



Ökonomische Bewertung des Produktes TaK (Temperaturabhängige Kapazität) für den Netzzugang von Erdgasspeichern

GUTACHTEN VON FRONTIER ECONOMICS

Mai 2013

Ökonomische Bewertung des Produktes TaK (Temperaturabhängige Kapazität) für den Netzzugang von Erdgasspeichern

Executive Summary	1
1 Einleitung	7
1.1 Hintergrund.....	7
1.2 Auftrag Frontier Economics.....	8
1.3 Datenlage.....	8
1.4 Struktur und Inhalt dieses Gutachtens.....	9
2 Produkt-TaK	11
2.1 Aktueller TaK-Vorschlag.....	11
2.2 Faktische Wirkung von TaK.....	15
2.3 Zwischenfazit: TaK ist faktisch ein unterbrechbares Kapazitätsprodukt.....	22
3 Ökonomische Logik des Netzausbaus	23
3.1 Hintergrund: Optimierung im vertikal integrierten Unternehmen.....	23
3.2 Netzausbau durch entflochtene Fernleitungsnetzbetreiber.....	24
3.3 Optimales Netzausbauniveau.....	27
3.4 Zwischenfazit.....	29
4 Effiziente Kapazitätsprodukte zur Anbindung neuer Speicher	33
4.1 Anforderungen an Kapazitätsprodukte.....	33
4.2 Beurteilung der ökonomischen Eignung des Produktes TaK... ..	35
4.3 Beurteilung anderer Instrumente zur Reduzierung von Netzausbau.....	38
4.4 Rechtliche Priorisierung.....	54

4.5	<i>Fazit: Alternative Kapazitätsprodukte effizienter als TaK.....</i>	56
5	Kosten des TaK-Produktes für Speicherbetreiber und die Volkswirtschaft	59
5.1	<i>Nachteile aus tatsächlichen, physischen Unterbrechungen.....</i>	59
5.2	<i>Reduzierter Optionswert des Speicher</i>	65
5.3	<i>Volkswirtschaftliche Nachteile.....</i>	69
5.4	<i>Fazit zu quantitativen Analysen</i>	72
6	Schlussfolgerungen	77
Anhang 1: Berechnung der Kosten einer tatsächlichen, physischen Unterbrechung		79
Anhang 2: Beschreibung des Speicher-Optimierungsmodells		83

Ökonomische Bewertung des Produktes TaK (Temperaturabhängige Kapazität) für den Netzzugang von Erdgasspeichern

Abbildung 1. Definition des Produktes TaK	12
Abbildung 2. Reduktionsfaktor Entgelt unterbrechbare Kapazität	13
Abbildung 3. Temperaturdauerlinie 2006-2011	16
Abbildung 4. Durchschnittlicher Anteil fester Entry-Kapazität des TaK-Produktes im Jahr	16
Abbildung 5. Durchschnittlicher Anteil fester Exit-Kapazität des TaK-Produktes im Jahr	18
Abbildung 6. Durchschnittlich fester Kapazitätsanteil des TaK-Produktes (gemäß Temperaturen in den Jahren 2006 bis 2011)	19
Abbildung 7. Durchschnittlich fester Kapazitätsanteil der Anbindung neuer Speicher (-erweiterungen) (gemäß Temperaturen in den Jahren 2006 und 2011)	20
Abbildung 8. Effizientes Netzausbauniveau	28
Abbildung 9. Vergleich Extrempunkte für Netzausbau führt nicht zu Identifikation des effizienten Netzausbauniveaus	31
Abbildung 10. Volkswirtschaftliche Kosten von Nutzungseinschränkungen bei ungeeigneten Produkten	35
Abbildung 11. Volkswirtschaftlicher Schaden durch falsche Anreize und Ineffizienzen aus TaK	38
Abbildung 12. Vergleich der diskutierten Optionen zum Umgang mit Netzrestriktionen	53
Abbildung 13. Vorgehen bei der Quantifizierung der Kosten der TaK Unterbrechungen	62
Abbildung 14. Jährliche Schadenskosten aus tatsächlichen Unterbrechungen bei TaK im pessimistischen Szenario in Abhängigkeit der Unterbrechungswahrscheinlichkeit	63

Abbildung 15. Jährliche Schadenskosten aus tatsächlichen Unterbrechungen bei TaK im optimistischen Szenario in Abhängigkeit der Unterbrechungswahrscheinlichkeit	64
Abbildung 16. Verteilung der Schadenskosten aus tatsächlichen Unterbrechungen zwischen Entry und Exit Kapazität	65
Abbildung 17. Jährliche Schadenshöhe für alle betroffenen Speicher aus dem Risiko von Unterbrechungen	69
Abbildung 18. Schadenshöhe von TaK für betroffene Speicher in Abhängigkeit der Unterbrechungswahrscheinlichkeit	73
Abbildung 19. Der Analyse zugrundeliegende Preiskurven	79
Abbildung 20. Das Speichereinsatzmodell SPIRIT	83
Tabelle 1. Zusätzliche Speicher NEP 2013.....	14
Tabelle 2. Instrumente zu Steuerung von effizientem Netzbetrieb und Netzausbau	40

Executive Summary

Ausgangslage

Nach dem aktuell vorgelegten Netzentwicklungsplan (NEP) Erdgas sollen neue Speicher und Speichererweiterungen nur noch mit dem neu vorgeschlagenen Produkt Temperaturabhängig feste Kapazität (TaK) ans Netz angeschlossen werden.¹ Danach ist der Zugang zum Erdgasnetz in Abhängigkeit von der Temperatur entweder fest oder unterbrechbar. Fest zugesagt wären Kapazitäten

- bei hohen Temperaturen für Ausspeisungen aus dem Netz (Exit); und
- bei sehr niedrigen Temperaturen für Einspeisungen ins Netz (Entry).

Bei anderen Temperaturkonstellationen wären Netzkapazitäten teilweise oder vollständig unterbrechbar und daher aus der Perspektive von Netznutzern nicht gesichert.

Laut Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) lässt sich durch Einsatz des Kapazitätsproduktes TaK Netzausbau, welcher für die Gewährleistung fest frei zuordenbarer Kapazitäten (FFZK) notwendig wäre, vermeiden. Für die Transportanbindungen von neuen Speichern und Speichererweiterungen gehen die FNB somit in den entsprechenden Szenarien des NEP von einem deutlich reduzierten Netzausbau aus, wenn TaK als Produkt zum Einsatz kommt.

Auftrag der Studie

Frontier Economics wurde von im BDEW organisierten Speicherbetreibern beauftragt, das Produkt TaK bezüglich seiner ökonomischen Eignung als Instrument zur Bewirtschaftung von Netzkapazitäten zu analysieren und Kosten von TaK im Vergleich zu FFZK zu quantifizieren.

TaK ist faktisch ein unterbrechbares Kapazitätsprodukt

Zunächst ist festzuhalten, dass es sich bei TaK, im Widerspruch zur Produktbezeichnung „temperaturabhängig fest“, faktisch um ein unterbrechbares Produkt handelt:

- **Kapazität nur an wenigen Tagen fest** - Einerseits sind die definierten Temperaturfenster, in denen die Kapazität fest zu Verfügung steht, so eng, dass ein Speicher, beispielsweise im NCG-Marktgebiet in Süddeutschland, davon ausgehen kann, dass

¹ Im NCG-Marktgebiet zu 50% und im Gaspool-Marktgebiet TaK, verbleibende Kapazität als unterbrechbare Kapazität.

- nur 6,5 % der Entry-Kapazität (notwendig für Ausspeicherung aus Speichern) im Jahresdurchschnitt fest zur Verfügung steht; und
 - Exit-Kapazität (notwendig für Einspeicherung in Speicher) nur zu 18 % fest zur Verfügung steht.
- **Unsicherheit, wann genau die Kapazität fest ist** - Zudem ist die Temperatur *ex-ante* unsicher, sodass für die vorausschauende Einsatzplanung des Assets/Speichers auch nicht antizipiert werden kann, ob eine Entry- oder Exit-Kapazität nun an einem bestimmten Tag fest oder unterbrechbar zur Verfügung steht. Somit ist sie faktisch in der Planung als unterbrechbar anzusehen.

TaK ist kein energiewirtschaftlich effizientes Instrument der Kapazitätsbewirtschaftung und andere nach GasNZV vorgesehene Instrumente sind effizienter

Bezüglich der ökonomischen Effizienz ist das Produkt TaK als Instrument zur Netzbewirtschaftung im Vergleich zu anderen, alternativ einsetzbaren Instrumenten und Optionen (z.B. im Vergleich zu Kapazitätsrückkauf durch den Netzbetreiber oder Lastflusszusagen durch den Netznutzer) als energiewirtschaftlich nachteilig anzusehen:

- **Keine Informationstransparenz** – um das volkswirtschaftlich optimale Netzausbauniveau zu gewährleisten ist es essentiell, dass Netznutzer ihre Zahlungsbereitschaft für Netzzugang und den ihnen entstehenden wirtschaftlichen Schaden aus Nutzungseinschränkungen durch marktbasierende Instrumente signalisieren können. TaK lässt den Speichernutzern keine Wahlmöglichkeit bezüglich hochwertigerer Kapazitätsprodukte, sodass ihre Zahlungsbereitschaft verborgen bleibt. Nutzungseinschränkungen erfolgen nur nach Netzsteuerung der FNB, sodass der Schaden beim individuellen Nutzer aus diesen Unterbrechungen ebenfalls verborgen bleibt.
- **Fehlende Anreizwirkung** - Da den FNB bei Anwendung von TaK wichtige Marktsignale fehlen, kann es ihnen schon rein logisch nicht möglich sein, das volkswirtschaftlich effiziente Netzausbauniveau zu bestimmen oder zu implementieren. Dazu müssten Kosten und Nutzen von Netzausbau abgewogen werden. Der Nutzen (vermiedene Einschränkungen für Netznutzer) fällt aber ausschließlich bei den Speicherbetreibern und deren Kunden an, sodass er im Kalkül des FNB nicht berücksichtigt wird. Folglich treten Ineffizienzen auch nicht nur beim Netzausbau auf: Auch im Fall von Unterbrechungen kann der FNB bei TaK nicht berücksichtigen, welcher Speicher, bzw. welche Netznutzer im Allgemeinen, den geringsten Schaden aus Nutzungseinschränkungen haben würden.

Executive Summary

Diese Effizienz Nachteile von TaK sind vor allem deswegen gravierend, da es existierende und in der GasNZV verankerte marktbasierende Instrumente gibt, welche

- es ermöglichen, FFZK auch ohne vollständigen Netzausbau zur Verfügung zu stellen;
- relevante Marktinformationen der Marktakteure offenlegen und Anreize zur Herstellung des volkswirtschaftlich effizienten Netzausbauniveaus schaffen; und
- auch zu einer höheren Effizienz im laufenden Netzbetrieb führen.

Diese vorhandenen (und anders als TaK auch in der einschlägigen Verordnung (GasNZV) vorgesehenen) Instrumente umfassen

- Lastflusszusagen;
- Regelenergie;
- Kapazitätsrückkauf; und
- das gleichzeitige Angebot von festen und unterbrechbaren Kapazitäten durch die FNB.

Diese Instrumente führen teilweise einzeln, vor allem aber in ihrer Kombination dazu, dass

- Netznutzer transparent ihre Zahlungsbereitschaft für Kapazitäten und ihren Schaden aus Nutzungseinschränkungen signalisieren können;
- bei entsprechender Ausgestaltung der Anreizregulierung die FNB effizient zwischen Netzausbaukosten und den Kosten von Nutzungseinschränkungen abwägen können; und
- das volkswirtschaftlich effiziente Netzausbauniveau hergestellt wird. Da TaK die Kosten der Netznutzer nicht berücksichtigt, ist davon auszugehen, dass das mit TaK ermittelte Netzausbauniveau im Vergleich zum volkswirtschaftlich effizienten Netzausbauniveau zu gering ist.

Ein effizientes Regime wird letztlich voraussetzen, dass die FNB bestimmte kommerzielle Risiken übernehmen. Diesen Risiken sollten auch Erlösmöglichkeiten gegenüberstehen, wenn die FNB die Netzentwicklung effizient vorantreiben. Um dies zu gewährleisten, ist gegebenenfalls der Ordnungsrahmen der Anreizregulierung weiterzuentwickeln.

Kosten von TaK müssen umfassend abgeschätzt werden

Die volkswirtschaftlichen Nachteile von TaK fallen in drei Bereichen an:

- **Schaden aus tatsächlichen Unterbrechungen** – Wird tatsächlich Netzzugang unterbrochen, entsteht dem Speichernutzer ein Schaden, da er ein eigentlich vorteilhaftes Handelsgeschäft am Spotmarkt nicht durchführen kann. Die Höhe des Schadens bemisst sich aus den zwei nötigen Ausgleichsgeschäften im Spotmarkt zur Kompensierung dieser Unterbrechung – dem kurzfristigen Ausweichen an den Handelsmarkt bei der Unterbrechung und dem „Nachholen“ des eigentlich geplanten Geschäftes zu einem späteren Zeitpunkt. Die Höhe dieses Schadens ist stark abhängig von Preisvolatilitäten und möglichen Ausgleichsgeschäften. Optimistisch gehen wir bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 5 % bzw. 10% für die sieben von TaK betroffenen Speicher von einem erwarteten Schaden von 10 Mio. bzw. 20 Mio. € p.a. aus; im ungünstigsten betrachteten Fall können sie jedoch auf über 110 Mio. € p.a. steigen. Höhere Unterbrechungswahrscheinlichkeiten führen entsprechend zu höheren zu erwartenden Schäden.
- **Schaden aus dem Risiko der Unterbrechung** – Speichernutzer werden jedoch gerade bei der langfristigen Vermarktung von Speichern auch berücksichtigen, dass kurzfristige Unterbrechungen ein erhebliches Risiko für die Absicherung von **Termingeschäften** durch Speicher darstellen (evident durch die im Extremfall hohen Kosten bei den Unterbrechungen). Ein zentrales Problem ist hierbei, dass FNB bei Einsatz von TaK über Nutzungseinschränkungen entscheiden, die Kosten dafür aber nicht bei ihnen sondern bei den Netznutzern entstehen. Die Netznutzer können aber mehr als einen Tag im Voraus kaum einschätzen, wann ihnen Nutzungseinschränkungen drohen. Noch schlimmer: Sie wissen, dass die Nutzungseinschränkungen nach rein netztechnischen Gesichtspunkten erfolgen werden, welche die wirtschaftlichen Schäden bei den Netznutzern völlig außer Acht lassen werden. In Folge werden Netznutzer/Speicher beim Angebot von Flexibilitätsleistungen konservativer agieren und, zum Beispiel, nur noch jene Kapazität langfristig vermarkten, welche mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit gesichert zur Verfügung steht. Der sich daraus ergebende Nachteil für Speichernutzer wird von uns im Durchschnitt auf zusätzlich ca. 7 Mio. bzw. 12 Mio. € p.a. im Falle von 5 % bzw. 10 % Unterbrechungswahrscheinlichkeit geschätzt (für alle betroffenen Speicher). Bei höheren Unterbrechungswahrscheinlichkeiten kann dieser zusätzliche Nachteil jedoch auf über 50 Mio. € p.a. steigen.
- Zusätzlich entstehen durch TaK **indirekte volkswirtschaftliche Nachteile**, welche nicht eindeutig zu quantifizieren sind:
 - Das Risiko für Speicher in der langfristigen Vermarktung führt zu Nachteilen für alle Teilnehmer am Terminmarkt. Wenn Speicher aufgrund ihrer Netzanbindung mit TaK dort nur mit höheren Risiken

agieren können, bzw. in der Konsequenz weniger an diesem Markt tätig werden, sind Wettbewerb und Liquidität entsprechend relativ niedriger.

- Ein ineffizient niedriges Netzausbauniveau in Folge einer Netzausbauplanung, welche auf TaK als Instrument zur Netzbewirtschaftung setzt, bedingt ebenfalls, dass das Netz im Falle von Ausnahme- und Stresssituationen für Störungen anfälliger ist, als es bei volkswirtschaftlich effizientem (weitergehenden) Netzausbau wäre.

Im Erwartungswert liegen die quantifizierbaren Nachteile von TaK somit niedriger als die Kosten für das Angebot von FFZK, das über vollständigen Netzausbau abgesichert wird (für diesen Fall beziffern die FNB die Netzausbaukosten auf ca. 100 Mio. € p.a.).

Der für den NEP vorgenommene Kostenvergleich zwischen Netzausbau und Wirkung von TaK ist nicht energiewirtschaftlich sachgemäß definiert worden

Dies ist allerdings nicht der ökonomisch sinnvolle Vergleich: Er vergleicht zwei Extrempunkte

- vollständiger Netzausbau für neue Speicher und Speichererweiterungen ohne die Berücksichtigung anderer, marktbasierter Instrumente (NEP Szenario IId); und
- minimaler Netzausbau für neue Speicher und Speichererweiterungen (NEP Szenario IIa) ohne Berücksichtigung marktbasierter Instrumente und durch Nutzungsbeschränkung via TaK (Szenario IIa).

Energiewirtschaftlich sachgemäß wäre aber vielmehr ein Vergleich (von Szenario IIa) mit der Situation, in der ein Netzausbau erfolgt, welcher die volkswirtschaftlichen Kosten aus Systemsicht und unter Nutzung effizienterer Netzbewirtschaftungsmaßnahmen minimiert.

Natürlich wäre es aus Systemsicht auch dann noch optimal, in bestimmtem Ausmaß Engpässe zu belassen (und FFZK durch andere marktbasierende Instrumentarien abzusichern). Was die Netzausbaukosten in dieser Situation wären, ist nach unserer Kenntnis bisher nicht von den FNB berechnet worden. Der volkswirtschaftliche Schaden wäre jedoch um mindestens 7 Mio. € p.a. geringer als bei TaK, da der Schaden aus dem Risiko der Unterbrechung wegfällt (bei 5 % Unterbrechungswahrscheinlichkeit; 12 Mio. € p.a. weniger Schaden bei 10 % Unterbrechungswahrscheinlichkeit).

Bei hohen Unterbrechungswahrscheinlichkeiten (ab 10 %) oder pessimistischen Annahmen zu den möglichen Ausgleichsgeschäften für tatsächliche Unterbrechungen kann der wirtschaftliche Schaden für Speicherbetreiber auch auf deutlich über 100 Mio. € p.a., und damit deutlich über die annualisierten Netzausbaukosten (bei vollständigem Netzausbau), steigen. Zusätzlich sind die

weiteren, nicht direkt quantifizierbaren Nachteile für den Wettbewerb und die Handelsmärkte zu berücksichtigen.

Fazit

Die Überlegungen zum volkswirtschaftlich effizienten Netzausbauniveau zeigen, dass bislang in der Diskussion nicht der relevante Vergleich angestellt wurde: Ein Netzausbau um jeglichen physischen Engpass zu beseitigen ist genauso wenig effizient wie ein minimaler Netzausbau und TaK.

Der Einsatz marktbasierter Instrumente, wie gesetzlich vorgesehen, welchen die FNB nach eigener Aussage jedoch nicht für sinnvoll erachten, ist dagegen effizient.

Somit ist es angebracht, die bestehenden Instrumente und Optionen zur Organisation von Netzzugang und den Umgang mit Nutzungseinschränkungen so zu nutzen, dass FNB einen Anreiz zum volkswirtschaftlich effizienten Ausbau des Netzes erhalten. In diesem Fall sind nicht nur die Gesamtkosten für die Volkswirtschaft geringer, auch die Kosten der Nutzungseinschränkungen sind bei marktbasierter Instrumenten geringer als bei TaK.

Ein praktikabler Vorschlag würde beispielsweise so aussehen, dass neben den dargestellten marktbasierter Maßnahmen – deren Umsetzung möglicherweise eine nochmalige Betrachtung und ggf. Überarbeitung der regulatorischen Rahmenbedingungen im Detail voraussetzt – ohnehin auch eine Vermarktung von Kapazitäten durch eine Kombination standardisierter, bereits bestehender Kapazitätsinstrumente vorzunehmen ist. Da das Produkt TAK aus unserer Analyse heraus eher wie ein unterbrechbares Produkt wirkt, wäre eine höherwertige Kombination von FFZK und unterbrechbaren Produkten in einer abzustimmenden, sinnvollen Aufteilung denkbar.

Folglich erscheint TaK als neues Produkt für den Netzzugang weder effizient noch notwendig zu sein.

1 Einleitung

Zunächst werden:

- der Hintergrund der vorliegenden Untersuchung beschrieben (**Abschnitt 1.1**);
- der Auftrag von Frontier Economics (**Abschnitt 1.2**) dargelegt;
- Hinweise zur Datenlage und den Implikationen für diese Studie gegeben (**Abschnitt 1.3**); und
- die Struktur dieses Gutachtens vorgestellt (**Abschnitt 1.4**).

1.1 Hintergrund

Gemäß § 15a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) dazu verpflichtet, einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan (NEP) für die nächsten zehn Jahre zu entwickeln und der Bundesnetzagentur (BNetzA) vorzulegen. In diesen geht in erster Linie der gemäß § 17 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) zu ermittelnde marktgebietsweite Kapazitätsbedarf ein. Im NEP 2012 wurde das Produkt der „Temperaturabhängig festen Kapazität“ (TaK) für Speicherneubauprojekte gemäß § 39 GasNZV als restriktives Instrument zur Vermeidung vermeintlich ineffizienten Netzausbaus als Planungsannahme zur Berechnung des Ausbaubedarfs an diesen Speichern zugrunde gelegt. Der Netzausbaubedarf für Speicher-Entry/Exit-Punkte, die lediglich mit dem Produkt TaK und unterbrechbarer Kapazität an das Netz angeschlossen sind, liegt unterhalb des Ausbaubedarfs für Speicher-Entry/Exit-Punkte, die mit fester frei zuordenbarer Kapazität (FFZK) in das Netz ein- oder aus dem Netz ausspeisen.²

Für den NEP 2013 ist seitens der BNetzA veranlasst worden, neben der Bestimmung des Netzausbaubedarfs auf Basis des TaK-Produktes für Speicherneubauten auch den Kapazitätsbedarf unter der Annahme FFZK zu bestimmen.

Am 09. August 2012 erfolgte die Veröffentlichung des Konsultationspapiers des Szenariorahmens für den NEP 2013, welches am 18. Oktober 2012 durch die BNetzA bestätigt wurde. Der Szenariorahmen umfasst drei Basisszenarien, für die der Netzausbaubedarf im Netzentwicklungsplan bestimmt wird. Szenario II stellt dabei ein Szenario des mittleren Gasbedarfs, orientiert am Referenzszenario 2010, dar.³ Für dieses Szenario, das von den FNB aus heutiger Sicht als

² Vgl. Netzentwicklungsplan Gas der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber 2012.

³ Vgl. Prognos (2012): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013 der Fernleitungsnetzbetreiber, S. 7.

realistischer Entwicklungspfad beschrieben wird, werden zusätzlich fünf Modellvarianten berechnet, in denen Parameter in den Bereichen Kraftwerke und Interne Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber variiert werden.⁴

Mit der Bestätigung des Szenariorahmens durch die BNetzA erfolgte der Auftrag an die FNB, eine Kosten-Nutzen-Analyse unter anderem des Produktes TaK durchzuführen.⁵ Dazu wurde unter der Organisation des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) eine Projektgruppe bestehend aus Vertretern der FNB sowie der Speicherbetreiber und -nutzer (Händler) eingesetzt, die sich mit der Evaluation der Vor- und Nachteile des Kapazitätsproduktes TaK auseinandersetzt.

Die Veröffentlichung des Konsultationsdokumentes zum NEP Gas 2013 erfolgte am 18. Februar 2013, am 28. Februar 2013 fand ein Konsultationsworkshop zum Entwurf des NEP Gas 2013 statt. Die im vorliegenden Gutachten durchgeführte Analyse bezieht sich auf die am 01. April 2013 veröffentlichte Entwurfsfassung des NEP.

1.2 Auftrag Frontier Economics

Frontier Economics hat für im Fachausschuss Speicher des BDEW vertretene Speicherbetreiber⁶ eine Studie erstellt, um

- das Produkt TaK im Kontext von rechtlichen Rahmenbedingungen und im Hinblick auf Eignung, Angemessenheit, und Effizienz zur Lösung des vermeintlichen Problems zu evaluieren;
- die kommerziellen Nachteile für Speichernutzer (inkl. Verlust Optionswert und negative externer Effekte auf die Volkswirtschaft) zu quantifizieren; und
- mögliche Handlungsempfehlungen zu erarbeiten.

1.3 Datenlage

Die hiermit vorliegende Analyse fokussiert, neben der qualitativen Bewertung, auf die Betrachtung der Nutzungseinschränkung von Gasspeichern durch TaK.

⁴ Vgl. ebd., S. 25.

⁵ Vgl. BNetzA Az. 8615-NEP Gas 2013, S. 4.

⁶ Auftraggeber der Studie (in alphabetischer Reihenfolge): astora GmbH & Co. KG, Bayerngas GmbH, Berliner Erdgasspeicher GmbH & Co. KG, E.ON Gas Storage GmbH, EWE GASSPEICHER GmbH, Gelsenwasser AG, RWE Gasspeicher GmbH, Statoil Deutschland GmbH, Storengy Deutschland GmbH, VNG Gasspeicher GmbH.

Es war nicht Bestandteil des Gutachtens, die Kosten des Netzausbaus bei alternativen Optionen der Netzbewirtschaftung durch Kapazitätsprodukte zu berechnen. Daher stützt sich das hiermit vorliegende Gutachten im Hinblick auf Netzkosten auf bereits von den FNB vorgelegte Daten. Allerdings muss darauf hingewiesen werden, dass nach unserer Kenntnis ein eigentlich für die vollständige quantitative Bewertung des TaK-Produktes erforderliche Rechenvariante noch nicht vorgelegt wurde, nämlich die Netzzubaukosten im Fall eines aus Systemsicht (und unter Berücksichtigung effizienter Instrumente zur Netzbewirtschaftung) kosteneffizienten Grades an Netzausbau.

Wir beziehen uns im Folgenden bei den Netzausbaukosten auf die Variante mit vollständigem Angebot von FFZK für Speicherneubauten bzw. –erweiterungen („vollständiger Netzausbau“; NEP Szenario IID). Dieser Netzausbau ist nach unserer Einschätzung umfangreicher als es optimal wäre, und daher sind auch die damit zusammenhängenden Netzausbaukosten höher als optimal. Daher stellen unsere quantitativen Vergleiche zwischen wirtschaftlichem Schaden durch Nutzungseinschränkungen (bei TaK) mit den Kosten des Netzausbaus zur (zumindest teilweisen) Vermeidung von TaK auf einen zu hohen Wert der Netzausbaukosten ab.

1.4 Struktur und Inhalt dieses Gutachtens

Für diese Analyse ist das vorliegende Gutachten wie folgt gegliedert:

- **Abschnitt 2** beschreibt das **Produkt TaK** in der derzeit von den FNB vorgeschlagenen Ausprägung und seine faktische Wirkung auf Netznutzer. Dies erlaubt es, zu erklären inwiefern es sich bei TaK um ein festes oder ein unterbrechbares Kapazitätsprodukt handelt;
- **Abschnitt 3** diskutiert **prinzipielle ökonomische Erwägungen bei der Netzausbauplanung**. Dabei werden auch die Herausforderungen einer Systemoptimierung nach Unbundling zwischen Netzen, Speichern und Händelern/Lieferanten betrachtet. Dies erlaubt es, zu bestimmen, welche Ausbauszenarien für eine sachgerechte Kosten-Nutzen-Analyse zu vergleichen wären;
- **Abschnitt 4** diskutiert die **ökonomische Effizienz des Produktes TaK**. Dabei wird auch ein Vergleich zu alternativen marktbasierter Maßnahmen zur Netzbewirtschaftung (z.B. Kapazitätsrückkauf oder Lastflusszusagen) erörtert. Dies erlaubt es, schon rein logisch auf diverse Defizite in der Konzeption des TaK-Produktes hinzuweisen und das Produkt mit anderen – in der GasNZV vorgesehenen – Maßnahmen zu vergleichen;
- **Abschnitt 5** stellt quantitative Analysen zur Bewertung des wirtschaftlichen Schadens bei Speichern im Fall der Anwendung von

TaK an. Dies erlaubt es, den gesamten Schaden von TaK zu bestimmen; und

- **Abschnitt 6** zieht die Schlussfolgerungen der Analyse.

2 Produkt-TaK

In diesem Abschnitt beschreiben wir TaK als Kapazitätsprodukt und analysieren seine prinzipielle Wirkung auf Netznutzer.

2.1 Aktueller TaK-Vorschlag

Der Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013 der Fernleitungsnetzbetreiber definiert das Kapazitätsprodukt TaK als Temperaturbereich, in dessen Grenzen Netzanschlusskapazität an Speichern fest verfügbar ist. Außerhalb der definierten Grenzen wird die Anschlusskapazität als unterbrechbare Kapazität behandelt.⁷ Unterbrechbarkeit bedeutet hierbei, dass der jeweilige Netzbetreiber, an dessen Netz ein Nutzer (Speicher) angeschlossen ist, die Option hat, die Inanspruchnahme der Ein- bzw. Ausspeisekapazität des Netzes ganz oder teilweise einzuschränken.

Der feste Anteil von Entry-Kapazität (notwendig für die Ausspeicherung aus Speichern) steigt dabei mit abnehmender Temperatur; und steigt für Exit-Kapazität (notwendig für die Einspeicherung) mit zunehmender Temperatur (**Abbildung 1**). Im Fall der Entry-Kapazität soll aufgrund unterschiedlicher Temperaturverläufe eine Differenzierung der Temperaturgrenzen zwischen Standorten im Norden und Süden Deutschlands vorgenommen werden.⁸

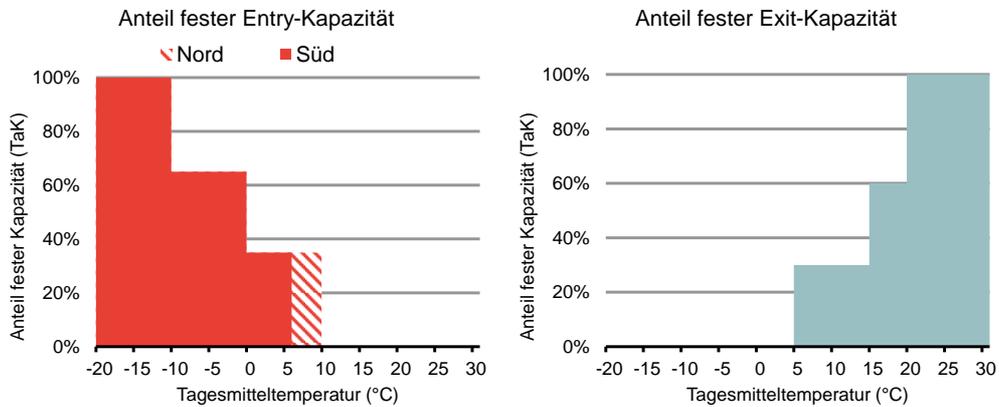
- **Entry-Kapazität** – Bei einer Temperatur unterhalb von -10 °C steht am Speicheranschlusspunkt der gesamte TaK-Anteil als feste Kapazität zur Verfügung. Im Bereich von -10 °C bis 0 °C reduziert sich der TaK-Anteil auf 65 % FFZK. Bei einem weiteren Temperaturanstieg auf bis zu 5 °C im Süden, bzw. 10 °C im Norden stehen lediglich nur noch 35 % TaK als feste Kapazität zur Verfügung. Ab einer Temperatur von über 5 °C im Süden bzw. 10 °C im Norden wird TaK für Entry Kapazität als vollkommen unterbrechbare Kapazität behandelt.
- **Exit-Kapazität** – Bei einer Temperatur von über 20 °C steht am Speicheranschlusspunkt der gesamte TaK-Anteil als feste Kapazität zur Verfügung. Mit abnehmender Temperatur bis auf 15 °C sinkt der Anteil fester Kapazität des TaK-Produktes auf 60 %. Von 15 °C bis 5 °C sind lediglich noch 30 % von TaK feste Kapazität. Bei Temperaturen unter 5 °C

⁷ Zu beachten ist, dass sich die Prozentangaben lediglich auf den Anteil der festen Kapazität des TaK-Produktes beziehen, abhängig vom Marktgebiet beträgt dies 50% (NCG) bzw. 80% (Gaspool) der angefragten Kapazität. Vgl. Prognos (2012), Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013 der Fernleitungsnetzbetreiber, S. 35 ff.

⁸ Vgl. Prognos (2012), Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013 der Fernleitungsnetzbetreiber, S. 36.

wird TaK für Exit Kapazität als vollkommen unterbrechbares Produkt behandelt.

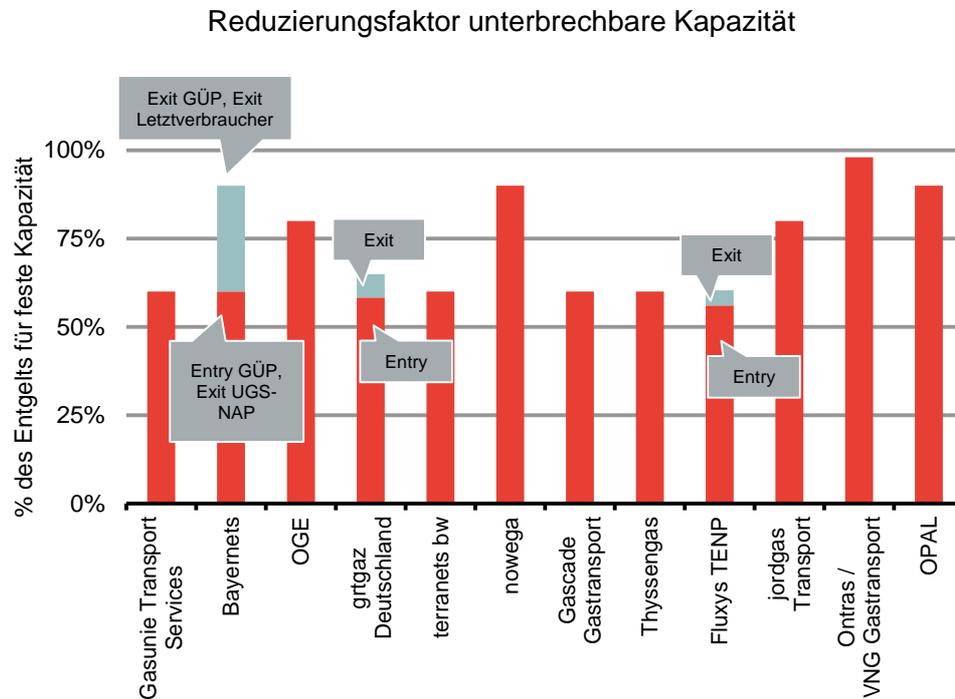
Abbildung 1. Definition des Produktes TaK



Quelle: Frontier Economics in Anlehnung an Prognos (2012).

Je nach Temperaturbereich steht dem Speichernutzer somit entweder eine qualitativ hochwertige feste oder eine unterbrechbare Kapazität (minderer Qualität) zu Verfügung.

Die Bepreisung des TaK-Produktes soll zwischen dem Preis für FFZK und unterbrechbarer Kapazität liegen. Der Preis für unterbrechbare Kapazität wird in der Regel als Prozentsatz des Entgelts für FFZK ausgedrückt. Diese variieren zwischen den FNB (**Abbildung 2**).

Abbildung 2. Reduktionsfaktor Entgelt unterbrechbare Kapazität

Quelle: Frontier Economics

Im derzeitigen Entwurf des NEP wird TaK im Szenario **IIa** als Kapazitätsprodukt für den Netzanschluss von Speicherneubauten bzw. -erweiterungen mit bis zum Stichtag des 30.08.2012 gemäß § 39 GasNZV geltend gemachten Kapazitätsausbauansprüchen berücksichtigt. Dies umfasst die Speicheranlagen

- *Kiel Rönne,*
- *Etzel,*
- *7Fields Ausbaustufe II,*
- *Haidach Stufe II, und*
- *Empelde.⁹*

Für die Speicheranlagen

⁹ Vgl. NEP-Entwurf 2013, S. 47 f.; Kapazitätsausbauansprüche für die Speicheranlagen Haidach und 7 Fields werden von den FNB als klärungsbedürftig beschrieben. Laut FNB Nowega ist für Empelde kein Netzausbau erforderlich. Da die Speichererweiterung dennoch mit TaK angebunden werden soll, ist sind die entstehenden Nachteile für den Speicher zu berücksichtigen.

- *Epe*; und
- *Peckensen*

sind bis zum Stichtag Kapazitätsreservierungen gemäß § 38 GasNZV vorgenommen worden (**Tabelle 1**). Diese Anlagen sind daher nicht Bestandteil der von den FNB vorgenommenen Kosten-Nutzenanalyse des TaK-Produktes. Ergeben sich jedoch aus den Kapazitätsanfragen gemäß § 38 GasNZV nach Abschluss der Prüfungen durch die betroffenen FNB Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV, so wäre der Anschluss dieser Speicherneubauten bzw. -erweiterungen nach der derzeitigen Planung auch mittels TaK vorgesehen. Dementsprechend sind auch diese Speicher in die Kosten-Nutzen-Analyse mit einzubeziehen..

Tabelle 1. Zusätzliche Speicher NEP 2013

Speicher	Zone	Status	NEP Nachfrage-szenario
Kiel Rönne	Nord	§ 39 gestellt	I / II
Etzel	Nord	§ 39 gestellt	I / II
7Fields (Punkt Haiming 2 7F)	Süd	§ 39 gestellt	I / II
Haidach Stufe II	Süd	§ 39 gestellt	I / II
Epe	Nord	§ 38 gestellt	I / II
Empelde	Nord	§ 38 gestellt	I / II
Peckensen	Nord	§ 39 gestellt	I

Quelle: Frontier Economics

Um einen Nachteil für die Buchung von unterbrechbarer Kapazität bei Eintritt einer tatsächlichen Unterbrechung zu verhindern, schlagen die FNB im NEP-Entwurf im Unterbrechungsfall eine gemeinsame Abwicklung der TaK und der unterbrechbaren Kapazität vor.¹⁰

Der derzeitige Vorschlag zur Spezifikation des TaK-Produktes lässt weitere Fragen offen. Grundsätzlich ist jedoch davon auszugehen, dass die Ausgestaltung des Produktes, bezogen auf die untenstehenden Punkte, konsistent zum Produkt der unterbrechbaren Kapazität erfolgen wird. Wesentliche noch offene Punkte sind:

¹⁰ Vgl. Entwurf des NEP vom 01.04.2013, S. 27.

- Maximal zulässige Häufigkeit von einzelnen Nutzungsbeschränkungen;
- Maximal zulässige Dauer von einzelnen Nutzungsbeschränkungen;
- Kriterien, nach denen der Netzbetreiber entscheidet, welche Nutzungsbeschränkungen tatsächlich Anwendung finden; sowie
- Vorwarnzeit vor einer einzelnen Nutzungsbeschränkung.

2.2 Faktische Wirkung von TaK

Damit kann das Produkt TaK zunächst charakterisiert werden als:

- Minderwertig im Vergleich zu einer (vollständig) festen Kapazität; und
- Relativ höherwertig im Vergleich zu einer (theoretisch jederzeit vollständig) unterbrechbaren Kapazität.

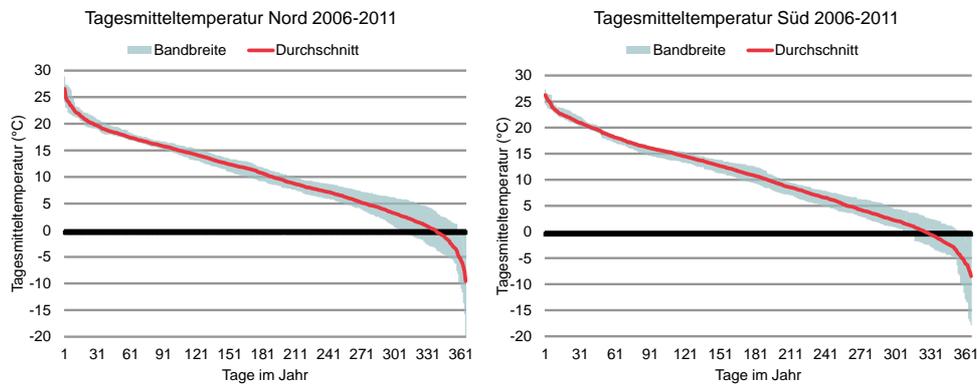
Wie TaK relativ zu diesen beiden Produkten genauer einzuordnen ist wird in diesem Abschnitt erörtert. Von Bedeutung dabei sind:

- welcher Anteil von TaK überhaupt fest, bzw. unterbrechbar zu erwarten ist (**Abschnitt 2.2.1**); und
- wie die Unterbrechungswahrscheinlichkeiten für den unterbrechbaren Teil der Kapazitäten sind (**Abschnitt 2.2.2**).

2.2.1 Anteile unterbrechbarer und fester Kapazitäten bei TaK

Der tatsächliche Anteil fester Kapazität bei Anwendung des TaK-Produktes wird dazu anhand von historischen Temperaturverläufen untersucht. Der Analyse liegt die Tagesmitteltemperatur der Speicherjahre 2006 bis 2011 zu Grunde (**Abbildung 3**).

Abbildung 3. Temperaturdauerlinie 2006-2011

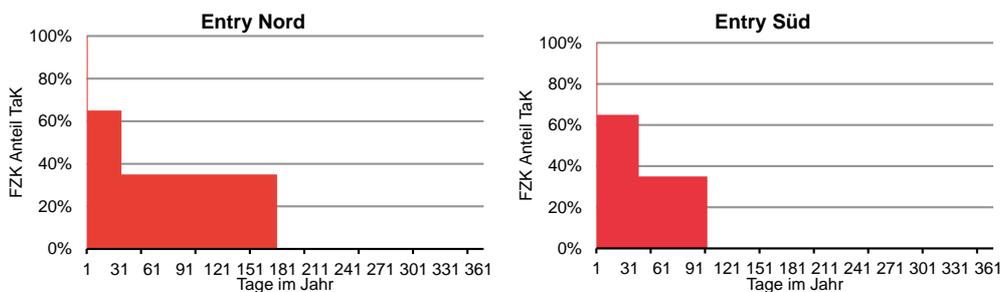


Quelle: Frontier Economics, Datenquelle: ECA.

Unterbrechbarkeit von Entry-Kapazität

Auf Basis der historischen Temperaturkurven kann mit den für das TaK-Produkt angedachten Temperaturgrenzen ermittelt werden, ob von der entsprechenden Entry- oder Exit-Kapazität bei Standorten im Norden, bzw. im Süden, Deutschlands 100 %, 65 %, 35 % oder 0 % als feste Kapazitäten zur Verfügung stehen (**Abbildung 4** und **Abbildung 5**).¹¹

Abbildung 4. Durchschnittlicher Anteil fester Entry-Kapazität des TaK-Produktes im Jahr



Quelle: Frontier Economics

Die Analyse kommt zu folgendem Ergebnis für die Entry-Kapazität (**Abbildung 4**):

¹¹ Ausschlaggebend ist hier die Tagesmitteltemperatur der Standorte München (Süd) Hannover (Nord) der Jahre 2006 bis 2011 (Speicherjahr).

- **Entry-Kapazität nur an einem Tag pro Jahr fest** - Sowohl für Entry-Kapazität im Norden als auch im Süden steht das TaK-Produkt lediglich **an durchschnittlich einem Tag pro Jahr zu 100 % als feste Kapazität** zur Verfügung. Die durchschnittliche Tagesanzahl mit einem festen TaK-Anteil von 65 % liegt (pro Jahr) bei 31 (Nord) bzw. 38 Tagen (Süd). An durchschnittlich 144 Tagen (pro Jahr) im Norden bzw. 65 Tagen (pro Jahr) im Süden steht TaK zu 35 % fest zur Verfügung.
- **Entry-Kapazität ist an über 50 % (Nord) bzw. über 70 % (Süd) der Tage komplett unterbrechbar** - Dies verdeutlicht den Einfluss der unterschiedlichen Definition der Temperaturgrenzen für den Bereich Nord und Süd. In 189 Tagen im Norden und 261 Tagen im Süden ist das TaK-Produkt als vollkommen unterbrechbares Produkt zu betrachten.

Somit steht den Speicherbetreibern bzw. –nutzern faktisch nur zu einem sehr geringen Anteil des Jahres TaK als feste Entry-Kapazität zur Verfügung. Für den Großteil des Jahres ist TaK zum überwiegenden Anteil eine unterbrechbare Kapazität.

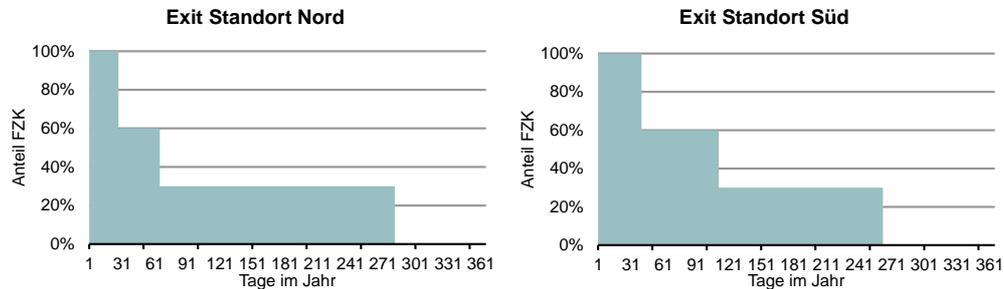
Unterbrechbarkeit von Exit-Kapazität

Ähnliches gilt auch für Exit-Kapazitäten (**Abbildung 5**):

- **Exit-Kapazität ist an weniger als 15 % der Tage fest** - Sowohl für Speicherstandorte im Norden als auch im Süden¹² liegt der Anteil der 100 %-festen Kapazität unter 15 % des Jahres, 27 Tage (pro Jahr) bei einem nördlichen und 40 Tage (pro Jahr) bei einem südlichen Standort. 60 % feste Einspeicherungskapazität des TaK-Produktes stand im Durchschnitt in 79 (Nord) bzw. 71 Tagen (Süd) zur Verfügung. In 175 (151) Tagen im Norden (Süden) beträgt der Anteil der festen Kapazität lediglich 30 %.
- **Exit-Kapazität ist an weniger als 25 % (Nord) bzw. weniger als 30 % (Süd) der Tage fest** - Als vollkommen unterbrechbares Produkt muss TaK in 84 (Nord) bzw. 103 Tagen (Süd) aufgefasst werden.

¹² Hier erfolgt lediglich eine Differenzierung der Tagesmitteltemperatur nach Standort, die Temperaturgrenzen des TaK-Produktes unterliegen keiner regionalen Differenzierung.

Abbildung 5. Durchschnittlicher Anteil fester Exit-Kapazität des TaK-Produktes im Jahr



Quelle: Frontier Economics

Fazit

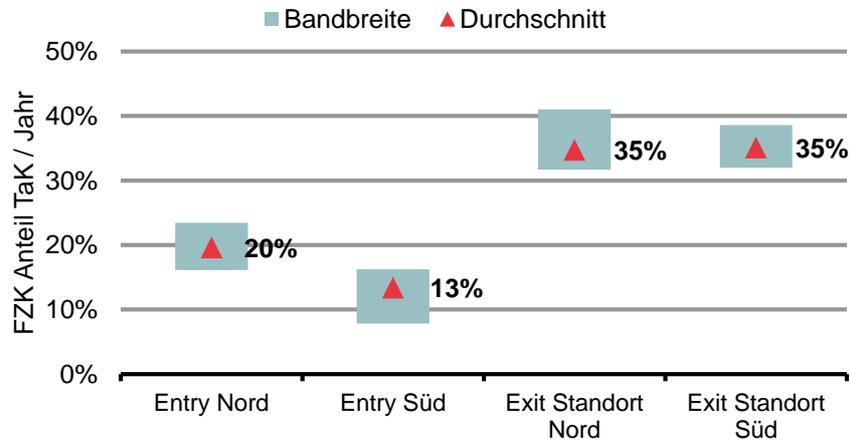
Die Analyse der tatsächlichen Wirkung des festen Kapazitätsanteils des TaK-Produktes verdeutlicht, dass aus Sicht des Netznutzers nur ein sehr begrenzter Anteil der Kapazität als feste Kapazität betrachtet werden kann. Dieser Anteil ist bei Exit-Kapazität (notwendig für die Einspeicherung) höher als bei Entry-Kapazität (notwendig für die Ausspeicherung) (**Abbildung 6**). So stehen durchschnittlich

- im Norden nur 20 % der Entry-TaK fest zu Verfügung, im Süden lediglich 13 %;¹³ und
- für Exit-TaK sowohl im Norden als auch im Süden ca. 35 % der Kapazität fest zur Verfügung.

(**Abbildung 6** zeigt die durchschnittlichen Werte sowie die Bandbreite, welche die minimale und maximale Darstellung eines Jahres im Zeitraum 2006 bis 2011 abbildet.)

¹³ Berechnet aus dem Summenprodukt von festem TaK Anteil und Anteil des Jahres an dem dieser zur Verfügung steht.

Abbildung 6. Durchschnittlich fester Kapazitätsanteil des TaK-Produktes (gemäß Temperaturen in den Jahren 2006 bis 2011)

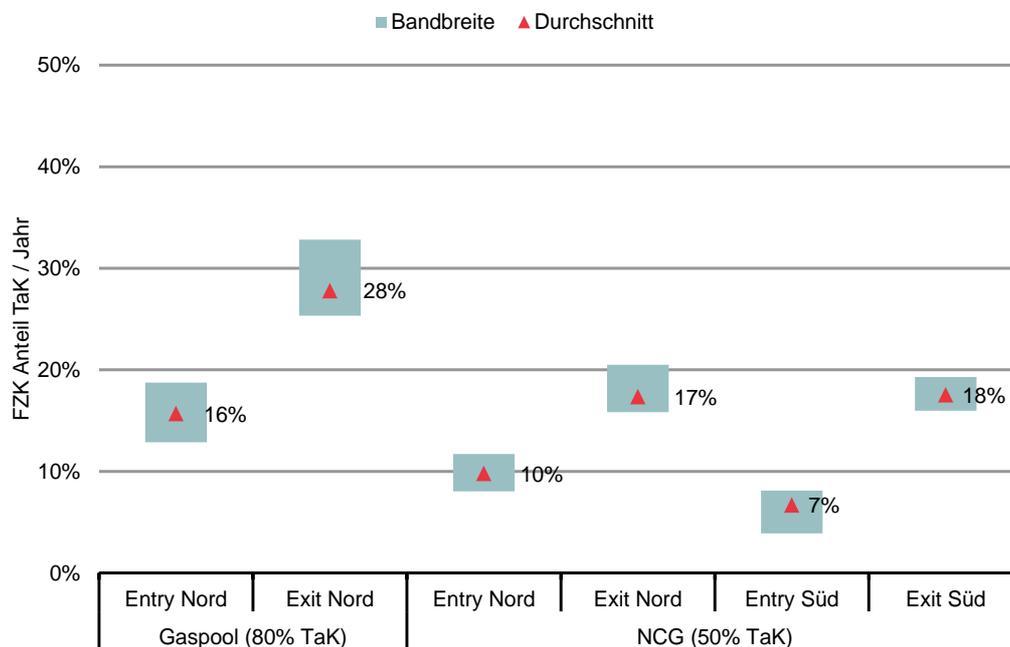


Quelle: Frontier Economics

Noch drastischer stellt sich dies unter Berücksichtigung der weiteren Bedingungen für den Anschluss neuer Speicher, bzw. von Speichererweiterungen, dar: Laut NEP 2013 sollen im NCG Marktgebiet nur 50 % der entsprechenden Kapazitäten mit TaK ausgestattet werden (80 % im Gaspool-Marktgebiet), der Rest wäre unterbrechbar angebunden. Folglich sind die tatsächlich festen Kapazitäten neuer Speicher noch geringer (**Abbildung 7**):

- Für Speicher in Süddeutschland im NCG-Marktgebiet, z.B. 7fields oder Haidach Stufe II, stünden im Jahresdurchschnitt nur 6,5 % ihrer Entry-Kapazität (Auspeicherung aus Speichersicht) fest zur Verfügung, 93,5 % der Kapazität wären unterbrechbar.
- Auch für Speicher im Gaspool-Marktgebiet in Norddeutschland stiege der Anteil fester Entry-Kapazitäten für die Speichieranbindung auf maximal 16 %.
- Selbst bezüglich der Einspeicherkapazitäten (Exit aus dem Netz) sind mindestens 70 % der Kapazitäten im Jahresdurchschnitt unterbrechbar.

Abbildung 7. Durchschnittlich fester Kapazitätsanteil der Anbindung neuer Speicher (-erweiterungen) (gemäß Temperaturen in den Jahren 2006 und 2011)



Quelle: Frontier Economics

Der geringe Anteil tatsächlich fester Kapazitäten im TaK-Produkt, besonders bei den für Speicher so wichtigen Ausspeicherkapazitäten (Netz Entry), verdeutlicht, dass es sich bei TaK faktisch um ein unterbrechbares Kapazitätsprodukt handelt.

Dieser Effekt verstärkt sich dadurch, dass die geringen Anteile fester Kapazität (**Abbildung 7**) zeitlich nicht planbar sind. Temperaturen in Deutschland schwanken stark, auch zwischen verschiedenen Jahren. Gerade der Winter 2012/13 hat dies gezeigt: Wenn das Produkt TaK relevant gewesen wäre und ein Speichernutzer im Dezember 2012 einen hohen Anteil fester Entry-Kapazität ins Netz erwartet hätte – dann hätte sich dieser bei überdurchschnittlich hohen Temperaturen nicht eingestellt.

Gerade die langfristige kommerzielle Vermarktung des Speichers ist unter diesen Aspekten mit TaK nicht grundsätzlich anders als die Vermarktung bei einer unterbrechbaren Netzanschlusskapazität.

2.2.2 Unterbrechungswahrscheinlichkeiten

Aussagen zu Unterbrechungswahrscheinlichkeiten deuten sogar darauf hin, dass TaK minderwertig im Vergleich zu den heute existierenden und gebuchten unterbrechbaren Kapazitäten sein kann.

Produkt-TaK

Bestehende unterbrechbare Kapazitäten haben gemäß der Anlage 6 zum NEP Entwurf 2013 durchschnittlich eine Unterbrechungswahrscheinlichkeit zwischen 0 und 4,2 %.¹⁴ Der Medianwert der Unterbrechungsmengen im Verhältnis zur Kapazität liegt bei sehr niedrigen 0,3 %. Da Anlage 6 des NEP jene unterbrechbaren Kapazitäten, welche niemals unterbrochen wurden, nicht auflistet, sind diese bei dieser Betrachtung bereits ausgeklammert. Die tatsächliche Unterbrechungswahrscheinlichkeit lag somit historisch sogar wesentlich niedriger als 0,3 %.¹⁵

Im Zuge des TaK-Produktes werden jedoch viel höhere Unterbrechungswahrscheinlichkeiten diskutiert:

- Das Gutachten von PwC zur Bewertung der Nachteile von TaK geht von Wahrscheinlichkeiten von 1 % bis 5 % aus.¹⁶
- Laut Aussagen der FNB auf der öffentlichen Konsultation des NEP kann jedoch nicht garantiert werden, dass die Unterbrechungswahrscheinlichkeit 5 % nicht übersteigt.¹⁷
- Die Speicherbetreiber gehen zudem davon aus, dass die tatsächlichen Unterbrechungswahrscheinlichkeiten eher 10 bis 15 % betragen werden.¹⁸ Dementsprechend müssen Netznutzer in ihren Planungen davon ausgehen, dass die Unterbrechungswahrscheinlichkeit höher als 5 % sein kann.

Allein die genannten 5 % Unterbrechungswahrscheinlichkeit übersteigen die durchschnittliche Unterbrechungswahrscheinlichkeit bestehender unterbrechbarer Kapazitäten um ein Vielfaches. Da die Bestimmung aller Unterbrechungen gemeinsam (nicht separat nach TaK und unterbrechbaren Kapazitäten) erfolgen soll, impliziert dies im Durchschnitt eine Erhöhung der Unterbrechungswahrscheinlichkeiten aller nicht festen Kapazitäten.

¹⁴ Analyse basierend auf Anlage 6 des NEP Entwurf 2013. Unterbrochene Menge im Zeitraum 1.10.2010 bis 31.5.2012 im Vergleich zur Kapazität. Die Unterbrechungen im Februar 2012 machen dabei jeweils einen Großteil der Unterbrechungen aus.

¹⁵ Im Durchschnitt. Für einen Punkt lag die unterbrochene Menge wie beschrieben bei 4,2 %, bei zwei weiteren Punkten wurden 3,1 bzw. 2,9 % der Kapazität im Schnitt unterbrochen, alle anderen Netzzugangspunkte hatten Unterbrechungen von < 2,2 %.

¹⁶ NEP 2013, Anlage 9.

¹⁷ Berlin, 28.2.2013.

¹⁸ Derzeit veröffentlichte Unterbrechungswahrscheinlichkeiten spiegeln historisch nicht alle Nutzungseinschränkungen wieder, da es oft in Absprachen von FNB und Netznutzern zu Renominierungen kommt, wenn tatsächliche Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten drohen.

2.3 Zwischenfazit: TaK ist faktisch ein unterbrechbares Kapazitätsprodukt

Faktisch ist TaK aufgrund des hohen Anteils unterbrechbarer Kapazität somit als unterbrechbares Kapazitätsprodukt einzuschätzen, in der Tarifierung der FNB wird es jedoch zwischen unterbrechbarer und fester Kapazität abgerechnet. Der feste TaK-Anteil ist gering und zudem mit großer Unsicherheit über die zukünftigen Temperaturverläufe behaftet, sodass gerade mittelfristig ein Speichernutzer mit TaK nicht anders als mit einem unterbrechbaren Kapazitätsprodukt planen kann.

3 Ökonomische Logik des Netzausbaus

Eine Entscheidung zum Netzausbau ist immer eine (volkswirtschaftliche) Kosten-Nutzen-Abwägung. Ausbau sollte nur erfolgen, wenn der Nutzen des Netzausbaus – z.B. eine Verminderung der Nutzungsbeschränkung des Netzes etwa im Engpassfall - die Kosten (für zusätzliche Netzkapazität) übersteigt. In diesem Abschnitt zeigen wir:

- Wie diese Abwägung in der Vergangenheit in vertikal integrierten Unternehmen stattfand (**Abschnitt 3.1**);
- Welche Koordination im liberalisierten Gasmarkt aufgrund der Entflechtung des regulierten Marktbereiches (Erdgastransport und -verteilung) von den Segmenten, in denen mehrere Unternehmen im Wettbewerb stehen (Produktion, Speicherung, Handel und Vertrieb), erforderlich sind (**Abschnitt 3.2**);
- Wie sich das theoretisch effiziente Netzausbauniveau ergibt (**Abschnitt 3.3**); und
- Was dies für Implikationen auf die qualitative und quantitative Bewertung von TaK hat (**Abschnitt 3.4**).

3.1 Hintergrund: Optimierung im vertikal integrierten Unternehmen

In der Zeit vor der weitreichenden Liberalisierung des Gasmarktes war die Gasversorgung (regionalen) Gebietsmonopolisten überlassen, welche Import, Transport, Strukturierung über Speicher, und die Verteilung und Belieferung von Endkunden übernahmen. Konsumenten hatten keine Wahlmöglichkeiten bezüglich ihres Versorgers. Der Versorger organisierte die gesamte Wertschöpfung von Erdgas ab der Übernahme durch den Vorlieferanten (z.B. Produzent).

Investition in und der Betrieb von Gasnetz und Gasspeichern wurde in vertikal integrierten Unternehmen organisiert. Diese Unternehmen haben dann auch intern die Kosten von, beispielsweise Netzausbau, und dessen Nutzen für ihre Speicher-Assets abgewogen.

In Speicher wurde grundsätzlich investiert, um das Netz zu entlasten: In einer theoretischen Welt ohne Speicher müsste das Gasnetz soweit ausgebaut werden, dass die Spitzennachfrage von den Punkten, an denen Gas bereit gestellt wird (zum Beispiel Produktionsstandorte oder Grenzübergangspunkte), direkt bis zu den Endverbrauchern transportiert werden könnte. Speicher ermöglichen es, dass Angebot in geographischer Nähe zu den Endverbrauchern an deren Nachfrage-

struktur anzupassen. Investitionen in Ferntransportleitungen konnten gespart werden, da diese bis zu einem gewissen Grad nur so ausgelegt werden mussten, dass sie nur eine „durchschnittliche stündliche Jahresnachfrage“ in jeder Stunde transportieren müssen – nicht aber die Spitzenlast in der nachfragereichsten Stunde, da diese aus nachfragenahen Speichern bedient wurde.

Umgekehrt gilt diese Substitutionsbeziehung gleichermaßen: Es wurde in Netze investiert, wenn der zusätzliche Nutzen des Speicher-Assets nicht mehr größer war als die Netzausbaukosten.

Diese unternehmensinterne Optimierung hatte zwei positive Effekte:

- Die interne Abwägung von Investitionen in Netzausbau und Speicherinfrastruktur innerhalb des Unternehmens erlaubt es dem Unternehmen, das **effiziente Niveau an Netzausbau** (und Speicherinfrastruktur) aus Unternehmenssicht **zu identifizieren**, da es sowohl Kosten als auch Nutzen von sowohl Speicher- als auch Netzinvestitionen kannte.
- Bei den gegebenen Marktstrukturen konnte dies auch das **volkswirtschaftlich effiziente Niveau an Netzausbau** (und Speicherinfrastruktur) darstellen, welches dann im Idealfall auch **umgesetzt** wurde. Im Idealfall hätte das Unternehmen nicht mehr oder weniger in Netzinfrastruktur investiert, als es ökonomisch sinnvoll gewesen wäre.¹⁹

3.2 Netzausbau durch entflochtene Fernleitungsnetzbetreiber

Nach der Liberalisierung des Gasmarktes und der Entflechtung der vormals vertikale integrierten Versorgungsunternehmen in, unter anderem, separate Netzbetreiber und Speicherbetreiber kann diese Koordination nicht mehr innerhalb eines Unternehmens erfolgen. Vielmehr muss die Koordination über private Vereinbarungen zwischen separaten FNBs und Netznutzern (Speichernutzer) erfolgen. Dabei haben die FNBs eine regulierte lokale Monopolposition während Netznutzer, wie die Nutzer von Speichern, in Konkurrenz zueinander stehen.

¹⁹ Diese Darstellung abstrahiert dabei von Effizienzschäden durch vertikal integrierte Gebietsmonopole und bezieht sich rein auf die Infrastruktur bei gegebenen Angebots- und Nachfragestrukturen. Das effiziente Speicherausbauniveau wurde so ebenfalls implementiert.

Herausforderungen für die Koordination zwischen separierten Unternehmen

Somit bestehen grundsätzlich Herausforderungen bezüglich der zuvor genannten Aspekte von Identifizierung von und Anreize zur Umsetzung effizienten Netzausbaus:

- **Informationsaustausch** – der Nutzen zusätzlichen Netzausbaus ist den FNB per se nicht bekannt und für diese auch nicht direkt relevant (da sie keine kommerzielle Verantwortung tragen für das Speichergeschäft). Umgekehrt sind den Speicherbetreibern und -nutzern die Kosten zusätzlichen Netzausbaus für ihre Transportbedürfnisse nicht bekannt. Das effiziente Netzausbauniveau kann durch die Marktteilnehmer nicht ohne weiteres (und insbesondere nicht ohne weiteren Informationsaustausch) identifiziert werden.
- **Anreize** – anders als im vertikal integrierten Unternehmen ist das kommerziell sinnvolle Netzausbauniveau aus Sicht der FNB nicht zwangsläufig identisch mit dem volkswirtschaftlich effizienten Netzausbauniveau. Diskrepanzen können z.B. auftreten, wenn FNBs bei ihren Investitionsentscheidungen in die Netzinfrastruktur nicht den Nutzen der (zusätzlichen) Netzinfrastruktur berücksichtigen.

Instrumente zur verbesserten Koordination

Zur Überwindung dieser Herausforderungen müssen entsprechende

- **Mechanismen zum Informationsaustausch zwischen Netzbetreibern und Netznutzern** (und Speicherbetreibern bzw. -nutzern im Speziellen) geschaffen werden. Insbesondere müssen Netznutzer den Wert oder den Nutzen der Netzinanspruchnahme offenlegen. (Andererseits sollten es das Regulierungsregime erlauben, dass FNB die aktuellen Kosten der Netzinanspruchnahme den Netznutzern signalisieren können).
- **Anreize für Netzbetreiber** geschaffen werden, volkswirtschaftlich effizienten Netzausbau zu identifizieren und voranzutreiben: D.h. FNB müssen in Kenntnis der Kosten und des tatsächlichen Nutzens von Netzausbau einen Anreiz haben, das effiziente Ausbauniveau auch herzustellen. Hieraus ergeben sich weitere Implikationen:
 - Marktsignale - In marktwirtschaftlichen Systemen wird der Nutzen am effizientesten über Märkte und Preise (und nicht über Planungsannahmen) bestimmt.
 - Anreizregulierung - Da FNBs regulierte Unternehmen sind, ist zudem zu gewährleisten, dass die FNB aus der Nutzung von solchen

Ökonomische Logik des Netzausbaus

Marktinformationen auch einen kommerziellen Nutzen ziehen können. In der Stromnetzregulierung wird dies z.B. über eine Prozessregulierung von Systemdienstleistungskosten unter Nutzung von Anzeilelementen berücksichtigt. Dadurch erhalten die Stromnetzbetreiber nicht nur einen Anreiz zur Minimierung eigener Kosten (insb. der des Netzausbaus), sondern auch der Minimierung der Kosten aus System Sicht inklusive der Kosten die bei Akteuren wie Energieeinspeisern anfallen.

Im existierenden Entry-Exit-System können derartige Anreize also vor allem über

- das Angebot an Kapazitätsprodukten (feste Kapazitäten und unterbrechbare Kapazitäten);
- den Einsatz von marktbasierenden Instrumenten zur Systemstabilisierung (Regelenergie, Lastflusszusagen, Kapazitätsrückkauf etc.); und
- die spezifische Ausgestaltung der Anreizregulierung

geschaffen werden.

Anforderungen an die Anreizregulierung

Im Weiteren befasst sich dieses Gutachten hauptsächlich mit den Anreizen für FNB und Netznutzer, welche von der Ausgestaltung von Kapazitätsprodukten und dem Einsatz von marktbasierenden Instrumenten ausgehen. Dabei wird insbesondere gefragt, inwiefern TaK ein geeignetes Informationsinstrument bzw. ein Anreizmechanismus ist und inwiefern andere Maßnahmen ggf. besser geeignet sind, die Koordination zwischen Netzbetreibern und Netznutzern kosteneffizient zu gewährleisten.

Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass eine effiziente Umsetzung durch die FNB vom Anreizregulierungssystem verlangt, dass dieses

- den FNB eine angemessene Verzinsung auf effiziente Investitionen zugesteht – wenn diese zu hoch/niedrig ist, werden FNB immer einen Anreiz haben, zu viel/wenig in Netzausbau zu investieren; weder Über- noch Unterinvestitionen wären ökonomisch sinnvoll; und
- nicht zwischen Netzausbau und verschiedenen Optionen zur Vermeidung von Netzausbau, bzw. zwischen diesen Optionen, diskriminiert. Dies setzt voraus, dass die FNB auch Kosteninformationen der Netznutzer/Speicherbetreiber bei ihrer kommerziellen Optimierung berücksichtigen. D.h. Kosten für, zum Beispiel, Kapazitätsrückkauf sollten für den FNB genauso auf die Netznutzer umzulegen sein wie Kosten für Netzausbau – sonst hat der FNB einen Anreiz stattdessen das Netz auszubauen, auch wenn es ggf.

Ökonomische Logik des Netzausbaus

sinnvoller wäre feste Kapazität ohne Netzausbau, aber mit dem Einsatz marktbasierter Instrumente, bereitzustellen.

3.3 Optimales Netzausbauniveau

Bevor im folgenden Abschnitt verschiedene Optionen zur Vermeidung von Netzausbau diskutiert werden, verweisen wir an dieser Stelle zunächst auf das volkswirtschaftliche Kalkül zur Bestimmung des effizienten Netzausbauniveaus für den Anschluss eines neuen Netznutzers, in diesem Fall eines neuen Gasspeichers bzw. erweiterter Speicherkapazitäten.

Das Netzausbauniveau beschreibt dabei die physische Qualität der Einbindung des entsprechenden Netznutzers ins Netz: Je mehr Netzausbau durchgeführt wird, umso geringer ist die Wahrscheinlichkeit, dass es ggf. zu Nutzungseinschränkungen der Kapazität kommt. Diese können auftreten, wenn beispielsweise aufgrund der Lastflusssituation im Gasnetz eine Exit-Kapazität gar nicht oder nur noch teilweise zur Verfügung steht, oder wenn die Zuordenbarkeit aller Entry-Punkte zu diesem Exit-Punkt (temporär) nicht gegeben ist. Solche Einschränkungen treten weniger auf, umso mehr der FNB in das Netz investiert. Die Wahrscheinlichkeit solcher Einschränkungen wird dann reduziert, im Extremfall bis auf null.

Das effiziente Netzausbauniveau bewegt sich folglich zwischen zwei Extremen:

- Minimaler Netzausbau – sodass gerade der Anschluss ans Netz hergestellt wird, es ggf. aber zu vielen Einschränkungen kommen kann (geringe Netzausbaukosten, aber ggf. Nutzenverlust durch Nutzungsbeschränkung);²⁰ und
- Netzausbau sodass jegliche Einschränkungen in Verfügbarkeit oder Zuordenbarkeit der Kapazitäten vermieden werden (hohe Netzausbaukosten; im Folgenden als „vollständiger Netzausbau“ bezeichnet).

Die volkswirtschaftlichen Kosten von Netzausbau und den Einschränkungen in der Nutzung der Kapazitäten verlaufen dabei tendenziell entgegengesetzt:

- Netzausbaukosten nehmen zu, je höher das Netzausbauniveau ist. Zudem ist davon auszugehen, dass ihre Grenzkosten ebenfalls stark ansteigen: Für die Bereitstellung einer physisch hochwertigen Kapazität, welche jegliche Nutzungseinschränkung auf eine Wahrscheinlichkeit von null reduziert, dürften die Kosten sehr hoch sein, da es sehr

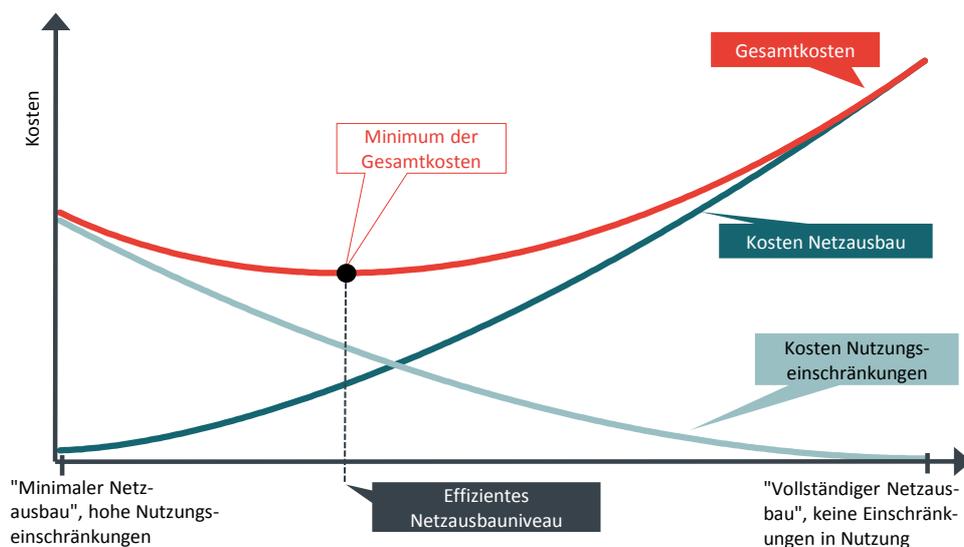
²⁰ Der theoretischen Fall, dass Netznutzer gar nicht ans Netz angeschlossen werden, wird an dieser Stelle ausgeklammert, da diese Option weder im Rahmen des TaK-Produktes oder des NEP diskutiert wird. Zudem besteht, zumindest in Bezug auf Speicheranbindungen, die Anschlusspflicht gemäß §39 EnWG.

aufwendig sein kann, diese Wahrscheinlichkeit von, z.B. 0,1 % auf 0,0 % zu reduzieren.

- Die Kosten der Nutzungseinschränkungen steigen, je häufiger und je wahrscheinlicher Einschränkungen eintreten.

Das volkswirtschaftliche Optimum befindet sich im Minimum dieser Kosten, d.h. dieses Netzausbauniveau sollte angestrebt werden.

Abbildung 8. Effizientes Netzausbauniveau



Quelle: Frontier Economics

Die Kostenkurve der Nutzungseinschränkungen ist dabei abhängig von der genauen Ausgestaltung der Kapazitätsinstrumente, mit welchem die Einschränkungen an die Netznutzer weitergegeben werden (siehe folgender Abschnitt). **Abbildung 8** ist daher nur als exemplarische Illustration der Zusammenhänge zu verstehen.

Eine wichtige Erkenntnis ist jedoch, dass die Bestimmung des effizienten Netzausbauniveaus nur in Kenntnis der Kosten der Nutzungseinschränkungen (also dem entgangenen Nutzen bei Speicherbetreibern bzw. -nutzern) möglich ist.

Eine entsprechende Studie der FNB zur Ermittlung dieser Kosten wurde erst nach Definition des TaK-Produktes und der darauf basierenden Bestimmung des Netzausbauniveaus im NEP in Auftrag gegeben. Dies deutet darauf hin, dass verschiedene Berechnungen für den NEP noch nicht die geschätzten Kosten des TaK-Produktes berücksichtigen.

Ökonomische Logik des Netzausbaus

Kosten-Nutzen-Analyse für die Bestimmung des optimalen Netzausbauniveaus

Die Überlegungen zum effizienten Netzausbauniveau weisen zudem darauf hin, dass das volkswirtschaftliche Optimum praktisch ein Kostenminimum (über die Kosten des Netzausbaus und der Schäden durch unvollständigen Netzausbau) sein muss. Die Kosten-Nutzen-Analyse beschreibt dabei nur die Perspektive aus dem Punkt der Betrachtung:

- Investitionen für weiteren Netzausbau können als *Kosten* beschrieben werden; und
- Eine Investitionsersparnis für weniger Netzausbau kann auch ein *Nutzen* sein.

Wichtig ist, dass jede Investition volkswirtschaftliche Kosten hat. Genauso ist jede Einschränkung für Netznutzer mit volkswirtschaftlichen Kosten verbunden. Beide Kostenarten sind bei der Bestimmung des volkswirtschaftlich optimalen Netzausbauniveaus als Kosten zu berücksichtigen. Im Kontext der Diskussion zur effizienten Anbindungen neuer Speicher und von Speichererweiterungen (**Abschnitt 4**) werden wir daher beide auch als Kosten bezeichnen.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Kostenbegriff allgemein aus volkswirtschaftlicher Sicht zu verstehen ist.

Wer diese Kosten trägt, ist für die Identifikation des effizienten Ausbauniveaus zunächst nicht erheblich. Die Kostentragung hängt von der konkreten Ausgestaltung der Kapazitätsprodukte und der Tarifsystematik hierfür (siehe folgender Abschnitt) ab: höhere Netzausbaukosten für höherwertige physische Kapazitäten könnten (wenn im Marktdesign möglich) vom FNB an die Netznutzer über höhere Entgelte für diese Kapazitäten weitergeben werden; Kosten der Nutzungseinschränkungen können ggf. auch beim Netzbetreiber anfallen wenn, je nach Produktgestaltung, eine monetäre Kompensierung der Netznutzer für Nutzungseinschränkungen stattfindet.²¹

3.4 Zwischenfazit

Es ist festzuhalten, dass sich das effiziente Netzausbauniveau definiert über das Minimum der

- Kosten für physischen Netzausbau; und

²¹ Hinsichtlich der Quantifizierung von Vor- und Nachteilen von TaK (**Abschnitt 5**) verwenden wir dann die Begrifflichkeiten gemäß den Ausführungen der FNB und der BNetzA: Schäden für Netznutzer sind im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse als Kosten anzusehen, vermiedener Netzausbau ist in dieser Terminologie ein Nutzen.

- Kosten aus Nutzungseinschränkungen.

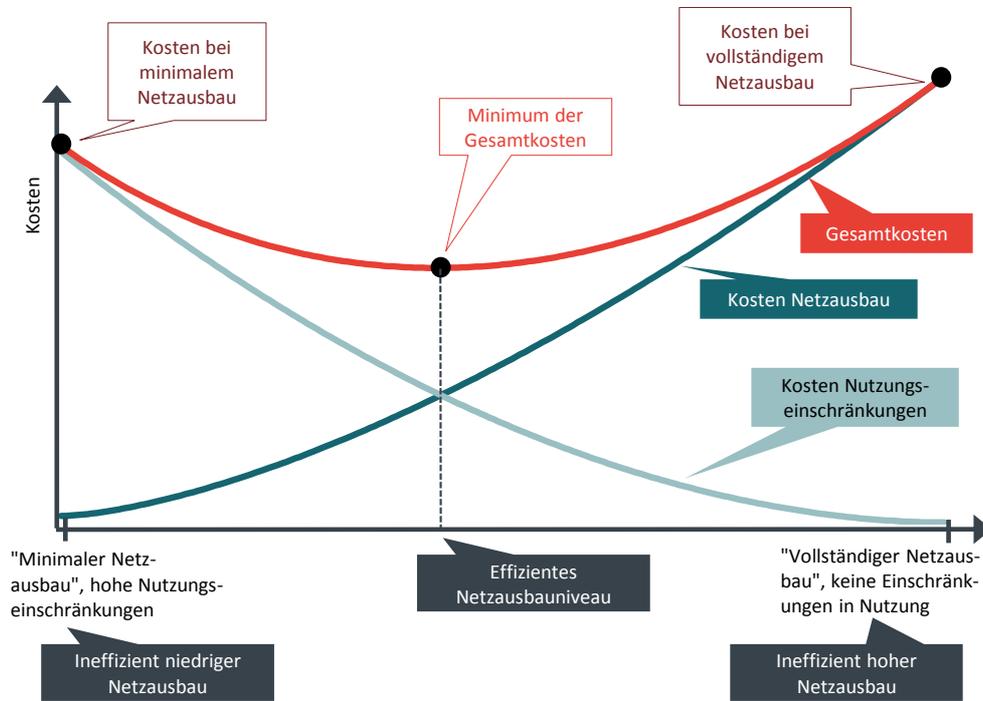
In integrierten Gasunternehmen wurde diese Abwägung intern getroffen und das effiziente Ausbauniveau implementiert. In liberalisierten Gasmärkten mit entflochtenen FNBs und Netznutzern, müssen Informationstransparenz und effiziente Anreize geschaffen werden, dieses Niveau zu implementieren.

In Bezug auf den Vergleich der Szenarien im NEP ist festzuhalten, dass hier nur zwei Extremszenarien betrachtet werden:

- Vollständiger Netzausbau für FFZK im Fall neuer Speicher und bei Speichererweiterungen (Szenario II_d) – da die FNB marktbasierende Instrumente für die Herstellung fester freier Zuordenbarkeit nicht berücksichtigen, wird in diesem Szenario FFZK nur durch Netzausbau hergestellt. Es ist von vornherein klar, dass es nie volkswirtschaftlich optimal sein kann, eine Infrastruktur bis zur Vermeidung jedweden Engpasses auszubauen. Die Netzausbaukosten in diesem Szenario sind also unrealistisch hoch.
- Transportkapazitäten für neue Speicher und Speichererweiterungen nur als TaK und unterbrechbare Kapazitäten (Szenario II_a) – in diesem Szenario werden Kosten der Nutzungseinschränkungen für mit TaK angebundene Speicher gar nicht berücksichtigt. Der FNB hat somit einen Anreiz zu einem zu geringen Netzausbauniveau (vgl. auch **Abschnitt 4**).

In Bezug auf die Identifikation des volkswirtschaftlich effizienten Netzausbauniveaus, oder die Eignung von TaK, erlaubt dieser Vergleich keine Schlussfolgerungen (**Abbildung 9**): Sowohl der angenommene Ausbau im Szenario mit minimalem Netzausbau (Extrempunkt links auf der X-Achse in **Abbildung 9**) als auch im Szenario bei vollständigem Netzausbau (Extrempunkt rechts auf der X-Achse in **Abbildung 9**) für FFZK führen nicht zu einem Kostenminimum.

Abbildung 9. Vergleich Extrempunkte für Netzausbau führt nicht zu Identifikation des effizienten Netzausbauniveaus



Quelle: Frontier Economics

4 Effiziente Kapazitätsprodukte zur Anbindung neuer Speicher

Die Überlegungen im vorangegangenen Abschnitt haben gezeigt, dass ein effizientes Netzausbauniveau nur bei adäquat ausgestalteten Kapazitätsprodukten, bzw. geeigneten Instrumenten zur Allokation knapper Netzressourcen, erreicht werden kann. Dazu werden im Folgenden:

- Anforderungen an effiziente Instrumente definiert (**Abschnitt 4.1**);
- TaK im Hinblick auf seine Effizienz bezüglich dieser Vorgaben analysiert (**Abschnitt 4.2**);
- Alternativen zu TaK diskutiert und anhand der gleichen Kriterien bewertet (**Abschnitt 4.3**);
- Rechtliche Vorgaben zu Kapazitätsprodukten und Eingriffen in den wettbewerblichen Teil des Marktes erörtert (**Abschnitt 4.4**); und
- ein Fazit bezüglich der effizienten Anbindung neuer Speicher gezogen (**Abschnitt 4.5**).

4.1 Anforderungen an Kapazitätsprodukte

Kapazitätsprodukte, aber auch Instrumente zur Allokation knapper Netzinfrastruktur, müssen die in **Abschnitt 3.2** dargelegten Herausforderungen adressieren, oder zumindest in ihrer Ausgestaltung zu Folgendem beitragen:

- **Informationstransparenz für Netznutzer** - Die Netznutzer sollten die Möglichkeit und einen Anreiz haben, ihre Zahlungsbereitschaft für Kapazitäten, aber auch ihren tatsächlichen Schaden aus Nutzungseinschränkungen zu offenbaren. Ist dies nicht gewährleistet, werden Netznutzer ihre Zahlungsbereitschaft für Kapazitäten untertreiben (um möglichst wenig zu zahlen) bzw. ihren Schaden aus Einschränkungen übertreiben (um möglichst selten eingeschränkt zu werden).
- **Anreize zur effizienten Netzorganisation (Ausbau und Betrieb) für FNB:**
 - Netzplanung (Investitionen): Die Netzbetreiber sollten einen Anreiz haben, das effiziente Netzausbauniveau (was sie aus ihren Ausbaurkosten und den Zahlungsbereitschaften der Netznutzer ableiten können) zu erreichen. Die unterschiedliche (z.B. auch entlastende) Wirkung von Speichern auf das Netz, und unterschiedliche Kosten des Netzausbaus für verschiedene Speicher, sollen adäquat berücksichtigt werden.

- Netzbetrieb (Nutzungseinschränkungen): Zudem sollten die FNB einen Anreiz haben, Nutzungseinschränkungen ebenfalls volkswirtschaftlich kosteneffizient zu organisieren, d.h. auch bei Einschränkungen von Netznutzern den netzseitigen Nutzen mit den nutzerseitigen Kosten abzuwägen.

Andererseits sollten auch Netznutzer Signale bzw. Anreize für Ansiedlungs- und Einsatzentscheidungen erhalten.²² Die eigentlichen Entscheidungen sollten nach Möglichkeit unter kommerzieller Abwägung durch die Netznutzer/Speichernutzer getroffen werden, nicht durch die FNB (und insbesondere nicht ohne Kenntnis der Kosten der jeweiligen Nutzungsbeschränkung).

Die von einer Maßnahme oder einem Produkt in diesen Bereichen ausgehenden Anreize entscheiden schließlich darüber, inwiefern ein Kapazitätsprodukt im volkswirtschaftlichen Sinne kosteneffizient ist.

Kriterien

Im Folgenden werden wir daher verschiedene Optionen für Kapazitätsprodukte hinsichtlich der Kriterien

- Informationstransparenz;
- Anreize für Investitionseffizienz; und
- Anreize für Betriebseffizienz

analysieren, um auf ihre Kosteneffizienz (und damit Eignung zur Implementierung des effizienten Netzausbauniveaus) zu schließen.

Ein effizientes Regime wird letztlich voraussetzen, dass die FNB bestimmte kommerzielle Risiken übernehmen. Diesen Risiken sollten auch Erlösmöglichkeiten gegenüberstehen, wenn die FNB die Netzentwicklung effizient voran treiben. Um dies zu gewährleisten, ist gegebenenfalls der Ordnungsrahmen der Anreizregulierung weiterzuentwickeln.

Rückwirkung auf Kosten von Nutzungseinschränkungen

Je effizienter ein Produkt diese Anreize setzt, desto niedriger sind letztlich die Kosten von Nutzungseinschränkungen:

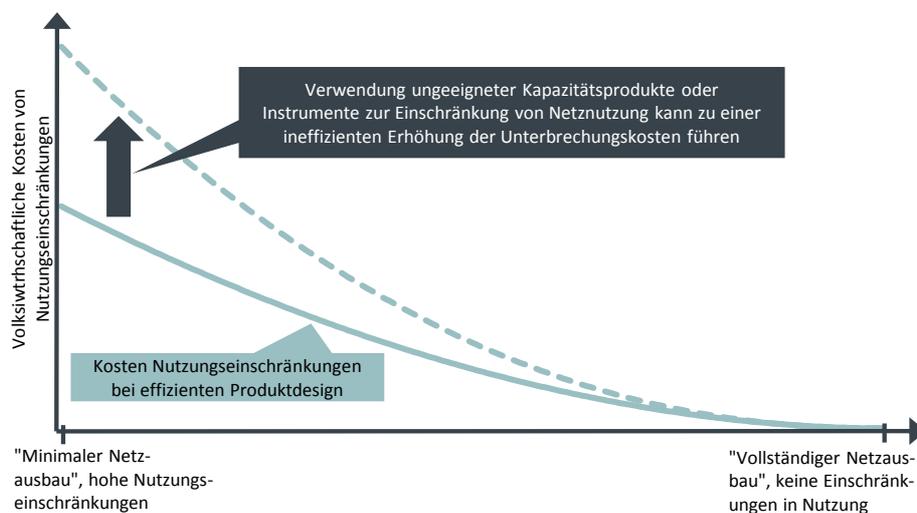
- Ineffizient organisierte Nutzungseinschränkungen, evtl. in Kombination mit einem ineffizienten Netzausbauniveau, führen dazu, dass die Kosten

²² Im Falle von Speichern ist dabei klar, dass diese aufgrund geologischer Voraussetzungen in der Standortwahl stark eingeschränkt sind.

von Nutzungseinschränkungen höher sind, als dies notwendig wäre (**Abbildung 10**).

- Umgekehrt sind die volkswirtschaftlichen Kosten von Nutzungseinschränkungen niedriger, wenn diese beispielsweise Nutzer mit den geringsten Zahlungsbereitschaften für (feste) Kapazitäten betrifft.

Abbildung 10. Volkswirtschaftliche Kosten von Nutzungseinschränkungen bei ungeeigneten Produkten



Quelle: Frontier Economics

4.2 Beurteilung der ökonomischen Eignung des Produktes TaK

Wie die nachfolgende Abwägung zeigt, erfüllt das TaK-Produkt nach keinem der Kriterien die Anforderungen an ein effizientes Kapazitätsprodukt.

Informationstransparenz durch TaK

Alle neuen Speicher bzw. Speichererweiterungen sollen mit dem TaK-Produkt angeschlossen werden, Netzstandort²³ oder die Zahlungsbereitschaft der

²³ Die unterschiedlichen Temperaturgrenzen für die Abgrenzung von festen und unterbrechbaren Kapazitäten zwischen Nord- und Süddeutschland dient offensichtlich dazu, Unterschiede in den Temperaturen zwischen Nord- und Süddeutschland zu korrigieren, nicht aber um netzspezifische Kosten und Nutzen der Speicher zu berücksichtigen.

Netznutzer spielen dann keine Rolle dafür wer prinzipiell unterbrochen werden kann und wann. Der Transportkunde hat keine Möglichkeit durch Kauf eines höherwertigen Produktes zu signalisieren, welche Zahlungsbereitschaft für die entsprechenden Kapazitäten bestehen.²⁴

Dies gilt auch bezüglich der Kosten von Nutzungseinschränkungen: Netznutzer werden unterbrochen wenn dies die Netzstabilität erhöht, der individuelle Schaden der jeweiligen Nutzer fließt in die Abwägung des FNB nicht ein. Da nur (neue) Speicherkapazitäten mit TaK angeschlossen werden, findet zudem eine Diskriminierung dieser Nutzergruppe statt: andere Nutzer, welche mit hochwertigen Kapazitätsprodukten ans Netz angeschlossen werden, wird automatisch eine höhere Zahlungsbereitschaft unterstellt – ohne dass die Zahlungsbereitschaften, bzw. Schäden aus Nutzungseinschränkungen tatsächlich gegeneinander abgewogen werden.

Anreize für Investitionseffizienz durch TaK

Da der FNB bei Anwendung des TaK-Produktes vom Speichernutzer keine Indikation bekommt, welche Zahlungsbereitschaft er für höherwertige Kapazitäten hätte, oder welchen Schaden er aus den Unterbrechungen, bzw. dem Risiko der Unterbrechung erleidet, kann der FNB auch keine effiziente Abwägung zwischen Kosten des Netzausbaus und Kosten der Nutzungseinschränkungen durchführen. Daher kann auch der Netzausbau schon rein logisch nicht effizient erfolgen.

Anreize für Betriebseffizienz durch TaK

Wie im Unterbrechungsfall vom FNB entschieden wird, welcher Speicher zu unterbrechen ist, oder ob ein mit TaK angebundener Speicher vor- oder nachrangig zu anderen unterbrechbaren Kapazitäten behandelt werden würde, ist noch nicht endgültig entschieden. In jedem Fall ist jedoch klar, dass es keinen marktlichen Mechanismus für die Auswahl der unterbrochenen Netznutzer gibt, wenn eine Unterbrechung notwendig wird. Da die Unterbrechungen für den FNB ohnehin „kostenfrei“ wären, ist zu erwarten, dass er Netznutzer dort unterbricht, wo die Unterbrechung den größtmöglichen netztechnischen Nutzen hat.

Dies stellt jedoch nur eine partielle Optimierung aus Netzsicht dar.

Tatsächlich ergibt sich der Schaden einer Unterbrechung aus den individuellen Schadenskosten des einzelnen Netznutzers, welche bei einer effizienten

²⁴ Wir gehen davon aus, dass statt TaK auch unterbrechbare Kapazitäten gebucht werden können. Somit besteht theoretisch die Möglichkeit, unterschiedliche Zahlungsbereitschaften für TaK und unterbrechbare Kapazität zu signalisieren. Da sich die beiden Produkte jedoch kaum unterscheiden (**Abschnitt 2.2**), ist der Spielraum für die Signalisierung sehr begrenzt und bezieht sich nur auf zwei ähnliche Produkte.

Bestimmung der Unterbrechung ebenfalls zu berücksichtigen wären. Beispielsweise kann es sein, dass der o.g. netztechnische Effekt alternativ auch durch die Unterbrechung einer größeren Kapazität erzielt werden kann. Falls der Gesamtschaden für diesen Nutzer niedriger wäre (zum Beispiel weil der entsprechende Nachfrager kurzfristige Unterbrechungen besser überbrücken kann), wäre diese alternative Maßnahme die gesamtwirtschaftliche optimale Lösung. Da die individuellen Unterbrechungskosten beim TaK-Produkt aber irrelevant sind und nicht in das Kalkül des FNBs einfließen, kann eine effiziente Allokation nicht erfolgen.

Zudem werden, wie zuvor dargestellt, auch im Betrieb Transportkapazitäten für Speicher gegenüber den Kapazitäten anderer Nutzer diskriminiert: nur diese sind (außerhalb des entsprechenden Temperaturbereichs) unterbrechbar, während andere Nutzer, mit ggf. geringeren Kosten aus der Einschränkung, in der Abwägung der Unterbrechung gar nicht berücksichtigt werden, weil diese Nutzer mit höherwertigen Kapazitätsprodukten ausgestattet sind.

Insgesamt ist also davon auszugehen, dass Ineffizienzen beim TaK-Produkt dazu führen, dass die Schadenskosten im Unterbrechungsfall aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht minimiert werden. Dies führt dazu, dass im Vergleich zu einer marktlichen Entscheidung über Unterbrechungen die Kosten höher sind, als sie sein müssten (**Abbildung 11**). Bei einer genauen Quantifizierung dieser Schäden (**Abschnitt 5**) wird zudem deutlich, dass es für Kapazitätsnutzer, über die physische Unterbrechung hinaus, weitere Nachteile von TaK gibt, welche bei effizienteren Instrumenten ebenfalls vermieden würden.

Fazit: TaK ist nicht kosteneffizient

Die Gesamteffizienzwirkung des Produktes TaK ist somit sehr problematisch:

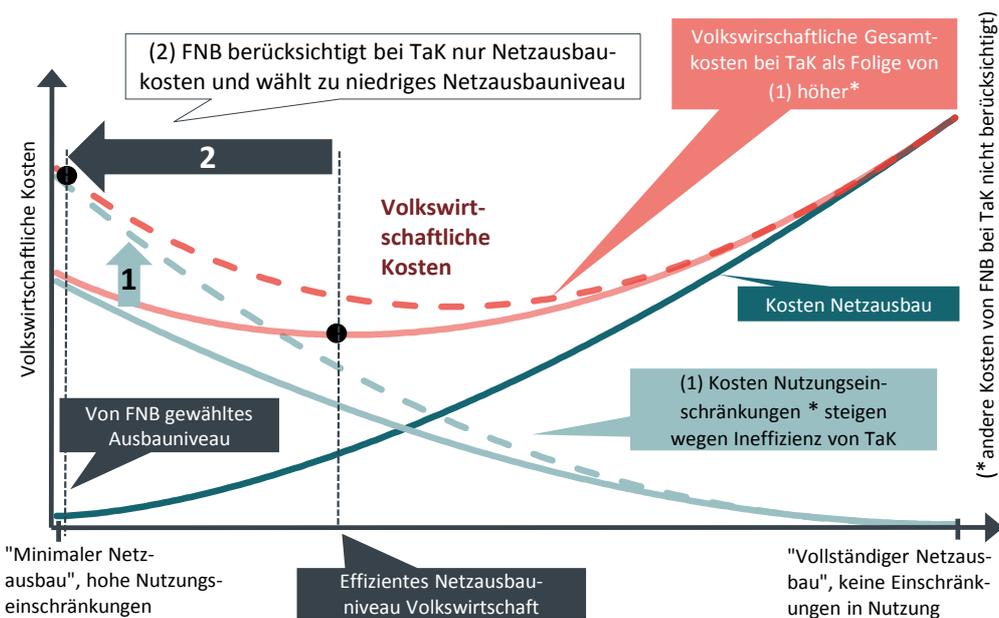
- Der **Schaden aus Nutzungseinschränkungen** ist **unnötig hoch**, da die Kosten der Einschränkungen für Netznutzer nicht in die Abwägung der FNB einfließen. Dies ist besonders problematisch, weil eine nötige Differenzierung zwischen netzent- und netzbelastender Wirkung von Speichern nicht erfolgt, und weil bei der Durchführung tatsächlicher Kapazitätsunterbrechungen nicht die Nutzer mit dem geringsten Schaden ausgewählt werden. (Effekt 1 in **Abbildung 11**)
- Zudem kann der FNB diese Einschränkungskosten nicht beobachten.²⁵ In seinem Kalkül werden nur Netzausbaukosten (bzw. eigene Netzbetriebskosten) berücksichtigt: der FNB wird nur einen minimalen,

²⁵ Ein einmalige Bestimmung der Kosten, wie in **Abschnitt 0** dieses Gutachtens oder im Gutachten von PwC (2013) durchgeführt, kann da keine Abhilfe schaffen.

volkswirtschaftlich nicht effizienten Netzausbau durchführen, um diese möglichst gering zu halten.²⁶ (Effekt 2 in **Abbildung 11**)

- Folglich entsteht ein volkswirtschaftlicher Schaden im Vergleich zu effizienteren Instrumenten.

Abbildung 11. Volkswirtschaftlicher Schaden durch falsche Anreize und Ineffizienzen aus TaK



Quelle: Frontier Economics

Das Produkt TaK ist somit nicht geeignet, effiziente Anreize für Netznutzer und FNBs zu generieren, bzw. Anreize für das effiziente Niveau an Netzausbau zu geben.

4.3 Beurteilung anderer Instrumente zur Reduzierung von Netzausbau

Dass TaK keine effizienten Anreize setzt, bedeutet jedoch nicht, dass die Alternative ein „vollständiger“ Netzausbau zur physischen Bereitstellung von FFZK für alle Speicherkapazitäten ist. Theoretisch ist dieser Punkt genauso

²⁶ Dass die FNB im NEP (z.B. Szenario IIa) nur auf diesen minimalen Netzausbau abstellen ist dadurch evident, dass jegliche marktbasiernten Instrumente für die Bestimmung des effizienten Netzausbauniveaus nicht berücksichtigt werden (vgl. NEP 2013, S. 9f).

ineffizient, weil er auch einen Extrempunkt darstellt (vgl. auch **Abschnitt 3.4**), während das Optimum ein Mittelweg mit moderatem Netzausbau wäre.

Somit ist „vollständiger Netzausbau“ nur eine unter vielen Optionen und zudem mit Sicherheit nicht die optimale. Das bedeutet, dass man praktisch auf bestimmte Mechanismen zur Nutzungsbeschränkung angewiesen sein wird. Da TaK im Kern definiert, wie mit Nutzungseinschränkungen bei nicht-vollständigem Netzausbau umzugehen ist (außerhalb bestimmter Temperaturbereiche wird ein Teil oder die komplette Kapazität unterbrechbar, wenn das Netz nominierte Gasflüsse nicht abwickeln kann, dann kann der FNB die Kapazität unterbrechen), sind andere Optionen dann Instrumente, welche ebenfalls den Umgang mit Nutzungseinschränkungen regeln. Dazu bieten sich vor allem marktbasierende Instrumente zur Bewirtschaftung von Nutzungseinschränkungen an, welche gesetzlich auch vorgesehen sind (insb. Kapazitätsrückkauf, Lastflusszusagen und Regenergie), bis jetzt von den FNB zur Bereitstellung von FFZK jedoch verworfen werden.²⁷ TaK ist in der GasNZV hingegen nicht vorgesehen (vgl. **Abschnitt 4.4**).

Diese vorgesehenen Instrumente sind teilweise in der Abwicklung des Gastransports bereits etabliert und werden im Folgenden betrachtet:

- Kapazitätsrückkauf (**Abschnitt 4.3.1**);
- Regenergie (**Abschnitt 4.3.2**);
- Einsatz von Lastflusszusagen zur Herstellung von Zuordenbarkeit (**Abschnitt 4.3.3**);
- Optionale unterbrechbare Kapazität – d.h. die Wahlmöglichkeit von Netznutzern zwischen festen und unterbrechbaren Kapazitäten (**Abschnitt 4.3.4**); und
- Redispatch (**Abschnitt 4.3.5**).
- Zudem ist natürlich auch der Netzausbau bis zu dem Niveau, an dem es keine physischen Unterbrechungen mehr gibt („vollständiger Netzausbau“) eine theoretische Option (welche in **Abschnitt 4.3.6** betrachtet wird).

Der Abschnitt schließt mit einem zusammenfassenden Vergleich der Optionen (**Abschnitt 4.3.7**).

Einen einführenden Überblick über die verschiedenen Instrumente gibt auch **Tabelle 2**, welche bereits verdeutlicht, dass diese sich bezüglich ihrer Aufgabenstellung unterscheiden. Ihre Gesamtwirkungen sind daher nicht nur

²⁷ NEP 2013 (Entwurf 1. April 2013), S. 10.

einzel, sondern vor allem auch im Zusammenspiel zu betrachten (siehe auch **Abschnitt 4.3.7**).

Tabelle 2. Instrumente zu Steuerung von effizientem Netzbetrieb und Netzausbau

Instrument / Option	Kurzbeschreibung / Fristigkeit der Maßnahme	Anmerkungen zur Markttransaktion
Kapazitätsrückkauf	Kurzfristig werden FFZK vom FNB wieder vom Markt genommen, wenn durch Netzsituation erforderlich	Spätestens am Vortag vom FNB zu initiieren, sonst Spielraum zur Rückgabe durch Nutzer sehr gering
Regelenergie	Bis zu 1 Quartal im Voraus ausgeschrieben (Leistung), aber auch kurzfristig beschaffbar	Abruf i.d.R. mit 3 Stunden Vorlaufzeit für 1 bis 24 Stunden, nicht standardisierte Produkte auch kurzfristiger und länger
Lastflusszusagen	Mehrere Jahre im Voraus ausgeschrieben (zur Absicherung von FFZK)	Nominierung kurzfristig, je nach Ausschreibung, möglich
Wahl zwischen verschiedenen Kapazitätsqualitäten	Nutzern können zwischen festen und unterbrechbaren Kapazitäten bei Buchung wählen, Fristigkeit je nach Transportbuchung kurz- bis langfristig	Angebot an Netznutzer im Rahmen der Kapazitätsvermarktung der FNB
„Redispatch“	<i>Analogie zum Strommarkt, im Gasmarkt zu sehen als Kombination von Kapazitätsrückkauf, Lastflusszusagen und/oder Regelenergie</i>	
Vollständiger Netzausbau	langfristig	Nur noch FFZK Angebot im Rahmen der Kapazitätsvermarktung der FNB

Quelle: Frontier Economics

4.3.1 Kapazitätsrückkauf

Kapazitätsrückkauf ist bereits in der GasNZV als ein marktliches Instrument zur Bewirtschaftung von notwendigen Nutzungseinschränkungen vorgesehen (§10(1) GasNZV). Im Hinblick auf die Ziele von TaK würde eine Ausgestaltung beinhalten dass

- Transportkapazitäten an Speichern zunächst als FFZK angeboten werden; und
- der FNB diese Kapazitäten vom Kapazitätshalter zurückkauft, wenn die netztechnische Situation dies erfordert.

Effiziente Kapazitätsprodukte zur Anbindung neuer Speicher

(Das Angebot von FFZK entspricht damit zunächst einer Überbuchung für bestimmte Lastsituationen, welche dann kurzfristig korrigiert wird, wenn sich eine solche Situation einstellt.)

Eventuelle Einwände, dieser Ansatz führe zu einer zusätzlichen Kostenbelastung der FNBs sind nicht sachgerecht:

- Erstens sollten FNBs bei der Gesamtabwägung gerade auch solche Kosten berücksichtigen, die nicht bei ihnen, sondern bei Netznutzern entstehen. Ob den FNB hierdurch ein kommerzieller Nachteil – oder bei effizienter Netzbewirtschaftung sogar ein kommerzieller Vorteil – entsteht, ist letztlich eine Frage der Gestaltung der Anreizregulierung (siehe **Abschnitt 3.2**).
- Zweitens ist ohnehin nicht gesagt, dass dem FNB finanzielle Nachteile durch Kapazitätsrückkauf entstehen. Die zunächst als FFZK angebotenen Kapazitäten sind hochwertiger als zum Beispiel TaK und bringen dem FNB damit höhere Erlöse als zum Beispiel TaK. Aufwendungen für Kapazitätsrückkauf wären diesen Zusatzeinnahmen gegenzurechnen.²⁸ Die folgenden Ausführungen zeigen, dass die volkswirtschaftlich effizienten Anreizwirkungen von Kapazitätsrückkauf im Speziellen, und marktbasierten Instrumenten im Allgemeinen, gerade aus diesem internen Kalkül des FNB resultieren.

Informationstransparenz von Kapazitätsrückkauf

Durch den Rückkauf von Kapazitäten im Falle von Nutzungseinschränkungen erhält der FNB eine Information darüber, welchen Schaden der Netznutzer durch die Nutzungseinschränkung erleidet. Dies unterscheidet den Kapazitätsrückkauf von unterbrechbaren Kapazitäten oder TaK, bei denen der FNB diese Informationen nicht erhält.

Im Fall der Einschränkungsnötigkeit kann der FNB, beispielsweise durch ansteigende Preisauktionen oder Abfragen auf wie viel Kapazität Nutzer zu welchem Preis zu verzichten bereit wären, die Schadenskosten in Erfahrung bringen. Da in der Regel mehrere Speichernutzer an einem Speicher Kapazitäten halten, kann davon ausgegangen werden, dass diese im Wettbewerb miteinander ihre tatsächliche Wertschätzung für die Kapazität offenbaren. Würden sie dies nicht machen, laufen sie Gefahr, dass der FNB die Kapazität anderer Kapazitätshalter zurückkauft, obwohl sie selbst mit der Rückgabe auch mehr Erlösen könnten, als ihnen die Kapazität am Markt erbringt.

²⁸ Die Anreizregulierung hat dafür zu sorgen, dass dies diskriminierungsfrei passiert, und keine Fehlanreize entstehen. Eine nur partielle Anerkennung von Kosten (wie aktuell im Rahmen von §10(2) GasNZV vorgesehen) führt ggf. dazu, dass FNB zunächst zu wenig FFZK anbieten, um das Risiko hoher Kosten für Rückkauf zu vermeiden.

Netznutzer haben also Anreize ihre Opportunitätskosten des Kapazitätsrückkaufs offen zulegen, welche ihren Schaden für Unterbrechungen ausdrücken.

Ein Risiko könnte dann bestehen, wenn ein Netznutzer wüsste, dass der FNB aus netztechnischen Gründen genau auf die von ihm reservierte Netzkapazität angewiesen ist. Dann könnte Marktmacht des Netznutzers bestehen, der versuchen könnte, überhöhte Preisforderungen für den Kapazitätsrückkauf durchzusetzen. Ob dies Argument praktisch relevant ist, ist aber fraglich. Zunächst ist ein Kapazitätsrückkauf grundsätzlich durch alle Netznutzer möglich und wäre nicht auf Nutzer an Speicher-Anschlusspunkten beschränkt. Selbst an wichtigen Speicherstandorten sind aber häufig verschiedene Speicherbetreiber, und „innerhalb“ eines Speichers oft verschiedene Speichernutzer²⁹, aktiv, so dass zunächst von einer Konkurrenzsituation in einzelnen Speichern und Gebieten auszugehen ist. Selbst eine kurzzeitige Monopolsituation könnte zudem effizienter sein als eine pauschale Nutzungsbeschränkung für alle Transportkunden (oder teurer Netzausbau). Bei einem hinreichend transparenten Rückkaufsystem würde dies sogar dazu führen, dass andere Akteure sich auch um Kapazitäten an diesen Netzknoten bemühen würden und die Monopolsituation so aufgehoben wird. Falls dies nicht möglich ist, kann dem durch Netzausbau entgegengewirkt werden. In jedem Fall wäre eine Monopolsituation an einem einzelnen Netzknoten nachzuweisen, ehe das Instrument des Kapazitätsrückkaufs für diesen Punkt verworfen wird.

Anreize für Investitionseffizienz durch Kapazitätsrückkauf

Durch den Rückkauf internalisiert der FNB die Schadenskosten der Nutzungseinschränkungen für Netznutzer. Dem FNB sind damit sowohl die Kosten der Nutzungseinschränkung als auch die Kosten des Netzausbaus bekannt. Er kann, ähnlich wie im ehemals vertikal integrierten Unternehmen (vgl. **Abschnitt 3.1**), intern zwischen Nutzungseinschränkungen und Netzausbau abwägen. In seiner Optimierung wird der FNB (eine entsprechend ausgestaltete Anreizregulierung vorausgesetzt) das Kostenminimum ermitteln und somit den volkswirtschaftlich effizienten Netzausbau umsetzen (vgl. **Abbildung 8**).

Übersteigen beispielsweise die Kosten der Rückkaufs die Netzausbaukosten für die Verringerung von Nutzungseinschränkungen, so sollte der FNB bestrebt sein, dass effizientere (in diesem Fall höhere) Netzausbauniveau herzustellen. Wenn die Kosten der Nutzungseinschränkungen für die FNB nicht offen liegen und

²⁹ Laut BNetzA Monitoringbericht 2012 (http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile) zwischen einem und 22 Nutzer pro Speicher, im Durchschnitt 5,0).

von diesem nicht internalisiert werden, hat der FNB weder die Möglichkeit noch den Anreiz diese volkswirtschaftlich effiziente Optimierung durchzuführen.

Anreize für Betriebseffizienz bei Rückkauf von Kapazitäten

Durch den Rückkauf wird die Information gewonnen, welcher Schaden für welche Netznutzer anfällt. Folglich kann der FNB intern optimieren, welche Einschränkungen für welche Nutzer bei gegebenen Netzanforderungen kostenoptimal sind. Wenn der FNB die Kosten zu tragen hat, ist er bestrebt diese zu minimieren und führt daher die Einschränkungen von Nutzern so durch, dass diese auch volkswirtschaftlich optimal sind. Anders als TaK ist die Einschränkung bei einem Rückkauf nicht auf Speichernutzer beschränkt: Auch andere Marktakteure können ihre Transportkapazität zurück verkaufen, sodass der FNB volkswirtschaftlich effizient den Nutzer mit den geringsten Opportunitätskosten auswählen und von ihm die Kapazität zurückkaufen kann. Eine ineffiziente Diskriminierung von Speichernutzer findet nicht statt.

Fazit: Kosteneffizienz von Kapazitätsrückkauf

Wie beschrieben werden durch das Instrument des Kapazitätsrückkaufs die Kosten aus Netzausbau und Nutzungseinschränkungen im Idealfall (und bei entsprechender Ausgestaltung der Anreizregulierung) minimiert, das effiziente Marktergebnis (**Abbildung 8**) wird erreicht. (Die folgenden Abschnitte zeigen, dass dabei gar nicht alleine auf Kapazitätsrückkauf abgestellt werden muss. Die anderen etablierten, marktbasierenden Instrumente tragen ebenso dazu bei.)

Darüber hinaus sind aber die volkswirtschaftlichen Kosten der Nutzungseinschränkung bei Einsatz dieses Instrumentes geringer als beispielsweise beim TaK-Produkt. Im Vergleich zum Kapazitätsrückkauf hat TaK hat mehrere Nachteile:

- **Ineffiziente Nutzungsbeschränkung** – wie schon erwähnt, werden bei Kapazitätsrückkauf die kostengünstigsten Nutzungsbeschränkungen gewählt. Dies ist bei TaK nicht gewährleistet, allein schon weil dem FNB bei TaK gar nicht bekannt ist, was die Schäden unterschiedlicher Nutzungsbeschränkungen sind.
- **Kosten durch Unsicherheit** - Bei TaK oder auch bei unterbrechbaren Kapazitäten resultiert ein Teil der volkswirtschaftlichen Kosten auch aus der Unsicherheit über das Eintreten oder Nicht-Eintreten einer tatsächlichen Unterbrechung. Das damit verbundene Risiko stellt einen Nachteil für den Kapazitätsnutzer dar, welcher auch volkswirtschaftliche Kosten impliziert. Das liegt daran, dass der Netznutzer das Unterbrechungsrisiko bereits im Vorhinein bei der langfristigen Planung des Speichereinsatzes und der Speichervermarktung berücksichtigt (vgl. **Abschnitt 5.2** und **5.3**). Ein Schaden tritt selbst dann ein, wenn am Ende innerhalb einer Periode

**Effiziente Kapazitätsprodukte zur Anbindung
neuer Speicher**

praktisch gar keine Unterbrechung erfolgt. Dies ist bei FFZK und Kapazitätsrückkauf anders. Beim Rückverkauf der Kapazität kennt der Nutzer bereits die ihm durch die Einschränkung entstehenden Kosten und wird die Kapazität nur zurück verkaufen, wenn diese Kosten nicht größer sind als der Erlös aus dem Rückverkauf.³⁰ Somit sinken die volkswirtschaftlichen Kosten der Nutzungseinschränkungen auf die Kosten der tatsächlichen physischen Einschränkung – Nachteile aus dem Risiko der Einschränkungsmöglichkeit treten nicht auf.

4.3.2 Einsatz von Regelernergie zur Erhaltung von FFZK

Regelernergie wird standardisiert von Netzbetreibern bzw. Marktgebietsverantwortlichen eingekauft. Auf Weisung des Marktgebietsverantwortlichen entnimmt ein Regelernergieanbieter dem Netz Gas oder speist Gas ins Netz ein. Dies kann in verschiedenen Regelzonen innerhalb der Marktgebiete oder am Virtuellen Handlungspunkt (VHP) erfolgen. Anders als beim Kapazitätsrückkauf (oder bei Lastflusszusagen) hat der FNB daher ggf. weniger Kontrolle darüber, an welchem Netzkopplungspunkt sich Ein- oder Ausspeisungen aufgrund des Eingriffs verändern. Jedoch sind laut dem Zielmodell für Regelernergie auch nicht-standardisierte Regelernergieprodukte grundsätzlich vorgesehen, welche sich z.B. auf eine lokale Bereitstellung oder eine Lieferung an bestimmten Netzknoten beziehen.³¹

Anbieter von Regelernergie sind typischerweise Gashändler mit flexiblen Verträgen, Speicherkunden, oder flexible Nachfrager. Zwar sollte Regelernergie möglichst standardisiert beschafft werden, um hohen Wettbewerb zwischen den Anbietern zu ermöglichen, jedoch ist es theoretisch auch möglich, diese an speziellen Punkten zu beschaffen – dann entfaltet Regelernergie im Wesentlichen eine ähnliche Wirkung wie Kapazitätsrückkauf (und vermeidet dabei eventuelle negative Anreize auf die Veröffentlichung von Kapazitäten durch die FNB bei Kapazitätsrückkauf). Theoretisch kann Regelernergie sogar äquivalent zu einem Rückkauf von Kapazitäten sein: Ein Netznutzer, der eigentlich ausspeisen wollte und gleichzeitig – im Wettbewerb mit anderen Netznutzern – den saldierenden Gegenfluss als Regelernergie bereitstellt, kann seine Kapazität sogar nutzen – der Effekt auf das Netz ist der gleiche wie bei einem Rückkauf.

³⁰ Falls der FNB vermutet, dass die Rückkaufkosten sehr hoch sein könnten, so kann mit anderen Maßnahmen gegengesteuert werden, zum Beispiel dem Einkauf von Lastflusszusagen als alternative Absicherung (vgl. **Abschnitt 4.3.3**). In jedem Fall sollte sich jedoch auch beim Kapazitätsrückkauf ein Marktäumungspreis ergeben, zudem genügend Nutzer bereit sind, ihre Kapazität abzutreten. Die Befürchtung eines (theoretisch denkbaren) Marktversagens kann nicht zur Verwerfung dieses Instrumentes dienen, da es in diesem Fall als „ultima ratio“ noch die Möglichkeit einer Korrektur der FNB nach §16(2) EnWG gibt.

³¹ Vergleiche Regelernergie Zielmodell von NCG (http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xbcr/SID-7705116F-4AFAC7C0/ngc/Tabelle_RE-Zielmodell.pdf).

Grundsätzlich kann somit auch Regenergie einen Beitrag zur Bereitstellung von FFZK leisten, indem es diese absichert.

Die Effizienzwirkungen sind ähnlich wie beim zuvor thematisierten Kapazitätsrückkauf:

- Informationstransparenz bzgl. der Wertigkeit von Kapazitäten wird nur insofern effizient hergestellt, als dass Speichernutzer auch am Regenergiemarkt agieren. Dies sollte bei rationalen Speicherkunden jedoch der Fall sein, da sich bei einem hohen (regionalen) Bedarf an Regenergie an diesem Markt Preise einstellen dürften, welche über den Opportunitätskosten der Speichernutzung liegen – wenn dies nicht der Fall wäre, dann wäre es ohnehin nicht effizient für Speicher Regenergie anzubieten. Da Regenergie auch kurzfristig beschafft wird, können viele Transportkapazitätsnutzer auch Regenergie anbieten. Zudem steht der Regenergiemarkt allen Marktteilnehmern offen, sodass keine Diskriminierung von Speicherkunden erfolgt.
- Ähnlich wie beim Kapazitätsrückkauf fallen (bei entsprechender Ausgestaltung der Anreizregulierung) die Kosten für Regenergie dann beim FNB an: Dieser kann zwischen ihnen und den Netzausbaukosten abwägen und wird das effiziente Netzausbauniveau umsetzen.
- Dies gilt ebenso für den Netzbetrieb, wo der FNB denjenigen Regenergieanbieter mit den niedrigsten Geboten (und mit der entsprechenden Wirkung auf die Netzstabilität) auswählen wird: Dies ist volkswirtschaftlich sinnvoll.
- Folglich ist die Gesamteffizienz der Verwendung von Regenergie zur Gewährleistung von FFZK vergleichbar mit Kapazitätsrückkauf. Regenergie führt zu einer effizienten FNB-internen Abwägung von Kosten von Netzausbau und Kosten von Regenergie. Inwiefern die Regenergiekosten ein guter Proxy für die Kosten von Nutzungseinschränkungen sind, hängt von der genauen Ausgestaltung des Marktes ab. Lokaler Regenergieabruf ist jedoch grundsätzlich ein sehr geeignetes und etabliertes Instrument für FNBs, die lokale Lastsituation im Netz zu beeinflussen, ohne in die Handlungsoptionen von Marktakteuren eingreifen zu müssen. Im Gegensatz zum Kapazitätsrückkauf kann Regenergie darüber hinaus von noch mehr Netznutzern angeboten werden, da sie sich in der Regel nicht nur auf einen Netzknoten bezieht.

4.3.3 Einsatz von Lastflusszusagen zur Herstellung freier Zuordenbarkeit

Ein weiteres Instrument sind Lastflusszusagen (§ 9 GasNZV). Laut FNBs wurden diese bereits seit Zusammenlegung der Marktgebiete zu den heutigen

Marktgebieten NCG und Gaspool genutzt, um innerhalb dieser Marktgebiete ohne zusätzlichen Netzausbau (bei Zusammenlegung) eine freie Zuordenbarkeit von Kapazitäten zu gewährleisten.³² Speziell bezogen auf Speicherkapazitäten ist es laut FNB sogar so, dass einige der festen, bzw. bedingt zuordenbaren, Kapazitäten von Bestandsspeichern, welche bisher über Lastflusszusagen abgesichert wurden (für welche jedoch aktuell keine Buchungen fester Kapazitäten mehr vorliegen), zukünftig mit dem TaK-Produkt angeboten werden sollen. Lastflusszusagen scheinen also ein mögliches Substitut für TaK zu sein, bzw. wurden in der Vergangenheit auch tatsächlich alternativ genutzt.

Eine praktische Alternative zu TaK mit Lastflusszusagen würde dann so aussehen, dass

- Entry-/Exit-Kapazitäten für Speicher zunächst als FFZK angeboten werden; und
- der FNB diese festen Kapazitäten durch Lastflusszusagen absichert.

Beschafft (durch die FNB) werden Lastflusszusagen typischerweise deutlich langfristiger als zum Beispiel Kapazitätsrückkauf (**Tabelle 2**), was die Komplementarität der verschiedenen, ökonomisch sinnvollen Optionen in diesem Abschnitt belegt. Lastflusszusagen wirken dabei wie eine Art Versicherung: befürchtet der FNB hohe Ausgaben für, z.B. Kapazitätsrückkauf (**Abschnitt 4.3.1**) oder Regelenergie (**Abschnitt 4.3.2**) in einzelnen Stunden, so kann er sich gegen Zahlung eines Leistungspreises Lastflusszusagen beschaffen.

Informationstransparenz von Lastflusszusagen

Lastflusszusagen tragen daher indirekt zu einer Verbesserung der Informationslage zum Wert von Kapazitäten oder den Kosten von Nutzungseinschränkungen bei Netznutzer bei: die gebotenen Leistungspreise offenbaren, welche Kosten den Kapazitätsnutzern durch die längerfristige Möglichkeit von Unterbrechungen (Abruf der Zusage) entstehen. Nutzer von Transportkapazitäten an Speichern erhalten FFZK und, angenommen dies ist physisch möglich, Lastflusszusagen sichern diese ab. Die direkte Kosteninformation der Lastflusszusage ist für den Speicher zwar nicht relevant; der FNB wird dieses Instrument aber nur wählen, wenn es langfristig günstiger als beispielweise Kapazitätsrückkauf oder Bezug von Regelenergie ist. Da dies auch impliziert, dass die Kosten von Lastflusszusagen (wenn effizient mit den anderen Optionen abgewogen) langfristig geringer sind als die Kosten von Nutzungseinschränkungen für Netznutzer an Speichern (welche der FNB über Regelenergiebeschaffung oder Kapazitätsrückkauf ebenfalls internalisieren würde), ist eine weitergehende Kostentransparenz auch nicht notwendig. Im

³² Aussage Workshop NEP 2013, 28.02.2013, Berlin.

Ausnahmefall kann es sein, dass ein Speichernutzer selbst eine Lastflusszusage zur Absicherung seiner FFZK anbietet – und da diese Lastflusszusage eine Einschränkung anderweitiger Nutzung für ihn darstellt, werden seine Opportunitätskosten in den Angebotspreis der Lastflusszusage einfließen: in diesem Fall gibt es sogar eine direkt Rückwirkung.

Grundsätzlich sind Lastflusszusagen vor allem geeignet, den langfristigen Wert von Kapazitäten oder die Kosten für Nutzungseinschränkungen zu identifizieren, wenn der FNB effizient zwischen Lastflusszusagen und anderen Instrumenten abwägt.

Investitionsanreize aus Lastflusszusagen

Effiziente Investitionsanreize bezüglich der Abwägung von Kosten von Netzausbau und Kosten von Nutzungseinschränkungen sind durch Lastflusszusagen in Bezug auf das volkswirtschaftlich effiziente Netzausbauniveau nur in dem Maße möglich, als dass Lastflusszusagen die Kosten von Nutzungseinschränkungen reflektieren. Dies ist vor allem langfristig der Fall (was für Investitionen bedeutend ist) und verlangt eine effiziente Abwägung mit anderen Instrumenten durch den FNB.

Ist dies gegeben, dann entstehen viel effizientere Anreize als bei TaK. Alle Kosten des Instrumentes (hier Ausgaben für Lastflusszusagen) und die Kosten des Netzausbaus fallen jeweils beim FNB an. Folglich kann dieser eine Optimierung zwischen Netzausbau und dem Einsatz von Lastflusszusagen durchführen. Beide sind dabei aus Sicht des FNB (bei entsprechender Ausgestaltung der Anreiz-regulierung) substituierbar:

- Sind die erwarteten langfristigen Kosten für Lastflusszusagen höher als die korrespondierenden Netzausbaukosten, ist eine Investition sinnvoll und wird vom FNB auch durchgeführt; und
- Umgekehrt würden bei höheren Kosten für Netzausbau Lastflusszusagen genutzt werden.

Dadurch, dass beide Kosten beim FNB anfallen, ergibt sich somit ein Optimum.

Anreize zu effizientem Netzbetrieb bei Lastflusszusagen

Bezüglich des Netzbetriebs gelten die zuvor genannten Vor- und Nachteile von Lastflusszusagen:

- Vorteilhaft für die Effizienz ist, dass unterschiedliche Lastflusszusagen unterschiedliche Kosten beim FNB verursachen – folglich wird dieser eine Optimierung durchführen und diese Kosten minimieren; aber
- Nachteilig ist ggf., dass nicht alle Kapazitätshalter Lastflusszusagen anbieten (können), nicht-anbietende Marktteilnehmer sind von der Optimierung ausgeschlossen, sodass vielleicht effiziente Potentiale zur

**Effiziente Kapazitätsprodukte zur Anbindung
neuer Speicher**

Sicherung der Netzstabilität nicht genutzt werden können. In der effizienten Abwägung mit anderen Maßnahmen kann der FNB allerdings auf diese Potentiale anderweitig, zumindest partiell, zurückgreifen (in dem er zum Beispiel von anderen Nutzern, welche keine Lastflusszusagen anbieten (können), Regelenergie zurückkauft).

Fazit: Kosteneffizienz von Lastflusszusagen

In der reinen Betrachtung von Lastflusszusagen ist festzuhalten, dass diese immer nur eine partielle Optimierung bezüglich Investitionen und Netzbetrieb ermöglichen. Schon dadurch sind die gesamtwirtschaftlichen Kosten niedriger als beispielsweise bei der Verwendung von TaK oder unterbrechbaren Kapazitäten, oder beim vollständigen Netzausbau (vgl. **Abschnitt 4.3.6**).

Vollständig kosten-effizient sind Lastflusszusagen jedoch nur in Kombination mit anderen Instrumenten wie Kapazitätsrückkauf und Regelenergie: Nur dann kann die tatsächliche Wertschätzung von Kapazitätsnutzern für feste Kapazitäten und der (auch kurzfristige) Schaden aus Unterbrechungen hinreichend Berücksichtigung bei der Bestimmung des Netzausbauniveaus finden. Lastflusszusagen übernehmen dabei eine ähnliche Rolle wie diese Instrumente, geben dem FNB jedoch eine höhere Sicherheit da sie langfristig beschafft werden können und das Risiko hoher Ausgaben für Regelenergie oder Kapazitätsrückkauf, ähnlich wie eine Versicherung, vermindern.

4.3.4 Wahlmöglichkeit für Nutzer zwischen unterbrechbaren und festen Kapazitäten

Eine weitere Option zur Verbesserung von Informationsaustausch und Anreizen ist ebenfalls in der GasNZV (siehe **Abschnitt 4.4**) vorgesehen: das Angebot von sowohl festen als auch unterbrechbaren Kapazitäten an einem Netzpunkt. Netznutzer haben dann die Möglichkeit zwischen FFZK und unterbrechbarer Kapazität zu wählen, wie dies auch heute an vielen Netzpunkten der Fall ist.

Informationstransparenz durch Auswahlmöglichkeit

Dieses Wahlrecht der Nutzer verbessert die Informationstransparenz. Je nach ihrer Zahlungsbereitschaft wählen sie das unterbrechbare oder das feste Kapazitätsprodukt. Anhand der Nachfrage nach beiden Produkten (und deren Preisen) kann der FNB erkennen, welche Zahlungsbereitschaft für welchen Netzzugang besteht.³³ Der Schaden von Einschränkungen für Netznutzer wird auch dadurch deutlich, dass sich bei gegebener Preisdifferenz zwischen fester und unterbrechbarer Kapazität verschiedene Nutzer für die beiden Qualitäten

³³ Der FNB muss dazu die Möglichkeit und die Anreize erhalten, die Preisdifferenzen anhand von Angebot und Nachfrage nach Kapazität zu ermitteln. Pauschale Regelungen, wie aktuell üblich, scheinen nicht effizient.

Effiziente Kapazitätsprodukte zur Anbindung neuer Speicher

entscheiden. (Entscheiden sich Nutzer nur für FFZK, dann sind die Schadenskosten aus Unterbrechbarkeit wohl grundsätzlich höher als der Preisvorteil für die günstigeren unterbrechbaren Kapazitäten. Entscheiden sich Nutzer nur für unterbrechbare Kapazität, ist der Schaden daraus vermutlich geringer als die zusätzlichen Kosten für FFZK.³⁴)

Anreize für effiziente Investitionen bei mehreren Kapazitätsprodukten

Die daraus gewonnenen Informationen, bzw. die Erlöse des FNB aus dem Verkauf von FFZK und unterbrechbaren Kapazitäten, generieren auch einen Anreiz, das Angebot an FFZK und unterbrechbaren Kapazitäten der Nachfrage (Zahlungsbereitschaft) anzupassen (bei entsprechender Ausgestaltung der Anreizregulierung):

- Übersteigt die Nachfrage an FFZK das Angebot, kann der FNB abwägen, ob er FFZK anbietet, indem er dem Nutzen (höhere Entgelte) die Kosten (Netzausbau oder andere Optionen, vergleiche **Abschnitte 4.3.1 bis 4.3.2**) gegenüberstellt und intern optimiert.
- Ist der Nutzen geringer als die Kosten, so kann nach dieser Abwägung der FNB effizient schlussfolgern, dass ein Netzausbau oder der Einsatz anderer Optionen zur Steigerung des Angebotes an FFZK nicht erforderlich ist (bei einem ausschließlichen Angebot an TaK und/oder unterbrechbarer Kapazität ist diese Schlussfolgerung nicht möglich).

Folglich werden Angebot und Nachfrage nach Kapazität (bzw. verschiedenen Kapazitätsprodukten) in Einklang gebracht und das effiziente Netzausbauniveau wird implementiert.

Anreize für effizienten Netzbetrieb

In der kurzen und mittleren Frist besteht darüber hinaus die Möglichkeit, das Angebot an FFZK und unterbrechbarer Kapazität, zum Beispiel mit den zuvor diskutierten Instrumentarien (**Abschnitte 4.3.1 bis 4.3.2**), zu senken oder zu erhöhen. Wenn es das Regulierungsregime erlaubt, dann wäre es zudem effizient die Nachfrage nach FFZK und unterbrechbarer Kapazität zu steuern: Eine geringere Preisdifferenz führt zu relativ höherer Nachfrage nach FFZK, eine höhere Preisdifferenz führt zu relativ höherer Nachfrage nach unterbrechbarer Kapazität.

³⁴ Eine Unsicherheit für Netznutzer entsteht dabei aus mangelnder Transparenz der Unterbrechungswahrscheinlichkeiten, was sich in der Zahlungsbereitschaft widerspiegelt. Wenn es gelingt, diese Transparenz zu erhöhen, ergeben sich weitere Effizienzgewinne: Planungssicherheit für die Netznutzer und höhere Einnahmen (aus höherer Zahlungsbereitschaft für mehr Planungssicherheit) für die FNB.

Innerhalb der unterbrechbaren Kapazität ist es aber, wie bei TaK, für den FNB im operativen Betrieb nicht möglich, zwischen den Schadenskosten verschiedenen Nutzer zu differenzieren – der FNB wird daher Unterbrechungen rein aus Netzoptimierungsaspekten durchführen, was volkswirtschaftlich nicht effizient ist (siehe **Abschnitt 4.2**).

Fazit: Kosteneffizienz bei optional unterbrechbaren Kapazitäten

Bezüglich der Gesamtkosten ist die Auswahlmöglichkeit zwischen unterbrechbaren und festen Kapazitäten für Nutzer daher vor allem in der langen Frist ökonomisch sinnvoll. Es ermöglicht Informationstransparenz zu Wert und Nachfrage der verschiedenen Kapazitätsqualitäten und erlaubt dem FNB (bei entsprechender Ausgestaltung der Anreizregulierung) das volkswirtschaftlich effiziente Netzausbauniveau herzustellen.

4.3.5 Redispatch im Gasmarkt

Für die Herstellung von freier Zuordenbarkeit im Gasmarkt lohnt sich jedoch auch ein Blick über den Tellerrand. Im Strommarkt treten grundsätzlich ähnliche Probleme auf: Alle Marktteilnehmer können an den Handelspunkten agieren, es gibt aber Netzengpässe, welche in der Beseitigung sehr kostenintensiv oder zeitaufwendig sind. Die Problemstellung ist grundsätzlich sehr ähnlich zur Bereitstellung von FFZK im Fernleitungsnetz.

Auch im Strommarkt wird das simple unterbrechen von Kapazitäten dabei nicht als marktbasierendes Instrument angesehen.

Engpässe innerhalb des „Marktgebietes“ werden dann im Strommarkt über Redispatch gelöst. Vereinfacht dargestellt:

- Weist ein Netzbetreiber einen Anbieter „vor dem Engpass“ an, sein Angebot zu reduzieren;
- Instruiert einen Anbieter „hinter dem Engpass“ seinen Output in gleichem Maße (und damit aus Sicht des gesamten Netzes bilanzneutral) zu erhöhen; und
- Anbieter sind dann im Strommarkt Kraftwerke, welche in der Regel Rahmenverträge mit den FNBs für Redispatch haben und auf „Kostenbasis“ für die entsprechenden Transaktionen kompensiert werden.

Die Frage, ob ein solcher Redispatch im Gasmarkt grundsätzlich anwendbar wäre, ist dabei vordergründig nicht entscheidend.³⁵ Jedoch ist eine Bewertung der

³⁵ Dieser wäre mit Herausforderungen verbunden. Beispielsweise ist das „Bereitstellen“ oder „Entnehmen“ von Gasmengen an verschiedenen Punkten im Netz komplexer als das An- und

Anreizwirkungen des im Strommarkt gewählten Instrumentes für einen Vergleich von TaK mit anderen Optionen relevant.

- Informationen über die Kosten des Markteingriffs werden durch die kosten-basierte Bepreisung nicht direkt offenbart. Jedoch ist davon auszugehen, dass aufgrund der besseren Kostentransparenz bei Kraftwerken, die Kosten der Einschränkungen dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ohnehin bekannt sind.
- Anreize für effizienten Netzausbau und Netzbetrieb sind aber durch Redispatch sehr wohl gegeben: Genau wie beim Einsatz von markt-basierten Instrumenten im Gasmarkt werden durch die Zahlungsströme beim Redispatch (aufgrund einer entsprechenden Ausgestaltung der Anreiz-regulierung) die Redispatchkosten beim ÜNB internalisiert. Dieser kann effizient abwägen
 - ob er Redispatch Kosten in Kauf nimmt oder das Netz ausbaut – dabei findet er das effiziente Netzausbauniveau; und
 - welche Netznutzer er anweist – dabei berücksichtigt er deren Kosten und den Beitrag des Eingriffs für die Netzstabilität.

Somit wäre Redispatch theoretisch auch eine Option zur Erreichung eines optimalen Netzausbaus und eines effizienten Netzbetriebs. Das gaswirtschaftliche Pendant wäre in etwa ein Kapazitätsrückkauf (oder negative Regelernergie) an einem Einspeisepunkt „vor dem Engpass“ und eine kurzfristige Lastflusszusage (oder positive Regelernergie) „hinter dem Engpass“. Die Anreizwirkungen und Effizienzeffekte sind dem TaK-Produkt deutlich überlegen; aber grundsätzlich nicht unähnlich denen des Regelernergieeinsatzes.

Dabei wird deutlich, dass ein Redispatch als neue Maßnahme gar nicht notwendig ist. Vielmehr erlaubt eine Kombination der zuvor genannten vorhandenen Instrumente (Kapazitätsrückkauf, Regelernergie, Lastflusszusagen) eine Steuerung des Netzes analog zum Redispatch im Strommarkt. Die Anreizwirkungen wären dem TaK-Produkt weit überlegen und erlauben, wie auch im Strommarkt, eine Reduzierung von Netzausbau bei Erhaltung fester Kapazitäten für die Netznutzer.

4.3.6 „Vollständiger Netzausbau“

Schließlich soll als Alternative zu TaK auch noch „vollständiger Netzausbau“ betrachtet werden. Wie die Ausführungen zum effizienten Netzausbauniveau (**Abschnitt 3.4**) verdeutlichen, kann es nicht effizient sein, das Netz bis zu so

Abfahren von Kraftwerken; zudem ist eine kosten-basierte Bepreisung bei einer speicherbaren Commodity schwieriger.

einem Niveau auszubauen, dass jegliche Nutzungseinschränkungen – in welcher Form auch immer diese an Netznutzer weitergegeben werden – vermieden werden.

Das wird schon dadurch deutlich, dass erfahrungsgemäß die Kapazitätsauslastung jeder zusätzlichen Transportkapazität sinkt. Die zuletzt zugebaute Kapazität würde z.B. dann nur noch eine Stunde oder einen Tag im Jahr voll ausgelastet. Die Kapitalkosten für diese Stunde/Tag wären sehr hoch, während der Nutzenzugewinn durch Reduktion von Nutzungsbeschränkung um z.B. eine Stunde/Tag nur noch sehr gering wäre. Die Kosten dieser letzten Kapazitätserhöhung wären also sehr hoch, der Nutzen sehr gering.

Dass vollständiger Kapazitätsausbau wirtschaftlich nicht sinnvoll ist, ergibt sich auch aus der zuvor diskutierten Logik:

- Wenn physische Kapazitäten (ohne jegliche Nutzungseinschränkungen) für alle Netznutzer geschaffen werden, ergeben sich keine Anreize für Netznutzer ihre Zahlungsbereitschaft für Kapazitäten oder Nutzungseinschränkungen zu offenbaren, da die Kapazitäten ohnehin in jedem Fall zur Verfügung gestellt werden (keine Informationstransparenz).
- Folglich kann das effiziente Netzausbauniveau auch nicht erreicht werden, da der FNB die Zahlungsbereitschaften der Netznutzer gar nicht kennt. (Per Definition würde er bei „vollständigem Netzausbau“ das Netz ohnehin soweit ausbauen, bis jeder Nutzer zu jedem Zeitpunkt über FFZK verfügt.)
- Kosteneffizient kann vollständiger Netzausbau höchstens zufällig sein, wenn die Zahlungsbereitschaften der Nutzer mindestens so hoch sind, wie die Kosten des Netzausbaus waren. Da diese Netzausbaukosten für die Vermeidung ohnehin sehr unwahrscheinlicher Nutzungseinschränkungen jedoch sehr hoch sein dürften, ist dies nicht realistisch.

Daraus folgt, dass „vollständiger Netzausbau“ ebenfalls nicht volkswirtschaftlich effizient sein kann.

4.3.7 Vergleich anderer Optionen mit TaK

Dies wird auch beim Vergleich der anderen (theoretischen) Instrumente mit TaK deutlich (**Abbildung 12**).

**Effiziente Kapazitätsprodukte zur Anbindung
neuer Speicher**

Abbildung 12. Vergleich der diskutierten Optionen zum Umgang mit Netzrestriktionen

Umgang mit Nutzungseinschränkungen	Informationstransparenz	Anreize für effizienten Netzausbau	Auswahl der Einschränkungen (Anreize effizienter Netzbetrieb)
TaK statt FFZK: Unterbrechung der Kapazität	✗ Unterbrechungen unabhängig von Kosten und Wert von Kapazität	✗ Wert von zusätzlicher Kapazität für FNB nicht relevant	✗ Nur nach Beitrag zum Netzbetrieb, nicht Kosten der Nutzungseinschränkung ausgewählt
Kapazitätsrückkauf: Rückkauf FFZK wenn nicht verfügbar	✓ Netznutzer offenbaren ihre Opportunitätskosten für zurückverkaufte Kapazität	✓ FNB kann intern optimieren zwischen Kosten Kapazitätsrückkauf und Netzausbau	✓ FNB kann intern Kosten eines Rückkaufs und Beitrag zur Netzstabilität optimieren
Regelenergie: Absicherung FFZK durch Zukauf von Systemdienstleistungen	✓ Netznutzer offenbaren ihre Opportunitätskosten durch Regelenergie-Angebotspreise	✓ FNB kann intern optimieren zwischen Kosten Regelenergie und Netzausbau	✓ FNB kann intern Kosten Systemdienstleistung und Beitrag zur Netzstabilität optimieren
Lastflusszusage: Absicherung FFZK durch Zukauf von Systemdienstleistungen	✓ Netznutzer offenbaren ihre Opportunitätskosten in Ausschreibungen für Lastflusszusagen	✓ FNB kann intern optimieren zwischen Kosten Lastflusszusagen und Netzausbau	✓ FNB kann intern Kosten Systemdienstleistung und Beitrag zur Netzstabilität optimieren
Optionale unterbr. Kap.: Wahlmöglichkeit für Nutzer bei Kapazitätsprodukten	✓ Entscheidung des Nutzers für ein Produkt signalisiert relative Wertigkeit	✓ FNB kann intern Kosten optimieren (Entgelte vs. Kosten für verschiedene Produkte)	✓ Mittelfristig ja, kurzfristig Nutzungseinschränkungen nur aus Netzsicht optimiert
Vollständiger Netzausbau sodass immer FFZK verfügbar	✗ Nutzer erhält in jedem Fall hochwertige Kapazität unabhängig von seinem Bedarf	✗ FNB investiert in jedem Fall, unabhängig von Wert für Netznutzer	✓ Keine Einschränkungen nötig, FNB optimiert nur Netzbetrieb

Quelle: Frontier Economics
 Redispatch nicht separat erfasst, da als Kombination verschiedener Maßnahmen anzusehen.

Instrumente, welche Nutzungseinschränkungen marktbasierend durchführen, indem beispielsweise Systemdienstleistungen am Markt eingekauft oder Kapazität zurückgekauft wird, schneiden in ihrer Anreizwirkungen deutlich besser ab.

Dies heißt nicht grundsätzlich, dass TaK oder unterbrechbare Kapazitäten (was bei der aktuellen Ausgestaltung von TaK faktisch gleiche Kapazitätsprodukte sind, vgl. **Abschnitt 2.2**) nicht dennoch Teil einer effizienten Lösung sein können. Jedoch ist dies nur dann effizient, wenn Netznutzer die Wahl zwischen diesen Optionen und beispielsweise festen Kapazitäten haben – und sich dann aufgrund ihrer Bedürfnisse und der niedrigeren Kosten von TaK oder unterbrechbaren Kapazitäten bewusst für diese entscheiden. Nur diese Wahlmöglichkeit führt ebenso zu Informationstransparenz und (teilweise) effizienten Anreizen.

Ein effizientes Netznutzungsdesign und effizienter Netzbetrieb kann dagegen nicht erreicht werden, wenn Netznutzern nur ein Kapazitätsprodukt angeboten wird, welches dann keine inhärenten Anreizmechanismen aufweist, Kosten und Nutzen zu offenbaren. Für den aktuellen TaK-Vorschlag ist dies der Fall,

Effiziente Kapazitätsprodukte zur Anbindung neuer Speicher

weshalb er nicht zu einer volkswirtschaftlich sinnvollen Organisation des Gasnetzes beitragen kann.

Vielmehr gibt TaK (bei fehlenden Wahlmöglichkeiten für feste Kapazitäten) dem Netzbetreiber eine vermeintlich „kostenlose“ Systemdienstleistung: Der FNB kann Netznutzer einschränken, ohne dass diese dafür kompensiert werden. Effiziente Systemdienstleistungsbeschaffung aus vorhandenen Quellen (Regelenergie, Lastflusszusagen) kann er somit umgehen.

4.4 Rechtliche Priorisierung

Auch die rechtlichen Vorgaben sind bei einer Bewertung des TaK-Produktes zu berücksichtigen. Diese sind geregelt im

- Energiewirtschaftsgesetz (EnWG, **Abschnitt 4.4.1**); und
- der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV, **Abschnitt 4.4.2**).

Beide Regelungen zeigen, dass ein wie TaK gestaltetes Produkt nicht im Sinne des Gesetzgebers für den Netzzugang war – im Gegenteil, die GasNZV sieht andere marktbasierende Instrumente bereits vor, nicht jedoch TaK.

4.4.1 EnWG

Das EnWG regelt in § 16 die Systemverantwortung der Betreiber von Fernleitungsnetzen:

(1) Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems in dem jeweiligen Netz gefährdet oder gestört ist, sind Betreiber von Fernleitungsnetzen berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung durch

1. *netzbezogene Maßnahmen und*
2. *marktbezogene Maßnahmen, wie insbesondere den Einsatz von Ausgleichsleistungen, vertragliche Regelungen über eine Abschaltung und den Einsatz von Speichern,*

zu beseitigen.

(2) Lässt sich eine Gefährdung oder Störung durch Maßnahmen nach Absatz 1 nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, so sind Betreiber von Fernleitungsnetzen im Rahmen der Zusammenarbeit nach § 15 Abs. 1 berechtigt und verpflichtet, sämtliche Gaseinspeisungen, Gastransporte und Gasauspeisungen in ihren Netzen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Netze anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen.

Das heißt, laut EnWG sind netz- und marktbezogene Maßnahmen bei der Sicherstellung der Netzstabilität zu bevorzugen. Die Bereitstellung von Kapazitäten kann als Teil dieser Aufgabe gesehen werden. Zulässige Maßnahmen sind dann der Einsatz von interner Regelenergie und Netzpuffern (netzbezogene

**Effiziente Kapazitätsprodukte zur Anbindung
neuer Speicher**

Maßnahmen) sowie marktbasierende Instrumente, bei denen Netznutzer für Einschränkungen in der Nutzung des Netzes entschädigt werden, bzw. Dienstleistungen zur Netzstabilität gekauft werden (Regelenergie, Lastflusszusagen oder Kapazitätsrückkauf).

Die Unterbrechung von Netzkunden (TaK-Produkt, unterbrechbare Kapazitäten, ohne dass ein Netznutzer sich auch für eine höherwertige Kapazität entscheiden könnte) sollte eigentlich eine Maßnahme nachgelagerter Priorität sein.

4.4.2 GasNZV

Deutlicher wird diese Vorzugswürdigkeit in der GasNZV. § 9(3) GasNZV nennt explizite Maßnahmen, welche zur Erhöhung fest frei zuordenbarer Kapazitäten genutzt werden können:

(3) Führt die Berechnung der Ein- und Ausspeisekapazitäten nach Absatz 1 und 2 zu dem Ergebnis, dass sie nicht in ausreichendem Maß frei zuordenbar angeboten werden können, haben Fernleitungsnetzbetreiber wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen zu prüfen, die das Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten erhöhen. Sie haben insbesondere folgende Maßnahmen in der nachstehenden Reihenfolge zu prüfen:

- 1. vertragliche Vereinbarungen mit Dritten, die bestimmte Lastflüsse zusichern sowie geeignet und erforderlich sind, die Ausweisbarkeit frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten zu erhöhen (Lastflusszusagen); der Umfang von Lastflusszusagen ist so gering wie möglich zu halten;*
- 2. das Angebot von Ein- und Ausspeisekapazitäten, die abweichend von § 8 Absatz 2 mit bestimmten Zuordnungsaufgaben verknüpft sind; diese Vorgaben sind so gering wie möglich zu halten;*
- 3. den Ausschluss einzelner Ein- und Ausspeisepunkte von der freien Zuordenbarkeit; diese Vorgaben sind so gering wie möglich zu halten.*

§ 10(1) GasNZV verweist außerdem auf die Möglichkeit der Kapazitätserhöhung durch Kapazitätsrückkauf:

Um das verfügbare Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten über das nach § 9 Absatz 4 genehmigte Maß hinaus zu erhöhen, können die Fernleitungsnetzbetreiber Verfahren einführen, nach denen sie über die bereits ausgewiesene technische Kapazität hinaus feste frei zuordenbare kurzfristige Kapazitäten anbieten (Zusatzmenge). Sie können insbesondere feste Kapazitätsrechte von den Transportkunden zurückkaufen, soweit dies zur Aufrechterhaltung eines technisch sicheren Netzbetriebs erforderlich ist (Rückkaufverfahren). Die sichere Versorgung von Letztverbrauchern mit Gas muss bei der Anwendung von Rückkaufverfahren gewährleistet bleiben.

(Unterstreichung hinzugefügt)

Instrumente wie Lastflusszusagen und Kapazitätsrückkauf, oder auch Regelenergie (GasNZV §27), werden also explizit erwähnt – wohl eben aus dem

Grund, weil sie für effiziente Netzinvestitionen und einen effizienten Netzbetrieb deutlich bessere Anreize liefern als bei Konzeption der GasNZV nicht vorstellbare Instrumente wie TaK. In jedem Fall ist somit, bevor neue Produkte wie TaK analysiert werden, von den FNB genau zu erläutern, warum bereits in der GasNZV vorgesehene Alternativen nicht berücksichtigt werden.

Schließlich sei noch auf § 11 GasNZV zu Kapazitätsprodukten verwiesen:

(1) Fernleitungsnetzbetreiber haben Transportkunden sowohl feste als auch unterbrechbare Kapazitäten anzubieten, und zwar mindestens auf Jahres-, Monats-, Quartals- und Tagesbasis. Fernleitungsnetzbetreiber haben bei der Ausgestaltung der Kapazitätsprodukte in dem Ausmaß zusammenzuarbeiten, das erforderlich ist, um aufeinander abgestimmte Kapazitätsprodukte in möglichst großem Umfang anzubieten.

(Unterstreichung hinzugefügt)

Es gibt also einen Anspruch auf feste *und* unterbrechbare Kapazitäten in möglichst großem Umfang. Die vorherigen Analysen haben gezeigt, dass dies durch TaK faktisch nicht gegeben ist (**Abschnitt 2.2**) und dass die FNB durch TaK keine Anreize erhalten, diese Vorgabe in einem volkswirtschaftlich effizienten Umgang zu erfüllen.

TaK, was ja faktisch eine unterbrechbare Kapazität ist, kann daher nur dann in Sinne der GasNZV gewollt sein, wenn der Netznutzer zusätzlich die Wahl hat, sich für FFZK zu entscheiden. (Die volkswirtschaftlichen Vorteile dieser Wahlmöglichkeit wurden bereits in **Abschnitt 4.3.4** diskutiert.)

4.5 Fazit: Alternative Kapazitätsprodukte effizienter als TaK

Die Betrachtungen in diesem Abschnitt haben gezeigt:

- TaK setzt bezüglich relevanter Kriterien zur Beurteilung von Instrumenten zur Rationierung knapper Kapazitäten keine effizienten Anreize:
 - Der Wert der knappen Kapazitäten bzw. die Kosten von Nutzungseinschränkungen können nicht signalisiert werden;
 - Entsprechend erhalten FNBs keine Anreize, das Netz auf ein effizientes Niveau auszubauen; und
 - Die Kosten der Nutzungseinschränkungen im tatsächlichen Unterbrechungsfall zu minimieren.
- Andere, **marktbasierte Instrumente** sind **vorhanden**, volkswirtschaftlich wesentlich **effizienter** und bereits **in der GasNZV vorgesehen** – und laut dieser Eingriffen in das Netz (z.B. Unterbrechungen bei TaK) auch

Effiziente Kapazitätsprodukte zur Anbindung neuer Speicher

vorzuziehen. (Diese Instrumente werden im NEP Entwurf 2013 zu Unrecht verworfen, vergleiche **Anhang 3**.)

- Unterbrechbare Kapazitäten oder TaK sind höchstens Teil dann Teil einer marktbasierter Lösung, wenn Netznutzer die Wahl zwischen diesem Produkt und einer höherwertigen Kapazität haben: So können diese ihren Wert für Kapazitäten signalisieren und die FNBs zwischen verschiedenen Entgelthöhen und FFZK-Niveaus optimieren.
- Andere Instrumente sind zudem wesentlich effizienter bezüglich Netzbetrieb und Netzausbau:
 - der Einsatz von Regelernergie oder Lastflusszusagen zur Gewährleistung von FFZK erlaubt dem FNB zumindest eine effiziente interne Optimierung zwischen Kosten für diese Instrumente und Netzausbau, bzw. zwischen den Kosten verschiedener Anbieter dieser Systemdienstleistungen beim Netzbetrieb;
 - ein Rückkauf von Kapazitäten würde zudem den Haltern von FFZK die Möglichkeit geben, zwischen Kapazitätsnutzung und Rückgabe zu optimieren und so dem FNB die Opportunitätskosten der Einschränkung zu signalisieren; und
 - zudem sind all diese Instrumente TaK vorzuziehen, da sie nicht zwischen verschiedenen Netznutzern diskriminieren. Somit wird das volkswirtschaftlich effiziente Ergebnis herbeigeführt, bei dem das Netz so betrieben und ausgelegt wird, dass die Nutzer für ihre Zahlungsbereitschaft die geeigneten und kosteneffizientesten Transportdienstleistungen erhalten.

Kernaussage dieses Abschnitts ist dabei nicht etwa, dass Kapazitätsrückkauf alleine, nur Lastflusszusagen, oder nur Regelernergie genutzt werden sollten, um allen neuen Speichern ausschließlich FFZK anzubieten. Eine Kombination dieser vorhandenen, marktbasierter und diskriminierungsfreier Instrumente zur Gewährleistung von FFZK macht jedoch die Konzeption eines neuen Produktes mit inferiorer Effizienzwirkungen überflüssig. Unterbrechbare Kapazitäten sind vor allem auch dann ein Teil der Lösung, wenn Netznutzern eine Wahlmöglichkeit zwischen diesen und höherwertigen Produkten (FFZK) gegeben wird. Die Summe der existierenden Produkte und dieser Abwägung der Netznutzer würde den FNBs außerdem effizientere Anreize liefern, dass angemessene Netzausbauniveau herzustellen.

5 Kosten des TaK-Produktes für Speicherbetreiber und die Volkswirtschaft

Bei der Bestätigung des Szenariorahmens hat die BNetzA FNB und Speicherbetreiber zu einer Quantifizierung der volkswirtschaftlichen Nachteile für Speicherbetreiber bei einer Anbindung mit TaK im Vergleich zu FFZK aufgefordert.³⁶ Dieser Abschnitt führt eine solche Quantifizierung durch:

- **Abschnitt 5.1** beschreibt und quantifiziert Nachteile für Speicher aus **tatsächlich realisierten physischen Unterbrechungen**, wenn sie bei TaK auftreten;
- **Abschnitt 5.2** beschreibt und quantifizierte Nachteile für Speicher aus der **Option der Unterbrechung**, welche durch das Design von TaK grundsätzlich gegeben ist und die Vermarktung des Speichers restringiert;
- **Abschnitt 5.3** diskutiert potentielle weitere volkswirtschaftliche Nachteile von TaK.

Ein Vergleich dieser Kosten von TaK mit Netzausbaukosten wird in **Abschnitt 5.4** gezogen. Bei der Bewertung dieses Vergleiches ist dabei auch zu beachten, dass an dieser Stelle nur zwei „Extremszenarien“ (TaK und „vollständiger Netzausbau“) miteinander verglichen werden. Die Analysen der vorangegangenen Abschnitte haben jedoch gezeigt, dass TaK nur eine Option zur Organisation von Nutzungseinschränkungen ist. Andere Instrumente können die gleiche Aufgabe effizienter erfüllen (vergleiche **Abschnitt 4**) sodass an dieser Stelle auch qualitativ betrachtet wird, welche der o.g. Nachteile ggf. TaK spezifisch sind.

5.1 Nachteile aus tatsächlichen, physischen Unterbrechungen

Ein monetärer Nachteil für Speicherbetreiber aus dem TaK-Produkt besteht in den Kosten der tatsächlichen physischen Unterbrechungen. Außerhalb der in **Abschnitt 2.1** skizzierten Temperaturgrenzen ist Kapazität bei TaK nicht mehr fest verfügbar, sondern (in Teilen) nur noch als unterbrechbare Kapazität, welche bei entsprechender Lastsituation im Netz nicht zur Verfügung steht. Im Falle von tatsächlichen physischen Unterbrechungen von Exit-Kapazität können Mengen, welche der Speichernutzer zu diesem Zeitpunkt in den Speicher einlagern wollte, nicht mehr physisch abgenommen werden. Umgekehrt können

³⁶ Vgl. BNetzA Az. 8615-NEP Gas 2013, S. 4.

bei einer Unterbrechung der Entry-Kapazität eventuell geplante Ausspeicherungen nicht stattfinden.

Der monetäre Nachteil der tatsächlichen physischen Unterbrechung bestimmt sich dann bei unterbrochener Ausspeicherung aus der Differenz zwischen:

- den Zusatzkosten für die alternative Beschaffung der geplanten Menge (welche nun nicht mehr aus dem Speicher entnommen werden kann); und
- dem Wert des Gases, was nach der Unterbrechung im Speicher verbleibt und dann erst zu einem späteren Zeitpunkt (und bei ggf. geringeren Gaspreisen im Markt) ausgespeichert werden kann.

(Bei einer unterbrochenen Einspeicherung ergeben sich die Zusatzkosten entsprechend aus den Mehrkosten einer späteren Einspeicherung, welche dann ggf. höhere Kosten verursacht.)

Im Folgenden werden Ansatz (**Abschnitt 5.1.1**) und Ergebnisse (**Abschnitt 5.1.2**) der Quantifizierung dargestellt.

5.1.1 Methodischer Ansatz

Das Vorgehen bei dieser Analyse ist in **Anhang 1** beschrieben und wird an dieser Stelle nur kurz zusammengefasst (**Abbildung 13**):

- Basierend auf den historischen Preisentwicklungen der Speicherjahre 2006/07 bis 2011/12 werden Preisentwicklungen für das Speicherjahr 2023 ermittelt, indem die individuellen historischen Preiskurven mit konstanter absoluter Volatilität auf das Preisniveau des Jahr 2023 gemäß NEP übertragen werden – dieser Ansatz ist als konservativ zu beschreiben, da er trotz des höheren Preisniveaus nicht von einem Anstieg der absoluten Volatilität ausgeht.³⁷
- Mit einem Speichereinsatzmodell wird die optimale Fahrweise der sieben von TaK betroffenen Speicher für jede der möglichen Preispfade im Speicherjahr 2023/24 ermittelt.
- Anhand der zu den historischen Preisdaten bekannten Temperaturen wird ermittelt, welcher Anteil von Entry- und Exit-Kapazität als feste bzw. unterbrechbare Kapazität an den verschiedenen Standorten zur Verfügung steht. Mit einer Annahme zur Unterbrechungswahrscheinlichkeit wird *stochastisch bestimmt*, an welchen Tagen Kapazität unterbrochen wird. In verschiedenen Szenarien wird die Unterbrechungswahrscheinlichkeit dabei

³⁷ Das Preisniveau entstammt dabei dem Szenariorahmen des NEP 2013 für das Jahr 2023. Die relative Volatilität sinkt mit dieser Annahme bei steigendem Preisniveau sogar.

zwischen 5, 10, 15 und 20 % variiert. (Innerhalb der Szenarien wird die Unterbrechungswahrscheinlichkeit dabei nicht zwischen den Speichern variiert. Tatsächlich ist davon auszugehen, dass die Unterbrechungswahrscheinlichkeit höher für jene Speicher ist, welche sich eher am netztologischen „Rande“ der Marktgebiete befinden.)

- Die Kosten von TaK aus jeder individuellen Unterbrechung werden mit einer Annahme zu den Kosten des Gegengeschäftes bestimmt. Der kurzfristige Ankauf (Verkauf) von Gas, anstelle von Ausspeicherung (Einspeicherung), wird dabei jeweils zu den Day-Ahead-Preisen am VHP bewertet. Das Gegengeschäft zum späteren Verkauf (Ankauf) von Gas für die unterbrochene Ausspeicherung (Einspeicherung) wird bewertet mit:

- Einmal dem durchschnittlichen Day-Ahead Preis im Jahresverlauf als **optimistisches Szenario**; und
- Alternativ mit dem Preis Durchschnitt der zehn niedrigsten (höchsten) Day-Ahead-Preise im Jahresverlauf als **pessimistisches Szenario**.

Für jeden Speicher wird die Summe der Kosten über alle Unterbrechungen für ein Jahr gebildet.

- Die stochastische Bestimmung des Unterbrechungseintritts wird per Monte Carlo Simulation eintausend Mal für jede der Preiskurven (abgeleitet aus den Jahren 2006/07 bis 2011/12) wiederholt, sodass es für jeden der sieben betroffenen Speicher 6000 Ergebnisse für die Schadenshöhe durch TaK vorliegen. Dies erlaubt die Bestimmung eines Erwartungswertes und der Verteilung (unter der Annahme vollkommener Voraussicht).

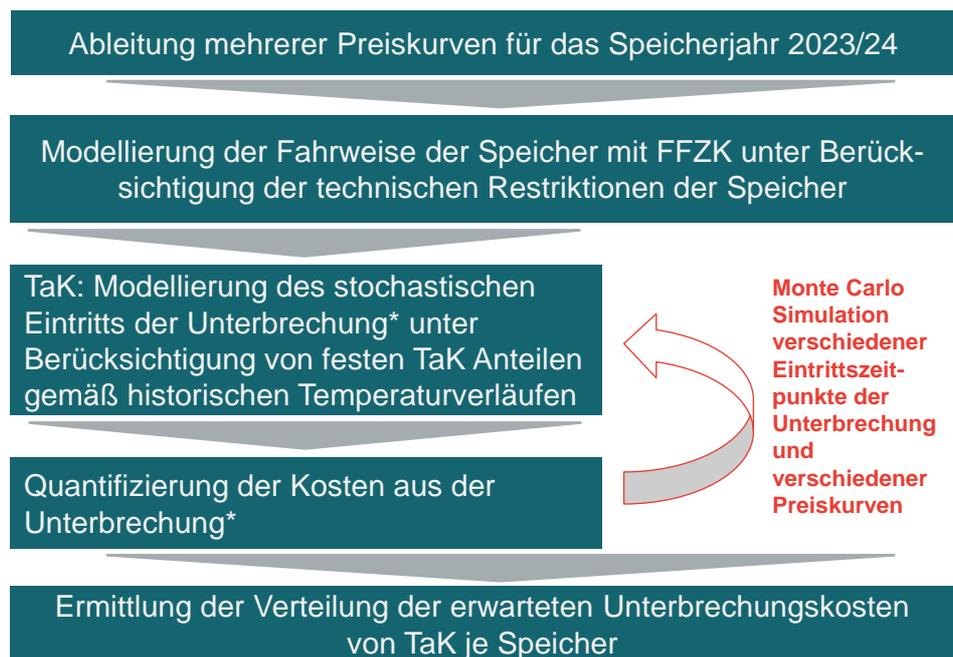
Zwei implizite Annahmen sind dabei identisch mit der Vorgehensweise in der Kosten-Nutzen-Analyse der FNB³⁸:

- Annahme hinreichender Liquidität im Day-Ahead-Markt – die Ausgleichsgeschäfte werden jeweils als Differenz zum Day-Ahead-Marktpreis bewertet, d.h. es wird angenommen, dass bei Unterbrechung einer Kapazität, welche zum Beispiel eine hohe Ausspeicherung verhindert, der Speichernutzer diese Menge jederzeit Day-Ahead beschaffen kann, ohne dass es zu Liquiditätsproblemen kommt;
- Darüber hinaus wird angenommen, dass dieser plötzliche Kauf (oder analog Verkauf) von Mengen am Day-Ahead-Markt auch nicht zu einer Preisreaktion in diesem Markt führt, d.h. jeder Speichernutzer agiert als Preisnehmer.

³⁸ NEP, 1.4.2013, Anlage 9.

Beide Annahmen sind nötig, um eine sachliche Quantifizierung des Schadens aus den tatsächlichen Unterbrechungen durchführen zu können. Sie sind jedoch in der Auswertung der folgenden Ergebnisse zu berücksichtigen. Wenn eine Unterbrechung an einem großen Speicher doch Rückwirkungen auf Preise am Day-Ahead-Markt hat, dann sind die Schäden aus den Unterbrechungen für diesen Fall ggf. deutlich höher als im Folgenden angegeben.

Abbildung 13. Vorgehen bei der Quantifizierung der Kosten der TaK Unterbrechungen



*Eintrittswahrscheinlichkeiten und die Bewertung der Kosten des Gegengeschäfts zum Ausgleich der Unterbrechung werden jeweils über Szenarien variiert

Quelle: Frontier Economics

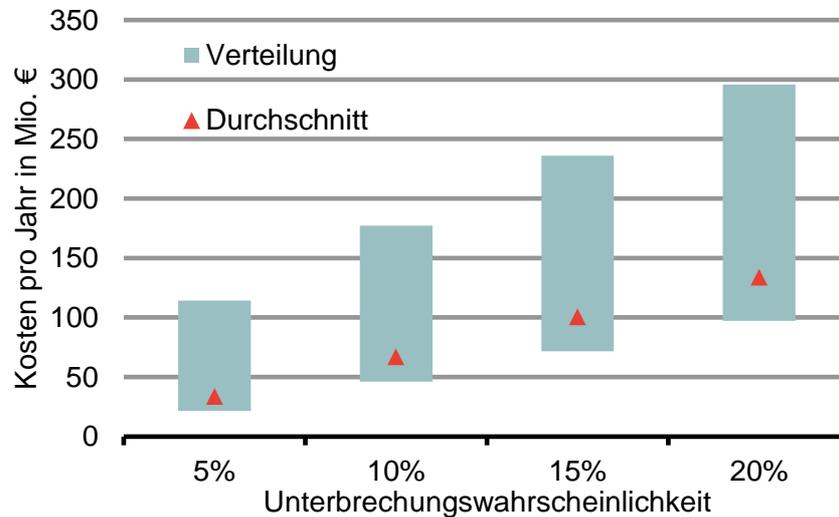
5.1.2 Ergebnisse

Schaden aus Unterbrechungen für alle von TaK betroffene Speicher

Die Verteilung der jährlichen Schadenshöhe in der Summe der 7 von TaK betroffenen Speicher ist stark von der Unterbrechungswahrscheinlichkeit abhängig. Im pessimistischen Szenario, in dem die Unterbrechungskosten relativ hoch ausfallen, steigen diese im Erwartungswert von ca. 33,5 Mio. € p.a. bei 5 % Unterbrechungswahrscheinlichkeit auf über 100 Mio. € p.a. bei 20 % Unterbrechungswahrscheinlichkeit (**Abbildung 14**). Je nach Erlössituation der Speicher wäre dann davon auszugehen, dass der Speicherbetrieb nicht einmal kurzfristig profitabel wäre und die Speicher vom Netz genommen werden würden.

Kosten des TaK-Produktes für Speicherbetreiber und die Volkswirtschaft

Abbildung 14. Jährliche Schadenskosten aus tatsächlichen Unterbrechungen bei TaK im pessimistischen Szenario in Abhängigkeit der Unterbrechungswahrscheinlichkeit

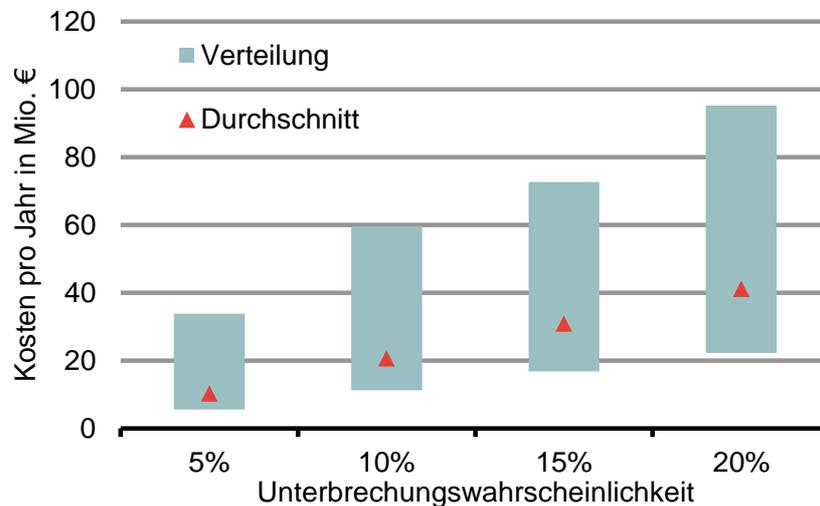


Quelle: Frontier Economics

Im Extremfall über die stochastischen Szenarien ergeben sich aber auch deutlich höhere Unterbrechungskosten. Bereits bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 5 % können diese über 100 Mio. € p.a. liegen; bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 20 % können sie mit 295 Mio. € p.a. sogar fast dreimal so hoch liegen.

Selbst im optimistischeren Szenario mit niedrigeren Schadenskosten je Unterbrechung ergeben sich Kosten pro Jahr von durchschnittlich 41 Mio. €, wenn die Unterbrechungswahrscheinlichkeit 20 % beträgt (**Abbildung 15**). Beläuft sich diese auf lediglich 5 %, dann betragen die Kosten im Schnitt nur 10,3 Mio. € p.a..

Abbildung 15. Jährliche Schadenskosten aus tatsächlichen Unterbrechungen bei TaK im optimistischen Szenario in Abhängigkeit der Unterbrechungswahrscheinlichkeit



Quelle: Frontier Economics

Bezüglich der weiteren Beurteilung stellt sich die Frage, welches der Szenarien grundsätzlich realistischer ist. Die Annahme der Durchführung des Gegengeschäfts zu durchschnittlichen Day-Ahead-Preisen (optimistisches Szenario) ist vor allem dann realistisch, wenn die Unterbrechungswahrscheinlichkeit niedrig, d.h. im Bereich von unter 10 % liegt. Liegt diese höher, werden die entsprechenden Kapazitäten ggf. so oft unterbrochen, dass es auch zu durchschnittlichen Preisen kaum noch möglich ist sicher am VHP zu agieren. Demnach wäre dann eher vom pessimistischen Szenario auszugehen. Die weiteren Analysen werden daher zunächst auf Grundlage des optimistischen Szenarios mit relativ niedrigeren Unterbrechungskosten durchgeführt. An entsprechenden Stellen werden wir jedoch darauf verweisen, dass die Kosten auch höher liegen können, vor allem wenn die Unterbrechungswahrscheinlichkeit für alle oder auch für einzelne Speicher relativ hoch sein sollte.

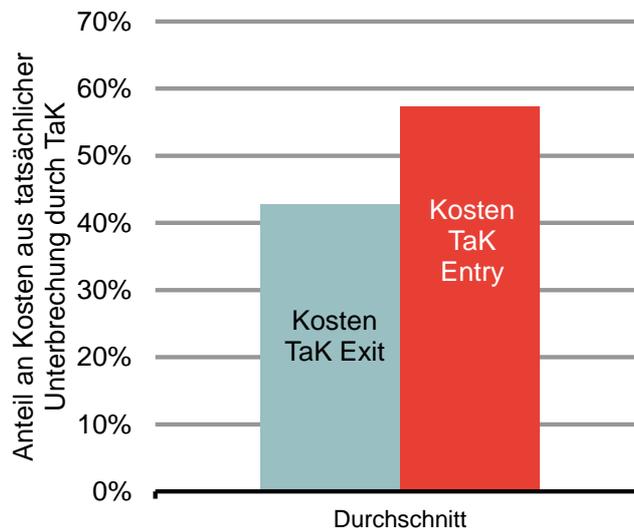
Unterschiedliche Schäden aus TaK für Entry und Exit Kapazitäten

Bei der Differenzierung der Schäden danach, ob diese durch TaK bei Netz-Entry-Kapazitäten (Ausspeicherung) oder durch TaK bei Netz-Exit (Einspeicherung) auftreten, fällt auf, dass es ein Übergewicht für die durch Entry-Unterbrechungen verursachten Kosten gibt (**Abbildung 16**).³⁹ Dies ist auch intuitiv nachvollziehbar: Es gibt gelegentlich Situationen mit Preisspitzen, an denen Speicher einen hohen Wert durch Ausspeicherung generieren – und eine

³⁹ An den Speichern wo TaK sowohl für Entry als auch für Exit Kapazität gelten soll.

Unterbrechung entsprechend hohe Kosten verursacht. Umgekehrt kommen kurze Perioden niedriger Preise, an den Speicher besonders günstig einspeichern würden, seltener vor.

Abbildung 16. Verteilung der Schadenskosten aus tatsächlichen Unterbrechungen zwischen Entry und Exit Kapazität



(für optimistisches Szenario bei 5 % Unterbrechungswahrscheinlichkeit)
Quelle: Frontier Economics

Die Aufteilung der Schäden aus Unterbrechungen zwischen Entry- und Exit-Kapazität ist vor allem daher bedeutend, als dass, wie in **Abschnitt 3.3** dargelegt, effiziente Netzinvestitionen spezifische Kosten und Nutzen berücksichtigen müssen. Da die Kosten von TaK aus Nutzungseinschränkungen für Entry-Kapazitäten höher sind, wäre für ihre Beseitigung auch ein relativ höherer Netzausbau gerechtfertigt als für TaK-Exit.

5.2 Reduzierter Optionswert des Speicher

Die im vorangegangenen Abschnitt quantifizierten Nachteile von TaK für Speicher beziehen sich lediglich auf die Unterbrechung physischer Transaktionen.

Für Speichernutzer generieren Speicher aber auch dadurch einen Wert, dass sie kommerzielle Transaktionen am Markt absichern: zum Beispiel kaufen oder verkaufen Speichernutzer Gas an den Terminmärkten Jahre im Voraus. Diese Handelsgeschäfte finden nur deshalb (in dieser Form) statt, weil im Hintergrund ein Speicher existiert: Falls es zu einer physischen Lieferung (bei Fälligkeit der Terminprodukte kommt), kommt der Speicher zum Einsatz.

**Kosten des TaK-Produktes für Speicherbetreiber
und die Volkswirtschaft**

Oft kommt es jedoch auch nicht zu einer physischen Lieferung und damit zum tatsächlichen Einsatz des Speichers. Ein hypothetisches Beispiel:

- Speichernutzer A kauft am 01.10.2013 das Produkt Sommer 2014 zu 25 €/MWh und verkauft (in gleicher Menge) das Produkt Winter 2014/15 für 30 €/MWh. Es handelt sich um ein risikoloses Geschäft, weil A über einen Speicher verfügt, in den er im Sommer Gas einlagern und im Winter ausspeichern kann, wenn es zur Fälligkeit der Produkte kommt. A realisiert einen Bruttogewinn von 5 €/MWh;
- Am 01.12.2013 hat sich der Preis für das Produkt Winter 2014/15 auf 27 €/MWh gesenkt, der Sommer 2014 notiert weiter bei 25 €/MWh. A entschließt sich, sein Geschäft rückabzuwickeln: Er verkauft den Sommer Kontrakt für 25 €/MWh und kauft das Winter Produkt für 27 €/MWh. Der Bruttogewinn aus der zweiten Transaktion beträgt - 2 €/MWh;
- Aus der Summe der beiden Transaktionen hat A einen Gewinn von 3 €/MWh erzielt. Dieser war zu jedem Zeitpunkt risikolos: Wenn sich die Preise anders entwickelt hätten, dann hätte A die zweite Transaktion nicht realisiert und das physische Geschäft mit dem Speicher abgewickelt. In diesem Fall kommt es jedoch zu keiner physischen Bewegung des Speichers, da alle Positionen wieder glatt gestellt wurden; und
- Der Speicher steht im Anschluss erneut für weitere Wertgenerierung zur Verfügung und kann zur Absicherung weiterer Geschäfte genutzt werden. Wenn der Speichernutzer die Kapazität nur einmalig vermarktet, würde er im Beispiel einen Gewinn von 5 €/MWh erzielen. Bei einer mehrfachen Vermarktung und Rückabwicklung der Speicherkapazität sind höhere Erlöse möglich. In dem hier dargestellten hypothetischen Beispiel wäre dies ein Mehrfaches der erzielten 3 €/MWh, bezogen auf das Arbeitsgasvolumen des Speichers.

Folglich wurde diese Wertgenerierung am Terminmarkt nicht in den Analysen in **Abschnitt 5.1** erfasst. Sie wäre jedoch ohne den Speicher nicht in dieser Form möglich gewesen, und sie wäre durch TaK erschwert worden:

- Ohne den Speicher wäre das skizzierte Geschäft nicht risikolos möglich gewesen, wäre also vom Speichernutzer unter Umständen nicht durchgeführt worden, da eine große offene Position im Terminmarkthandel ein großes Risiko für Unternehmen darstellt. Je nach Risikoprofil des Akteurs hätte das Geschäft eventuell gar nicht stattgefunden.

**Kosten des TaK-Produktes für Speicherbetreiber
und die Volkswirtschaft**

- Mit TaK ist aufgrund der Unterbrechbarkeit nicht mehr gewährleistet, dass der Speicher jederzeit als physische Absicherung des Handels Zugang zum Markt hat. Dies hat zwei Konsequenzen:
 - Der Speichernutzer ist, für Geschäfte die er tätigt, dem Risiko von Unterbrechungen ausgesetzt. Treten Unterbrechungen auf, entstehen Kosten. Dies entspricht dem in **Abschnitt 5.1** quantifizierten Schaden.
 - Allein das Risiko dieses Schadens, der wie **Abschnitt 5.1** gezeigt hat erheblich sein kann, wird aber dazu führen, dass der Speichernutzer seine **Aktivitäten am Terminmarkt** von vornherein **beschränkt**. Dies stellt einen **weiteren monetären Nachteil von TaK** dar und führt auch zu einer relativ geringeren Liquidität am Terminmarkt (siehe **Abschnitt 5.3**).
 - Die genaue Beschränkung hängt von der Risikoaversion des entsprechenden Speichernutzers ab. Grundsätzlich werden diese aber nur noch jene Kapazitäten am Terminmarkt vermarkten, welche ihnen mit hinreichender Sicherheit fest frei zuordenbar zur Verfügung stehen. Bei Anwendung von TaK ist diese Sicherheit aber gering, wegen der Ungewissheit darüber, an welchen Tagen und in welchem Ausmaß, die Nutzbarkeit der Netzkapazität tatsächlich gesichert ist.

Aufgrund der grundsätzlich lukrativen Erlösmöglichkeiten von Speichern, welche den Gewinn in der reinen täglichen Preisarbitrage um ein Vielfaches übersteigen können, stellen auch schon kleine Einschränkungen einen signifikanten Wertnachteil dar.

Im Folgenden werden Ansatz (**Abschnitt 5.2.1**) und Ergebnisse (**Abschnitt 5.2.2**) der Quantifizierung dargestellt.

5.2.1 Ansatz zur Quantifizierung

Wie folgt wird der Schaden aus einer entgangenen Absicherung von Terminmarktgeschäften durch mit TaK angebundene Speicher quantifiziert:

- Zunächst nutzen wir das Speichervermarktungsmodell (**Anhang 2**) um zu berechnen, welche Erlöse über den Terminmarkt mit den Speichern hätten erzielt werden können, wenn diese mit FFZK angeschlossen wären. Der Wert von Speichern kommt dann aus Preisdifferenzen an Terminmärkten, wobei Saison-, Jahres-, Monats-, und Quartalsprodukte berücksichtigt werden. Um ein realistisches Bild des Beitrags des Speichers (in Abgrenzung zum Erfolg von reinen Handelsstrategien) zu erhalten, treffen wir folgende Annahmen:
 - Die physische Kapazität darf nur einmal vermarktet werden, nicht wie theoretisch möglich mehrfach durch vielfachen An- und Verkauf der

**Kosten des TaK-Produktes für Speicherbetreiber
und die Volkswirtschaft**

gleichen Terminmarktprodukte (konservativer Ansatz, da Händler tatsächlich oft mehrfach agieren); und

- Zudem erfolgt ein An- bzw. Verkauf eines Produkts nur zum zeitgewichteten durchschnittlichen Preis des entsprechenden Produktes. D.h., wenn eine Speicherbefüllung über das Quartalsprodukt Q3 erfolgt, dann wird diese zum durchschnittlichen Preis dieses Futures bewertet, nicht zum niedrigsten Preis (an dem es theoretisch optimal gewesen wäre den Future zu beschaffen).
- Dieses Ergebnis wird einer Modellierung mit TaK gegenübergestellt. Dazu wurde aus historischen Temperaturdaten (und den entsprechenden Spezifikationen des Produktes, siehe **Abschnitt 2.1**) und einer Annahme zur Unterbrechungswahrscheinlichkeit analog zur Bewertung der Unterbrechung (**Abschnitt 5.1**) berechnet, mit welcher Wahrscheinlichkeit eine feste Kapazität unter TaK an welchem Tag des Jahres zur Verfügung steht. Genau wie für FFZK wird dann modelliert, welchen Wert der Speicher am Terminmarkt realisieren könnte, wenn nur die erwartete, fest zur Verfügung stehende Kapazität vermarktet werden würde. Die Verwendung des Erwartungswertes ist dabei eine optimistische Annahme bezüglich einer geringen Einschränkung durch TaK, da sie risikoneutrale Speichernutzer unterstellt. Tatsächlich dürften viele, gerade kleine Speichernutzer wie Stadtwerke oder unabhängige Händler risikoavers agieren und eine Kapazität nur dann vermarkten, wenn sie ihnen mit einer Sicherheit von 90 oder 95 % zur Verfügung steht.⁴⁰
- Die Differenz der beiden Berechnungen: Speicherwert am Terminmarkt mit vollständiger Vermarktung der Kapazität (FFZK) und Speicherwert am Terminmarkt der erwartet fest zur Verfügung stehenden TaK-Kapazität liefert den entgangenen Nutzen der erwarteten Einschränkung durch TaK.

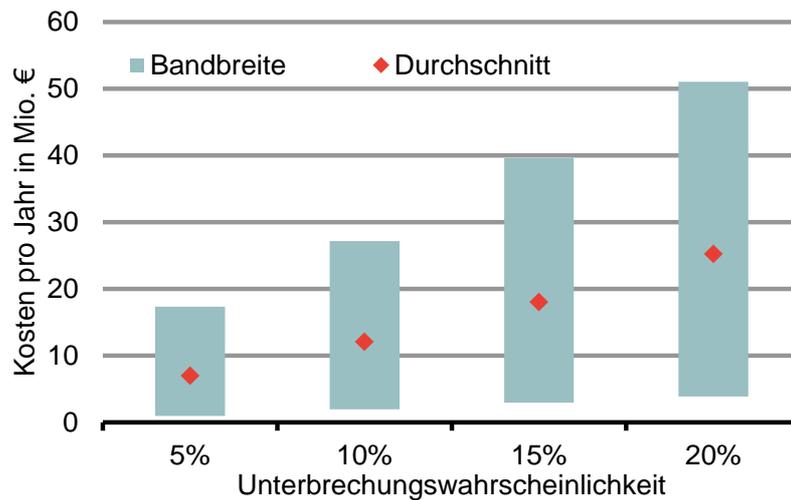
5.2.2 Ergebnisse

Die Quantifizierung zeigt, dass die Option der Unterbrechung auch einen signifikanten monetären Nachteil für Speichernutzer darstellt. Diese werden, da sie sich nicht sicher sein können, ob der Speicher in einer bestimmten Zeit Zugang zum Netz hat, ihre langfristigen Vermarktungsaktivitäten am Handelsmarkt auf die Kapazitäten reduzieren, für die sie von einer Verfügbarkeit ausgehen. Risikoneutralen Speichernutzern entsteht aus der reduzierten Vermarktung, bezogen auf die sieben von TaK betroffenen Speicher bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 5 %, im Erwartungswert ein Nachteil von

⁴⁰ Risikoneutralität geht dagegen davon aus, dass die Kapazität, welche mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 % fest zur Verfügung steht, auch vermarktet wird.

7 Mio. € p.a. (**Abbildung 17**), im Extremfall bis zu 18 Mio. € p.a. Bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 20 % steigt dieser Schaden aus der Option der Unterbrechung auf bis zu 50 Mio. € p.a.

Abbildung 17. Jährliche Schadenshöhe für alle betroffenen Speicher aus dem Risiko von Unterbrechungen



Quelle: Frontier Economics

5.3 Volkswirtschaftliche Nachteile

Über die direkten finanziellen Nachteile für die Speichernutzer (**Abschnitt 5.1** und **5.2**) hinaus entstehen durch TaK jedoch auch weitere volkswirtschaftliche Nachteile, welche nicht direkt bei den Speichernutzern anfallen, letztlich jedoch von allen Akteuren in der Erdgas Wertschöpfungskette, und damit von den Endverbrauchern, getragen werden müssen.

Diese betreffen die Bereiche:

- Wirkungen der Einschränkungen am Terminmarkt auf alle Handelsteilnehmer; und
- Versorgungssicherheit.

Einschränkungen für Speicher am Terminmarkt betreffen alle Akteure

Wie in **Abschnitt 5.2** beschrieben erhöht das Risiko einer Unterbrechung (bei TaK) das Risiko von Terminmarktgeschäften für Speichernutzer. Folglich werden sie diese Unsicherheit in ihren Handelsaktivitäten berücksichtigen, indem sie

**Kosten des TaK-Produktes für Speicherbetreiber
und die Volkswirtschaft**

- nicht alle Kapazitäten vermarkten, sondern nur jene, welche mit hinreichender Sicherheit (in Abhängigkeit der Risikoneigung) zur Verfügung stehen um diese Handelsgeschäfte abzusichern (**Abschnitt 5.2**); und
- beim Handel am Terminmarkt zusätzlich höhere Risikoprämien in ihre Aktivitäten einpreisen.⁴¹

Dieses veränderte Agieren am Terminmarkt betrifft nicht nur die Speichernutzer selbst, sondern alle an diesen Märkten tätigen Unternehmen in der Form **niedrigerer Liquidität am Terminmarkt** (im Vergleich zu einer FFZK Anbindung in der Zukunft). Speicher treten am Terminmarkt als Anbieter und Nachfrager von Kontrakten auf. Bei einer Diskriminierung neuer Speicherkapazitäten (oder teilweise auch des Bestandes) durch TaK können die Nutzer dieser Speicher nur eingeschränkt an diesem Markt agieren. Folglich sind Angebot und Nachfrage niedriger, Bid-Ask-Spreads dürften höher liegen. Der Effekt ist bei jenen Produkten besonders hoch,

- für die relativ geringe Liquidität im Markt herrscht – zum Beispiel Kontrakte welche weit vor Beginn des Lieferzeitpunkts gehandelt werden (Jahresprodukte (Y+3 oder Y+4), Saisonprodukte); und
- welche besonders gut von Speichernutzern angeboten werden können, - beispielweise Saison-, Quartals- oder Monatsprodukte.

Dies betrifft alle Handelsakteure in folgender Form:

- Ein verringertes Angebot, bzw. eine verringerte Nachfrage, reduziert (im Vergleich zu FFZK) die Möglichkeiten sich am Markt abzusichern – dies ist besonders für jene Marktteilnehmer problematisch, welche Gas vorwiegend über die Handelsmärkte beschaffen. Folglich wären davon vor allem neue Anbieter ohne etablierten Kunden- und Lieferantennetz betroffen, was negative Wettbewerbsimplikationen in Bezug auf Markteintritt haben kann.
- Darüber hinaus stärkt eine relativ verringerte Liquidität am Terminmarkt ohnehin jene Lieferanten, welche Erdgas auch aus anderen Quellen (langfristige Lieferverträge) beschaffen. Der Wettbewerbsdruck auf diese Lieferanten von Handelsmarkt nimmt relativ ab. Benachteiligt sind somit auch Endkunden (Industrie, Kraftwerke) oder Weiterverteiler (wie Stadtwerke), welche von liquiden Terminmärkten und den sich damit bietenden alternativen Beschaffungsoptionen profitieren.

⁴¹ Wenn letzteres nicht möglich ist, führt dies zu einer weiteren Reduktion der Vermarktung, welche in **Abschnitt 5.2** noch gar nicht berücksichtigt ist.

Versorgungssicherheit

Aufgrund der ineffizienten Netzausbauanreize führt TaK zu Unterinvestitionen in Netzinfrastruktur (**Abschnitt 4.2**). Folglich wird das Netz nicht soweit ausgebaut, wie dies mit effizienteren Instrumenten inzentiviert werden würde, und wie es volkswirtschaftlich optimal wäre.⁴²

Ein weniger als optimal ausgebautes Netz bedeutet auch immer einen Verlust an Versorgungssicherheit im Krisenfall, da mehr Netzkapazität *ceteris paribus* immer dazu genutzt werden kann, mehr Gas alternativ aus Speichern und/oder anderen Quellen (Nachbarländer) zu beschaffen. Mit weniger Kapazität im Netz ist dies entsprechend nur in einem geringeren Umfang möglich. Unterbrechungen an nicht-, besonders schutzbedürftige⁴³ Kundengruppen könnten eher oder in stärkerem Maße notwendig werden, ggf. sind sie sogar auf weitere, d.h. schutzbedürftige Verbrauchergruppen auszuweiten.

Dass Unterbrechungen einen volkswirtschaftlichen Schaden haben, zeigen Ereignisse aus der Vergangenheit:

- Im Januar 2009 kam es in Folge der Lieferunterbrechungen russischen Gases über die Ukraine nach Europa zu schwerwiegenden Unterbrechungen für Endkonsumenten. Beobachter sprachen von humanitären Notfällen.⁴⁴
- Im Februar 2012 konnten, aufgrund einer engen Liefersituation bei Importen aus dem Osten und einer hohen Nachfrage in Deutschland, industrielle Großkunden und systemrelevanten Kraftwerke, vor allem in Süddeutschland, teilweise nicht mehr beliefert werden.⁴⁵

Entstandene Schäden waren natürlich nicht durch TaK verursacht. Die knappe Liefersituation im Februar 2012 in Teilen Süddeutschlands hat aber gezeigt, dass lokale Versorgungsengpässe durchaus auftreten können.

⁴² Dieser Absatz weißt lediglich auf die Unterinvestition im Vergleich zum volkswirtschaftlich effizienten Niveau hin, welche durch TaK verursacht werden (**Abschnitt 4.2**). Ein weiterer Ausbau, über das effiziente Niveau hinaus (angenommen Versorgungssicherheitsaspekte sind in diesem berücksichtigt), würde ggf. die Versorgungssicherheit noch weiter erhöhen – die damit verbundenen höheren Kosten können aber auch ohne TaK nicht im Interesse der Erdgaskonsumenten sein.

⁴³ Im Sinne der EU Versorgungssicherheitsverordnung VO Nr. 994/2010 Art. 2 Abs. 1.

⁴⁴ Pirani et al. (2009), The Russo-Ukrainian gas dispute of January 2009: a comprehensive assessment. <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG27-TheRussoUkrainianGasDisputeofJanuary2009AComprehensiveAssessment-JonathanSternSimonPiraniKatjaYafimava-2009.pdf>

⁴⁵ Bundesnetzagentur (2012), Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/21012, 3. Mai 2012. Internet: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNNetzA/Presse/Berichte/2012/NetzBericht_ZustandWinter11_12pdf.pdf?__blob=publicationFile

Bei zukünftigen Lieferengpässen könnten Unterbrechungen dann höher sein als nötig, wenn durch TaK ein zu geringes Netzausbauniveau – im Vergleich zum volkswirtschaftlichen Optimum – implementiert wird (siehe **Abbildung 11**). Die aus den zusätzlichen Unterbrechungen resultierenden Kosten sind ebenfalls als Nachteil von TaK zu sehen, da sie bei einem effizienteren Netzausbauniveau vermieden werden würden. Wie hoch diese exakt sind, kann dabei an dieser Stelle nicht bestimmt werden.

Fazit weitere volkswirtschaftliche Nachteile

Es ist somit evident, dass die Nachteile von TaK nicht bei den Speichernutzern und -betreibern enden. Die Erdgasnachfrager, welche letztlich am Ende der Wertschöpfungskette stehen und von allen Nachteilen betroffen sind, leiden durch TaK außerdem unter:

- einer relativ geringeren Liquidität am Terminmarkt und relativ weniger Wettbewerb in der Gasbeschaffung; und
- höheren Versorgungssicherheitsrisiken aus dem ineffizient niedrigen Netzausbauniveau.

Keiner dieser Nachteile kann im Rahmen der vorliegenden Kostenanalyse objektiv quantifiziert werden⁴⁶, dennoch sind sie bei der Beurteilung des Produktes TaK qualitativ zu berücksichtigen.

5.4 Fazit zu quantitativen Analysen

Nicht alle Nachteile von TaK lassen sich objektiv quantifizieren. Für die quantifizierbaren Nachteile ist festzuhalten, dass diese tatsächlich höher als laut der Analyse der FNB⁴⁷ sind, zumal die von den FNB vorgelegte Analyse

- nur einen Teil der Kosten (tatsächliche Unterbrechungen, nicht aber Kosten aus dem Risiko der Unterbrechung); und
- nur für einen Teil der von TaK betroffenen Speicher (vier statt sieben)

bestimmt. Im Erwartungswert liegen die quantifizierbaren Kosten von TaK jedoch niedriger als die Kosten für vollständigen Netzausbau für FFZK. Da beide Punkte jedoch kein volkswirtschaftlich effizientes Netzausbauniveau darstellen (siehe **Abschnitt 3.4**), belegt dies nicht, dass TaK ein geeignetes Produkt ist.

⁴⁶ Der Nachteil geringerer Liquidität kann nicht bestimmt werden; Versorgungssicherheitskosten sind von vielen Parametern abhängig.

⁴⁷ NEP, Anlage 9, Gutachten PwC.

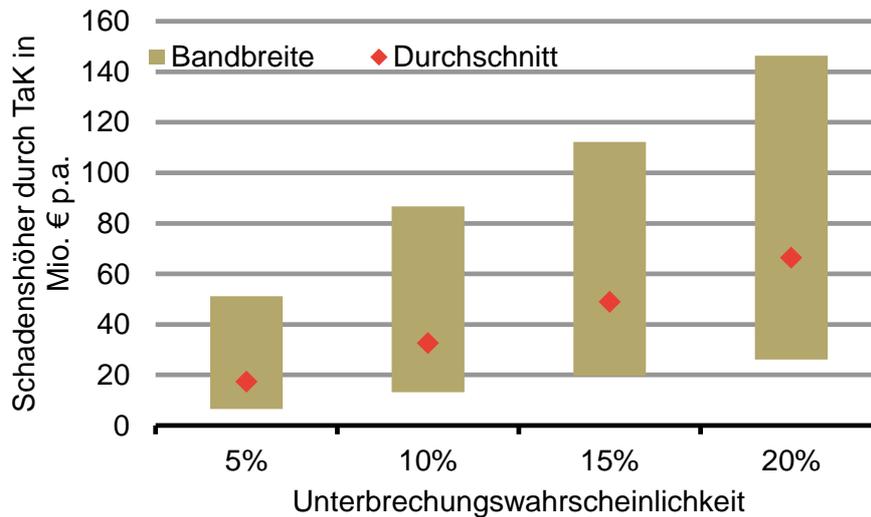
Summe der quantifizierbaren Nachteile von TaK

Quantifizierbare Nachteile ergaben sich für TaK durch

- Tatsächliche physische Unterbrechungen; und
- Einschränkungen in der langfristigen Vermarktung von Speichern durch das Risiko von Unterbrechungen.

Diese hängen jeweils stark von den Unterbrechungswahrscheinlichkeiten ab, mit denen die nicht festen Kapazitätsanteile von TaK unterbrochen werden. Bei einer konservativen Annahme von 5 % bezüglich dieser Wahrscheinlichkeit ergibt sich im Erwartungswert ein Nachteil von 17 Mio. € p.a.; bei 10 % Unterbrechungswahrscheinlichkeit liegt dieser Wert bei fast 35 Mio. € p.a.

Abbildung 18. Schadenshöhe von TaK für betroffene Speicher in Abhängigkeit der Unterbrechungswahrscheinlichkeit



Quelle: Frontier Economics

Die Netzausbaukosten für FFZK

Laut NEP 2013 betragen die annualisierten Netzausbaukosten für FFZK im Vergleich zu TaK 99,5 Mio. €. ⁴⁸ Dieser „vollständige Netzausbau“ stellt jedoch kein effizientes Niveau dar und ist daher als Benchmark ungeeignet (siehe **Abschnitt 3.3** und **4.3.6**).

⁴⁸ Gutachten PwC, Anlage 9.

Vergleich

Der Vergleich zeigt, dass die quantifizierbaren Nachteile für TaK in dem hier verwendeten Referenzfall bei Unterbrechungswahrscheinlichkeiten von bis zu 10 % geringer sind als die Kosten für „vollständigen Netzausbau“ für FFZK (**Abbildung 18**). Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Kosten für TaK durchaus deutlich höher sind wenn:

- Die Unterbrechungswahrscheinlichkeit über 10 % liegt, vor allem auch weil es dann nicht mehr so leicht möglich ist, tatsächliche Unterbrechungen durch Ausgleichsgeschäfte zum durchschnittlichen Day-Ahead Preis auszugleichen;
- Der Speichernutzer risikoavers agiert, da dann die Kosten aus dem Risiko der Unterbrechung ungleich ansteigen; und
- Die hier nicht objektiv zu erfassenden volkswirtschaftlichen Nachteile für Gasverbraucher (nicht nur Speichernutzer) berücksichtigt werden (**vgl. Abschnitt 5.3**).

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass TaK auch nicht als volkswirtschaftlich effizient beschrieben werden kann. Der hier dargestellte Vergleich betrifft nur die Extrempunkte minimaler Netzausbau und TaK und „vollständiger Netzausbau“:

- Das volkswirtschaftlich effiziente Netzausbauniveau liegt zwischen diesen Extremen, mit folglich niedrigeren Gesamtkosten (**Abschnitt 3.3**); und
- Es gibt effizientere Instrumente als TaK, ein geringes Netzausbauniveau zu verwalten (**Abschnitt 4.5**).

Vergleich mit anderen Optionen

In **Abschnitt 4.3** dieses Gutachtens wurden zudem existierende Optionen und Instrumente vorgestellt, welche effizienter geeignet sind, als

- TaK und
- „vollständiger Netzausbau“ für FFZK

um Restriktionen im Netz zu bewirtschaften.

Bei einer quantitativen Beurteilung dieser Optionen ist neben den genannten Vorteilen bezüglich Informationstransparenz und Anreizwirkungen festzuhalten, dass zusätzlich ein Teil der Kosten von Nutzungseinschränkungen vermieden werden kann:

- Bei gegebenem Netzausbauniveau kommt es faktisch auch bei diesen Instrumenten zu Nutzungseinschränkungen, zum Beispiel in der Form, dass

Kosten des TaK-Produktes für Speicherbetreiber und die Volkswirtschaft

Kapazitätsnutzer diese Kapazität zurück an den FNB verkaufen, oder Regelenergie oder andere Systemdienstleistungen anbieten. Jedoch findet je nach Instrument eine Optimierung der Kosten der Nutzungseinschränkungen statt: Wenn andere Netznutzer geringere Opportunitätskosten der Netznutzung haben, dann wird der FNB eher von diesen die Kapazität zurückkaufen. Die Kosten des Schadens der tatsächlichen Unterbrechungen können als höchstens so hoch sein wie in **Abschnitt 5.1** quantifiziert, sehr wahrscheinlich sind sie niedriger. (Das sie je nach Instrument ggf. beim FNB anfallen ist aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht erheblich.)

- Kosten für das Risiko der Unterbrechung (**Abschnitt 5.2**) fallen bei den anderen Optionen nicht an.⁴⁹ Diese sind alleine eine Konsequenz der Unsicherheit unter TaK. Sie fallen nicht an, wenn der Nutzer über die Kapazität zunächst frei verfügen kann, und diese höchstens aus interner kommerzieller Abwägung letztlich über marktbasierende Instrumente wieder zur Systemstabilisierung zur Verfügung stellt. Somit sind die volkswirtschaftlichen Kosten, wenn diese Instrumente statt TaK verwendet werden, mindestens 7 Mio. € p.a. niedriger (bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 10 % sogar 12 Mio. € p.a. niedriger).

Allein die Existenz von Instrumenten, welche den gleichen Nutzen wie TaK („vermiedener“ Netzausbau) zu geringeren volkswirtschaftlichen Kosten ermöglichen, zeigt, dass TaK ökonomisch nicht effizient sein kann.

⁴⁹ Außer ein Nutzer entscheidet sich frei für unterbrechbare statt höherwertige Kapazitäten.

6 Schlussfolgerungen

Beurteilung TaK

Bezüglich TaK erlauben die Analysen dieses Gutachtens folgende Schlussfolgerungen:

- **TaK entspricht faktisch unterbrechbarer Kapazität** - TaK als neues Produkt ist faktisch kaum höherwertig als unterbrechbare Kapazitäten.
- **TaK schafft weder die notwendige Informationstransparenz noch erlaubt es notwendige Netzausbauanreize** - Neue Speicher nur mit TaK anzuschließen ist ökonomisch nicht sinnvoll, da TaK Transparenz weder bezüglich der Wertigkeit von Kapazitäten, noch bezüglich des Schadens aus Nutzungsunterbrechungen bei Netznutzern, schafft.
- **TaK ohne Netzausbau ist auch nicht die kostengünstigste Lösung** - Die Kosten von TaK sind zwar im Erwartungswert geringer als die Kosten von vollständigem Netzausbau. Die Rechenvariante im NEP für FFZK ist allerdings ein extremes und volkswirtschaftlich nicht sinnvolles Analyseszenario. Es ist von vornherein klar, dass es nie volkswirtschaftlich optimal sein kann eine Infrastruktur bis zur Vermeidung jedweden Engpasses auszubauen. Diese Binsenweisheit gilt für Gasnetze ebenso wie für Telekommunikationsnetze, Autobahnen etc. Selbst in diesem Vergleich ist aber zu berücksichtigen, dass das Risiko signifikanter wirtschaftlicher Schäden für Speichernutzer und die Volkswirtschaft durch TaK besteht (nur im Erwartungswert und bei niedrigen Unterbrechungswahrscheinlichkeiten sind die Schadenskosten bei Anwendung von TaK geringer als die Kosten von Netzausbau im Vergleichsszenario).
- **TaK ist weniger effizient als alternative und per Verordnung vorgesehene Maßnahmen** - Die Nutzung von TaK als Kapazitätsprodukt ist aber auch gerade deshalb nicht sinnvoll, weil es bestehende, marktbasierende und in der Gesetzgebung vorgesehene Instrumente und Optionen gibt, welche das vermeintliche effiziente Ziel, die Vermeidung von Netzinvestitionen, ebenso erreichen (falls dies effizient ist). Darüber hinaus setzen diese Optionen und Instrumente jedoch bessere Anreize für Informationstransparenz sowie effizienten Netzausbau und Netzbetrieb.

Alternative Optionen

Für die Anbindung neuer Speicher/Erweiterungen bestehender Speicher wäre daher zum Beispiel folgendes Modell ökonomisch sinnvoller als TaK:

- Zunächst sind - wie in der GasNZV verlangt - **feste und unterbrechbare Kapazitäten anzubieten**. Sollten sich Netznutzer aufgrund geringerer Netzentgelte freiwillig (kein Zwang wie bei TaK) für minderwertige unterbrechbare Kapazitäten entscheiden, so ist dies ökonomisch effizient.
- Gibt es eine Nachfrage nach FFZK, so hat der FNB eine Reihe von **zu kombinierenden, effizienten, marktbasieren Optionen, FFZK bereitzustellen** (vollständiger Netzausbau ist eben nicht wie im NEP unterstellt die einzige Option):
 - **Kapazitätsrückkauf** und der Einsatz von (lokaler) **Regelenergie** können durch FFZK verursachte Engpässe auflösen.
 - **Lastflusszusagen** können eingesetzt werden, um an Netzknoten, an denen mit einem hohen Bedarf an Regelenergie oder Kapazitätsrückkauf zu rechnen ist, eine langfristige Beschaffung dieses Bedarfs zu optimieren (wie dies auch schon nach der Zusammenlegung der Marktgebiete teilweise der Falle war).
 - Eine Kombination von Kapazitätsrückkauf und Regelenergieeinsatz kann dabei eine ähnliche Wirkung entfalten wie Redispatch in Stromnetzen.
- Letztlich wird wahrscheinlich auch zusätzlicher Netzausbau ein Teil der Lösung zur effizienten Speicheranbindung sein. In Abwägung der Kosten und Nutzen der verschiedenen Optionen, der Zahlungsbereitschaften für Kapazitäten und der Schäden durch Nutzungseinschränkungen – welche durch das oben dargestellte Modell von den Marktakteuren signalisiert werden – wird der FNB dabei aber eben gerade das gewünschte und **volkswirtschaftlich effiziente Netzausbauniveau** realisieren.

Eine Implementierung eines solchen effizienten Modells verlangt dabei auch, dass dies bei der Ausgestaltung der Anreizregulierung berücksichtigt wird. Besonders die FNB können sich nur dann effizient verhalten, wenn die Kosten der verschiedenen Optionen diskriminierungsfrei gegeneinander abgewogen (keine Benachteiligung bestimmter Kosten bei der Anrechenbarkeit) und effizient (d.h. verursachungsgerecht) auf die Netznutzer umgelegt werden können.

Schlussfolgerungen

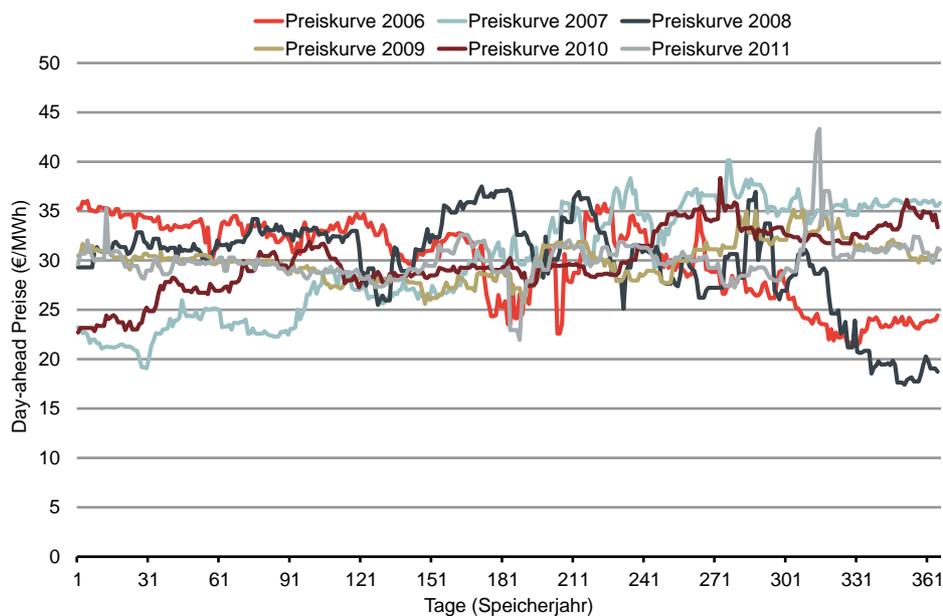
Anhang 1: Berechnung der Kosten einer tatsächlichen, physischen Unterbrechung

Zur Berechnung der Kosten einer tatsächlichen, physischen Unterbrechung verwenden wir nachfolgend beschriebene Methodik.

Ableitung der Preiskurve

Basierend auf der historischen Preisentwicklung der Speicherjahre 2006/2007 bis 2011/2012 leiten wir sechs mögliche Preisentwicklungen des im NEP betrachteten Jahres 2023 ab. Diese werden, unter der Annahme konstanter absoluter Volatilität, auf (im Durchschnitt) das Preisniveau des Jahres 2023 gemäß den Annahmen der Gutachter der FNB⁵⁰ verschoben (**Abbildung 19**).

Abbildung 19. Der Analyse zugrundeliegende Preiskurven



Quelle: Frontier Economics

Auch wenn einzelne Preisverläufe historisch eine insgesamt steigende oder fallende Tendenz (im Jahresverlauf) hatten (**Abbildung 19**), gleichen sich diese über die sechs betrachteten Kurven vollständig aus und führen zu keinen Verzerrungen (da die Ergebnisse immer nur gemeinsam ausgewertet werden).

⁵⁰ PwC Gutachten, vgl. NEP Entwurf 2013 vom 1. April 2013, Anlage 9, Seite 12..

Modellierung der optimalen Speicherfahrweise

Anschließend modellieren wir mit einem Speichereinsatzmodell die optimale Fahrweise der sieben von TaK betroffenen Speicher für jeden der betrachteten Preispfade. Eine detaillierte Beschreibung des Speichereinsatzmodells gibt **Anhang 2**.

Modellierung der stochastischen Unterbrechung

- Auf Basis der zu den historischen Preisverläufen bekannten Temperaturkurven für die Standorte „Nord“ und „Süd“ wird gemäß der im Szenariorahmen vorgesehenen Temperaturgrenzen (siehe **Abschnitt 2.1**) der Anteil an Entry- und Exit-Kapazität berechnet, der zum jeweiligen Zeitpunkt am jeweiligen Standort als fest oder unterbrechbar zur Verfügung steht. (Eine Auswertung der berechneten Verfügbarkeit fester Kapazitätsanteile des TaK-Produktes befindet sich in **Abschnitt 2.2**.)
- Der Eintritt einer tatsächlichen physischen Unterbrechung wird durch eine Monte-Carlo-Simulation verschiedener Eintrittszeitpunkte bestimmt. Diesen Schritt führen wir unter Zugrundelegung verschiedener Unterbrechungswahrscheinlichkeiten für die sechs möglichen Preis- und Temperaturpfade mit jeweils 1000 Wiederholungen durch.
 - Untersucht wurden die Unterbrechungswahrscheinlichkeiten 5, 10, 15 und 20%.

So kann für jeden Speicher auf Basis der 6000 Datenpunkte eine Verteilung der Unterbrechungskosten für jedes Unterbrechungswahrscheinlichkeits-szenario abgeleitet werden.

Quantifizierung der Kosten einer Unterbrechung

- Die Kosten einer TaK-Unterbrechung werden durch den Preis des Gegengeschäfts determiniert, das der Speicherbetreiber zur Erfüllung der eingetretenen Verpflichtung eingehen muss.
 - Bei einer **unterbrochenen Ausspeicherung** muss die Menge an einem späteren Zeitpunkt ausgespeichert werden.
 - Bei einer **unterbrochenen Einspeicherung** muss die entsprechende Menge an einem späteren Zeitpunkt eingespeichert werden.

Die Differenz aus Day-Ahead-Preis und dem Preis des Gegengeschäfts, multipliziert mit der Menge der unterbrochenen Ein-/Ausspeicherung ergibt die Kosten des TaK-Produktes aus tatsächlichen Unterbrechungen.

- Die Berechnung der Kosten erfolgt für zwei Szenarien:

Anhang 1: Berechnung der Kosten einer tatsächlichen, physischen Unterbrechung

$P_i^{Gegengeschäft}$: Preis des Gegengeschäfts am Tag i im jeweiligen Modelljahr

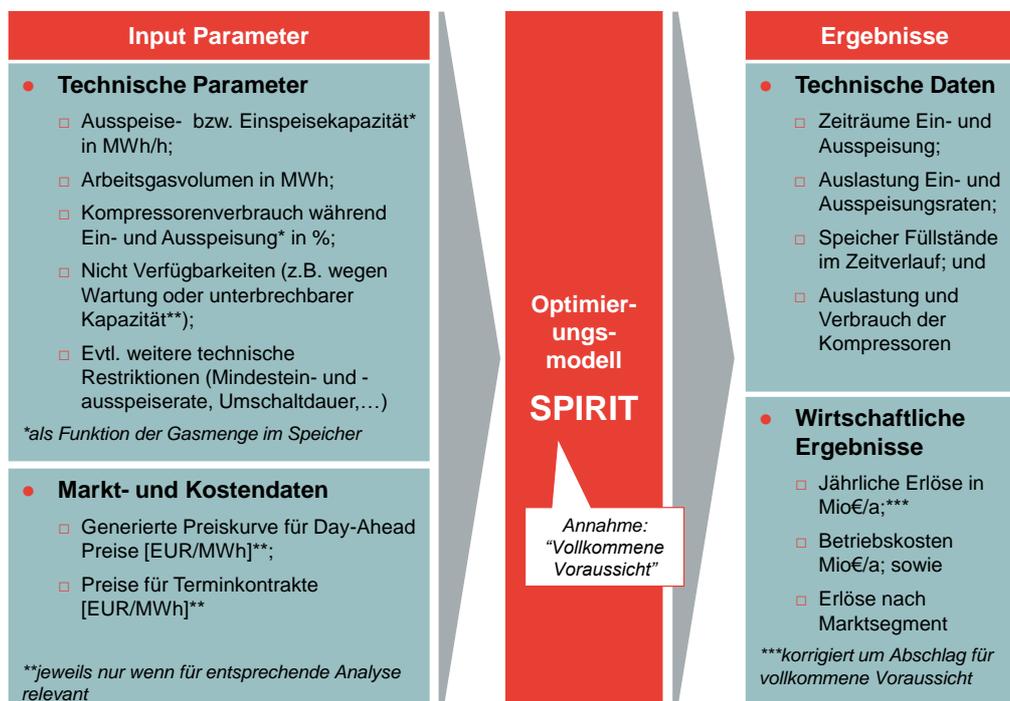
- In beiden Szenarien werden die Kosten um einen Abschlag für perfekte Voraussicht korrigiert. Dieser beträgt von 30 % und ergibt sich aus Erfahrungswerten aus der Bewertung von Speicher Assets mit der hier verwendeten Modellogik (**Anhang 2**) und insbesondere dabei aus dem Abgleich der Erlöse bei der bestimmten optimalen Fahrweise mit tatsächlichen Erlösen, welche von Speichernutzer beim Einsatz von Gasspeichern erzielt werden.

In Abhängigkeit der Unterbrechungswahrscheinlichkeit (5%, 10%, 15% oder 20%) ergibt sich so eine Verteilung aus den 6000 möglichen Realisationen für jeden Speicher. Dies erlaubt die Bestimmung des Erwartungswertes der TaK-Kosten in Abhängigkeit der zugrundeliegenden Unterbrechungswahrscheinlichkeit.

Anhang 2: Beschreibung des Speicher-Optimierungsmodells

Das Speichereinsatzmodell SPIRIT berücksichtigt wesentliche technische und ökonomische Randbedingungen des täglichen Speichereinsatzes und optimiert die Fahrweise eines Speichers über ein Jahr. **Abbildung 20** zeigt die wesentlichen Eingabe- und Ausgabegrößen für die Simulation eines Erdgasspeichers.

Abbildung 20. Das Speichereinsatzmodell SPIRIT



Quelle: Frontier Economics

Die Methodik des Modells stellt sich wie folgt dar:

Optimierungshorizont und Optimierungskalkül

Das Modell maximiert den Erlös eines Speichers über ein Jahr, wobei Erlöse in verschiedenen Marktsegmenten erzielt werden können.

Day-Ahead-Markt

Hierbei gehen wir von täglichen Handelsaktivitäten sowie „perfect foresight“ aus. Wir nehmen an, dass der Speicher durch den An- oder Verkauf von Erdgas am Handelspunkt den Marktpreis nicht beeinflusst, da er im Vergleich zum Gesamtmarkt eher kleine Gebote plazierte („Preisnehmer“). (Der Intraday-Markt

wird analog behandelt; im Rahmen der vorliegenden Analyse jedoch nicht betrachtet).

Terminmarkt

Bei einer Berücksichtigung von Terminmarktprodukten wird es dem Modell außerdem ermöglicht, Gas für einen Zeitraum nicht nur Day-Ahead sondern auch im Voraus am Terminmarkt zu den entsprechenden Preisen zu kaufen bzw. verkaufen. Die gleiche Menge muss dann auch an jedem Tag der Laufzeit des Produktes (Monat, Quartal, oder Saison) mindestens ein- bzw. ausgespeichert werden. (Zusätzliche weitere Ein- bzw. Verkäufe am Day-Ahead-Markt oder mit jeweils anderen Terminprodukten sind darüber hinaus auch möglich.) In den vorliegenden Analysen wird der Terminmarkt nicht gemeinsam mit dem Spotmarkt betrachtet, sondern nur separat.

Technische Restriktionen

Wir berücksichtigen wesentliche technische Nebenbedingungen für den Speicherbetrieb der sieben von TaK betroffenen Speicher:

- Maximale Ein- und Ausspeicherraten entstammen dabei dem NEP Entwurf;
- Informationen zum Arbeitsgasvolumen wurden von den Webseiten der Betreiber der jeweiligen Speicher und Pressemitteilungen entnommen;
- für Ein- und Ausspeicherprofile (abnehmende Raten in Abhängigkeit des Füllstandes) wurden stilisierte Profilkurven in Abhängigkeit des Speichertyps verwendet.⁵¹

Marktdaten

Die historischen Marktdaten (auf deren Basis die möglichen Preiskurven für 2023 generiert wurden) stammen aus folgenden Quellen:

- Day-Ahead-Preise und Future-Preise
 - Bis 31.03.2009: Daten für den Handel am TTF Handelspunkt in den Niederlanden (Quelle: Energate/Spectron); sowie
 - Ab 01.04.2009: Daten für den Handel am NCG Handelspunkt im NCG Marktgebiet (Quelle: Energate/Spectron).

⁵¹ Vgl. auch Lochner (2012), *The Economics of Natural Gas Infrastructure Investments*, Schriftenreihe des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 69.

Kosten

Für den Speichereinsatz berücksichtigen wir nur die kurzfristig variablen Kosten der Ein- und Ausspeicherung. Diese resultieren aus dem Gaseigenverbrauch der Kompressoren bei Ein- und Ausspeicherung, welchen wir auf 1,75 % des eingespeicherten Gases schätzen. (Dies ist ein Durchschnittswert, da der Eigenverbrauch in Abhängigkeit des Speicherfüllstandes variiert.)

Frontier Economics Limited in Europe is a member of the Frontier Economics network, which consists of separate companies based in Europe (Brussels, Cologne, London & Madrid) and Australia (Melbourne & Sydney). The companies are independently owned, and legal commitments entered into by any one company do not impose any obligations on other companies in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Limited.

FRONTIER ECONOMICS EUROPE

BRUSSELS | COLOGNE | LONDON | MADRID

Frontier Economics Ltd 71 High Holborn London WC1V 6DA

Tel. +44 (0)20 7031 7000 Fax. +44 (0)20 7031 7001 www.frontier-economics.com