werden die Ergebnisse aller bislang existierenden Sensitivitätsanalysen herangezogen, wenn maßnahmenscharfe Berechnungen durchgeführt wurden. Für die Bewertung der Planungsrobustheit wurden insgesamt 17 Szenarien (einschließlich vier Sensitivitäten) herangezogen.

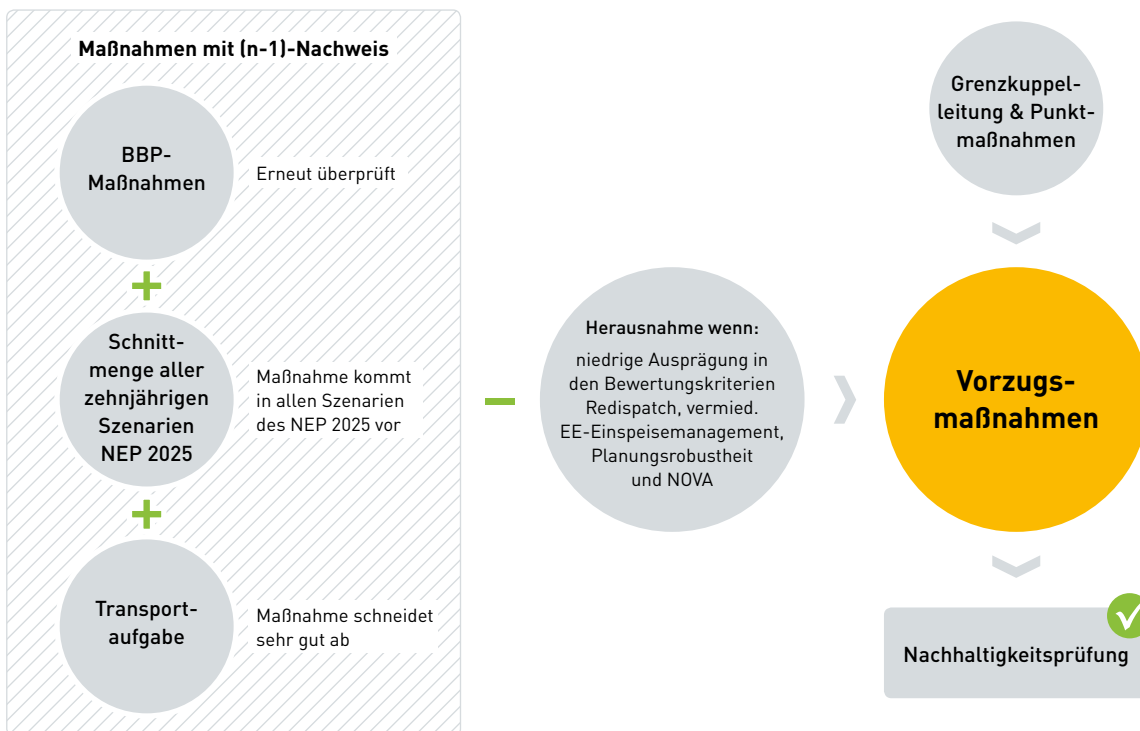
2.5 NOVA

Ein weiteres Bewertungskriterium ist der NOVA-Typ jeder einzelnen Maßnahme. NOVA bedeutet Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau und ist das Planungsprinzip der Übertragungsnetzbetreiber (siehe auch Kap. 4.1.2 des Netzentwicklungsplans). Herangezogen wird dieses Kriterium, um die „Intensität“ des Eingriffs zur Umsetzung der Maßnahme zu bewerten. Dabei werden drei Kategorien gebildet: „Zu-/Umbeseilung“ (Kategorie A), „Neubau in bestehender Trasse“ (Kategorie B) und „Neubau in neuer Trasse“ (Kategorie C).

3 Ermittlung der Vorzugsmaßnahmen

Alle Szenarien eines NEP (hier des NEP 2025) bilden mögliche Entwicklungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab. Der Ansatz der ÜNB ist, daraus kein Leitszenario mehr auszuwählen, sondern stattdessen anhand eines definierten Auswahlprozesses Vorzugsmaßnahmen zu ermitteln. Damit geht dieser Ansatz über den Vorschlag eines einzelnen (Leit-)Szenarios hinaus.

Methodik zur Ermittlung der Vorzugsmaßnahmen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zur Ermittlung der Vorzugsmaßnahmen haben die ÜNB ein mehrstufiges Vorgehen erarbeitet, das in der obigen Abbildung dargestellt ist:

1. Die Grundlage für den Auswahlprozess bilden die in den zehnjährigen Szenarien (hier: A 2025, B1 2025, B2 2025 und C 2025) (n-1)-nachgewiesenen Maßnahmen.
2. Zunächst werden sämtliche Maßnahmen des **Bundesbedarfsplans** herangezogen. Diese wurden im NEP 2025 in allen Szenarien als erforderlich identifiziert.
3. Anschließend werden die Maßnahmen hinzugenommen, die sich **in allen zehnjährigen Szenarien des NEP 2025** als notwendig erwiesen haben (Schnittmenge).
4. Als drittes werden die Maßnahmen hinzugenommen, die beim Bewertungskriterium „**Transportaufgabe**“ (siehe Kapitel 2.1) sehr gut abgeschnitten haben. Das bedeutet, dass diese Maßnahmen zwar nicht in der Schnittmenge aller Szenarien enthalten sind, im Ergebnisnetz des Szenarios, das für die Anwendung der Bewertungskriterien herangezogen wurde (hier: B1 2025), jedoch ständig wirksam (n-1)-Verletzungen im Höchstspannungsnetz beheben und dabei hohe Entlastungen der betroffenen Abschnitte realisieren (Kategorie „A“).

5. Aus dem nach den ersten drei Schritten entstandenen Bündel an Maßnahmen werden in einem weiteren Schritt diejenigen Maßnahmen herausgenommen, die bei den Bewertungskriterien **Redispatch, vermiedenes EE-Einspeisemanagement, Planungsrobustheit** und **NOVA** (siehe Kapitel 2.2 bis 2.5) jeweils mit der Kategorie „C“ bewertet wurden.
6. Diese Maßnahmen bilden zusammen mit den **Grenzkuppelleitungen**, deren Bedarf sich neben dem NEP auch aus dem TYNDP ableitet, und den **horizontalen Punktmaßnahmen**, die durch die Bewertungskriterien nicht sinnvoll beschrieben werden können und insofern nicht bewertet wurden, die **Vorzugsmaßnahmen**. Ergänzend können einige wenige von den ÜNB spezifisch begründete Maßnahmen hinzu kommen, deren Notwendigkeit sich aus besonderen Sachverhalten ergibt.
7. Alle Vorzugsmaßnahmen werden anschließend einem **Nachhaltigkeitscheck** auf Basis der Szenarien B1 2035 und B2 2035 unterzogen. Dabei hat sich gezeigt, dass alle Maßnahmen dieses Testlaufs auf Basis des NEP 2025 auch in 2035 benötigt werden.

Nach Auffassung der Übertragungsnetzbetreiber ist das oben beschriebene Verfahren grundsätzlich geeignet, aus allen Maßnahmen aus den zehnjährigen Szenarien eines NEP diejenigen Vorzugsmaßnahmen zu ermitteln, die von der Bundesnetzagentur bestätigt und darüber hinaus vorrangig umgesetzt werden sollten. Diese Maßnahmen haben sich in allen zehnjährigen Szenarien eines NEP als notwendig erwiesen und sind den verschiedenen Aspekten, die von den Bewertungskriterien abgebildet werden, besonders gerecht geworden.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass die Vorzugsmaßnahmen zusammen mit dem Startnetz nicht notwendigerweise ein engpassfreies, (n-1)-sicheres Netz darstellen. Dies gilt nur für die in den jeweiligen Szenarien identifizierten Maßnahmenbündel.

Es ist daher davon auszugehen, dass ein ausschließlich aus dem Startnetz und den Vorzugsmaßnahmen bestehendes Netz weiterhin den Einsatz von Redispatch und voraussichtlich auch Einspeisemanagement erneuerbarer Energien benötigen würde.

Durch das beschriebene Vorgehen gibt es auch Maßnahmen, die zwar in einzelnen oder mehreren Szenarien als erforderlich identifiziert wurden, die jedoch durch das gewählte Verfahren nicht Teil der Vorzugsmaßnahmen sind, weil sie z. B. nicht in allen Szenarien erforderlich sind oder in Bezug auf die Bewertungskriterien durchgängig schlecht abgeschnitten haben. Für ein engpassfreies, (n-1)-sicheres Netz sind diese Maßnahmen – je nach Szenario – weiterhin erforderlich. Bei sich ändernden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen können auch aus diesen Maßnahmen in zukünftigen Netzentwicklungsplänen Vorzugsmaßnahmen werden.

4 Exemplarische Ergebnisse

Von einer Veröffentlichung der Ergebnisse der Maßnahmenbewertung im Rahmen des NEP 2025 sehen die Übertragungsnetzbetreiber zunächst ab, da die als Folge der Eckpunkte der Regierungskoalition² vom 01.07.2015 zusätzlich in den NEP aufgenommenen Szenarien B1 2025, Variante GG und B1 2025, Variante GI (siehe Kapitel 1.3 im NEP 2025) im verbleibenden Zeitrahmen nicht zusätzlich bewertet werden konnten. Das Ergebnis der Maßnahmenbewertung ist somit nicht vollständig und aktuell. Dasselbe gilt für die ebenfalls neu entwickelte Methode zur Ermittlung von Vorzugsmaßnahmen.

Um die in den Kapiteln 2 und 3 beschriebene Methodik besser veranschaulichen zu können, werden nachfolgend dennoch beispielhaft einige Ergebnisse der exemplarischen Maßnahmenbewertung sowie der Herleitung von Vorzugsmaßnahmen in einer Übersichtstabelle dargestellt.

Wegen der zwischenzeitlich vorgenommenen Anpassungen nach den politischen Vereinbarungen der Regierungskoalition vom 01.07.2015 ist diese Tabelle nicht identisch mit der Zubaunetz-Tabelle in Kapitel 5 des ersten Entwurfs des NEP 2025. Sie dient lediglich der Veranschaulichung der in diesem Papier beschriebenen Methodik.

²Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Politische Vereinbarungen der Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD vom 1. Juli. 2015. www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-energiewende,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

In der nachfolgenden Übersicht werden einzelne Maßnahmen des Szenarios B1 2025 nach den Kriterien

- TR = Transportaufgabe,
- RD = Vermiedener Redispatch,
- EE = Vermiedenes EE-Einspeisemanagement und
- PR = Planungsrobustheit

mit den Kategorien A (hoher Effekt), B (mittlerer Effekt) oder C (niedriger Effekt) bewertet.

Darüber hinaus erfolgt eine Bewertung der Maßnahmen nach NOVA – ebenfalls in den Kategorien A, B und C. Hier stehen die Kategorien jeweils für einen bestimmten NOVA-Typ:

- Kategorie A = Zu-/Umbeseilung im Bestand,
- Kategorie B = Neubau in bestehender Trasse und
- Kategorie C = Neubau in neuer Trasse.

Beispielhafte Ergebnisse der exemplarischen Maßnahmenbewertung

Maßnahme	Art	Nr. BBPIG	Bewertungskriterien					Vorzugsmaßnahme
			TR	PR	EE	RD	NOVA	
Wilster – Bergrheinfeld/West (SuedLink)	Leitung	4	A	A	A	A	C	✓
Landesbergen – Wehrendorf	Leitung		B	B	C	B	A	
Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt	Leitung		A	A	A	A	B	✓
Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Weier – Eichstetten	Leitung	21	B	A	C	B	B	✓
Oberjettingen – Engslatt	Leitung		B	A	C	C	B	
Punkt Rommelsbach – Herberlingen	Leitung	24	A	A	B	A	B	✓
Hamburg/Nord – Hamburg/Ost	Leitung		B	B	C	C	A	
Borken – Mecklar	Leitung		C	B	C	C	A	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Aus den drei Kategorien der Bewertungskriterien (A = hoher Effekt, B = mittlerer Effekt, C = niedriger Effekt) können für das jeweilige Bewertungskriterium Standardsätze formuliert werden, die das Projekt bzw. die Maßnahme zusätzlich charakterisieren. Hierfür haben die Übertragungsnetzbetreiber folgende Formulierungen entwickelt, die perspektivisch z. B. in die Projektsteckbriefe im Anhang zum NEP-Bericht aufgenommen werden können:

Transportaufgabe:

Kategorie A = Die Maßnahme behebt im Zielnetz ständig wirksam (n-1)-Verletzungen im Höchstspannungsnetz und realisiert dabei hohe Entlastungen der betroffenen Abschnitte.

Kategorie B = Die Maßnahme behebt im Zielnetz häufig wirksam (n-1)-Verletzungen im Höchstspannungsnetz oder realisiert signifikante Entlastungen zuvor überlasteter Abschnitte.

Kategorie C = Die Maßnahme behebt im Zielnetz eine geringe Anzahl von (n-1)-Verletzungen im Höchstspannungsnetz. Die Wirksamkeit der Maßnahme wird ggf. über weitere Erwägungen hergeleitet.

Vermiedener Redispatch:

Die Maßnahme spart sehr hohe (A)/wesentliche (B)/geringe (C) Redispatchmengen ein.

Vermeidenes EE-Einspeisemanagement:

Mit der Maßnahme lassen sich überaus große (A)/wesentliche (B)/geringe (C) Mengen an EE-Einspeisemanagement vermeiden.

Planungsrobustheit:

Kategorie A = Die Maßnahme weist eine überaus hohe Planungsrobustheit auf, weil sie sehr häufig in den Zukunftsszenarien aller Netzentwicklungspläne (inkl. der Sensitivitäten) notwendig ist.

Kategorie B = Die Maßnahme weist eine mittlere Planungsrobustheit auf, weil sie in mehreren Zukunftsszenarien aller Netzentwicklungspläne (inkl. der Sensitivitäten) notwendig ist.

Kategorie C = Die Maßnahme weist eine geringe Planungsrobustheit auf, weil sie in einigen Zukunftsszenarien aller Netzentwicklungspläne (inkl. der Sensitivitäten) notwendig ist.

NOVA:

Kategorie A = Stromkreisaufgabe/Umbeseilung

Kategorie B = Neubau in bestehender Trasse

Kategorie C = Neubau in neuer Trasse