

Kommentierung des 1. Entwurfs des NEP 2025

Freiburg, 11.12.2015

Autorinnen und Autoren

David Ritter
Öko-Institut e.V.

Franziska Flachsbarth
Öko-Institut e.V.

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	4
1. Einordnung des NEP 2025	5
2. Nachhaltigkeitsprüfung des Netzausbaubedarfs	5
3. Bestimmung der maximal zulässigen CO₂-Emissionen des Stromsektors	6
4. Szenario A: Divergierendes Investorenverhalten im In- und Ausland	8
5. Auswahl eines Klimaschutzszenarios für die Langfristbetrachtung	9
6. KWK-Stromerzeugung	11
7. Identifizierter Netzausbaubedarf	12
Literaturverzeichnis	15

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1:	NEP 2025: Ziele für die CO ₂ -Emissionsreduktion	7
Abbildung 4-1:	SOAF 2014: Entwicklung der gesicherten Leistung in Szenario A und B	9
Abbildung 5-1:	NEP 2025: Vergleich der Volllaststunden je Szenario	10

Tabellenverzeichnis

Tabelle 7-1:	Bestätigte Netzausbaumaßnahmen nach dem NEP 2014 im Vergleich zum Netzausbaubedarf des NEP 2025	13
--------------	---	----

1. Einordnung des NEP 2025

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben am 30.10.2015 den 1. Entwurf des NEP 2025 veröffentlicht. Dieser weist gegenüber den vorangehenden Netzentwicklungsplänen wesentliche Weiterentwicklungen auf, die als ein Resultat der Konsultationen früherer NEPs gesehen werden können. Hierunter fallen insbesondere folgende Aspekte:

Ergänzungen:

- Zwei Szenarien, in denen Klimaschutzziele für die Jahre 2025 bzw. 2035 berücksichtigt werden
- Klare Darstellung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung und Einordnung der Szenarioergebnisse hinsichtlich ihrer Zielerreichung
- Zwei Szenarien mit vorgeschlagenen alternativen Trassenverläufen

Weiterentwicklungen:

- Überarbeitetes Regionalisierungsverfahren zur Verteilung der EE-Einspeisungen
- EE-Spitzenkappung zur Vermeidung von Netzausbaubedarf
- Multikriterielle Betrachtung der identifizierten Netzausbaumaßnahmen

Begründungen:

- Vorgehensweise bei der Berechnung der KWK-Stromerzeugung
- Netztechnische Notwendigkeit von DC-Leitungen

Trotz der positiven Nachbesserungen sind im Zuge der Analyse des NEP 2025 einige Kritikpunkte aufgefallen, die in den nachfolgenden Kapiteln beschrieben werden.

2. Nachhaltigkeitsprüfung des Netzausbaubedarfs

Im Gegensatz zu den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen wird im NEP 2025 aus den Langfristszenarien kein Netzausbaubedarf abgeleitet. Das Szenariojahr 2035 wird nur für eine Nachhaltigkeitsprüfung der für 2025 identifizierten Netzausbaumaßnahmen verwendet. Es wird geprüft, ob die Ausbauvorhaben sich auch in 2035 als netzdienlich erweisen. Die Szenariorechnungen 2035 dienen somit nicht mehr dem Zweck, einen Ausblick auf weiteren Ausbaubedarf zu geben. Als Konsequenz wird für die Szenarien B2035 kein Zielnetz für das Jahr 2035 veröffentlicht.

Der Verzicht auf die Veröffentlichung des Zielnetzes für das Szenariojahr 2035 macht den Abgleich der Ergebnisse des NEP für dieses Jahr mit eigenen Modellrechnungen unabhängiger Experten unmöglich. Für Dritte ist somit der Nachweis der Nachhaltigkeit nicht verifizierbar. Auf dieser Ebene ist die Transparenz des gesellschaftlichen Prozesses entscheidend reduziert worden. Für den 2. Entwurf des NEP 2025 ist es wichtig, dass die Ergebnisse der Netzanalysen für die beiden Szenarien für 2035 integriert werden.

Abgesehen hiervon ist die Idee einer Nachhaltigkeitsprüfung von Ausbaumaßnahmen ein begrüßenswerter Ansatz. Jedoch stellt sich die Frage, ob hierfür ein Blick in das Jahr 2035 genügt. Erstens haben Investitionen in das Netz eine Lebensdauer von über 50 Jahren. Zudem ist die

Energiewende ein auf das Zieljahr 2050 ausgerichteter Transformationsprozess. Bis zu diesem Zeitpunkt befindet sich der europäische Strommarkt in einem deutlichen Umbruch. Von 2035 bis 2050 ist es das erklärte energiepolitische Ziel der Bundesregierung, den Anteil erneuerbarer Energien im Stromsektor von 55-60% auf mindestens 80% zu erhöhen. Gleichzeitig werden die CO₂-Reduktionsziele von 63% in 2035 auf 80 bis 95% deutlich verschärft. Als Konsequenz daraus ist davon auszugehen, dass auch nach 2035 viele konventionelle Kraftwerke stillgelegt werden. Diese Veränderungen der Erzeugungsstruktur werden starke Auswirkungen auf die resultierenden Lastflüsse haben.

Wenn es bei den Analysen der Langfristszenarien vorrangig um eine Nachhaltigkeitsprüfung geht, dann ist es angebracht, als Zieljahr das Jahr 2050 anzusetzen. Sehr wohl ist uns die Zunahme der Unsicherheiten bei einem so weiten Blick in die Zukunft bewusst. Verschließt man jedoch die Augen vor dem Ziel der Transformation, ergibt sich auch kein klareres Bild für den Netzausbaubedarf. Daher sollte im NEP oder in begleitenden Studien ein Szenariotrichter mit zwei plausiblen Szenarien für das Jahr 2050 aufgespannt werden. Mit diesen Szenarien können dann tatsächliche Erkenntnisse zur Nachhaltigkeit von Netzausbaumaßnahmen getroffen werden.

Kernaussagen:

- Zur Wahrung der Transparenz ist es unabdingbar, dass die Ausbaumaßnahmen auch für das Szenariojahr 2035 veröffentlicht wird.
- Die Nachhaltigkeit von Netzausbaumaßnahmen kann nicht vollständig anhand von Rechnungen für das Jahr 2035 bewertet werden. Relevanter wäre eine Betrachtung des Szenariojahres 2050 als Zieljahr der Transformation des Stromsystems.

3. Bestimmung der maximal zulässigen CO₂-Emissionen des Stromsektors

Im NEP 2025 sind erstmalig Szenarien enthalten, die die Klimaschutzziele der Bundesregierung einhalten sollen. Das ist eine sehr positive und notwendige Entwicklung, um realistische Szenarien für die Zukunft des deutschen Strommarkts darzustellen. Auf die Ausgestaltung und die Gewichtung der Klimaschuttszenarien im NEP 2025 wird in Kapitel 5 eingegangen.

Die Zielemissionen für die Szenariojahre wurden durch die Bundesnetzagentur im Szenariorahmen (BNetzA 2014) basierend auf den CO₂-Emissionen im Stromsektor für 1990 nach (UBA 2013) vorgegeben. Nach Bestätigung des Szenariorahmens erfolgte 2015 eine Aktualisierung der Studie (UBA 2015), in der die Berechnung der CO₂-Emissionen aus Gichtgas-Anlagen korrigiert wurde. Hieraus resultiert eine Erhöhung der Emissionen im Basisjahr 1990 um 10 Mio. t.

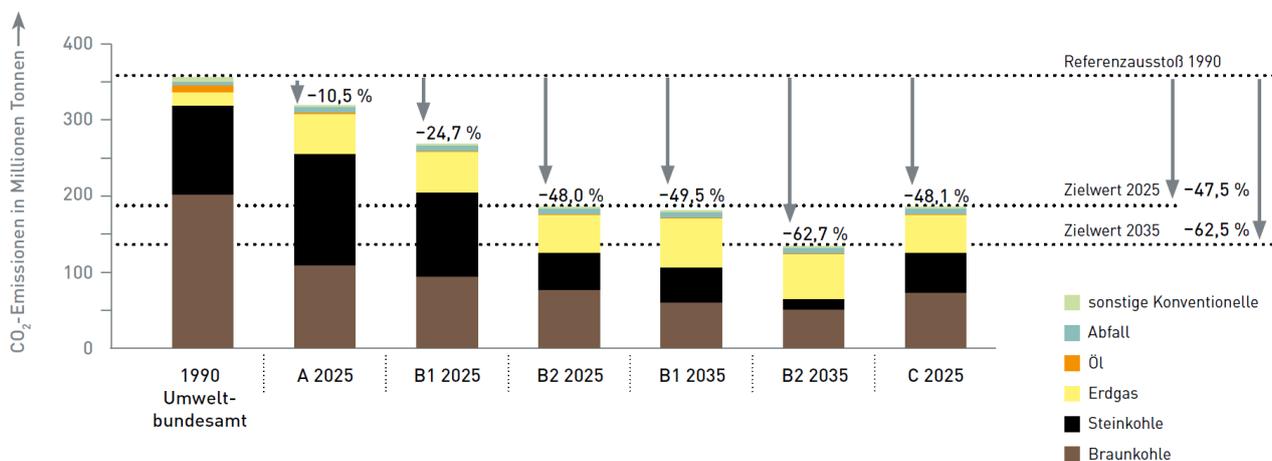
Für die Zuordnung von CO₂-Emissionen bestimmter Technologien auf die einzelnen Sektoren gibt es unterschiedliche Ansätze. Dies betrifft insbesondere die durch KWK-Anlagen verursachten Emissionen. In den erwähnten UBA-Publikationen werden die aus KWK-Verstromung resultierenden Emissionen generell nicht im Stromsektor berücksichtigt. Eine weitere Möglichkeit ist es, die gesamten Emissionen von KWK-Anlagen dem Stromsektor zuzurechnen. Als Mittelweg gibt es die Möglichkeit von Koppelproduktrechnungen (z.B. die sogenannte „Finnische Methode“), nach denen die Emissionen der KWK-Prozesse anteilig dem Strom- und Wärmesektor zugeordnet werden. Auch die Zuordnung von Emissionen aus Kuppelgas- und Müll-Verstromung sowie aus Industrie-Kraftwerken wird teilweise unterschiedlich gehandhabt.

Aus den Angaben der ÜNBs lässt sich deren Vorgehen bei der CO₂-Bilanzierung nicht erkennen. Eine grobe Abschätzung der spezifischen Emissionen je MWh lässt jedoch vermuten, dass die

Emissionen der KWK-Anlagen vollständig dem Stromsektor zugerechnet werden. Dies deutet auf eine Inkonsistenz ggü. der für 1990 angewandten UBA-Methodik hin, auf deren Basis der Emissions-Zielwert bestimmt wurde. Durch eine vollständige der Emissionen von KWK-Anlagen im Stromsektor würde sich der Zielwert für die maximal zulässigen Emissionen erhöhen. Allerdings erlaubt es diese vereinfachte Methode nicht, eine sich im Zeitverlauf möglicherweise verändernde aus KWK-Anlagen ausgekoppelte Wärmemenge emissionsseitig zu bewerten.

Gleichzeitig scheinen jedoch im NEP die „sonstigen Konventionellen“ relativ geringe Emissionen zu verursachen (soweit dies mit Hilfe von Abbildung 3-1 abschätzbar ist). Hier müsste insbesondere die Zuordnung sowie die Emissionsfaktoren der Kuppelgase geprüft werden. Bei aller Komplexität der CO₂-Bilanzierung muss in jedem Fall beachtet werden, dass für eine Bestimmung der Emissionsreduktionen gegenüber einem Basisjahr die Bilanzierungsmethodik von Basis- und Szenariojahr konsistent gewählt wird.

Abbildung 3-1: NEP 2025: Ziele für die CO₂-Emissionsreduktion



Quelle: 50Hertz Transmission GmbH et al. 2015

Die Zielemissionen wurden im bestätigten Szenariorahmen mit maximal 187 Mio. t CO₂ für 2025 (Szenarien B2 und C) und maximal 134 Mio. t CO₂ für 2035 (Szenario B2) vorgegeben. Diese Werte wurden aus den oben genannten Emissionen des Basisjahres und den CO₂-Reduktionsvorgaben der Bundesregierung hergeleitet. Die Mindestziele der Bundesregierung für die Senkung der gesamten CO₂-Emissionen Deutschlands für die Jahre 2020, 2030 und 2040 wurden dabei zwischen den Jahren linear interpoliert und auf den Stromsektor übertragen. Betrachtungen zur CO₂-Reduktion, die über den Stromsektor hinaus auch alle anderen Sektoren berücksichtigen, kommen jedoch zu der Erkenntnis, dass zur Erreichung der nationalen CO₂-Ziele bis 2050 die Emissionen im Stromsektor im Vergleich zu den anderen Sektoren überproportional verringert werden müssen. Primär ist das darauf zurückzuführen, dass Minderungen von nicht-energiebedingten Emissionen (z.B. Industrie und Landwirtschaft) wesentlich schwerer umsetzbar sind als Substitutionen von fossilen durch erneuerbare Energieträger. Sehr deutlich wird dies zum Beispiel dadurch sichtbar, dass in Szenarien, die die CO₂-Ziele der Bundesregierung erreichen, der Landwirtschaftssektor ausgehend von einem Anteil der Emissionen von ca. 7% in 1990 mit z.B. 24%¹ im Jahr 2050 zum Hauptemittent unter den Sektoren wird. Somit zeigt sich, dass es nicht genügt, die Gesamtminierungsziele auf den Stromsektor zu übertragen, um von einer

¹ Nach Klimaschutzszenario 80 aus Klimaschutzszenario 2050 2. Modellierungsrunde (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015).

Einhaltung der CO₂-Ziele der Bundesregierung zu sprechen. Vielmehr sollten die Erkenntnisse aus den langfristigen Klimaschutz-Szenarien berücksichtigt werden und dem Stromsektor ein überproportionales Minderungsziel zugeordnet werden. Nur so können die Planungen zum Netzausbau auf eine mit der Klimaschutzpolitik der Bundesregierung konsistente Basis gestellt werden.

Für die Formulierung von konsistenten Szenarien, die zudem auf offiziellen Zahlen der Bundesregierung basieren, wäre es wichtig, dass die Bundesregierung sektorspezifische Ziele formuliert. Solange dies nicht erfolgt ist, sollten für künftige Szenariorahmen des NEP die Studie *Klimaschutzszenario 2050* des BMUB (BMUB 2015) als Quelle für angemessene Emissionsziele für den Sektor der Stromversorgung herangezogen werden.

Kernaussagen:

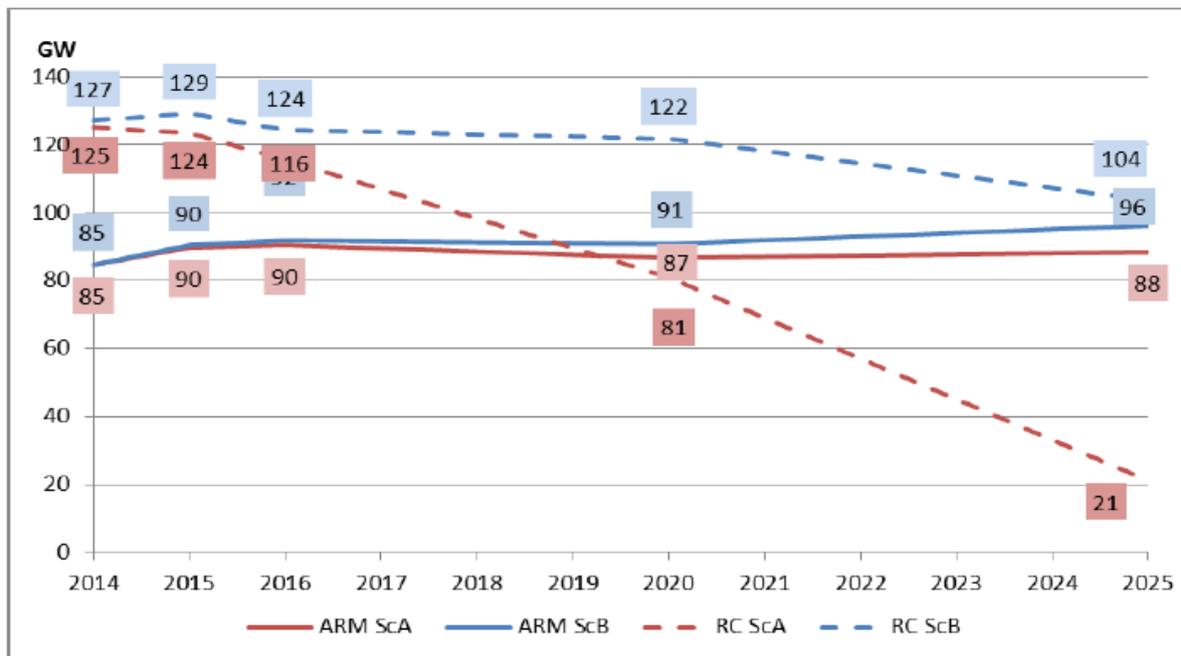
- Die Bilanzierungsmethoden von CO₂-Emissionen in Basis- und Szenariojahr müssen konsistent sein.
- Für den Stromsektor sollte in Übereinstimmung mit langfristigen Klimaschutz Szenarien der Bundesregierung eine überproportionale Reduktion der CO₂-Emissionen angesetzt werden.

4. Szenario A: Divergierendes Investorenverhalten im In- und Ausland

Das Szenario A 2025 bildet ein konservatives Szenario ab, in dem ein EE-Ausbau nur bis zum unteren Rand des EEG-Korridors realisiert wird. Die Stilllegung von konventionellen Kraftwerken erfolgt entsprechend den Vorgaben der Bundesnetzagentur (Kohlekraftwerke werden 50 Jahre betrieben, Gaskraftwerke 45 Jahre). In allen anderen Szenarien wird die Stilllegung von konventionellen Kraftwerken zu einem früheren Zeitpunkt vorgenommen. Das Szenario A stellt auch das investitionsfreudigste Szenario in Bezug auf Neubauten konventioneller Kraftwerke dar. Nur in diesem Szenario werden alle aktuell geplanten Steinkohlekraftwerke, für die ein Netzanschlussbegehren vorliegt, realisiert.²

Für die Parametrierung der Entwicklung des Kraftwerksparks in den weiteren ENTSO-E-Ländern wird auf Szenario A des SOAF 2014 (ENTSO-E 2014) zurückgegriffen, welches ebenfalls ein konservatives Szenario darstellt. Allerdings ist es ein wesentliches Charakteristikum des Szenario A, dass nur die Investitionen in den konventionellen Kraftwerkspark berücksichtigt werden, die von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern bereits heute als gesichert angesehen werden. Als Konsequenz daraus werden Investitionen, die nach 2020 erfolgen, explizit ausgeschlossen. Dies führt dazu, dass insgesamt die Kraftwerkleistung im ENTSO-E Gebiet zwischen 2020 und 2025 deutlich abnimmt und im Jahr 2025 die gesicherte Leistung den angesetzten Bedarf deutlich unterschreitet. Dies wird in Abbildung 4-1 deutlich, wobei ARM (Adequacy Reference Margin) hierbei als Bedarf an gesicherter Leistung und RC (Remaining Capacity) als gesicherte Leistung interpretiert werden kann.

² Vgl. (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015).

Abbildung 4-1: SOAF 2014: Entwicklung der gesicherten Leistung in Szenario A und B

Quelle: ENTSO-E 2014 Abbildung 1.4.

Es konnte weder im NEP 2025 noch im Szenariorahmen 2025 eine Erklärung für die voneinander divergierenden Annahmen über das Verhalten von inländischen und ausländischen Kraftwerksinvestoren gefunden werden. Dies deutet auf eine Inkonsistenz in der Szenariodefinition hin. In der Konsequenz führt diese Inkonsistenz dazu, dass Deutschland mit einer hohen installierten konventionellen Leistung die ausländische Lücke an gesicherter Leistung durch einen hohen Export substituiert (+22,2 TWh Nettoexporte in 2025 im Vergleich zum Szenario B1). Diese Exportflüsse nehmen Einfluss auf die Leitungsbelegung des deutschen Übertragungsnetzes.

Kernaussage:

- Es sollte überprüft werden, inwiefern das Szenario A des SOAF 2014 für eine Analyse des Jahres 2025 geeignet ist.

5. Auswahl eines Klimaschutzszenarios für die Langfristbetrachtung

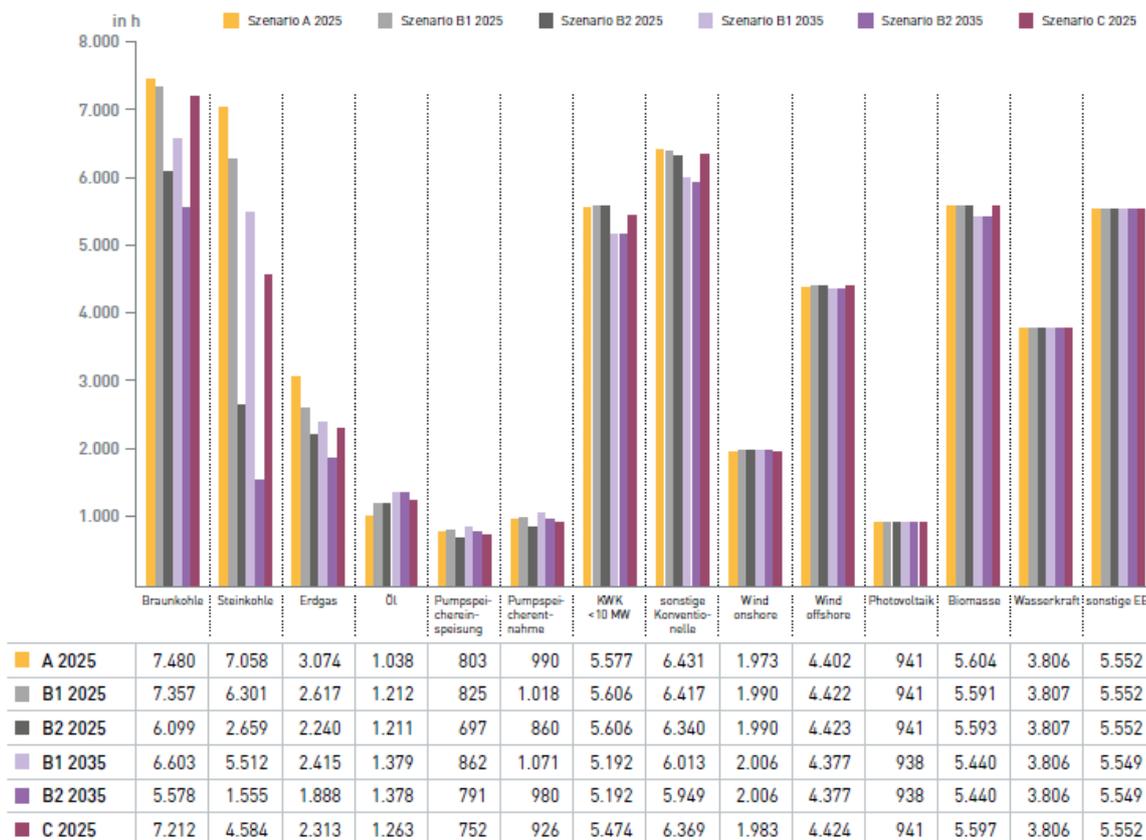
Zur modelltechnischen Umsetzung der CO₂-Emissionsziele werden in den Szenarien B2 und C nationale CO₂-Zertifikate eingeführt. Deren Preise werden so weit angehoben, dass die CO₂-Emissionen die in Kapitel 2 beschriebenen Zielwerte einhalten.

Szenario B2 stellt eine Einparametervariation zum Szenario B1 dar. Abgesehen vom gesonderten deutschen CO₂-Preis werden zwischen den Szenarien B1 und B2 keine weiteren Parameter verändert. Der Strommarkt ist ein komplexes System mit gegenseitigen Abhängigkeiten der einzelnen Komponenten. Die Einführung eines erhöhten nationalen CO₂-Preises hätte typischerweise Konsequenzen auf folgende Größen:

- Europäischer CO₂-Preis (↓)
- Inländische Stromnachfrage (↓)
- Stilllegungen (↑) und Investitionen (↓) im inländischen konventionellen KW-Park
- Stromexporte (↓) und Stromimporte (↑)

Die zu erwartenden Auswirkungen auf den europäischen CO₂-Preis werden auch im NEP 2025 als Kritik angemerkt (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al. 2015, S. 78). Diese Wechselwirkung könnte durch den Kauf und die Stilllegung von europäischen Zertifikaten mit dem Erlös der nationalen Zertifikate abgedämpft werden, wie es zum Beispiel im Rahmen der politischen Diskussion um den Klimaschutzbeitrag des Stromsektors adressiert wurde (vgl. BMWI 2015). Dennoch ist die Eintrittswahrscheinlichkeit des Szenarios B2 in der im NEP gewählten Parametrierung als relativ niedrig einzuschätzen. Insbesondere die Annahmen für das Szenariojahr 2035, in welchem für die Erreichung der Zielemission ein weiterer Anstieg des nationalen CO₂-Preises angenommen werden muss, erscheinen unplausibel. Dies zeigt sich zum Beispiel sehr deutlich in den Volllaststunden der Kraftwerke. Wie in Abbildung 5-1 zu sehen ist, fallen besonders die Volllaststunden von Steinkohlekraftwerken stark ab. Es erscheint unrealistisch, dass Steinkohlekraftwerke bei Volllaststunden, die in einer Größenordnung von 1.500 h/a liegen, noch wirtschaftlich betrieben werden können.

Abbildung 5-1: NEP 2025: Vergleich der Volllaststunden je Szenario



Quelle: 50Hertz Transmission GmbH et al. 2015

Das Szenario C, welches die Klimaschutzziele ebenfalls einhält, variiert neben dem nationalen CO₂-Preis die deutsche Stromnachfrage (Nachfragerückgang um 5%) und den hinterlegten deutschen konventionellen Kraftwerkspark (Leistungsreduktion). Insbesondere im Hinblick auf die Leistungsreduktion und die daraus resultierenden erzielten Volllaststunden der verbleibenden konventionellen Kraftwerke (vgl. Abbildung 5-1) ist die Eintrittswahrscheinlichkeit des Szenarios C höher einzustufen als die des Szenarios B2. Es wird begrüßt, dass auch ein Klimaschutzszenario in die Langfristbetrachtung eingeht. Jedoch ist es wichtig, dass dieses eine realistische Gesamtkonstellation abbildet. Hierfür ist das Szenario C im Vergleich zu B2 deutlich besser geeignet. Insgesamt wird das Szenario B1 im NEP 2025 als best estimate Szenario behandelt. Da die Einhaltung der CO₂-Zielwert, ebenso wie die EE- oder KWK-Ziele, offizielle Vorgaben der Bundesregierung sind, sollte der Schwerpunkt der Betrachtung auf Szenarien liegen, die diese Ziele auch einhalten.

Kernaussagen:

- Einparametervariationen führen bei einer Abbildung des Stromsystems zu unrealistischen Szenarien. Es sollten möglichst realistische Szenarien, unter Berücksichtigung der CO₂-Ziele, abgebildet werden, die
- Es sollte ein möglichst realistisches Szenario, welches die CO₂-Ziele berücksichtigt, in die Langfristbetrachtung aufgenommen werden. Im zweiten Entwurf des NEP 2025 sollte daher Szenario C bis 2035 weiter geführt werden.
- Als best estimate Szenario sollte ein Klimaschutzszenario gewählt werden.

6. KWK-Stromerzeugung

Der NEP 2014 erfuhr Kritik bezüglich der Zurechnung des KWK-Anteils an der Stromerzeugung, da die gesamte Erzeugung aus KWK-Anlagen dem KWK-Anteil zugerechnet wurde. Das Genehmigungsdokument des Szenariorahmens schreibt für die Umsetzung des NEP 2025 vor, dass das energiepolitische Ziel, einen Anteil von 25 % an der Bruttostromerzeugung aus KWK-Anlagen in 2020 zu erreichen, zu berücksichtigen ist. Dieser Zielwert wird auf die Jahre 2025 und 2035 fortgeschrieben.

Bezüglich der Realisierung wird auf das Problem verwiesen, dass das verwendete Modell nicht immer zwischen Stromerzeugung mit und ohne Wärmeauskopplung unterscheiden könne und dass somit die Erreichung des KWK-Anteils weiterhin nicht gewährleistet sei (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al. 2015, S. 81). Die modelltechnische Umsetzung unterscheidet zwischen KWK-Anlagen ≤ 10 MW und Blöcken > 10 MW. Erstere werden als Must-Run-Anlagen abgebildet und fahren ein vorgegebenes Wärmeprofil nach. An dieser Stelle besteht kein Zurechnungsproblem. Letzteren wird ein Wärmeprofil als Mindestproduktion vorgegeben, darüber hinaus können sie zusätzlich Strom einspeisen. Ein Teil der Wärmenachfrage kann auch durch den Einsatz von Heiz- und Spitzenkesseln gedeckt werden.

Bei entsprechender Anpassung des Strommarktmodells sollte es möglich sein, eine Unterscheidung zwischen den Fahrweisen der KWK-Kraftwerke zu treffen, indem anstelle von einer Einsatzvariable pro KWK-Kraftwerk mit zweien gearbeitet wird. Eine Variable bildet im Modell den Anteil der Stromerzeugung mit Wärmeauskopplung ab, dessen „Zwilling“ erfasst den Erzeugungsanteil ohne Wärmeauskopplung. Da der Wirkungsgrad von KWK-Kraftwerken im KWK-Betrieb geringer ist als der des Kraftwerks im reinen Strombetrieb, wird die Variable des KWK-

Kraftwerks im KWK-Betrieb nur dann gewählt, wenn es Wärme auskoppelt. Mit dieser Methodik, die im Strommarktmodell PowerFlex des Öko-Instituts umgesetzt ist, ist die KWK-Bilanzierung eindeutig und der tatsächlich erzielte KWK-Anteil an der Bruttostromerzeugung lässt sich überprüfen.

Kernaussagen:

- Da der KWK-Anteil ein energiepolitisches Ziel der Bundesregierung ist und grundlegende Auswirkungen auf den konventionellen Kraftwerkspark hat, sollten klare Aussagen zur Erreichung des Ziels gemacht werden.
- Falls notwendig, sollte das verwendete Strommarktmodell entsprechend angepasst werden.

7. Identifizierter Netzausbaubedarf

Im Rahmen des Szenariorahmens wurden mehrere Szenarien entwickelt und im Netzentwicklungsplan berechnet. Aus den Netzanalysen ergibt sich für jedes Szenario ein zugehöriger Netzausbaubedarf. Allen Szenarien werden die gleichen möglichen Netzausbaumaßnahmen als potentielle Zielnetzmaßnahmen hinterlegt. Im Ergebnis und als Konsequenz dieser Vorgehensweise ergibt sich für alle Szenarien ein ähnlicher Netzausbaubedarf. Die hinterlegten Zielnetzmaßnahmen unterscheiden sich nicht wesentlich von den vorgeschlagenen Maßnahmen der vorangehenden NEPs, was sich ebenfalls positive auf die Erreichung eines robusten Netzes auswirkt.

Im NEP 2025 wird für alle Szenarien bestätigt, dass die AC-Ausbaumaßnahmen des Bundesbedarfsplans und der bestätigten Entwürfe des NEP 2013 und NEP 2014 weiterhin notwendig blieben. Einzig im Szenario A erwiesen sich einzelne bestätigte Netzausbaumaßnahmen als nicht mehr erforderlich. In allen Szenarien bestehe über die bestätigten Maßnahmen hinausgehender Netzausbaubedarf (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al. 2015, S. 96 ff).

Nach einer Analyse der dokumentierten Netzausbauvorhaben für 2025 ergibt sich hierzu folgendes detailliertes Bild (vgl. Tabelle 7-1). Im Szenario A sind zwei bestätigte Ausbaumaßnahmen des NEP 2014 nicht mehr erforderlich, hierunter das Ausbauvorhaben P118/207: Borken – Mecklar. Doch auch im Szenario B2 2025 wird das bestätigte Ausbauvorhaben P185/420: Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen nicht mehr als erforderlich betrachtet. Im Szenario B1 GG 2025 wird erwartungsgemäß der Netzausbau des Projektes P48 nicht mehr benötigt. Das Startnetzvorhaben zum Bau eines Interkonnektors zwischen Deutschland und Polen findet sich im NEP 2025 nicht mehr.

Die Erkenntnis, welche Leitungen gegenüber dem NEP 2024 nicht mehr erforderlich sind, lässt sich erst nach aufwändiger Analyse der einzelnen Maßnahmen ermitteln. Für eine transparente Kommunikation der NEP-Ergebnisse wäre es angebracht, die Veränderungen klar zu benennen, insbesondere da es sich bei den Projekten P118 und P185 um öffentlich kontrovers diskutierte Maßnahmen handelt.

Tabelle 7-1: Bestätigte Netzausbaumaßnahmen nach dem NEP 2014 im Vergleich zum Netzausbaubedarf des NEP 2025

NEP-ID	Beschreibung	fehlt in
50HzT-011	3. Interkonnektor DE – PL	2025
P37/25b	PSW Talsperre Schmalwasser – Mecklar	A 2025
P48/38a	Raum Grafenrheinfeld – Kupferzell	B1GG
P48/39	Kupferzell – Großgartach	B1GG
P118/207	Borken – Mecklar	A 2025
P185/420	Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen	B2 2025

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut e.V. nach 50Hertz Transmission GmbH et al. 2015

Kernaussage:

- Für eine transparente Darstellung der NEP-Ergebnisse sollten Maßnahmen, die im Vergleich zum vorangegangenen NEP nicht benötigt werden, benannt werden.

Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH (2015). Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hrsg.) (2015). Der nationale Klimaschutzbeitrag der deutschen Stromerzeugung. Ergebnisse der Task Force „CO₂-Minderung“.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2014). Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung.
- ENTSO-E (Hrsg.) (2014). Scenario outlook and adequacy forecast 2014-2030, Brussels.
- Öko-Institut e.V.; Fraunhofer ISI (2015). Klimaschutzszenario 2050. 2. Modellierungsrunde (Veröffentlichung Ende 2015) (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), Hrsg.), Berlin.
- Öko-Institut e.V. & Fraunhofer ISI (2015). Klimaschutzszenario 2050 - Zusammenfassung des 2. Endberichts (Bundesministerium für Umwelt Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), Hrsg.), Berlin.
- Umweltbundesamt (UBA) (2013). Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012 (07/2013) (Climate Change), Dessau-Roßlau.
- Umweltbundesamt (UBA) (2015). Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid- Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2014 (09/2015) (Climate Change), Dessau-Roßlau.