

Bundesnetzagentur
Frau Eva Haupt
Tulpenfeld 4
DE-53113 Bonn

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber
Gas (FNB Gas) e.V.
Georgenstrasse 23
DE-10117 Berlin

Ihre Ansprechperson	Andreas Bolliger
Telefon	044 733 62 10
E-Mail	Andreas.bolliger@ego-ag
Datum	Zürich, 10. September 2020 IFI

Incremental-Verfahren nach NC CAM, „Konsultationsdokument zum in 2019 eingeleiteten Verfahren für neu zu schaffende Kapazitäten an der Grenze zwischen der Schweiz und dem Marktgebiet Trading Hub Europe“ vom 20. Juli 2020

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zum o.g. Konsultationsdokument Stellung zu nehmen. Wie u.a. bereits in unseren Schreiben vom 10. Oktober 2019 ausgeführt, handelt es sich bei der Kapazitätsanfrage der EGO um eine Anfrage nach zusätzlicher Kapazität, um die Versorgungssicherheit im Netzgebiet EGO zu erhöhen. Kern der Anfrage ist nicht zusätzlicher Marktbedarf, sondern ein konkreter und anhaltender physischer Transportbedarf, der im Netzentwicklungsplan 2020-2030 aufgrund unserer wiederholten Hinweise und der objektiv bestehenden nicht hinreichend sicheren Versorgungssituation festzustellen ist.

Ursächlich für den benannten Transportbedarf sind:

- Kapazitätsreduktion in Fallentor gepaart damit, dass terranets bw dort keinen hinreichenden Druck bereitstellen kann,
- 95 %ige Versorgung des Netzgebiets der EGO über die TENP, was bei Störungen bzw. Instandhaltungsaktivitäten auf der TENP zu Wegfall der Versorgungssicherheit führt,
- Keine (n-1)-Versorgung bei Ausfall der Leitung ab Zuzgen (ca. 10 km südlich von Wallbach) und

Rückgang innerschweizerischer Flexibilitätsquellen (Zweistoff- bzw bivalente Kunden und abschaltbare Kunden). Bereits in der Netzentwicklungsplanung 2018-2028 wurde auf den Grenzübergangspunkt Wallbach und die TENP fokussiert. Die Behandlung der Bereitstellung von Kapazitäten am GÜP Wallbach und der Ausbau der TENP stehen im direkten Zusammenhang mit (zusätzlichem) Kapazitätsbedarf für Italien, die Schweiz und Baden Württemberg. Wir haben u.a. in unserem Schreiben zur Konsultation des NEP 2018-2028 vom 23. Mai 2018 und in unserem Schreiben zur Konsultation des Szenariorahmens für den NEP 2020-2030 vom 12. Juli 2019 wiederholt darauf hingewiesen, dass bei Realisierung einer Kapazität von 2 GWh/h in der Bodenseeregion eine Reduktion des Kapazitätsbedarfs am GÜP Wallbach einhergeht. Diese Zusammenhänge sollten in der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden. Eine isolierte Betrachtung nur der Kapazitätsbereitstellung in der Region Bodensee über das Incremental Verfahren nach NC CAM erscheint nicht zielführend und führt voraussichtlich zu einem in Summe nicht effizienten Netzausbau.

Die Anfrage nach Kapazität am Bodensee ist im Zusammenhang mit § 15a EnWG zu sehen und muss nach unserer Auffassung Eingang in die Netzentwicklungsplanung der Fernleitungsnetzbetreiber finden:

§ 15a, Satz 2, EnWG: „Dieser [nationale Netzentwicklungsplan] muss alle wirksamen Maßnahmen zur **bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau** des Netzes und zur **Gewährleistung der Versorgungssicherheit** enthalten, die in den nächsten zehn Jahren **netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich** sind.“

und weiter

§ 15a, Satz 4, EnWG: „Bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans legen die Betreiber von Fernleitungsnetzen angemessene Annahmen über die Entwicklung ... der Versorgung, des Verbrauchs von Gas und **seinem Austausch mit anderen Ländern** zugrunde und berücksichtigen geplante Investitionsvorhaben in die regionale und gemeinschaftsweite Netzinfrastuktur ... sowie die **Auswirkungen denkbarer Störungen der Versorgung** (Szenariorahmen).“ (Einfügungen in [] und Hervorhebungen durch den Autor)

Wie oben ausgeführt, haben wir schon mehrfach dargelegt, dass ohne die von uns angefragte Kapazität die Versorgungssicherheit im Netz der EGO nur bedingt gewährleistet werden kann. Mit der Kapazitätsabfrage sprechen wir genau die in Sätzen 2 und 4 des § 15a EnWG enthaltenen Aussagen an. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird eine bedarfsgerechte Verstärkung und ein bedarfsgerechter Ausbau des Netzes angefragt, wobei aus Perspektive der Fernleitungsnetzbetreiber in D der Austausch mit anderen Ländern (zumindest Schweiz, Österreich, Liechtenstein und mittelbar Italien), auch im Zusammenhang mit denkbaren Störungen, zu betrachten ist.

Im Zusammenhang mit dem Szenariorahmen für den NEP 2020-2030 hat Prognos folgendes zum Kapazitätsbedarf in der Region Bodensee bis etwa Ulm festgestellt:

- Der regionale Gasbedarf in den Kreisen Bodenseekreis, Ravensburg, Biberach, Stadtkreis Ulm, Unterallgäu und Memmingen steigt voraussichtlich um über 10 %.
- Gegenläufige Entwicklungen gibt es in den Kreisen Sigmaringen, Alb-Donaukreis, Neu-Ulm und Günzburg, wobei diese geringer ausfallen.

Der wachsende Kapazitätsbedarf in Baden-Württemberg ist darüber hinaus umfassend im Szenariorahmen und im NEP-Entwurf 2020-2030 dokumentiert und hervorgehoben. (Szenariorahmen: insbesondere Kapitel 4.7, NEP: insbesondere Kapitel 7.2)

Weshalb im Szenariorahmen die Kopplung Deutschland/Schweiz lediglich mit Blick auf den GÜP Wallbach vertieft wird, ist für uns nicht nachvollziehbar.

Die Versorgungssicherheitsbedarfe von Italien haben für den Punkt Wallbach zu einer Erhöhung der Kapazität von 13.3 GWh/h auf 16 GWh/h geführt. Die dazu notwendigen Massnahmen sind in den NEP eingeflossen. Es ist für uns nicht nachvollziehbar, wieso in unserem Fall, für ebenfalls direkt zu Versorgungssicherheit gelinktem zusätzlichen Kapazitätsbedarf, ein anderer Weg beschritten werden soll.

Der Nutzen durch die Errichtung eines neuen Netzkopplungspunktes zwischen D und CH in der Bodenseeregion, sowie der vorgelagerten Maßnahmen in D, wie sie im Konsultationsdokument vom 20.07.2020 grob skizziert sind, wäre (zumindest) folgender

- Nachhaltige Verbesserung der Marktkopplung Deutschland, Liechtenstein, Österreich, Schweiz und (mittelbar) Italien
- Nachhaltige Verbesserung der Versorgungssicherheit in den Regionen Ostschweiz, Vorarlberg und Liechtenstein
- Entlastung des Engpasses Wallbach im Umfange der angefragten Kapazität
- Entlastung der TENP bei eventuellen Instandhaltungsaktivitäten, ohne die Buchungssituation der TENP zu verschlechtern
- Bereitstellung zusätzlicher Kapazitäten in Baden-Württemberg, Schwerpunkt auf die Region Ulm bis Bodenseeraum

Es handelt sich offensichtlich um eine Investition für Versorgungssicherheit in Süddeutschland, Liechtenstein, Österreich, Schweiz und (mittelbar) Italien. Wenn die Wirkung dieser Investitionen

nun in den genannten Ländern kostenfrei genutzt werden und die Kosten vollständig zu Netzkosten des EGO-Netzes werden, so ist dies sicher nicht im Sinne des NC CAM.

Gleichzeitig liegt auf der Hand, dass diese neu zu schaffende Kapazität nicht langfristig von einem Transportkunden gebucht werden wird, ohne dass dieser Transportkunde Wettbewerbsnachteile hinnehmen muss. Andere Transportkunden werden immer die preiswertere Kapazität buchen, die durch die neu zu schaffende Kapazität eben abgesichert werden soll.

Die Bereitstellung von Kapazität für Versorgungssicherheit wird nämlich nicht von (einem) einzelnen im Wettbewerb stehenden Transportkunden getragen, damit andere Transportkunden Wettbewerbsvorteile erhalten. Kosten der Versorgungssicherheit dienen der Allgemeinheit und sind demnach Netzkosten.

Obige Darstellung zeigt, dass die Planungen innerhalb dieses Incremental Verfahrens in den NEP-Prozess einzubeziehen sind und ganz offensichtlich das Incremental-Verfahren für die hier vorliegenden Zielstellungen nicht geeignet ist. Ohne Integration dieses Bedarfs in den NEP und bei weiterhin parallelem Vorgehen (zum NEP) in diesem Incremental-Verfahren kann nur ein ineffizienter Netzausbau resultieren.

Auch wenn wir das Incremental-Verfahren als falsches Instrument für diesen Kapazitätsbedarf zur Erhöhung der Versorgungssicherheit im Netzgebiet der Erdgas Ostschweiz erachten, entstehen folgende Fragen und Anmerkungen zum Inhalt des Incremental-Verfahrens bzw. des Konsultationsdokuments:

- Die Plankosten der Investition sind leider anhand dem vorgelegten Auszug aus dem Kalkulationstool nur bedingt nachvollziehbar, weshalb wir um transparente Darlegung bitten. Zusätzlich erscheinen Inhalte des Auszugs aus dem Kalkulationstool unplausibel:
 - Für den Zeitraum der verbindlichen Kapazitätsnutzung sind offensichtlich nutzungsabhängige OPEX i.H.v. 4,25 Mio. Euro/a angesetzt. Diese OPEX sind weder transparent hergeleitet, noch plausibel.
 - Anhand der Kostensprünge können die gesamten Investitionen in Investitionen mit 25 Jahren kalkulatorischer Nutzungsdauer (etwa 42 %), 45 Jahren (etwa 8 %) und 55 Jahren (etwa 50 %) separiert werden. Der Nutzungsdauer 25 Jahre (insbesondere für Verdichter) wären etwa 80 Mio. Euro zuzuordnen, was nicht plausibel ist.
 - Werden aus unserer Sicht plausible AHK in das BNetzA-Tool eingesetzt, so resultieren erheblich geringere Kosten. Wir bitten um detaillierte Mitteilung der geplanten OPEX sowie der AHK und Aktivierungszeitpunkte je Anlagenklasse, um uns die Möglichkeit der Plausibilisierung zu geben.
- Die Zuordnung der Einspeise-DZK wird maßgeblich zu den Speichern Haidach und 7Fields zu erwarten sein. Damit sind die erwarteten Treibenergiekosten unrealistisch hoch angesetzt.
- Die Zinssätze im Kalkulationstool ab der 4. Regulierungsperiode sind absehbar erheblich zu hoch angesetzt.
- Der im Kalkulationstool angesetzte f-Faktor ist erheblich zu hoch angesetzt:
 Folgendes ist dabei zu berücksichtigen (Zitat aus NC CAM):
„a) die Menge an technischer Kapazität, die gemäß Artikel 8 Absätze 8 und 9 zurückgehalten wird;
b) die positiven externen Effekte des Projekts für neu zu schaffende Kapazität auf den Markt oder das Fernleitungsnetz oder beides;
c) die Laufzeit der verbindlichen Zusagen der Netznutzer für die angefragte Kapazität im Vergleich zu der wirtschaftlichen Lebensdauer der Anlage;
d) das voraussichtliche Fortbestehen der Nachfrage nach der Kapazität, die durch das Projekt für neu zu schaffende Kapazität geschaffen wird, nach dem Ende des bei der Wirtschaftlichkeitsprüfung zugrunde gelegten Zeithorizonts.“
 Folgende Inhalte führen dazu, dass der f-Faktor eher bei 0 als bei 1 anzusetzen ist:
 - Die geplanten Netzausbauten bzw. Verstärkungen dürften aus unserer Sicht auch auf deutscher Seite für den ganzen Bodenseeraum wirken und zumindest die Region bis Ulm, also voraussichtlich auch positiv auf zusätzliche Bedarfe (Bezug: b)), z.B. in den Netzgebieten


- Stadtwerk am See
 - Regionalwerk Bodensee Netze
 - Thüga Energienetze
 - TWS Netz
 - Netze-Ges. Südwest
 - e.wa riss Netze
 - schwaben netz
 - Stadtwerke Memmingen
- bzw. z.B. in den Kreisen
- Bodenseekreis,
 - Ravensburg
 - Biberach
 - Ulm (Stadtkreis)
 - Unterallgäu
 - Memmingen
- Weitere direkte Nutzen entstehen für die Versorgungssicherheit und Potentiale zusätzlicher Kapazitätsbereitstellung neben dem Netzgebiet der Erdgas Ostschweiz (zumindest) in den Regionen Vorarlberg und Fürstentum Liechtenstein (Bezug: b))
 - Indirekter Nutzen entsteht für die weiteren Regionen in der Schweiz, Baden Württemberg und für Italien, da mit diesem zusätzlichen GÜP der GÜP Wallbach und die vorgelagerte TENP entlastet werden könnte.
 - Die Gasversorgung von Industriestandorten und möglicher KWK-Anlagen, beispielhaft in der Region St. Gallen, würde gestärkt (Bezug: b))
 - Bei Realisierung des neuen GÜP würde in der Schweiz ebenfalls Leitungsbau stattfinden, der die Kapazitätsnutzung über mindestens 50 Jahre entsprechend der Abschreibungsdauer der von EGO zu errichtenden Anlagen, also deutlich mehr als 15 Jahre absichern würde (Bezug: d)).
 - Der Erwartung, dass nur bzw. überwiegend Kurzfristbuchungen der neu zu schaffenden Kapazität stattfinden, kann entgegengewirkt werden, indem analog zur Praxis an den GÜP Wallbach und Basel die Transportkunden Q4 und Q1 fest buchen müssten. Es ist also eine entsprechende Wirkung auf den f-Faktor zu berücksichtigen.
- Wir gehen davon aus, falls $f=1$ wäre – was wir überhaupt nicht nachvollziehen können - die Steuerung des Kompressors in Deutschland durch EGO vorgenommen würde. Es wäre zu prüfen, ob ggf. die Investition durch EGO vorgenommen werden sollte.

Gerne stehen wir bei Fragen zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Erdgas Ostschweiz AG


Andreas Bolliger
Vorsitzender der Geschäftsleitung


Andreas Schwager
Leiter Transport

Cc: Frau Y. Grösch, Referatsleiterin Referat 609, Bundetznetzagentur, Bonn
Cc: Benoît Revaz, Direktor des Bundesamtes für Energie, 3003 Bern