Karlsruhe, 03. September 2018

EnBW
Energie Baden-Württemberg AG

Regulierungsmanagement
(EnBW P-RX)

Durlacher Allee 93
76131 Karlsruhe

Telefon 0721 63-24920
www.enbw.com

Sitz der Gesellschaft: Karlsruhe
Amtsgericht Mannheim
HRB Nr. 107956
Steuer-Nr. 35001/01075

Stellungnahme zur Versorgungssicherheitsvariante auf Basis der gegenwärtigen, temporären Einschränkung der Transportkapazität auf dem TENP-Leitungssystem

Wir begrüßen die Modellierung dieser Versorgungssicherheitsvariante und nehmen hierzu wie schon in unserem Schreiben vom 13. Juli an die FNB wie folgt Stellung:

Kapitel 1:

Zusätzlich zu der in dieser Versorgungssicherheitsvariante aufgeführten Betrachtung potentieller Alternativen zur TENP I, hat der Ausfall der TENP I laut Aussage der FNB einschränkende Auswirkung auf andere Netzausbaumaßnahmen des NEP 2018-2028. Diese Auswirkungen sind leider nicht in der Versorgungssicherheitsvariante beschrieben. So wurden bisher z. B. die Verdichter Werne (ID 040-05) und Herbstein (ID 049-07) als wesentliche Ausbaumaßnahmen für die Bereitstellung eines Teils der benötigten Kapazität in Baden-Württemberg beschrieben. Wenn diese Maßnahmen den beabsichtigten Kapazitätseffekt nun entweder bis zur Wiederinbetriebnahme der TENP I oder bis zur Umsetzung einer der Versorgungssicherheitsvarianten nicht generieren können, so sollte dies explizit im NEP 2018-2028 klargestellt werden. Da es hier um die Verwerfung bisher maßgeblicher Prämissen des NEP 2018-2028 geht, ist dabei eine detaillierte Beschreibung aller Einschränkungen notwendig.

Zudem ist grundsätzlich festzuhalten, dass die FNB angehalten sein müssen, schnellstmöglich eine Möglichkeit zu finden, die Einschränkungen auf der TENP zu beheben. Warum es einer zweijährigen Untersuchung bedarf, um die Entscheidung zu treffen, ob Wartungsmaßnahmen eingeleitet werden sollen oder nicht, ist für uns nicht nachvollziehbar. Der Bedarf der VNB in Baden-Württemberg ist seit 2011 über den NEP-Prozess bekannt und wurde seitdem mit keiner kWh/h an unbefristet fester Kapazität bedient. Mit dem NEP 2014 haben die FNB zugesagt, die in den damaligen NEP eingeflossenen Langfristprognosen der VNB für 2019 in 2019 zu bedienen. Sich nun in Bezug auf die „außerplanmäßige" Außerbetrieb-

nahme der TENP I von diesem Commitment zurückzuziehen und wieder bei null zu beginnen, zerstört den letzten Rest an Vertrauen, den die VNB noch in eine funktionierende, bedarfsgerechte deutsche Transportnetzausbauplanung haben. Es ist für uns nicht zu akzeptieren, dass von den FNB für den von uns in 2011 angemeldeten Zusatzbedarf eine planerische Bereitstellung der Kapazität zwischen Ende 2024 und 2026 als angemessen angesehen wird. Neben der seit 2010 überfälligen Behebung der bestehenden Engpasssituation liegen der Netze BW konkrete Anfragen von Großkunden vor, die in den kommenden 3-4 Jahren unbefristet feste Kapazität benötigen. Eine Bereitstellung von Gas in ca. 8 Jahren würde den Anschluss dieser Kunden unmöglich machen und somit dem süddeutschen Gasmarkt massiven Schaden zufügen. Aus diesem Grund sehen wir es als unbedingt notwendig an, dass die FNB, abseits der langfristigen Behebung der Einschränkung über die hier vorgeschlagenen, alternativen Ausbaumaßnahmen, auch kurzfristige Überbrückungsmaßnahmen untersuchen und diese schnellstmöglich umsetzen. Wenn dem NEP tatsächlich eine Verbindlichkeit zu attestieren ist, dann kann eine aufgrund unzureichend aufgebrachter Ummantelung außer Betrieb genommene Leitung (keine höhere Gewalt!) nicht zur Entlastung der FNB im Hinblick auf ihre Leistungspflicht zur Bereitstellung der Kapazität gesehen werden.

Kapitel 2.1.1 Prämissen

Wie wir in unserer Stellungnahme vom 14.07.2017 zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-22 bereits erläutert haben, rechnen wir infolge einer Substitution der kohlebefeuerten Erzeugungsanlagen mit einem signifikanten Anstieg der benötigten Gasleistung und der eingesetzten Menge in Baden-Württemberg. Dies betrifft insbesondere KWK-Anlagen.

Aufgrund von Engpässen im aktuellen System legte bereits der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 fest, dass für neue und vorgegebene systemrelevante Gaskraftwerke nur noch feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten (fDZK) zugrunde gelegt werden sollen. Inzwischen stellt sich heraus, dass insbesondere der Zuordnungspunkt Wallbach (siehe Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028, Tabelle 10) mit sehr hohen zusätzlichen Kosten zur Sicherung von

Gaskapazitäten aus Italien/Schweiz verbunden ist, die im NEP nicht berücksichtigt werden und bei systemrelevanten Kraftwerken auf die Stromkunden umgewälzt werden (Optimierung Gas auf Kosten von Strom). Die zusätzlichen Kosten für Transportkapazitäten von Italien über die Schweiz nach Wallbach sollten daher den Kosten einer freien Zuordenbarkeit gegenüber gestellt werden.

Die Alternative einer bivalenten Heizölfeuerung ist ebenfalls mit zusätzlichen Investitionskosten, höheren Betriebskosten und aus der Heizölverbrennung resultierenden zusätzlichen Umweltbelastungen verbunden. Bei erdgasbefeuerten Bestandsanlagen ist die Nachrüstung einer zusätzlichen Heizölfeuerung technisch und genehmigungsrechtlich kaum realisierbar (dies gilt insbesondere für das systemrelevante Netzreservekraftwerk Block 4 im Rheinhafen-Dampfkraftwerk - BNA0514).

Das DZK-Produkt führt somit zu sehr hohen Zusatzkosten dazu, dass die Kapazität nicht mehr fest ist, da der italienische Fernleitungsnetzbetreiber SNAM keine Zusicherung geben konnte, dass im untertägigen Bereich in jeder Netzsituation feste Exit-Kapazitäten in Richtung Schweiz vorhanden sein werden. Als Konsequenz wird der Fuel-Switch zur Reduktion der CO2-Emissionen auf Jahre hinaus in Baden-Württemberg behindert oder unmöglich sein. Neue erdgasbefeuerte Stromerzeugungsanlagen werden in Baden-Württemberg einen deutlichen Wettbewerbsnachteil im Strommarkt haben, wodurch in letzter Konsequenz ein zusätzlicher Stromtrassenbedarf von Norden nach Süden entsteht (erneute Optimierung Gas auf Kosten von Strom).

Kapitel 2.1.2

In diesem Kapitel werden die veränderten Bedarfe in der H-Gas-Bilanz auf Grund des Ausfalls der TENP I dargestellt. Die von den FNB dort verwendete Formulierung, dass sich durch die Einschränkungen der TENP I ein geringerer Bedarf bzw. ein geringerer Zusatzbedarf ergeben soll, ist irreführend, zumindest aber missverständlich. Während die für die Modellierung maßgebliche TVK aufgrund der technischen Einschränkungen notwendigerweise geringer ausfällt, kann der Bedarf bzw. der Zusatzbedarf nicht davon abhängen. Von einer Verringerung des Be-

darfs bzw. des Zusatzbedarfs zu sprechen würde vernachlässigen, dass die bisher über Wallbach ins Ausland transportierten Gasmengen dort weiterhin gebraucht werden. Wenn dies nicht der Fall sein sollte, sollte dieser geringere Transitbedarf auch in der Basisvariante reflektiert werden. Wir bitten deshalb um Klarstellung was mit der gewählten Formulierung ausgedrückt werden soll, bzw. ob und warum es im Vergleich zur Basisvariante des NEP aufgrund des Ausfalls der TENP I zu einem geringeren Bedarf bzw. einem geringerem Zusatzbedarf bei der H-Gas-Bilanzierung kommen soll.

Außerdem ist es unseres Erachtens (wie auch zum NEP angemerkt) notwendig, dass die FNB zum einen schriftlich klarstellen, dass der für die terranets bw im Rahmen der Versorgungssicherheit notwendige Kapazitätsbedarf i. H. v. 29,5 GWh/h als unbefristet feste interne Bestellleistung abgebildet wird. Eine Bereitstellung über am Markt jährlich zu beschaffende Lastflusszusagen entspricht nicht dem in den nachgelagerten Netzen der terranets bw vorhandenen Bedarf und kann aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen auch nicht als geeignetes Mittel zur dauerhaften Absicherung der Versorgung dienen. Lastflusszusagen sollten vielmehr als marktbezogene Maßnahme zur Gewährleistung einer freien Zuordenbarkeit von Kapazitäten und somit zur Reduzierung der bedingten Kapazität im Entry/Exit-System zur Anwendung kommen. Hier fehlt aber nach wie vor ein angemessener Kostenvergleich von Lastflusszusage mit bedingten Kapazitäten, der auch die daraus entstehenden Folgekosten auf Seiten des Shippers berücksichtigt.

Zum anderen bedarf es einer Erläuterung, wie die durch Ausbaumaßnahmen verfügbar gemachten Kapazitäten vertraglich zwischen den FNB verankert werden (z. B. als oVAL in den Marktgebietskooperationsverträgen), damit sie dem von den FNB diesbezüglich geäußerten Grundsatz der Bereitstellung von unbefristet fester Kapazität in den Verteilnetzen entsprechen.

Kapitel 4

Um eine Vergleichbarkeit und somit eine Bewertung der verschiedenen Varianten zu ermöglichen, sollte für jede Variante eine indikative Kosteneinschätzung und eine Einschätzung des Realisierungszeitraums beschrieben werden.

Wir weisen vor dem von uns oben beschriebenen Hintergrund darauf hin, dass der Komponente Realisierungszeitraum (sowie ggf. einer weiteren Komponente Nachhaltigkeit) eine angemessene Gewichtung beigemessen werden sollte, da die „reinen" Investitionskosten dem Aspekt der Versorgungssicherheit sicherlich nicht gerecht werden.

Eine Neubewertung wäre auch für den Fall notwendig, dass sich die Betreiber der neugeplanten Leitungsabschnitte (u.a. Fluxys TENP GmbH) nicht den Regeln der Marktgebietskooperation unterwerfen, indem sie sich den oben beschriebenen Grundsätzen der dauerhaft verbindlichen Bereitstellung von Kapazität zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Marktgebiet entziehen (z. B. durch das Kreieren ungeeigneter Produkte). In diesem Fall wäre eine stärkere Unabhängigkeit der baden-württembergischen Transport- und Verteilnetze von den fragwürdigen Vermarktungsinteressen einzelner FNB deutlich stärker zu gewichten.

Kapitel 4.1 und 4.2

In der Beschreibung der zusätzlichen Netzausbaumaßnahme wird u.a. auf Querverbindungen der TENP I mit der TENP II verwiesen. Nach Aussage der FNB auf dem Workshop vom 10.07.2018 sind beide Varianten dabei unabhängig vom Ergebnis der weiteren Untersuchung der TENP I in der Lage, die für die Versorgungssicherheit notwendige Kapazität (29,5 GWh/h für den Bedarf der terranets bw und 13,3 GWh/h für die Schweiz und Italien in Wallbach) bereitzustellen. Um die beiden Varianten überhaupt bewerten zu können, ist diese Erläuterung und die dahinter stehende Zusicherung der FNB in der Beschreibung der Varianten zu ergänzen. Sie wären sonst aufgrund der starken Abhängigkeit zum Ausmaß der Schäden an der TENP I als mögliche Alternativen zu verwerfen. Dabei sollte auch darauf eingegangen werden, ob der Zusatzbedarf über die nördlichen Entries oder im realen oder virtuellen Reverse-Flow von Wallbach kommend dargestellt wer-

den. Gerade bei Variante 2 scheint es, als ob ein Teil des Zusatzbedarfs von Wallbach kommend modelliert wird. Ansonsten ist für uns die reduzierte Länge der Leitung von Mittelbrunn nach Merzalben (23 km) statt nach Schwanheim (38 km) in Verbindung mit der 70 km Leitung von Offenburg nach Karlsruhe nicht nachvollziehbar. Die Abhängigkeit vom virtuellen Reverseflow würde jedoch wieder mit Folgekosten für Lastflusszusagen am Punkt Wallbach oder aber bei den Shippern mit DZK bewirken, die zu berücksichtigen wären.

Zudem wäre es grundsätzlich wünschenswert, dass den Varianten eine detaillierte Beschreibung der aktuell festgestellten Schäden der TENP I sowie des weiteren Zeitplans zur Schadenserfassung vorangestellt werden würde. Dabei sollte auch hervorgehoben werden, warum mit einer Betroffenheit der in den Varianten hinterlegten Streckenabschnitte nicht zu rechnen ist. Darüber hinaus sollte, im Sinne eines möglichst transparenten Vorgehens und entgegen der bisherigen Praxis, im weiteren Verlauf der Untersuchung an der TENP I durch die beteiligten FNB regelmäßig über Erkenntnisse und Zwischenstände informiert werden.

Kapitel 4.4

Die Variante scheint sich in beiden Ausprägungen mit 180 bzw. 160 Mio. € in einem zu den Varianten 1 und 2 vergleichbaren Kostenniveau zu bewegen. Allerdings ist uns nicht klar, inwiefern diese Kosteneinschätzung vollständig ist, da im Text lediglich ein allgemeiner Verweis auf „die Bodenseeleitung und weitere Netzausbaumaßnahmen bei anderen Fernleitungsnetzbetreibern" zu finden ist. Ohne eine nähere Beschreibung der ggf. limitierenden Faktoren (z. B. auch des Verwirklichungszeitraums) kann diese Variante nicht angemessen bewertet werden.

Kapitel 4.5

Die hier beschriebene Variante sollte weiterverfolgt werden. Die bisherige Beschreibung der Verlagerung von Kapazität nach Oltingue und einer damit verbundenen Entlastung von Wallbach lässt vermuten, dass diese Variante einerseits wirtschaftlich und andererseits zeitnah umsetzbar ist. Aus diesem Grund fordern

wir die FNB auf, schnellstmöglich alle notwendigen Maßnahmen in die Wege zu leiten, um eine potentielle Lösung mit den zuständigen europäischen Partnern zu finden. Das bisher „noch keine verbindlichen Aussagen der ausländischen Fernleitungsnetzbetreiber vorlagen" kann nicht als Begründung für eine Vernachlässigung dieser Variante herangezogen werden, sondern lässt den Schluss zu, dass die FNB diesbezüglich ihre Bemühungen intensivieren sollten. Wie im Workshop am 10.07.2018 von den FNB bestätigt, sollten sich zukünftig neu ergebende Erkenntnisse auch im Hinblick auf die möglichst schnelle Verwirklichung in der Bewertung entsprechend berücksichtigt werden.

Kapitel 4.6

Im Vergleich zu den übrigen Varianten scheint diese Variante zu oberflächlich bewertet worden zu sein. Es wäre zu Vergleichszwecken notwendig, dass, wie bei den anderen Varianten auch, eine zumindest grobe, monetäre Einschätzung der beschriebenen „hohen Investitionen" erfolgt.

Fazit

Trotz des vorliegenden Dokuments ergibt sich für uns kein konsistenter Plan der FNB, wie das Ziel, die benötigten festen Kapazitäten für die Versorgung von Baden-Württemberg zu sichern, erreicht werden soll. Im Gegenteil verfestigt sich der bisher vorhandene Eindruck, dass nur eine vollständige Sanierung bzw. ein Neubau der TENP I von Mittelbrunn bis mindestens zum Beginn der Nord-Schwarzwaldleitung bei Ettlingen die notwendigen Gaskapazitäten in Baden-Württemberg inkl. künftiger Ausbaupotentiale für einen Fuel-Switch im Strom-/Fernwärmerzeugungsbereich sichern kann.