

Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2021-2035

Stand: Januar 2020

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

Referat 613

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

www.netzausbau.de

E-Mail: Szenariorahmen2021-2035@bnetzA.de

Vorwort

Der Szenariorahmen und damit die darin abgebildete Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen ist von fundamentaler Bedeutung für die Höhe 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 (ÜNB). Es geht also um die Prognose, welcher Erzeuger wann, wo und wieviel Strom produziert, 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.

Die ÜNB sind nach §12b EnWG verpflichtet, alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan Strom für den Ausbau der Übertragungsnetze zu erarbeiten. Der vorliegende Szenariorahmenentwurf ist Startpunkt dieses Verfahrens (§12a EnWG). Nach einer öffentlichen Konsultation des Entwurfs wird die Bundesnetzagentur im Sommer 2020 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 ÜNB zur Konsultation. Zur Erleichterung des Konsultationsverfahrens beinhaltet dieses Begleitdokument eine knappe Inhaltsangabe von wesentlichen Aussagen der ÜNB und stellt dazu den Konsultationsteilnehmern konkrete Fragen, die maßgebliche Bedeutung für die Genehmigung des von den ÜNB vorgelegten Entwurfs des Szenariorahmens 2021-2035 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 5. Februar 2020 in Berlin und am 6. Februar 2020 in Nürnberg 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 Konventionelle Erzeugung.....	12
2.3 Erneuerbare Erzeugung.....	17
2.4 Sektorenkopplung und Stromverbrauch	19
2.5 Speicherkapazitäten und Flexibilitäten.....	22
2.5.1 Speicherkapazitäten.....	22
2.5.2 Flexibilitäten.....	22
2.6 Integrierte Netzentwicklungsplanung	26
2.7 Europäischer Rahmen.....	29
2.8 Sensitivitäten.....	32
Impressum.....	35

1 Einleitung

Die weitere Entwicklung der deutschen Energielandschaft ist von einer Vielzahl von Faktoren geprägt und kann auf unterschiedliche Art und Weise erfolgen. Der Szenariorahmen konkretisiert die Rahmenbedingungen und liefert damit die Grundlage für die Analysen zur Entwicklung des dazu nötigen Übertragungsnetzes.

Die Energiewende verändert die Anforderungen an das Stromnetz nachhaltig. Windparks an Land (Onshore) und auf See (Offshore), Photovoltaik-, Biogasanlagen und zahlreiche weitere Formen regenerativer und dezentraler Energieerzeugung sind schon heute wesentliche Bestandteile der Erzeugungslandschaft. Ihre Bedeutung wird zukünftig – auch mit Blick auf die politisch gesetzten Klimaschutzziele und der damit verbundenen Sektorenkopplung – stärker zunehmen.

Da sich die geografische Verteilung der Stromerzeugung durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Abschaltung der Kern- und Kohlekraftwerke verändert, ist von einem zunehmenden Transportbedarf auszugehen. Vor allem die große Anzahl von On- und Offshore-Windenergieanlagen an den günstigen Erzeugungsstandorten im Norden bei gleichzeitig hohem Stromverbrauch im Süden und Westen verursacht einen Transportbedarf von Nord nach Süd.

Photovoltaikanlagen und Windparks sind darüber hinaus fluktuierende Erzeugungsanlagen, deren Schwankungen durch ausreichende Flexibilität von konventionellen Kraftwerken, Speichertechnologien, eine Flexibilisierung des Verbrauchs – einschließlich neuer Stromanwendungen – und den grenzüberschreitenden Stromaustausch ausgeglichen werden müssen.

Im Folgenden werden einzelne, als Schwerpunkte identifizierte Fragestellungen zu ausgewählten Einflussgrößen erläutert.

2 Fragestellungen zu den einzelnen Einflussgrößen

2.1 Ausrichtung der Szenarien

Im Entwurf des Szenariorahmens 2021-2035 der Übertragungsnetzbetreiber ist der Betrachtungszeitraum aus den beiden Vorgängerprozessen um jeweils fünf Jahre verlängert worden. Die ÜNB stellen drei Szenarien mit dem Zieljahr 2035 und ein Langfristszenario mit dem Zieljahr 2040 vor. Sie schöpfen damit den maximalen Prognosehorizont von 10-15 für die Kurzfristszenarien bzw. 15-20 Jahren für das Langfristszenario aus. Dadurch ist eine Anpassung des nationalen Planungshorizonts an den aktuellen europäischen Planungszeiträumen des Scenario Reports und des Ten Year Network Development Plans gewährleistet, die sich im Kern auf die Jahre 2030 und 2040 beziehen (für das Zieljahr 2035 wird eine lineare Interpolation zwischen 2030 und 2040 durchgeführt).

Die Anzahl der Szenarien bleibt im Vergleich zu den letzten Prozessen unverändert. Die ÜNB schlagen jedoch eine zusätzliche Sensitivitätsberechnung vor, nach der im Szenario C 2035 die Auswirkungen des North Sea Wind Power Hubs auf den deutschen Netzentwicklungsbedarf untersucht werden (siehe Kapitel 2.8).

Die ÜNB schlagen für diesen Prozess eine neue Szenariengestaltung vor. Die folgenden Grafiken veranschaulichen dies:

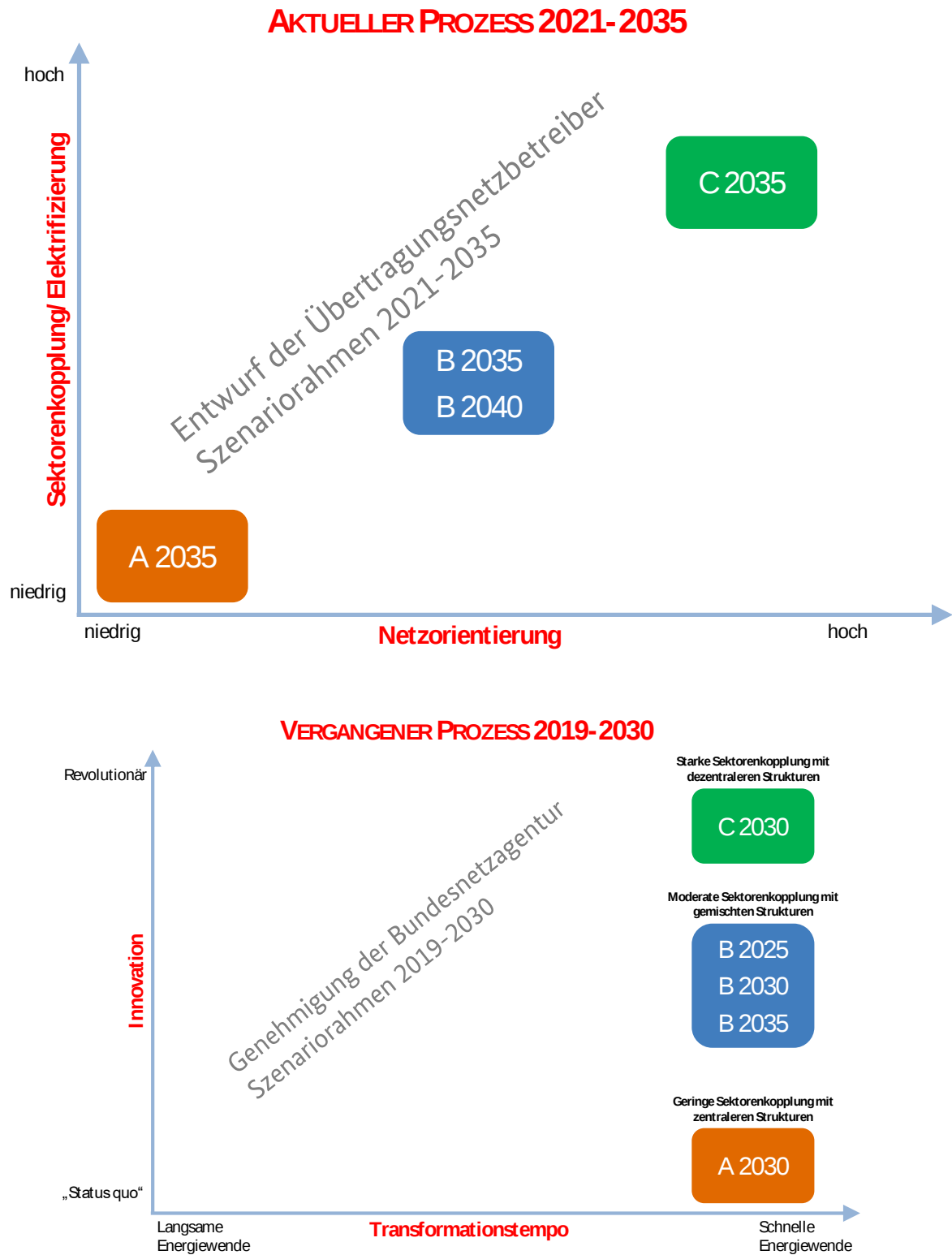


Abbildung 2: Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2021-2035 versus Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2019-2030

Die Sektorenkopplung verbindet u.a. die Bereiche Strom, Mobilität, Wärme und Gas sowie industrielle Anwendungen (z. B. in der Chemie oder Stahlerzeugung). Sie dient nicht etwa einer vollständigen Elektrifizierung aller Wirtschaftsbereiche, sondern der möglichst weitgehenden Dekarbonisierung in 2050, indem die Erneuerbaren Energien über den Stromsektor hinaus auch in anderen CO₂-produzierenden Sektoren fossile Energieträger substituieren.

Die Sektorenkopplung bzw. Elektrifizierung wird von den ÜNB in unterschiedlicher Ausprägung modelliert. Hierunter fallen insbesondere:

- Höhe der konventionellen Stromanwendungen
- Berücksichtigung von neuen Großverbrauchern
- Anzahl elektrisch betriebener PKW und LKW
- Anzahl der Wärmepumpen in privaten Haushalten
- Anzahl der Power-to-Gas-Anlagen

Mit dem neuen Begriff der **Netzorientierung** wollen die ÜNB den missverständlichen Begriff der **Netzdienlichkeit** vermeiden. Bei Netzorientierung geht es nicht um ein Verhalten, das mit dem Ziel der Entlastung des Netzes erfolgt, sondern um ein Verhalten, das Rücksicht auf die Belange des Netzes nimmt. Die Netzorientierung trägt u.a. dazu bei, Netzengpässe im Verteil- oder Übertragungsnetz zu reduzieren oder zu vermeiden. Während netzdienliche Anlagen über ihre Verortung oder ihr Einsatzverhalten ausnahmslos dem Netz dienen und Engpässe vermeiden.

Die Netzorientierung wird von den ÜNB in unterschiedlicher Ausprägung modelliert. Hierunter fallen insbesondere:

- Regionalisierung von Onshore-Windenergieanlagen
- Regionalisierung von PV-Anlagen
- Regionalisierung und Einsatzverhalten von Power-to-Gas-Anlagen
- Einsatzverhalten von Wärmepumpen in privaten Haushalten
- Ladeverhalten von E-Autos

Dabei kann unter dem Begriff netzorientiert eine netzorientierte Regionalisierung von Erzeugern oder Verbrauchern, sowie deren netzorientiertes Einsatzverhalten verstanden werden. Die netzorientierte Regionalisierung wird besonders bei der regionalen Verteilung von Windkraftanlagen an Land deutlich. Hier erfolgt in Szenario C 2035 erstmals eine Berücksichtigung des Nord-Süd-

Engpasses im Übertragungsnetz, indem in einem Gebiet der nördlich gelegenen Bundesländer Schleswig-Holstein, Hamburg, Niedersachsen und Bremen kein Zubau von Windkraftanlagen jenseits der von den Landesregierungen formulierten Ausbauzielen angenommen wird. Ebenfalls wird in allen Szenarien eine gezielte Allokation von Elektroheizern mit einer Verbrauchsleistung von 500 MW und in Szenario C 2035 zusätzliche Wasserstoff-Elektrolyse-Anlagen mit 3 GW in diesem nördlich gelegenen Gebiet angenommen. Die Betriebsweise der genannten Power-to-Wasserstoff-Anlagen wird derart modelliert, dass diese Überlastungen im Übertragungsnetz vermeiden.

Weiterhin wird das **Betriebsverhalten von Haushaltswärmepumpen** durch die Berücksichtigung von Wärmespeichern teilweise vom temperaturabhängigen Heizbedarf entkoppelt, wodurch eine Entlastung von Belastungssituationen besonders im Verteilernetz erreicht wird. Ebenfalls wird beim **Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen** nach Netzorientierung differenziert. Je nach Szenario wird vermehrt das „Laden an Schnellladesäulen im öffentlichen Raum“ (Szenario A 2035), das „Laden zu Hause oder am Arbeitsplatz“ (Szenario C 2035) oder eine Kombination aus genannten Ladeverhalten (Szenario B 2035) modelliert.

Die ÜNB beschreiben nicht auf Grund welcher ökonomischer Anreize oder welcher gesetzlichen Vorgaben sich die Akteure jeweils netzorientiert verhalten werden, sondern setzen solche Anreize und Vorgaben voraus. Implizit ist damit auch die Aufforderung verbunden, solche Anreize zu schaffen, weil ohne eine Verankerung von Anreizen und Vorgaben für ein netzorientiertes Verhalten, ein vermehrter Netzausbau nötig sein wird.

Systematisch beschreiben die ÜNB die einzelnen Szenarien wie folgt:

Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035
Schwache Sektorenkopplung	Mittlere Sektorenkopplung	Starke Sektorenkopplung
Keine netzorientierten regionalen Anreize	Vereinzelt netzorientierte regionale Anreize	Deutliche Anreize für netzorientierte Regionalisierung
Wenig Flexibilisierung	Flexibilisierung eher strommarkt- als netzorientiert	Flexibilisierung eher netz- als strommarktorientiert
Größtenteils ungesteuerte neue Stromanwendungen	Neue Stromanwendungen erfolgen in gewissem Umfang netzorientiert	Neue Stromanwendungen erfolgen stark netzorientiert

Tabelle 1: Beschreibung der Szenarien

Fragen:

1. *Findet die Szenariengestaltung mit den zwei Achsen „Sektorenkopplung / Elektrifizierung“ und „Netzorientierung“ ihre Zustimmung?*
2. *Ist es sinnvoll in der Netzplanung ein netzorientiertes Verhalten anzunehmen, für das es heute noch keine definierten rechtlichen Vorgaben oder Marktmechanismen gibt?*
3. *Ist die Gestaltung der Achsen statt niedriger „Sektorenkopplung/Elektrifizierung“ und niedriger „Netzorientierung“ (Szenario A 2030) bzw. hoher „Sektorenkopplung/Elektrifizierung“ und hoher „Netzorientierung“ (Szenario C 2030), die tendenziell zu ähnlichen Netzausbauumfang in allen Szenarien führen könnte, sinnvoll?*
4. *Sollte alternativ eine Kopplung niedriger „Sektorenkopplung/Elektrifizierung“ mit hoher „Netzorientierung“ (best case) erfolgen bzw. hoher „Sektorenkopplung/Elektrifizierung“ und niedriger „Netzorientierung“ (worst case), um auf diese Weise eine deutliche Spreizung der denkbaren Netzausbauvolumina zu erreichen?*
5. *Halten Sie auch die Betrachtung kurzfristigerer Szenarien (z. B. Zieljahr 2025 bzw. 2030) für angemessen und welchem Zweck sollten diese dienen?*

2.2 Konventionelle Erzeugung

Die Annahmen zur Größe und Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks im jeweiligen Zieljahr haben einen direkten Einfluss auf die Lastflüsse im Übertragungsnetz. Die installierte Leistung wurde bisher kraftwerksscharf aus den Kraftwerken in Bestand, Bau und Planung, abzüglich Außerbetriebnahmen ermittelt. Im vorliegenden Entwurf der ÜNB identifiziert die Bundesnetzagentur vier maßgebliche Annahmen, die die Entwicklung des Kraftwerksparks beeinflussen:

Installierte konventionelle Erzeugungsleistung

Die ÜNB nehmen für die Szenarien installierte Leistungen an:

Energieträger [GW]	Bestand 31.12.2018	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Kernenergie	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	18,9	2,9	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	21,8	3,2	0,0	0,0	0,0
Erdgas	25,4	33,8	34,2	34,2	34,2
Öl	2,6	1,3	1,3	1,3	1,1
Pumpspeicher	9,3	9,8	9,8	9,8	9,8
Abfall-, Kup- pelgas und sonstige	4,2	4,0	4,0	4,0	4,0
Summe	91,6	55,0	49,3	49,3	49,2

Tabelle 2: Installierte Leistung konventioneller Energieträger

Die Annahmen in Tabelle 2 haben folgende Voraussetzungen berücksichtigt:

Kernenergie:

Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022.

Braun-/Steinkohle:

Lediglich in Szenario A 2035 verbleiben 2,9 GW Braunkohle- und 3,2 GW Steinkohlekraftwerke am Markt. Die Werte des Szenario A 2035 werden durch Interpolation der von der Kohle-Kommission genannten Werte für die Stützjahre 2030 und 2038 hergeleitet und die am Markt verbleibenden Kraftwerke gemäß ihrem Betriebsalter ermittelt. In Bau und in Planung befindliche Kohlekraftwerke werden nicht berücksichtigt.

Erdgas:

Erdgaskraftwerke werden nach einer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 45 Jahren zurückgebaut.

In Bau befindliche Erdgaskraftwerke werden als realisiert angenommen.

Eine Bewertung der in Planung befindlichen Neubauprojekte erfolgt anhand der vorliegenden Antragslage nach § 38 oder § 39 GasNZV basierend auf den im Szenariorahmenentwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 genannten und durch die Bundesnetzagentur genehmigten Kriterien.

Für die Marktmodellierung des Szenario B 2040 weisen die ÜNB darauf hin, dass die Treibhausgasemissionsziele ohne die Berücksichtigung von Maßnahmen zur Reduktion der Emissionsintensität von Gaskraftwerken nur schwer einzuhalten sind. Daher setzen die ÜNB pauschal an, dass der durchschnittliche Emissionsfaktor der in Gaskraftwerken genutzten Brennstoffe gegenüber dem von konventionellem Erdgas um 20 Prozent niedriger ist. Die Reduktion kann durch den Einsatz von CCS-Technologie oder die Nutzung eines höheren Anteils an Biomethan oder synthetischer Gase erreicht werden.

Öl:

Ölkraftwerke haben eine technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 45 Jahren.

Neue Ölkraftwerke sind weder in Bau noch in Planung.

Pumpspeicher:

Bei Pumpspeicherkraftwerken wird von einer unbeschränkten technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer ausgegangen.

Bereits in Bau befindliche Anlagen werden ab dem Jahr der geplanten Inbetriebnahme berücksichtigt.

In Planung befindliche Pumpspeicherkraftwerke werden als realisiert angenommen, wenn eine Anschlusszusage vorliegt oder ein Anschlussbegehren nach § 9 KraftNAV gestellt wurde.

Sonstige konventionelle Kraftwerke:

Bei sonstigen konventionellen Kraftwerken erfolgt die Außerbetriebnahme nach einer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 45 Jahren.

In Bau und in Planung befindliche Kraftwerke werden ab dem Jahr der geplanten Inbetriebnahme berücksichtigt.

Für **Abfallkraftwerke** wird eine unbegrenzte technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer unterstellt, da diese hauptsächlich zum Zweck der Abfallentsorgung eingesetzt werden. In Bau und in Planung befindliche Abfallkraftwerke werden ab dem Jahr der geplanten Inbetriebnahme berücksichtigt.

Auch für **Kuppelgaskraftwerke** wird eine unbegrenzte technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer unterstellt, da in ihnen bei der Koks- und Stahlerzeugung anfallende und vom Hersteller zu entsorgende Kuppelgase verstromt werden. Die ÜNB schlagen vor, konkrete Planungen in der Stahlindustrie zur Umstellung auf ein wasserstoffbasiertes Verfahren der Stahlerzeugung zu berücksichtigen. Kuppelgaskraftwerke würden dadurch an diesen Standorten entfallen.

Fragen:

- 6. Ist die Wahl der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer sachgerecht?**
- 7. Soll sich der Szenariorahmen Strom bei der Bewertung von Gaskraftwerksneubauten ausschließlich an den Kriterien des Szenariorahmens Gas orientieren?**
- 8. Ist die in Szenario A 2035 enthaltene Annahme eines noch nicht vollständig vollzogenen Kohleausstiegs realistisch?**

Ersatz von KWK-fähigen Kraftwerken

Die angenommenen Kraftwerksstilllegungen nach dem Kriterium der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer betreffen auch Kraftwerke mit Wärmeauskopplung. Ein lokaler Wärmebedarf besteht weiterhin, auch wenn die rückgebaute elektrische Leistung von KWK-fähigen Kraftwerken durch den Zubau Erneuerbarer Energien ersetzt wird. Bei der Szenariengestaltung muss geprüft werden, wie der benötigte Wärmebedarf in der Fernwärmeversorgung zukünftig bereitgestellt werden kann.

Die ÜNB gehen davon aus, dass auch zukünftig Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung zur Deckung dieser Wärmenachfrage in Regionen mit einem hohen regionalen Wärmebedarf eingesetzt werden. Sie begründen dies mit dem Klimaschutzprogramm 2030, nach dem Kohle-KWK-Kraftwerke perspektivisch durch moderne KWK-Systeme ersetzt werden. Diese sollen mit einer flexiblen, systemdienlichen Fahrweise die Integration Erneuerbarer Energien unterstützen. In allen Szenarien wird daher davon ausgegangen, dass KWK-fähige Kraftwerke – unabhängig vom bisher genutzten Brennstoff – nach Ablauf der technisch wirtschaftlichen Betriebsdauer standortgleich ersetzt werden.

Der Ersatz erfolgt grundsätzlich als Blockheizkraftwerk (BHKW) mit dem Brennstoff Erdgas. Da der Ersatzneubau in erster Linie der Wärmebereitstellung dient, erfolgt die Dimensionierung der Anlage mit einer Stromkennzahl (die das Verhältnis von elektrischer zu thermischer Leistung beschreibt) von 0,5. Das bedeutet, die thermische Leistung ist doppelt so groß, wie die elektrische Leistung. Die thermische Leistung der Anlagen ist so dimensioniert, dass die prognostizierte Nachfrage im Fernwärmenetz unter Berücksichtigung zusätzlicher Technologien weiterhin gedeckt werden kann. Hierfür erfolgt für jedes Fernwärmenetz eine Analyse der Jahreswärmenachfrage und Wärmehöchstlasten für das Jahr 2035, abzüglich der Wärmeerzeugung nicht strommarktorientierter Quellen wie Geo- und Solarthermie oder industrieller Abwärme. Schließlich wird angenommen, dass die KWK-fähigen Kraftwerke in einem Fernwärmenetz mindestens 80 Prozent dieser Wärmehöchstlast decken können müssen. Wenn bestehende Anlagen diesen Wert bereits überschreiten, erfolgt kein Ersatzneubau.

Fragen:

9. *Ist die Annahme, KWK-fähige Kraftwerke würden bei bestehendem Wärmebedarf standortgleich mit KWK-fähigen erdgasbefeuelten Kraftwerken ersetzt werden, realistisch?*
10. *Ist die Annahme, die Dimensionierung des KWK-fähigen Ersatzneubaus werde sich am Wärmebedarf des zugehörigen Wärmenetzes orientieren, realistisch?*
11. *Ist die Stromkennzahl von 0,5 sachgerecht?*

Zubau von Kraftwerken kleiner 10 MW

Die ÜNB gehen in allen Szenarien von einem Zubau KWK-fähiger, erdgasbefeuerter Kleinkraftwerke (<10 MW) aus. Dabei verweisen sie auf die KWK-Ausschreibungsverordnung des Kraft-Wärmekopplungs-Gesetzes (KWKG), nach der ein Zubau durch Ausschreibungen angereizt wird. Wie im vorangegangenen Szenariorahmen wird bei der Prognose des Zubaus von KWK-fähigen Kraftwerken kleiner 10 MW auf eine Analyse des historischen Zubaus abgestellt. Laut des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) wurden im Zeitraum 2009 bis 2018 pro Jahr durchschnittlich rund 300 MW an KWK-fähigen Kleinkraftwerken bis 10 MW errichtet.

Dieser Zubau von 300 MW/Jahr wird bis 2025 fortgeschrieben. Ab 2026 reduziert sich der jährliche Zubau jeweils um 20 MW, sodass ab dem Jahr 2040 kein Zubau mehr erfolgen wird. Diese angenommene degressive Zubaurate unterscheidet sich vom vorangegangenen Szenariorahmen, nach dem ein linearer Zubau bis zum Zieljahr (2030/2035) erfolgen würde. Dieser neue Ansatz wurde gewählt, um die CO₂-Ziele der Bundesregierung zu erreichen.

Ausgehend von einem konventionellen KWK-Anlagenbestand (<10 MW) von rund 4,9 GW (Stand: 31.12.2018) ergibt sich unter der Modellierung eine installierte Leistung von ca. 8,9 GW (2035) und ca. 9,1 GW (2040). Die bisherige lineare Fortschreibung aus dem vorangegangenen Szenariorahmen für das Zieljahr 2035 ergab eine installierte Leistung von 9,9 GW. Die Regionalisierung der Anlagen orientiert sich weiterhin an den Bestandsdaten des BAFA.

Frage:

12. *Wie bewerten Sie die Annahme eines degressiven Zubaus von Kleinkraftwerken?*

Zubau von lastnahen Gasturbinen

Aufgrund des antizipierten Kohleausstiegs und der geringeren installierten Leistung an dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten (insbesondere Gaskraftwerken) gehen die ÜNB davon aus, dass es im Rahmen der Marktmodellierung zu einer regionalen Unterdeckung der Stromnachfrage kommen könnte. Für diesen Fall werden lastnahe Reserven (z. B. Gasturbinen) modelliert, die ausschließlich bei einer Unterdeckung eingesetzt werden. Einen Mechanismus gesetzlicher oder öko-

nomischer Art, wie es zu solchen lastnahen Reserven kommen wird, skizzieren die ÜNB nicht. Das Einsatzverhalten der Reserve wird damit nicht durch die Regeln des Strommarktes (Merit-Order) bestimmt, sondern durch eine Mangelsituation ausgelöst. Da eine Unterdeckung tendenziell bei geringer EE-Einspeisung und damit geringer Netzauslastung droht, wird durch die angenommene lastnahe Lokalisierung verhindert, dass ein zusätzlicher Netzausbaubedarf durch den Einsatz der unterstellten Reserve verursacht werden könnte. Das Einsatzverhalten dieser Reserve ist so modelliert, dass zuerst Lastmanagementpotenziale eingesetzt werden. Für die CO₂-Bilanzierung werden bei diesen lastnahen Reserven die Eigenschaften einer Gasturbine angenommen.

Über den abzusehenden Zubau hinaus und neben der Kapazitätsreserve berücksichtigen die ÜNB erstmals im Bedarfsfall Gaskraftwerkskapazitäten, die zeitlich jenseits des Energy-Only-Marktes operieren.

Fragen:

13. Ist die Annahme, es werde lastnahe Reservekraftwerke geben, realistisch?

14. Ist die Modellierung des Einsatzverhaltens der lastnahen Reserven sachgerecht?

2.3 Erneuerbare Erzeugung

Der prognostizierte Zu- und Rückbau Erneuerbarer Energien hat auch in diesem Szenariorahmen einen maßgeblichen Einfluss auf die Dimensionierung des Übertragungsnetzes. Erneuerbare Energien müssen aufgrund des beschlossenen Kohleausstiegs bis spätestens 2038 einen Großteil der dadurch wegfallenden Stromerzeugung ersetzen.

Das aktuelle EEG legt einen EE-Anteil von 55-60 Prozent bis 2035 und mindestens 80 Prozent bis 2050 fest. Ob die zukünftigen Ausbaumengen über den Zielkorridor hinausgehen, ist eine zentrale Frage bei der Prognose der erneuerbaren Erzeugung. Aktuell gelten folgende Ausbaupfade:

Energieträger	Jahr	Menge (MW/a)
Wind Onshore	2017 – 2019	2.800 MW/a (brutto)
	ab 2020	2.900 MW/a (brutto)
Photovoltaik	ab 2017	2.500 MW/a (brutto)
Biomasse	2017 – 2019	150 MW/a (brutto)
	2020 – 2022	200 MW/a (brutto)
Wind Offshore	bis 2020	6.500 MW absolut
	bis 2030	15.000 MW absolut

Tabelle 3: Ausbaupfade der Erneuerbaren Energien nach § 4 EEG

Im Gegensatz zu den gesetzlich noch geltenden Zielen des EEG 2017 hat die Bundesregierung im Koalitionsvertrag einen Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von

65 Prozent bis 2030 beschlossen. 2050 soll das Ziel von 80 bis 95 Prozent EE-Anteil erreicht werden. Die Forderung eines EE-Anteils von 65 Prozent wurde im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung bekräftigt und als zentraler Bestandteil des Maßnahmenpakets festgelegt.

Unter diesen Voraussetzungen schlagen die ÜNB für die einzelnen Szenarien folgende EE-Mengen und -Anteile am Bruttostromverbrauch vor:

Energieträger [GW]	Bestand 31.12.2018	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Wind Onshore	52,2	84,0	90,0	98,0	95,0
Wind Offshore	6,0	27,1	30,0	35,0	40,0
Photovoltaik	44,1	112,0	119,0	128,0	138,0
Biomasse	7,4	5,6	6,5	8,4	6,2
Wasserkraft	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Sonstige reg. Erzeugung	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Summe reg. Erzeugung	116,3	235,3	252,1	276,0	285,8
Anteil EE am Bruttostromverbrauch	37,8 %	73 %	75 %	77 %	82 %

Tabelle 4: Installierte Leistungen der Erneuerbaren Energien in den Szenarien

Mit der grundlegenden Ausrichtung orientieren sich die ÜNB am Klimaschutzprogramm 2030 und modellieren einen ambitionierten Ausbau der Erneuerbaren Energien. Im Vergleich zum letzten Szenariorahmen ist insbesondere eine Zunahme an Photovoltaik festzustellen. Für Wind Offshore werden im Jahr 2035 bis zu 35 GW angenommen, was über die aktuell vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) untersuchten Flächen hinausgeht (maximal 26,9 GW). Es ergibt sich ein Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von **73 Prozent** in Szenario A 2035 über **75 Prozent** in Szenario B 2035 bis **77 Prozent** in Szenario C 2030.

Dem Anstieg des Erneuerbaren Energien-Anteils am Bruttostromverbrauch liegt ein „S-Kurven-Konzept“ zugrunde. Der anfangs progressive und dann lineare Ausbau der Erneuerbaren Energien ist zeitlich limitiert und geht anschließend in eine degressive Entwicklung über, weil langfristig technische und wirtschaftliche Restriktionen zu berücksichtigen sind.

Durch die Abhängigkeit der prozentualen Zielerreichung vom Bruttostromverbrauch variieren die Ausbauzahlen zwischen den Szenarien. Ein höherer angenommener Bruttostromverbrauch in einem Szenario bedingt daher auch zwingend höhere EE-Ausbauzahlen, um die Ziele zu erreichen.

Die Ermittlung der konkreten Einspeisung der EE-Anlagen erfolgt erst in der Marktmodellierung. Daher müssen zur Bestimmung des Anteils am Bruttostromverbrauch im Szenariorahmen pauschale geschätzte Volllaststunden angenommen werden, die sich wie folgt verteilen:

Energieträger	Volllaststunden 2035/2040 [h/a]
Wind Onshore	2.400
Wind Offshore	4.000
Photovoltaik	950
Biomasse	5.400
Laufwasser	4.000
Sonstige Erneuerbare	4.000

Tabelle 5: Pauschale Volllaststunden der Erneuerbaren Energien

Eine weitere wichtige Fragestellung ergibt sich aus dem Rückbau Erneuerbarer Energien. Für diesen Rückbau haben die ÜNB im vorliegenden Entwurf keine konkreten Festlegungen getroffen.

Fragen:

15. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Erneuerbare Energien für realistisch?

16. Sind die angenommenen pauschalen Volllaststunden der Erneuerbaren Energien realistisch?

17. In welcher Weise sollte der Rückbau erneuerbarer Energien berücksichtigt werden?

2.4 Sektorenkopplung und Stromverbrauch

Die Sektorenkopplung beschreibt einen Prozess, der die drei großen Bereiche Strom, Wärme und Verkehr zukünftig stärker miteinander verknüpfen wird. Die benötigte Energie wurde in der Vergangenheit durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe bereitgestellt, womit stets die Emission von CO₂ verbunden war. Durch Sektorenkopplung soll die Nutzung dieser fossilen Brennstoffe schrittweise durch Strom ersetzt werden. Mit steigendem Anteil der Erneuerbaren Energien am Strommix kann so eine zunehmende sektorenübergreifende Dekarbonisierung erreicht werden.

Bereits heute werden Techniken eingesetzt, die es erlauben, fossil betriebene Anwendungen zu elektrifizieren. Dabei handelt es sich in erster Linie um die private und gewerbliche Nutzung von Elektromobilität oder Wärmepumpen. Die technologische Entwicklung wird es zukünftig ermöglichen, vermehrt industrielle Prozesse zu elektrifizieren. Hier spielt insbesondere die Gewinnung von Wasserstoff durch Elektrolyse eine entscheidende Rolle. Wasserstoff kann als Grundstoff in der chemischen Industrie oder als Brennstoff für Prozesswärme genutzt werden. Vorstellbar ist auch die direkte Stromnutzung zur Erzeugung von Prozesswärme mittels Großwärmepumpen.

Die Annahmen der maßgeblichen Einflussgrößen der Sektorenkopplung sind der Tabelle zu entnehmen

Technik/Anwendung	[Einheit]	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
E-Autos	Mio.	8,0	12,0	17,0	16,0
Oberleitungs-Hybrid LKW	Mio.	0,03	0,06	0,09	0,08
Wärmepumpen	Mio.	4,0	6,0	9,0	8,0
Großwärmepumpen	GW	4,1	4,1	4,1	5,6
Elektroheizer	GW	3,1	3,1	3,1	3,1
Power-to-Wasserstoff	GW	2,5	4,5	7,5	7,0
Power-to-Methan	GW	0,5	0,5	0,5	0,5

Tabelle 6: Sektorenkopplungstechniken in den Szenarien

Bisher wurde der zukünftige Stromverbrauch ausschließlich mit einer Top-Down-Methode basierend auf der Entwicklung sozioökonomischer Indikatoren prognostiziert und auf die Regionen verteilt. Im Zuge der Digitalisierung und Elektrifizierung befinden sich derzeit neue und andere Großverbraucher in der Projektphase. Dabei handelt es sich z.B. um geplante Batteriefabriken, neue Anlagen in der Stahl-, Aluminium- und chemischen Industrie sowie große Rechenzentren. Der Energiebedarf dieser Großverbraucher konnte mit der bisherigen Methodik nur bedingt abgebildet werden.

Die ÜNB führten daher erstmalig eine Marktabfrage zum potenziellen Zubau von Großverbrauchern im Industrie- und Gewerbe-, Handels-, Dienstleistungs-Sektor durch. Die Abfrage erfolgt über die Verteilnetzbetreiber und umfasst aktuelle Anschlussanfragen für potenzielle Großverbraucher größer 10 MW, die damit verbundenen Projekte und deren technische Daten. Ein Großverbraucher wird berücksichtigt, wenn für ihn eine oder mehrere konkrete Anschlussanfragen und ein Standort vorliegen. Verbraucher mit einer angegebenen Inbetriebnahme vor dem Jahr 2030 sind in allen Szenarien enthalten. Für geplante Inbetriebnahmen nach 2030 wird die Berücksichtigung zwischen den Szenarien variiert, sodass der Strombedarf der Großverbraucher von A 2035 nach C 2035 ansteigt. In Szenario C 2035 werden alle gemeldeten und plausibilisierten Großverbraucher mit geplanter Inbetriebnahme bis 2035 berücksichtigt. Der benötigte Jahresstrombedarf wird von dem neuen Großverbraucher angegeben. Bei fehlenden Angaben wird der Jahresstrombedarf anhand der jeweiligen Anschlussleistung und einer Anlagenauslastung von 70 Prozent (ca. 6.000 Volllaststunden) pauschal geschätzt. In Summe ergibt sich so ein zusätzlicher Jahresstromverbrauch in Höhe von 35 bis 54 TWh.

Die Marktabfrage der ÜNB zeigt, dass die Elektrifizierung von Industrie und Gewerbe eine erhebliche zusätzliche Nachfrage an elektrischer Energie bedingt. Dies gilt auch für die fortschreitende Elektrifizierung des Verkehrs und der privaten Haushalte. Die ÜNB haben diesen zusätzlichen Bedarf an Strom für die einzelnen Techniken ermittelt. Die Höhe des zusätzlichen Bedarfs an elektri-

scher Energie ist primär vom Grad der Marktdurchdringung der Techniken in den einzelnen Szenarien abhängig. Zur Ermittlung des Stromverbrauchs in einem Szenario wird die zusätzliche Nachfrage durch die Technik der Sektorenkopplung zu dem heutigen konventionellen Stromverbrauch addiert, wobei sektor- und szenariospezifische Effizienzsteigerungen berücksichtigt werden.

Die ÜNB schlagen für die Szenarien folgende Stromverbräuche vor:

Kategorie [TWh]	Referenz 2016	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Konventionelle Stromanwendungen					
Verarbeitendes Gewerbe	225,4	218,3	218,3	225,4	216,1
Haushalte	126,1	115,8	116,8	119,0	113,0
GHD	135,3	131,0	131,0	135,3	129,7
Verkehr	12,8	16,0	16,0	16,0	17,0
Umwandlungsbereich	13,6	5,4	4,1	4,1	1,4
Neue Stromanwendungen					
Großverbraucher		34,8	40,2	53,8	46,1
Elektrofahrzeuge		26,8	41,6	59,4	55,5
Haushaltswärmepumpen		12,0	18,0	27,0	24,0
Großwärmepumpen und Elektrodenheizer		12,3	12,3	12,3	15,9
Power-to-Gas		9,3	16,3	20,8	25,0
Nettostromverbrauch	513,1	581,6	614,5	673,0	643,6
Netzverluste VNB	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6
Netzverluste ÜNB	8,4	20,3	20,3	20,3	20,3
Kraftwerkseigenverbrauch	33,6	6,0	6,0	6,0	4,0
Pumpspeicherbezug	12,5	12,0	12,0	12,0	12,0
Bruttostromverbrauch	585,2	637,5	670,4	728,9	697,5

Tabelle 7: Stromverbräuche in den Szenarien

Wie in den früheren Szenariorahmen wird vom Nettostromverbrauch ausgehend ein Bruttostromverbrauch ermittelt. Dies ist notwendig, um den Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch abschätzen zu können. Die dazu benötigten zusätzlichen Größen sind Netzverluste auf Verteilernetzebene und Übertragungsnetzebene, Kraftwerkseigenverbrauch und Pumpspeicherbezug. Deutlich wird hierbei der erhebliche Rückgang des Kraftwerkseigenverbrauchs im Vergleich zum Referenzjahr. Der Rückgang ist auf die Reduktion der Kern- und Kohlekraftwerkskapazitäten zurückzuführen, die aufgrund ihrer hohen Auslastung den Großteil zum Kraftwerkseigenverbrauch beitrugen.

Fragen:

- 18. Ist das von den ÜNB angenommene Maß an Sektorenkopplung realistisch?**
- 19. Sollte zur Erreichung der sektorenübergreifenden CO₂-Ziele der Bundesregierung ein höheres Maß an Sektorenkopplung angenommen werden, auch wenn dadurch potenziell eine weitere Steigerung des Netzausbaubedarfs verursacht wird?**
- 20. Sind die unterschiedlichen Anwendungen in der Sektorenkopplung ausreichend berücksichtigt?**
- 21. Sind die in den Szenarien angenommenen Stromverbräuche realistisch?**

2.5 Speicherkapazitäten und Flexibilitäten**2.5.1 Speicherkapazitäten**

Nach Ansicht der ÜNB wird die Verbreitung von dezentralen Speichern (z.B. Batteriespeicher im Hausbereich) im Wesentlichen von der Wirtschaftlichkeit durch einen gekoppelten Betrieb mit PV-Anlagen bei privaten Haushalten getrieben. Daher haben die ÜNB erneut den Fokus auf die Nutzung dezentraler Speicher zur Maximierung der PV-Eigenversorgung privater Haushalte in Höhe von 13 bis 18 GW gerichtet und detaillierte Werte genannt. Die Bundesnetzagentur begrüßt, dass die ÜNB den stetigen Ausbau gewerblich genutzter Speicher sowie Großbatteriespeicher berücksichtigen und erstmals im Entwurf des Szenariorahmens 2021-2035 detailliert Angaben gewerblich genutzter Speicher sowie Großbatteriespeicher (Anschlussleistung größer 1 MW) modelliert haben. Dabei wurde für Großbatteriespeicher eine durchschnittliche Kapazität von 3 GW angenommen. Die ÜNB gehen davon aus, dass diese Speicher zukünftig überwiegend am Regelleistungsmarkt eingesetzt werden und sich dadurch der abzudeckende Regelleistungsbedarf reduziert.

	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
PV-Batteriespeicher [GW]	13,2	15,3	18,1	17,2
Großbatteriespeicher [GW]	3	3	3	3

Tabelle 8: Batteriespeicher je Szenario

Frage:

- 22. Sind die ÜNB-Prognosen in Bezug auf die Leistung der Speicher für die Jahre 2035 und 2040 realistisch?**

2.5.2 Flexibilitäten

Die ÜNB haben, wie im letzten Szenariorahmen 2019-2030, verschiedene Flexibilitätsoptionen analysiert und in die Betrachtungen einbezogen. Hierzu zählen im Wesentlichen das Lastmanagement

klassischer (energieintensive Industrien) und neuer Stromanwendungen (Elektromobilität und Wärmepumpen), dezentrale und zentrale Speicher sowie die (zeitliche) Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen. Unter den neuen Stromanwendungen mit Flexibilitätspotenzial sehen die ÜNB die Elektromobilität, Power-to-Heat und Power-to-Gas-Technologien (mit ggf. entsprechender anschließender Veredelung z.B. zu synthetischen Kraftstoffen), sowie neue große Stromverbraucher (größer 10 MW). Die jeweiligen quantitativen Ausprägungen dieser Flexibilitätsoptionen sind im Szenario A 2035 gering, in den Szenarien B 2035/2040 mittel und im Szenario C 2035 hoch.

Lastmanagement (Demand-Side-Management)

Die Flexibilisierung der konventionellen Stromanwendungen erfolgt über das Lastmanagement (Demand-Side-Management) und wird durch zeitlich variable Tarife oder Anreizzahlungen gefördert. Durch das Lastmanagement sollen Lastspitzen vermieden und eine Glättung der Residuallast erreicht werden.

Die ÜNB unterscheiden drei 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.
- Wechsel auf Eigenerzeugung: Dies findet statt, wenn der Strombezug aus dem Netz dauerhaft teurer als die lokale Stromerzeugung durch Eigenversorgungsanlagen ist. Der Einsatz hängt u.a. von der Verfügbarkeit entsprechender Anlagen ab und wird von den ÜNB in diesem Szenariorahmenentwurf nicht berücksichtigt.

Sektoren [GW]	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Industrie	1,8	2,5	5,0	4,5
GHD	2,2	2,5	3,0	2,5
Summe	4,0	5,0	8,0	7,0

Tabelle 8: Angenommene Potenziale zur Abschaltung und Verschiebung der Stromnachfrage je nach Szenario

Die ÜNB gehen von einem weiteren Anstieg des zur Verfügung stehenden Lastmanagementpotenzials im Vergleich zum vorherigen Szenariorahmen aus.

Elektromobilität

Für die Regionalisierung der Ladeinfrastruktur wird zwischen privat und gewerblich genutzten Fahrzeugen unterschieden. Entsprechend dem „Masterplan Ladeinfrastruktur“ der Bundesregierung nehmen die ÜNB an, dass 70 Prozent der Last durch Ladevorgänge am Wohnort oder Arbeitsplatz entstehen. Die restlichen 30 Prozent fallen hauptsächlich an Schnellladepunkten entlang von Autobahnen und Bundesstraßen an. Das Thema Lademanagement wird zukünftig einen größeren Stellenwert einnehmen, insbesondere um eine zu große Belastung der Verteilnetze zu verhindern. Die flexible Stromnachfrage kann deutlich stärker gesteuert werden und der Grad der Verteilnetzorientierung ist daher von Szenario A 2035 zu Szenario C 2035 steigend.

Für den Netzentwicklungsplan soll die Verteilnetzorientierung von Ladevorgängen so abgebildet werden, dass die gemeinsame Lastspitze von Haushaltsstromnachfrage, Wärmepumpen und Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge geglättet wird.

Power-to-Heat

Unter Power-to-Heat Anwendungen werden im Entwurf des Szenariorahmens Haushaltswärmepumpen, Großwärmepumpen und Elektroheizer subsummiert.

Für Haushaltswärmepumpen gehen die ÜNB von 5 kW_{el} als optimaler Größenordnung aus und stellen fest, dass eine höhere Leistung der Wärmepumpen notwendig ist, um zusätzliche Flexibilitäten zu heben.

Vor dem Hintergrund der zu erwartenden Sektorenkopplung insbesondere bei E-Fahrzeugen (je nach Szenario 8 bis 17,1 Mio.) und Wärmepumpen (je nach Szenario 4 bis 9 Mio.) ist die Prognose des zukünftigen Verbraucherverhaltens und der Angebote der Stromlieferanten ausschlaggebend. Eine relevante Kennzahl ist dabei die von den ÜNB nicht weiter konkretisierte Gleichzeitigkeit der Stromnachfrage, die den Anteil derjenigen Stromnutzer an der Gesamtanzahl aller potenziellen Nutzer beschreibt, die zu einem bestimmten Zeitpunkt zeitgleich Energie aus den Stromnetzen beziehen. Höhere Gleichzeitigkeiten erfordern grundsätzlich eine Anpassung der Stromnetze für eine höhere Netzbelastung.

Der Grad der Flexibilität von Wärmepumpen zur Entlastung der Verteilnetze wird ebenfalls szenarioabhängig variiert und steigt von Szenario A 2035 zu Szenario C 2035 an. Diese Flexibilität, die zu einer Verschiebung der Lastspitzen von Hochlastphasen hin zu weniger intensiven Lastphasen dienen soll, kann bei Haushaltswärmepumpen durch die Installation von Wärmespeichern umgesetzt werden. Auch hier wird im Vergleich zu der bisherigen Stromnachfrage von einer deutlich höheren Steuerbarkeit ausgegangen.

Auch die öffentliche Fernwärmeversorgung und die Wärmeerzeugung für industrielle Prozesse werden zunehmend elektrifiziert. In diesem Zusammenhang unterscheiden die ÜNB Großwärmepumpen der öffentlichen Fernwärmeversorgung und Elektroheizer für Industrieprozesse.

Der Einsatz elektrischer Wärmeerzeuger orientiert sich am Strommarkt, weil davon auszugehen ist, dass zusätzlich noch mindestens ein alternativer Wärmeerzeuger im Wärmenetz verfügbar ist (z.B. Gaskessel oder KWK-Anlage). Die ÜNB prognostizieren, dass neben den bereits installierten 750 MW an Elektroheizern weitere 500 MW in Schleswig-Holstein, Hamburg, Niedersachsen und Bremen installiert werden. Die ÜNB rechnen zusätzlich mit der Installation von Elektroheizern zur Flexibilisierung von industriellen KWK-Anlagen.

Power-to-Gas

Die ÜNB bewerten Power-to-Methan und Power-to-Wasserstoff separat, wobei Letzteres als bedeutender angesehen wird. Wasserstoff wird vor allem in der chemischen Industrie genutzt. Auch in Raffinerien kommt Wasserstoff zur Herstellung von Benzin und Diesel zum Einsatz und darüber hinaus wird ein hoher Bedarf an Wasserstoff in der Stahlindustrie erwartet. Die energetische Nutzung von Wasserstoff bietet ein großes Potenzial an Emissionsreduktion, auch über die Nutzung von Brennstoffzellenautos.

Im vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens wird insbesondere der Wasserstoffbedarf im Industriesektor betrachtet, weil der Einsatz von Wasserstoff in den Sektoren Gebäude und Verkehr in Konkurrenz zu einer direkten Elektrifizierung steht, die tendenziell höhere Wirkungsgrade hat und daher über den Einsatz von E-Mobilität und Power-to-Heat Berücksichtigung findet.

Zumindest ein Teil der Wasserstoffversorgung wird durch industrienähe Power-to-Gas-Anlagen erfolgen, was zu einem erhöhten Transportbedarf führt. In Szenario C 2035 werden auch netzorientierte Anlagen berücksichtigt (3 GW), die helfen können, Netzengpässe zu vermeiden. Diese Anlagen werden an Standorten angesiedelt, die eine hohe Leistung an Windenergie aufweisen.

Fragen:

- 23. Inwieweit halten Sie die von den ÜNB vorgeschlagenen Flexibilitätsoptionen (Demand-Side-Management, Elektromobilität, Power-to-Heat, Power-to-Gas) für realistisch?**
- 24. Sollte das von den ÜNB dargestellte Flexibilitätspotenzial nach Region unterschieden werden?**
- 25. Halten Sie eine sinkende Gleichzeitigkeit der Stromnachfrage genannter Techniken von Szenario A 2035 zu C 2035 im Sinne der Netzorientierung für sinnvoll?**

2.6 Integrierte Netzentwicklungsplanung

Seit einiger Zeit gibt es die Forderung nach einer sogenannten integrierten Netzplanung von Strom- und Gasnetz. Die Sektorenkopplung erfordert demnach eine gemeinsame Planung, um die Integration in ein „hybrides, technologieoffenes“ Energiesystem voranzubringen. Gas würde zunehmend nicht mehr als Problem, sondern als Teil der Lösung einer langfristigen Dekarbonisierung der Energiewirtschaft wahrgenommen. Mehrere Gutachten haben dargelegt, dass „grünes“ Gas vor allem als synthetisches Gas oder Wasserstoff, aber auch Biomethan einen Beitrag zu einer volkswirtschaftlich effizienten Dekarbonisierungsstrategie leisten kann.

Meistens wird allerdings die praktische Umsetzung dieser integrierten Netzplanung nicht näher erläutert. Es bleibt offen, ob eine integrierte Berechnung der Gas- und Stromnetze in einem gemeinsamen Simulationsprozess gemeint ist, ob es darum geht eine ganzheitliche Energiesystemplanung durchzuführen oder ob die Szenarien und damit lediglich die Eingangsdaten der Strom- und Gasnetzberechnung möglichst vereinheitlicht werden sollen.

Derzeit führt die Bundesnetzagentur in der Praxis der Netzentwicklungsprozesse Strom und Gas eine weitestgehende Vereinheitlichung der Eingangsdaten durch.

Gemeinsame Eingangsgrößen bei den Netzentwicklungsplänen Strom und Gas

Die in beiden Netzentwicklungsprozessen benötigten maßgeblichen Input-Parameter werden bereits in den jeweiligen Szenariorahmen integriert betrachtet, d. h. aufeinander abgestimmt und vereinheitlicht:

- In beiden Prozessen wird der Rückbau von konventionellen Kraftwerkskapazitäten nach einer durchschnittlichen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer angenommen. Darüber hinaus werden konkrete Stilllegungsanzeigen bei der Bundesnetzagentur stets berücksichtigt.

- Geplante Gaskraftwerksneubauten werden in beiden Prozessen nach den Vorgaben des Gas-Szenariorahmens berücksichtigt. Hierbei sind Anschlussanträge der Kraftwerksbetreiber an das Gas-Fernleitungsnetz nach den §§ 38, 39 GasNZV ausschlaggebend.
- Die Gas-Fernleitungsnetzbetreiber und Gas-Verteilnetzbetreiber ermitteln die gemeldeten Power-to-Gas-Anlagen anlagenscharf und berücksichtigen sie in beiden Prozessen. Dafür werden Annahmen zu Elektrolyseuren und deren elektrische Anschlussleistung an das Stromnetz getroffen. Daraus resultieren Annahmen für die kapazitiven Einspeiseleistungen in das Gasnetz bzw. in das Wasserstoffnetz. Wenn bei der Planung berücksichtigt werden soll, dass der nachgefragte Wasserstoff klimaneutral erzeugt werden wird, also ohne dass zusätzliche CO₂-Emissionen entstehen, sind auch die Annahmen zum Zubau der dafür notwendigen EE-Anlagen in beiden Prozessen gleichermaßen zugrunde zu legen.

Unterschiede bei den Netzentwicklungsplänen Strom und Gas

Weiterhin existierende Unterschiede in den Annahmen, die von der Bundesnetzagentur bewusst ausgestaltet und begründet sind.

Gaskraftwerksneubauten, die nach Planungen der Kraftwerksbetreiber an das Gas-Verteilnetz angeschlossen werden sollen, werden im Szenariorahmen Gas nach den internen Bestellungen der Gas-Verteilnetzbetreiber bei den Gas-Fernleitungsnetzbetreibern pauschal aufsummiert berücksichtigt. Im Szenariorahmen Strom werden diese Gaskraftwerksneubauten dagegen anlagenscharf berücksichtigt. Dieser Unterschied ergibt sich aus den verschiedenen Netzberechnungsverfahren. Im Gas-netzberechnungsverfahren wirken die Kapazitäten der Verteilnetzbetreiber für das Fernleitungsnetz wie ein einzelner Verbraucher. Im Stromnetzberechnungsprozess ist eine blockscharfe Simulation notwendig, weil die Einspeisung der Gaskraftwerke unabhängig von der Netzebene gemäß der Merit-Order ermittelt wird.

Im Szenariorahmen Strom wird über die konkrete Planung der Gaskraftwerksbetreiber hinaus ein weiterer Zubau von KWK-fähigen Gaskraftwerken <10 MW und weiteren Gas-KWK-Anlagen unterstellt. Der zukünftige Zubau von KWK-fähigen Gaskraftwerken <10 MW basiert auf der Fortschreibung der Vergangenheitswerte. Beim Zubau weiterer Gas-KWK-Anlagen handelt es sich um die angenommenen Umstellungen von Kohle- und Öl-KWK-Anlagen auf Gas-KWK-Anlagen (gemäß KWKG). Dieser Zubau wird im Szenariorahmen Gas nur indirekt über die internen Bestellungen der Gas-Verteilnetzbetreiber bei den Gas-Fernleitungsnetzbetreibern berücksichtigt. Der angenommene Zubau ist im Szenariorahmen Gas also kleiner als im Szenariorahmen Strom. Diese Differenz ist auf den konservativen „no-regret“ Ansatz der Netzplanung im Strom- und Gasbereich (Netzausbauprojekte, die sich aus allen Szenarien zugleich ableiten lassen) zurückzuführen. Während der angenommene Zubau genannter KWK-Gaskraftwerke im Stromnetz unter den gegenwärtigen Marktverhältnissen typischerweise nicht ausbaudimensionierend ist, gilt dies zwingend für die Gasnetzinfrastruktur. Spätestens bei einer konkreten Nachfrage nach Kapazitäten im Gasnetz finden die Gas-KWK-Anlagen ebenfalls Eingang in die Gasnetzplanung.

Ein gemeinsamer Kritikpunkt an den Szenariorahmen Strom und Gas sind die im Vergleich zu verschiedenen Studien niedrigen Annahmen zu wahrscheinlichen Gaskraftwerkskapazitäten in den betrachteten Zieljahren. Es wird kritisiert, im Szenariorahmen Strom werde ein massiver Ausbau der netzausbaudefinierenden Windkraft- und Photovoltaikanlagen angenommen, während bei Gaskraftwerken, die das Maß des gasseitigen Netzausbaus beeinflussen, in beiden Prozessen eher moderate Zubauzahlen angesetzt würden.

Die unterschiedliche Modellierung der Erzeugungsanlagen hat folgenden Grund: Im Szenariorahmen Strom stützen sich die Annahmen auf konkrete jährliche Ausbaupfade der Erneuerbaren Erzeugungsanlagen, die gesetzlich im EEG verankert sind. Diese Ausbaukorridore sind energiepolitische Ziele der Bundesregierung, die im Szenariorahmen laut EnWG zu berücksichtigen sind. Da aus dem EEG jedoch nur bundesweite Rahmengrößen abgeleitet werden können, muss eine Regionalisierung – also eine Standortbestimmung – der Erneuerbaren Erzeugungsanlagen durchgeführt werden. Diese Regionalisierung orientiert sich an den für Windkraft- und Photovoltaikanlagen einschlägigen Vorgaben der gängigen Genehmigungspraxis auf den dafür vorgesehenen Ausbauflächen. Somit können sowohl die Höhe der im Zieljahr anzunehmenden installierten Leistung der Windkraft- und Photovoltaikanlagen als auch deren Standortermittlung aus Gesetzen und Verordnungen abgeleitet werden. Bei der Zubauprognose und der fiktiven Standortbestimmung von Gaskraftwerken kann man sich nicht an gesetzlichen Regelungen orientieren, sondern der Zubau von Gaskraftwerken wird aus den vorhandenen konkreten Marktindikatoren abgeleitet. Politische Maßnahmen, die eine Abkehr von marktwirtschaftlichen Ansätzen hin zu einer zentral gelenkten Energiewirtschaft einschließlich der Festlegung bestimmter Kraftwerkstypen und –standorte bewirken könnten, sind zurzeit nicht vorgesehen. Die Annahme eines massiven Gaskraftwerkszubaus kann angesichts einer gegenwärtig zurückhaltenden Investitionsbereitschaft auch nicht aus einer aktuellen Marktentwicklung abgeleitet werden. Die Annahme eines erheblichen Zubaus von Gaskraftwerken und eine dazugehörige abstrahierende Regionalisierung würde also nicht auf konkreten gesetzlichen bzw. marktwirtschaftlichen Indikatoren beruhen.

Systemrelevante Gaskraftwerke werden bei der Gasnetzberechnung vollständig berücksichtigt, während sie auf die Stromnetzentwicklung gar keinen Einfluss haben. Gaskraftwerke sind auf Antrag der ÜNB dann als systemrelevant auszuweisen, wenn ohne sie der sichere Betrieb des Stromnetzes nicht mehr gewährleistet werden kann. In der Stromnetzplanung werden solche systemrelevante Gaskraftwerke jedoch nicht berücksichtigt, da das Stromnetz nach erfolgtem Netzausbau ohne diese Kraftwerke stabil funktionieren soll. In der Marktsimulation zur Stromnetzentwicklung werden folglich nur solche Kraftwerke berücksichtigt, die am Energy-Only-Markt teilnehmen, denn die Marktsimulation soll die Nachfrage nach Strom und deren Befriedigung durch den Markt abbilden und das dafür nötige Netz ermitteln, aber nicht die Notbehelfsmaßnahmen perpetuieren, die mangels ausreichendem Netzes von den ÜNB ergriffen werden. In der Gasnetzberechnung wird keine Marktsimulation durchgeführt, sondern es wird ermittelt, ob die gebuchten Kapazitäten von Händlern, Verteilnetzbetreibern und einzelnen Verbraucher bedient werden können. Im Rahmen einer integrierten Netzplanung müssten also systemrelevante Gaskraftwerke berücksichtigt werden,

unabhängig davon, ob sie am Energy-Only-Markt agieren und auch unabhängig davon, ob sie selbst Kapazitäten bei den Fernleitungsnetzbetreibern gebucht haben oder ihr Gasbedarf „nur“ über die internen Bestellungen der Gas-Verteilnetzbetreiber berücksichtigt wird.

Zurzeit stellt die Bundesnetzagentur intensive Überlegungen an, in wie weit die beiden Netzentwicklungsprozesse weiter angenähert bzw. integriert durchgeführt werden können. Zum Beispiel könnte eine zeitliche Synchronisation der beiden momentan asynchron laufenden Netzentwicklungsprozesse vorgenommen werden. Darüber hinaus wäre auch die Erstellung eines gemeinsamen Szenariorahmens Gas und Strom denkbar, aus dem dann die relevanten Eingangsdaten für die separaten Netzberechnungsprozesse Gas und Strom entnommen werden.

Fragen:

- 26. An welchen konkreten Punkten sollen Strom-und Gasnetzplanung weiter angeglichen werden?**
- 27. Sollten die oben geschilderten Differenzierungen zwischen Netzentwicklungsplan Strom und Netzentwicklungsplan Gas aufgegeben werden?**
- 28. Soll sich der Netzentwicklungsplan Strom an den Netzentwicklungsplan Gas angleichen oder anders herum?**
- 29. Soll die integrierte Netzplanung auch die behördliche Planung von Wärmenetzen miteinschließen?**
- 30. Halten Sie einen gemeinsamen Szenariorahmen Strom/Gas für sinnvoll?**
- 31. Halten Sie einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan Strom/Gas für sinnvoll?**

2.7 Europäischer Rahmen

Die Bundesnetzagentur bekennt sich zu einem möglichst freizügigen europäischen Energiebinnenmarkt. Dieser stärkt den Wettbewerb, schafft Versorgungssicherheit und fördert für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie. Dabei spielen die Handelsaktivitäten zwischen den einzelnen Marktgebieten auf dem Binnenmarkt eine wichtige Rolle. Deutschland hat in diesem Zusammenhang eine Schlüsselfunktion in Europa, denn der nationale Stromnetzausbau dient zum Teil auch diesem Zweck. Zudem kann durch ein eng vermaschtes Übertragungsnetz im europäischen Verbund auch die nationale Versorgungssicherheit durch Ausgleichseffekte weiter entfernt liegender Erzeugungskapazitäten, z.B. aus regenerativen Energien oder Speicher, deutlich erhöht werden. Daher sind für den Szenariorahmen - neben den Annahmen für das nationale Erzeugungssystem - auch die Entwicklungen der Last und der Erzeugungslandschaft im übrigen Europa von großer Bedeutung.

Die EU-Kommission hat im kürzlich beschlossenen „Clean Energy for all Europeans-Package“ mehrere Festlegungen zur Auslegung des Energiebinnenmarktes getroffen. Spätestens ab dem Jahr 2026 müssen mindestens 70 Prozent der Leitungskapazität von Interkonnektoren für den Handel zwischen den Marktgebieten verfügbar sein. Des Weiteren wird bis 2030 ein Stromverbundziel von 15 Prozent angestrebt. Das Stromverbundziel gibt an, dass in jedem Mitgliedsstaat die Kapazität der grenzüberschreitenden Stromverbindungsleitungen zu anderen Mitgliedsstaaten mindestens 15 Prozent der heimischen Stromerzeugungskapazität betragen soll.

Die europäischen ÜNB (ENTSO-E) und die europäischen Fernleitungsbetreiber (ENTSO-G) haben kürzlich einen gemeinsamen Entwurf des Scenario Reports zum TYNDP 2020 veröffentlicht. Dieser Entwurf befindet sich aktuell in der Konsultation. Die ÜNB schlagen vor, diesen Entwurf als Grundlage der Modellierung des europäischen Auslands zu nutzen.

Der Entwurf enthält drei Szenarien mit den Zieljahren 2030, 2040 und 2050: „National Trends“, „Global Ambition“ und „Distributed Energy“. Das Szenario „National Trends“ wird dabei als einziges Bottom-Up Szenario durch Datenmeldungen der jeweiligen nationalen ÜNB erstellt. Nach Ansicht der ÜNB spiegelt dieses Szenario die energiepolitischen Entwicklungen in den einzelnen europäischen Staaten am besten wieder, da die nationalen Energie- und Klimapläne explizit berücksichtigt sind.

Die Szenarien „Global Ambition“ und „Distributed Energy“ werden nach einem Top-Down Ansatz von ENTSO-E und ENTSO-G erstellt. Ziel dieser Szenarien ist das Erreichen des 1,5 Grad Ziels des Klimaabkommens von Paris. Dies wird in den Szenarien durch eine unterschiedliche Ausrichtung erreicht. Im Szenario „Global Ambition“ werden stark zentralisierte Erzeugungsstrukturen in Verbindung mit einem starken überregionalen Handel angenommen. Besonders die Offshore-Windenergie und die Nutzung von importierten synthetischen Gasen stehen im Fokus. Im Szenario „Distributed Energy“ hingegen wird eine stärker dezentrale Erzeugungsstruktur angenommen. Die Stromerzeugung mittels PV-Anlagen durch „Prosumer“ steht dabei stärker im Mittelpunkt.

Folgende aus dem Entwurf des Scenario Report entnommene Grafik visualisiert die Grundausrichtung der Szenarien.

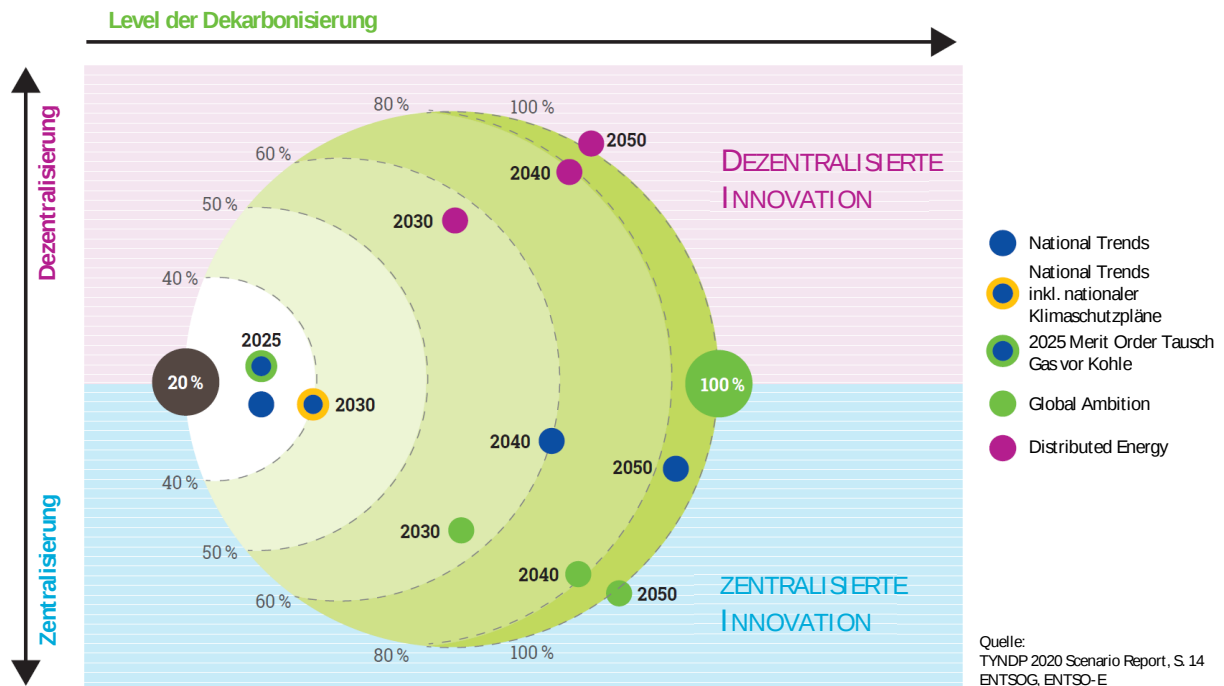


Abbildung 3: Ausrichtung der europäischen Szenarien

Die ÜNB schlagen vor, alle nationalen Szenarien an das europäische Szenario „National Trends“ zu koppeln. Diese Orientierung an einem Szenario wurde bereits im vergangenen Netzentwicklungsprozess angewandt. Daher wird in jedem nationalen Szenario ein unterschiedlicher nationaler Kraftwerkspark, aber ein einheitlicher europäischer Kraftwerkspark für die Modellberechnungen genutzt.

Die ÜNB schlagen darüber hinaus vor, zur Bestimmung der Werte für das Jahr 2035 die Szenariowerte aus den Zieljahren 2030 und 2040 linear zu interpolieren.

Wie bereits im letzten Netzentwicklungsprozess wird zur Bestimmung der Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten das Flow-Based-Market-Coupling (FBMC) angewendet, weil bereits an den meisten Grenzen FBMC zum Einsatz kommt bzw. in den nächsten Jahren zum Einsatz kommen soll. Der wesentliche Unterschied 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 ÜNB 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.

Zur Modellierung dieses FBMC werden keine festen NTC-Werte mehr vorgegeben. Anstelle der NTC-Werte müssen zur Modellierung jedoch die angenommenen Grenzkuppelleitungen angegeben werden, die in die Modellierung einfließen.

Die ÜNB schlagen vor, die folgenden Interkonnektoren zusätzlich zu den bereits in Betrieb, bzw. in Bau befindlichen Interkonnektoren zu berücksichtigen.

TYNDP-ID	Referenz NEP 2019-2030	Beschreibung/ Start- und Endpunkte (z.T. vorläufig)	Von	Nach	AC/DC	Geplante IBN
313	P67	Isar/Altheim/Ottenhofen – St. Peter	DE	AT	AC	2022
183	P25	Klixbüll – Endrup	DE	DK	AC	2023
309	P328	NeuConnect	DE	GB	DC	2023
47	P74	Vöhringen – Westtirol	DE	AT	AC	2026
228	P176	Eichstetten – Muhlbach	DE	FR	AC	2025
328	P406	Aach – Bofferdange	DE	LU	AC	2025
178	P221 M460	HansaPowerBridge	DE	SE	DC	2026
244	P170	Uchtelfangen – Vigy	DE	FR	AC	2028
187	P112	Pleinting – St. Peter	DE	AT	AC	2028
225	P313	Second Interconnector	DE	BE	DC	2035
231	P204	Tiengen – Beznau	DE	CH	AC	2030
229	P213	GerPol PowerBridge II	DE	PL	AC	2035
267	P221 M461a	HansaPowerBridge 2	DE	SE	DC	2035
-	-	Emden – Eemshaven	DE	NL	AC	2035

Tabelle 9: Zu berücksichtigende Interkonnektoren

Fragen:

32. Halten Sie die vorgeschlagene Zuordnung aller nationalen Szenarien zu einem europäischen Szenario für angemessen?

33. Welches Szenario halten Sie für am geeignetsten?

34. Halten Sie die vorgeschlagenen zusätzlichen Interkonnektoren für angemessen?

2.8 Sensitivitäten

Die ÜNB haben im Entwurf die Berücksichtigung einer Sensitivität für das Szenario C 2035 vorgeschlagen. Dabei sollen die Auswirkungen des North Sea Wind Power Hubs (NSWPH) auf den Netzausbaubedarf untersucht werden.

Am NSWPH ist unter anderem der ÜNB TenneT beteiligt. In diesem Projekt sollen Sammelpunkte für Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee als künstliche Inseln errichtet werden. Die her-

kömmlichen Offshore-Konverterplattformen könnten damit ersetzt werden, da die Konverterstationen auf diesen Inseln errichtet werden sollen. Die angeschlossene Offshore-Leistung soll durch Anschlussverbindungen zu mehreren Ländern verteilt werden. In Stunden mit geringer Einspeisung der Offshore-Windenergieanlagen, können diese Leitungen für den Stromhandel zur Verfügung gestellt werden.

Zur Berücksichtigung des Projekts müssen in dieser Sensitivität folglich mehrere zusätzliche Übertragungsleitungen angenommen werden, die in folgender Tabelle dargestellt sind.

TYNDP-ID	Beschreibung/ Start- und Endpunkte (z.T. vorläufig)	Von	Nach	AC/DC	Geplante IBN
335	North Sea Wind Power Hub (NSWPH)	NSWPH	DE	DC	2035
		NSWPH	NL	DC	2035
		NSWPH	DKW	DC	2035

Tabelle 10: Interkonnektoren der Sensitivität North Sea Wind Power Hub

Die Leistung der angeschlossenen Offshore-Windenergieanlagen wird mit insgesamt 12 GW angenommen. Von diesen 12 GW werden bilanziell 6 GW Deutschland, 4 GW den Niederlanden und 2 GW Dänemark zugeordnet.

Fragen:

35. Halten Sie die Berücksichtigung einer Sensitivität zum North Sea Wind Power Hub für sinnvoll?

36. Gibt es andere Sensitivitätsberechnungen, die Sie für den Netzentwicklungsplan als sinnvoll erachten?

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Bundesnetzagentur

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

E-Mail: Szenariorahmen2021-2035@bnetzA.de

www.netzausbau.de

Stand

Januar 2020

Text

Referat 613