

BEE-Stellungnahme

zum Entwurf des Szenariorahmens 2023 - 2037 der
Übertragungsnetzbetreiber, Version 2022

vom Januar 2022

Berlin, 14. Februar 2022



Inhalt

1. Vorbemerkung	2
2.1. Ausrichtung der Szenarien	3
2.2. Weg zur Klimaneutralität.....	3
2.3. Sektorenkopplung und Stromverbrauch.....	4
2.3.1. Private Haushalte	4
2.3.4. Elektrolyse.....	5
2.3.5. Direct-Air-Capture.....	7
2.3.6. Flexibilitäten	7
2.4. Erneuerbare Energien	7
2.4.1. Wind Offshore	7
2.4.2 Wind Onshore	8
2.4.3 Photovoltaik.....	10
2.4.4 Biomasse, Wasserkraft und sonstige.....	10
2.4.5 Spitzenkappung.....	12
2.5 Regelbare Kraftwerksleistung und Speicher	13
2.5.1 Annahmen zum Kraftwerkszubau und Rückbau von Bestandskraftwerken.....	13
2.5.2 KWK-Ersatzneubau	14
2.5.4 Lastnahe Gasturbinen	14
2.5.5 Batteriespeicher	15
2.6 Europäischer Rahmen.....	16
2.6.1 Europäisches Szenario.....	16
2.6.2 Handelskapazitäten	16

1. Vorbemerkung

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) begrüßt die Möglichkeit zur Stellungnahme im Rahmen der Konsultation der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zum Entwurf des Szenariorahmens 2023 - 2037 der Übertragungsnetzbetreiber, Version 2022.

Der BEE möchte die Chance nutzen, sich an den Diskussionen zu diesem Dokument zu beteiligen und damit dazu beitragen, den Ausbau der Stromnetze auf eine Zukunft auszurichten, welche in allen Sektoren von dezentraler und regenerativer Energie geprägt ist.

Im Folgenden werden die konsultationsbegleitenden Fragen, entsprechend der Gliederung des „Begleitdokuments zur Konsultation des Szenariorahmens 2023-2037“, im Einzelnen beantwortet.



2.1. Ausrichtung der Szenarien

Zu Frage 1: Ist es sinnvoll im Szenario B und C unterschiedliche Transformationsgeschwindigkeiten anzunehmen, oder sollte es eine andere Unterscheidung zwischen den Szenarien geben?

Grundsätzlich ist es sinnvoll, in den einzelnen Szenarien unterschiedliche Transformationsgeschwindigkeiten anzunehmen. Unverständlich ist jedoch, warum das **Handelssaldo Strom** in allen Szenarien auf Null gesetzt wurde. Auch bei dieser Größe sollte über die Szenarien hinweg eine **Bandbreite unterschiedlicher Entwicklungen** dargestellt werden.

Zu Frage 2: Sind zwei Szenarien ausreichend, um die Bandbreite der Entwicklungen im Jahr 2045 zu beschreiben?

Die vorgegebenen Klimaschutzziele lassen sich auf unterschiedlichen Entwicklungspfaden realisieren. Es lässt sich hierbei zwischen „**internen**“ und „**externen**“ **Pfaden** unterscheiden.

Externe Pfade nehmen u.a. einen verhältnismäßig schwachen Ausbau der Flexibilitäts- und EE-Kapazitäten im Inland sowie einen starken Ausbau der Interkonnektorenleistung an. Hiermit einhergehend besteht die Gefahr, dass sich Deutschland bei Versorgungssicherheit und Erreichung der Klimaziele von der Energiepolitik anderer Länder abhängig macht.

Interne Pfade hingegen fokussieren auf einen starken EE- und Flexibilitätsausbau im Inland und benötigen aus diesem Grund weniger Interkonnektorenleistung. Die Abhängigkeit von der energiepolitischen Vorgehensweise anderer Länder ist auf einem solchen Pfad geringer.

Die im vorliegenden Szenariorahmenentwurf für das Zieljahr 2045 vorgestellten bilden aus Sicht des BEE ausschließlich externe Pfade ab. **Dringend notwendig** wäre es deshalb, zumindest ein **zusätzliches Szenario abzubilden, das einen internen Pfad darstellt**, also von einem stärkeren Flexibilitäts- (insb. Elektrolyse und PtH-Technologien) und EE-Ausbau sowie einer geringeren Erhöhung der Interkonnektorenleistung ausgeht.

2.2. Weg zur Klimaneutralität

Zu Frage 4: Werden die Klimaschutzziele ausreichend berücksichtigt?

Aufgabe des Szenariorahmens gemäß § 12a EnWG ist es, Transformationspfade aufzuzeigen, mit denen sich das im novellierten Klimaschutzgesetz festgelegte Langfristziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 realisieren lässt.

Erfüllt wird diese Aufgabe nach Ansicht des BEE aber nur, wenn Transformationspfade aufgezeigt werden, die nicht in unverhältnismäßiger Weise von den energiepolitischen Entscheidungen anderer Länder abhängig sind. Dies ist jedoch bei den vorgelegten Szenarien nicht der Fall. Im Gegenteil, es wird sich beispielsweise in allen Szenarien darauf verlassen, große Mengen an Wasserstoff aus dem Ausland zu importieren.

In diesem Sinne würden in Deutschland im Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele und die Sicherstellung der Versorgungssicherheit Abhängigkeiten geschaffen, die mit Erfüllung der oben genannten Aufgabe nicht zu vereinbaren sind. Wichtig ist es daher, auch **Szenarien aufzuzeigen, die eine geringere Abhängigkeit von externen Faktoren mit sich bringen, also einen internen Pfad darstellen**. In der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie wird ein solches Szenario aufgezeigt.¹

2.3. Sektorenkopplung und Stromverbrauch

Zu Frage 5: Erachten Sie die Höhe und Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs in den einzelnen Szenarien für angemessen?

In der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie wird ein im Zeitverlauf sinkender Bedarf an Strom für herkömmliche Anwendungen angenommen, der auf Effizienzsteigerungen beruht. Die gesamte Stromnachfrage inklusive neuer Verbraucher steigt allerdings von heute ca. 535 TWh auf ca. 1265 TWh im Jahr 2045 / 2050 und damit um einen Faktor von ca. 2,4. Der im Szenariorahmenentwurf angenommene Bruttostromverbrauch liegt selbst im Szenario B/C 2045 mit 1128 TWh noch unter diesem Wert.

Zurückzuführen ist diese Differenz darauf, dass in der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie ein höherer Wert für die inländische Elektrolyse angenommen wurde als in allen vorgestellten Szenarien. Die Nutzung aller inländischen Potentiale zur Herstellung grünen Wasserstoffs ist jedoch von großer Wichtigkeit, einerseits um dem Stromsystem als Flexibilität zur Verfügung zu stehen und andererseits um die Abhängigkeit von Wasserstoffimporten zu senken.

Ähnlich wie im Reformszenario der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie sollte deshalb **dringend ein Szenario mit einer höheren inländischen Elektrolysekapazität und einem dementsprechend höheren Bruttostromverbrauch aufgenommen werden**, der eine Elektrolyseleistung von bis zu 100 GW einschließt.

2.3.1. Private Haushalte

Zu Frage 6: Ist die Annahme angemessen, dass sich Effizienzsteigerungen im Haushaltsbereich mit zusätzlichem Stromverbrauch ausgleicht?

¹ Die vom BEE in Auftrag gegebene und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführte Strommarktdesignstudie ist herunterzuladen unter: <http://www.klimaneutrales-stromsystem.de/downloads.html>

Nach Berechnungen der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie werden die neuen Verbraucher (insb. Wärmepumpen und Elektromobilität) zusätzliche Strombedarfe im Haushaltsbereich generieren, die sich durch Effizienzsteigerungen bei Weitem nicht kompensieren lassen. Die **Annahme eines Ausgleichs von Mehrverbrauch durch neue Verbraucher und Minderverbrauch durch höhere Effizienzen ist dementsprechend nicht gerechtfertigt.**

Zu Frage 7: Sind die technischen Parameter zur Herleitung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen in der Höhe richtig gewählt?

Der BEE hält die technischen Parameter zur Herleitung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen für grundsätzlich angemessen. Aufgrund von Effizienzsteigerungen der Wärmepumpen geht unser Verband von weiter steigenden Jahresarbeitszahlen bis 2045 aus.

Zu Frage 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.

Deutschland sollte sich bei der Nutzung von Wasserstoff ausschließlich auf grünen Wasserstoff konzentrieren. Alle anderen Wasserstoffarten, insbesondere blauer Wasserstoff, zementieren die Nutzung fossiler Energieträger und schaffen bei langen Investitionszyklen, insbesondere in der Industrie, Pfadabhängigkeiten, die die Erreichung der Klimaschutzziele unterminieren. Bei Setzung eines entsprechenden regulatorischen Rahmens ist zudem das **Potential zur Herstellung von grünem Wasserstoff in Deutschland mittel- bzw. langfristig sehr hoch.**

Grüner Wasserstoff wird jedoch auf absehbare Zeit ein knappes Gut bleiben, das nur in solchen Bereichen eingesetzt werden sollte, in denen es keine Elektrifizierungsalternativen gibt. Im Haushaltsbereich steht mit der Wärmepumpe eine sehr gute Alternative bereit. **Anstatt umfangreiche Ressourcen in den Um- und Ausbau eines kleinteiligen Wasserstoffverteilernetzes zu stecken, sollte eine höhere Anzahl an Haushaltswärmepumpen angenommen und ein zur Realisierung der angenommenen Zahlen notwendiger regulatorischer Rahmen geschaffen werden.**

2.3.4. Elektrolyse

Zu Frage 14: Sind die in den Szenarien angenommenen Elektrolysekapazitäten angemessen?

Die angenommene Elektrolyseleistung ist selbst in ambitioniertesten Szenario B/C 2045 mit 40 GW zu gering. Nach Berechnungen der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie sind bei Setzung eines entsprechenden regulatorischen Rahmens inländische Elektrolysekapazitäten von bis zu 100 GW in 2045 / 2050

realistisch. Diese helfen nicht nur die Wasserstoffimportabhängigkeit drastisch zu verringern, sondern stehen dem Energiesystem zugleich als Flexibilität zur Verfügung.

Die Aufnahme eines „internen“ Transformationspfades, der höhere Kapazitäten an inländischer Elektrolyse annimmt, ist dringend geboten (siehe u.a. Antwort auf Frage 2). Eine ausschließliche Betrachtung relativ niedriger inländischer Elektrolysekapazitäten in den einzelnen Szenarien birgt hingegen die Gefahr, dass es durch einen mangelnden Netzausbau zu einer Vorfestlegung der Energiewende auf einen externen Pfad kommt.

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

Die angenommenen Wasserstoff-Importquoten sind in allen vorgestellten Szenarien, insbesondere aber im Szenario A, zu hoch. Es sollte grundsätzlich von nun geringen Importen an Wasserstoff ausgegangen werden. **Bei richtiger regulatorischer Rahmensetzung können bis zu 100 GW Elektrolyseleistung in Deutschland realisiert (siehe hierzu BEE-Strommarktdesignstudie) und so die Wasserstoffbedarfe vollständig selber gedeckt werden.**

Bei Annahme hoher Importquoten an Wasserstoff bindet sich Deutschland an die energiepolitischen Entscheidungen anderer Länder und schafft so in Bezug auf Versorgungssicherheit und Erreichung der Klimaziele Abhängigkeiten. Solche Abhängigkeiten können vermieden werden, wenn Deutschland einen „internen“ Pfad beschreitet und seine Wasserstoffbedarfe vollständig selber deckt. Aus diesem Grund sollte dringend ein **Szenario mit einem internen Pfad aufgenommen werden, in dem von höheren inländischen Elektrolyse-Kapazitäten ausgegangen wird.**

In Bezug auf die Bereitstellung von Wasserstoff als neuem, wichtigem Energieträger der Zukunft ist zudem eine integrierte Planung von Strom- und Wasserstoffnetzen von großer Wichtigkeit. Der BEE unterstützt daher die Idee eines Systementwicklungsplans, der den Planungen für die einzelnen Netzsektoren vorangestellt ist und die Leitplanken vorgibt.

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

Die vorgestellten Szenarien nehmen an, dass sich der größere Teil der installierten Elektrolysekapazitäten im Jahr 2037 Onsite, also in der Nähe der Verbrauchszentren, befindet und erst zwischen 2037 und 2045 ein Wandel hin zu mehr Offsite-Elektrolyse stattfindet. Der BEE kritisiert diese Annahme. Elektrolyse sollte bereits kurzfristig vorrangig in der Nähe fluktuierender EE-Erzeuger zum Einsatz kommen und dem Netz als Flexibilität zur Verfügung stehen. **Eine Ausweitung der Onsite-Elektrolyse birgt hingegen die Gefahr, dass es zu einer Verstärkung von verbrauchsbedingten Netzengpässen kommt.** Hintergrund dessen ist u.a., dass bei Onsite-Elektrolyse nur bedingt eine netzdienliche Fahrweise unterstellt werden kann (< 4000 VLS).

2.3.5. Direct-Air-Capture

Zu Frage 18: Wie sollten die DAC-Anlagen regionalisiert werden?

DAC-Anlagen sollten **netzdienlich allokiert** und in netzdienlicher Fahrweise betrieben werden, um eine bessere Markt- und Netzintegration zu realisieren.

2.3.6. Flexibilitäten

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

Der im vorliegenden Szenariorahmenentwurf vorgestellte, **marktorientierte Ansatz** zur besseren Integrationsfähigkeit der Erneuerbaren Energien ist eine gegenüber dem letzten NEP **zu begrüßende Entwicklung**. Allerdings verweist der BEE hierbei auf die vom ihm in Auftrag gegebene und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführte Strommarktdesignstudie. Hier wird beschrieben, dass **Marktflexibilitäten zum Teil auch Netzflexibilitäten** bedingen. Dies ist hierbei nicht nur im Bezug auf die regionale Lastspitze zu betrachten sondern vor allem aufgrund zeitgleicher Schalthandlungen im Stromnetz bei einem bilanziellen Marktausgleich auf ¼-stündlicher Ebene.

Zu Frage 20: Erachten Sie die angenommenen Potentiale für das Demand Side Management als realistisch?

Die im vorliegenden Szenariorahmenentwurf **angenommen Potentiale von Demand Side Management-Maßnahmen** (zwischen 5 und 7,2 GW in 2037 und zwischen 8,9 und 12,1 in GW in 2045) bewertet der BEE als **nicht realistisch**.

Für den Industriebereich, der den überwiegenden Teil des Flexibilitätspotentials durch DSM-Maßnahmen ausmacht, nimmt die vom BEE in Auftrag gegebene und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführte Strommarktdesignstudie einen Wert von 7,9 GW an. Hiervon können allerdings bis 2050 nur maximal 50 % aktiviert werden.

Auch der Ariadne-Report „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045“ nimmt für das Jahr 2050 lediglich ein DSM-Gesamtpotential von 9,1 GW an.

2.4. Erneuerbare Energien

2.4.1. Wind Offshore

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

Die Szenarien des vorliegenden Entwurfs gehen für das Jahr 2037 von einer installierten Leistung zwischen ca. 40 und 45 GW und für das Jahr 2045 von einer installierten Leistung von ca. 63 bis 70 GW aus.

Der BEE begrüßt die zusätzlich angenommenen Offshore-Kapazitäten, möchte jedoch darauf hinweisen, dass der Aufbau dieser Kapazitäten mit vielen Unwägbarkeiten behaftet ist. So benötigen Offshore-Projekte von der Planung bis zur Realisierung häufig noch immer einen langen Vorlauf, was nicht zuletzt mit dem Netzanschluss zusammenhängt.

Aus diesem Grund schlägt der BEE vor, in den betreffenden Szenarien einen Puffer aufzunehmen, der die Möglichkeit einer geringeren Offshore-Leistung abbildet. Gleichzeitig könnte von einer höheren Wind Onshore-Leistung ausgegangen werden (siehe hierzu auch Antwort auf Frage 23).

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

In der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie wurden die Volllaststunden für die Offshore-Windenergie analysiert. Anders als im vorliegenden Szenariorahmenentwurf wird hier nicht pauschal von 4.000 VLS ausgegangen, sondern von einem über die Zeit sinkenden VLS-Wert für die Nordsee (welche den größten Teil der Leistung ausmacht) von 3.945 h/a in 2030 auf 3.663 h/a in 2050. Der sinkende Wert ist auf Abschattungseffekte aufgrund intensiver Bebauung in den AWZ der Nordseeanrainer zurückzuführen.

Die genannten Werte der BEE-Strommarktdesignstudie liegen also zum Teil weit unter dem im Szenariorahmenentwurf pauschal angenommenen Wert von 4.000 h/a. Auch in der Studie Klimaneutrales Deutschland 2045 der Agora Energiewende wird von einem geringeren VLS-Wert von 3.650 h/a ausgegangen. Der hier genannte Wert entspricht also in etwa dem in der BEE-Strommarktdesignstudie genannten Wert.

2.4.2 Wind Onshore

Zu Frage 23: Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Onshore für realistisch?

Die im vorliegenden Szenariorahmen-Entwurf angenommenen Zahlen (100 bis 130 GW in 2037, 125 bis 150 GW in 2045) stellen zwar eine **eindeutige Verbesserung** gegenüber den Zahlen aus dem letzten Szenariorahmenentwurf dar, befinden sich **aber dennoch am unteren Ende des notwendigen Ambitionsniveaus.**

In der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie wird von einer installierten Kapazität von 95 GW in 2030, 147 in 2040 und 195 GW in 2050 ausgegangen. Auch im ariadne-Report „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045“ wird für 2045 ein Potential von 180 GW für Wind onshore veranschlagt.

Der stark beschleunigte Ausbau der Onshore-Kapazitäten ist auch aufgrund der Unwägbarkeiten beim Aufbau der Offshore-Kapazitäten von größter Wichtigkeit (siehe Antwort auf Frage 21).

Um die dem Repowering in den Szenarien zugewiesene Bedeutung bewerten zu können schlägt der BEE außerdem vor, den Brutto- und Nettozubaue getrennt auszuweisen.

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

Nach Einschätzung des BEE müssen zur Erreichung der Klimaziele **mindestens 2% der Landesfläche zur Verfügung** gestellt werden. In der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie wurde außerdem ermittelt, dass **in allen Bundesländern ausreichend Flächen zur Verfügung stehen**, auf denen 2.500 Volllaststunden oder mehr realisiert werden können. Insofern sollte die Mindestfläche von 2% möglichst **von allen Bundesländern gleichermaßen zur Verfügung gestellt werden**. Wenn Bundesländer jedoch mehr als 2% Prozent ihrer Landesfläche für den Ausbau der Windenergie an Land zur Verfügung stellen, begrüßt der BEE dies ausdrücklich.

Zu Frage 25: Halten Sie die angenommenen pauschalen Volllaststunden für 2037 und 2045 für realistisch?

Der BEE hält die angenommenen VLS-Werte für zu niedrig. In der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie wurde dargelegt, dass selbst in Bayern und Baden-Württemberg **an vielen Standorten ein Windanlagenbetrieb mit mehr als 2.500 VLS möglich ist** (siehe Grafik unten).

Es wurden hier deutschlandweit VLS von 2.653 h/a für 2030, 2.770. h/a für 2040 und 2.851 h/a für 2050 angenommen.

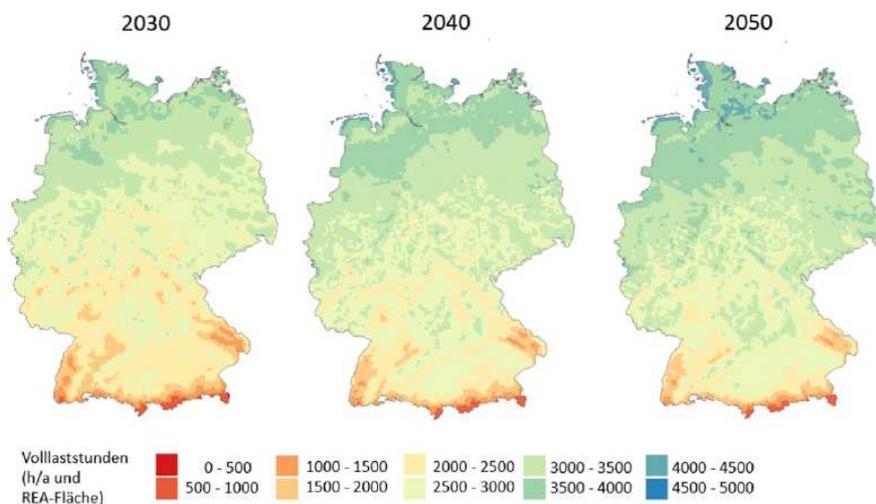


Abbildung 4-7: Karte der Volllaststunden in den Jahren 2030, 2040 und 2050 für Wind onshore

Quelle: Eigene Darstellung

2.4.3 Photovoltaik

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

Die im vorliegenden Szenariorahmen-Entwurf angenommenen Zahlen (260 bis 304 GW in 2037, 325 bis 395 GW in 2045) stellen zwar eine **eindeutige Verbesserung** gegenüber den Zahlen aus dem letzten Szenariorahmenentwurf dar, befinden sich aber dennoch **am unteren Ende des notwendigen Ambitionsniveaus**. In der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie wird davon ausgegangen, dass bis 2045 / 2050 ein installierte Leistung von ca. 450 GW realistisch ist.

Für die Aufteilung des Zubaus von PV-Anlagen in Aufdach- und Freiflächen wird im vorliegenden Szenariorahmenentwurf von gleichen Anteilen beider Anlagenkategorien ausgegangen. Diese Aufteilung entspricht der Position des BEE.

2.4.4 Biomasse, Wasserkraft und sonstige

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

Für die Stromproduktion aus Biomasse wird in allen Szenarien des vorliegenden Szenariorahmenentwurfs davon ausgegangen, dass die installierte Leistung von derzeit 8,8 GW auf 5 GW in 2037 und 2 GW in 2045 sinkt. Gleichzeitig wird angenommen, dass die Volllaststunden des Bioenergieanlagenparks von aktuell mehr als 5.000 h/a auf zukünftig 3.000 h/a sinken. Dies würde bedeuten, dass sich auch die aus Biomasse erzeugte Strommenge von heute ca. 45 TWh (ohne biogenen Anteil des Abfalls) auf 15 TWh bis 2037 und auf 6 TWh in 2045 verringert. Damit würde Biomasse langfristig nur eine untergeordnete Rolle im Stromversorgungssystem ein. **Diese Annahme ist für den BEE nicht nachvollziehbar.**

Im EEG 2021 sind bereits Ausschreibungsvolumina für Biomasse festgelegt, die eine Fortführung der Strommengen in etwa auf dem heutigen Niveau sicherstellen können, und auch das Klimaschutzprogramm 2030 hat sich für eine Stabilisierung der Stromproduktion aus Biomasse auf einem Niveau von 42 TWh/a ausgesprochen. Der Koalitionsvertrag zwischen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP enthält zudem ein klares Bekenntnis sowohl zur zukünftigen Nutzung von Bioenergie als auch zum Aufbau von gesicherter Leistung aus Erneuerbaren Energien, womit im Wesentlichen Bioenergie gemeint ist. Es erscheint deshalb angesichts der aktuellen politischen Entwicklungen wahrscheinlich, dass die **Rahmenbedingungen auch zukünftig so gesetzt werden, dass die durch politische Ziele für das Jahr 2030 definierte erzeugte Strommenge aus Biomasse nicht innerhalb von 7 Jahren in allen drei Zielszenarien deutlich um über 60 Prozent abnehmen wird.**

Die im Szenariorahmen getroffene Annahme, der Bioenergieanlagenpark würde zukünftig deutlich geringere Volllaststunden aufweisen, unterstützt der BEE grundsätzlich. Nach Ansicht des

BEE werden daraus jedoch falsche Schlüsse bezüglich der Entwicklung der installierten Leistung und der erzeugten Strommenge abgeleitet. Die Verringerung der Volllaststunden bildet ab, dass Biomassekraftwerke zukünftig flexibel und strommarktorientiert fahren. **Auch der BEE begrüßt eine Flexibilisierung des Bioenergieanlagenparks.** Auf Basis von Wirtschaftlichkeitsberechnungen, politischen und energiewirtschaftlichen Erwägungen als auch auf Basis von bisherigen Erfahrungswerten ist davon auszugehen, dass **eine Flexibilisierung, d.h. eine Reduktion der Volllaststunden, ohne eine Verringerung der erzeugten Strommenge, sondern mit einer Erhöhung der installierten Leistung (bei gleichbleibender Strommenge) einhergeht.** Um diesen Umstand abzubilden, muss bei angenommenen 3.000 Volllaststunden ab 2037 im Szenariorahmen ein Anstieg der installierten Leistung auf ca. 15 GW angesetzt werden. Wie dargestellt entspräche dies einer gegenüber heute gleichbleibenden aus Biomasse erzeugten Strommenge, es käme also zu keinem zusätzlichen Biomasseverbrauch oder Konkurrenzen mit sonstigen Biomassenutzungspfaden.

Im Rahmen der von der Bundesnetzagentur veranstalteten Dialogveranstaltung am 3. Februar wurde von Vertretern der Übertragungsnetzbetreiber dargestellt, dass man die Nutzung der Biomasse eher in Hochtemperaturprozessen sehen würde, welche nicht elektrifiziert werden können. Diese Aussage erklärt jedoch nicht, warum die Stromproduktion aus Biomasse zwischen 2030 und 2037 um über 60 Prozent zurückgefahren werden soll, während die Leistung von Gaskraftwerken je nach Szenario um fast 12 GW erweitert werden soll. Auch Gaskraftwerke werden mit Primärenergieträgern betrieben, welche sich alternativ in gleicher Weise wie Biomasse in anderen Sektoren wie der Hochtemperaturprozesswärme nutzen lassen würden (z.B. strombasierte Energieträger).

Auf explizite Rückfrage wurde von Herrn Dr. Martin Klein von der 50Hertz Transmission GmbH angegeben, dass man die Biomasse in anderen Sektoren sehen würde, da hier auch das im Prozess entstehende Kohlenstoffdioxid genutzt werden könne, was bei einer Vor-Ort-Verstromung nicht möglich sei. Dem müssen zwei Aspekte entgegengehalten werden. Zum einen bietet sich für eine Reihe von Biomassesortimenten, z.B. Gülle aufgrund ihrer geringen Energiedichte und deshalb geringen Transportwürdigkeit, keine Verschiebung von der Vor-Ort-Verstromung hin zu anderen Nutzungspfaden an. Zum anderen **schließen sich eine (stoffliche) Nutzung des biogenen CO₂ und eine Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung nicht aus.** Durch diverse technische Verfahren können der energetische Anteil der Biomasse, in Form von z.B. Methan oder Wasserstoff, und der Kohlenstoffanteil getrennt werden. Der Kohlenstoff kann dann z.B. für industrielle Anwendungen genutzt werden, während das Methan bzw. der Wasserstoff zur Stromerzeugung genutzt wird. **Aus Sicht des BEE kann deshalb selbst die Annahme, Biomasse werde zukünftig als Kohlenstoffquelle genutzt, nicht als Begründung für einen Rückgang der Stromerzeugung aus Biomasse dienen.**

Aus den genannten Gründen fordert der BEE die Übertragungsnetzbetreiber dringend auf, die **kontinuierliche Nutzung der Bioenergie bis zum Jahr 2045 im Stromsektor in den Szenarien abzubilden, jeweils mit sinkenden Volllaststunden und entsprechend steigender installierter Leistung.**

Für eine weitere Diskussion der Annahmen zur Stromerzeugung aus Biomasse im Szenariorahmen sei auf die Stellungnahme des Fachverband Biogas e.V. verwiesen.

Rolle der Wasserkraft im künftigen Erneuerbare Energien-System

Die erneuerbare Stromerzeugung aus Wasserkraft wird im vorliegenden Szenariorahmenentwurf in einer Größenordnung von insgesamt 5,3 GW installierter Leistung mit weitestgehend konstanter Entwicklung unterstellt. Der BEE stimmt der Größenordnung dieser Annahme zu, weist aber darauf hin, dass aus der letzten UBA-Statistik „Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2020 / März 2021“ eine derzeitig installierte Leistung der Wasserkraft in Höhe von 5,6 GW (2020) hervorgeht, die in der Vergangenheit zwar tatsächlich keine großen Zuwächse mehr aufgewiesen hat, aber dennoch immerhin von einer im Jahr 2005 vorhandenen installierten Leistung in Höhe von 5,2 GW auf heute 5,6 GW angestiegen ist. Diese **Erhöhung der installierten Leistung um durchschnittlich rd. 0,5% p.a.** ist als ein im Vergleich zur Entwicklung anderer Erneuerbarer eher moderates Wachstum anzusehen.

Die Wertigkeit der Stromerzeugung aus Wasserkraft bemisst sich aber nicht nur an der Höhe der installierten Leistung und ihrem Anteil an der Stromerzeugung insgesamt, sondern vielmehr an seiner Qualität und hohen Bedeutung für das Erneuerbare Energiesystem der Zukunft. So werden durch die Wasserkraft, die mit rd. 755 g CO₂-Vermeidung/kWh über das höchste spezifische CO₂-Einsparpotenzial aller Energieerzeugungsformen verfügt, schon heute deutschlandweit mehr als 15 Mio. t CO₂ p. a. und damit fast 8 % der CO₂-Emissionen in Deutschland vermieden. Vor allem zeichnet sich Strom aus Wasserkraft aber durch seine **stetige und verlässliche Verfügbarkeit** aus, die es ermöglicht, einen Teil der schwankenden Einspeisung von Wind- und Solarenergie auszugleichen. Zudem kann die Wasserkraft **vielfältige Netzdienstleistungen wie die Bereitstellung von schneller und flexibler Regelleistung, Momentanreserve, Notstromreserve, Blindleistung etc. anbieten** und damit zur Sicherung eines stabilen, sicheren und kostengünstigen Versorgungssystems der Zukunft beitragen.

Damit die Wasserkraft jedoch ihrer Rolle für die Energiewende gerecht werden kann, müssen jetzt die richtigen politischen Weichenstellungen erfolgen. Dabei steht neben der Sicherung des derzeitigen Anlagenparks von rd. 7.600 Wasserkraftwerken mit einer installierten Leistung von 5,6 GW in Deutschland die Erschließung noch bestehender Potenziale zur Erhöhung des Leistungsbeitrags der Wasserkraft im Vordergrund. Letztere bestehen vor allem in der **Modernisierung vieler Bestandsanlagen** (Repowering durch technische Verbesserung und Digitalisierung), aber auch im ökologisch verträglichen Ausbau der Wasserkraft durch die Reaktivierung von Anlagen an bereits bestehenden Wehranlagen. Technische Lösungen wie Fischschutz und Fischwege sichern dabei den Artenschutz und eine gewässerökologisch verträgliche Stromerzeugung. Im Zusammenhang mit der zunehmenden Digitalisierung und Automatisierung der Versorgungsnetze verfügt die Wasserkraft somit noch über ein hohes Innovations- und Transformationspotenzial, das es gilt, für die Zukunft zu nutzen.

2.4.5 Spitzenkappung

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

Grundsätzlich sollte eine **Spitzenkappung nur in absoluten Ausnahmefällen zur Anwendung kommen**. Davor sollten alle anderen Möglichkeiten, u.a. Flex-Märkte, ausgeschöpft werden.

Neben der reinen Spitzenkappung ist eine Vermeidung von kurzfristigen Erzeugungsspitzen auch über eine geeignete Anlagentyp-Auswahl (z.B. Einsatz von Schwachwindanlagen) möglich.

Zu Frage 29: Wie und mit welchen durchschnittlichen Lebensdauern soll der Rückbau erneuerbarer Energien berücksichtigt werden?

Der BEE geht von folgenden Lebensdauern für die unterschiedlichen fluktuierenden EE-Anlagentypen aus:

PV Dach- und Freifläche: 2030: 25 Jahre, 2040: 25 Jahre, 2050: 25 Jahre

Wind Onshore: 2030: 20 Jahre, 2040: 25 Jahre, 2050: 25 Jahre

Wind Offshore: 2030: 25 Jahre, 2040: 25 Jahre, 2050: 25 Jahre

2.5 Regelbare Kraftwerksleistung und Speicher

2.5.1 Annahmen zum Kraftwerkszubau und Rückbau von Bestandskraftwerken

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

In der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie wurde ermittelt, dass es bei Setzung des richtigen regulatorischen Rahmens (Reformszenario der Studie) und durch die stärkere Überbauung der Bioenergie und den Anschluss an die Gasspeicher über das Gasnetz möglich ist, **im Jahr 2050 fast vollständig auf den Einsatz anderenfalls zusätzlich benötigter H2-Gasturbinen zu verzichten**. Die Erdgaskraftwerke können deshalb fast zur Gänze zurückgebaut werden. Ein baugleicher Ersatz von reinen Gaskraftwerken (Kondensationsturbinen) ist nicht notwendig.

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

In der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie wurde ermittelt, dass es bei Setzung des richtigen regulatorischen Rahmens (Reformszenario der Studie) und durch die stärkere Überbauung der Bioenergie und den Anschluss an die Gasspeicher über das Gasnetz möglich ist, im Jahr 2050 fast vollständig auf den Einsatz anderenfalls zusätzlich benötigter H2-Gasturbinen zu verzichten. **Die Überlegung von Gaskraftwerksneubauten (Kondensationsturbinen) an ehemaligen Standorten von Kohlekraftwerken ist deshalb zu verwerfen.**

2.5.2 KWK-Ersatzneubau

Zu Frage 32: Gibt es alternative Methoden zur Ermittlung der KWK-Kapazitäten in den Zieljahren? Wenn ja: Welche?

In der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie wurde gezeigt, dass es unter der Annahme eines entsprechenden regulatorischen Rahmens (Reformszenario der Studie) und unter Berücksichtigung der anderen Flexibilitätsoptionen einen KWK-Anlagenpark (ohne Biomasse und Geothermie, Neubau (synth. Methan)) von 8,7 GW benötigt. **Auf reine Kondensationsgasturbinen kann hingegen fast vollständig verzichtet werden.**

Zu Frage 33: Sollten neben Gasturbinen auch andere KWK-Konfigurationen angenommen werden (z.B. GuD-Anlagen)?

In der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie wurde gezeigt, dass es unter der Annahme eines entsprechenden regulatorischen Rahmens (Reformszenario der Studie) und unter Berücksichtigung der anderen Flexibilitätsoptionen einen KWK-Anlagenpark (ohne Biomasse und Geothermie, Neubau (synth. Methan)) von 8,7 GW benötigt. **Auf reine Kondensationsgasturbinen kann hingegen fast vollständig verzichtet werden.**

Zu Frage 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?

Für eine hohe Flexibilität im Strommarkt ist es notwendig auch die KWK-Verstromung einzubinden. Hierzu könnte die KWK in Zeitfenstern niedriger EE-Einspeisung Strom und Wärme bereitstellen und sich über Einsatz von PtH-Technologien (z.B. Elektroden-Heizkessel) für Zeitfenster mit hoher EE-Einspeisung flexibilisieren. In solchen Zeitfenstern würde die Wärmeversorgung über die PtH-Technologien gesichert werden können, während die KWK-Anlage keinen Strom produziert.

Zusätzlich ermöglicht dieser Ansatz eine Erzeugungsquelle, die ansonsten als Must-run agiert, in eine benötigte Lastsenke umzuwandeln und somit Flexibilitäten für den Strommarkt zu verstärken. Eine **Must run-Restriktion für KWK-Anlagen ist daher abzulehnen.**

2.5.4 Lastnahe Gasturbinen

Zu Frage 37: Ist die Annahme von lastnahen Reservegasturbinen sachgerecht oder sollte stattdessen ein größerer Kraftwerkspark angenommen werden? Wird hierdurch ggf. der notwendige Netzausbaubedarf unterschätzt?

Dezentrale Stromerzeugung benötigt dezentrale, kleinteilige Reservekapazitäten an neuralgischen Punkten. **Sofern der Aufbau solcher Reservekapazitäten notwendig ist, sollte der Brennstoff für die benötigten Turbinen Biogas oder grüner Wasserstoff sein.**

Zu Frage 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?

Die angenommenen Reservekraftwerke sollten nach den explizit verorteten Kraftwerken zum Einsatz kommen und **nicht am Marktgeschehen teilnehmen.**

2.5.5 Batteriespeicher

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

Der Ausbau der Großbatteriespeicherkapazitäten kann im Sinne eines marktorientierten Ansatzes erfolgen. Im Vordergrund sollte dennoch das Potential für die Netzentlastung stehen. **Die pauschale Annahme in Bezug auf den Ausbau der Speicherkapazitäten ausschließlich im räumlichen Zusammenhang mit PV-Anlagen erscheint uns daher als zu grob.** Alternativ wäre es sinnvoll Großbatteriespeicher verstärkt an neuralgischen Punkten des Netzes aufzubauen.

Die PV-Heimspeicherquote ist im vorliegenden Szenariorahmenentwurf für das Jahr 2035 mit 100% angenommen. Gleichzeitig wird sowohl bei Großbatterie- als auch bei PV-Heimspeichern ein Verhältnis aus Speicherkapazität zu installierter Leistung von ca. 2 kWh / kW unterstellt. **Beide Annahmen hält der BEE für sehr optimistisch.**

Zu Frage 40: Erachten Sie die angenommenen Batterie-Speicherkapazitäten als angemessen?

Die angenommenen Großbatteriespeicher-Kapazitäten von 57 GW sind aus Sicht des BEE zu hinterfragen. In der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie wurde ein Wert von 32 GW ermittelt. **Aufgrund des ökologischen Fußabdrucks und der betriebswirtschaftlichen Grundlage ist von keinem höheren Ausbau auszugehen.**

2.6 Europäischer Rahmen

2.6.1 Europäisches Szenario

Zu Frage 41: Halten Sie die vorgeschlagene Zuordnung aller Szenarien zum Szenario „Distributed Energy“ für angemessen?

Die Zuordnung der vorgestellten Szenarien zum Distributed Energy-Szenario des TYNDP begrüßt der BEE. Unabhängig von der Zuordnung zu einem bestimmten, TYNDP-Szenario weist der BEE darauf hin, dass die einzelnen Netzsektoren des Energiesystems (Strom, Gas, Wasserstoff, Wärme) integriert geplant werden sollten und den einzelnen Netzentwicklungsplänen ein übergeordneter Systementwicklungsplan vorangestellt werden sollte.

2.6.2 Handelskapazitäten

Zu Frage 42: Halten Sie die Anwendung von FBMC für das Zieljahr 2037 und des NTC-Verfahrens für das Zieljahr 2045 für geeignet?

Eine **einheitliche Anwendung des FBMC** sowohl im Jahr 2037 als auch im Jahr 2045 ist dem vorgeschlagenen Modell **trotz der beschriebenen Unsicherheiten vorzuziehen**.

Die Annahme einer Kupferplatte für das Jahr 2037 innerhalb der jeweiligen Marktgebiete (keine netzkritischen Leitungen) hinterfragen wir.

Zu Frage 43: Halten Sie die vorgeschlagenen zusätzlichen Interkonnektoren für angemessen?

In der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie wurde nachgewiesen, dass unter der Annahme eines entsprechenden regulatorischen Rahmens (Reformszenario der Studie) und unter Berücksichtigung des damit einhergehenden inländischen Flexibilitäts- und EE-Zubaus eine weitaus geringere Interkonnektorenleistung als im vorliegenden Szenariorahmenentwurf notwendig ist, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und die Klimaziele zu erreichen. Die BEE-Strommarktdesignstudie geht in ihrem Reformszenario **lediglich von einer notwendigen Interkonnektorenleistung von 42 GW in 2050 aus**. Dies liegt weit unter den im vorliegenden Entwurf gemachten Annahmen von 58 GW in 2037 und 83 GW bzw. 100 GW in 2045.

Alle im Szenariorahmenentwurf vorgestellten Szenarien stellen aus Sicht des BEE externe Pfade dar, die den Erfolg der deutschen Energiewende als auch die Versorgungssicherheit in unverhältnismäßiger Weise von den energiepolitischen Entscheidungen anderer Länder abhängig machen. Hierbei ist auch zu bedenken, dass ein starker Ausbau der Interkonnektorenleistung **netzkritische Infrastruktur ins Ausland verlagert, was zu massiven Verwerfungen führen kann**.

Aus diesem Grund sollte der Szenariorahmen unbedingt auch einen internen Pfad mit einem Ausbau von ca. 40 GW Interkonnektorenleistung vorsehen.

Verantwortlich:

Wolfram Axthelm

Geschäftsführer
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
0 30 / 2 75 81 70 – 22
Wolfram.Axthelm@bee-ev.de

Dr. Matthias Stark

Leiter Erneuerbare Energiesysteme
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
0 30 / 2 75 81 70 – 22
Matthias.Stark@bee-ev.de

Florian Widdel

Referent für Digitalisierung, Sektorenkopplung und Energienetze
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
030 / 2 75 81 70 – 17
Florian.Widdel@bee-ev.de