

Protokolle der Workshops im Rahmen der Dialogveranstaltung zum Szenariorahmen 2019 – 2030 am 30. Januar 2018 in Berlin

Im Rahmen der Konsultationsphase des Szenariorahmens 2019 – 2030 hat die Bundesnetzagentur am 30. Januar 2018 in Berlin eine Dialogveranstaltung für die interessierte Öffentlichkeit durchgeführt. Am Nachmittag gab es hierzu drei unterschiedliche Workshops mit den Themen:

- Annahmen zur erneuerbaren und konventionellen Erzeugung
- Auswirkungen von Sektorenkopplung und Flexibilisierung auf den Stromverbrauch
- Umweltaspekte des Szenariorahmens

Nachfolgend sind die wesentlichen Diskussionsschwerpunkte und –stränge aus den einzelnen Workshops wiedergegeben. Die Darstellung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und drückt vor allem die Sichtweise der jeweiligen Diskussionsteilnehmer aus. Die wiedergegebenen Argumente sind nicht zwangsläufig der Standpunkt der Bundesnetzagentur. Sie ersetzen auch nicht die erforderlichen Stellungnahmen im Rahmen des laufenden Konsultationsprozesses für den Szenariorahmen 2019 – 2030.

Workshop 1: Annahmen zur erneuerbaren und konventionellen Erzeugung

Der im Szenariorahmen angenommene **Kraftwerkspark** war ein Thema, welches von einigen Workshopteilnehmern angesprochen wurde. Es wurde erklärt, dass von den ÜNB eine pauschale technisch/wirtschaftliche Betriebsdauer zu Grunde gelegt wird. Eine vorgeschaltete Marktmodellierung zur Bestimmung des Kraftwerksparks wird nicht vorgenommen. Dies wurde teilweise kritisch bewertet. Dabei ging es einerseits um die Höhe der angenommenen Lebensdauern, welche bei einer möglichen Orientierung an den Abschreibungszeiträumen tendenziell kürzer ausfallen würde. Andererseits wurde angeregt, ob man entgegen der exogenen Vorgehensweise im Szenariorahmen die Kraftwerkslebensdauern nicht auch endogen anhand von Wirtschaftlichkeitsberechnungen ermitteln könne. Es wurde ebenso vorgeschlagen, im Anschluss an den Szenariorahmen auszurechnen, ob der angenommene Kraftwerkspark im nachfolgenden Marktmodell wirtschaftlich betrieben werden könne. Der mögliche Fehlbetrag entspräche dann dem Subventionierungsbedarf der konventionellen Kraftwerke.

Die angenommenen **Volllaststunden der erneuerbaren Energien** wurden von den meisten Teilnehmern positiv bewertet. Ein Workshop Teilnehmer wies darauf hin, dass man durch die gleiche installierte Leistung Offshore-Wind mehr Energie erzeugen kann als durch PV oder Onshore-Wind. Die Frage, weshalb sich die Volllaststunden zu einem Stichtag um solch einen hohen Betrag ändern, konnte direkt beantwortet werden: Es wird angenommen, dass die neuen Volllaststunden einen Mittelwert über die zugebauten Anlagen vom Stichtag bis zum Jahr 2030/35 darstellen. Es wird nicht angenommen, dass sich die Volllaststunden tatsächlich in kürzester Zeit so stark ändern werden. Allgemein bilden die Volllaststunden nur ein Hilfskonstrukt zur Berechnung des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch im Szenariorahmen ab. Im weiteren Netzentwicklungsprozess werden die Volllaststunden durch den angenommenen Anlagenstandort und das gewählte Wetterjahr 2012 bestimmt.

Der zu geringe **Innovationsgrad** des Szenariorahmens wurde vielfach kritisiert. Der Szenariorahmen bleibe zu konservativ und nutze seine Möglichkeiten zur Gestaltung der Energiewende nicht aus. Der Netzentwicklungsprozess sei zu eindimensional. Die Bundesnetzagentur sollte die Politik aktiv beraten und die Energiewende so durchführbar machen. Es bildete sich die Meinung heraus, dass es mindestens ein wirklich innovatives Szenario geben sollte. Dazu könnte entweder ein erweitertes Szenario C 2030, oder mindestens eine Sensitivitätsberechnung dienen.

Die **Sondierungsgespräche** zur Regierungsbildung waren ebenfalls ein Thema. Die Ziele einer möglichen neuen Regierung würden von der Bundesnetzagentur berücksichtigt, wenn sie sich ausreichend konkret abzeichnen. Dabei wurde insbesondere das proklamierte Ausbauziel für erneuerbare Energien in Höhe von 65 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch genannt.

Einige Fragen zur „**must-run**“ Erzeugung der konventionellen Kraftwerke konnten direkt im Workshop geklärt werden. Im Szenariorahmen verteilt sich die Annahme zur must-run Erzeugung über die Szenarien. Ausgehend von Szenario A 2030, in welchem die must-run Bedingungen im „status quo“ gelten, bis zu Szenario C 2030, in welchem es bei einer angenommenen vollständigen Flexibilisierung keine must-run Erzeugung konventioneller Kraftwerke mehr gibt.

Die Möglichkeit der Erstellung eines **Zwischenszenarios** wurde von mehreren Teilnehmern angebracht. Dabei könnte ein Zieljahr zwischen 2023-2025 genutzt werden. Mit diesem Stützzenario ließen sich die Ergebnisse des Szenariorahmens leichter ermitteln und besser verifizieren.

Über die Frage der **CO₂-Einsparungen** wurde ebenfalls diskutiert. Eine Mehrzahl der Teilnehmer forderte die BNetzA auf, über die Ziele des Klimaschutzplans 2050 hinauszugehen, um das Pariser Klimaschutzabkommen einzuhalten. Ein Vorschlag zur Erreichung dieses Ziels wäre die Anhebung des ETS- CO₂-Preises in allen europäischen Ländern, damit der CO₂-Ausstoß nicht nur durch Carbon-Leakage ins Ausland verschoben, sondern tatsächlich reduziert würde. Diese erhöhte Einsparung sollte mindestens in einem innovativen Szenario C 2030 angenommen werden. Ein Teilnehmer merkte an, dass es nicht ausreichte sich den Ausstoß nur im Jahr 2030/35 anzusehen. Man müsse bedenken, dass Deutschland ein Restbudget an CO₂-Ausstoß zur Verfügung hat. Man solle ausrechnen, ob die Szenarien des Szenariorahmens dieses Budget einhalten.

Von den Teilnehmern kamen einige Vorschläge zu möglichen **Sensitivitäten**. Ein Teilnehmer schlug vor, ein Szenario zu rechnen, in welchem die fossile Erzeugung auf ein Minimum reduziert sei. Dies betreffe insbesondere die Abschaltung aller Braun-/Steinkohlekraftwerke. Eine Sensitivität mit einer CO₂-Einsparung, welche über den Klimaschutzplan 2050 hinausgeht, wurde ebenso vorgeschlagen. Eine Untersuchung der Auswirkungen einer Teilung der deutschen Stromgebotszone auf den Netzausbau könne in einer Sensitivität untersucht werden, forderte ein Workshop Teilnehmer.

Zum Vorschlag der ÜNB, dass zur Ermittlung des **ausländischen Kraftwerkspark**s nur ein europäisches TYNDP Szenario genutzt werden soll, erbat die BNetzA Vorschläge für die Konsultation.

Workshop 2: •Auswirkungen von Sektorenkopplung und Flexibilisierung auf den Stromverbrauch

Zentrales Diskussionsthema des Workshops war das Thema Sektorenkopplung. Hierunter versteht man im Allgemeinen die Umstellung der in den Sektoren Mobilität und Wärme gelieferten sog. „sekundären Energien“ auf elektrische Energie. Ein Beispiel wäre der Wechsel von erdgasbetriebenen Brennkesseln zu strombetriebenen Wärmepumpen im Bereich Wärmebereitstellung von Privathaushalten. Ebenfalls diskutiert wurde das Thema Flexibilisierung des Verbrauchs im Stromsektor und allgemein Effizienzsteigerungen.

Aus dem Teilnehmerkreis wurde mehrfach angeregt, dass im Falle einer „so viel wie möglich“ Sektorenkopplung, ein sog. **all electric Szenario**, die Verbrauchsmengen in allen Szenarien des Szenariorahmens zu gering wären. Es wurde vorgeschlagen für mindestens eines der Szenarien einen Stromverbrauch von mehr als 1000 TWh vorzugeben. Es wurde jedoch auch diskutiert inwieweit ein *all electric* Szenario als sinnvoll zu erachten sei. Nach Ansicht eines Teilnehmers sei es unwahrscheinlich, dass beispielsweise die deutsche Automobilindustrie den Trend zur Vollelektrifizierung mitgehen wird. Vorstellbar sei deshalb im Sinne der CO₂-Neutralität auch ein Umstieg auf sog. „**grünes Gas**“, also aus erneuerbarem Strom hergestelltes Erdgas oder Wasserstoff. Bei der derzeitigen Preislage in Deutschland sei es in einem solchen Szenario zudem unwahrscheinlich, dass dieses Gas in Deutschland produziert werden würde. Dies wurde auch von einem Vertreter der ÜNB bestätigt.

Eine Anwendung von **Power2Gas** ist unter derzeitigen Randbedingungen nicht wirtschaftlich darstellbar. Die als installiert angenommenen Leistungen seien dennoch gerechtfertigt, da durch den hohen Erwartungsdruck der Energiewende Stakeholder in diesem Bereich mit der Förderung solcher Anlagen zu rechnen sei. Eine Steigerung darüber hinaus bräuchte jedoch klarer erkennbare Anreize.

Gerade im **Mobilitätssektor** sei eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes also durchaus auch ohne Sektorenkopplung denkbar. Ein weiterer Teilnehmer gab zudem zu Bedenken, dass die Abbildung der Elektromobilität im Szenariorahmen durch schlichte Benennung einer Anzahl von Elektrofahrzeugen nicht genau genug sei. Spätestens bei der Frage der **Regionalisierung** dieser Fahrzeuge zur Ermittlung des Einflusses auf die Lasten müsste genau aufgepasst werden, da deutsche Großstädte bereits heute an Kapazitätsgrenzen stoßen würden, was verfügbare Parkplätze angeht. Zudem berücksichtige die Abbildung unzureichend die Entwicklung in den Bereichen Güterverkehr oder ÖPNV, da sie sich nur auf Privat-PKW bezieht.

Ein zusätzlich geäußerter Wunsch bezog sich auf das Thema **Datenverfügbarkeit**. Es sei für alle direkt betroffenen Stakeholder (VNB, Versorger, Großkunden, etc...) sehr wünschenswert wenn die direkten Folgen der Annahmen des Szenariorahmens als Datensatz verfügbar wären. Hierunter wurden beispielsweise die im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber als Grafik gezeigten aggregierten PtX-Leistungen und wichtiger, die dann (allerdings erst im Netzentwicklungsplan) folgende Modellierung des Einspeise- und Lastverhaltens, verstanden.

Ebenfalls diskutiert wurde das Thema **Lastflexibilisierung und Demand-Side Management**. Hierzu gab ein Diskussionsteilnehmer die Prognose ab, dass sich aufgrund des Wandels des Erzeugungssystems hin zu fluktuierenden Einspeisern das klassische Modell „Erzeugung folgt Last“ umkehren wird. Zunehmend sei damit zu rechnen, dass die elektrische Last in die Bereiche „Must-Run“, „Mittlere Flexibilität“ und „Hochflexibel“ einge-

teilt wird. Regelmäßiger Lastabwurf von Großverbrauchern sei bei entsprechend ausgestalteten Verträgen nicht unwahrscheinlich. Die Annahme von >90GW **Spitzenlast** sei damit zumindest zu diskutieren.

Ein weiterer von einer anderen Diskussionsteilnehmerin vorgebrachter Aspekt bezog sich auf das Thema **Lastflexibilisierung durch Speicher** und hierbei explizit auf die Möglichkeit des Einsatzes durch ÜNB. Hierfür müssten allerdings **regulatorische Hürden** beseitigt werden welche den ÜNB den Besitz und Einsatz solcher Speicher verbieten. Gleichzeitig mit dem Gebot, im Netzbetrieb gleichzeitig Redispatch zu vermeiden, gäbe es hier jedoch große Potentiale.

Workshop 3: Umweltaspekte des Szenariorahmens

Zentrales Diskussionsthema war die Frage, inwieweit Umweltaspekte auf einer frühen Ebene (d. h. im Szenariorahmen) berücksichtigt werden können. Gesetzlich vorgesehen ist die Strategische Umweltprüfung erst zur Vorbereitung eines Bundesbedarfsplans und wird während der Erstellung der Netzentwicklungspläne durchgeführt. In den vergangenen Konsultationen wurde jedoch sehr oft angemerkt, dass dies zu spät sei und Umwelterwägungen schon auf früheren Ebenen einfließen müssten.

Wesentlicher Bestandteil der Diskussionsrunde war zunächst die Erläuterung, wie die einzelnen Stufen des Netzausbaus aufeinander aufbauen und welche Inhalte auf den einzelnen Stufen behandelt werden. Auch wurde die Strategische Umweltprüfung, die seitens der Bundesnetzagentur zur Vorbereitung eines Bundesbedarfsplans auf Ebene des Netzentwicklungsplans durchgeführt wird, erläutert. Dabei wurde herausgestellt, dass die Prüfung vernünftiger Alternativen eine wichtige Rolle einnimmt. Kritisiert wurde, dass die Ergebnisse der SUP nicht bei der Bestätigung des Netzentwicklungsplans berücksichtigt würden. Bezüglich der Verfahrensschritte des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans wurde über die Begrifflichkeiten der „Prognose“, „Szenarien“ und „Leistung“ diskutiert. Prognosen könnten nicht mit Szenarien gleichgesetzt werden.

Hinsichtlich der Klimaschutzziele wurde über die unterschiedliche CO₂-Produktion von einzelnen Brennstoffen wie Erdgas und Braunkohle sowie gefracktes Gas diskutiert. Ein Teilnehmer stellte die Frage, ob bei der Szenarienermittlung die Endlichkeit fossiler Brennstoffe berücksichtigt würde. Dieses wurde verneint, weil derzeit keine Anhaltspunkte vorlägen, dass dies bis zum Betrachtungszeitraum des Netzentwicklungsplans bis 2035 relevant sein könnte. Hinsichtlich der Braunkohlekraftwerke wurde angemerkt, dass die fehlenden bergbaurechtlichen Abbaugenehmigungen für die Laufzeit der Kraftwerke nicht berücksichtigt würden. Kritisiert wurde, dass synthetische Brennstoffe nicht in die Betrachtung einbezogen würden und die Szenarien ausschließlich fossile Brennstoffe berücksichtigen würden. Diesbezüglich sollte die Betrachtung erweitert werden. Die Bundesnetzagentur erläuterte, dass sie aufgrund der marktwirtschaftlichen Gegebenheiten für den zu betrachtenden Zeitraum bis 2030/2035 keine wirtschaftliche Perspektive für ein umfassendes Power to Gas Szenario sieht.

Hinsichtlich der Regionalisierung von Windkraft wurde auf die Flächenverfügbarkeit hingewiesen und mögliche „harte“ sowie „weiche“ Tabukriterien, die eine Rolle spielen könnten.

Zur Frage, wie Umweltauswirkungen auf Ebene des Szenariorahmens berücksichtigt werden können, wurde in der Diskussionsrunde die Möglichkeit entwickelt, den Flächenbedarf/-verbrauch der Kraftwerke und Leitungen als Indikator für mögliche Umweltauswirkungen der einzelnen Szenarien heranzuziehen, ähnlich wie die CO₂-Werte als Indikator für den Klimaschutz herangezogen würden. Die Umweltbelange müssten geeig-

net sein, die Szenarien zu bewerten, da es nicht darum ginge was wünschenswert sei, sondern die Wahrscheinlichkeit der Entwicklung maßgeblich bei der Erarbeitung des Szenariorahmens sei. Die Schnittmenge könne dann daraus entwickelt werden. Sofern den Szenarien Annahmen zugrunde gelegt würden, die so erhebliche Umweltbelastungen mit sich brächten, dass diese als unwahrscheinlich betrachtet werden müssten, könnten diese Szenarien aus der Betrachtung herausgenommen werden.