

Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2023-2037

Stand: Januar 2022

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 624

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

www.netzausbau.de

E-Mail: Szenariorahmen.Netzentwicklung-Strom@BNetzA.de

Vorwort

Der Szenariorahmen bildet eine Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen ab. Er ist von fundamentaler Bedeutung für den Umfang des Netzausbaubedarfs, der in den nachfolgenden Planungsschritten ermittelt wird. Die mit dem Szenariorahmen gesetzten Prämissen sind bindend für die darauf aufsetzende Regionalisierung und Marktmodellierung der Übertragungsnetzbetreiber. Es geht konkret um Annahmen, welche Erzeuger wann, wo und wieviel Strom produzieren, der dann zur Deckung der Stromnachfrage zu den Endverbrauchern, Speichern oder Grenzkuppelstellen transportiert werden muss. Aus diesem Transportbedarf wird der notwendige Netzausbaubedarf abgeleitet. Mit dem Szenariorahmen fallen daher wesentliche Vorentscheidungen für die weitere Entwicklung des Übertragungsnetzes. Folglich liegt es im Interesse aller, von den mit der Konsultation des Szenariorahmens eingeräumten Beteiligungs- und Einflussmöglichkeiten Gebrauch zu machen.

Dies gilt umso mehr, als dass der Szenariorahmen nunmehr in mehreren Szenarien in das Jahr 2045 blickt und damit erstmals eine vollständige Dekarbonisierung unterstellt. Damit bildet der aktuelle Szenariorahmen die Grundlage der Erfüllung des Auftrags aus dem Koalitionsvertrag an Bundesnetzagentur und Netzbetreiber, ein Klimaneutralitätsnetz zu berechnen.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind nach § 12b EnWG verpflichtet, alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan Strom für den Ausbau der Übertragungsnetze zu erarbeiten. Der vorliegende Szenariorahmenentwurf der vier Übertragungsnetzbetreiber ist Startpunkt dieses Verfahrens (§ 12a EnWG). Nach einer öffentlichen Konsultation des Entwurfs wird die Bundesnetzagentur voraussichtlich im Sommer 2022 den Szenariorahmen genehmigen. Der genehmigte Szenariorahmen ist dann der verbindliche Ausgangspunkt für die Berechnungen des nächsten Netzentwicklungsplans.



Abbildung 1: Die fünf Schritte des Netzausbaus

Mit diesem Dokument stellt die Bundesnetzagentur den Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber zur Konsultation. Zur Erleichterung des Konsultationsverfahrens beinhaltet dieses Begleitdokument eine knappe Inhaltsangabe von wesentlichen Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber und stellt dazu den Konsultationsteilnehmern konkrete Fragen, die maßgebliche Bedeutung für die Genehmigung des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurfs des Szenariorahmens 2023-2037 haben werden. Anders als das Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan enthält der vorliegende Text noch keinerlei Bewertungen der Bundesnetzagentur. Die Konsultationsteilnehmer sind in ihren Äußerungsmöglichkeiten auch nicht auf die gestellten Fragen beschränkt; die Fragen haben lediglich Leitcharakter. Die Bundesnetzagentur fordert anhand dieses Begleitdokuments die Öffentlichkeit ausdrücklich zu umfassenden Stellungnahmen auf.

Die eingegangenen Stellungnahmen werden auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Für Stellungnahmen von Behörden gilt dies, wenn einer Veröffentlichung nicht ausdrücklich widersprochen wird, und für die übrigen Stellungnahmen, wenn einer vollständigen Veröffentlichung ausdrücklich zugestimmt wird.

Innerhalb des Konsultationszeitraums finden am 3. Februar 2022 und am 7. Februar 2022 Online-Dialogveranstaltungen statt, um mit der Öffentlichkeit über den Entwurf des Szenariorahmens zu diskutieren.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort.....	3
Inhaltsverzeichnis.....	5
1 Einleitung	7
2 Fragestellungen zu den einzelnen Einflussgrößen	8
2.1 Ausrichtung der Szenarien	8
2.2 Weg zur Klimaneutralität	9
2.3 Sektorenkopplung und Stromverbrauch	10
2.3.1 Private Haushalte	12
2.3.2 Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD).....	13
2.3.3 Verkehr	13
2.3.4 Elektrolyse	15
2.3.5 Direct-Air-Capture.....	16
2.3.6 Flexibilitäten.....	16
2.4 Erneuerbare Erzeugung.....	18
2.4.1 Wind Offshore.....	19
2.4.2 Wind Onshore	20
2.4.3 Photovoltaik	21
2.4.4 Biomasse, Wasserkraft und sonstige.....	22
2.4.5 Spitzenkappung.....	22
2.5 Regelbare Kraftwerksleistung und Speicher	23
2.5.1 Annahmen zum Kraftwerkszubau und Rückbau von Bestandskraftwerken.....	23
2.5.2 KWK-Ersatzneubau.....	24
2.5.3 KWK-fähige Kleinkraftwerke.....	25
2.5.4 Lastnahe Gasturbinen	26
2.5.5 Batteriespeicher.....	26
2.6 Europäischer Rahmen.....	27
2.6.1 Europäisches Szenario	27
2.6.2 Handelskapazitäten.....	30
Impressum.....	33

1 Einleitung

Das Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 ist weitgehend politischer und gesellschaftlicher Konsens und stellt damit die klare Zielmarke der Entwicklung der deutschen Energielandschaft dar. Die Ausgestaltung des klimaneutralen Energiesystems und der Weg dorthin sind jedoch von einer Vielzahl an Faktoren geprägt und können auf unterschiedliche Art und Weise erfolgen. In einigen Bereichen sind der wissenschaftliche Konsens und die politische Willensbildung weiter fortgeschritten als in anderen. Dann sind die offenen Fragen bestenfalls nur Detailfragen und der Entwicklungspfad kann mit relativer Sicherheit beschrieben werden. Genauso gibt es jedoch Bereiche in denen die zukünftige Entwicklung aktuell grundlegend diskutiert wird und wegweisende Entscheidungen noch bevorstehen.

Die Frage welche Wege hin zur Klimaneutralität eingeschlagen werden, kann die Anforderungen an das Stromnetz maßgeblich beeinflussen. Die Stromerzeugung hat sich bereits in der Vergangenheit hin zu mehr erneuerbaren Energien, insbesondere aus Wind- und Sonnenenergie, gewandelt. Diese Entwicklung wird zukünftig noch stärker zunehmen und verändert die Erzeugungsstruktur weiter. Auf Seiten des Stromverbrauchs steht durch die Dekarbonisierung von Verkehr, Industrie und Wärmeerzeugung ein deutlicher Nachfrageanstieg bevor. Gleichzeitig verändert sich auch das Verbrauchsprofil und die regionale Verteilung der Nachfrage.

Mit diesen Entwicklungen gehen Herausforderungen für den zeitlichen und räumlichen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch einher. Verschiedene Flexibilitätsoptionen wie regelbare Kraftwerke, Speichertechnologien, eine Flexibilisierung des Verbrauchs – insbesondere der neuen Stromanwendungen – und der grenzüberschreitende Stromaustausch gewinnen deshalb an Bedeutung. Gleichzeitig ermöglicht ein bedarfsgerecht ausgebautes Stromnetz den Ausgleich von regionalen Unterschieden bei Erzeugung und Verbrauch.

Im Kontext dieser Entwicklung beschreibt der Szenariorahmen wahrscheinliche Entwicklungspfade auf Basis der politischen und gesellschaftlichen Ziele. Aus diesen Entwicklungspfaden werden Annahmen zu Einflussgrößen konkretisiert, welche die Grundlage für die Analysen zur Entwicklung des nötigen Übertragungsnetzes sind. Diese Annahmen sind deshalb keine Prognosen, sondern immer Mittel zum Zweck der adäquaten Modellierung des Übertragungsnetzes.

Im Folgenden werden einzelne, als Schwerpunkte identifizierte Einflussgrößen erläutert und mögliche Fragen dazu aufgeworfen.

2 Fragestellungen zu den einzelnen Einflussgrößen

2.1 Ausrichtung der Szenarien

Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 21ff.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellen drei Szenarien für das Jahr 2037 und zwei Szenarien für das Jahr 2045 vor. Der gemäß § 12a EnWG vorgegebene Szenarienumfang für den mittel- und langfristigen Planungshorizont soll von diesen drei Szenarien des Jahres 2037 erfüllt werden. Zusätzlich beschreiben die beiden Szenarien im Jahr 2045 eine vollständig klimaneutrale Energiewirtschaft und sollen damit die Grundlage zur Berechnung eines Klimaneutralitätsnetzes legen.

Insgesamt steigt die Anzahl der berechneten Szenarien dadurch von bisher vier auf nun fünf Szenarien. Im Gegensatz zu den bisherigen Szenariorahmen Strom erfolgt nicht mehr nur die Fortschreibung eines einzelnen Szenarios, sondern es werden zwei mögliche Endzustände des Transformationsprozesses beschrieben. Damit wird erstmals im Netzentwicklungsplanprozess die vollständige Transformation des Energiesektors beschrieben. Durch die drei Szenarien des Jahres 2037 werden drei Transformationspfade beschrieben, die in zwei möglichen Zielwelten des Jahres 2045 enden.

Das Szenario A 2037 beschreibt die Transformation, die in das Szenario A 2045 mündet. Dieser Transformationspfad wird durch eine stärkere Nutzung von Wasserstoff charakterisiert. Gleichzeitig findet in Deutschland ein gegenüber den anderen Szenarien weniger ambitionierter Ausbau von erneuerbaren Energien statt, wodurch ein großer Teil des Wasserstoffes importiert werden muss. Die verstärkte Nutzung von Wasserstoff bedeutete eine geringere Elektrifizierung einiger zukünftiger Stromanwendungen. Der Bruttostromverbrauch ist deshalb niedriger als in den anderen beiden Szenarien. Die Nachfrageflexibilisierung orientiert sich nicht am marktlichen Angebot, sondern dient primär der Vermeidung von Lastspitzen im Verteilnetz. Insgesamt wird im Szenario A 2037 ein weniger tiefgreifender Wandel des Stromsystems als in den Szenarien B 2037 und C 2037 beschrieben.

Die Szenarien B und C des Jahres 2037 führen beide zu demselben in Szenario B/C 2045 angenommenen Endzustand und beschreiben lediglich eine unterschiedliche Transformationsgeschwindigkeit. Die Szenarien zeichnen sich durch eine höhere Elektrifizierung aus – insbesondere in den Bereichen Schwerlastverkehr und industrielle Wärme. Es wird zwar weniger Wasserstoff als im Szenariopfad A benötigt, die Importquote ist allerdings deutlich niedriger und es findet mehr Elektrolyse in Deutschland statt. Insgesamt führen diese Annahmen zu einem höheren Stromverbrauch. Dementsprechend ist auch der Ausbau der erneuerbaren Energien in diesen Szenarien noch ambitionierter. Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen deshalb bei der Nachfrageflexibilisierung eine höhere Orientierung am Strommarkt an. Im Szenario C 2037 wird gegenüber dem Szenario B 2037 von einer zu Anfang beschleunigten Transformation ausgegangen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Erschließung von Nachfrageflexibilität und die Elektrifizierung anderer Sektoren wird in diesem Szenario bis zum Jahr 2037 beschleunigt. Demgegenüber holt das Szenario B erst nach 2037 in diesen Bereichen auf und mündet letztlich im Jahr 2045 in dasselbe Zielbild. Beide Szenarien be-

schreiben insgesamt einen tiefgreifenderen Wandel des Stromsystems als im Szenariopfad A, wobei mittelfristig der Transformationspfad des Szenarios C am ambitioniertesten ist.

Fragen:

1. *Ist es sinnvoll im Szenario B und C unterschiedliche Transformationsgeschwindigkeiten anzunehmen, oder sollte es eine andere Unterscheidung zwischen den Szenarien geben?*
2. *Sind zwei Szenarien ausreichend, um die Bandbreite der Entwicklungen im Jahr 2045 zu beschreiben?*

2.2 Weg zur Klimaneutralität

Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 18f.

Das Begrenzen der anthropogenen Erderwärmung auf mindestens unter 2°C und möglichst unter 1,5°C ist die Herausforderung, der sich Deutschland im Rahmen des Pariser Klimaschutzabkommens verpflichtet hat. Die bis 2021 gültigen Klimaziele wurden am 29 April 2021 vom Bundesverfassungsgericht wegen unverhältnismäßiger Belastung zukünftiger Generationen für verfassungswidrig erklärt. Die daraufhin vorgenommene Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes beschreibt einen Pfad, der bereits im Jahr 2045, fünf Jahre vorher als bisher geplant, zur Klimaneutralität führt.

Dieses Ziel wird auch im Szenariorahmen abgebildet, indem beide Szenarien mit den Zieljahren 2045 vollständig klimaneutral gestaltet sind. Der Stromsektor, als vergleichsweise einfach zu dekarbonisierender Sektor, muss seinen CO₂-Ausstoß überproportional verringern, wodurch auch in 2037 bereits eine sehr starke Reduzierung angenommen werden kann.

Aus dem Koalitionsvertrag und der Eröffnungsbilanz Klimaschutz des Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) ergeben sich wichtige Meilensteine der Dekarbonisierung, die von den Übertragungsnetzbetreibern berücksichtigt werden: Ausbau von 200 GW Photovoltaik bis 2030, Ausweisung von 2 % der Landesfläche zur Windenergienutzung und über 100 GW Wind an Land bis 2030, Erhöhung der Leistung Wind Offshore auf 30 GW bis 2030, 40 GW bis 2035 und 70 GW bis 2045, 10 GW Power-to-Gas-Kapazität bis 2030 sowie weitere Vorgaben. Ebenfalls angenommen wird der bis Ende 2022 vollzogene Kernenergieausstieg sowie die Annahme, dass der Ausstieg aus der Kohleverstromung in allen 2037er Szenarien bereits vollzogen ist.

Auch auf europäischer Ebene gibt es Zielvorgaben: So sollen die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 55 % gegenüber dem Basisjahr 1990 verringert werden. Für Wind Offshore gibt es auf europäischer Ebene das Ziel, bis 2050 insgesamt 300 GW zu installieren. Diese Ziele werden durch die Wahl des europäischen Szenarios zur Darstellung des Auslands abgebildet, weitere Informationen dazu finden sich in Kapitel 2.6.1.

Zur Bestimmung der Restemissionen, die der Stromsektor im Jahr 2037 noch emittieren darf, haben die Übertragungsnetzbetreiber sich gegen die Festlegung eines konkreten Zielwertes entschieden.

Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass nur noch Gaskraftwerke einen wesentlichen Anteil an den CO₂-Emissionen des Stromsektors haben werden. Diese werden sukzessive auf CO₂-neutralen Wasserstoff als Energiequelle umgestellt. Da Erdgas und Wasserstoff (bei entsprechend ausgerüsteten Kraftwerken) als Substitute angesehen werden können, kann – je nachdem wie viele Kraftwerke mit Wasserstoff betrieben werden – eine flexible Regulierung des CO₂-Ausstoßes erfolgen. Damit kann die Modellierung von Gaskraftwerken unabhängig vom eingesetzten Brennstoff erfolgen. Die konkrete Ausgestaltung wird in Kapitel 2.5 detaillierter beschrieben. Am Ende kann man aus der prozentual nötigen Substitution von Erdgas durch Wasserstoff die verbleibenden Res-temissionen anhand einer linearen Kurve ablesen.

Fragen:

3. *Halten Sie die Vorgehensweise keinen konkreten CO₂-Zielwert für das Jahr 2037 vorzugeben für sinnvoll? Falls nicht: Wie sollte dieser Wert für den Stromsektor ermittelt werden?*
4. *Werden die Klimaschutzziele ausreichend berücksichtigt?*

2.3 Sektorenkopplung und Stromverbrauch

Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 30ff.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellen bei den Annahmen zum Bruttostromverbrauch auf die Studien Klimaneutrales Deutschland 2045¹ und die im Auftrag des BMWK erstellten Langfristszenarien² ab. Als zentrale Verbrauchssektoren werden private Haushalte, GHD, Industrie und der Verkehr untersucht. Weiterhin wird auch die Entwicklung des Strombedarfs in der Fernwärmeerzeugung, der CO₂-Luft-Filterung (Direct Air Capture) und für die Wasserstoffelektrolyse betrachtet. Ebenfalls werden die elektrischen Netz-, Speicher- und Umwandlungsverluste für die Zieljahre ausgewiesen. Folgende Tabelle zeigt die Annahmen zu den einzelnen Sektoren und Verbrauchspositionen im Detail:

¹ Abrufbar unter <https://www.agora-energiewende.de/projekte/klimaneutrales-deutschland-2045/>

² Abrufbar unter <https://langfristszenarien.de/>

Stromverbrauch [TWh]	Referenz 2018	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B/C 2045
Private Haushalte	129,0	135,5	144,4	154,3	150,0	163,3
davon aus Gerätebestand	127,0	114,3	114,3	114,3	114,3	114,3
davon aus Haushaltswärmepumpen	2,0	21,2	30,1	40,0	35,7	49,0
GHD	130,0	151,0	152,9	154,9	152,8	175,2
davon aus neuen Rechenzentren	0,0	30,0	30,0	30,0	30,0	50,0
davon aus Wärmepumpen	1,0	4,4	6,3	8,4	6,3	8,6
davon aus Gerätebestand	129,0	116,6	116,6	116,6	116,6	116,6
Industrie	226,0	267,5	296,0	334,0	310,5	382,9
Verkehr	13,0	104,9	118,7	144,5	135,0	176,2
davon aus elektrisch betriebenen Fahrzeugen	1,0	92,9	106,2	131,5	123,0	162,2
davon aus Schienenverkehr	12,0	12,0	12,5	13,0	12,0	14,0
Elektrolyse	0,0	56,3	60,3	64,3	108,0	120,0
davon Onsite-Elektrolyseure	0,0	43,7	43,7	43,7	37,8	37,8
davon Offsite-Elektrolyseure	0,0	12,6	16,6	20,6	70,2	82,2
Fernwärmeerzeugung	0,0	10,4	20,9	20,9	13,0	26,0
davon aus Elektrodenkessel	0,0	4,0	8,0	8,0	5,5	11,0
davon aus Großwärmepumpen	0,0	6,4	12,9	12,9	7,5	15,0
Direct Air Capture	0,0	0,0	0,0	0,0	21,0	21,0
Netzverluste	26,0	47,4	47,4	47,4	57,4	57,4
Speicherverluste	2,0	3,7	3,8	4,1	4,7	5,3
Umwandlungsbereich	46,0	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0
Nettostromverbrauch	511,0	725,6	793,1	872,9	890,4	1064,5
Bruttostromverbrauch	572,0	778,7	846,4	926,4	953,5	1128,2

Tabelle 1: Zusammensetzung des Stromverbrauchs

Im Szenariopfad A wird in den Sektoren Industrie, Wärme und Verkehr vermehrt Wasserstoff eingesetzt, sodass der Grad der direkten Elektrifizierung geringer ausfällt, als im Szenariopfad B/C. Der Szenariopfad B/C setzt auf eine verstärkte Elektrifizierung, wobei diese in Szenario B 2037 zunächst verhaltener verläuft als in Szenario C 2037.

Die Regionalisierung des Stromverbrauchs erfolgt sektorenscharf. Je Sektor wird dafür auf verschiedenen sozioökonomischen Indikatoren und getroffenen Annahmen zur Entwicklung relevanter Technologien der Sektorenkopplung zurückgegriffen.

Fragen:

5. *Erachten Sie die Höhe und Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs in den einzelnen Szenarien für angemessen?*

2.3.1 Private Haushalte**Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 33ff.**

Im Haushaltsbereich werden die Bereiche Gerätebestand und Haushaltswärmepumpen untersucht. Bei der Entwicklung des Verbrauchs des Gerätebestandes wird angenommen, dass es zu Effizienzgewinnen kommt, die sich jedoch mittelfristig mit dem zusätzlichen Stromverbrauch durch eine weitere Elektrifizierung ausgleichen.

Das Aufkommen von Wärmepumpen im Haushaltsbereich ist im Szenariopfad A geringer, als im Szenariopfad B/C. Im Szenariopfad A wird angenommen, dass ein niedrigerer spezifischer Heizwärmebedarf vorliegt, da Wärmepumpen vorzugsweise in sanierten Gebäuden mit einem geringeren spezifischen Wärmeverbrauch verbaut werden. Der Altbestand wird hier eher über Nahwärme-konzepte oder vereinzelt über dezentrale Wasserstoffheizungen beheizt. Die Regionalisierung der Haushaltswärmepumpen erfolgt basierend auf dem prognostizierten Bestand von Ein- und Zweifamilienhäusern auf Landkreisebene. Der Stromverbrauch von Wärmepumpen wird anhand folgender Parameter ermittelt:

	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B/C 2045
Anzahl [Mio.]	5,6	7,4	9,3	10,2	13,6
Durchschnittliche Wohnfläche [m ²]	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0
Spezifischer Heizwärmebedarf [kWh _{th} /m ² a]	109,0	117,0	124,0	108,0	111,0
Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe	3,4	3,4	3,4	3,65	3,65
Elektrischer Bedarf [kWh _{el} /a]	3800,0	4050,0	4300,0	3500,0	3600,0
Nettostromverbrauch [TWh]	21,2	30,1	40,0	35,7	49,0

Tabelle 2: Parametrierung der Haushaltswärmepumpen

Fragen:

6. *Ist die Annahme angemessen, dass sich Effizienzsteigerungen im Haushaltsbereich mit zusätzlichem Stromverbrauch ausgleicht?*
7. *Sind die technischen Parameter zur Herleitung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen in der Höhe richtig gewählt?*

- 8. Ist der von den Übertragungsnetzbetreibern in Szenariopfad A vorgeschlagene Einsatz von dezentralen Wasserstoffheizungen, der einen Um- bzw. Ausbau eines ausgedehnten Wasserstoffverteilernetzes bedingt, realistisch? Als Alternative müsste die Anzahl von Haushaltswärmepumpen erhöht werden.**

2.3.2 Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 36ff.

Die Annahmen zum Stromverbrauch der Industrie basieren auf den Studien Klimaneutrales Deutschland 2045³ der Agora und den Langfristszenarien⁴ des BMWK. Diese nehmen eine detaillierte Analyse verschiedener Branchen vor. In einigen Branchen, diejenigen mit erwartbaren grundlegenden Veränderungen durch die Dekarbonisierung, führen die Übertragungsnetzbetreiber eine detaillierte Betrachtung durch. Für die anderen Branchen erfolgt weiterhin eine bestandsorientierte Verbrauchsmodellierung. Dieser Ansatz wird mit der durch die Übertragungsnetzbetreiber durchgeführten Großstromverbraucherabfrage kombiniert. Hierbei wurden die Verteilernetzbetreiber um Angaben zu aktuellen Anschlussanfragen für mögliche Großverbraucher gebeten. Insgesamt werden durch diesen kombinierten Ansatz konkrete Projekte berücksichtigt und gleichzeitig die darüberhinausgehende Entwicklung der einzelnen Branchen antizipiert.

Im Sektor GHD werden die Bereiche Gerätebestand, Wärmepumpen und Rechenzentren untersucht. Bei der Entwicklung des Verbrauchs des Gerätebestandes werden Effizienzgewinne angenommen, die sich jedoch mittelfristig mit dem zusätzlichen Stromverbrauch durch eine weitere Elektrifizierung ausgleichen. Die von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführte Abfrage nach Großstromverbrauchern zeigt eine derzeit deutliche Nachfrage nach Netzanschlüssen für Rechenzentren, die über die oben genannten Studien hinausgeht.

Fragen:

- 9. Ist die in den Szenarien angenommene Entwicklung des industriellen und GHD Stromverbrauchs realistisch?**

- 10. Erachten Sie die vorgeschlagene Methode der Regionalisierung des industriellen und GHD Stromverbrauchs als angemessen?**

2.3.3 Verkehr

Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 41ff.

Im Verkehrsbereich wird eine umfangreiche Elektrifizierung des Straßenverkehrs sowie eine moderate Entwicklung des Strombedarfs beim Schienennah-, Fern-, und Güterverkehr sowie des Busver-

³ Abrufbar unter <https://www.agora-energiewende.de/projekte/klimaneutrales-deutschland-2045/>

⁴ Abrufbar unter: <https://langfristszenarien.de/>

kehrs angenommen. Beim Flug- und Schiffsverkehr wird nicht von einer Elektrifizierung, sondern einem Umstieg auf synthetische Kraftstoffe ausgegangen.

Der Szenariopfad A zeigt eine geringere Elektrifizierung des Fahrzeugparks als der Szenariopfad B/C, da in den A-Szenarien vermehrt Wasserstoff im Verkehrssektor - hier insbesondere im Schwerlastverkehr - eingesetzt wird. Folgende Tabelle zeigt das Aufkommen an Elektrofahrzeugen sowie die relevanten technischen Parameter:

	Fahrleistung [km/a]	Verbrauch [kWh/100 km]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B/C 2045
E-PKW [Mio.]	14000	18	19,0	22,0	25,0	29,0	32,0
Plug-In E-PKW [Mio.]	14000	30	4,0	4,0	4,0	3,0	2,0
Leichte E-Nutzfahrzeuge [Mio.]	22000	40	2,0	2,2	2,4	2,6	2,9
Schwere E-Nutzfahrzeuge [Tausend]	100000	120	150,0	150,0	200,0	150,0	200,0
Oberleitungs-LKW [Tausend]	100000	120	0,0	30,0	100,0	0,0	200,0

Tabelle 3: Aufkommen an Elektrofahrzeugen und relevante technische Parameter

Die Regionalisierung von E-PKWs erfolgt über sozioökonomische Parameter auf Landkreis- und teilweise auf Gemeindeebene: Anzahl an Garagen, durchschnittlichen Pendeldistanzen, Photovoltaik-Leistung (Aufdachanlagen), durchschnittliche Wohnfläche und mittleres Einkommen. Für die exakte Verortung der Last werden zusätzliche Annahmen zur Verteilung von Ladepunkten getroffen. Eine ausführliche Beschreibung der Regionalisierungsmethodik findet sich in der Studie: „Kurzstudie Elektromobilität“ der FfE.⁵

Fragen:

11. Ist das angenommene Aufkommen von Elektrofahrzeugen in den Szenarien angemessen?

12. Sind die angenommenen Fahrleistungen und der spezifische Verbrauch der Elektrofahrzeuge realistisch?

⁵ https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20202027_NEP_Kurzstudie_Emob_Abschlussbericht_1.pdf

13. Werden die passenden sozioökonomischen Parameter für die Regionalisierung der Fahrzeugflotte gewählt?

2.3.4 Elektrolyse

Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 47ff.

Im Szenariopfad A nehmen die Übertragungsnetzbetreiber trotz eines höheren Wasserstoffbedarfs eine kleinere Elektrolysekapazität in Deutschland an, als im Szenariopfad B/C. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen bei den B/C-Szenarien davon aus, dass bis 2037 noch kein flächendeckendes Wasserstofftransportnetz zur Verfügung steht und somit noch nicht alle Industriestandorte erschlossen sind. Im Szenariopfad A wird wegen einer höheren Wasserstoffimportquote und dem allgemein stärkeren Fokus auf die Wasserstoffnutzung ein umfangreicheres Wasserstofftransportnetz angenommen. Für 2045 wird in allen Szenarien unterstellt, dass alle Industriestandorte an das Wasserstofftransportnetz angeschlossen sind.

Für die Allokation der Elektrolysekapazitäten unterscheiden die Übertragungsnetzbetreiber zwischen Onsite- und Offsite-Elektrolyse. Mit Onsite-Elektrolyse werden dabei industrie- bzw. verbrauchsnahe Elektrolyseurstandorte bezeichnet, mit Offsite-Elektrolyse werden Standorte ohne lokalen Wasserstoffverbrauch bezeichnet, welche ein Transportnetz für den erzeugten Wasserstoff benötigen. Besonders in der Elektrolyse-Hochlaufphase vor dem Jahr 2037 wird vermehrt Onsite-Elektrolyse angenommen, da viele Industriestandorte noch nicht mit einer Wasserstoffinfrastruktur erschlossen sind. Die Betriebsweise der Onsite-Elektrolyse orientiert sich primär am Bedarf des Industriestandorts und reagiert daher nur begrenzt auf Strompreise. Perspektivisch werden immer mehr Industriestandorte mit Wasserstoffinfrastruktur erschlossen, sodass sich auch die Onsite-Elektrolyse mehr und mehr am Strommarktpreis orientiert. Es werden Volllaststunden von 4500 h in 2037 und 3000 h in 2045 angesetzt. Offsite-Elektrolysekapazitäten dienen nicht der Deckung eines lokalen Wasserstoffbedarfs, sondern sie speisen direkt in die Wasserstoffinfrastruktur ein. Sie befinden sich in der Regel in Regionen mit hohem EE-Dargebot und werden tendenziell später erschlossen. Ihr Einsatz ist vollständig flexibel am Strommarktpreis orientiert. Es werden Volllaststunden von 2000 h in 2037 und 3000 h in 2045 angesetzt. Bei der Regionalisierung werden konkrete Projekte aus der Großstromverbraucherabfrage standortscharf berücksichtigt.

Fragen:

14. Sind die in den Szenarien angenommenen Elektrolysekapazitäten angemessen?

15. Sollte im „wasserstofflastigen“ Szenariopfad A eine geringere Elektrolysekapazität angenommen werden als im „stromlastigen“ Szenariopfad B/C?

16. Wie beurteilen Sie die Einteilung in Onsite- und Offsite Elektrolyse und die daraus folgenden Betriebs- und Regionalisierungskonzepte?

2.3.5 Direct-Air-Capture

Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 52

Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen in den Szenarien A 2045 und B/C 2045 erstmalig Maßnahmen zur Bereitstellung negativer CO₂-Emissionen an. Um das übergeordnete Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen, müssen nicht vermeidbare Emissionen z.B. in der Landwirtschaft oder der Abfallentsorgung kompensiert werden. Hierzu besteht die Möglichkeiten der Nutzung von Bioenergie mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung, welche vor allem für den Industriesektor angenommen wird. Weiterhin ist das „Direct Air Capture“ kurz DAC, also die direkte Abscheidung von CO₂ aus der Luft möglich. Diese Anlagen werden mit Strom betrieben. Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen mit Verweis auf die Studie Klimaneutrales Deutschland 2045⁶ an, dass mittels Direct Air Capture 20 Mio. t CO₂ aus der Atmosphäre entnommen werden. Hierzu werden DAC-Anlagen mit einer installierten Leistung von 3 GW und einem Verbrauch von 21 TWh Strom angenommen. Es wird eine gleichmäßig, hohe Auslastung (ca. 7000 h) dieser Anlagen angenommen. Für die Regionalisierung nennen die Übertragungsnetzbetreiber mehrere mögliche Kriterien: Eine küstennahe Verortung wird erwogen, aufgrund des EE-Dargebots und der Nähe zu potentiellen Speicherstätten. Eine bedarfsnahe Verortung wird erwogen, da CO₂ perspektivisch als Grundstoff in Industrieprozessen benötigt wird (Carbon Capture and Utilization CCU).

Fragen:

17. Ist die mit DAC-Anlagen der Atmosphäre entnommene Menge CO₂ unter Berücksichtigung von weiteren CCS-Maßnahmen ausreichend hoch, um die nicht vermeidbaren CO₂ Emissionen zu kompensieren

18. Wie sollten die DAC-Anlagen regionalisiert werden?

2.3.6 Flexibilitäten

Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 52ff.

Die Übertragungsnetzbetreiber unterscheiden zwischen haushaltsnahen Flexibilitäten und Flexibilitäten in Industrie und Gewerbe-, Handels-, Dienstleistungssektor (GHD).

Im letzten Szenariorahmen haben die Übertragungsnetzbetreiber erstmalig die Flexibilität im Stromverbrauch von haushaltsnahen Verbrauchern wie E-PKW und Haushaltswärmepumpen angenommen, um Spitzen des Stromverbrauchs zu glätten. Dadurch sollte insbesondere Netzausbau in unterlagerten Netzen begrenzt werden. Zusätzlich wurden auch die „Heimbatteriespeicher“ genutzt, um Lasten zu verschieben.

⁶ Abrufbar unter <https://www.agora-energiewende.de/projekte/klimaneutrales-deutschland-2045/>

Im aktuellen Szenariorahmen wollen die Übertragungsnetzbetreiber die beschriebenen Anwendungen (E-PKW, Haushaltswärmepumpen und zugehörige Wärmespeicher, Heimbatteriespeicher) kombiniert nutzen. Während die Betriebsweise in den Szenarien A 2037, A 2045 und B 2037 erneut netzorientiert erfolgt, wird in den Szenarien C 2037 und B/C 2045 ein marktorientierter Ansatz gewählt, wodurch eine Abhängigkeit zum Strombörsenpreis abgebildet wird. Durch den marktorientierten Ansatz versprechen sich die Übertragungsnetzbetreiber eine bessere Integration der erneuerbaren Energien. Wenn das Angebot an erneuerbaren Energien sehr hoch ist, sind die Strompreise niedrig, wodurch ein Anreiz entsteht, zu diesen Zeiten Strom zu verbrauchen. Dieser Ansatz kann einerseits zu einer höheren Belastung der Stromnetze führen, andererseits wird dadurch auch die Marktintegration der erneuerbaren Energien unterstützt.

Übereinstimmend mit dem Szenariorahmen 2021-2035 erfolgt die Flexibilisierung der industriellen Stromnachfrage sowie der Nachfrage aus dem Sektor GHD über Lastmanagement (Demand-Side-Management), welches durch zeitlich variable Tarife oder Anreizzahlungen gefördert werden kann. Durch das Lastmanagement sollen Lastspitzen vermieden und eine Glättung der Residuallast erreicht werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber nutzen zwei Arten von Lastmanagement:

- Lastabschaltung - als temporäre Reduktion der Stromnachfrage, ohne dass die Nachfrage zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt wird.
- Lastverlagerung - als zeitliche Verschiebung der Stromnachfrage. Die Nachfrage wird zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt.

Sektoren [GW]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B/C 2045
Industrie	2,5	3,0	4,1	5,3	6,7
GHD	2,5	2,6	3,1	3,6	5,3
Summe	5,0	5,6	7,2	8,9	12,0

Tabelle 4: Angenommene Potenziale zur Abschaltung und Verschiebung der Stromnachfrage je nach Szenario

Fragen:

19. Wie bewerten Sie den marktorientierten Ansatz für die Szenarien C 2037 und B/C 2045?

20. Erachten Sie die angenommenen Potentiale für das Demand Side Management als realistisch?

2.4 Erneuerbare Erzeugung

Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 58ff.

Der angenommene Zu- und Rückbau erneuerbarer Energien hat auch in diesem Szenariorahmen einen maßgeblichen Einfluss auf die Dimensionierung des Übertragungsnetzes. Durch den Wegfall der Kohleverstromung, den Ausbauzielen, die sich aus dem Koalitionsvertrag der neuen Regierung und der Eröffnungsbilanz Klimaschutz des BMWK ergeben, den weiter fortschreitenden Zieljahren sowie der im Szenariorahmenprozess erstmaligen Darstellung vollständig klimaneutraler Szenarien hat die Frage nach dem Ausbaupfad der Erneuerbaren weiter an Wichtigkeit gewonnen.

Der Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und der FDP sowie die Eröffnungsbilanz Klimaschutz des BMWK enthalten bereits konkrete Vorgaben für den Ausbau der erneuerbaren Energien:

Energieträger	Ausbauziele gemäß Koalitionsvertrag und Eröffnungsbilanz
Wind Onshore	2030: über 100 GW
	2030: 30 GW
Wind Offshore	2035: 40 GW
	2045: 70 GW
Photovoltaik	2030: 200 GW

Tabelle 5: Ausbauziele gemäß Koalitionsvertrag und Eröffnungsbilanz

Unter Berücksichtigung dieser Voraussetzungen haben die Übertragungsnetzbetreiber für die einzelnen Szenarien folgenden erneuerbaren Kraftwerkspark sowie die EE-Anteile vorgeschlagen.

Energieträger [GW]	Bestand 31.12.2020	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B/C 2045
Wind Offshore	7,8	40,8	44,3	45,3	63,3	70,8
Wind Onshore	54,4	100,0	115,0	130,0	125,0	150,0
Photovoltaik	53,7	260,0	280,0	320,0	325,0	395,0
Biomasse	8,8	5,0	5,0	5,0	2,0	2,0
Laufwasser	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Abfall	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Speicherwasser	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Summe reg. Erzeugung	130,8	411,9	450,4	506,4	521,4	623,9
EE-Anteil am Bruttostromverbrauch	45 %	>86 %	>87 %	>88 %	>91 %	>91 %

Tabelle 6: Installierte Leistungen der erneuerbaren Energien in den Szenarien

Zur Berechnung des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch haben die Übertragungsnetzbetreiber nur die Erzeugung der hier dargestellten erneuerbaren Energiequellen genutzt. Die in Gaskraftwer-

ken mit grünem Wasserstoff erzeugte Energiemenge wird dabei nicht berücksichtigt. Beide Szenarien mit Zieljahr 2045 sind vollständig klimaneutral. Bei der Berechnung des EE-Anteils werden folgende Volllaststunden zugrunde gelegt.

Energieträger	Volllaststunden in 2037/2045 [h/a]
Wind Offshore	4000
Wind Onshore	2400/2500
Photovoltaik	950
Biomasse	3000
Laufwasser	4400
Speicherwasser	2800
Abfall (50 % erneuerbar)	6100

Tabelle 7: Pauschale Volllaststunden der erneuerbaren Energien

Detailannahmen zu den einzelnen Energieträgern werden in den nachfolgenden Unterabschnitten dargestellt.

2.4.1 Wind Offshore

Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 62ff.

Mit Blick auf die begrenzten Flächenpotenziale für Offshore-Windenergie in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) werden aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber zur Erreichung der Ziele des Koalitionsvertrags zukünftig auch Direktanschlüsse von außerhalb der deutschen AWZ gelegenen Offshore-Windparks notwendig, um die vorgegebenen Kapazitäten zu erreichen.

Im Jahr 2037 sollen 2 GW aus einer ausländischen AWZ in der Ostsee stammen. Im Szenario A 2045 steigt der Beitrag aus einer ausländischen AWZ auf 7 GW, in B/C 2045 auf insgesamt 14 GW. Zur Erreichung der Gesamtkapazitäten wird zudem bereits für das Zieljahr 2037 die Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergie unterstellt, welche so bisher weder im Flächenentwicklungsplan (FEP), noch in den Raumordnungsplänen (ROP) der AWZ abgebildet sind. Um die Zielkapazitäten erreichen zu können, müssen die ROP der AWZ angepasst und der Windenergie Vorrang gegenüber anderen Nutzungen eingeräumt werden. Auch im Küstenmeer der Ostsee werden bereits im Zieljahr 2037 zusätzliche Offshore-Potentiale von 1 GW unterstellt, welche bisher nicht im Landesentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommerns abgebildet sind.

Im NEP 2023-2037 werden erstmalig Außerbetriebnahmen von Offshore-Windparks berücksichtigt. Diese ergeben sich aus einer angenommenen Betriebsdauer von 25 Jahren. So werden in den Szenarien für das Zieljahr 2037 insgesamt 0,6 GW und im Zieljahr 2045 insgesamt 7,5 GW außer Betrieb genommen und zurückgebaut.

Wie in Tabelle 7 dargestellt nehmen die Übertragungsnetzbetreiber weiterhin 4000 h/a Volllaststunden pro Jahr für die Offshore Windenergie an. Grundlage hier ist eine angenommene Leistungsdichte von 8 MW/km² in Zone 3. Das BSH hat im Vorentwurf des FEP, welcher am 17. Dezember 2021 veröffentlicht worden ist, eine deutlich höhere Leistungsdichte für die Offshore-Flächen der Nordsee-Gebiete in den Zonen 3, 4 und 5 von bis zu 11,5 MW/km² angenommen. Das BSH leitet daraus eine Reduzierung der mittleren Volllaststundenzahl auf ca. 3100 h/a in den Zonen 1 bis 3 ab. Wie in Abschnitt 2.4 beschrieben sind die Volllaststunden ausschlaggebend für die Ermittlung des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch: Bei gleicher installierter Leistung resultiert die höhere Leistungsdichte in einem geringeren Energieertrag. Bei gleicher Flächenverfügbarkeit, kann durch die höhere Leistungsdichte jedoch in Summe ein höherer Energieertrag erzielt werden.

Fragen:

21. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Offshore sowie die Aufteilung auf Nord-/Ostsee und die AWZ für sinnvoll?

22. Halten Sie die angenommenen pauschalen Volllaststunden für realistisch? Sollte dabei eine Aufteilung in unterschiedliche VLS je Zone erfolgen?

2.4.2 Wind Onshore

Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 70ff.

Die Eröffnungsbilanz Klimaschutz des BMWK sieht, basierend auf dem Koalitionsvertrag der neuen Regierung, einen Ausbau von über 100 GW Wind an Land bis zum Jahr 2030 vor. Zur Erreichung dieses Ziels muss eine starke Erhöhung des Ausbaupfades, über die Ziele des aktuell gültigen EEG hinaus, erfolgen.

Mit Blick auf die Erreichung dieser Ausbaumengen sieht der Koalitionsvertrag eine Ausweisung von 2 % der Landesfläche zur Windenergienutzung vor. Stark restriktive Abstandsregelungen o.ä. in einzelnen Bundesländern können eine Erreichung dieses Ziels behindern.

Der Verlauf des Ausbaus unterscheidet sich zwischen den Szenarien. In Szenario A und B wird ein geringerer Zubau bis 2037 unterstellt, der sich im Anschluss bis 2045 beschleunigt. In Szenario C wird bis 2037 ein schnellerer Zubau unterstellt, der sich von 2037 bis 2045 etwas abschwächt. Insgesamt werden so je nach Szenario jährliche Nettozubauraten von 2,7 - 4,4 GW von heute bis 2037 und von 2,5 GW - 4,4 GW von 2037 bis 2045 unterstellt. Um diesen Nettozubau zu erreichen, muss der in den Jahren anfallende Rückbau ebenfalls ersetzt werden, sodass sich der tatsächlich zu errichtende Bruttozubau nicht unerheblich erhöht. Im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber werden keine konkreten Rückbauannahmen genannt.

Die räumliche Verteilung des Zubaus orientieren die Übertragungsnetzbetreiber an der bebauten Landesfläche: Sobald in einem Bundesland 2 % mit Wind bebaut sind, wird jeder weitere Zubau ver-

langsam. Diese Begrenzung wird nur in den Bundesländern Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein erreicht.

Fragen:

23. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Onshore für realistisch?

24. Wie schätzen Sie die zukünftige Flächenverfügbarkeit für Wind Onshore Anlagen ein, besonders im Kontext des 2 % Flächenziels?

25. Halten Sie die angenommenen pauschalen Volllaststunden für 2037 und 2045 für realistisch?

2.4.3 Photovoltaik

Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 73ff.

In den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Szenarien ist die Photovoltaik der Energieträger mit der höchsten installierten Leistung in Deutschland. Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen auch über das für 2030 gesetzte Koalitionsvertragsziel hinaus einen starken Ausbau der Photovoltaik an. Diese Annahme setzt einen sehr ambitionierten Ausbaupfad voraus, wobei Photovoltaikanlagen bei Dachflächen zum Standard werden, aber auch Freiflächen genutzt werden.

Die durchschnittlichen Nettoausbaumengen bis zum Jahr 2037 liegen im Bereich 12,1 – 15,7 GW und von 2037 bis 2045 im Bereich 8,1 – 14,4 GW. Der Nettoausbau verringert sich damit nach dem Jahr 2037 mit der Ausnahme des Szenarios B, in welchem der Ausbau nach 2037 beschleunigt werden muss, um dasselbe Endszenario B/C 2045 zu erreichen. Um diesen Nettozubau zu erreichen, muss der in den Jahren anfallende Rückbau ebenfalls ersetzt werden, sodass sich der tatsächlich zu errichtende Bruttozubau nicht unerheblich erhöht. Im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber werden keine konkreten Rückbauannahmen genannt.

Die Aufteilung der Anlagen auf Aufdach- und Freiflächenanlagen ändert sich zum heutigen Stand. Heute ist ca. ein Viertel der Anlagen als Freiflächenanlagen ausgeführt, in den Szenarien steigt dieser Anteil auf ca. die Hälfte an. Die Übertragungsnetzbetreiber begründen diese Annahme mit der begrenzten Kapazität für Installation und Montage von Aufdachanlagen, welche einen größeren Installationsaufwand erfordern als Freiflächenanlagen.

Fragen:

26. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade sowie die Aufteilung auf Freiflächen- und Aufdachanlagen für Photovoltaik für sinnvoll?

2.4.4 Biomasse, Wasserkraft und sonstige

Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 77f.

Die Annahmen zur Stromerzeugung durch Biomasse wird von der Annahme geprägt, dass ein Weiterbetrieb außerhalb des EEG-Förderregimes für viele Anlagen wirtschaftlich schwierig darstellbar sei. Des Weiteren kann Biomasse statt direkt zur Stromerzeugung, zur Dekarbonisierung in anderen Sektoren genutzt werden, z.B. zur Bereitstellung von Prozesswärme. Ebenfalls denkbar ist eine Nutzung als klimaneutrale Kohlenstoffquelle für industrielle Prozesse.

In allen Szenarien mit Zieljahr 2037 wird eine Leistung von 5,0 GW angenommen. Im Zieljahr 2045 werden 2,0 GW angenommen. Dies entspricht einem Nettorückbau gegenüber dem heutigen Stand.

Für Laufwasserkraftwerke wird keine Änderung des Bestands angenommen.

Unter „sonstige“ wird der biogene Anteil von Abfallkraftwerken (ca. 50 %) bilanziert. Dabei wird ebenfalls keine Änderung des Bestands angenommen.

Fragen:

27. Wie sehen Sie die Rolle der Biomasse in den Zieljahren, besonders im Kontext der anderweitigen Nutzungsmöglichkeiten (Prozesswärme, klimaneutrale Kohlenstoffquelle etc.)?

2.4.5 Spitzenkappung

Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 80

Die Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigen auch die Möglichkeit der Abregelung von Einspeisespitzen in der Netzplanung, genannt Spitzenkappung. Im Entwurf wird vorgeschlagen, die Methodik der vorherigen Netzentwicklungspläne weiterzuverwenden. Diese Methodik sieht vor, die Einspeisespitzen der erneuerbaren Erzeuger soweit zu kappen, dass maximal 3 % der Jahresenergiemenge abgeregelt werden. Dabei wird angenommen, dass die betroffenen Verteilernetzbetreiber Spitzenkappung in dieser Höhe durchführen, unabhängig davon, ob dies in der Vergangenheit der Fall war. Eine genauere Beschreibung der Methodik findet sich im Entwurf des Szenariorahmens 2019, Seite 52ff⁷.

Die Übertragungsnetzbetreiber bitten aber explizit darum, im Rahmen der Konsultation andere Vorgehensweisen zur Berücksichtigung einzubringen.

⁷ Abrufbar unter: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/SR/Szenariorahmen_2019-30_Entwurf.pdf

Fragen:

28. Ist die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Methodik zur Abbildung der Spitzenkappung angemessen? Welche anderen Möglichkeiten gibt es, Spitzenkappung modellseitig abzubilden?

29. Wie und mit welchen durchschnittlichen Lebensdauern soll der Rückbau erneuerbarer Energien berücksichtigt werden?

2.5 Regelbare Kraftwerksleistung und Speicher

Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 82ff.

Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen folgende Werte für die installierte Leistung der regelbaren Leistung an:

[GW]	Bestand 31.12.2020	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B/C 2045
Erdgas- / H2-Kraftwerke	26,3	38,4	38,0	38,0	35,1	34,6
Öl-Kraftwerke	2,3	0,8	0,8	0,8	0,0	0,0
Pumpspeicher	9,6	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
PV-Speicher	1,3	53,7	59,4	70,8	76,6	97,8
Großbatteriespeicher	0,5	20,7	22,5	26,0	46,3	57,1
Sonstige konventionelle	4,1	1,0	1,0	1,0	0,8	0,8

Tabelle 8: Leistung der regelbaren Kraftwerke und Speicher

Die Zahlen der Übertragungsnetzbetreiber basieren auf der internen Bestands-, Zubau- und Rückbaulisten der Bundesnetzagentur, sowie dem Marktstammdatenregister.

2.5.1 Annahmen zum Kraftwerkszubau und Rückbau von Bestandskraftwerken

Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 82ff.

Ein Rückbau von Bestandsanlagen erfolgt basierend auf bekannten Stilllegungsanzeigen, politischen Zielstellungen und einer pauschalen Annahme zur technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer von 45 Jahren. Der Zubau erfolgt bei Erdgas- Abfall-, sonstigen Kraftwerken und Pumpspeichern basierend auf den Informationen der Kraftwerksliste und dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur. Darüber hinaus erfolgt, abgesehen von KWK-Kraftwerken, kein weiterer Zubau.

In allen Szenarien wird ein vollständiger Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung angenommen. Emissionsintensive Kuppelgaskraftwerke der Koks- und Stahlerzeugung werden in keinem Szenario mehr angenommen. Spätestens im Zieljahr 2045 wird ein Rückbau verbleibender CO₂-emittierender Ölkraftwerke und sonstiger Kraftwerke angenommen. In 2045 ist nur noch der Betrieb von Abfallkraftwerken mit CO₂-Emissionen verbunden. Diese müssen über negative Emissionen kompensiert werden.

Zur Dekarbonisierung des Kraftwerksparks müssen Gaskraftwerke langfristig statt mit Erdgas mit Wasserstoff betrieben werden, wodurch bereits in 2037 zum Teil Wasserstoff in diesen Kraftwerken zum Einsatz kommt. Im Rahmen der Modellierung des Kraftwerkeinsatzes wird jedoch keine Differenzierung zwischen Erdgas und Wasserstoff vorgenommen, da gemäß Übertragungsnetzbetreibern eine solche für die Netzentwicklung kaum Relevanz hätte. Spätestens in 2045 sind alle Erdgaskraftwerke, die die angenommene technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer von 45 Jahren noch nicht erreicht haben, auf Wasserstoff umgerüstet.

Fragen:

30. Sollen Erdgaskraftwerke nach 45 Jahren zurückgebaut werden oder sollte am Standort ein baugleicher Ersatz als Gaskraftwerk angenommen werden?

31. Sollte an ehemaligen Standorten von Kohlekraftwerken ein Gaskraftwerksneubau angenommen werden, sofern ein Anschluss an das Gasnetz möglich ist?

2.5.2 KWK-Ersatzneubau

Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 85f.

In Vorbereitung zur Erstellung des Szenariorahmens haben die Übertragungsnetzbetreiber eine Studie zur Entwicklung des Wärmebedarfs in Kooperation mit der FfE mit dem Titel „Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland“ durchgeführt. In der Studie wurde analysiert, wie sich die Wärmenachfrage zukünftig entwickelt und wie sie gedeckt werden kann. Dabei wurde insbesondere der Beitrag von erneuerbarer Einspeisung in Wärmenetzen und die zukünftige Rolle der KWK analysiert.

Basierend auf diesen Erkenntnissen wird ermittelt, welche von den rückzubauenden KWK-Kraftwerken für die Wärmebereitstellung in ihrer jeweiligen Region zwingend erforderlich sind. Für diese Kraftwerke nehmen die Übertragungsnetzbetreiber einen Ersatzneubau an. Hierbei werden auch ehemalige Kohlekraftwerksstandorte berücksichtigt, für deren Erschließung teilweise ein Neubau an Gasinfrastruktur unterstellt wird (ca. 25 km Neubau). Der angenommene Neubau wird als Gasturbine ausgeführt. Die thermische Leistung orientiert sich am bestehenden Bedarf des lokalen Wärmenetzes. Die elektrische Leistung wird mit einer für Gasturbinen gängigen Stromkennzahl von 0,8 dimensioniert. Diese Konfiguration basiert auf der Annahme, dass sich KWK-Anlagen zukünftig am Strommarkt orientieren, weshalb schnell regelbare Gasturbinen modelliert werden. Hierdurch entfällt der bisher im NEP-Prozess durch KWK-Anlagen resultierende „Must-Run“.

Fragen:

- 32. Gibt es alternative Methoden zur Ermittlung der KWK-Kapazitäten in den Zieljahren? Wenn ja: Welche?**
- 33. Sollten neben Gasturbinen auch andere KWK-Konfigurationen angenommen werden (z.B. GuD-Anlagen)?**
- 34. Sollte sich die Betriebsweise der KWK-Anlagen im Zieljahr ausschließlich am Strommarkt orientieren oder sind ggf. weiterhin „Must-Run“ Restriktionen abgeleitet aus den Bedürfnissen der Wärmeversorgung zu berücksichtigen?**

2.5.3 KWK-fähige Kleinkraftwerke**Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 86f.**

Wie in den Vorgängerprozessen schlagen die Übertragungsnetzbetreiber einen Zubau von konventionellen KWK-Anlagen kleiner 10 MW vor. Dieser orientiert sich am historischen Zubau von 2019-2021 nach Informationen des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Im 3-Jahres-Mittel wurden etwa 100 MW an erdgasbetriebenen KWK-fähigen Kleinkraftwerken in der Leistungsklasse bis 10 MW errichtet, davon ein Großteil im Leistungsbereich unter 1 MW. Der aktuelle Bestand von KWK-Anlagen kleiner 10 MW beträgt 4,9 GW.

Bis 2025 wird in allen Szenarien ein vergleichbarer Zubau in Höhe von 100 MW angenommen. Ab 2026 erfolgt ein degressiver Zubau, wobei sich die jährliche Reduktion des Zubaus in den Szenarien unterscheidet. Im A-Szenario, welches von einer ausgeprägteren Wasserstoffinfrastruktur ausgeht, reduziert sich der jährliche Zubau um 5 MW, sodass ab dem Jahr 2045 (nach 20 Jahren) kein Zubau mehr erfolgt. Im B- und C-Szenario reduziert sich der Zubau um jährlich 10 MW, sodass ab dem Jahr 2035 (nach 10 Jahren) kein Zubau mehr erfolgt. Hieraus resultiert eine installierte Leistung an Kleinkraftwerken in Höhe von 6,1 GW in Szenario A 2037, von 6,2 GW in Szenario A 2045 und von 5,7 GW in den Szenarien B 2037, C 2037 und B/C 2045. Die Kleinkraftwerke werden als Gaskraftwerke modelliert, es wird hierbei nicht zwischen den Brennstoffen Erdgas und Wasserstoff unterschieden. Die Regionalisierung der Anlagen orientiert sich an den Bestandsdaten des BAFA.

Fragen:

- 35. Ist die Annahme eines degressiven Zubaus von KWK-Kleinkraftwerken basierend auf einem historischen Zubau sachgerecht?**
- 36. Der Zubau von gasbetriebenen Kleinkraftwerken bedingt einen umfangreichen Ausbau eines Wasserstoffverteilnetzes hin bis zum Hausanschluss. Sollte ein solcher Ausbau angenommen werden oder ist er unwahrscheinlich?**

2.5.4 Lastnahe Gasturbinen**Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 96**

Der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene konventionelle Kraftwerkspark verfügt bei Vernachlässigung von allen Speicherarten im Zieljahr 2037 über etwa 40 GW installierte konventionelle Kraftwerksleistung und in 2045 über etwa 35 GW. Insbesondere in Zeiten ausbleibender EE-Einspeisung führe dies laut Übertragungsnetzbetreiber zu einem erheblichen Stromimportbedarf, da dann die Stromnachfrage die verfügbaren inländischen Erzeugungskapazitäten überstiege. Die im Vergleich zu einschlägigen Studien geringe Kapazität des Kraftwerksparks resultiere aus der ausschließlichen Berücksichtigung bekannter Kraftwerksstandorte und Projekte im Sinne einer robusten Netzentwicklungsplanung. Fiktive Kraftwerke können laut Übertragungsnetzbetreiber jedoch je nach Standort und Erzeugungsleistung zu Verzerrungen bei der Netzausbauplanung führen. Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen deshalb die Modellierung von lastnahen Gasturbinen vor. Diese sind in ihrer Höhe noch nicht näher bestimmt. Sie sollen so parametrisiert werden, dass sie vom Modell erst nach den explizit verorteten Kraftwerken und Flexibilitäten zum Einsatz kommen. Durch eine geeignete Parametrisierung gegenüber den ausländischen Reserven wollen die Übertragungsnetzbetreiber außerdem eine Verzerrung der Handelsbilanzen durch die lastnahen Gasturbinen vermeiden.

Fragen:

- 37. Ist die Annahme von lastnahen Reservegasturbinen sachgerecht oder sollte stattdessen ein größerer Kraftwerkspark angenommen werden? Wird hierdurch ggf. der notwendige Netzausbaubedarf unterschätzt?**
- 38. Sollten die fiktiven Kraftwerke als Reservekraftwerke angenommen werden, die nach den explizit verorteten Kraftwerken zum Einsatz kommen oder sollten sie als (bezogen auf die Merit-Order) gleichberechtigte Marktkraftwerke modelliert werden?**

2.5.5 Batteriespeicher**Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 92f.**

Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Relevanz von Speichern deutlich zunehmen wird. Einen Grund dafür sehen sie in der Kostendegression bei Batteriespeichern. Ein weiterer

Grund wird im aktuellen Koalitionsvertrag gesehen, aus dem hervorgeht, dass Speicher als eigenständige Säule des Energiesystems rechtlich hinterlegt werden sollen.

Bei den Batteriespeichern wird zwischen PV-Heimspeichern und Großbatteriespeichern unterschieden. Die Verteilung der Großbatteriespeicher erfolgt in räumlicher Nähe zu Photovoltaikfreiflächen. PV-Heimspeicher werden an den zukünftigen Zubau von PV-Aufdachanlagen gekoppelt. Dabei wird angenommen, dass die Quote in den nächsten Jahren bei etwas mehr als 50 % liegt und bis 2035 auf 100 % ansteigt. Bei den Großbatteriespeichern werden unter Annahme eines linearen PV-Zubaus folgende Werte angenommen:

- ➔ ab 2030: ca. 30 %
- ➔ ab 2035: 70 %
- ➔ ab 2040: 100 %

Das Verhältnis von Speicherkapazität zu installierter Leistung wird bei beiden mit 2 kWh/kW angenommen.

Während sich die Betriebsweise der Großbatteriespeicher im NEP 2021-2035 auf den Einsatz am Regelenergiemarkt fokussiert hatte, schlagen die Übertragungsnetzbetreiber für den kommenden NEP eine überwiegend strommarktorientierte Betriebsweise vor. PV-Heimspeicher sollen in der Kombination mit Wärmepumpen und PV-Aufdachanlagen zu deren Flexibilisierung eingesetzt werden (siehe dazu Abschnitt 2.3.6).

Fragen:

39. Ist die Regionalisierung der Großbatteriespeicher anhand der PV-Freiflächen sinnvoll, wenn der Einsatz marktorientiert erfolgt? Falls Nein, wie sollte die Regionalisierung alternativ erfolgen?

40. Erachten Sie die angenommenen Batterie-Speicherkapazitäten als angemessen?

2.6 Europäischer Rahmen

2.6.1 Europäisches Szenario

Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 98ff.

Für den Szenariorahmen sind neben den Annahmen für das nationale Erzeugungssystem auch die Entwicklungen der Last- und der Erzeugungslandschaft im übrigen Europa von großer Bedeutung. Durch den erstmaligen Ausblick auf ein klimaneutrales Zieljahr 2045 verstärkt sich die Wichtigkeit der europäischen Vermaschung tendenziell weiter. Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) und die europäischen Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSO-G) haben im Oktober 2021 einen gemeinsamen Entwurf des Scenario Reports zum Ten-Year-Network-Development-Plan 2022

(TYNDP 2022) veröffentlicht. Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen vor, diesen Entwurf als Grundlage der Modellierung des europäischen Auslands zu nutzen.

Der Entwurf des Scenario Reports enthält, analog zum letzten TYNDP-Prozess, die drei Szenarien National Trends, Global Ambition und Distributed Energy. Für alle drei Szenarien werden die Zieljahre 2030 und 2040 betrachtet. Für die Szenarien Global Ambition und Distributed Energy wird zusätzlich noch das Zieljahr 2050 betrachtet, in welchem von EU-weiter Klimaneutralität ausgegangen wird.

Das Szenario National Trends wird Bottom-Up auf Grundlage der nationalen Energie- und Klimapläne erstellt. Diese Pläne fokussieren sich in der Regel auf den Pfad bis 2030. Die Entwicklung eines National Trends Szenario für 2050 wäre daher mit dem Treffen zusätzlicher Annahmen verbunden, weshalb sich ENTSO-E und ENTSOG dagegen entschieden haben. Das National Trends Szenario bildet somit keine Klimaneutralität und keinen Entwicklungspfad im Einklang mit den Pariser Klimazielen ab und ist damit ungeeignet für den Netzentwicklungsprozess.

Die Ausrichtung der beiden Klimaneutralitätsszenarien wird daher in folgender Tabelle dargestellt.

	Distributed Energy <i>Größere europäische Autonomie mit Schwerpunkt auf erneuerbaren und dezentralen Energien</i>	Global Ambition <i>Globale Wirtschaft mit zentralisierten erneuerbaren Energien und kohlestoffarmen Optionen</i>
Energiewende	Mindestens eine Verringerung um 55 % im Jahr 2030, klimaneutral im Jahr 2050	
Treibende Kraft der Energiewende	Auf lokaler / nationaler Ebene initiiert (Prosumer)	Auf europäischer / internationaler Ebene initiiert
	Zielt auf Energieautonomie der EU durch die Maximierung der erneuerbaren und intelligente Sektorenkopplung	Hoher Ausbau erneuerbarer Energien in der EU, ergänzt durch kohlenstoffarme Energien und Importe
Energieintensität	Verringerung des Energiebedarfs durch Kreislaufwirtschaft und besseres Energieverbrauchsverhalten	Der Energiebedarf geht ebenfalls zurück, aber die Dekarbonisierung der Energieversorgung hat Vorrang
	Digitalisierung getrieben von Prosumer und Einspeisemanagement	Digitalisierung und Automatisierung stärken die Wettbewerbsfähigkeit der EU-Unternehmen
Technologien	Schwerpunkt auf dezentralen Technologien (PV, Batterien, etc.) und intelligentes Laden	Schwerpunkt auf große zentral angelegte Technologien (Wind-Offshore, Großspeicher)
	Schwerpunkt auf Wärmepumpen und Fernwärme	Fokus auf hybride Heiztechnik
	Höherer Anteil von Elektrofahrzeugen, wobei E-Liquids und Biokraftstoffe den Schwerlastverkehr ergänzen	Breites Spektrum an Technologien in allen Mobilitätssektoren (Strom, Wasserstoff und Biokraftstoffe)
	Minimales CCS und Kernenergie	Integration von Kernenergie und CCS

Quelle (übersetzt): TYNDP 2022 Draft Scenario Report, S. 13- ENTSO-E, ENTSOG

Tabelle 9: Beschreibung der europäischen Szenarien

Für die Abbildung des europäischen Auslands schlagen die Übertragungsnetzbetreiber vor, das Szenario Distributed Energy in allen Szenarien zu verwenden. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber ist das Szenario Distributed Energy das passendste Auslandsszenario zur angenommenen deutschen Entwicklung. Diese Orientierung an einem Szenario wurde in den letzten zwei vergangenen Netzentwicklungsprozessen angewandt. Es wird somit in jedem Szenario zwar ein unterschiedlicher nationaler Kraftwerkspark, aber ein einheitlicher europäischer Kraftwerkspark für die Modellberechnungen genutzt.

Da die Zieljahre der europäischen Szenarien (2030, 2040 und 2050) nicht mit den Zieljahren des Szenariorahmens übereinstimmen, schlagen die Übertragungsnetzbetreiber vor, die Werte für 2037 und 2045 linear zu interpolieren.

Fragen:**41. Halten Sie die vorgeschlagene Zuordnung aller Szenarien zum Szenario „Distributed Energy“ für angemessen?****2.6.2 Handelskapazitäten****Übertragungsnetzbetreiber-Entwurf Seite 100ff.**

Wie bereits in den zwei letzten Netzentwicklungsplanprozessen wird zur Bestimmung der Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten das Flow-Based-Market-Coupling (FBMC) angewendet. Dieses Verfahren kommt bereits an den meisten Grenzen zum Einsatz bzw. soll in den nächsten Jahren zum Einsatz kommen. Da für FBMC eine detaillierte Kenntnis über die Topologie des zukünftigen europäischen Stromnetzes vonnöten ist, schlagen die Übertragungsnetzbetreiber vor, FBMC nur im Zieljahr 2037 anzuwenden. Die Unsicherheit über das Stromnetz in 2045 sei für die Anwendung von FMBC zu groß, sodass für das Zieljahr 2045 das klassische Net Transfer Capacity-Verfahren (NTC) genutzt werden soll.

Der wesentliche Unterschied beim FBMC zu der Verwendung von NTCs besteht darin, dass verfügbare Kapazitäten nicht zwischen Marktgebieten vorgegeben werden, sondern sich durch sog. „kritische Zweige“ ergeben. Als kritische Zweige werden diejenigen Leitungen definiert, die durch den Handel besonders stark belastet werden. Im vorliegenden Entwurf schlagen die Übertragungsnetzbetreiber vor, als kritische Zweige keine Leitungen innerhalb der Marktgebiete, sondern nur die Interkonnektoren zwischen den Marktgebieten zu untersuchen. Die aufgrund der handelsseitig ausgetauschten Strommengen resultierenden Leistungsflüsse auf diesen Leitungen dürfen die vorgegebenen Kapazitätswerte nicht übersteigen. Es handelt sich daher um eine leitungsscharfe Vorgabe von Kapazitäten für den Handel. Diese Vorgabe ist im Jahresverlauf nicht konstant, sondern kann sich stündlich durch Veränderung der Netzauslastungssituation ändern.

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen vor, die folgenden Interkonnektoren zusätzlich zu den bereits in Betrieb, in Bau und in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Interkonnektoren zu berücksichtigen.

TYNDP-ID	Referenz NEP 2021-2035	Beschreibung/ Start- und Endpunkte (z.T. vorläufig)	Von DE nach..	AC/DC	Geplante IBN
47	P74	Vöhringen – Westtirol	AT	AC	2030
244	P170	Uchtelfangen – Vigy	FR	AC	2029
225	P313	Second Interconnector	BE	DC	2035
231	P204	Tiengen – Beznau	CH	AC	2030
267	P221 M461a	HansaPowerBridge 2	SE	DC	2035
1047	P367	Emden – Eemshaven	NL	AC	2035
1104	P505	Niederstedem – Roost	LU	AC	2030
1050	-	Tarchon	GB	DC	2028
1058	-	HVDC Interconnector DE-CH	CH	DC	2037

Tabelle 10: Zu berücksichtigende Interkonnektoren

Für die NTC-Marktsimulation im Zieljahr 2045 schlagen die Übertragungsnetzbetreiber vor, die Summe der NTCs des deutschen Marktgebiets entsprechend dem EU-Stromverbundziel von 15 % der installierten Erzeugungsleistung auszulegen. Da sich die angenommene Erzeugungsleistung unterscheidet, unterscheiden sich die angenommenen NTC-Werte auch zwischen den beiden 2045er Szenarien.

Für die Verteilung der gesamtdeutschen NTC-Kapazität auf die einzelnen Grenzen sind verschiedene Möglichkeiten denkbar. So könnte eine einfache Skalierung der für das Jahr 2037 ermittelten NTCs erfolgen bis die gesamtdeutsche Kapazität erreicht ist. Alternativ schlagen die Übertragungsnetzbetreiber vor, eine Anhebung insbesondere an den Grenzen vorzunehmen, an denen die Langfristszenarien⁸ einen höheren Nutzen ermittelt haben. Dadurch könnte eine effizientere Erschließung der Handlungspotenziale ermöglicht werden als bei der einfachen Skalierung. Die Übertragungsnetzbetreiber möchten diese Fragestellung explizit zur Konsultation stellen und bitten um Hinweise zu den hier beschriebenen Methoden oder um ganz neue Vorschläge.

Neben den Interkonnektoren der Tabelle 10 werden auch sogenannte Hybrid-Interkonnektoren, als Kombination aus Offshore-Anbindungssystemen und Interkonnektoren untersucht. Eine solche seeseitige Vernetzung kann die Flexibilität der Offshore-Netzanbindungssysteme erhöhen und zusätzlich grenzüberschreitenden Handel ermöglichen. Die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber haben sich auf ein gemeinsames Vorgehen zur Prüfung dieser Hybrid-Interkonnektoren verständigt. So führen die Übertragungsnetzbetreiber parallel zum Prozess des NEP 2023-2037 eine Studie durch, um im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse die volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit durch Gegenüberstellung von Kosten und Nutzen einer Vernetzung der

⁸ Abrufbar unter <https://langfristszenarien.de/>

Offshore-Netzanbindungssysteme zu ermitteln. Die Bundesnetzagentur kann diese Ergebnisse dann bei der Bestätigung des NEP 2023-2037 prüfen und berücksichtigen.

Fragen:

- 42. Halten Sie die Anwendung von FBMC für das Zieljahr 2037 und des NTC-Verfahrens für das Zieljahr 2045 für geeignet?**
- 43. Halten Sie die vorgeschlagenen zusätzlichen Interkonnektoren für angemessen?**
- 44. Welche Methodik zur Verteilung der NTC-Gesamtkapazität auf die einzelnen Grenzen halten Sie für am geeignetsten?**

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Bundesnetzagentur

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

E-Mail: Szenariorahmen.Netzentwicklung-Strom@BNetzA.de

www.netzausbau.de

Stand

Januar 2022

Text

Referat 624