

Protokolle der Foren im Rahmen der Dialogveranstaltung zum Szenariorahmen 2021-2035 am 06. Februar 2020 in Nürnberg

Im Rahmen der Konsultationsphase des Szenariorahmens 2021-2035 hat die Bundesnetzagentur am 06. Februar 2020 in Nürnberg eine Dialogveranstaltung für die interessierte Öffentlichkeit durchgeführt. Am Nachmittag gab es hierzu zwei unterschiedliche Foren mit den Themen:

- Forum I: Klimaschutz und Sektorenkopplung
- Forum II: Erneuerbare und konventionelle Stromerzeugung im nationalen und europäischen Rahmen

Nachfolgend sind die wesentlichen Diskussionsschwerpunkte und –stränge aus den einzelnen Foren 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 Konsultationsprozesses für den Szenariorahmen 2021-2035.

Forum I: Klimaschutz und Sektorenkopplung

Power-to-Gas

Ein Teilnehmer des Forums stellte ein Elektrolysekonzept (mit optimaler Methanisierung) vor bei welchem durch Nutzung der Abwärme und Rückführung von Prozessgasen in den Arbeitskreislauf ein sehr hoher Gesamtnutzungsgrad jenseits der 90% erreicht werden würde. Die Abwärme solle zur Fernwärmebereitstellung oder Prozesswärmegewinnung genutzt werden. Das Konzept basiere auf der lokalen Nutzung des erzeugten Wasserstoffs bzw. des Methans als Grundstoff für die Industrie oder zur Rückverstromung. Eine Einspeisung des Wasserstoffs oder des Methans in ein Transportnetz sei nicht zwingend vorgesehen. Eine Nutzung vor Ort würde priorisiert. Das benötigte Methan solle nicht aus direkten Quellen (z.B. Biogasanlagen), sondern aus der Luft gewonnen werden. Das Konzept wurde als grundsätzlich wirtschaftlich und gegenüber dem Stromnetzausbau als günstig beschrieben. Problematisch seien die beim Strombezug anfallenden zusätzlichen Belastungen (EEG-Umlage), die das Betriebskonzept gegenüber konventionellen Wasserstofferzeugungskonzepten durch Regulierung verteuern würden. Das beschriebene Konzept werde z.B. bei dem Stahlwerk Augsburg umgesetzt.

Die Bundesnetzagentur erklärte, dass man dieses Elektrolysekonzept prüfen werde, gab jedoch zu bedenken, dass ein Transportproblem verbleiben würde. Würden die beschriebenen Anlagen regional betrieben (keine Weiterleitung des Wasserstoffs), müssten sie mit Strom versorgt werden. Alternativ müsse bei einer Einspeisung des Wasserstoffs oder Methans potenziell das Gastransportnetz (aus-)gebaut werden.

Erdgas- und Wasserstofffernleitungsnetz

Ein weiterer Teilnehmer des Workshops forderte, dass das Energiesystem der Zukunft stärker auf Wasserstoff ausgerichtet werden solle. Es sei ausreichend Transportinfrastruktur vorhanden. Es gäbe ein über 6.000 km langes Wasserstofftransportnetz und es gäbe große Speicherpotenziale z.B. in Salzkavernen. Weiterhin sei das Gasnetz ausreichend groß, um die anfallenden Mengen an Methan oder Wasserstoff (nach Umrüstung) aufzunehmen.

Hierzu erwiderte die Bundesnetzagentur, dass es zurzeit kein 6.000 km langes Wasserstofftransportnetz geben würde und es lediglich kleine Wasserstoffnetze, die von der Industrie für die Deckung deren Eigenbedarfs genutzt werden, geben würde. Das Potenzial zur Umrüstung von Erdgas- in Wasserstoffnetze würde derzeit im Rahmen der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung geprüft. Weiterhin sei das Erdgasfernleistungsnetz nicht unbeschränkt aufnahmefähig und in einigen Regionen (z.B. im Süd-Westen) an seinen Kapazitätsgrenzen. Eine deutliche Erhöhung der Erdgas- oder Wasserstoffmengen führe tendenziell zu einem Gasnetzausbaubedarf.

Integrierte Netzplanung Strom/Gas/Wärme

Des Weiteren wurde aus dem Teilnehmerkreis eine integrierte Netzplanung aller Sektoren gefordert. Dabei solle besonders die Schnittstellentechnologie Power-to-Gas berücksichtigt werden, da so Netzausbau gespart werden würde. Die Problematik werde deutlich, da heute gebaute Stromleitungen in einer Gas-basierten Welt nicht mehr benötigt werden würden. Das Investment in diese Leitungen könne sich nicht mehr amortisieren.

Nach Meinung der Bundesnetzagentur sei die zukünftige Entwicklung des Energiesystems offen. Prinzipiell seien sehr unterschiedliche Entwicklungen denkbar. Das Energiesystem der Zukunft könne unterschiedlich stark strom- oder gasbasiert sein. Auch sei noch nicht klar, wie viel des Energiebedarfs in Deutschland produziert bzw. aus der EU oder dem weiteren Ausland importiert werden würde. Aus jeder denkbaren Welt ergäben sich sehr unterschiedliche Netze. Für die reale Netzplanung sei es daher schwierig, die notwendigen Netzausbaumaßnahmen abzuleiten und dabei die Problematik der möglichen Fehlinvestition zu vermeiden. Daher stelle die Netzplanung der Bundesnetzagentur auch nicht auf Energievisionen ab, sondern auf konkrete ökonomische Indikatoren. Das Netz würde so für die absehbare marktliche Entwicklung geplant und sei in jedem Fall notwendig.

Diesbezüglich erachtete ein Teilnehmer des Workshops eine Zielnetzplanung für 2050 als besser. Diese müsse von einem definierten Endzustand des Energiesystems abgeleitet werden. Dieses System müsse primär gasbasiert sein.

Die integrierte Netzplanung solle ermöglichen, mit Power-to-Gas oder anderen Speichern EE-Spitzen abzufahren um die Energie später nutzen zu können.

Eigentum verpflichtet

Ein weiterer Teilnehmer war der Meinung, dass die Energiewende nicht schnell genug vorangehen würde und daher der das Prinzip gelten sollte: „Eigentum verpflichtet“. Z.B. sollten Unternehmen dazu verpflichtet werden, ihren Energiebedarf nach Möglichkeit selbst zu decken (Windkraft oder PV). Eigentümer von Häusern sollten verpflichtet werden, eine PV Anlage mit Speicher, Solarthermie oder Wärmepumpen zu installieren. Eigentümer von Elektromobilen sollten auf ihrem Car-Port eine Solaranlage verpflichtend anbringen müssen.

Die Bundesnetzagentur merkte hierzu an, dass neben der fehlenden gesetzlichen Grundlage für solche Maßnahmen, die Konsequenzen von Verpflichtungen und Zwängen kaum absehbar seien. Unternehmen, deren Kerngeschäft nicht die Energieproduktion ist, könnten abgeschreckt werden. Weiterhin sei es oft nicht möglich, sich als Industrie regional selbst mit Energie zu versorgen. Hierzu sei der Flächenbedarf (z.B. Rhein- Ruhrgebiet) nicht gegeben. Auch könnten die benötigten Energiemengen oder die Versorgungsqualität mit einer Selbstversorgung oft nicht im industriellen Maßstab dargestellt werden. Hauseigentümer hätten oft nicht das Geld, die notwendigen Investitionen zu tätigen und müssten ihre Immobilien verkaufen. Vermieter würden die Kosten auf die Mieter umlegen, was zu weiter steigenden Mietpreisen führen würde. Bei Umlageverbot würde vermieten unattraktiv werden und das Angebot an Mietwohnungen würde sich verknapfen. Für Eigentümer von E-Mobilen könnte ein PV-Zwang die Kaufentscheidung negativ beeinflussen. Weiterhin würden große Teile der Autofahrer nicht im Car-Port, sondern – besonders in städtischen Gebieten- auf der Straße parken. Zwangsmaßnahmen seien daher mit Vorsicht zu betrachten.

Ergänzend erklärte ein Teilnehmer, dass Mieter in Fragen der Energiewende im Mietobjekt gegenüber ihren Vermietern gestärkt werden sollten.

Mobilität

Aus dem Teilnehmerkreis wurde gefragt, warum keine Annahmen zu Wasserstoffautos oder E-Fuel betriebenen Fahrzeugen im Szenariorahmen getroffen werden würden.

Die Bundesnetzagentur erklärte diesbezüglich, dass dies nicht notwendig sei, da diese Fahrzeuge keinen direkten Einfluss auf das Stromnetz hätten.

Ein Teilnehmer wiederum vertrat die Meinung, dass E-Fahrzeuge mit Wasserstoff betriebenen Fahrzeugen auf Grund Ihres besseren Wirkungsgrades überlegen seien. Daher sollten diese vermehrt im Szenariorahmen angenommen werden.

Darauf bezugnehmend erklärte die Bundesnetzagentur, dass die Annahmen zu Elektrofahrzeugen im Szenariorahmen ein Aufkommen von anders betriebenen Fahrzeugen nichts ausschließen würde. Welche Technologie sich in welchem Maß etablieren würde, sei offen und müsse im Detail nicht im Szenariorahmen Strom dargestellt werden. Auch die Entwicklung der E-Mobilität sei über die Szenarien des Szenariorahmens breit gespreizt, was die Offenheit für die Entwicklung anderer Technologien verdeutlicht.

Ein weiterer Teilnehmer des Workshops fragte, ob im Rahmen der Netzentwicklung ein bidirektionales Laden von E-Autos – also das Nutzen von E-Autos als Speicher – abgebildet werde würde.

Die Bundesnetzagentur erklärte, dass dies bisher nicht gemacht wurde, da derzeit keine ausreichenden Anreize hierzu absehbar seien. Weiterhin sei nicht klar, ob das E-Auto dann als netzdienlicher Speicher oder als marktdienlicher Speicher einzusetzen sei.

Regulierung

Es wurde kritisiert, dass die Regulierung teilweise die Wirtschaftlichkeit von neuen CO₂-freien Technologien verhindere. So müssten Speicher und Power-to-Gas Anlagen doppelte Netzentgelte zahlen und seien daher nicht mehr zu fossilen Brennstoffen konkurrenzfähig.

Hierzu klärte die Bundesnetzagentur auf, dass Speicher und Power-to-Gas Anlagen keine Netzentgelte zahlen müssten (Regulierung wurde bereits in 2017 angepasst). Lediglich würde beim Strombezug die EEG-Umlage anfallen.

Daraufhin wurde gefordert, dass die EEG-Umlage für neue Stromanwendungen wegfallen müsse, um die Nutzung anzureizen.

Versorgungssicherheit

Bei etwa 50 GW regelbarer Leistung und ca. 100 GW Jahreshöchstlast sei die Versorgungssicherheit nicht mehr gewährleistet, so ein Teilnehmer des Workshops. Gleichzeitig gäbe es viel Windenergieerzeugung bei häufig niedriger bzw. moderater Last. Diese überschüssige Energie dürfe nicht ins Ausland verschoben werden, sondern müsse in Deutschland gespeichert und bei Bedarf abgerufen werden. Hierzu seien elektrische Speicher und Power-to-Gas zu nutzen. Insbesondere das Erdgasnetz habe hohe Kapazitäten und könne als Speicher genutzt werden.

Hierzu erklärte die Bundesnetzagentur, dass die vergangenen Netzentwicklungspläne zeigen würden, dass das EU Umland zukünftig aus Deutschland mit EE- Strom versorgt werden würde, jedoch im Bedarfsfall auch Strom nach Deutschland exportiert werden würde, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Durch die europäische Netzintegration könne gesicherte Leistung EU-weit genutzt werden und volatile EE-Erzeugung teilweise ausgeglichen werden. Jenseits dessen sehe die Bundesnetzagentur die Problematik der Versorgungssicherheit. Jedoch diene der NEP-Prozess nicht der Untersuchung der Versorgungssicherheit. Modellseitig würden die ÜNB das Problem lösen, indem im Bedarfsfall, d.h. bei Versagen des europäischen Energy-Only-Markts – lastnahe Gasturbinen angenommen werden würden. Diese würden dann eine bisher noch nicht weiter definierte Reserve simulieren. Ob diese Reserve zum Einsatz kommen würde, würden die Marktmodellierungen der ÜNB zeigen, sofern das Konzept von der Bundesnetzagentur genehmigt werden würde.

Netzorientierte Wärmeversorgung und E-Mobilität

Auf die Frage, in wie weit, in wie weit Wärmepumpen und E-Mobilität netzdienlich gesteuert werden würden, erläuterte die Bundesnetzagentur, dass bei Wärmepumpen Sperrzeiten angenommen werden würden, in denen die Wärmepumpen vom Verteilernetzbetreiber nicht mit Elektrizität versorgt werden müssten. Dies setze aber höhere private Investitionen voraus, da eine größere Dimensionierung der Wärmepumpe vorgenommen werden müsse, da für die Wärmeversorgung in der Sperrzeit ein Wärmespeicher geladen (und vorab installiert) werden müsse. Bei Elektrofahrzeugen würde entlang der Szenarien zwischen einem Anteil Laden zu Hause (langsames netzdienliches laden) und einem Laden auf der Straße (schnelles, netzbelastendes Laden) unterschieden.

Rechtlicher Rahmen und Parisziele

Die Bundesnetzagentur müsse beim Thema Sektorenkopplung und Klimaschutz über geltende Gesetze und Regulierung hinausgehen. Es müsse antizipiert werden, welche rechtlichen Änderungen notwendig seien, um eine Sektorenkopplung im Sinne des Klimaschutzes d.h. der CO₂-Reduzierung zu realisieren, so ein Teilnehmer. Es wurde zudem darauf hingewiesen, dass die Klimaziele der Bundesregierung nicht für die „Parisziele“ ausreichen würden. Einige oder alle Szenarien sollten daher nicht die Ziele der Bundesregierung, sondern die ambitionierten „Parisziele“ enthalten.

Hierzu erklärte die Bundesnetzagentur, dass man sich hier in einer Zwickmühle befinden würde. Auf der einen Seite müsse die Bundesnetzagentur den Einfluss der heutigen Rechtslage auf die Entwicklung abbilden. Auf der anderen Seite müssten zum Erreichen der Klimaziele Annahmen getroffen werden, die unter heutiger Regulierung bzw. Gesetzeslage nicht zwingend erreicht werden könnten. (z.B. EE-Ausbauquoten, Sanierungsraten, E-Mobilität Marktdurchdringung, CO₂-Preise). Die Zielerreichung könne auf unterschiedliche Arten erfolgen, d.h. mit einem unterschiedlichen Technologiemix. Es wäre misslich, wenn die Bundesnetzagentur im Rahmen der Netzplanung einen Technologiemix definieren würde und die dafür notwendigen Rahmenbedingungen „ausrechnen“ würde und dafür dann dem Gesetzgeber passende „Gesetze“ vorschlagen würde. Dies sei nicht die eigentliche Aufgabe einer Behörde.

Forum II: Erneuerbare und konventionelle Stromerzeugung im nationalen und europäischen Rahmen

Zu Beginn des Forums wurde sehr ausführlich über die Themen **Ausbaupfade der Erneuerbaren Energien sowie Regionalisierung** diskutiert. Hierzu wollte die Bundesnetzagentur wissen, ob die im Szenariorahmen angenommenen Ausbaupfade der Erneuerbaren Energien den Teilnehmern realistisch erscheinen.

Ein Teilnehmer erklärte hierzu, dass es auf die Betrachtung ankommen würde. Aus Sicht des Pariser Klimaabkommens seien die Ausbaupfade wahrscheinlich unterdimensioniert. Zudem

seien bei der Windkraft zwar die Annahmen zur installierten Leistung in Ordnung allerdings müsse mehr Regionalisierung angenommen werden. Des Weiteren wäre ein PV-Szenario (höhere Annahmen zur installierten Leistung im PV-Bereich) wünschenswert.

Ein weiterer Teilnehmer des Workshops erklärte, dass die Annahmen in Bezug auf die Biomasse angepasst werden sollten. Da wir die Fotovoltaik in erster Linie im Sommer und am Tag produzieren würde und Wind im Winter und in der Nacht, sollte man die Biomasse als Flexibilitätsfaktor mit geringeren Volllaststunden und einer höheren installierten Leistung annehmen. Es wurde außerdem erklärt, dass die Annahmen nicht realistisch seien, was man an den Nachjustierungen der Politik in den Gesetzen bzgl. der Ausbaupfade erkennen würde. Auch hier wurde wieder ein Szenario gefordert, welches die Ziele des Pariser Klimaabkommen einhalten würde. Hierzu müssten die Ausbaupfade weiter erhöht werden.

Die Bundesnetzagentur erklärte, dass man auf die Novellierung des EEG warte, sodass man die Ausbaupfade entsprechend anpassen könne. Zudem wurde erklärt, dass die ÜNB bereits Annahmen über das 65 % Ziel hinaus angenommen haben. Eine klare Mehrheit aus dem Publikum war überzeugt, dass dies nicht ausreiche.

Ein weiterer Diskussionsschwerpunkt war das Thema **Dezentralisierung**. Hier wurde unter anderem von einigen Teilnehmern beklagt, dass die Entwicklung von Speichern nicht ausreichend berücksichtigt sei. Zudem müsse der zellulare Ansatz sich in den Szenarien deutlicher widerspiegeln und die regenerative Erzeugung vor Ort noch mehr berücksichtigt werden.

Die Bundesnetzagentur erklärte in diesem Zusammenhang, dass man über die Zahlen zu den Speichern im Szenariorahmen diskutieren könne. Zum Thema dezentrale Versorgung erklärte die Bundesnetzagentur, dass sie bei vielen Gemeinden sicherlich möglich sei, man bei Großstädten aber schnell an Grenzen stoßen würde. Zudem sei dieses Thema bereits im letzten Szenariorahmen ausgiebig diskutiert wurden und in Folge dessen wurde sich mit dem zellularen Ansatz auseinandergesetzt.

Ein Teilnehmer merkte an, dass auf Grund der Volatilität der Erneuerbaren Energien, die installierte Leistung ungefähr achtmal so hoch sein müsse um die gleiche Energie zu liefern. Um in den Bereich von 100 % Erneuerbaren Energien zu kommen müsse Strom gespeichert werden. Die Zahlen zu Speichern seien zudem sehr konservativ, so würde es z.B. im Bereich Power-to-Heat gerade erst richtig losgehen und voraussichtlich seien die Zahlen im Zieljahr deutlich höher.

Einige Teilnehmer erklärten, dass Dezentralisierung nur auf Grund des PV-Deckels, der Abstandsregel, dem Auslaufen der PV-Förderung und der fehlenden Förderung der Erneuerbaren Energien nicht möglich sei und das Netz auf Kosten der Bürger gebaut werden würde, damit der Handel weiter betrieben werden könne. Rahmenbedingungen für dezentrale Einspeisung im Verteilnetz sei leider nicht gesetzt worden.

Die Bundesnetzagentur erklärt, dass insbesondere der Ausbau von Wind Onshore in Bayern auf Grund der 10 H-Regel schwierig sei und möchte von den Teilnehmern eine Einschätzung, ob Bayern sich weiter ausschließlich auf PV konzentrieren solle oder zusätzlich Wind Onshore ausbauen soll. Zudem gibt die Bundesnetzagentur zu bedenken, dass eine Energiewende ohne Ausbau der Erneuerbaren oder Netzausbau in Bayern nicht darstellbar ist.

Die einhellige Meinung der Teilnehmer des Workshops war es, Bayern auch beim Ausbau von Wind Onshore in die Verantwortung nehmen.

Ein weiterer Teilnehmer des Workshops wies daraufhin, dass bis ins Jahr 2030 die Stromtrassen nicht fertig seien und wir uns über den Netzausbau und den Stromimport den Kohle- und Atomstrom wieder nach Deutschland holen.

Der zellulare Ansatz besage zudem nicht, dass Strom vor Ort gekauft werden müsse, sondern das das Netze ausgeregelt werden würde und man ganz andere Flexibilitäten ins Verteilnetz bekommen würde.

Abschließend wollte ein Teilnehmer wissen, warum bei allen Szenarien das gleiche Szenario aus dem TYNDP verwendet werden würde und wünschte sich, dass bei Szenario C das Distributed Energy Szenario des TYNDP verwendet würde.

Hierzu erläuterte die Bundesnetzagentur, dass man die Auswirkungen der Szenarien auf das deutsche Netz durch die Verwendung nur eines Szenarios auf europäischer Ebene besser vergleichen könne.