



## **Stellungnahme zum NEP 2015**

Berlin, 5. Juni 2015

Benedikt Schuler

Diese Stellungnahme ist ohne Auftrag eines Dritten erstellt worden.

Der dieser Stellungnahme beiliegende Artikel aus der EnWZ 1/2014 ist Teil der Stellungnahme. Er darf mit Genehmigung der EnWZ – Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft, Magazinstr. 15-16, 10179 Berlin veröffentlicht werden.

## Anmerkungen und Stellungnahme zum NEP 2015

### Zu Kapitel 2.5 Grundlagen der Modellierung

Es ist mit den Vorgaben des EnWG nicht vereinbar, fDZK für Kraftwerke und TaK für Speicher zur Grundlage der Modellierung zu machen. Damit wird unterstellt, dass diese Auflagen an den Kraftwerksausspeisepunkten sowie den Speicherein- und Ausspeisepunkten von den FNB vorgegeben werden können. Die Verknüpfung von Kapazitäten in Verbindung mit kapazitätserhöhenden Auflagen ist zwar in der GasNZV vorgesehen. Ein selektives Kontrahierungsrecht der FNB und eine damit verbundene Kontrahierungsverpflichtung der Netznutzer bestehen gesetzlicherseits jedoch nicht. Die Zwangskontrahierung dieser Auflagen konterkariert spätestens die Beschaffungsvorgabe nach § 9 Abs. 3 GasNZV.

Wenn also die der Modellierung (Stichwort „Trennungsmodell“) zugrunde liegenden Annahmen nicht vereinbar mit dem Gesetz sind, kann es auch die Modellierung nicht sein. Vereinfacht gesagt, muss der Modellierung eine gesetzeskonforme Annahme der Netzbewirtschaftung als Prämisse zugrunde liegen.

Die Tatsache, dass die bereits für den Sommer 2014 angekündigte Ausgestaltung des konkreten Kapazitätsproduktes für Gaskraftwerke noch nicht vorliegt, und auf Seite 27 auch nur dessen Weiterverfolgung angekündigt wird, ist nur ein weiteres Indiz für die Schwäche der Modellierungsannahme. Weder TaK noch fDZK sind expliziter Gegenstand des Verfahrens BK9-14-608 („BEATE“) so dass auch aus der Entgeltperspektive von einer unfertigen Modellierungsprämisse ausgegangen werden muss.

Wie bereits in vorherigen Stellungnahmen ausgedrückt, ist die Modellierungsannahmen der Netzbetreiber zu dynamisch und beschränkt zuordenbaren Kapazitäten (et. al.) und deren umfangreiche Verwendung weiterhin zu bemängeln<sup>1</sup>.

Sie haben einen abträglichen Einfluss auf die Implementierung von Engpassmechanismen im Kapazitätssektor Gas und die Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Anlagen. Im ACER Monitoring Bericht zum Engpassmanagement<sup>2</sup> fällt die Nichtanwendung eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems<sup>3</sup> bei den deutschen (zusammen mit den österreichischen) Netzbetreibern auf.

Dieser auf den ersten Blick befremdlich erscheinende Hinweis erhält einen Sinn, wenn man sich die Folgen eines nicht harmonisierten Engpassmanagements innerhalb der europäischen Fernleitungsnetze vor Augen hält: Operativer Mehraufwand, ein erhebliches Weniger an

---

<sup>1</sup> Eine vertiefte rechtliche und netzsachliche Auseinandersetzung mit BZK und DZK auf Ebene der FNB findet sich in: Schuler, B. (2014): Vermutung auf anhaltende, erhebliche Verletzung des transaktionsunabhängigen Zugangs durch beschränkt und dynamisch zuordenbare Kapazitäten. EnWZ 1/2014, Verlag C.H. Beck oHG. Eine Kopie des Artikels liegt mit Genehmigung des Verlags dieser Stellungnahme bei.

<sup>2</sup> ACER (2015): Implementation Monitoring Report on Congestion Management Procedures in 2014. 13. Jan. 2015.

<sup>3</sup> Entscheidung der BNetzA zur Nichtanwendung eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems BK7-13-019 vom 8. 1. 2014.

kompatibler bündelbarer Kapazität, weniger Leistung die den Regel- und Ausgleichsmärkten zur Verfügung steht.

Die Entscheidung für eine verstärkte Nutzung zuordnungsbedingender Kapazitäten dürfte sich somit auch negativ auf den innereuropäischen Handel und perspektivische Entscheidungen für die Zusammenlegung von Marktgebieten auswirken.

Dabei ist das Ziel der Modellierungsprämisse – nämlich die für die Modellierung wichtige Annahme, dass Gasflüsse im Engpassfall an bestimmten Ein- oder Ausspeisepunkten erfolgen – richtig und wichtig. Allerdings lässt sich diese Modellierungsannahme zur Engpassbehebung auch mit einem Überbuchungs- und Rückkaufssystem umsetzen.

Die Wahl der Maßnahme „Zuordnungsaufgaben“ und die Nichtanwendung des Überbuchungssystems wird durch die zentrale Lage Deutschlands im europäischen Kontext besonders negativ ins Gewicht fallen. Das Fehlen eines mit angrenzenden Netzbetreibern kompatiblen Systems erzeugt künstliche Engpässe und ist damit wahrscheinlich auch für die Modellierung der Kapazitätsverfügbarkeit an deutschen Grenzübergangspunkten eine kritische Prämisse.

Insofern die Angemessenheit der Produkte TaK und fDZK über die im Rahmen des NEP 2013 vorgelegten Kosten-Nutzen Analyse der Wirtschaftsprüfungsgesellschaft PwC dargelegt werden soll (S. 31, 34), so ist dem zu entgegnen, dass dort hinsichtlich der Kostenseite die gutachterliche Unabhängigkeit fehlt (die Kostenseite wurde durch die FNB selbst berechnet), womit dem Gutachten streng genommen die belastbare Glaubwürdigkeit der Kernaussage abhanden kommt. Außerdem stellt das Gutachten die Kosten für den Netzausbau selektiv nur drei Maßnahmen gegenüber, nicht jedoch anderen geeigneten Maßnahmen, die hinsichtlich der Diskriminierungsfreiheit effektiver wären und wahrscheinlich geringere Kosten verursachen (wie zum Beispiel uFZK, Lastflusszusagen, Überbuchung und Rückkauf, Markt Splitting).

In der Analyse der PwC bleibt auch der wirtschaftliche Schaden in Form von Wertverlusten für die Kraftwerks- und Speichieranlagenbetreiber bei dem gesamtwirtschaftlichen Kosten-Nutzen Effekt unzureichend berücksichtigt. Zwar werden Kosten für den Netzbetreiber in Form eines für den Speicher- bzw. Kraftwerksbetreiber entstehenden Einkommensverlustes berechnet. Allerdings wird in der Analyse außer acht gelassen, dass dieser Schaden, der ja in Form reduzierter Netzentgelte vergütet werden soll, somit über eine ex-ante Annahme berechnet wird, nie vollkommen ausgeglichen werden kann. Tatsächlich besteht für den Anlagenbetreiber immer das Risiko einer Unterbrechung zu kommerziell sensiblen Zeiten mit der Unsicherheit eines hohen Verlustes. Angesichts dieses Risikos kann auch Sekundärkunden die Anlagenleistung nie in der Verbindlichkeit (Speicher) oder den Entgelten bereit gestellt werden, wie es ohne die restriktive Kapazitätsauflage der Fall wäre.

Der Beschluss BK9-14-608 vom 24. 3. 2015 konnte in dem Gutachten der PwC nicht einbezogen werden. Gleichwohl müsste sich der NEP 2015 heute mit der Festlegung auseinandersetzen, denn

Struktur und Höhe der Netzentgelte dürften eine Auswirkung auf die Bewertung der Maßnahmen haben.<sup>4</sup>

Mit der Zwangskontrahierung fDZK und TAK für Neuanlagen bestand in der Tat ein Diskriminierungsstatbestand gegenüber Bestandsanlagen, der im deutschen und europäischen Erzeuger- und Speichermarkt bereits kartellrechtliche Fragen aufwerfen dürfte.

Indem nun Kriterien für den „Bedarf“ an Bestandsanlagen, quasi an allen Kraftwerks- und Speicheranlagen, eingeführt werden, und ein erheblicher Aufwand betrieben wird, um der Gleichbehandlung gerecht zu werden, entsteht wiederum ein Überangebot mit kapazitätserhöhenden Auflagen, ohne das deren Bedarf überhaupt statuiert wurde.

Die Kapazitätsprodukte stellen zudem hinsichtlich des weiterhin geltenden gesetzlichen Primats – feste, frei zuordenbare Kapazität – für die Anlagenbetreiber eine erhebliche (und auch nicht begründbare) Ungleichbehandlung zu anderen Transportkunden an Ausspeisepunkten dar. Über den nicht wirklich hilfreichen Umgang mit dem Begriff fFZK im Zusammenhang mit den Kriterien (Fußnote 2 der Anlage zum Fragenkatalog) darf jedenfalls keine Aufweichung der Gesetzesabsicht erfolgen

Alle Sonderkapazitäten (Kapazitäten mit Auflagen) sind nicht nur lediglich Bestandteil des Trennungsmodells, sondern - wie auch die im Folgenden besprochenen Kapazitäten für Speicher und Kraftwerke, Realität. Sowohl die Einschränkung der freien Zuordenbarkeit als auch die temperaturabhängige Unterbrechbarkeitsfunktion der TaK haben eine erhebliche Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit der angeschlossenen Anlagen, so dass sie implizit eine wettbewerbliche Beschränkung im nationalen und europäischen Kontext bedeuten.

Dabei sind diese Kapazitäten verordnungs- oder gesetzeseitig nicht im heutigen Umfang vorgesehen:

§ 9 GasNZV sieht Auflagen vor, die von den FNB zu beschaffen sind, wenn Lastflusszusagen nicht zu beschaffen sind. Die Probleme, die sich mit der Anwendung der Sonderkapazitäten und der Beschaffung der Auflagen im hiesigen Modell ergeben, befinden sich zusammenfassend in der Anlage 1 zu diesen Anmerkungen.

Die Unbedenklichkeitserklärung der BNetzA in den früheren Beschlüssen hinsichtlich der rechtlichen Zulässigkeit des fDZK und TaK-Produktes ist bereits kritisch, weil diese einen erheblichen Eingriff in den Markt darstellen, aber weder die Produkte mit Zuordnungsaufgaben noch die temperaturabhängigen Kapazitäten in einem öffentlichen Festlegungsverfahren der

---

<sup>4</sup> Umgekehrt vermisst man in der Festlegung eine Befassung der BK9 mit den Zielen des vermiedenen Netzausbaus durch eine entsprechende Steuerung der Entgelthöhe für Speicher.

BNetzA konsultiert wurden. Dies wäre spätestens jetzt erforderlich, weil die Produkte nicht den Vermarktungsvorschriften der GasNZV entsprechen.

- a) Die GasNZV geht bei Auflagen gemäß § 9 Abs. 3 Satz 2 GasNZV von einer Beschaffungsverpflichtung des Netzbetreibers für die kapazitätserhöhenden Dienstleistungen aus. Die – für den Transportkunden heute bereits zwangsweise – Anwendung von fDZK für Kraftwerke impliziert hingegen eine Angebotspflicht der Dienstleistung „Zuordnungsaufgabe“ bei Kraftwerken.
- b) Die GasNZV geht nach meiner Lesart bei der Vermarktung unterbrechbarer Kapazität gemäß § 11 GasNZV von einer Angebotspflicht jeweils der Ferngasnetzbetreiber aus. Der Netznutzer kann jedoch nicht gezwungen werden, unterbrechbare Kapazität zu buchen. Das Kapazitätsprodukt TaK bedeutet für Speicheranlagen hingegen einen Kontrahierungszwang unvorhersehbarer Anteile unterbrechbarer Kapazität.

Dem Netzbetreiber steht es hinsichtlich § 11 GasNZV zwar frei, feste und unterbrechbare Kapazitäten, also einen ihm genehmen Anteil unterbrechbarer Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten anzubieten. Allerdings muss die für den Transportkunden erforderliche Vorhersehbarkeit der Netznutzung immer gewährleistet sein. Eine gestufte Temperaturabhängigkeit nimmt dem Transportkunden und damit dem mittelbar betroffenen Speichernutzer diese Vorhersehbarkeit, weil sich innerhalb eines Tages eine erhebliche Erhöhung der unterbrechbaren und damit nicht mehr verbindlich nutzbaren Kapazität ergeben kann.

Die hypothetische Unterstellung, auch TaK sei eine Auflage gemäß § 9 GasNZV und mithin eine kapazitätserhöhende Dienstleistung, würde in den Bewertungskanon zu fDZK fallen. Auch diese Dienstleistungen wären in diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren unter angemessenen Bedingungen zu beschaffen. Aus der Verordnungsvorgabe kann keineswegs abgelesen werden, dass hinsichtlich der über die Temperaturabhängigkeit gegebenen Auflage ein Kontrahierungszwang für eine kapazitätserhöhende Dienstleistung besteht. Dies ist jedoch bei der TaK der Fall: Der Speicherbetreiber/-nutzer hat keine Wahl.

Auch wegen der Regelung wirtschaftlicher Nachteile zu Lasten Dritter sind die „Produkte“ verordnungs- und damit gesetzeswidrig.

#### Zu Kapitel 2.5.1 fDZK für Kraftwerke

Gas-Kraftwerke vermarkten ihre Produktion auf Basis der anzunehmenden Grenzkosten. Wenn die Grenzkosten höher sind als der zu erzielende Preis für Strom wird das Kraftwerk kurzfristig nicht produzieren. Wenn das Kraftwerk anhand eingedeckter Gasmengen und Emissionsrechte für eine künftige Periode Strom vermarktet und diesen dann auch produzieren muss, wäre der positive Deckungsbeitrag immer dann gefährdet, wenn aufgrund einer Zuordnungsaufgabe das Gas kurzfristig an einem anderen Gasmarkt – und nicht dem in der Vermarktung zugrunde gelegten Gasmarkt – beschafft werden muss. Das stellt ein erhebliches Hedge- und damit Margenrisiko dar. Im Zusammenspiel der Integration der Strommärkte (NWE Market Coupling) ergeben sich beispielsweise wettbewerbliche Verzerrungen, wenn Kraftwerke in Frankreich oder BeNeLux beispielsweise nicht von Zuordnungsaufgaben betroffen sind.

## Zu Kapitel 2.5.2 TaK an Speichern

Die gestufte Temperaturfunktion der Entry- und Exitkapazitäten entspricht nicht den physischen Eigenschaften von Speichieranlagen:

Die tatsächliche, physikalische Einspeicher- und Entnahmekapazität von Speichieranlagen ist füllstandsabhängig. Entsprechend werden die Leistungskomponenten bei Speichern in der Primärvermarktung auch in Form einer stetigen Funktion zwischen 0 und 100% Füllstand vermarktet. Eine mit dieser physischen Rahmenbedingung nicht kongruenten Bereitstellung von netzseitiger Kapazität vernichtet nutzbare Speicherleistung weil

- a) sich für den Nutzer im Bereich der Stufe erhebliche Unsicherheiten qua Unterbrechbarkeit ergeben,
- b) die Abhängigkeit von der Außentemperatur nicht mit der Abhängigkeit vom Füllstand übereinstimmt, was in den meisten Fällen eine suboptimale Verfügbarkeit bedeutet.

Der Speicherbetreiber kann nur die Entnahme- und Einspeicherleistung fest vermarkten, die ihm vom Netzbetreiber als feste Einspeise- und Ausspeisekapazität vorgegeben worden ist. Die als feste Kapazität zu nutzende Kapazität liegt bei TaK im unteren Bereich der Temperaturfunktion, womit sie unterhalb der technisch machbaren Leistung liegt. Damit verringern sich das Verhältnis von Entnahmeleistung zu Speichervolumen und damit der vermarktbare Wert der Speichereinlage.

Die Stufung kann auch nicht mit der Annahme begründet werden, dass die Kapazität ja in den relevanten Temperaturbereichen fest und somit für die üblichen Nutzungsszenarios geeignet ist. Es muss vielmehr davon ausgegangen werden, dass Speichernutzer ihre Kapazität auch im Regel- und Ausgleichsenergiesystem vermarkten wollen. Der Abruf für den Regelenergiemarkt oder den Einsatz im Bilanzkreissystem ist aus prognosetechnischen Gründen nicht mit der Temperaturfunktion korreliert, weshalb Speicher für diesen Einsatz entwertet werden.

Besser wäre, als Modellierungsannahme für die FNB eine Abhängigkeit von dem Füllstand der jeweiligen Speichereinlage anzunehmen. Ein füllstandsabhängiges Kapazitätsannahme (als Produkt: FaK) wäre tatsächlich nur noch eine Modellierungsannahme, denn weder der Speicherbetreiber noch der Speichernutzer würden mehr Kapazität nominieren, als über die Einspeicher- und Entnahmeleistung des Speichers tatsächlich verfügbar ist. Bei FaK ist die netzseitige Kapazität kongruent mit der physischen Leistung. Dies ist von der Transparenz her ebenso billig wie bei TaK, denn die Füllstände werden veröffentlicht und der Netzbetreiber selbst besitzt die Informationen über Ein- und Ausspeicherungen. FaK wäre – anders als TaK – somit keine Regelung zu Lasten Dritter sondern eine echte Modellierungsannahme.

Der NEP irrt auf S. 27, 28: TaK ist eben kein unbedingt festes Kapazitätsprodukt, sondern ausserhalb der künstlich vorgegeben Temperaturbereiche eine in unsicherem, weitgehend unvorhersagbarem Anteil unterbrechbare Kapazität. Wegen der Unterbrechbarkeit als solcher und der unsicheren Höhe der festen Kapazität ist zwar dem Aspekt, dass Speicher einen „wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten“ zum Teil Rechnung getragen, deren anderweitige Netzdienlichkeit und kommerzielle Ausübung wird jedoch in erheblichem Maße keine Rechnung getragen.

Zu Kapitel 2.6 Ausblick auf den nächsten Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan

*(Frage 2.2. Ausblick auf den nächsten Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan - Potenzielle Weiterentwicklung der Netzmodellierungsvorgaben, hier: 2.2.1. Wie bewerten Sie die Vorschläge der FNB zum Ansatz von Bestandsanschlusspunkten zu Speichern und Kraftwerken mit TAK und fDZK?)*

#### Kap. 2.6.1 Kriterien für TaK und fDZK

Eine Ausweitung der Auflagenprodukte auf Bestandsanlagen vorzunehmen, erhöht aus den bereits beschriebenen Gründen die Diskriminierung, weil ein erheblicher Anteil der Ein- und Ausspeisekapazitäten von der Verfügbarkeit von fFZK ausgenommen wird. Dabei bleibt der kapazitätserhöhende Effekt der Auflagenprodukte auf die Höhe der ausgewiesenen Kapazität unbelegt.

Dass die Anwendung des TaK-Produkts für Speicher und des fDZK Produktes für Kraftwerke im Vergleich zum pauschalen Ansatz von fFZK zu einem gesamtwirtschaftlich sinnvollen Netzausbau führt und im Rahmen der Erstellung des NEP Gas 2013 Kosten-Nutzen-Analysen einen deutlichen gesamt-wirtschaftlichen Vorteil ergeben haben, sollte angesichts alternativ zur Verfügung stehender Maßnahmen bezweifelt werden.

Dass sich Gaskraftwerke insbesondere durch die „intensive Abstimmung und den Abgleich mit dem Netzentwicklungsplan Strom von den anderen Verbrauchern“ unterscheiden (S. 32) mag zwar korrekt sein. Dieser, in meiner Erinnerung bisher noch nicht angeführte Einwand kann jedoch nicht für die Anwendung des fDZK Produktes relevant sein, zumal sich eben angemessener Annahmen/Methoden für die Behebung von durch Kraftwerken verursachter Engpässe, wie zum Beispiel Lastflusszusagen anbieten.

Auf die Kriterien der FNB wird nicht weiter eingegangen.

*Frage 2.2.2. Wie bewerten Sie die von der BNetzA alternativ vorgeschlagenen Kriterien (siehe Anlage zu diesem Fragenkatalog)?*

Eine Konsultation der Kriterien für den künftigen Netzentwicklungsplan ist damit nicht angebracht. Das Institut der Konsultation sollte auch nicht missbraucht werden, um einer grundsätzlich fragwürdige Methodik die Kraft des Faktischen zu verschaffen und sie damit im Bewirtschaftungssystem der Netzbetreiber zu etablieren. Bevor Kriterien konsultiert werden, sollten die Produkte selbst konsultiert werden.

Die BNetzA hat m. E. gemäß § 50 GasNZV zuerst eine Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG nach Konsultation zu der Ermittlung und Angebot von Kapazitäten nach § 9 GasNZV, insbesondere noch zum Verfahren der Beschaffung von Maßnahmen nach § 9 Abs. 3 Satz 2 Nr. 2 und 3, sowie zu Kapazitätsprodukten nach § 11 GasNZV durchzuführen, bevor die FNB überhaupt daran denken, „Kapazitätsprodukte“ wie TaK, fDZK, DZK, BZK, bFZK, LaFZK zu vermarkten.

In den Kriterien selbst bleibt unberücksichtigt, dass für die an Fernleitungsnetzen angeschlossenen Speicher- und Kraftwerksanlagen andere Regeln zur Geltung kommen, als für Anlagen, die an Verteilernetze angeschlossen sind. Die Gleichbehandlung von Bestands- und Neuanlagen, wo ein Anschluss nach § 38, 39 GasNZV in Verbindung mit der Vergabe von fDZK oder TAK formell bislang nicht erfolgt, ist auch damit nicht gewährleistet.

Insofern die BNetzA auch nach dieser Konsultation beabsichtigt, die Kriterien als Planungsgrundlage in den NEP 2016 einzuführen, wäre zur Wahrung der Diskriminierungsfreiheit eine Aufnahme aller Ein- und Ausspeisepunkte, Industrieanlagen, Kraftwerke und Speicher, und natürlich auch auf nachgelagerter Netzebene angeschlossener Ausspeisepunkte in die Prüfung der Kriterien aufzunehmen. Damit zusammenhängend sind auch Kapazitäten im internen Bestellverhältnis für fDZK und TaK aufzunehmen. Spätestens mit dieser Forderung wird offensichtlich, welche abträglichen Effekte die Einführung der Kriterien besäße.

Die Fußnote 2 in dem Kriteriendokument (Anlage zum Fragenkatalog) scheint eine sprachliche, sachliche und rechtliche Zusammenlegung von bFZK, BZK und LaFZK mit der vom Gesetzgeber gewollten fFZK anzudeuten. Hier muss dringend eine Unterscheidbarkeit der Begriffe und Sachstände beibehalten werden. Gerade hinsichtlich der zu schaffenden Kriterien dürfen Buchungsbestände der jeweiligen Kapazitäten im historischen Blick nicht egalisiert werden. Dies aus Vereinfachungsgründen zu unterlassen käme einer sachwidrigen Degradierung der FZK gleich.

### 3 Modellierung der Fernleitungsnetze

#### Kap. 3.1 Modellierungsaufwand und Grenzen der Modellierung

Auf Seite 88 des Beschlusses zum Szenariorahmen für den NEP 2015 gibt die BNetzA unter Bezugnahme auf § 15a Abs. 2 S. 4 2. Alt. EnWG vor, im Netzentwicklungsplan darzulegen und ausführlich zu begründen, welche Maßnahmenalternativen bei der Auswahl des jeweiligen Plans die Fernleitungsnetzbetreiber in ihre Erwägungen einbezogen haben und aus welchen Gründen sie eine bestimmte Modellierungsvariante im Vergleich zu den bestehenden Alternativen ausgewählt haben.

Dieser Forderung seien die FNB trotz mehrfachen Änderungsverlangens zum Netzentwicklungsplan noch nicht nachgekommen. Vielmehr sei faktisch überhaupt keine Auseinandersetzung mit den Gründen erfolgt, aus denen der Netzausbauvorschlag bzw. die maßgebliche Modellierungsvariante gewählt wurde. Letzteres sei aber essentiell, um dem Markt die relevanten Informationen zu geben und der Bundesnetzagentur die Grundlagen für die Entscheidungsfindung zum Änderungsverlangen zu liefern.

Ferner müssen die Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin angeben, wenn durch eine Maßnahmenalternative die gleiche Bedarfsauswirkung erreicht werden kann.

Mit Bezug auf diesen zitierten Abschnitt und auf die Forderung der BNetzA, Kriterien für die Modellierung der Netzanschlusspunkte zu Bestandskraftwerken (mit fDZK) und Bestandsspeicheranlagen (mit TaK) zu entwickeln, sind m. E. unter Maßnahmenalternativen nicht nur investive Maßnahmen zu verstehen, sondern alle Maßnahmen der intelligenten Netzbewirtschaftung.



Dass die Prüfung all dieser Möglichkeiten „im NEP zu einem exponentiell steigenden Modellierungsaufwand mit einer Vielzahl von möglichen Zuordnungen führen“ wird, ist wahrscheinlich richtig. Umgekehrt sollte aber auch nicht

- a) wichtige Maßnahmen wie Überbuchung und Rückkauf, die Netzbetreiber-übergreifende Zonung von Ein- oder Ausspeisepunkten, Lastflusszusagen oder implizite Auktionen in der Modellierung außer Acht gelassen werden;
- b) Die Inputliste (Anlage 1), die ja eigentlich den Kapazitätsbedarf als externe Größe eingeben soll, Auflagen als statische Inputgröße und damit als Bedarf enthalten, wenn diese ja eigentlich Output sein sollten;
- c) ein gemeinsames Modell für die Lastflusssimulationen fehlen, womit die Effizienz der belastbaren und robusten Erkenntnisgewinnung erheblich geschmälert wird.
- d) eine einheitliche Behandlung der extern einzugebenden Faktoren in einem Trennungmodell stattfinden (DZK wird über das Trennungmodell dargestellt, die künftige Beschaffung von LFZ hingegen nicht).

Die im Konsultationsdokument beschriebenen Annahmen und Methode zur Kapazitätsermittlung und gerade der Vergleich mit der Methode der ÜNB in Verbindung mit der heutigen Kapazitätsbewirtschaftung lassen Zweifel daran entstehen, dass der Modellierung das Ziel der Maximierung ausweisbarer fester, frei zuordenbarer Kapazitäten – eine zu unterstellenden Pflicht der FNB – unterstellt werden kann.

Im NEP Prozess ist m. E. eine Ausbaumaßnahme erst dann in Betracht zu ziehen, wenn sich die frei zuordenbare Kapazität nicht anderweitig weiter erhöhen lässt und überhaupt ein zusätzlicher Bedarf an frei zuordenbarer Kapazität vorliegt. Der NEP 2015 in vorliegender Form bietet diesbezüglich keine hinreichende und belastbare Grundlage für oder gegen eine Ausbauentcheidung.

Aus der Berücksichtigung der hier genannten Anforderungen wäre der vorliegende Netzentwicklungsplan gegebenenfalls zu der Aussage gekommen, dass der Bedarf an frei zuordenbaren Kapazitäten geringer und das Angebot höher ist, als bisher ausgewiesen. Daraus würde sich nicht nur eine Neubewertung des Ausbaubedarfs ergeben, sondern auch des Beschaffungsbedarfs für Zuordnungsaufgaben und –beschränkungen. Eine Neubewertung würde im Übrigen auch Erkenntnisse auf den Kapazitätsbedarf zur weiteren Zusammenlegung von Marktgebieten (§ 17 Abs. 1 Ziff 8 GasNZV) liefern, die den Fernleitungsnetzbetreibern im hiesigen NEP offensichtlich nicht vorliegen (vgl. S. 158).

## Kap. 3.2 Eingangsgrößen für die Modellierung

### 3.2.5 Kraftwerke

*(Ihre Frage 3. Modellierung der Fernleitungsnetze. Hier: 3.1. Bewertung der Eingangsgrößen der Netzmodellierung im vorliegenden Netzentwicklungsplan (Kapitel 3.2): 3.1.1. Gaskraftwerke)*

Es sei hier wiederholt, dass mit der Aufteilung in Fallgruppen und der Unterscheidung in Bestands- und Neubuchungen eine Diskriminierung einhergeht. Selbst wenn die Anwendung innerhalb einer Fallgruppe gleich ist, besteht ein Verstoß gegen das Gleichbehandlungsgebot zwischen den Fallgruppen und der Menge aller anderen Transportkunden.

Ungeachtet der Kritik an dem fDZK Produkt für Kraftwerke soll auf den Klärungsbedarf bei der Modellierung eingegangen werden.

Die auf Seite 46 angeführte Unterscheidung in systemrelevante und nicht systemrelevante Bestandskraftwerke bedarf einer Konkretisierung, ob systemrelevante Neubaukraftwerke eine eigene Fallgruppe sind, oder in die Fallgruppe der Neubaukraftwerke fallen.

Des Weiteren geht aus dem NEP 2015 nicht deutlich hervor, welche Regelungen für Kraftwerke gelten, die nicht an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber sondern an nachgelagerte Netze angeschlossen sind. Analoge Bedenken bestehen hinsichtlich Speicher (Frage 3.1.3 des Fragenkatalogs).

Einerseits kann dem Kapitel 3.2.5 nicht entnommen werden, dass für nachgelagert angeschlossene Kraftwerke die gleichen Regelungen gelten wie für direkt an die Ferngasebene angeschlossene Kraftwerke. Dies wäre zudem ein weiteres Diskriminierungsmerkmal innerhalb der Kraftwerke-Fallgruppen.<sup>5</sup>

Andererseits lässt sich Anlage 1 (Eingangsgrößen) entnehmen, dass eine Anfrage nach § 39 GasNZV für das bei dem nachgelagerten Netzbetreiber anzuschliessende Gasmotorenheizkraftwerk Kiel (BNAP101) angenommen worden ist. Damit dürfte sich die Machbarkeit einer nachgelagerten DZK Kombination darstellen, die jedoch nicht in den Modellierungsgrundlagen vorgesehen zu sein scheint, obwohl sie eine effiziente Umsetzung eines Netzanschlussbegehrens nach § 39 GasNZV im Konflikt mit der Nichtverfügbarkeit interner Bestelleistung darzustellen scheint.

Zudem sollte die begrenzte Laufzeit der systemrelevanten Kraftwerke in der Modellierung adressiert werden. Die Ausweisung als systemrelevante Anlage ist gemäß § 13c EnWG von der Bundesnetzagentur zu genehmigen, und kann jeweils höchstens für eine Dauer von 24 Monaten erfolgen.

Auch Kraftwerke, deren Darbietung für die Netzreserve über § 3 ResKV geregelt ist, sind als systemrelevant einzuordnen. Sie werden mit Betreibern bestehender Anlagen gemäß § 5 ResKV ebenfalls für maximal 24 Monate, in begründeten Fällen auch länger abgeschlossen. Gemäß § 11 ResKV liegt dieser maximale Zeitraum bei 5 Jahren. Angesichts der Tatsache, dass die ResKV am 31. 12. 2017 außer Kraft tritt, wäre also nach konservativen Annahmen ein Betrieb der Anlagen als systemrelevante Kraftwerke nur bis zum 31. 12. 2019 fortzuschreiben. Wie der NEP selbst erkennt (S. 32), nehmen systemrelevante Gaskraftwerke eine zeitlich begrenzte Sonderrolle im Rahmen der Versorgungssicherheit ein. Zum heutigen Zeitpunkt als systemrelevant ausgewiesene Kraftwerke dürften m. E. im NEP 2015 nur bis ca. 2018 fortgeschrieben werden.

---

<sup>5</sup> Analoges gilt für Speicheranlagen in nachgelagerten Netzen



Darüber hinaus stellt sich allerdings die Überlegung, ob die Fortschreibung des Kapazitätsbedarfs für systemrelevante Kraftwerke bis 2025 nicht dann eine angemessene Annahme wäre, wenn Kapazitäten für systemrelevante Kraftwerke im Süden Deutschlands direkt für die Übertragungsnetzbetreiber vorgehalten werden.

Allein die tatsächlich gegebene Kurzfristigkeit der Bedarfsfortschreibung für systemrelevante Kraftwerke stellt die Ablehnung von Lastflusszusagen in Frage. Wie gesagt, Lastflusszusagen sind ein durch Festlegung reguliertes Mittel der Kapazitätserhöhung und könnten ebenso Teil des Trennungsmodells sein. Sie wären geeignet, den Kapazitätsbedarf systemrelevanter Kraftwerke höchst effizient komplementieren.

-----

## **Anlage 1: Auflagenprodukte im technischen Kapazitätsgerüst sind nicht verordnungskonform**

### *Das Gerüst TVK darf nur FZK enthalten*

Gemäß § 9 Abs. 1 GasNZV i. V. m. § 8 Abs. 2 GasNZV muss das Gerüst technischer Kapazitäten ausschließlich aus frei zuordenbaren Kapazitäten bestehen. Führt die Lastflusssimulation nicht zu einem bedarfsgerechten Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten, haben FNB insbesondere die Maßnahmen nach Abs. 3 zu prüfen, um das Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten zu erhöhen. § 9 Abs. 3 Ziff. 2 GasNZV sieht dafür das „Angebot von Ein- und Ausspeisekapazitäten, die ... mit bestimmten Zuordnungsaufgaben verknüpft sind“ und „den Ausschluss einzelner Punkte von der freien Zuordenbarkeit“ vor. Diese Auflagen und Beschränkungen werden in der GasNZV als Dienstleistungen bezeichnet, die in diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren unter angemessenen Bedingungen beschafft werden müssen. Da den Maßnahmen in § 9 Abs. 3 GasNZV eine in der Reihenfolge ihrer Auflistung zunehmende Beschränkung der freien Zuordenbarkeit zugeschrieben wird, sind sie in genau dieser Reihenfolge zu prüfen<sup>6</sup>. Um das mit den Maßnahmen verbundene Diskriminierungs- und Wettbewerbsbeschränkungspotential zu minimieren, ist ihre Anwendung möglichst gering zu halten, weswegen Netzbetreiber – also FNB und VNB – bei der Prüfung wirtschaftlich zumutbarer Maßnahmen zur Erhöhung frei zuordenbarer Kapazitäten zusammenzuarbeiten haben.

### *Dienstleistungen dürfen nicht von verbundenen Unternehmen beschafft werden*

Gemäß § 10a Abs. 3 EnWG haben vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen die Erbringung von Dienstleistungen für den Unabhängigen Transportnetzbetreiber zu unterlassen. Mit der Unterstellung, dass die FNB die Zuordnungsprodukte ausweisen, um die frei zuordenbaren Kapazitäten zu erhöhen, ist diese Dienstleistung implizit in den Kapazitätsprodukten enthalten. Unter die Entflechtungsvorschriften dürften somit auch Dienstleistungen nach § 9 Abs. 3 GasNZV fallen.

### *Erheblicher Anteil an Kapazitäten mit Auflagen<sup>7</sup>*

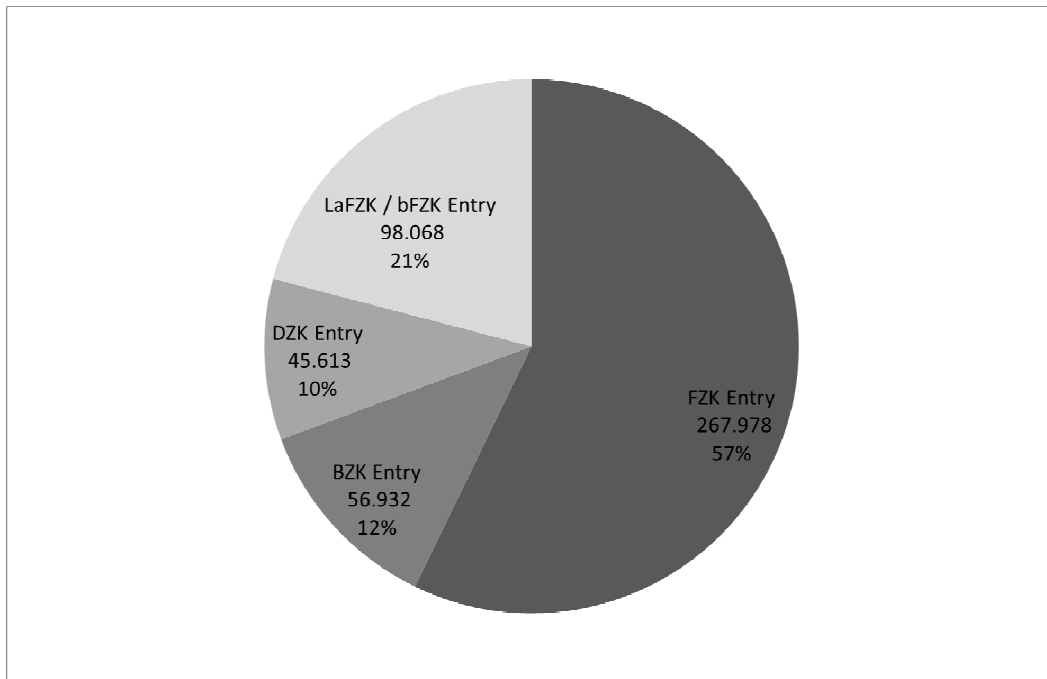
In der Anlage 1 zum Konsultationsdokument für den NEP 2014 weisen die FNB für das Jahr 2015 insgesamt 766 GW an Ein- und Ausspeisekapazität als TVK aus. Davon sind 327 GW, also 43% der Kapazitäten mit Auflagen ausgewiesen, worin wiederum 121 GW als BZK und 74 GW als DZK enthalten sind<sup>8</sup>. Diese Kapazitäten sind über Jahre fortgeschrieben. Die Ausweisung umfasst gebuchte, aber auch freie Kapazitäten. So sind z. B. bei GÜP 26 GW als „Fest mit Auflage frei“ ausgewiesen. Das spricht gegen eine bedarfsorientierte Ausweisung oder gar kapazitätserhöhende Wirkung.

---

<sup>6</sup> Verordnungsentwurf vom 20.5.2010 für eine Verordnung zur Neufassung und Änderung von Vorschriften auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bergrechts. Begründung. (Drucksache 312/10)

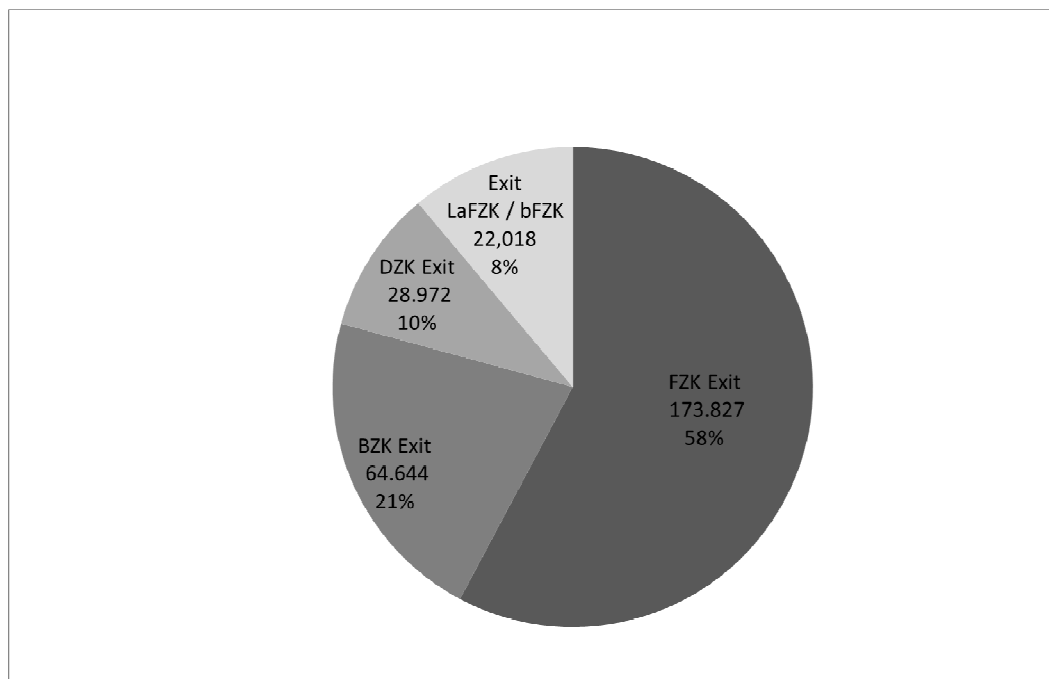
<sup>7</sup> Wir können keine 100% ige Genauigkeit für die hier vorgenommenen Berechnungen anhand der Anlage 1 gewährleisten. Die Berechnung wurde anhand der Inputliste vorgenommen, deren Parameter nicht vollständig einheitlich sind. Wir gehen jedoch davon aus, dass die hier vorgestellten Zahlen einen recht genauen Überblick geben.

<sup>8</sup> Andere Produkte sind LaFZK, bFZK und TAK.



Quelle: Anlage1 NEP 2015, eigene Berechnungen. Angaben in MW.

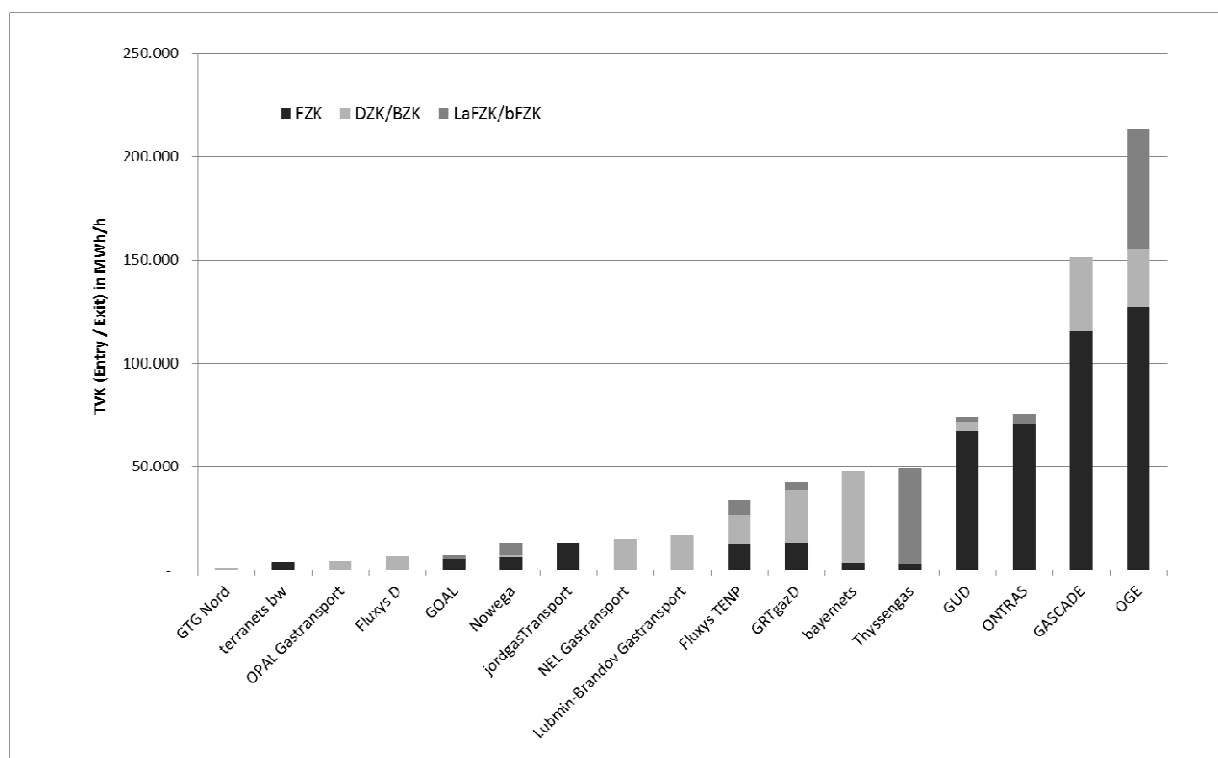
**Abbildung 1: Anteil der Kapazitäten mit Auflagen 2015 (Entry)**



Quelle: Anlage1 NEP 2015, eigene Berechnungen. Angaben in MW.

**Abbildung 2: Anteil der Kapazitäten mit Auflagen 2015 (Exit)**

Der von den einzelnen FNB ausgewiesene Anteil von zuordnungsbeschränkten Kapazitäten an der TVK variiert zwischen nahezu 0% (terraneTs bw, Gasunie D, jordgas, ONTRAS) und 100% bei vier Netzbetreibern für die Nord Stream Anbindung<sup>9</sup>. Dazwischen fallen Gastransport Nord, bayernets und Thyssengas mit jeweils über 94% gefolgt von GRTgaz D (knapp 70%) und FluxystENP (gut 60%) mit außergewöhnlich hohen Anteilen auf.



Quelle: Anlage 1 für NEP 2015, eigene Berechnungen

### Abbildung 3: Ausweisung von FZK und Kapazitäten mit Auflagen (2015) nach Netzbetreiber

Dieses Niveau und der Umstand, dass einzelne FNB gänzlich ohne diese Maßnahmen auskommen, erzeugen erhebliche Bedenken hinsichtlich des sachgerechten Umgangs mit dem Verordnungsspielraum.

#### Erhebliche Implikationen für die Kapazitätsmodellierung

Daraus und aus einer vermutlichen Verletzung der Entflechtungsvorschriften folgen erhebliche Implikationen für die Modellierung des NEP:

1. Kapazitäten, die nicht fest und frei zuordenbar sind, sind meines Erachtens nicht dem Gerüst technischer Kapazitäten zuzuordnen. Damit ist die Ausweisung „Fest mit Auflage“ innerhalb der Gruppe der TVK nicht ordnungskonform.

<sup>9</sup> Einige Anbindungsleitungen der Nord Stream sind von den Verpflichtungen zum regulierten Netzzugang ausgenommen. Diese werden ebenfalls als BZK deklariert.

2. Weder aus den Ausführungen der FNB anlässlich des Workshops am 4. 3. 2015 noch aus dem Szenariorahmen geht hervor, in welchem Umfang durch die Anwendung der Maßnahmen nach § 9 Abs. 3 Ziff. 2,3 zusätzliche FZK geschaffen werden, weshalb anzunehmen ist, dass die Wirksamkeit nicht geprüft worden ist.
3. Auflagen wären allenfalls dann als Input zu bezeichnen, wenn die Maßnahmen bereits beschafft worden sind. Dies ist aber nicht grundsätzlich der Fall, da an verschiedenen Stellen Auflagenprodukte ausgewiesen, aber als „frei“, also nicht gebucht, indiziert sind.
4. Die Ausweisung der Auflagen mit „frei“ beweist zudem, dass eine bedarfsgerechte Bereitstellung von FZK nicht unmittelbares Ziel der Ausweisung ist. Zudem wird damit die Geringhaltungspflicht der Auflagen verletzt.
5. Die Beschaffung der Maßnahme ist diskriminierend, denn Transportkunden, die bereits FZK gebucht haben, sind von der Erbringung ausgenommen. Durch arbiträre Abschlüsse entstehen zudem Verzerrungen mit den Entgelten für FZK. Durch die netzbetreiberspezifische Begrenzung entstehen wettbewerbliche Verzerrungen im Gasmarkt.
6. Durch die konstante Fortschreibung der Auflagen über 10 Jahre entsteht der Eindruck, dass lediglich ein angenommener Bedarf an Auflagen vorliegt. Weder aus dem NEP Dokument noch aus der Inputliste geht hervor, ob, an welchen Punkten und in welcher Höhe die Auflagenprodukte durch den statuierten Ausbaubedarf in Zukunft reduziert werden. Dies zieht die Aussagekraft des NEP in Mitleidenschaft.
7. Die Prüfung wirtschaftlich zumutbarer Maßnahmen zur Erhöhung des Angebots frei zuordenbarer Kapazitäten, um die Maßnahmen nach Abs. 3 Satz 2 gering zu halten, erfolgt weder unter den FNB abgestimmten Lastflusssimulationen, noch sind VNB in die weitere Prüfung einbezogen, noch werden andere wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen in die Prüfung einbezogen.
8. In der heutigen Praxis ist weder die Buchung von BZK/DZK durch entflochtene Versorgungsunternehmen in der Kooperationsvereinbarung untersagt, noch ist diese Prüfung Gegenstand des Anmelde- bzw. Buchungsprozesses bei PRISMA primary.

Daraus folgt, dass die ausgewiesenen, existierenden und geplanten Zuordnungsbeschränkungen und –auflagen, deren

- ⇒ Einsatz nicht zu einer Erhöhung von FZK führt, oder
- ⇒ Prüfung und (geplante) Beschaffung nicht in der verordnungsseitig vorgesehenen Reihenfolge erfolgt, oder
- ⇒ tatsächliche Beschaffung nicht in diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren unter angemessenen Bedingungen erfolgte, oder
- ⇒ Anwendung nicht mit allen Mitteln und vor allem durch enge Zusammenarbeit aller Netzbetreiber gering gehalten wurde, oder
- ⇒ Erbringer gegenüber dem FNB das nach § 10a entflochtene Vertriebsunternehmen ist.

nicht den energierechtlichen Vorgaben entsprechen dürften und daher nicht als Annahme in die Modellierung eingehen sollten. Dass diese Kapazitätsprodukte einen erheblichen Umfang weit über einer Bagatellgrenze einnehmen, disqualifiziert die gesamte Modellierung.