

Karlsruhe, 16. Juli 2021

EnBW Stellungnahme zur Konsultation des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 gemäß § 15a EnWG

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben am 21. Juni 2021 das Konsultationsdokument des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 der Öffentlichkeit zur Kommentierung vorgestellt. Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG nimmt zur Konsultation durch die FNB gerne Stellung.

Zu Kapitel 3 Kapazitätsbedarfe gemäß §§ 38 / 39 GasNZV – Marktabfrage WEB und Grüne Gase

3.2.1 Systemrelevante Kraftwerke

Wir regen an, alle stromseitig systemrelevanten Kraftwerke und deren Brennstoffe unabhängig von ihrer gaseitigen Netzanschlussebene innerhalb des Szenariorahmens aufzulisten, weil noch nicht geplante aber mittelfristig bevorstehende Brennstoffwechsel in einem Zuwachs des Gas- oder Wasserstoffbedarfs resultieren dürften, der rechtzeitig in die Modellierung aufgenommen werden muss, um die Kapazitäten für einen zuverlässigen Kraftwerksbetrieb und damit eine möglichst sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Der im Zuge dessen notwendige Ausbau der Gasnetzinfrasturktur benötigt für eine effiziente Umsetzung - aufgrund der Kosten- sowie der planerischen und baulichen Zeitintensivität - sowohl langfristige Planungssicherheit als auch Transparenz. Der Netzentwicklungsplan, der als Transparenzplattform z. B. ein entscheidender Faktor für eine erfolgreiche Marktraumumstellung ist und bleiben wird, ist unseres Erachtens die richtige Plattform, um Transparenz auch bei den Brennstoffwechseln der systemrelevanten Kraftwerke zu erzeugen.

3.2.2 Berücksichtigung von neuen Gaskraftwerken im Szenariorahmen

Seitens EnBW werden fDZK bei der Wahl ungeeigneter Zuordnungspunkte für Kraftwerke und häufigen Unterbrechungen weiterhin als wirtschaftlich deutlich nachteilig gesehen, was auch durch den Nachlass auf die Kapazitätsentgelte nicht vollständig ausgeglichen wird. So sind z.B. Speicher als Zuordnungspunkt solange ungeeignet, wie keine Aussagen zur Häufigkeit von Unterbrechungstagen pro Jahr möglich sind und der Kraftwerksbetreiber demnach nicht weiß, welches Speichervolumen er an einem Speicher als Zuordnungspunkt buchen und vorhalten soll. Der Zuordnungspunkt Wallbach für einige Gaskraftwerke im Südwesten wird weiterhin als völlig ungeeignet betrachtet.

Sollten fDZK als Gasprodukt für den Neubau von Gaskraftwerken nicht vermeidbar sein, so sehen wir folgende Anforderungen für die Zuordnungspunkte als notwendig an:

- Festschreibung der Zuordnungspunkte für zehn Jahre, wobei eine vorzeitige Abänderung des Zuordnungspunktes nur mit Zustimmung des Kraftwerksbetreibers umgesetzt werden darf
- Ersetzung der derzeitigen punktscharfen Unterbrechungsreihenfolge hinsichtlich der Zuordnungsaufgaben durch einen Clusteransatz und Offenlegung der Unterbrechungskriterien und
- Begrenzung der Anzahl der Tage, an denen die Fernleitungsnetzbetreiber die Zuordnungsaufgabe der dynamisch zuordenbaren Kapazitäten gegenüber dem Kraftwerksbetreiber aussprechen dürfen, auf zehn Tage im Gaswirtschaftsjahr
- Keine Zuordnungsaufgabe für Kraftwerke, wenn gleichzeitig am vorgesehenen Zuordnungspunkt an einer Grenze zu einem Nachbarland aufgrund eines parallelen Engpasses im ausländischen Gasnetz kein Gas verfügbar ist.

Wir begrüßen insofern sehr die in der ersten Einschätzung der BNetzA beim FNB-Workshop zum Szenariorahmen am 01.07.2021 geäußerte Absicht, die Transparenz bei der Wahl der Zuordnungspunkte des DZK-Produkts zu erhöhen – wobei aus unserer Sicht zusätzlich noch weitere verlässliche Festlegungen zu anderen Kriterien wichtig wären (s.o.).

Zu Kapitel 4 Gasbedarfsentwicklung

Wir schlagen vor, dass die FNB neben der reduzierten L- und H-Gas-Verfügbarkeit auch die Verfügbarkeit von Wasserstoff untersuchen. Die Untersuchung sollte zusätzlich zur Verfügbarkeit ausreichender Angebotsmengen auch einbeziehen, ob die Erzeugung und der Transport mit den vorgegeben Klimazielen vereinbar sind. In Abbildung 5 des zur Konsultation gestellten Dokuments ist u.a. auch die Überarbeitung des dena-TM95-Szenarios zu finden. Dabei wurde aufgezeigt, dass im Jahr 2050 Erdgas vollständig durch Wasserstoff und klimaneutrales Methan substituiert wird. Aus dem Begriff „klimaneutrales Methan“ kann nicht abgeleitet werden, ob es sich um Biomethan oder um synthetisches Methan handelt. Eine differenzierte Angabe des Ursprungs des „klimaneutralen Methans“ ist allerdings zur Bewertung der ermittelten Ergebnisse notwendig, weshalb hierzu eine konkrete Definition und mehr Hintergrundinformationen notwendig sind.

Des Weiteren ergibt sich dadurch die Frage nach der Herkunft des „klimaneutralen Methans“, da die Biomethan-Kapazitäten langfristig begrenzt und demzufolge nicht ausreichend sind, um die angegebenen Mengen im Jahr 2050 abzubilden. Man könnte also zu dem Schluss kommen, dass der deutliche größere Teil des „klimaneutralen Methans“ aus einer Methanisierung von Wasserstoff hervorgeht, was wir in diesen Größenordnungen für unrealistisch halten, da die Methanisierung von Wasserstoff – wie auch in der DVGW-Studie „Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21“ angegeben – im Vergleich zur Verwendung von reinem Wasserstoff zu deutlichen Mehrkosten führen würde.

Zudem erscheinen aus unserer Sicht insbesondere mit Blick auf die verschärften Klimaziele für 2030 und 2045 die im angepassten dena-TM95-Szenario ausgewiesenen Anteile von Methan an der Gasbedarfsentwicklung bis 2050 grundsätzlich zu hoch. Die dargestellte Entwicklung der Energiemengen (in TWh) sind als maximal und minimal Szenario plausibel. Jedoch sollte der Anteil von Wasserstoff schneller ansteigen, da die Verfügbarkeit und das Emissionsreduktionspotential von Wasserstoff im Vergleich zu Biomethan, synthetischem Methan oder anderen Grünen Gasen höher einzuschätzen sind.

Es wird deutlich, dass durch die auf konkrete Projekte eingeschränkte Verwendung der WEB-Ergebnisse zwar eine erste Indikation des heute schon bestehenden Bedarfs an klimaneutralem Wasserstoff generiert wurde, dass diese Indikation aber in Bezug auf eine holistische Dekarbonisierung der Gaskunden zu kurz greift. Wir halten es für unbedingt erforderlich, dass die FNB diesbezüglich insbesondere die voraussichtlichen Wasserstoff-Bedarfe der Verteilnetzbetreiber stärker in ihre Netzplanung einbeziehen, da die vereinfachte Annahme „Wasserstoff nur für Großkunden, die ein MoU abgeben und klimaneutrales Methan für den Rest“ unseres Erachtens den Anforderungen an einen konsistenten Netzentwicklungsplan zur Dekarbonisierung der Gaskunden nicht gerecht wird. Die innerdeutschen Letztverbraucher (Haushalte und Industriekunden am Verteilnetz) würden sonst nicht von den Vorzügen einer dekarbonisierten Gasinfrastruktur profitieren können, sodass sie zu einer teuren Umrüstung auf alternative Technologien gedrängt werden.

Grundsätzlich wird auch ein treibhausgasneutrales Deutschland ein Energie-Nettoimporteur sein, unabhängig davon ob Elektronen oder Moleküle importiert werden. In Folge dessen ist die deutsche Energiewende gewissermaßen von den Erzeugungstechnologien der Exporteure abhängig. Hinsichtlich der Erzeugungstechnologien von grüner Energie hat der Gesetzgeber Vorgaben gemacht, die potenziell treibhausgasneutrale Technologien ausgrenzen. In Zuge dessen

ist es aus unserer Sicht relevant, dass innerhalb des Netzentwicklungsplans eine Deckung des kontinuierlich steigenden Gasbedarfs mit den aus Sicht des Gesetzgebers als grün deklarierten Quellen möglich ist. Dementsprechend müsste der Netzausbau den Anschluss dieser Quellen unterstützen.

4.2. Gasbedarfsentwicklung

Die FNB erläutern auf S. 37 des Konsultationsdokuments: „Grundsätzlich ist zwischen den Begriffen Szenarien und Modellierungsvarianten zu unterscheiden. Im Szenariorahmen 2022 werden im Folgenden zwei Szenarien zur Gasbedarfsentwicklung in Deutschland dargestellt. Die detailliert in Kapitel 10 beschriebenen Modellierungsvarianten bilden die Grundlage für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032. Es besteht keine Verbindung zwischen den hier dargestellten Gasbedarfsszenarien und den in Kapitel 10 beschriebenen Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, da sich die Fernleitungsnetzbetreiber auf Grund der Vorgaben der BNetzA bei ihren Modellierungsvarianten an konkreten Bedarfsmeldungen orientieren.“

Es besteht aus unserer Sicht Klärungsbedarf, ob Szenarien, die nicht in Verbindung mit der Modellierung stehen, einen Mehrwert darstellen. Zudem wäre zu hinterfragen, inwiefern die Modellierung von lediglich konkreten Bedarfsmeldungen dem in § 15a EnWG zugrunde gelegten Vorstellungen des Gesetzgebers entspricht. § 15a EnWG spricht von der Zugrundelegung von „angemessenen Annahmen“. Verbindliche oder konkrete Buchungs- bzw. Bestellanfragen im Sinne von §38/39 GasNZV oder der Langfristprognose sollten in diesem Zusammenhang als untere Grenze, aber nicht als Limitation verstanden werden.

Zu Kapitel 7 Wasserstoff und Grüne Gase

Das Einbinden von Wasserstoff und Grünen Gasen in das bestehende Energiesystem ist ein zentraler Aspekt der geplanten Transformation hin zu einem treibhausgasneutralen Wirtschaftsstandort Deutschland. Wir begrüßen daher die Aufnahme des Themas in den Netzentwicklungsplan und den Szenariorahmen, denn dadurch erhalten alle relevanten Stakeholder die für eine effiziente Umsetzung benötigte Planungssicherheit und Transparenz. Vor diesem Hintergrund ist es für uns nicht nachvollziehbar, dass innerhalb des vorgelegten Dokuments ein inkonsistentes Vorgehen und sich entgegengesetzte Aussagen vorgestellt werden.

Für einen zügigen Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft benötigen alle Stakeholder frühestmöglich Informationen zu geplanten Kapazitäten und Bedarfen. Die FNB verwenden den NEP Strom 2030 und den NEP Strom 2035, um mittels Interpolation die Elektrolyseleistung der Jahre 2027 und 2032 abzubilden. Die Berechnungsgrundlage liefert dazu jeweils das Szenario C, welches aus Sicht der FNB am ehesten die Pläne der Bundesregierung in der Nationalen Wasserstoffstrategie¹ (NWS) abbildet. Die NWS sieht für 2030 eine Elektrolyseleistung von 5 GW_{el} vor. Bis 2040 sollen weitere 5 GW_{el} hinzukommen. Andererseits zeigen die Ergebnisse der Wasserstoffabfrage Erzeugung und Bedarf (WEB) Projektmeldungen für Elektrolyseure in Höhe von rund 21 GW_{el} bis zum Jahr 2030. Die Differenz zwischen den geplanten Leistungen der NWS und WEB im Jahr 2030 ist aus unserer Sicht nicht vernachlässigbar. Wie bereits oben aufgezeigt, finden die im Szenariorahmen diskutierten Szenarien bei der Modellierung keine Berücksichtigung, sondern es werden konkrete Bedarfsmeldungen herangezogen. Auch wenn sich dies nicht direkt den Ausführungen entnehmen lässt, gehen wir deshalb im Sinne eines in sich konsistenten Vorgehens davon aus, dass für die Berücksichtigung der Elektrolyseleistung in der Modellierung die Meldungen der WEB herangezogen werden.

¹ [Nationale Wasserstoffstrategie des BMWi](#)

Mit Blick auf eine mögliche Beimischung des Wasserstoffs in das bestehende Gasnetz, schreiben die FNB auf Seite 30 des Konsultationsdokuments, dass „eine flächendeckende und ggf. stufenweise Anhebung der Beimischung von Wasserstoff in die Methantransportnetze in Deutschland auf Fernleitungsnetzebene grundsätzlich als nicht zielführend“ anzusehen ist und dass „es sich bei den gemeldeten Ausspeiseleistungen und -mengen für die Beimischung in das Methanetz der Verteilnetzbetreiber nicht um potentiell ausbaurelevante Projektvorhaben“ handelt. Wir halten diese doch recht kategorische Ablehnung einer großflächigen Beimischung für falsch, da eine Beimischung in den Verteilnetzen schnell zu einem CO₂-Minderungseffekt führen und sie somit als Wegbereiter für die reine Wasserstoffnutzung dienen kann. Um dabei die notwendigen technischen Herausforderungen überhaupt einschätzen zu können, sollten die FNB zum Thema Beimischungen die notwendigen Maßnahmen auf Basis der bereits vorhandenen Lieferbeziehungen beleuchten, anstatt das Thema einfach weg zu definieren. Eine H₂-Beimischung auf FNB-, zumindest aber einer regionalen Ebene bietet das größte Potenzial für einen schnellen Markthochlauf in allen Sektoren.

7.1.2 Methanmodellierung der Wasserstoffvariante

Die im Rahmen der Modellierung vorgesehene Überprüfung, welche Leitungen des bestehenden Fernleitungsnetzes von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden können, sollte mit größtmöglicher Transparenz durchgeführt werden.

Wir schlagen ein Impact Assessment im Netzentwicklungsplan vor, das bzgl. der Umstellungsmaßnahmen einer Erdgas- auf eine Wasserstoffleitung klare Aussagen zu den Auswirkungen auf den Markt beinhalten sollte:

- Kapazitäten der Internen Bestellung
- Kapazitätsangebot von FZK, bFZK, DZK
- Relation zwischen angebotenen Entry- und Exit-Kapazitäten
- Anpassungsbedarf an den Bedingungen von bFZK bzw. den Zuordnungspunkten von DZK
- Unterbrechungswahrscheinlichkeit der unterbrechbaren Anteile von bFZK/DZK sowie uFZK
- Wert zu dem die Pipeline vom Gas- ins H₂-System verschoben wird und dessen Auswirkung auf die Erlösobergrenzen in beiden Systemen (solange es regulatorisch getrennte Systeme sind)

Zu Kapitel 9 Versorgungssicherheit

9.3 Unterbrechungen

Wie bereits in unserer Stellungnahme zum Szenariorahmen des NEP Gas 2020-2030 ausgeführt, halten wir die Entscheidung der FNB, die Analyse der historischen Unterbrechungen nicht länger im Szenariorahmen zu beschreiben, für falsch. Die Begründung, dass die isolierte Betrachtung der Analyse nicht als Basis für Ausbauentscheidungen gesehen werden kann, ist in unserem Verständnis kein valider Grund für die Vernachlässigung dieses wichtigen Aspekts. Unterbrechungen repräsentieren wichtige, weil praxis- und marktnah spürbare Auswirkungen einer Situation, in der Bedarf und Angebot an Kapazitäten nicht angemessen übereinstimmen, was am Ende auch zur Hinterfragung der Angemessenheit von getroffenen Ausbaumaßnahmen führen kann. Die Analyse mag dabei für sich genommen nicht ausreichen, um ohne weitere Annahmen und Prognosen von der Vergangenheit auf die Zukunft zu schließen. Sie stellt jedoch schon aus Transparenzgründen einen erheblichen Mehrwert für die Marktteilnehmer dar und sollte dementsprechend weiterhin Bestandteil des Netzentwicklungsplans sein. Dabei sollte eine solche Analyse Unterbrechungen nicht nur der uFZK, sondern auch der bedingten Kapazitätsprodukte beinhalten (Bedingung nicht mehr erfüllt für bFZK, Abruf der Zuordnungsbeschränkung von DZK), da sie den Markt beeinflussen. Zudem ist davon auszugehen, dass eine Betrachtung und

Berücksichtigung von Unterbrechungen vor dem Hintergrund der bestehenden Unsicherheiten bei der Marktgebietszusammenlegung noch an Bedeutung gewinnen wird.

Zu Kapitel 10 Modellierung und Modellierungsvarianten

Gemäß §15a EnWG dient der Netzentwicklungsplan dazu, alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes und der Gewährleistung der Versorgungssicherheit aufzuzeigen, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Das schließt eine Beseitigung von Kapazitätsengpässen bzw. die Vermeidung solcher Engpässe ein. Auch wenn einige, wenige Ausbaumaßnahmen einzelner FNB (z. B. der terranets bw) im Hinblick auf die Kapazitätslücke in Baden-Württemberg bereits umgesetzt wurden, ist derzeit nicht erkennbar, dass eine konsequente und verbindliche Berücksichtigung des dahinter liegenden Bedarfs bis hin zu den Quellen-FNB erfolgt. In der Vergangenheit hatten die FNB bereits mehrfach betont, dass der im Netzentwicklungsplan angemeldete Bedarf der Verteilnetzbetreiber mit jeweils fünf Jahren Zeitverzug dann durch zusätzliche Kapazität dauerhaft bedient werden können soll. Eine solche Entspannung würde dringend benötigt, da selbst der Bedarf aus dem NEP Gas 2014 bisher nicht vollumfänglich mit dauerhaft fester Interner Bestellleistung bedient wird. Das hätte gemäß der Zusage der FNB eigentlich bereits in der Internen Bestellung 2019 der Fall sein müssen. Stattdessen wird den Verteilnetzbetreibern in großen Teilen lediglich befristet feste oder sogar unterbrechbare Kapazität zugeteilt, was wiederum nicht den Ansprüchen an eine dauerhafte Versorgung der angeschlossenen Letztverbraucher in den Verteilnetzen im Sinne von § 8 Abs. 3 GasNZV entspricht.

Es kann deshalb nicht genug betont werden, dass es eines bis zu den Aufkommensquellen hin koordinierten Netzausbaus bedarf, der in entsprechend verbindlichen Vertragsvereinbarungen zwischen den FNB fixiert wird. Jedenfalls ist zwingend sicherzustellen, dass die Ausbaumaßnahmen der terranets (u.a. die SEL) auch im bundesweiten Marktgebiet mit der verbindlichen, notwendigen Kapazitätszusage aus den in Flussrichtung vorgelagerten Fernleitungsnetzen begleitet werden, da sonst zu befürchten stünde, dass die neuen Leitungen nicht den gewünschten kapazitiven Effekt entfalten können, insbesondere die VNB mit unbefristet fester Kapazität zu versorgen.

10.4.3 Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs

Im Folgenden nehmen wir zu den von den FNB im Konsultationsdokument auf S. 85 genannten Fragen Stellung.

- Inwiefern sehen die Marktteilnehmer die Auktionsergebnisse für die langfristigen Produkte als einen Indikator für ein Maß des Kapazitätsbedarfs in einem deutschlandweiten Marktgebiet an?

Der Kapazitätsbedarf setzt sich grundsätzlich aus der Summe aller nachgefragten Produkte zusammen. Um einen liquiden Markt zu ermöglichen reicht es außerdem nicht aus, das Maximum der Summe aller gebuchten Einspeisekapazitäten zu einem Zeitpunkt zu ermitteln. Um einen Wettbewerb und Wahlmöglichkeit zwischen verschiedenen Aufkommensquellen zu ermöglichen, muss daher die maximale Buchungshöhe pro Aufkommensquelle aus den letzten Jahren betrachtet werden und um potentielle zukünftige Bedarfe ergänzt werden.

Die in 2019 von WECOM durchgeführte „Kurzstudie zur Analyse des FZK-Entry-Bedarfs in Deutschland“ ermittelte für das gemeinsame Marktgebiet einen zukünftigen Bedarf an FZK-Einspeisekapazität exkl. LNG von ca. 205 GWh/h und bietet hierzu eine durchdachte Methodik, auf die die FNB aufbauen können.

- Wie sehen die Marktteilnehmer die Rolle der Kurzfristbuchungen in der Bestimmung von Kriterien für den langfristigen Kapazitätsbedarf?

Aufgrund des hohen Wettbewerbsdruck werden zunehmen kurzfristige Buchungen durchgeführt, um nicht Kapazitäten zu erwerben, die dann bei einem warmen Winter gar nicht benötigt werden. Der Kapazitätsbedarf muss sich aber aus einem kalten Winter ergeben und zusätzlich wie oben beschrieben noch Optionen zwischen verschiedenen Aufkommensquellen ermöglichen.

- Welche Kriterien spielen neben den Auktionsergebnissen und möglicherweise den Kurzfristbuchungen eine weitere Rolle?

Erhaltung und Förderung von Wettbewerb und Liquidität spielen aus unserer Sicht eine entscheidende Rolle. Als vereinfachter Gradmesser für den Wettbewerb könnte die Relation von Entry- zu Exit-Kapazitäten herangezogen werden, wir verweisen hierzu auf die Ergebnisse der bereits erwähnten WECOM-Studie.

10.5 Erläuterungen zur Auslegungsvariante für Baden-Württemberg

Es muss gewährleistet sein, dass die Auslegungsvariante Baden-Württemberg 2032 im NEP Gas 2022-2032 nicht nur vollständig modelliert wird, sondern dass die aus dieser Modellierung resultierenden Ausbaumaßnahmen analog zur Basisvariante auch FNB-übergreifend umgesetzt werden. Diese Notwendigkeit wird durch die Langfristprognosen der VNB und die sich darin abzeichnende weitere Verdichtung von Gasanschlüssen im Wärmemarkt bestätigt. Aktuelle Analysen, wie zum Beispiel die BDEW-Wärmeverbrauchsanalyse 2021², untermauern diese Entwicklungen.

² [BDEW-Wärmeverbrauchsanalyse](#)