

Karlsruhe, 12. Juli 2019

## **EnBW Stellungnahme zur Konsultation des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 gemäß § 15a EnWG**

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben am 17. Juni 2019 das Konsultationsdokument des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 der Öffentlichkeit zur Kommentierung vorgestellt. Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG nimmt zur Konsultation durch die FNB gerne Stellung.

### **Zu Kapitel 1 Einleitung**

Für den Markthochlauf von Grünen Gasen ist entscheidend, dass entsprechende Rahmenbedingungen geschaffen werden. Grüne Gase haben in zweifacher Hinsicht eine Bedeutung zum Gelingen der Energiewende: Zum einen als Energiespeicher und zum anderen für die Nutzung Erneuerbarer Energie in der bestehenden Infrastruktur (z. B. Gasheizungen, industrielle Verbraucher, Gastankstellen). Hier stellen grüne Gase ein bisher noch kaum genutztes Potential zur schnellen Erreichung der Klimaziele dar. Um diese Vorteile zu nutzen, muss das Marktdesign angepasst werden. Dies kann etwa durch Beimischungsquoten oder durch einen CO<sub>2</sub>-Preis geschehen. Die RED II (Erneuerbare-Energien-Richtlinie II der Europäischen Kommission) setzt Ziele zur Erhöhung des Anteils von Erneuerbaren Energien für die Zeit zwischen 2021 und 2030. Hierdurch ergeben sich insbesondere Marktpotentiale für Grüne Gase im Mobilitäts- und Wärmemarkt.

### **Zu Kapitel 2 Eingangsgrößen Gasbedarf und Gasaufkommen**

#### **2.2 Kraftwerke**

Im ersten Absatz von Kapitel 2.2 wird darauf verwiesen, dass für neue Gaskraftwerke in Süddeutschland ein Clusteransatz verwendet wird. Dieser Verweis ist in der Art und Weise einzuschränken, dass dieser Ansatz nur für die angefragten Kapazitäten für besondere netztechnische Betriebsmittel gemäß Kapitel 2.2.3 genutzt wird. Ein solcher Ansatz für neue Kraftwerksanfragen zur Umstellung der Strom- und Fernwärmeproduktion von Kohle auf Gas (Fuel-Switch) ist aus unserer Sicht nicht vereinbar mit §§ 38 und 39 GasNZV.

In Tabelle 2 und 3 sind konkrete Projekte aufgelistet, die im Konsultationsdokument berücksichtigt sind bzw. im Entwurfsdokument zum Szenariorahmen noch berücksichtigt werden könnten. Diese Projekte sind Anlagen, die in einem konkreteren Planungsstadium sind. Daraus zu schließen, dass in den nächsten Jahren keine weiteren Kraftwerksanfragen nach § 38/39 GasNZV kommen werden, ist zu kurzichtig. Mit weiteren Kraftwerksanträgen ist voraussichtlich bereits in den Jahren 2020-25 zu rechnen. Der Fuel-Switch auf Erdgas hat vor dem Hintergrund des Kohleausstiegs eine hohe Bedeutung, um bestehende Fernwärmenetze über neue gasgefeuerte KWK-Anlagen weiter zu betreiben und mit disponiblen gasgefeuerten Erzeugungsanlagen das Funktionieren des Strommarktes und die Versorgung sicherzustellen.

Vor allem Kraftwerksanfragen in Baden-Württemberg werden dort einen weiteren Ausbau des Gasnetzes erfordern, da das Gasnetz in Baden-Württemberg schon heute an seiner Leistungsgrenze angelangt ist - sowohl in Bezug auf die Trassen innerhalb Baden-Württembergs als auch auf die Einspeisung aus dem vorgelagerten Netz. Mit dem Neubau von disponiblen gasgefeuerten Kraftwerksanlagen in Süddeutschland wird auch die Zeit bis zur Fertigstellung der neuen Stromtrassen nach Süddeutschland überbrückt und ein weiterer Zubaubedarf von Trassen der Übertragungsnetzbetreiber zwischen Nord- und Süddeutschland reduziert.

Die ausschließliche Zuweisung von „dynamisch zuordenbaren Kapazitäten“ (DZK) für Kraftwerksprojekte ist vor dem Hintergrund des Kohleausstiegs ebenfalls als problematisch anzusehen. Ohne einen festen Zugang zum Virtuellen Handelspunkt (VHP) muss sich v. a. ein Kraftwerksbetreiber in Süddeutschland andere Beschaffungswege und Handelspunkte suchen. Die dadurch entstehenden Kosten für zusätzliche Kapazitäten und höhere Gaspreise fallen zwar nicht bei den Netzbetreibern im Rahmen ihres Engpassmanagements an und werden daher von ihnen nicht mehr gesehen, volkswirtschaftlich bestehen sie jedoch weiterhin. Durch die Abwälzung des Engpassmanagements und der damit verbundenen Kosten können diese auch nicht im Rahmen des Netzentwicklungsplan (NEP) Gas mit den Netzausbaukosten verglichen werden, so dass ein solcher auch dann nicht vorgenommen wird, wenn er zu volkswirtschaftlich geringeren Kosten führen würde. So hat z. B. die Absicherung der DZK für das Reservekraftwerk RDK4S von Italien über die Schweiz bis zum Kraftwerk alleine im Winter 2018/19 rund 6 Mio. € gekostet, die vom ÜNB auf alle Stromkunden umgelegt wurden. Wenn man für den relevanten erforderlichen Netzausbau einen Kostenschlüssel auf Basis der Versorgungssicherheitsvariante TENP ansetzt (171 Mio. € / 5,2 GWh/h), so würde die Bereitstellung von FZK für das Reservekraftwerk rund 24 Mio. € kosten. Die Investitionskosten wären somit bereits nach 4 Jahren amortisiert. An diesem Beispiel wird zudem deutlich, dass die im NEP Gas 2013 durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse, die als Begründung für die Einführung eines solchen Kraftwerksprodukts herangezogen wurde, fernab der Realität liegt. (vgl. Anlage 9 zum NEP Gas 2013). Aufgrund der vorliegenden ersten Erfahrungen aus der Praxis sollte diese Grundlage unbedingt überprüft werden. Im Ergebnis erwarten wir, dass sich der Netzausbau zur Bereitstellung von fFZK für Kraftwerke im Vergleich zum DZK-Produkt für Kraftwerke als deutlich günstiger erweisen wird. Die Beschränkung auf alternative Entries im Sinne des DZK sehen wir auch deshalb lediglich als Option zur Überbrückung von Zeiträumen bis zur Realisierung der entsprechenden Netzausbaumaßnahmen, die durch §39-Anträge entstehen können, nicht jedoch als Ersatz für beantragte fFZK.

Als Konsequenz des DZK-Produkts für Kraftwerke wird der Fuel-Switch von Kohle bzw. Öl auf konventionelle oder grüne Gase zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf Jahre hinaus in Süddeutschland behindert oder wirtschaftlich unmöglich sein. Neue erdgasbefeuerte Stromerzeugungsanlagen werden in Süddeutschland einen deutlichen Wettbewerbsnachteil im Strommarkt haben, wodurch in letzter Konsequenz ein zusätzlicher Stromtrassenbedarf von Norden nach Süden entsteht. Eine Minimierung der Kosten im Gastransport sollte nicht auf Kosten des Strombereichs erfolgen.

In diesem Zusammenhang sei auch auf den Beschluss des Bundesrates vom 7. Juni 2019 (Drucksache 138/19 Beschluss) verwiesen, der eine Sicherstellung eines „bedarfsgerechte[n] Ausbau[s] des Gasnetzes im Rahmen des Netzentwicklungsplan-Prozesses“ fordert. Dabei ist „für neue Gaskraftwerke ein fester, auf frei zuordenbaren Kapazitäten beruhender Zugang zum deutschen virtuellen Handelspunkt bei der Kapazitätsbuchung zwingend erforderlich. [...] Ein Kapazitätsausbau, der keinen festen Zugang bereitstellt, wird den Herausforderungen der Energiewende nicht gerecht“. Daher sollten im Netzentwicklungsplan neue Gaskraftwerke mit FZK modelliert werden und daraus abgeleitete Maßnahmen nach einer verbindlichen Buchung durch den Kraftwerksbetreiber umgesetzt werden.

### **Zu Kapitel 3 Gasbedarfsentwicklung**

Wir begrüßen, dass die Fernleitungsnetzbetreiber das Szenario dena-TM 95 gegenüber anderen Szenarien, so auch gegenüber dem Szenario EUC030, präferieren. Uns ist in diesem Zusammenhang jedoch nicht klar, wie sich die Wahl dieses Szenarios auf die Modellierung im Netzentwicklungsplan auswirkt. Auf unsere Rückfrage im Workshop der FNB am 01.07.2019 hin gaben die FNB zu verstehen, dass die Szenarien keinen wesentlichen Einfluss mehr auf die Modellierung hätten, da man in allen wesentlichen Punkten auf andere Inputgrößen abstellen würde, die größtenteils unabhängig von politischen Vorgaben und hier insbesondere von Klimaschutzzielen

seien. Betrachtet man Tabelle 26 „Modellierungsvarianten im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030“ auf Seite 93 des vorliegenden Dokuments, so bestätigt sich der Eindruck, dass die in Kapitel 3 beschriebene Gasbedarfsentwicklung ohne direkten Bezug zur Modellierung im NEP besteht. Das gilt für sämtliche Inputs in die Modellierung, vom Bedarf der nachgelagerten Netze über H-Gas-Quellenverteilung, Transite, L-H-Gas-Umstellung, UGS, KW, LNG, Industrie am FNB-Netz bis hin zur Berücksichtigung von Biomethan, Wasserstoff und synthetischem Methan.

Dabei fällt ins Auge, dass die FNB in der Erläuterung dieser Entscheidung (Kapitel 9.2) lediglich in Bezug auf die Berücksichtigung des Kapazitätsbedarfs der Verteilnetzbetreiber (VNB) explizit darauf verweisen, dass damit der direkte Bezug zu einem Gasbedarfsszenario entfallt und deshalb die dort angesetzten politischen Vorgaben (insbesondere die Klimaschutzziele) nicht in vollem Umfang berücksichtigt seien. Zum einen müsste diese Einschränkung unseres Erachtens, wenn überhaupt, dann für alle Inputgrößen gelten. Zum anderen ist diese Aussage insbesondere auf die Langfristprognose (LFP) der VNB bezogen so nicht sachgerecht. Die LFP spiegelt sehr wohl bundes-, landes- und kommunalpolitische Entwicklungen und ihre regionalen Auswirkungen auf den Gasbedarf wider. Im Unterschied zu dem bis zum NEP Gas 2015 verfolgten FNB-Prognos-Szenario geschieht dies jedoch nicht über globale Annahmen und eine komplexe Regionalisierung/Schlüsselung (Top-Down-Ansatz), sondern über eine von Erfahrungswerten und der Nähe zum Kunden geprägte, praxisnahe Antizipation der Auswirkungen dieser politischen Prämissen (Bottom-Up-Ansatz). Um den relativen Unterschied einmal zu verdeutlichen, ist in Abbildung 1 die prognostizierte Entwicklung gemäß Prognos-Szenario für den Bedarf der nachgelagerten Netzbetreiber den in der LFP enthaltenen Werten der Jahre 2013, 2014 für 2015 und dem tatsächlichen Bedarf von 2015 gegenübergestellt.

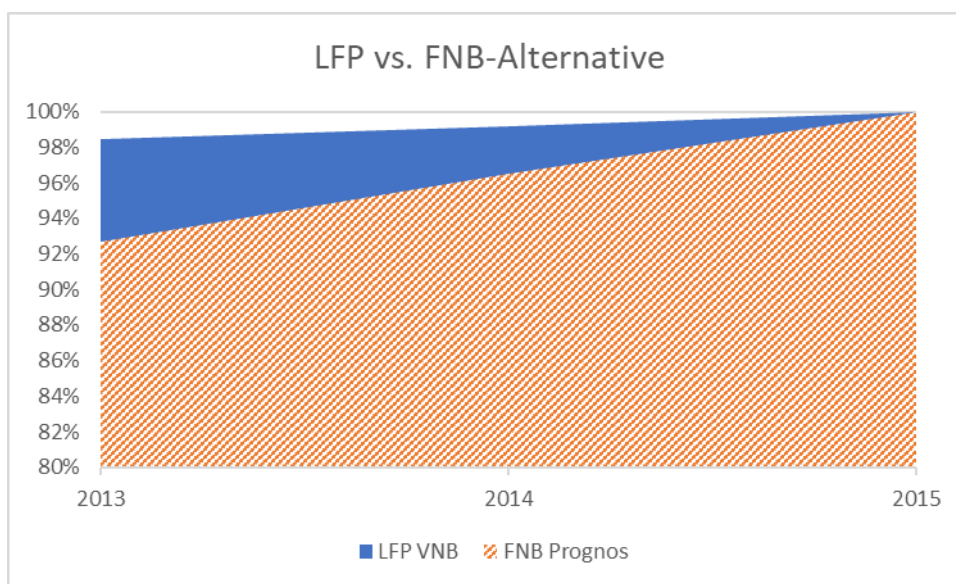


Abbildung 1: Qualitätsvergleich LFP der VNB ggü. FNB-Prognose

Die 100%-Marke entspricht dem tatsächlichen Wert der Internen Bestellung aus 2015. Die blau dargestellte LFP-Prognose hat diesen Wert bereits in 2013 mit einer ca. 98%igen Genauigkeit prognostiziert, während die orange schraffierten FNB-Prognos-Berechnungen lediglich ca. 93% des tatsächlichen Bedarfs in 2015 berücksichtigt haben. Dieser Trend, dass die LFP den tatsächlichen Bedarf bereits von Beginn an deutlich treffender prognostiziert hat als von den FNB angenommen, zeigt sich dann auch für die Betrachtung aus dem Jahr 2014 für 2015. Da der Bedarf der nachgelagerten Netzbetreiber ab dem NEP Gas 2015 konsequenterweise nicht mehr gemäß Prognoszenario sondern nur noch gemäß LFP berücksichtigt wird, ist ein Vergleich nicht über

das Jahr 2014 hinaus möglich, sonst würde sich der Qualitätsunterschied auch in den Jahren 2015 bis 2018 zeigen. Dabei darf nicht vergessen werden, dass eine substantielle Unterschreitung des tatsächlichen Werts gravierende, unmittelbare Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit von innerdeutschen Letztverbrauchern hat. Warum die FNB deshalb immer noch den Eindruck zu vermitteln versuchen, dass die VNB hier einen unangebracht hohen Bedarf geltend machen würden, ist schwer nachzuvollziehen. Zumal die FNB über die Plausibilisierungspflicht gemäß KoV ihren unmittelbaren Beitrag zur Qualitätssicherung der LFP leisten.

### 3.4 Gaseinsatz in Kraftwerken

Für die betrachteten Szenarien wurde unterstellt, dass der Kohleausstieg entsprechend dem Vorschlag der Kohlekommission umgesetzt wird (d. h. Reduzierung der Kohlekapazität (Braunkohle und Steinkohle) bis 2022 auf 30 GW, bis 2030 weiterer Abbau auf 17 GW, endgültiger Ausstieg bis 2038). Leider deckt sich die im Szenariorahmen unterstellte Zunahme der Gaskraftwerkskapazitäten nicht mit dem Kohleausstiegspfad (siehe Tabelle 16 auf S. 39). Demnach würden die Gaskraftwerkskapazitäten von 2020 bis 2025 um 5 GW<sub>el</sub> und zwischen 2025 und 2040 um 30 GW<sub>el</sub> ansteigen, was den Kohleausstieg (zweite Phase ab 2022) weitgehend kompensiert. Dagegen wurde der Anstieg zwischen 2025 und 2030 mit +1 GW<sub>el</sub> jedoch stark unterschätzt. Entsprechend dem Kohleausstiegspfad wäre stattdessen eine Zunahme von 13 GW<sub>el</sub> bis 2030 notwendig. Für 2030 würden sich damit Erdgaskraftwerke mit installierter Leistung von 46 GW<sub>el</sub> ergeben. Dies stimmt im Übrigen sehr gut mit der Bandbreite (unterer Wert) für 2030 der dena- bzw. der BDI-Szenarien überein (siehe S. 40, zweiter Absatz).

Die Annahme einer konventionellen (disponiblen) Erzeugungssumme von 67,3 GW<sub>el</sub> in 2030 ist unserer Meinung nach zu niedrig – insbesondere, da die darin eingerechnete Pumpspeicherleistung im Fall einer Dunkelflaute maximal 1 Tag verfügbar wäre. Werden stattdessen die o.g. zusätzlichen 13 GW<sub>el</sub> Erdgaskraftwerke bis 2030 zugebaut, so ergibt sich eine entsprechende Erzeugungsleistung von 45,7 GW<sub>el</sub>, was dem Bedarf näherkommt. Zusammen mit der Erzeugungskapazität von ca. 12 GW<sub>el</sub> aus Wasser und Biomasse und der nicht dauerhaft einrechenbaren Leistung der Pumpspeicherkraftwerke von 10 GW<sub>el</sub> (Stand 2017) würde sich damit eine disponible Kapazität von ca. 90 GW<sub>el</sub> ergeben, was in etwa der zu erwartenden Höchstlast entspricht.

Aus unserer Sicht sollte daher bei der Modellierung für die Basisvariante 2030 der Kohleausstieg analog der Berücksichtigung von Wasserstoff und synthetischem Methan auf Basis einer angemessenen Prognose berücksichtigt werden.

### 3.5 Bedarfsentwicklung von Wasserstoff

Der prognostizierte Gesamt-Wasserstoffbedarf in 2030 in Höhe von 94,4 TWh bedeutet einen Anstieg des Jahresbedarfs um 25,4 TWh im Vergleich zum Jahr 2017.

Der Jahresbedarf in 2017 (69,0 TWh) beinhaltet größtenteils graue Wasserstoffmengen, die über Dampfreformierung aus Erdgas hergestellt werden und sehr große Mengen CO<sub>2</sub> (>10 Mio. t p.a.) in die Atmosphäre emittieren. Hier muss sukzessive ein Greening-Prozess stattfinden, der entsprechende PtG-Erzeugungskapazitäten benötigt.

Die Zunahme des Jahresbedarfs von vorzugsweise grünem Wasserstoff für den Verkehrssektor - vor allem für Schienen- und LKW-Verkehr, aber auch PKW-Mobilität - erfordert überschlüssig eine PtG-Erzeugungskapazität von rund 9 GW in Abhängigkeit von den verfügbaren Volllaststunden, d. h. einen Zubau an PtG-Kapazität gegenüber dem Stand von heute um den Faktor 300. Dies setzt innerhalb der nächsten zwei Jahre die Implementierung eines ordnungspolitischen Rahmens voraus, der die Projektwirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen sicherstellt. Im Kontext des aktuellen politischen Ambitionsniveaus erscheint dies anspruchsvoll aber nicht unrealistisch.

In der RED II (Erneuerbare-Energien-Richtlinie II der Europäischen Kommission) werden Ziele für die Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energie zwischen 2021 und 2030 formuliert. Die Mitgliedsstaaten müssen bis 2021 eigene Maßnahmen implementieren, die die Erreichung dieser Ziele ermöglichen. Im Verkehrsbereich ist für das Jahr 2030 eine Unterquote für fortschrittliche Kraftstoffe (u. a. synthetische Gase auf Basis Erneuerbarer Energie und Biokraftstoffe aus Reststoffen) vorgesehen. Im Wärmebereich soll der Anteil erneuerbarer Energie bis 2030 auf ca. 30% erhöht werden. Dazu tragen strombetriebene Wärmepumpen bei – in Bestandsgebäuden können diese aber wenn überhaupt nur bei einer gleichzeitigen Vollsanierung eingesetzt werden. Grüne Gase hingegen können in allen bestehenden gasbetriebenen Heizgeräten ohne zusätzliche Investitionen einen Klimaschutzbeitrag leisten. Die Fernwärme ist heute noch stark vom Kohleinsatz abhängig. Hier kann Grünes Gas dazu beitragen, die Fernwärme-Netze weiter zu betreiben, sie in Zukunft aber mit grüner Energie zu speisen. Die Umsetzung dieser Maßnahmen kann in den nächsten Jahren entscheidende Wachstumsimpulse für die gesamte Wertschöpfungskette Grüner Gase setzen.

### 3.7 Bedarfsentwicklung in Baden-Württemberg

Wir begrüßen ausdrücklich, dass die FNB den kontinuierlich steigenden Kapazitätsbedarf in Baden-Württemberg entsprechend berücksichtigen, indem sie für terranets bw 33 GWh/h für 2025 bzw. 38 GWh/h für 2030 in der Netzentwicklungsplanung modellieren. Es wäre unseres Erachtens aber notwendig, dies auch in Kapitel 9 entsprechend zu bestätigen. Diese Kapazitätsbedarfe setzen sich nach unserem Kenntnisstand aus Berechnungen der terranets bw zusammen basierend auf der von ihr zu Jahresbeginn durchgeführten Bedarfsprognose mit Verteilnetzbetreibern, Letztverbrauchern und Kraftwerksbetreibern unter Einbindung des Landes Baden-Württemberg. Wir gehen deshalb davon aus, dass diese Werte die LFP der nachgelagerten Netzbetreiber der terranets bw über den gesamten Betrachtungszeitraum des NEP (also bis einschließlich 2030) abdecken. Ob die dafür notwendigen Ausbaumaßnahmen modular aufeinander aufbauen, wie im Konsultationsdokument beschrieben, obliegt dabei grundsätzlich den Bewertungen der FNB im Hinblick auf eine möglichst effiziente Planung, scheint uns aber in Bezug auf den aufgezeigten Entwicklungspfad in Baden-Württemberg sinnvoll und angebracht zu sein. Für die Dimensionierung der notwendigen Ausbaumaßnahmen ist grundsätzlich der Gastransport über FNB-Grenzen hinweg von der Gasquelle über den jeweiligen GÜP bis hin zu den Verbrauchspunkten zu berücksichtigen.

In Bezug auf die Behauptung, dass terranets bw die Erfahrung gemacht habe, dass die „für das Berechnungsjahr relevante Prognose in den vergangenen Netzentwicklungsplänen tatsächlich um rund 20 % zu gering gegenüber den dann erfolgten internen Bestellungen bzw. Langfristprognosen für das entsprechende Jahr war“ fehlt uns eine entsprechende Darstellung der Zusammenhänge bzw. der Bezugszeiträume (eine LFP von 2012 für 2019 dürfte deutlich ungenauer ausfallen, als eine LFP von 2017 für 2019). Wie in unseren obigen Ausführungen zu Kapitel 3 bereits deutlich wird, unterliegt jede Form der Prognose einer gewissen Unschärfe. Die LFP der VNB hat auch in Baden-Württemberg gezeigt, dass sie deutlich besser in der Lage ist, den tatsächlichen Bedarf der nächsten Jahre zu antizipieren als eine Top-Down-Betrachtung. Abbildung 2 verdeutlicht dies am Beispiel von Baden-Württemberg mit der Gegenüberstellung der geplanten Netzausbaumaßnahmen gemäß dem von den FNB gewählten Prognos-Szenario (Szenario IIc) und der LFP (Szenario II e) aus dem NEP Gas 2013 im Vergleich zum aktuellen NEP Gas 2018.



Abbildung 2: Gegenüberstellung FNB-Prognose vs. LFP in Baden-Württemberg

Die in der Abbildung deutlich sichtbare Überschneidung der anzusetzenden Ausbaumaßnahmen zwischen NEP Gas 2013 gemäß LFP und NEP Gas 2018 bestätigt, dass die FNB heute wahrscheinlich bereits eine Vielzahl an notwendigen Ausbaumaßnahmen umgesetzt hätten, wenn die in 2012/2013 vorliegenden Erkenntnisse aus den LFP der VNB berücksichtigt worden wären. Grundsätzlich gilt auch hier für die LFP, dass die FNB im Rahmen ihrer Plausibilisierungspflicht gemäß KoV die Möglichkeit haben, unmittelbar Einfluss auf die Qualität der LFP zu nehmen. Wir gehen deshalb davon aus, dass die terranets bw ihre Bedenken im Rahmen des LFP-Prozesses mit den betreffenden VNB entsprechend validiert.

## Zu Kapitel 4 Gasaufkommen

### 4.3 Biomethaneinspeisung

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen liegt die prognostizierte leichte Steigerung der Biomethaneinspeisung im Rahmen unserer Erwartungen. Sollten zusätzliche Anreize die Verwendung von Biomethan im Verkehrs- und Wärmesektor begünstigen, würde dies nach unserer Meinung einen weiteren Zubau neuer Anlagen sowie v. a. die Umstellung von Bestandsanlagen von Vor-Ort-Verstromung auf Biomethan-Einspeisung bewirken.

Darüber hinaus könnte seitens der FNB eine Umstellung des in den Verdichtern verwendeten Treibgases (im Jahr 2016 rd. 8,7 TWh) auf Biomethan eine weitere relevante Nachfrageerhöhung darstellen. Die Mehrkosten für diese „Grünstellung“ des Gastransports werden bisher noch nicht durch die BNetzA anerkannt und können daher noch nicht auf die Netzentgelte umgelegt werden. Zudem dürfen sie sich nicht negativ auf den Effizienzwert niederschlagen. Im Zuge der fortschreitenden Energiewende im Gassektor ist dies aber ein sehr einfaches Instrument zur CO<sub>2</sub>-Reduktion, das entsprechend mitberücksichtigt werden sollte.

Die genannten möglichen Entwicklungen vorausgesetzt, könnte unseren Schätzungen zufolge auch eine Biomethanmenge von bis zu 30 TWh p.a. im Jahr 2030 realistisch sein.

### 4.4 Aufkommensentwicklung Grüne Gase

Ein deutlicher Zuwachs des Aufkommens Grüner Gase setzt wie unter 3.5 erörtert einen zügig und entschlossen agierenden politischen Willen zur Schaffung der erforderlichen Rahmenbedingungen hinsichtlich Besteuerung, Abgaben, Umlagen usw. voraus, so dass die Investition in PtG-Projekte für Wirtschaftsunternehmen attraktiv ist. Wir gehen davon aus, dass die Politik diesen Weg einschlägt.

In Bezug auf Biomethan besteht durch den hohen Handlungsdruck im Verkehrs- und Wärmebereich die Möglichkeit, die Erzeugung und Einspeisung größerer Mengen anzureizen (s. Abschnitt 4.3). Diese wären mit Blick auf erforderliche Netzanpassungen nach unserer Meinung aber unproblematisch.



## Zu Kapitel 6 Marktgebietszusammenlegung

Wir begrüßen, dass die FNB ein Kapitel zur Marktgebietszusammenlegung in den Szenariorahmen zum NEP aufgenommen haben und verweisen in diesem Zusammenhang auch auf unsere Stellungnahme zum Kapazitätsmodell im deutschlandweiten Marktgebiet vom 15.03.2019 und auf unsere Stellungnahme zum Verfahren „KAP+“ für zusätzliche Kapazitäten im deutschlandweiten Marktgebiet vom 05.07.2019. Insbesondere die Bestimmung des (produktscharfen) Kapazitätsniveaus für ein bundesweites Marktgebiet muss essentieller Bestandteil des NEP sein, da sonst die vollständige Entkopplung des Netzausbaus vom Bedarf zu befürchten ist. Der auch von uns präferierte FNB-Ansatz, das bisherige Kapazitätsniveau des NEP Gas als Basis für das abzusichernde Kapazitätsniveau zu wählen, wird dabei leider nur recht kurz und abstrakt begründet. Die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur hat im Rahmen des Festlegungsverfahrens „KAP+“ darauf verwiesen, dass ihr der bisherige Detaillierungsgrad des NEP (bzw. des Szenariorahmens) nicht ausreicht, um diesen Ansatz als sachgerecht anerkennen zu können. Wir hätten deshalb von den FNB erwartet, dass sie im vorliegenden Dokument versuchen, die Bedenken durch mehr Transparenz und zusätzliche Hintergrundinformationen zu entkräften.

Dabei geben wir jedoch grundsätzlich zu bedenken, dass die Bestimmung des Kapazitätsniveaus im NEP Gas bereits seit 2012 etablierte Praxis ist, die auch durch das zuständige Referat 609 der BNetzA bisher Zustimmung erfahren hat. Aus unserer Sicht ist der NEP Gas deshalb durchaus als ein Mindestmaß des Kapazitätsbedarfs für ein bundesweites Marktgebiet zu sehen. Wir können aktuell keinen Grund dafür erkennen, warum dieser Ansatz durch die Marktgebietszusammenlegung diskreditiert werden sollte. Auf dem Workshop der FNB am 01.07.2019 wurde von der Leiterin des Referats 609 dagegen bereits angekündigt, dass die BNetzA den Bedarf zur Marktgebietszusammenlegung so jedoch nicht freigeben wird und dass man die Marktgebietszusammenlegung im NEP Gas 2020 vorerst ausblenden werde. Wir weisen deshalb darauf hin, dass es für den deutschen Markt unerlässlich ist, eine praktikable und schnelle Lösung zu finden, da die Marktgebietszusammenlegung sonst die vom Gesetzgeber gesteckten Ziele (i. W. Steigerung der Liquidität und Verbesserung der Versorgungssicherheit) nicht nur verfehlt, sondern Gefahr läuft diese zu unterminieren. Sollte die BNetzA jedoch weiterhin daran festhalten, das bisherige Kapazitätsniveau des NEP nicht im Sinne eines Startwertes auf das bundesweite Marktgebiet zu übertragen, sind für die Bestimmung des Kapazitätsbedarfs mehrere Aspekte zu berücksichtigen (vgl. unsere Anmerkung zu III. aus der Stellungnahme zum Verfahren „KAP+“).

In jedem Fall ist es unabdingbar, dass der NEP Gas 2020-30 die Marktgebietszusammenlegung berücksichtigt. Ein weiteres Ausblenden wie im NEP Gas 2018-28 gefährdet das Vertrauen der Marktakteure in die deutsche Regulierung und im Ende auch die Versorgungssicherheit.

## Zu Kapitel 7 Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern

### 7.4 Entwicklung des Kapazitätsbedarfs am Grenzübergangspunkt Wallbach in Richtung Schweiz und Italien

Wir können nicht gänzlich nachvollziehen, warum die Grenzübergangskapazitäten am Punkt Wallbach in Richtung Schweiz/Italien um knapp 3 GWh/h erhöht werden sollen. Leider wird auch nicht erwähnt, ob dies direkt oder erst nach einem entsprechenden Netzausbau erfolgen soll. Auch die als Anlage 3 des Szenariorahmens angehängte Analyse der Arbeitsgruppe der FNB diesbezüglich lässt eine nachvollziehbare Begründung vermissen. Dort ist von Szenarien die Rede, die von -8 GWh/h bis 22 GWh/h reichen, ohne dass die Nachhaltigkeit dieses breiten Spektrums über den Betrachtungszeitraum des NEP dokumentiert wird. Sowohl die Spannbreite der möglichen Szenarien als auch die doch recht vage Beschreibung der Szenarien deutet darauf hin, dass der italienische Zusatzbedarf eher als wirtschaftliches Optimierungspotential zu klassifizieren ist. Der Bedarf der Schweiz wird in dieser Betrachtung schlichtweg als Maximalbeschäftigung der Interconnection Points (IP) vorgegeben, ohne dass dies auf irgendeine Art und

Weise nachvollziehbar wäre. Sofern die FNB und die BNetzA an der Modellierung des Zusatzbedarfs von knapp 3 GWh/h festhalten, ist zumindest sicherzustellen, dass die Erweiterung nicht zu Lasten der Kapazitätsbereitstellung in Baden-Württemberg geht, sondern im Gegenteil bei einer Nicht-Nutzung dieser Kapazitäten diese auch zur terranets bw verlagert werden können oder in einer konkurrierenden Vermarktung auch den Gaskraftwerken mit DZK angeboten werden, um bei entsprechender Zahlungsbereitschaft FZK zu erhalten.

## **Zu Kapitel 8 Versorgungssicherheit**

### **8.3 Unterbrechungen**

Die Entscheidung der FNB, die Analyse der historischen Unterbrechungen nicht länger im Szenariorahmen zu beschreiben, halten wir für falsch. Die Begründung, dass die isolierte Betrachtung der Analyse nicht als Basis für Ausbauentscheidungen gesehen werden kann, ist unserer Meinung nach 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 NEP 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 auch diese Einfluss auf den Markt haben. 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 9 Modellierung und Modellierungsvarianten**

Wir verweisen auf unsere Anmerkungen zu Kapitel 3 und insbesondere zu Kapitel 3.7

### **9.3 Berücksichtigung von Wasserstoff und synthetischem Methan in der Modellierung**

Eine installierte PtG-Leistung in 2025 in Höhe von 1,5 GW ist aus unserer Sicht durchaus möglich, wenn die politischen Rahmenbedingungen gegeben sind, ebenso ein weiterer Ausbau auf 7,5 GW bis 2030. Vor dem Hintergrund der dargestellten Bedarfsentwicklung und unter Annahme einer Abdeckung dieser Mengen mit weitestgehend grünem Wasserstoff (s. Abschnitt 3.5) erscheinen jedoch die angenommenen 7,5 GW eher gering. Hier muss – abhängig von dem bis zur nächsten Aktualisierung des NEP realisierten Zubau an PtG-Kapazitäten – zumindest mit einer erforderlichen Korrektur nach oben gerechnet werden. Große Relevanz hat hier auch der weitere EE-Zubau, der als ein wichtiger Indikator angesehen werden kann.