

Unabhängige Information

Beratung und Unterstützung in Energiefragen
für Unternehmen, Institutionen, Privatpersonen
und Organisationen aus Politik und Gesellschaft

The logo for 'energy platform' is located in the top left corner. It consists of a green square containing the word 'energy' in a white, lowercase, sans-serif font, with the word 'platform' in a smaller, white, lowercase, sans-serif font directly below it.

energy
platform

Konsultationsbeitrag zum Szenariorahmen 2019-2030

Beantwortung der Fragen der BnetzA aus dem
„Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2019-2030“

Vorwort

Wir erlauben uns, unser Vorwort mit einem Zitat aus dem Vorwort des Begleitdokumentes zur Konsultation des Szenariorahmens 2019-2030 zu beginnen:

„Auch in diesem Jahr stellt die Bundesnetzagentur daher konkrete Fragen an die Konsultationsteilnehmer, die aus ihrer Sicht maßgebliche Bedeutung für die Genehmigung des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurfs des Szenariorahmens 2019-2030 und die darauf aufbauenden weiteren Prozessschritte der Netzentwicklungsplanung Strom und der Bundesbedarfsplanaufstellung haben können. Die Bundesnetzagentur möchte mit Hilfe dieses Begleitdokuments die Öffentlichkeit ausdrücklich zu Stellungnahmen auffordern.“

Wir finden es zunächst löblich, dass die BNetzA die öffentliche Konsultation unterstützt und zu deren Beförderung mit einem Begleitdokument organisatorisch einen aktiven Beitrag liefert. Die in diesem Begleitdokument formulierten Fragen bilden andererseits jedoch ein inhaltsbegrenzendes Korsett, in das wir uns nicht vollständig zwängen lassen wollen.

Viele Fragen sind so formuliert, dass deren Beantwortung die Anerkennung grundsätzlicher Paradigmen unterstellt. Der oft als „gesetzliche Bandbreite“ bezeichnete Handlungsrahmen wird nicht verlassen, davon abweichende Ideen bleiben unbeachtet. Wir erlauben uns, manchen Fragen sogar das Prädikat „rein rhetorisch“ zu verleihen.

Es sei uns demnach gestattet, die Fragestellungen der BNetzA etwas großzügiger zu interpretieren und durch ein paar eigene Fragen zu ergänzen.

Wir möchten ebenfalls vorausschicken, dass die gesamte Netzplanung, die mit einem Szenariorahmen beginnt, unserer Meinung nach nicht im Einklang mit den Bestimmungen der Aarhus Konvention steht.

Diese garantiert der betroffenen Öffentlichkeit bei Umweltverfahren den Zugang zu Gerichten, wenn noch alle Optionen offen sind. Das ist hier nicht der Fall, denn es besteht keine rechtsverbindliche Einspruchsmöglichkeit gegen einzelne Szenarien eines Szenariorahmens oder den Szenariorahmen selbst. Wer immer sich an diesen Konsultationen beteiligt, hat nicht das Recht, diese im Szenariorahmen praktizierte Vorgehensweise gerichtlich überprüfen zu lassen, obwohl nur hier, ganz am Beginn des Planungsverfahrens noch „alle Optionen offen“ sind.

Die Fragen der BNetzA - die Antworten von Plattform Energie

1. Wie stehen Sie dazu, dass durch eine Erhöhung der Anzahl und Variation bestimmter Input-Parameter zwar die Gestaltung der Szenarien optimiert, aber die Erkenntnis über die Auswirkungen einzelner Input-Parameter für den Netzausbau erschwert wird?

Wir sind der Überzeugung, dass Anzahl und Variationen bestimmter Input-Parameter viel breiter aufgestellt sein sollten, um eine sachgerechte Planungsgrundlage zu erhalten. Dass dabei ein paar „Erkenntnisse über die Auswirkungen einzelner Input-Parameter“ auf der Strecke bleiben, ist vollkommen logisch und entspricht den gängigen Erfahrungen aller Menschen, die sich mit wissenschaftlicher Arbeit und Prozessmodellierung befassen. Allerdings wird der durch einen breiteren Parametersatz entstehende Schaden bei weitem durch den Nutzen, der sich aus genaueren Modellen ergibt, aufgewogen.

Momentan lassen ÜNB und BNetzA den überwiegenden Teil der verschiedenen Optionen "paar ordre" der gesetzlichen Grundlage von vorneherein außen vor, was anhand bisheriger SRE und NEP sowie der Monitoringberichte sogar ohne jede Nennung von Zahlen mehrfach nachgewiesen werden kann.

Wir ordnen dieses Herangehen als eine gravierende Fehldeutung ein. Wir wollen schließlich nicht annehmen, es handle sich um bewusstes Verschleiern von Tatsachen.

Wenn die angewendeten Methoden, zusätzliche Parameter oder Varianten klar benannt sind und eine entsprechende Datenbasis dafür öffentlich zugänglich ist, können wir im Rahmen unserer Möglichkeiten gerne eigenen Input zur Verfeinerung der Ergebnisse eines SRE liefern, anderenfalls bleibt die Frage genauso akademisch, wie sie gestellt wurde.

2. Sind Sie mit der Ermittlung der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer für konventionelle Kraftwerke einverstanden? Halten Sie eine kürzere oder längere technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer für angemessen?

Eine genaue Definition des Begriffs „technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer“ ist uns nicht bekannt. Daher wäre zunächst eine exakte Begriffsklärung hilfreich.

Die technische Lebensdauer einer Anlage kann man fast beliebig verlängern, wenn man weder Kosten noch Mühen scheut. Ob sich das als wirtschaftlich herausstellt, hängt von den jeweiligen Rahmenbedingungen ab. Die Entnahme der fossilen Brennstoffe aus der Natur gestaltet sich aus Sicht der Betreiber von Braunkohlekraftwerken äußerst kostengünstig. Außerdem übernehmen sie gegenwärtig für die Folgen des Betriebes ihrer Anlagen nur marginal Verantwortung. Nur deshalb sind Braunkohlekraftwerke lt. aktueller Gesetzeslage **betriebswirtschaftlich** (es gilt hier, exakt zu benennen, was gemeint ist) rentabel. Diese Rentabilität würde sich sofort durch neue Gesetze (CO₂-Steuer, Umweltabgaben für Schadstoffe oder Forderungen, z.B. die Quecksilberemissionen über technische Nachrüstung zu reduzieren) drastisch verändern. Diese Gesetze sind unseres Erachtens eine schlichte Notwendigkeit – in der **volkswirtschaftlichen** Betrachtung.

Auf den Punkt gebracht, plädieren wir dafür, umweltschädlichen, ressourcenverbrauchenden und damit degenerativen Energieerzeugungsanlagen deutlich kürzere Betriebsdauern zuzuweisen. Hinsichtlich der Braunkohle ist eine sofortige Abschaltung angemessen. Wegfallende Erzeugerkapazitäten könnten kurzfristig z.B. durch Gaskraftwerke übernommen werden, deren Gasbedarf perspektivisch wachsend durch synthetisches Methan gedeckt wird.

Die Rechenmodelle, die den Stromerzeuger X vor z.B. 10 Jahren bewogen haben, ein Braunkohlekraftwerk am Standort Y zu errichten, weil sich dies **betriebswirtschaftlich** bei einer avisierten Laufzeit von 40+ Jahren gut darstellen ließ, interessieren uns in diesem Zusammenhang nicht. Wer so lange im Voraus plant, muss mit den unternehmerischen Risiken einer langen Zeitschiene leben. Warum wird dieser im Umfeld mittelständischer Unternehmen altbekannte Grundsatz hinsichtlich großer Unternehmen durch politische Schutzwälle außer Kraft gesetzt? Wir sind demnach definitiv nicht mit der Art und Weise der Ermittlung der „wirtschaftlich-technischen Betriebsdauer“ (was immer das real bedeuten soll) konventioneller Kraftwerke einverstanden.

3. Wie beurteilen Sie die Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der KWK-fähigen Kleinkraftwerke und KWK-fähigen Gaskraftwerke?

Am 01.01.2018 ist das Änderungsgesetz zum KWKG 2016 in Kraft getreten (KWKAusV). Es wird unterschieden zwischen konventionellen (Anlagenleistung 1 MW bis 50 MW) und „innovativen“ (Anlagenleistung 1 MW bis 10 MW) KWK-Anlagen. Konventionelle Anlagen sind Anlagen, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden.

Den Bau neuer „innovativer Anlagen“ bewerten wir im Grundsatz positiv. Es ist ein Anfang, ein erster kleiner Schritt in die richtige Richtung. Im Vorfeld wäre der Ansatz um eine Potentialanalyse zu ergänzen, die auf tatsächlichen technischen Potentialen und nicht auf Marktanalysen beruht. Ein solcher Ansatz liefert allerdings nur dann exakte und brauchbare Daten, wenn die Beauftragten von der reduzierten Betrachtung des Übertragungsnetzes (Netzebene 3 und 4) ablassen und die weiteren Netzebenen 1 und 2 samt deren Potentialen vollständig mit einbeziehen.

Daraus folgt allerdings die klare Erkenntnis: ÜNB / BNetzA sind kein vollständig geeignetes Gespann für diese Aufgabe.

Ein Dreigestirn unter Einbeziehung der VNB würde die Sache allerdings nur verkomplizieren. Der sinnvollste Weg wäre ein von jedem Verdacht der Parteilichkeit befreites Gremium aus komplett unabhängigen Personen unterschiedlicher fachlicher Herkunft, das Sorge dafür trägt, volkswirtschaftlich sinnvolle und dem Umweltschutz verpflichtete Ziele priorisiert umzusetzen.

Unsere rational begründete Wahl fällt auf ein zu 100% rein regeneratives – mit anderen Worten ressourcenverbrauchsfreies – Primärsystem zur Energiebereitstellung, bestehend aus PV, Wind und Wasserkraft. Gaskraftwerke eignen sich als Brückentechnologie und können sogar nachhaltig betrieben werden, sofern das Gas aus Stromüberschüssen durch P2G-Verfahren erzeugt wurde. Dies gilt ganz allgemein und damit natürlich auch für die KWK-fähigen Kleinkraftwerke.

Die Beschleunigung des Ausbaus fossiler Kleinkraftwerke, motiviert durch die Erkenntnis der Sinnhaftigkeit der KWK, lehnen wir ab.

4. Ist die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Methodik zum Ersatz für aus dem Markt ausscheidende KWK-fähige Kraftwerke angemessen?

Grundsätzlich ja, solange der Ersatz, egal welcher Verbrennungstechnik, ausnahmslos durch mit Methan oder reinem Wasserstoff betriebene Technologien erfolgt, also durch die sogenannten „innovativen“ KWK-Anlagen. Der von uns empfohlene Richtwert für die zu planenden Größenordnungen liegt bei 25% des Jahresenergiebedarfs für die Energie/Arbeit an sich, wobei sich die Leistung aus dem Quotienten der Energie und 6.600 h durchschnittlicher Jahreslaufzeit des gesamten Parks an Verbrennungsanlagen bestimmen lässt. Dabei können die Laufzeiten einzelner Anlagen nach unten oder oben variieren.

Beispiel: Wenn der Energiebedarf für elektrische Energie in einer betrachteten Region (egal ob Gebotszone, Preiszone oder Regelzone) z.B. mit 120 TWh in 2030 prognostiziert wird, dann soll die installierte Leistung **aller** Verbrennungsanlagen in dem Gebiet $120.000.000 \text{ MWh} * 0,25 / 6.600 \text{ h}$ betragen = abgerundet 4.500 MW.

Dabei gehen wir von einer „Pufferung“ von $20\% \pm 5\%$ des Gesamtjahresbedarfs in Form von P2G (H_2 und CH_4 addiert) aus. Weitere Ausführungen dazu reichen wir auf Wunsch gerne nach.

5. Mit welchen Power-to-Heat-Technologien soll dieser Ersatz realisiert werden?

Power-to-Heat sollte auf unterschiedlichen Ebenen betrachtet werden. Großtechnische Tauchsieder sind sicher eine Variante, aber eher als Nischenanwendung. Das Gleiche gilt für industrielle Prozesswärme auf hohem Niveau, wie Lichtbogenhochöfen für die Metallverarbeitung oder Ähnlichem bei der Herstellung von Zement und bei anderen Hochtemperaturprozessen. Diese Potentiale sind überschaubar, leicht zu erfassen und leicht einzurechnen.

Eine etwas genauere Betrachtung verdient die Raumwärme. Für diese sehen wir ausschließlich den Einsatz und die Schaffung so genannter „kalter Wärmenetze“ vor. Diese operieren ausnahmslos im Bereich normaler Umgebungstemperaturen. Wir favorisieren hierfür das skandinavische Modell: keine Verbrennungstechnologien mehr, weder im Austausch noch im Neubau. Auch hierzu reichen wir weitere Ausführungen gerne nach.

6. In welcher Höhe sollten dabei Effizienzsteigerungen im Wärmesektor angenommen werden?

Mit dem unter Frage 5 beschriebenen Konzept werden ca. 90% weniger fossile Primärenergie benötigt. 99,9 % (also nahe Null fossiler Primärenergieeinsatz) sind bundesweit realisierbar. Uns sind verschiedene Technologien bekannt, mit denen sich die Bereitstellung von Wärme mit nahe 100% Effizienz realisieren lässt (Wärmespeicher, Eisspeicher, Vollbrennwerttechnologie, Wärmepumpe).

Wir hoffen, damit den Kern dieser Frage richtig erfasst zu haben und beziehen uns in unserer Argumentation u.a. auf das Grünbuch Energie des BMWi, in dem „Effizienzsteigerungen“ stereotyp im Kontext mit der Verringerung des Primärenergiebedarfs gesehen werden. Wärmedämmung allein kann hier nicht das Allheilmittel sein, sondern muss mit dem Einsatz regenerativer Wärmequellen (s. Antwort auf Frage 5) einhergehen. Wenn wir von einem geringeren Primärenergieeinsatz sprechen, meinen wir ausschließlich **fossile Energieträger**.

7. Ist es sinnvoll innerhalb des Szenariorahmens eine Diskussion über die Versorgungssicherheit zu führen? Ist dieses Thema von Relevanz für den Netzausbaubedarf?

Jegliche Planung im Bereich der Energieversorgung, also auch in der Netzplanung, hat per-se-Kriterien der Versorgungssicherheit zu berücksichtigen. Wenn die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet ist, wären alle Planungen von vornherein Fehlplanungen. Eine Diskussion darüber halten wir daher für überflüssig. Die Versorgungssicherheit ist durch die Planer **vollständig** öffentlich nachvollziehbar zu belegen.

Eine weitreichende Umstellung des gesamten Energiebedarfs, also inkl. Wärme und Verkehr, auf Strom ist der wesentliche Faktor für einen deutlich höheren, anzunehmenden zukünftigen Strombedarf. Dieser erhöhte Strombedarf wirkt sich ohne Frage auf die Versorgungssicherheit aus; sowohl hinsichtlich der Erzeugung als auch der Verteilung. Die Frage nach der Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird von ÜNB und BNetzA nach unseren Beobachtungen einzig mit dem Fokus auf den Ausbau der Übertragungsnetze beantwortet. Wir halten dies für einen grundsätzlich ungenügenden Ansatz. Vielmehr ist darüber hinaus eine deutlich detailliertere Betrachtung der Netzebenen 1 und 2 vonnöten, um die Sicherheit unserer Netze zu verbessern.

8. Teilen Sie die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber insbesondere zu den Verfügbarkeitsquoten der Erneuerbaren Erzeugung, dem Lastmanagementpotential und der Zurückhaltung gegenüber Stromimporten aus dem Ausland?

Auf Grund der Volatilität wird RES als grundsätzlich zu 100 % (PV) bzw. 99% (Wind) als nicht verfügbar angenommen. Im Gegensatz definiert man fossile Erzeuger zu 100 % verfügbar. Diese Sichtweise führt über die Begrifflichkeit der residualen Last zu der logischen Konsequenz, dass für jede installierte RES-Leistung eben soviel installierte Leistung fossiler Erzeugung bereitstehen muss. Das ist im Kern die Begründung von ÜNB, BNetzA und der „großen Politik“, warum wir **niemals** auf fossile Stromerzeugung verzichten können. Und es ist ein systematischer Fehler, weil die in Frage 1 angesprochenen „zusätzlichen Input-Parameter“, hier konkret die Nutzung von Speichern schlichtweg unberücksichtigt bleiben. Richtig dimensionierte Speicher können das Paradigma des „RES-Flutterstroms“ vollständig ad absurdum führen; nicht sofort und nicht flächendeckend aber, entsprechenden Willen vorausgesetzt, sehr viel schneller als derzeit politisch geplant. Die Stromabnahme ist übrigens seit jeher ebenfalls flatterhaft und volatil.

Bisher haben ÜNB und BNetzA unter dem Strich lediglich ziemlich einfach zu widerlegende Thesen publiziert, was hinsichtlich von RES und Speichern angeblich alles **nicht** geht. Jeder Ingenieur, Techniker, Planer oder Fachmann, der etwas auf sich hält, kann darauf nur eine Antwort geben: „**Geht nicht gibt's nicht!**“. Die meisten unserer Vereinsmitglieder sind Techniker, Ingenieure und Fachleute, die sich nicht in das Korsett der der gesetzlich verordneten Bandbreite zwängen lassen. Wir melden an dieser Stelle prinzipiellen Widerspruch an, stehen aber jeder faktenbasierten Diskussion aufgeschlossen gegenüber. Finden wir eine Antwort auf die Frage, **wie** wir die anstehenden Herausforderungen gemeinsam lösen können.

Lastmanagement/Demand Side Management spielen in einem System mit ausreichend Speicheroptionen eine eher untergeordnete Rolle, wenngleich wir die Sinnhaftigkeit dieser Maßnahmen nicht komplett infrage stellen.

Die Zurückhaltung gegenüber Stromimporten aus dem Ausland halten wir für unverständlich. Neu war für uns, dass diese Zurückhaltung, durch die Fragestellung impliziert, eine Annahme (???) der ÜNB sein soll. Die Bereitstellung von Energietransportkapazitäten stellt schließlich das einzige und von daher essentielle Geschäftsmodell der ÜNB dar. Unsere Konfusion über diese Aussage hält sich allein deshalb in Grenzen, weil die ÜNB ihre Erträge viel weniger über den **Stromim-** sondern vielmehr über den **Stromexport** realisieren. Im Jahre 2016 wurden über 10% der deutschen Stromproduktion **netto** exportiert. An ganzen zwei Tagen dieses Jahres bezog Deutschland mehr Strom aus dem Ausland als es gleichzeitig exportierte. Die Exportzahlen für 2017 liegen noch über denen von 2016.

Mithin unterliegt die Zurückhaltung der ÜNB gegenüber **Stromexporten** offensichtlich gar keinen Beschränkungen. **Das** ist das Problem. Sie haben unseres Erachtens Frage 8 falsch gestellt.

9. Halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Zuordnung des Anteils von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 50,5% (Szenario A 2030) über 54,3% (Szenario B 2030) bis 54,8% (Szenario C 2030) für angemessen?

Im Jahr 2016 betrug der Anteil von Erneuerbaren Energien am Strom-, Wärme- und Verkehrssektor 12,6%. Diese Zahlen beruhen auf den im Jahr 2016 tatsächlich gemessenen Werten (UBA auf Basis von AGEE-Stat, Stand 12/2017). In Tabelle 1, S.23 des SRE 2019 -2030 wird ein Nettostromverbrauch von 536 TWh (A2030) bzw. 576 TWh (C2030) angenommen. Der Nettostromverbrauch steigt, wenn überhaupt, nur unwesentlich gegenüber den Annahmen des SRE 2017-2030. Diese Annahmen sind völlig unrealistisch, da zukünftig große Teile des Verkehrs und viele Wärmeanwendungen direkt mit elektrischer Energie betrieben werden.

Wir wissen, dass die vollständige Bereitstellung jedweder Energie, die wir als Gesellschaft für unser Leben und unsere weitere Entwicklung benötigen, zukünftig so oder so durch RES erfolgen **wird**. Wir sollten deshalb prüfen, wie schnell wir, ausgehend von unseren heutigen technischen Möglichkeiten, dieses Ziel erreichen können. Erst wenn wir wissen, wie wir vom heutigen Zustand zu 100% RES kommen, können wir Zwischenziele festlegen.

Die o.g. Prognosen der ÜNB für 2030 erscheinen uns hinsichtlich des RES-Ausbaus als deutlich zu wenig ambitioniert. Sie folgen dem allgemeinen Trend, von den ursprünglichen Zielen der Energiewende abzurücken. Anfang des Jahrtausends lautete die Ansage der damals amtierenden Bundesregierung 100% RES im Jahre 2050. Der Klimaschutzplan des BMUB vom November 2016 nennt nur noch auf 80 bis 95% RES. Eine Energiewende zu 100% scheint demnach politisch nicht mehr gewollt, was sich auch in den Zwischenzielen (hier den Prognosen der ÜNB) ausdrückt.

Nichtsdestotrotz sind 100% RES eine **faktische Notwendigkeit**, deren Realisierung wir so schnell wie möglich erreichen **müssen**. Das mag in manchen Ohren harsch klingen; bei der Betrachtung aller Alternativen kommt man jedoch zügig zu dem Schluss, dass keine davon auf lange Sicht tragfähig ist.

10. Halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen jährlichen Zubauraten (insbesondere die angenommene Realisierungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten EE-Anlagen) für angemessen?

Bei bezuschlagten EE-Anlagen handelt es sich überwiegend um Onshore-Windanlagen, welche in entsprechenden Ausschreibungsrunden den Zuschlag erhalten haben und demnach errichtet werden dürfen. Damit ist es möglich, die jährlichen Zubauraten zu steuern.

Dieses Procedere stellt einen massiven Eingriff in den Markt dar und ist mit den Prinzipien einer freien Marktwirtschaft unvereinbar. Durch die damit verbundene Bevorzugung großer Windenergieanlagen (Windparks) erfolgt überdies eine Benachteiligung anderer RES Erzeugung (Photovoltaik).

Quantitativ betrachtet halten wir die vorgeschlagenen jährlichen Zubauraten für viel zu gering. Der notwendige massive Zubau von RES ist nur im Bereich der Photovoltaik möglich. Aber auch bei Windkraftanlagen sehen wir Reserven, die sich vor allem durch Repowering (Austausch alter Anlagen durch leistungsstärkere neue) erschließen lassen.

11. Halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern angekündigte Fortschreibung der Methode zur Regionalisierung der regenerativen Erzeugung für sinnvoll?

Unter Regionalisierung wird die räumliche Verteilung von Stromerzeugungsanlagen verstanden. Sie erfolgt bei Wind-Offshore nach geografischen Kriterien, bei Wind-Onshore auf der Ebene der einzelnen Bundesländer; in beiden Fällen nach dem Top-Down-Verfahren.

Es wird darüber hinaus von einer Regionalisierung des Stromverbrauchs gesprochen. Dabei handelt es sich jedoch ausschließlich um die Erfassung des IST-Stromverbrauchs bis auf Landkreisebene. Eine Regionalisierung auf der Basis von Messungen bereits vorhandener oder zukünftiger Verbrauchspunkte findet nicht statt. Das ist ein weiterer systematischer Fehler.

Generell steht dieser neue Ansatz der Regionalisierung – noch dazu im Top-Down-Modell – in krassem Widerspruch zum gesamteuropäischen Ansatz einer Modellierung und zentralen Datenaufbereitung, welche Energiemengen tatsächlich von einem beliebigen Punkt A im Netz zu einem beliebigen Punkt B verschoben werden. Die erhobenen Daten sollen nach dem Bottom-Up-Prinzip, das nach Vorgabe der ENTSO-E im TYNDP 2016 – des europäischen Gemeinschaftsverbundes aller Netzbetreiber - umfassenden Stromhandel vom Erzeuger zum Endverbraucher ermöglichen. Ohne von Regionalmarktbeschützern eingezogene Grenzen. Wir stehen voll hinter diesem Ansatz der ENTSO-E.

12. Halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Vorgehensweise zur Bestimmung des Anlagenrückbaus (Wind-Onshore und PV) für sachgerecht?

Die Annahme des Anlagenrückbaus (Wind-Onshore und PV) halten wir für geradezu absurd. Neue Standorte für Wind-Onshore-Anlagen werden zukünftig kaum durchsetzbar sein. Deshalb werden bereits heute Standorte z.B. durch Repowering aufgewertet. Für die Betreiber von PV Anlagen macht der Rückbau selbst nach dem Auslaufen der staatlichen Förderung keinen Sinn.

Einen Rückbau von RES-Erzeugern befürworten wir prinzipiell nicht, weil damit gleichsam die angestrebte Energiewende zurückgebaut wird. Gegen eine Modernisierung bestehender RES – Anlagen haben wir selbstredend keine Einwände.

13. Sind die angenommenen durchschnittlichen Lebensdauern der Anlagen sowie der Zeitverlauf auf Grundlage der Weibull-Verteilung realistisch?

Nein, Sie sind ein erster Versuch, sich dem Thema zu nähern und von daher zu begrüßen. Eine Weibull-Verteilung ist ein nettes Gimmick für makroökonomische Betrachtungen und gibt reichlich Raum und Anlass zu Spekulationen. Rein technisch gesehen führt sie zu keinem wesentlichen Erkenntnisgewinn. Mit dem Parameter $1/\lambda = 21$ bzw. 25 nehmen Sie das Ergebnis der durchschnittlichen Lebensdauer vorweg, wieso der Formfaktor mit $k=10$ bzw. 12 gewählt wurde, erschließt sich uns gar nicht. Wieso das Verfahren nur für Wind Onshore, nicht aber für Wind Offshore und PV angewendet wird, können wir gleichfalls nicht nachvollziehen.

Das folgende Zitat sorgt für Verwirrung:

„Die Annahmen einer längeren durchschnittlichen Anlagenlebensdauer in den Szenarien B 2030 / B 2035 und C 2030 decken sich mit den Rückmeldungen einiger Stakeholder, dass Anlagen zukünftig insbesondere in den Regionen über die Förderdauer hinaus betrieben werden, in denen ein Repowering von Anlagen außerhalb von Wind-Vorranggebieten kaum zu erwarten ist.“

Worin besteht der Zusammenhang zwischen Rückmeldungen von Stakeholdern und einer mathematischen Methode?

Die isolierte Verwendung der Weibull-Verteilung für eine Prognose des Rückbaus von onshore WKA ist eine der vielen Stellen, an denen die BNetzA keine Vorgaben durch das BMWi zu erfüllen hat; vielmehr zeigt sich die Behörde hier sehr kreativ. Die von der BNetzA gerne behauptete Weisungsgebundenheit und Folgsamkeit gegenüber dem gesetzlichen Auftrag wird in eine klare Beeinflussung der Politik durch das Gespann BNetzA + ÜNB, also in das genaue Gegenteil verkehrt. Als Stilmittel kommt ein Verfahren – die Diskussion der Weibull-Verteilung – zur Anwendung, das kaum jemand nachvollziehen kann, das aber durch den Einsatz entsprechender Parameter jederzeit die gewünschten Ergebnisse liefert.

Wir befürworten es durchaus, wenn die BNetzA ihren gesetzlichen Auftrag freizügig interpretiert, dann aber bitte auch hinsichtlich innovativer Technologien und der stärkeren Berücksichtigung von SRE-Betrachtungsvorschlägen aller weiteren Konsultationsteilnehmer. Je nach willkürlicher Präferenz an der einen Stelle über den gesetzlichen Rahmen hinaus zu gehen und an der anderen nicht, ist nicht länger hinnehmbar.

14. Wie beurteilen Sie die Vorgehensweise der Übertragungsnetzbetreiber bei der Prognose von Wind-Offshore? Ist die Aufteilung der prognostizierten Leistung Wind-Offshore zwischen Nord- und Ostsee sinnvoll?

Die ÜNB haben sich an dem in §4, Absatz 2 des WEG festgelegten Ausbaupfad zu orientieren.

Dieser orientiert sich nicht am Strombedarf, sondern erzeugt neue, nicht durch tatsächliche Nachfrage gedeckte Angebote an Stromerzeugungskapazitäten. Die Folge ist, dass zur Zeit, auch im Zusammenhang mit den ungebremst weiter betriebenen fossilen Stromerzeugern, massive Überangebote bei den Erzeugern bestehen, die sich in z.T. negativen Strompreisen niederschlagen.

Diese Prognose für Wind Offshore scheint immerhin von einem tatsächlich baubaren Potential auszugehen, wobei uns die Quelle der Daten, die der Prognose zugrunde liegen, interessieren würde.

Die Aufteilung der prognostizierten Leistung Wind Offshore zwischen Nord- und Ostsee ist eine organisatorische Maßnahme, die unserer Meinung nach keine weitere Bedeutung hat.

15. Wie bewerten Sie die im Entwurf des Szenariorahmens 2019-2030 von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene regionale und sektorspezifische Methodik zur Ermittlung des Stromverbrauchs und dessen Höhe?

Wir lehnen diese Methode vollständig ab. Diese Art der Betrachtung obliegt einzig und allein den Verteilnetzbetreibern. Darüber hinaus wurde bereits in Studien festgestellt, dass für eine dezentrale Stromverteilung eine Betrachtung von Verbräuchen auf NUTS (=Nomenclature des unités territoriales statistiques) -Ebene 2 optimal ist. Wir stehen vielmehr für eine Erfassung aller Stromverbräuche in Echtzeit: Die Ausgabe der Ergebnisse hat verbindlich im Viertelstundentakt in einem allgemein lesbaren Datenformat (z.B. CSV) zu erfolgen. Peaks können durch hochauflösende Impulsmessungen für jeden Zähler erfasst werden, was übrigens ohnehin ein Leistungsmerkmal jedes so genannten „Smart Meters“ ist. Eine ausschließlich beim Messdienstleister per kryptographischer Verschlüsselung erfolgende vollständige Anonymisierung der Nutzerdaten (System der Schlüsselpaare bei Messdienstleistern, Versorger und Endverbraucher, die dann auch die alleinigen Installationsorte für die perspektivisch hinzukommende Block-Chain-Technologie für Energie sind) ist aus Datenschutzgründen notwendig. Sie ermöglicht eine direkte (nahezu) Live-Abbildung aller Leistungs- und Energieflussdaten an allen Zählpunkten, allen Netzknoten, Netzabschnitten, Ein- und Ausspeisepunkten samt Speicherung und graphischer Aufbereitung dieser Daten für jedes Netzelement. Die Lastgänge für Einspeiser und Abnehmer sollen ausschließlich kodiert beim Messdienstleister hinterlegt werden. Dieses Vorgehen entspricht im Grunde dem eines kompletten Verkehrsleitsystems. Die Software dazu ist im Übrigen bereits verfügbar und im kleineren Maßstab bereits im Einsatz.

16. Erachten Sie die Auswahl und die Auswirkungen der unterschiedlichen Treiber je nach Szenario für den Stromverbrauch als angemessen?

Nein. Der SRE sollte jeweils mindestens eine Betrachtung für den maximalen Zubau an Treibern in Betracht ziehen (diverse Maximalszenarien) und darüber hinaus eine „Spielwiese“ (Online oder App) für Laien bieten, in der verschiedene Szenarien in rechnenden Tabellen durchgespielt werden können.

17. Erachten Sie die Auswahl und die Auswirkungen der unterschiedlichen Energieeffizienzfaktoren je nach Szenario für den Stromverbrauch als angemessen?

Nein. Hier besteht riesiger Ausarbeitungsbedarf. Wir wollen keine Pauschalisierungen auf der Grundlage makroökonomischer Gimmicks mehr, sondern fordern die breitere Einbeziehung realer und vorhandener Messdaten für die Genesis neuer Szenarien.

Effizienz bedarf überdies vielmehr eines wirksamen Treibers und weniger der Planung. Der einzig wirksame Treiber ist der Preis. Der hier zumeist von neokonservativen Industriemanagern geäußerte Satz, die Industrie sei bereits ausreichend effizient, die Potentiale seien ausgereizt, der stets platziert wird, um notwendige Technologiewechsel zu verhindern, indem Kostenerhöhungen bereits a priori als wettbewerbsfeindlich abgelehnt werden, darf nicht länger gelten. Gerade Investitionen in neue Technologien erweisen sich mittel- und langfristig als hochrentabel und motivieren auch „Spätzünder“ dazu, schlussendlich wieder wie Unternehmer und nicht wie Besitzstandswahrer und Vermögensverwalter zu handeln.

18. Wie bewerten Sie die im Entwurf des Szenariorahmens 2019-2030 von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Methodik zur Ermittlung der Jahreshöchstlast und deren Höhe?

Unzureichend, weil, wie die ÜNB selbst in ihrem SRE schreiben, die Höchstlast der Verteilnetze die des Übertragungsnetzes bei weitem übersteigt.

19. Ist der Einfluss der zunehmenden Sektorenkopplung (insbesondere der deutliche Anstieg von E-Mobilität und Wärmepumpen) angemessen berücksichtigt?

Nein. Wie bereits gesagt, sollte ein Maximal-Szenario mit 100% SRE in 2050 stehen. Der Verein Plattform Energie wird ein solches sehr bald liefern.

20. Inwieweit halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Flexibilitätsoptionen dem Grunde und der Höhe nach für realistisch? Sollte das von den Übertragungsnetzbetreibern dargestellte Flexibilitätspotenzial je nach Region unterschiedlich abgebildet werden?

Das Thema Flexibilitätsoptionen wird für das Netz durch den Einsatz von Speichern irrelevant. Diese banale Erkenntnis ist leicht nachzuvollziehen, wenn man allein das Potential der Haushalte für Speichertechnologie betrachtet.

21. Wie beurteilen Sie den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Gleichzeitigkeitsfaktor des Strombezugs im Rahmen der Elektromobilität und der Wärmeversorgung privater Haushalte?

Im Ansatz gut gedacht, aber irrelevant, weil zu einer Energiewende definitiv ein Stromspeicher in jeden Haushalt gehört. TenneT hat vor kurzem 7 kW bei 7 kWh als gängiges, erwartbares Marktangebot angesetzt. Da kann man im Moment mitgehen, in 2 bis 3 Jahren 20 kWh bei 50 kW aktiv / reaktiver Leistung auf der Netzseite und PKW-Seite und 3 Phase à 6,6 kW auf der Haushaltsseite.

22. Sind die von den Übertragungsnetzbetreibern dargestellten Betrachtungen zu Power-to-X Anlagen dem Grunde und der Höhe nach angemessen?

Nein. Sie sind um Größenordnungen zu niedrig. Ein Bruttostrombedarf von 1.150 TWh entspricht einem Bedarf von ca. 85 GW P2X Erzeugungsleistung. Generell wird sich Power-to-X weltweit auf Wasserstoff und synthetisches Methan stützen, wobei der Umfang der Verbreitung von den Kosten des Handlings abhängen wird. Die Bereitstellungseffizienz wird dadurch überspielt werden.

23. Inwieweit halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen PV-Speicher dem Grunde und der Höhe nach für realistisch?

Betrachtet man die reine Leistung, reicht diese zur kurzzeitige Überbrückung von Engpässen in der Erzeugung aus. Die fokussierte Diskussion von Leistungen, nicht jedoch von Energiemengen ist allerdings ein weiterer grundsätzlicher Fehler, der sich in vielen Dokumenten der BNetzA wiederfindet. Wir bevorzugen es, beim Erörtern der Speicherfrage über Kapazitäten zu reden.

Entsprechend unserem alternativen Szenariorahmen halten wir 200 GWh PV-Speicherkapazität bis 2035 sowohl für notwendig als auch machbar. Allein die 43 Mio. Haushalte könnten mit einem Speicher von durchschnittlich 5 kWh diesen Wert problemlos erreichen. Da sich Leistung in Watt und Kapazität eines elektrischen Speichers in Wattstunden sich dem reinen Zahlenwert nach etwa 1:1 verhalten, ist die von den ÜNB vorgeschlagene Kapazität für PV-Speicher völlig unrealistisch, weil viel zu gering.

24. Sind die von der Bundesnetzagentur dargestellten Betrachtungen des BVES zu PV-Speichern und Großbatteriespeichern (> 1 MW) dem Grunde und der Höhe nach angemessen?

Nein. Die Dreiteilung der Speicher in verschiedene Größen folgt einem klassischen Denken in Leistungskategorien, von dem nicht recht klar wird, worauf sie überhaupt beruhen.

Eine technische Unterteilung nach Funktionalität und Einsatzzweck sowie technischer Bauart und qualitativen Merkmalen ist sehr viel sinnvoller und nutzbringender. In unserem Begriffssystem unterscheiden wir:

Kurzzeitspeicher für den Stunden- und Tagesbedarf, mit vollautomatischer Last- und Leistungsspitzenkompensation, Blindstromkompensation, Filterung und Beseitigung unerwünschter Oberwellen und Phasenverschiebungen im Netz; sowie für die galvanische Trennung von Verbrauchern vom Netz zur Flexibilisierung individueller und veränderlicher Bedarfe. Diese Speicher umfassen alle Arten von Speichern in den Netzebenen 1 (NS) und 2 (MS), für Haushalte, GHD, kleine Industrie, und Elektromobilität. Bauarten sind diverse verfügbare Li-Ion-Technologien, ggf. NaS ab 1 MW / 1 MWh und Redox-Flow-Speicher. Wesentliches Merkmal ist das Verhältnis der Dimensionierung von Leistung und Kapazität, die von „betragsmäßig nahezu gleich“ bis betragsmäßig vielfach größere Leistung als Kapazität reicht.

Beispiele:

Von der Sonnenbatterie der ersten Generation (LiFePo-Technologie) mit 4 kWh Energie bei 2 kW Leistung über einen vergleichbaren Haushaltsspeicher, handelsüblich, 2,5 kWh Energie bei 2,3 kW Leistung (namhafter deutscher Hersteller) bis zum weltweit meistverkauften Elektrofahrzeug, dem NISSAN LEAF 1 mit 24 kWh Energieinhalt bei 80 kW Leistung (Li-Mg).

Infrastrukturspeicher = Mittelfristspeicher für größere produzierende Betriebe, versorgungskritische Infrastrukturen, Reserveenergie und Reserveleistung an Netzknoten und lokale Überbrückung einiger Tage.

Deren verhältnismäßige hohes Leistungspotential bringt allein konstruktiv eine für mehrere Tage oder gar Wochen ausreichende Speicherkapazität mit sich. In Frage kommende Bauarten Redox-Flow, Li-Ion- Powerbanks auf LiFePo-Basis, P2G-Speicher für mittlere KWK, PSW und punktuell Druckluftspeicher oder einzelne Schwungradspeicher. Bauorte sind Netzknoten und Einspeise- / Ausspeisepunkte auf den Netzebenen 2 /MS) und 3 (HS) sowie bestimmte große Verbraucher. Merkmal ist in der Regel in etwa gleiche Dimension von Leistung und Kapazität bei den elektrochemischen Speichertypen.

Saisonale Langzeitspeicher: Bei dieser Kategorie tritt das Leistungsmerkmal endgültig weit hinter das der Energiekapazität zurück. Es handelt sich ausnahmslos um Großspeicher, deren Leistung sozusagen automatisch mitgeliefertes Beiwerk für die Kapazität ist. Hierfür kommen Redox-Flow -Batterien, Gaskavernen mit P2G und Gaskraftwerke in Betracht.

25. Wie beurteilen Sie die CO₂-Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber/des Umweltbundesamts und der Bundesnetzagentur auf der Grundlage der Vorgabe des Klimaschutzplans 2050?

Unzutreffend und unzureichend. Das Ziel muss sein: CO₂-Ausstoß 2050 kleiner oder gleich Null.

26. Ist die verbindliche Vorgabe eines CO₂-Ziels sinnvoll?

Wenn es für 2050 kleiner gleich Null lautet, dabei 2030 die 50% Marke erreicht sein wird, es keine rechnerischen Tricks durch pauschale Freikontingente oder mehr gefühlte als rechnerisch nachgewiesene Emissions- und PE-Faktoren gelten, dann JA.

27. Ist die Vorgabe entsprechender Instrumente, die in der Marktmodellierung zur Erreichung des CO₂-Ziels unterstellt werden sollen, sinnvoll?

Nur, wenn es sich um die Vorgabe einer nach Emissionen und Primärenergiefaktoren extrapolierten Energiesteuer handelt, die kontinuierlich bis zu einem Kompensationspreis für das komplette Recycling der CO₂-Emissionen in jährlichen Erhöhungen gesteigert wird. Aus dem Ertrag müssen weltweit zu einem Großteil Grundeinkommen für die Unterprivilegierten zur Kompensation der Folgen höherer Energiepreise finanziert werden.

28. Welche der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgestellten Ansätze für die Modellierung der nationalen CO₂-Klimaschutzziele halten Sie für realistisch?

Realistisch alle, wünschenswert keines. Alle diese Ansätze sind viel zu wenig ambitioniert. Man könnte fast meinen, die BNetzA zweifelt an sich selbst und an den Fähigkeiten der Techniker. Noch dazu sind nationale CO₂-Ziele ohnehin unbedeutend, weil die Kompensation der Kosten sofort ausgereizt sein wird. Entweder weil Preise steigen und Unternehmen weniger verkaufen und exportieren oder weil die kleinen Endverbraucher das alles nicht erwirtschaften können.

29. Halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Zuordnung sämtlicher nationalen Szenarien zu einem einzigen europäischen Szenario für angemessen?

Sinnvoll ja, wenn die SRE nach der Methodologie der ENTSO-E aufgebaut und deren Grundsätze, vor allem der Transparenz und des Bottom-Up-Ansatzes vollumfänglich umgesetzt werden. Es ist unsere dringende Forderung an die BNetzA, die Politik darauf hinzuweisen, dass der §12f EnWG hier hinderlich, besser gesagt ein schwerer Fehler ist und deshalb dringend der Überarbeitung bedarf.

Angemessen nein, insbesondere nicht vor dem Hintergrund des Anspruchs der deutschen Energiewirtschaft, dabei die europaweite Führungsrolle einnehmen zu wollen und die Vorgaben zu machen. Das hat schon begonnen und ist nur als die vergrößernde Übertragung des „deutschen Modells“ auf Europa gedacht. Darüber hinaus ist die Betrachtung eher theoretischer Natur, da in der Gemeinschaft der Wille zu einer gemeinsamen Umsetzung fehlt. Das gilt auch und vor allem für Deutschland. Wir wollen auch in Sachen Strom Exportweltmeister sein und bleiben.

30. Erachten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern angesetzten Werte für die Übertragungskapazitäten der Anrainerstaaten mit Deutschland als angemessen?

So weit diese mit entsprechend leistungsstarken Großspeichern und dazugehöriger Kapazität für 96 Stunden verbindlich verknüpft werden: JA, ansonsten NEIN. Allein der Hintergrund der EU-weiten Handelsextrapolationen von ENTSO-E auf Transportkapazitäten mit der mehrfachen Leistung als bisher sollte gerade wegen der zentralen Position der BRD in Europa den hierzulande momentan mit der Aufgabe Betrauten zu denken geben und sie zur Suche alternativer Lösungen antreiben anstatt einer notorischen, fortgesetzten Modernisierungsverweigerung anheim zu fallen, den folgenden Generationen aber nichts bringt außer Erblasten und Ressourcenmangel. Dagegen ist der bisherige Stromtrassenwahn ein leichtes Fieber, das beim augenblicklichen technischen Horizont der Stakeholder nur mit einem Mittel bekämpft wird: Noch mehr Stromtrassen.

31. Werden Sensitivitätsberechnungen für den Netzentwicklungsplan 2019-2030 als sinnvoll erachtet?

Als akademische Übung: JA. Zu Planungszwecken: Eher nein bis indirekt. Dazu müssten ausnahmslos alle Parameter vorab intensiv durchgespielt werden. Das ist eine interessante Übung für Studenten. Zu einer nachhaltigen und intelligenten Planung gehört allerdings mindestens eine Erhebung und eine vergleichende Betrachtung der Messdaten aller angeschlossenen Zählpunkte, Netzknoten und Ein- wie Ausspeisepunkte.

Von der BNetzA nicht gestellte Fragen, die wir gerne diskutieren würden

32. Ist die Energiewende bis 2050 zu schaffen?

Ja, getrieben durch eine motivierte Bevölkerung, wie es beispielsweise bei der die Mondlandung der Fall war, und die innerhalb von 12 Jahren zum Erfolg wurde;

Ja, durch lawinenartigen Einsatz neuer Geräte, wie es heute z.B. 4 Milliarden Smartphones weltweit zeigen, die es vor 20 Jahren noch gar nicht gab.

Ja, durch weltweite Forschung und Produktion sank der Preis für eine Kilowattstunde PV von 50 ct auf 3 ct und das innerhalb von 12 Jahren.

Ja, um die Jahrtausendwende stand dieses Ziel schließlich auf der Agenda unserer führenden Politiker und Politik unserer Meinung nach verlässlich sein sollte.

Nein, wenn wir Partikular- vor Allgemeininteressen stellen bzw. Betriebswirtschaft höher wichten als Volkswirtschaft. Dagegen kündigen wir Widerstand an.

33. Was ist bis 2030 realistisch?

Um ein angestrebtes, komplexes Ziel zu erreichen, empfiehlt es sich Meilensteine festzulegen. Diese sollten sich mehr am endgültigen Ziel – hier 100% RES im Jahre 2050 - orientieren als am IST-Zustand. Es liegt in der Natur der Sache, dass Kritiker und Skeptiker ausgehend vom IST-Zustand immer genügend Argumente finden werden, um notwendige Entwicklungen zu bremsen. Das um so mehr, je mehr sie von der Konservierung der alten Zustände selbst profitieren. Da wir ein „100% RES in 2050- Basta“ befürworten, sind unsere Meilensteine für 2030 tendenziell sehr viel optimistischer als die Annahmen des vorliegenden SZE 2019-2030 von ÜNB und BNetzA.

34. Brauchen wir zusätzliche installierte Leistung?

Hier unterscheiden wir zwischen Erzeugerleistung und in den Übertragungsnetzen zu übertragender Leistung. Natürlich wird mehr RES-Erzeugerleistung benötigt, wenn der Strombedarf steigt. Allerdings widersprechen wir der Argumentation von ÜNB und BNetzA, dass Zubau von Erzeugern zwingend den Zubau von Übertragungskapazitäten auf den Netzebenen 3 und 4 erfordert.

Durch zunehmend dezentrale, lokale Erzeugung können wir demgegenüber vermehrt dafür sorgen, dass Strom lokal dort dem Netz entnommen wird, wo er eingespeist wird (zellularer Ansatz). Die Bedeutung der Verteilnetze wird steigen, die der Übertragungsnetze abnehmen.