



EFET Deutschland
Verband Deutscher Energiehändler e.V.
Schiffbauerdamm 40
10117 Berlin
Tel: +49 30 2655 78 24
Fax: +49 30 2655 78 25
www.efet-d.org
de@efet.org

EFET Deutschland, Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
- Beschlusskammer 9 -
Tulpenfeld 4
53113 Bonn**

Per E-Mail an: nctar.bk9@bnetza.de

17.12.2018

Stellungnahme von EFET Deutschland zur Konsultation zu den Festlegungen BK9-18/607 („AMELIE“), BK9-18/608 („BEATE 2.0“), BK9-18/610-NCG („REGENT-NCG“), BK9-18/611-GP („REGENT-Gaspool“), BK9-18/612 („MARGIT“)

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Möglichkeit, im Rahmen dieser Konsultation Stellung zu nehmen. Wir hatten im Rahmen der Vorkonsultation bereits am 18.06.2018 (zu [REGENT](#)) und 16.07.2018 (zu [MARGIT und BEATE 2.0](#)) detailliert Stellung genommen und diese Stellungnahmen in der Anlage beigefügt. Neben den Anmerkungen zu den vorgenommenen Änderungen im Vergleich zur Vorkonsultation sind auch in unseren internen Diskussionen noch einige Punkte aufgekommen, die wir Ihnen hiermit übermitteln möchten.

I. Allgemein

Die einzelnen Anmerkungen sind nachfolgend aufgeführt. Hervorheben möchten wir hier die Rabattierung der Speicherpunkte, die wir ausdrücklich begrüßen (**Punkt 4**) sowie die Befreiung der Marktraumumstellungsumlage für Grenzübergangspunkte (**Punkt 5**), die jedoch auch für Speicherpunkte entfallen sollte (**Punkt 6**). Kritisch sehen wir die Erhöhung des Multiplikators für untertägige Produkte von ursprünglich 1,5 auf nun vorgeschlagene 2,0 (**Punkt 8**). Um kurzfristige marktbasierete Flexibilität bereitstellen zu können und Liquidität im Kurzfristbereich zu generieren, ist es unabdingbar, Speicherpunkte zu entlasten und Multiplikatoren für Kurzfristprodukte nicht weiter zu erhöhen.

Wir begrüßen den mehrstufigen Konsultationsprozess der Bundesnetzagentur. Durch die intensiven Diskussionen im Rahmen der Vorkonsultationen konnten nun die Vorschläge wesentlich vertiefter analysiert und diskutiert werden, als es sonst der Fall gewesen wäre.

EFET Deutschland bedankt sich ausdrücklich für die Initiative der Bundesnetzagentur, die Konsultationsdokumente auch auf Englisch zu veröffentlichen. Die zweisprachigen Dokumente ermöglichen vor allem die Teilnahme der

vielen ausländischen Teilnehmer des deutschen Gasmarktes am Konsultationsprozess. Wünschenswert wäre, die endgültigen Festlegungen und ggfs. späteren Informationsveranstaltungen ebenfalls zweisprachig zu gestalten.

Ebenfalls begrüßen wir das von der Bundesnetzagentur veröffentlichte Übersichtsdokument, in dem die Festlegungsverfahren beschrieben sind. Solch eine Übersicht entspricht dem Wunsch der Branche.

II. Im Einzelnen: Anmerkungen zu den Festlegungen BK9-18/607 („AMELIE“), BK9-18/608 („BEATE 2.0“), BK9-18/610-NCG („REGENT-NCG“), BK9-18/611-GP („REGENT-Gaspool“), BK9-18/612 („MARGIT“)

1. Eine „Briefmarke“ pro Marktgebiet ist sinnvoll (betrifft REGENT-NCG/GP)

Wir begrüßen, dass in Zukunft die Netzentgelte auf Fernleitungsnetzebene pro Marktgebiet in einer einheitlichen Berechnungsmethodik ermittelt werden. Unterschiede zwischen den Entgelten der Netzbetreiber sind nämlich weniger Ausdruck von Wettbewerb oder unterschiedlicher Effizienz, als vielmehr ein Ausdruck unterschiedlicher Strukturen der Netzbetreiber (z.B. wie viele buchbare Punkte vorliegen, wie groß das Netz ist). Wir erwarten Effizienzsteigerungen der Netze nicht als ein Ergebnis von Wettbewerb zwischen Fernleitungsnetzbetreibern, sondern als ein Ergebnis guter Regulierung durch die Bundesnetzagentur. Darüber hinaus stellt sich ohnehin die Frage, inwiefern Netznutzer auf der Exit-Seite die Möglichkeit haben, auf solchen Wettbewerb zu reagieren, oder ob Standortentscheidungen von Industriekunden, Haushalten oder Kraftwerken nicht vielmehr von anderen Faktoren bestimmt sind. Eine einheitliche Referenzpreismethode verringert die Komplexität aus der Perspektive der Marktteilnehmer und sollte zu geringerer Volatilität von Netzentgelten an einzelnen Punkten führen, da ein einziger Erlöstopf träger auf Veränderungen reagieren sollte.

EFET hält die „Briefmarkenentgelte“ weiterhin für sachgerecht. In dem von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Briefmarkensystem ist der Referenzpreis an jedem Punkt identisch. Der Zugang in das Marktgebiet wird dann unabhängig vom Netzbetreiber an jedem Punkt gleich bepreist. Eine geografische Lenkungswirkung geht von dem Netzentgelt dann nicht mehr aus. Das Briefmarkensystem ist besonders dann sinnvoll, wenn das Gasnetz vermascht und weniger durch unidirektionale Flüsse geprägt ist. Aus Netznutzersicht ist das vermutlich der am wenigsten komplexe Ansatz.

Bereits im Kontext von HoKoWä hatten wir daher Pläne unterstützt, die Briefmarke auf der Entry-Seite einzuführen. Darüber hinaus forderten viele unserer Mitglieder die Briefmarke schon damals auch auf der Exit-Seite, was aber bei HoKoWä noch nicht vorgesehen war. Obwohl die Mehrzahl unserer Mitglieder einen solchen Schritt auch auf der Exit-Seite begrüßen würde, weisen einzelne Mitgliedsunternehmen darauf hin, dass damit Transitflüsse möglicherweise neuen Belastungen ausgesetzt sein könnten.

2. Entry-/Exit-Split beibehalten oder stärker differenzieren (betrifft REGENT-NCG/GP Nr. 1, Rz. 12-14)

Auf Grundlage der eingegangenen Stellungnahmen möchte EFET erneut darauf hinweisen, dass der vorliegende prognostizierte Entry-/Exit-Split einen sinnvollen Rahmen darstellt. Eine weitere Entlastung der Entry-Seite wäre aus Sicht von EFET sinnvoll, um Gasmengen in den deutschen Gasmarkt anzuziehen. Eine höhere Belastung der Entry-Seite, wie sie von manchen Marktparteien vorgeschlagen wird, wird von EFET abgelehnt.

3. Keine abschließende Bewertung des Vorschlags von Frontier Economics

Im Workshop am 7.11.2018 wurde von vier Fernleitungsnetzbetreibern ein alternatives Modell des Briefmarkenentgelts in die Diskussion eingebracht. Es führt zu vier unterschiedlichen Briefmarken je Marktgebiet, die sich je nach Netzpunkttyp unterscheiden. Hintergrund für diesen Vorschlag war die Sorge der vortragenden Fernleitungsnetzbetreiber über mögliche zurückgehende Transite bei steigenden Transportentgelten auf den Transitstrecken und dem damit verbundenen Mengenrisiko. Im Nachgang veröffentlichte die Bundesnetzagentur indikative Entgelte, die im Vergleich zur einheitlichen REGENT-Briefmarke gesetzt wurden. Die Bundesnetzagentur wies ausdrücklich auf die Vorbehalte zu den indikativen Tarifen hin, bat jedoch im Workshop ausdrücklich um Stellungnahme zum alternativen Briefmarkenmodell.

Grundsätzlich begrüßen wir es, dass die Bundesnetzagentur bei den Tariffestlegungen die Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Handel ausdrücklich berücksichtigen möchte. Eine abschließende Bewertung des von Frontier Economics entwickelten alternativen Modells ist uns aufgrund der fehlenden Datengrundlagen derzeit jedoch nicht möglich. Wir möchten jedoch die Gelegenheit nutzen, die einzelnen Effekte einer einheitlichen vs. einer netztypenspezifischen Briefmarke rein qualitativ gegenüberzustellen:

- EFET begrüßt das Briefmarkenentgelt (siehe Punkt 1 dieser Stellungnahme) und befürwortet eine Entlastung der Entry-Punkte (Punkt 2). Niedrigere Entgelte an Entry-Punkten erzeugen Anreize für Lieferungen von zusätzlichen Gasmengen in den deutschen Markt, die die Liquidität und den Wettbewerb steigern können. Es wäre damit zu rechnen, dass die Preise für das Commodity Gas auf dem Großhandelsmarkt sinken würden. Davon könnten auch Endverbraucher profitieren, die nach dem von Frontier Economics entwickelten alternativen Modell zunächst durch die netzpunkttypische Briefmarke im Netzentgelt höher belastet würden. Die indikativen Entgelte gehen in diese Richtung – auch wenn es starke Unterschiede zwischen Gaspool und NCG gibt. Zu berücksichtigen ist hier außerdem noch der Anpassungsfaktor. Es ist hierbei klarzustellen, ob es getrennte Anpassungsfaktoren je Topf geben wird und, falls ja, wie sich diese auf die Briefmarken auswirken würden.
- Triebfeder des Vorschlags ist die Sorge der Reduktion von Transitmengen durch das einheitliche Briefmarkenentgelt und damit einer weniger ausgelasteten Gasinfrastruktur. Die Bundesnetzagentur möchte hierzu ein jährliches Monitoring einführen. Eine Bewertung dieser Preiselastizität der Transite ist uns nicht möglich. Gleichzeitig muss auch die Nachfrageelastizität auf der deutschen Nachfrageseite betrachtet werden, die sich mit der netzpunkttypspezifischen Briefmarke verteuert. Für eine Bewertung dieser beiden Effekte fehlen uns verlässliche Daten. Unabhängig von der final festgelegten Referenzpreismethode erachten wir diese Analysen als zwingend erforderlich.
- Es könnte argumentiert werden, dass die netzpunkttypspezifische Briefmarke die Kosten einzelner Fernleitungsdienstleistungen besser widerspiegelt. Allerdings könnte es in Einzelfällen auch zu gegenteiligen Effekten kommen. Eine verursachungsgerechte Kostenallokation erscheint im Entry-Exit-System jedoch unabhängig vom gewählten Entgeltmodell grundsätzlich schwer.
- Ein weiteres Argument könnte sein, dass eine einheitliche Briefmarke im Gegensatz zur netztypenspezifischen Briefmarke den Vorteil besitzt, dass sie ein sehr großes Portfolio umfasst und somit träger auf Änderungen in der Kostenbasis reagiert. Damit werden die Transportentgelte im Gasbereich nicht nur wie im Strombereich auf Fernleitungsebene deutschlandweit einheitlich, sondern auch besser von den Marktteilnehmern vorhersagbar.

Entscheidend für uns ist die tatsächliche Entlastung der Entry-Seite, die Vermeidung negativer Auswirkungen auf der Speicherseite sowie die Rechtssicherheit. Eine Rückabwicklung oder kurzfristige Änderungen des Tarifmodells aufgrund eines Rechtsstreits wären nicht wünschenswert. Daher wäre es für uns wichtig, dass diese Risiken der Festlegung von vornherein minimiert werden.

4. Unterstützung der höheren Rabatte für Speicherpunkte (betrifft REGENT-NCG/GP Nr. 2, Rz. 23/24)

Die Rabattierung von Entgelten an Speicheranschlusspunkten analog der Vorkonsultation in Höhe von 75 Prozent ist zu begrüßen. Um jedoch den wichtigen Beitrag von Speichern zur Versorgungssicherheit und Systemflexibilität für den deutschen und europäischen Gasmarkt zu unterstützen, sollte der Rabatt höher ausfallen.

5. Befreiung der Kopplungspunkte von der Marktraumumlage (betrifft REGENT-NCG/GP Nr. 5 a und b, Rz. 37-41)

Wie bereits in der EFET-Stellungnahme vom 18.06.2018 dargestellt, ist die Anwendung der Marktraumumlage auf Transite u.E. nicht mit Art. 4 Abs. 4 des Netzwirkodex zur Entgeltharmonisierung (Verordnung EU Nr. 2017/460) vereinbar. Damit werden die Nachbarstaaten belastet, ohne dass dem ein entsprechender Nutzen gegenübersteht.

6. Auch Speicheranschlusspunkte sollten von der Marktraumumlage befreit werden (betrifft REGENT-NCG/GP Nr. 5)

Im Gegensatz zu Grenzübergangspunkten ist die Erhebung der Marktraumumlage an Speicheranschlusspunkten (im folgenden Speicherpunkte) nach wie vor vorgesehen. Im Festlegungsentwurf wird dies mit der Behauptung begründet, dass Speichernutzer von der durch die Umstellung erhöhten Liquidität profitieren würden. Diese Begründung trifft allerdings auf Speichernutzer genauso wenig zu, wie auf Transitzkunden. Hingegen trifft die Argumentation, weshalb die Marktraumumlage an Grenzübergangspunkten nicht mehr erhoben werden soll - Vermeidung einer Quersubventionierung - genauso auch auf Speicherpunkte zu. Aus dem Grund wäre es nur folgerichtig, auch Speicherpunkte von der Marktraumumlage zu befreien.

Speicherpunkte mit der Marktraumumlage zu belasten bedeutet, dass die Speichernutzung einer nicht gerechtfertigten Doppelbelastung ausgesetzt ist. Die Umlage fällt zunächst bei der Ausspeisung zur Befüllung des Speichers und dann nochmals bei der Ausspeisung zum Endkunden an. Eine solche Doppelbelastung ist in den Erwägungen des NC TAR beschrieben und nicht vorgesehen. Zudem könnte der an Speicherpunkten anzuwendende zusätzliche Rabatt durch die gegenläufige Entwicklung der Marktraumumlage teilweise kompensiert werden.

Im Workshop wurde die Marktraumumlage an Speicherpunkten damit begründet, dass potentielle Umstellungskosten analog der Umstellung von Industriebetrieben für die Umlage aktiviert werden können und Gasspeicher somit auch von der Umlage profitieren. Dieser Vergleich ist dahingehend falsch, da maximal ein marginaler Teil des am Speicherpunkt transportierten Gases tatsächlich für den Speicherbetrieb verbraucht wird. Diverse Kompressoren von L-Gasspeichern werden auch mit Strom betrieben, einige sogar mit H-Gas angetrieben. Der überwiegende Teil wird systemdienlich zur Deckung des Gasbedarfs wieder in das Gasnetz

eingespeichert. Die Marktraumumstellungsumlage kann mit Verweis auf die Analogie zu Industriekunden allenfalls für das zum Betrieb des Speichers anfallende Gas erhoben werden.

Durch die Ausnahme von Kopplungspunkten erhöht sich diese Umlage für Speicherpunkte weiter und belastet die Speichernutzung umso stärker, die ihrerseits nicht nur die Versorgungssicherheit und Flexibilität für den deutschen, sondern u.U. auch für angrenzende Märkte, gewährleisten. Eine Optimierung des Gassystems wird dadurch in Kombination mit den Multiplikatoren ein weiteres Stück verhindert und die Erhöhung des Rabattes für Speicherpunkte konterkariert. Energiepolitisch ist das nicht sinnvoll.

In diesem Kontext spielt Kostenreflexivität unserer Meinung nach aber nicht die bedeutende Rolle, sondern man sollte sich darauf konzentrieren, Marktverzerrungen zu minimieren. Eine Lösung, die die Marktverzerrungen reduziert, wäre analog zur Biogasumlage, die Marktraumumstellungsumlage ausschließlich auf alle Endkunden anzuwenden. Die aus dem vorliegenden Entwurf resultierenden Risiken wie der Marktaustritt von Speicherbetreibern, geringere Speicherfüllstände oder eine weniger effiziente Nutzung des Gassystems, könnten somit vermieden werden.

EFET fordert deshalb den kompletten Entfall der Marktraumumstellungsumlage an Speicherpunkten.

7. Klarstellung der Nachweispflicht für Speicherrabatt entzieht Flexibilität (betrifft REGENT-NCG/GP Nr. 2, Rz. 135-140)

Die Bundesnetzagentur hatte im Jahr 2016 mit der Branche einen Mechanismus erarbeitet, wie gewährleistet werden kann, dass Speichernutzer den Speicher nicht als „Ersatz-Grenzpunkt“ verwenden, um dabei von den Rabatten zu profitieren. Dies war ein schwieriger Prozess, der jedoch die Bedürfnisse aller Seiten widerspiegelt und sich seitdem in der Praxis bewährt hat. Wir sehen keinen Grund, von dieser Lösung nun abzurücken und die Begründung hierfür ist uns nicht nachvollziehbar.

Die Regelungen in der Vorkonsultation zu REGENT hätten in der Praxis dazu geführt, dass Gasspeicher nur noch in ein Marktgebiet ein- und ausspeisen können. Diesen Vorschlag hatte EFET kritisiert. Der nun vorliegende Vorschlag weist im Vergleich zum vorherigen Vorschlag eine Verbesserung auf: Es wird dem Speichernutzer nun ermöglicht, zu wählen, ob er den Speicher mit reduzierten Netzentgelten unter Verbot einer Ausspeisung ins angrenzende Marktgebiet oder zum vollen Netzentgelt mit der Option der Ausspeisung ins angrenzende Marktgebiet nutzen kann.

Die Schwäche des Vorschlages ist aber, dass Speichernutzer schon zum Zeitpunkt der Einspeisung entscheiden müssen, welche Option sie später nutzen wollen. Im Gegensatz zur heute gelebten Praxis wäre es für den Speichernutzer nicht möglich, sich zu einem späteren Zeitpunkt umzuentscheiden. Er müsste nach der vorgeschlagenen Regelung zunächst das Gas wieder ins ursprüngliche Marktgebiet ausspeichern und danach das Gas über einen MÜP/GÜP oder über das unrabattierte Speicherkonto in das andere Marktgebiet übertragen. Dies ist gaswirtschaftlich nicht sinnvoll, führt zu höherem operationellem Aufwand und kann ggf. die netzdienliche Einbringung von Gas, wo es gebraucht wird, beschränken bzw. zu höheren Kosten als über den MÜP/GÜP führen.

Dies kann dazu führen, dass Gas zwar im Speicher vorhanden ist, das in einem anderen Marktgebiet benötigt wird, aber aufgrund der vorherigen Entscheidung nur in das erste Marktgebiet fließen kann. Im Extremfall einer kritischen Versorgungssicherheitssituation könnte es bedeuten, dass das Gas „gegen“ den Marktpreis nicht in

das verknappte, sondern eben das erste Marktgebiet fließt. Es gibt keinen nachvollziehbaren Grund, die derzeitigen Möglichkeiten der Speichernutzung einzuschränken. Letztlich muss der Speicherkunde die vollen Transportkosten tragen, aber das jetzige Modell gibt sowohl den Speicherkunden als auch dem Gesamtsystem die Möglichkeit einer effizienten diskriminierungsfreien Nutzung.

Daher spricht sich EFET dafür aus, den in BEATE 1.0 beschriebenen Kompromiss zu erhalten.

8. Der vorgesehene Multiplikator von „2“ für untertägige Produkte ist zu hoch bemessen (betrifft MARGIT Nr. 2 und BEATE 2.0 Nr. 2a)

In den Beschlussentwürfen vom 15. Mai war ein Multiplikator für untertägige Kapazität von 1,5 vorgesehen. Dieser wurde nun auf 2 erhöht. Als Begründung wird angegeben, dass damit der Tatsache Rechnung getragen würde, dass untertägige Kapazitätsprodukte selten eine Laufzeit von einem ganzen Tag (24 Stunden) aufweisen und sich diese Laufzeiten in Zukunft sogar noch verringern könnten.

Die hier in der Endkonsultation dargestellte Begründung ist für uns nicht nachvollziehbar. Dass untertägige Kapazitätsbuchungen eine Laufzeit von weniger als einem Tag aufweisen, ist vom Gesetzgeber entsprechend beschrieben (Verweis auf NC TAR und GasNZV). Die untertägigen Kapazitäten jetzt möglichst unattraktiv zu gestalten, um Anreize gegen kurzfristige Buchungen herzustellen, erscheint höchst fragwürdig und nicht im Sinne des Gesetzgebers. Wie man auf den konkreten Wert 2 kommt, ist uns nach wie vor nicht klar. Wir sehen eine Abkehr vom ursprünglichen Vorschlag von 1,5 mit diesem Argument jedenfalls nicht begründet.

Ein Multiplikator von 2 konterkariert signifikant die Entwicklung von Energiemärkten hin zu mehr Flexibilität und Kurzfristigkeit, sowohl im Gas- als auch im Stromsektor. Er belastet die kurzfristigen Flexibilitätsquellen im Strom- und Gasmarkt übermäßig, wodurch diese weniger genutzt werden. In Summe kann diese Belastung zu weniger Buchungen bei den Fernleitungsnetzbetreibern führen. Darüber hinaus könnte die Erhöhung des Multiplikators für untertägige Kapazitäten die Liquidität der Strom- und Gasmärkte behindern.

Des Weiteren können wir auch die Argumentation im Workshop bezüglich einer Verschärfung der Leerstandskosten nicht nachvollziehen. Während in der Vergangenheit der Trend zu kurzfristigeren Buchungen von Jahres- zu Day-Ahead-Buchungen in der Tat zu weniger Erlösen bei den Fernleitungsnetzbetreibern führten, gilt dies jedoch nicht für untertägige Kapazitäten. Aufgrund der vom europäischen Recht vorgegebenen Tagesbilanzierung und daher dem Fehlen von unterschiedlichen Preisen je Stunde gibt es keine Gegebenheiten am Vortag, die darauf schließen lassen, dass eine untertägige Buchung für lediglich einen Teil des Gastages vorteilhafter wäre als die Buchung des gesamten Tages. Oder anders ausgedrückt, wenn aus den Marktpreisen und dem konkreten Portfolio eines Händlers am Vortag die Buchung der letzten Stunde des Gastages attraktiv ist, so gilt dies auch für sämtliche andere Stunden des Gastages. Eine Buchung von Day-Ahead auf Within-Day zu verschieben, ist daher grundsätzlich ökonomisch nicht sinnvoll. Dagegen können untertägig neue Informationen (z.B. RLM-Prognoseaktualisierung auf Basis stündlicher Messwerte) oder ein neuer Bedarf der Marktgebietsverantwortlichen am Regelenergiemarkt eine Nachfrage nach zusätzlichen Kapazitätsbuchungen für den restlichen Tag generieren. Die daraus entstehenden zusätzlichen Buchungen bedeuten somit zusätzliche Erlöse für den Fernleitungsnetzbetreiber und verringern damit die Leerstandskosten.

An dieser Stelle möchten wir nochmals auf unsere Stellungnahme vom 16.7.2018 verweisen, in der wir Für und Wider von Multiplikatoren aufgezeigt und Transparenz in der Herleitung von Multiplikatoren gefordert hatten.

9. Saisonale Faktoren lehnen wir ab (betrifft BEATE 2.0 Rz. 49, REGENT-NCG/GP Rz. 140 und MARGIT Rz. 44)

In der REGENT-Version vom 17.05.2018 waren saisonale Faktoren für Speicherpunkte oder Grenzübergangspunkte nicht vorgesehen. MARGIT und BEATE hatten diese Frage für andere Netzanschlusspunkte offengelassen und saisonale Faktoren für Verteilnetzbetreiber explizit erlaubt. Diese Position wurde nun korrigiert und REGENT lässt saisonale Faktoren nun explizit auch für Speicherpunkte auf Fernleitungsnetzebene zu.

Für diese Änderung liegt im vorliegenden Dokument keine Begründung vor. Es wird lediglich in der Zusammenfassung auf Stellungnahmen hingewiesen, die vor einer Kostensteigerung in Form von Lastflusszusagen oder Long-Term-Options gewarnt hatten. Wie hoch diese Kostensteigerung wäre und an welchen Punkten das überhaupt relevant wäre, ist nicht bekannt. Die Auswirkungen auf das Funktionieren des Marktes werden in diesem Dokument nicht gewürdigt. Wir sehen es sehr kritisch, dass hier Netzbetreiber mit einem solchen „Schreckensszenario“ eine solche Änderung provozieren, ohne dass die Auswirkungen überhaupt betrachtet werden.

Wir lehnen saisonale Faktoren ab, denn sie verzerren den Markt. Anreize zur systemdienlichen Nutzung von Speicheranlagen bestehen bereits über den Marktpreis. Wenn es darüber hinaus die Notwendigkeit gibt, bestimmte Speicherfüllstände zum Zweck der Netzdienlichkeit zu gewährleisten, sollten diese transparent und marktbasierend über die bestehenden Instrumente (Lastflusszusagen oder Long-Term Options) beschafft werden.

Im Übrigen legen wir Wert darauf, dass Regeln transparent und soweit wie möglich einheitlich angewendet werden. Bezogen auf die vorgeschlagene netzbetreiberindividuelle Anwendung von saisonalen Faktoren ist dies mit den vorliegenden Entwürfen aber sehr unwahrscheinlich.

10. Differenzierung bei Rabatten für unterbrechbare Kapazitäten (betrifft MARGIT und BEATE 2.0)

Zunächst war die Berechnung des Rabatts für unterbrechbare Kapazität in MARGIT und BEATE 2.0 für alle Kapazitäten identisch. Ausnahme dazu bildete die Regelung, dass gemäß MARGIT zunächst nur ein Jahr verwendet (und dann sukzessive erweitert) werden sollte. Nun wurde im Nachgang zum Workshop der Bundesnetzagentur am 07.11.2018 daraufhin gewiesen, dass die Berechnung des Rabatts für unterbrechbare Kapazitäten bei BEATE 2.0 dahingehend geändert wird, dass dort nunmehr die Methode der Festlegung BEATE (1.0) fortgeschrieben wird. Kritisch anzumerken ist in diesem Zusammenhang der missverständliche Hinweis auf der Webseite der Bundesnetzagentur. Wünschenswert wäre an dieser Stelle eine klare Dokumentenänderung gewesen. Zusätzlich würde ein RSS-Feed, analog dem Strombereich, sicherstellen, dass der Hinweis allen interessierten Marktparteien bekannt ist.

Inhaltlich ist es nachvollziehbar, dass die nur einmalige Berechnung des Rabatts pro Punkt gemäß BEATE 1.0 effizienter ist als die Berechnung pro Punkt und Laufzeit. Allerdings wäre es aus Händlersicht wünschenswert, wenn die Berechnung des Rabatts für unterbrechbare Kapazität für alle Netzpunkte harmonisiert wäre. Daher ist aus Sicht von EFET eine erneute rechtliche Prüfung dringend anzustreben, ob die Regelungen des NC TAR tatsächlich die jeweilige Berechnung pro Laufzeit erfordern.

Sollte es bei der unterschiedlichen Regelung zwischen MARGIT und BEATE 2.0 bleiben, so sollte der geänderte Text der Festlegung BEATE 2.0 so viel wie möglich von der Formel und des Textes von MARGIT übernehmen.

Damit werden die Unterschiede zwischen beiden Festlegungen klarer identifizierbar, als bei Übernahme des Textes aus BEATE 1.0.

Hinsichtlich der Festlegung der einzelnen Faktoren innerhalb der Formel zur Berechnung des Rabatts könnte jedoch folgende Verbesserung erfolgen, denn in zwei Punkten spiegeln die derzeitigen Regeln nach unserer Auffassung nicht das Risiko eines Händlers wider, wenn historische Unterbrechungen vorliegen:

- So führt die Betrachtung auf Jahresbasis dazu, dass z.B. das spezifische Risiko an Speicherpunkten nicht angemessen im Rabatt reflektiert wird. Im Fall der überwiegend saisonal genutzten Speicherpunkte führt dies zum Ergebnis, dass sich historische Unterbrechungen regelmäßig nur zu 50% im Rabatt widerspiegeln. Dies sollte mindestens an Punkten mit klarer saisonaler Nutzung Berücksichtigung finden.
- Die Formel spiegelt nicht angemessen den sinkenden Wert einer unterbrechbaren Kapazität bei steigendem Unterbrechungsrisiko wider. Dieser Wert sinkt überproportional stark, da in der Kalkulation eines Händlers die Risikokosten (Ersatzbeschaffung, Pönalen) steigen. Eine Kapazität, die in den vergangenen drei Jahren durchschnittlich zu 40% unterbrochen wurde, erhält nach derzeit vorgesehener Formel einen Rabatt in Höhe von 50% (10% ex ante und 40% auf Basis historischer Unterbrechungen). Für einen Händler besitzt eine solche Kapazität jedoch keinen Wert. Dieser Umstand könnte in der Formel (MARGIT S. 14) wie folgt berücksichtigt werden:

$$D_{\text{ie ex-ante}} = \text{Pro} \times A \times 100 \%$$

Hier könnte der Anpassungsfaktor A von 1 auf 2 steigen. Im Gegenzug wird der Sicherheitszuschlag i.H.v. 10 Prozent auf 5 Prozent reduziert. Läge hier eine historische Unterbrechungswahrscheinlichkeit von „null“ vor, so würde der Sicherheitsaufschlag i.H.v. 5 Prozent mit dem Faktor multipliziert werden und ergäbe dann wieder 10 Prozent.

$$D_{\text{ie ex-ante}} = (5 + \text{historische Unterbrechungswahrscheinlichkeit}) * 2 * 100 \%$$

Durch diese Anpassung würde der normale ex-ante Rabatt unberührt bleiben, während die beschriebenen Nachteile im Falle höherer historischer Unterbrechungen in der Tarifierung berücksichtigt wären.

Für die Bestimmung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit auf Grundlage von Vergangenheitswerten sollten neben den tatsächlichen Unterbrechungen auch alle Re-Nominierungen, die nach einer Ankündigung einer Unterbrechung erfolgt sind, als Unterbrechung gewertet werden. Zum einen sollten die Re-Nominierungen helfen, die angespannte Netzsituation zu meistern, zum andern ist es sehr wahrscheinlich, dass die Re-Nominierungen ausschließlich und vorsorglich zur Vermeidung eines unausgeglichene Bilanzkreisportfolios erfolgt sind. EFET geht davon aus, dass auch Unterbrechungen (inkl. etwaiger Re-Nominierungen nach Ankündigung einer Unterbrechung) des unterbrechbaren Anteils von gebuchter fester Kapazität mit unterbrechbarem Anteil, wie etwa DZK-Produkte, bzw. des unterbrechbaren Anteils von bedingt fester, frei zuordenbarer Kapazität in die Bestimmung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit einbezogen werden.

Wir begrüßen die Klarstellung, dass die Unterbrechungswahrscheinlichkeit für L- und H-Gas getrennt errechnet wird.

In unserer Stellungnahme vom 16.7.2018 hatten wir kritisiert, dass historische Daten nicht unbedingt ausreichen, sondern manchmal eine Schätzung notwendig wäre. Das wurde bei BEATE 2.0 teilweise berücksichtigt, nämlich dann, wenn das entsprechende Produkt im relevanten Zeitraum nicht gebucht worden

ist. Bei MARGIT wurde diese Einschränkung nicht gemacht, was wir nicht nachvollziehen können. Unser Vorschlag ist, auch bei MARGIT die Schätzung zuzulassen.

Mit der Einführung von Virtual Interconnection Points (VIPs) ist eine einheitliche Berechnung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit am VIP, also entlang der ganzen Marktgebietsgrenze, selbstverständlich notwendig. Wenn jedoch kein VIP vorhanden ist, ist eine solche Vereinheitlichung nicht sinnvoll. Wir plädieren daher dafür, dass diese Vereinheitlichung entlang der Marktgebietsgrenze nur dann stattfindet, wenn ein VIP eingeführt worden ist.

11. Befreiung von Netzentgelten und Kapazitätsbuchungen von durch Elektrolyse erzeugten Wasserstoff und Gas (betrifft REGENT-NCG/GP Nr. 1, Rz. 101, 119, 162)

Die Bundesnetzagentur schlägt unter Nr.1 des REGENT-Konsultationspapiers vor, dass nicht nur Biogas, sondern auch Gase, die aus einem Elektrolyseprozess stammen, von Einspeisetarifen befreit werden. Begründet wird diese Ausnahme in Rz. 101 damit, dass die Power-to-Gas (PtG)-Anlagen dauerhaft dem Netz dienen und eine Speicherung überschüssiger Strommengen ermöglichen. Außerdem wird der kostensenkende Effekt der dezentralen Einspeisung sowie die Tatsache, dass diese Gase nicht klimaschädlich seien, angemerkt. Darüber hinaus wird in Rz. 119 darauf hingewiesen, dass die Auswirkungen durch diese privilegierte Tarifbefreiung auf die übrigen Tarife „sehr gering und vernachlässigbar“ wären. Die Entgeltbefreiung von PtG-Anlagen ist die Umsetzung der Regelung in § 118 Abs. 6 S. 7 und 8 EnWG. EFET möchte hier jedoch die Gelegenheit nutzen, zu dieser gesetzlichen Regelung grundsätzlich Stellung zu nehmen.

Die Begründung der Bundesnetzagentur können wir nur teilweise nachvollziehen. Einen Anreiz für netzdienliches Verhalten kann man erwägen, dieser müsste aber technologieneutral sein. Die Ermöglichung der Speicherung überschüssiger Strommengen könnte durchaus sinnvoll sein. Dies über eine Befreiung von Gasnetzentgelten anzureizen ist aber nicht sachgerecht, da dies nicht zielgerichtet genug wäre und damit die Genauigkeit des Anreizes nicht gewährleistet ist. Auch die geringere Klimaschädlichkeit dieser Gase ist nach unserer Auffassung kein Argument für verringerte Netzentgelte. Auch die Aussage, dass die Auswirkungen auf die üblichen Tarife „sehr gering und vernachlässigbar“ wären, ist grundsätzlich und in Hinblick auf die angekündigten Großprojekte in diesem Bereich und dem angestrebten Dekarbonisierungspfad nicht sachgerecht.

EFET ist der Auffassung, dass der Anreiz zur Dekarbonisierung allein durch das EU-weite marktliche Instrument des EU ETS erfolgen sollte. Die Idee des EU ETS ist, dass ein Preissignal des CO₂-Marktes letzten Endes dazu führt, dass CO₂-Emissionen dort eingespart werden, wo dies am günstigsten ist.

Die Konsultation der Netzentgelte zur Umsetzung des europäischen Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen sollte nicht dazu verwendet werden, bestimmte Technologien zu subventionieren. Allein Gas aus Elektrolyse-Prozessen und von Biogasanlagen von den Einspeisetarifen zu befreien, führt zu einer neuen Marktverzerrung. Andere Optionen von dekarbonisierten Gasen (z.B. Wasserstoff aus Erdgas) werden dadurch benachteiligt (fehlendes Level-Playing-Field).

Umlagen, Abgaben und Netzentgelte, die bei der Umwandlung von Energie zwischen verschiedenen Sektoren anfallen, sind für die marktwirtschaftliche Sektorkopplung nachteilig und stellen ein Handelshemmnis dar. Grundsätzlich sollte überdacht werden, inwieweit die aktuelle Netzentgeltsystematik im Strom- und Gasbereich der Sektorkopplung gerecht wird. Mit diesem Thema befasst sich EFET Deutschland in einer Arbeitsgruppe. Gern stellen wir Ihnen die Ergebnisse der Arbeitsgruppe zu einem späteren Zeitpunkt zur Verfügung.

12. Klarstellende Unterscheidung von System- und Fernleitungsdienstleistung im Messstellenbetrieb sinnvoll (betrifft REGENT-NCG/GP Nr. 7, Rz. 37-43)

EFET begrüßt die klarstellende Unterscheidung des Messstellenbetriebs bei Letztverbrauchern und bei Kopplungspunkten, internen Bestellpunkten und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen. Damit können Endverbraucher weiterhin den Messstellenbetreiber frei wählen. Lediglich die Kosten des Messstellenbetriebs von Nicht-Endverbrauchern werden im Fernleitungstarif integriert.

13. Prognose der zukünftigen Entgelte nach Referenzpreismethode (betrifft REGENT-NCG/GP Anlagen 1-4) ist hilfreich

EFET begrüßt die von der Bundesnetzagentur bereitgestellten Anlagen, die prognostizierten Entgelte nach der Referenzpreismethode darstellen. Diese zweisprachige Darstellung der zukünftigen Tarife erleichtert es Marktteilnehmern, die Auswirkungen analysieren und sich auf mögliche Änderungen entsprechend einstellen zu können.

14. Transparenz für prognostizierte Kapazitätsbuchungen ist sicherzustellen (betrifft AMELIE Nr. 2)

Um die „Briefmarke“ umzusetzen, ist ein Kostenausgleich zwischen den Fernleitungsbetreibern notwendig. Der Festlegungsentwurf AMELIE erscheint daher sinnvoll. Um Marktverwerfungen zu vermeiden, sollten die prognostizierten Kapazitätsbuchungen transparent hergeleitet und ihre Plausibilität von der Bundesnetzagentur überprüft werden.

15. Keine zusätzlichen Absicherungsmechanismen aufgrund von AMELIE einführen (betrifft AMELIE)

Im Workshop wurde von einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern der Wunsch geäußert, zusätzliche Absicherungsmechanismen für Zahlungsausfälle in den Wälzungsmechanismus mit aufzunehmen. Wir unterstützen die klare Position der Bundesnetzagentur, dass ein Zahlungsausfallrisiko nur bilateral zwischen Netznutzer und Fernleitungsnetzbetreiber geregelt werden kann. Eine vorgeschlagene Einbringung in den Kostenausgleichsmechanismus gemäß AMELIE führt zu falschen Anreizen, erhöht die Komplexität und führt damit zu unnötigen und höheren Kosten für alle Netznutzer.

Für Rückfragen und weitere Erläuterungen dieser dargestellten Positionen stehen wir Ihnen jederzeit gern in einem persönlichen Gespräch zur Verfügung.

EFET Deutschland

Tel.: +49 (0) 30 2655 7824

de@efet.org