



EFET Deutschland
Verband deutscher Gas- und Stromhändler e.V.
Schiffbauerdamm 40
10117 Berlin
Tel: +49 30 2655 7824
Fax: +49 30 2655 7825
www.efet-d.org
de@efet.org

**An das
Bundesministerium für Wirtschaft
und Technologie (BMWi)
Scharnhorststraße 34-37
10115 Berlin**

Per E-Mail: jens.acker@bmwi.bund.de

Berlin, den 28.09.2012

Änderungen am EnWG zur Verbesserung der Gewährleistung der Versorgungssicherheit

EFET Deutschland begrüßt nachdrücklich die Bemühungen der Politik und insbesondere der Bundesregierung, eine sichere und zuverlässige Stromversorgung im Winter zu gewährleisten. Gerade für den Energiehandel hat dieses Ziel größte Bedeutung. Wir haben allerdings Zweifel daran, ob die in der Gesetzesvorlage vom 21.09.2012 vorgesehenen Regeln die richtigen Mittel vorsehen. Das Stilllegungsverbot, die Buchungsverpflichtung für Gaskraftwerke sowie die Eingriffe in den Speicherbetrieb stellen gravierende Einschränkungen der Eigentumsrechte der Erzeuger und die Gasportfolien des Gashandels dar. EFET plädiert deshalb dafür marktbasierete Instrumente zur Gewährleistung einer sicheren Versorgung einzusetzen.

1. Notwendigkeit überprüfen

Aus Sicht von EFET Deutschland sollte vor einer Gesetzesänderung noch einmal überprüft werden, ob ein Stilllegungsverbot wirklich notwendig ist. Dabei ist grundsätzlich zu betonen, dass bereits erfolgreich Maßnahmen für die Verbesserung der Versorgungssicherheit im nächsten Winter - auf Basis der Erfahrungen des Winters 2011/2012 - diskutiert und implementiert wurden bzw. kurzfristig umgesetzt werden können. Im Bericht der BNetzA zur Versorgungssicherheit im Winter 2011/2012 ist ersichtlich, dass zu den Engpasstagen im Februar ca. 6.000 MW mehr exportiert werden konnten. Und das obwohl die Gaskraftwerke teilweise aufgrund der eingeschränkten Gasversorgung keinen Beitrag zur Stromerzeugung leisten konnten. Daher lässt sich ableiten, dass es kein Strom-Kapazitätsproblem gab, sondern ein Prognoseproblem, wie die Netzbetreiber und die BNetzA im sogenannten „Winterbericht“ analysiert haben. Die Marktakteure sind daher sensibilisiert sorgfältige Prognosen zu erstellen. Die für diese Abweichungen vorgehaltene Minutenreserve wurde um 500 MW erhöht. Weiterhin wird die BK 6 in Kürze eine Festlegung zur Verbesserung des Ausgleichsenergiepreissystems veröffentlichen, um gerade in Stunden mit Preisspitzen oder bei hohem Abruf von Regelenergie besondere wirtschaftliche Anreize zur sorgfältigen Bilanzkreisbewirtschaftung zu setzen. Diese Regelungen werden bereits in diesem Winter 2012/2013 wirksam sein und einen wichtigen Beitrag zur die Versorgungssicherheit leisten. Vor der Einführung eines Stilllegungsverbots zur jetzigen Zeit sollte erst einmal die Wirksamkeit der aufgeführten Maßnahmen beobachtet werden.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass die vorgeschlagenen Änderungen des EnWG weitgehende Einschnitte in das Eigentum der Stromerzeuger und Händler sowie der Speicherbetreiber und Speicherkunden bedeuten. Es ist noch nicht ausreichend dargelegt, dass diese Maßnahmen notwendig sind.

In diesem Zusammenhang erscheint es auch nicht sachgerecht, die Schwelle von 50 MW auf 10 MW abzusenken. Hiervon wären eine Vielzahl kleiner (KWK-)Anlagen betroffen, die nicht als systemrelevant bezeichnet werden können, da ihr Beitrag – zumal sie im Falle von KWK-Anlagen zumeist fast vollständig auf die Wärmeversorgung ausgelegt sind – marginal ist.

Angesichts der zahlreichen bereits ergriffenen Maßnahmen erscheint jedenfalls die überstürzte Änderung des EnWG nicht angemessen. Die Änderung kommt für diesen Winter 2012/2013 zu spät. Sie kann frühestens im Winter 2013/2014 Wirkung entfalten. Der Gesetzgeber hätte also durchaus die nächsten Monate Zeit sachgerechte Lösungen im Dialog mit den Marktteilnehmern zu finden.

Mit Blick auf die gewünschte Einbindung der Nachfrageseite ist anzumerken, dass der derzeitige VO-Entwurf des BMWi zu zu- und abschaltbaren Lasten im Grunde genommen einem Kapazitätsmechanismus gleichkommt (Kontrahierung über Ausschreibung, Vergütung über Arbeits- und Leistungspreise). So gesehen ist es verwunderlich, dass das BMWi auf der Angebotsseite (Erzeugung) ein restriktives administratives Instrument wählt, während auf der Nachfrageseite eine Art Marktmechanismus gewählt werden soll. Eine Gesamtabwägung bei der Dimensionierung beider Mechanismen scheint in jedem Fall geboten.

2. Grundsätzliche Konzeption eines Reservemodells notwendig

EFET Deutschland hält es für erforderlich, dass die Notwendigkeit und mögliche Ausgestaltung einer Reserve eingehend geprüft wird. Jegliche Reserve hat Auswirkungen auf den Markt und das Investitionsverhalten von Kraftwerksbetreibern. Die Marktakteure benötigen hier dringend Planungssicherheit. Ansonsten besteht die Gefahr, dass notwendige Kraftwerksbauten und andere Investitionen auf längere Zeit zurückgestellt werden.

Ein nur kurzzeitig geltendes Stilllegungsregime, das neben die bestehende Winterreserve tritt, sorgt für Unsicherheit. Hier ist eine einheitliche und konstante Regelung notwendig.

3. Marktmechanismen nutzen

Aus Sicht von EFET Deutschland ist es ein Rückschritt in der Marktliberalisierung, wenn Kraftwerke auf Grundlage von "Auslagen" vergütet werden. Eine Reserve sollte regelmäßig marktbasiert beschafft und vergütet werden. Die vorliberalisierte Zeit hat sehr deutlich gezeigt, welche Effizienzverluste eine Kostenregulierung mit sich bringt. Eine nicht-marktorientierte Vergütung sollte daher nur in eng begrenzten Fällen zum Einsatz gekommen, sofern ausnahmsweise Marktmechanismen nicht greifen.

Zu unterstützen ist der Ansatz, dass die definierten Reserveanlagen dann nicht am Markt bieten können. Es ist sicherzustellen, dass der Abruf der „Netzreserve“ nicht marktverzerrend stattfindet. Hier fehlt allerdings ein Kriterienkatalog, nach dem die ÜNB die relevanten Kraftwerke einsetzen; es darf nicht zu einem „ÜNB-Optimierungsinstrument“ außerhalb des Redispatches genutzt werden. Transparenz ist hier unbedingt erforderlich.

4. Unangemessener Vergütungsmaßstab

In jedem Fall ist „Auslage“ der falsche Maßstab. Wenn der Kraftwerksbetreiber ausweislich der Begründung so gestellt werden soll, wie er ohne den Eingriff gestanden hätte, passt der Begriff der Auslage nicht. Eine angemessene Vergütung muss neben verauslagter Aufwendungen auch konkrete Vermögenseinbußen ersetzen, die sich aus dem Stilllegungsverbot ergeben. Viele Kosten - insbesondere in der Stromerzeugung – erhöhen erst später die Kosten von Revisionen bzw. verkürzen die Lebensdauer der Anlage.

Der Maßstab für die konkrete Anpassung der Erzeugungsleistung kann im Übrigen auch nicht von zwangsweise in Betrieb gehaltenen Anlagen (§ 13a ENWG) auf den Fall des Redispatches nach § 13 Abs. 1a EnWG übertragen werden. Eine Anlage, die ihre Betriebsbereitschaftsauslagen ersetzt erhält, kann nicht verglichen werden mit Anlagen, die Deckungsbeiträge am Markt erwirtschaften muss. Ein Redispatcheingriff ist nur dann **europarechtlich diskriminierungsfrei**, wenn der Kraftwerksbetreiber einen finanziellen Ersatz für seine Flexibilitätseinbußen erhält. Er darf nicht schlechter gestellt werden als ein benachbarter Kraftwerksbetreiber, der ohne Redispatcheingriff frei am Markt agieren kann. Hiermit ist es rechtlich nicht vereinbar, dass die Gesetzesbegründung einen Ausschluss jeglicher „Opportunitätskosten“ vorsieht. Der Anlagenbetreiber muss genauso gestellt werden, wie er ohne den Eingriff gestanden hätte. Dazu gehört auch ein Ersatz der konkreten Vermögensnachteile, die dem Kraftwerksbetreiber aufgrund der Redispatch-Anweisung bei der Vermarktung des Kraftwerkes entstehen.

Eine umfassende Vergütung ist damit europarechtlich geboten. Sie aber auch aber auch notwendig, um nicht die Anreize für Investitionen in eine flexible Erzeugung zu nehmen. Gleiches gilt für Eingriffe in Gasspeicherpositionen. Auch hier ist ein Ersatz von Opportunitätskosten unerlässlich, wenn die Berechtigten nicht über ihr Gas vereinbarungsgemäß verfügen können. Gleichzeitig sollen die Netzbetreiber Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse von Anlagenbetreibern in nicht qualifizierter Weise unbeschränkt abfragen können. Wenn überhaupt, kann die Abfrage von Geschäfts- und Betriebsgeheimnissen nur in einem minimal erforderlichen Umfang erfolgen. Eine Definition, für welche Situation und in welchem Umfang die Netzbetreiber Informationen einfordern können, fehlt bislang.

5. Haftungsfreistellungen klarstellen

Die im Gesetzesentwurf vorgesehenen Notfallmaßnahmen können zu Schäden bei Dritten führen. Im Gasbereich sind insbesondere für die Transport- und Speicherkunden (Shipper) Haftungsfreistellungen und Entschädigungsregeln erforderlich, falls wie im Entwurf vorgesehen, die vorgesehenen Maßnahmen auch noch außerhalb des Gasnotfalls gem. SoS-Verordnung greifen sollen. Durch die vorgesehenen Eingriffsmöglichkeiten der ÜNBs/FNBs in bestehende Gaslieferbeziehungen einschließlich Exporte und Speicherportfolien besteht das Risiko, dass die betroffenen Shipper ihre eingegangenen Verpflichtungen nicht erfüllen können bzw. dürfen. Das Risiko der Nichterfüllbarkeit weiterer Verpflichtungen besteht auch nach der Beseitigung des Stromengpasses. Sofern ein FNB Gas aus Speichern entnimmt und dieses nicht rechtzeitig wieder zurück liefert, müsste der Shipper diese fehlenden Mengen erneut beschaffen, soweit dies in einer angespannten Situation überhaupt möglich. Diese Kosten sind dem Shipper von den ÜNB zu erstatten. Für solche Fälle müssen Haftungs- und Entschädigungsregeln durch den Gesetzgeber unbedingt vorab festgelegt werden, damit den beteiligten Akteuren ein Handeln auf Basis einer gesicherten rechtlichen Grundlage möglich ist.

Auch ist das Transportproblem von den Speichern – da sich ca. 2/3 der vorhandenen Speicher im Norden befinden – zu den systemrelevanten Kraftwerken (im Süden) damit allein nicht lösbar.

Außerdem ist in diesem Zusammenhang Augenmerk auf das Ansinnen der FNB gemeinsam mit der BNetzA im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas neue, temperaturabhängige Transportkapazität einzuführen, die nur bei Erreichen bestimmter Minimal- oder Maximaltemperaturen überhaupt als feste frei zuordenbare Kapazität zur Verfügung steht. Wenn Gasspeicher also nicht über feste Anschlußleistung im Transportsystem verfügt, kann im Ernstfall auf die Zwangsbewirtschaftung gar nicht zugegriffen werden.

6. Keine Buchungsverpflichtungen für Gaskraftwerksbetreiber

Die Verpflichtung von Kraftwerksbetreibern zur festen Buchung von langfristigen Kapazitäten ist abzulehnen. Der Vorschlag, dies durch die Erstattung von „Mehrkosten“ auszugleichen, ist nicht praktikabel. Der entsprechende Vorteil lässt sich nicht pauschal ausgleichen. Das systemrelevante Kraftwerk kann an allen kalten Wintertagen mit hohen Strompreisen erzeugen, während ein nicht-systemrelevantes Kraftwerk zu diesen Zeiten keine kurzfristige Kapazität mehr erhält (oder unterbrochen wird) und damit Erlöse verpasst (die Wahrscheinlichkeit erhöht sich, wenn alle systemrelevanten Kraftwerke fest buchen müssen).

Dieser Vorteil lässt sich nicht willkürfrei bewerten. Damit wird das systemrelevante Kraftwerk immer entweder einen Wettbewerbsvorteil oder einen Wettbewerbsnachteil gegenüber anderen Kraftwerken haben. Eine solche Wettbewerbsverzerrung ist nicht akzeptabel.

Die Ungleichbehandlung kann vermieden werden, weil es keine feste Buchung geben muss. Es ist nicht immer notwendig, dass den Gaskraftwerken 365 Tage im Jahr Kapazität zur Verfügung gestellt wird, die dann die ganz überwiegende Zeit nicht genutzt wird und für andere Nutzer blockiert ist. Die Fernleitungsnetzbetreiber sollten vielmehr Möglichkeiten suchen, um den Kraftwerken nur während der Engpässe in den Stromnetzen eine Versorgung sicherzustellen. Man könnte hier an Vereinbarungen mit Speicherbetreibern, Lastflusszusagen und Unterbrechungsvereinbarungen mit Industriekunden denken, die allesamt ausschließlich im Fall des Stromnotstandes greifen. D.h. der Fernleitungsnetzbetreiber trifft vorrangig Maßnahmen, damit die Kapazität in Engpasssituationen "freigeschauft" werden kann. Ansonsten können die Leitungen anderweitig genutzt werden. Nur wenn dies alles nicht möglich ist, wird Jahreskapazität vorgehalten.

Dieses Modell stellt höhere Anforderungen an die Fernleitungsnetzbetreiber. Gefragt ist hier eine enge Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern. Feste Buchungen sind hingegen zwar einfach zu administrieren, aber nicht volkswirtschaftlich effizient.

Und auch für den Anschluß von Gaskraftwerken sind mit dem Ziel der Minimierung des Investitionsvolumens im Gasnetzausbau im Netzentwicklungsplan Gas „innovative“ neue Kapazitätsprodukte vorgesehen, die neuen Gaskraftwerken lediglich unterbrechbaren Zugang zum virtuellen Handlungspunkt erlauben werden. Der FNB wird dem Gaskraftwerk einen physischen Punkt als feste Transportstrecke zuweisen, was gerade im Notfallszenario, wenn eben dieser Weg vom Engpass betroffen ist, verhindern wird, dass die gewünschte Stützung des Stromnetzes erbracht werden kann.

Die Abwicklung sollte im Verhältnis Fernleitungsnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber erfolgen. Die effizienten Kosten sind vom Übertragungsnetzbetreiber zu tragen. Gleichwohl wird in der Kostenabwägung der Formulierungshilfe zum Änderungsentwurf die Tragung der Mehrkosten des Ausbaus der Gasfernleitungsnetze auf erdgasversorgte Haushalte argumentiert.

Im Gesetzestext ließe sich das wie folgt umsetzen:

(1b) Die Betreiber von Fernleitungsnetzen sind verpflichtet, durch netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 sicherzustellen, dass die Gasversorgung von systemrelevanten Gaskraftwerken nach § 13c Abs. 1 im Falle einer Anweisung durch den Übertragungsnetzbetreiber gemäß Abs. 2a gewährleistet ist. Die effizienten Kosten trägt der Übertragungsnetzbetreiber.

Bei (2a) könnte man einen letzten Satz einfügen:

Bei einem Einsatz eines systemrelevanten Gaskraftwerkes aufgrund einer Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers [in Verbindung mit §§ 13 Abs. 1 oder 1a] hat der Betreiber des Fernleitungsnetzes dem Kraftwerksbetreiber die Möglichkeit zu geben, Ausspeisekapazität für die Zeit der Anweisung zu buchen.

II. Weitere Anmerkungen und Ergänzungen

Auch insbesondere wegen Mehrfachnennung ist kritisch zu sehen, dass die BNetzA nur 3 Wochen für eine Prüfung hat, anderenfalls gilt die Genehmigungen an die Netzbetreiber als erteilt. Dies erscheint mit Blick auf die Auswirkungen für die betroffenen Anlagenbetreiber als sehr fragwürdig.

Zu den einzelnen Paragraphen haben wir folgende Anmerkungen:

§12 (4) Die Offenlegung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen lehnen wir ab, die eingefügte Einschränkung ist aus unserer Sicht zu schwach, um diese sensiblen Daten zu schützen. Wer diese Informationen wie und wie lange verwenden darf, ist nicht geregelt.

§13 (1a) Wir verzeichnen einen sehr deutlichen Anstieg der Redispatchfälle. Diese Eingriffe sind aus unserer Sicht vorübergehend akzeptabel, können aber keine Dauerlösung sein: Wenn der Netzausbau nicht bedarfsgerecht erfolgt, bedeutet das derzeit, dass der Markt weiter ausgehöhlt wird und die Kraftwerksbetreiber mit neuen Pflichten belegt, in ihren Rechten aber immer weiter eingeschränkt werden. Eine „angemessene Vergütung“ für zu erbringende Leistungen sollte selbstverständlich sein. Diese auf die „notwendigen Auslagen“ zu beschränken, ist nicht sachgerecht und zu kurzfristig gedacht, da z.B. durch An- und Abfahrvorgänge ein Verschleiß der Anlage mit schwer zu quantifizierenden Kosten entsteht, der nicht sofort als Auslage ersichtlich wird. Eine Pflicht zum Abschluss von Redispatch-Verträgen für alle Anlagen >10MW ist nicht zielführend, da Anlagen dieser Größenklasse nicht grundsätzlich als systemrelevant einzustufen sind und zudem viele KWK- oder auch Abfallverbrennungsanlagen darunter sind, „deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Auflagen bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist“ (BK8 Konsultationspapier Mai 2012).

§ 13a Stilllegung von Erzeugungsanlagen

Grundsätzlich ist zu der Regelung anzumerken, dass sie einen tiefen Eingriff in die unternehmerische Freiheit des Kraftwerksbetreibers darstellt. Das Recht auf freie Entscheidung zur Desinvestition wird drastisch eingeschränkt. Mögliche Brownfield-Projekte werden dadurch eingeschränkt, weil Anlagen möglicherweise erst später zu anderen Marktbedingungen umgebaut werden können.

Hält der Gesetzgeber eine solche Regelung aus Gründen der Versorgungssicherheit für unverzichtbar, ist zumindest sicherzustellen, dass die Kraftwerksbetreiber eine faire Kompensation für den Weiterbetrieb ihrer Anlagen erhalten und ihnen keine weiteren Lasten aufgebürdet werden. Andernfalls geht von einer entsprechenden Regelung ein warnendes Signal an Investoren aus, die in neue Anlagen im deutschen Strommarkt investieren möchten.

Darüber hinaus ist unklar, inwieweit die heutige sog. „Kaltreserve“ ein Parallelsystem darstellt oder durch die Stilllegungsverordnung überflüssig wird. Aus unserer Sicht wäre eine Zusammenführung aller Reserveanlagen und ihr Betrieb nach transparenten Einsatzregeln notwendig.

Zu 13a (2)

Der Verpflichtungszeitraum von 5 Jahren für den Kraftwerksbetreiber erscheint unnötig lang. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass eine Anlage nur für maximal 24 Monate als systemrelevant kategorisiert wird, ist nicht nachvollziehbar, weshalb der Anlagenbetreiber seine Anlage für 5 Jahre betriebsbereit halten muss. Wir schlagen daher eine Verkürzung des Verpflichtungszeitraums auf 2 Jahre vor.

„Wird eine Anlage nach Ablauf der Ausschlussfrist wieder eigenständig eingesetzt, so sind die Betriebsbereitschaftsauslagen zu erstatten“. Hierbei ist unklar, ob auf dem gleichen Grundstück eine neue Anlage unter Verwendung bereits vorhandener Teile errichtet werden kann, ohne dass hieraus eine Verpflichtung zur Rückerstattung der Betriebsbereitschaftsauslagen entsteht. Die Alternative wäre ein verpflichtender vollständiger Abriss nach Ablauf der

Ausschlussfrist. Dieser ist aber nicht immer sinnvoll, da es günstiger sein kann, Teile der bereits vorhandenen Infrastruktur (Gebäude, Anlagenteile) für einen Neubau zu verwenden.

§ 13b Verordnungsermächtigungen

Die Wechselwirkungen von Absatz 1 Satz 2 mit § 13a (2) ist unklar.

Während in 13a (2) „Kosten in Höhe der notwendigen Auslagen“ erstattet werden, wären in einem „wettbewerblich strukturierten Prozess“ Preise zu bieten. Als Ergebnis eines wettbewerblichen Prozesses (z.B. in Form einer Auktion) bekommen die besten/günstigsten Anbieter den Zuschlag. Den Preis kalkulieren sie jedoch auf Basis ihrer unternehmerischen Erwägungen selbst. Er kann nicht bereits im Voraus auf Basis von Kostenerhebungen durch den Auktionator festgelegt werden.

Laut 13a (2) dürfen Anlagen für 5 Jahre „ausschließlich nach Maßgabe angeforderter Systemsicherheitsmaßnahmen betrieben werden“. Gilt dies auch für den Fall, dass nach 13b Absatz 1 Satz 2 ein wettbewerbliches Verfahren zur Beschaffung einer Netzreserve eingeführt wird? Können diese Anlagen Teil der Netzreserve werden oder sind sie von vornherein ausgeschlossen? Da ein wettbewerblicher Prozess aus Effizienzgründen grundsätzlich den Vorzug vor einer zentralistischen Regulierung haben sollte, wäre zu empfehlen, dass dieses wettbewerbliche Verfahren die bis dahin gültigen Regelungen nach §13a ersetzt.

§ 13c Für das Elektrizitätssystem systemrelevante Gaskraftwerke

(1) Aus Gründen der Transparenz ist die von den ÜNB erstellte Liste systemrelevanter Kraftwerke nicht nur der BNetzA vorzulegen, sondern auch zu veröffentlichen. Darüber hinaus ist es notwendig, dass der Kraftwerksbetreiber zeitgleich mit der BNetzA über die aus Sicht des ÜNB gegebene Systemrelevanz informiert wird.

(2) „Insoweit ein Brennstoffwechsel nicht möglich oder zumutbar ist, sind Betreiber des Gasversorgungsnetzes verpflichtet [...] feste Kapazitäten [...] anzubieten.“ Hier wäre es sehr hilfreich, wenn definiert werden könnte, welche Ebene des Gasversorgungsnetzes gemeint ist, da hier mehrmals Kapazitäten gebucht werden müssten.

Laut Änderungsentwurf ist der Betreiber eines systemrelevanten Gaskraftwerks verpflichtet, die ihm vom Netzbetreiber angebotenen festen Transportkapazitäten zu kontrahieren. In der Begründung der Gesetzesänderung wird jedoch eine Pflicht zum Abschluss von „nicht unterbrechbaren Gasbezugsverträgen“ erwähnt. Hier ist klar zwischen Transport und Lieferung zu unterscheiden, da die Pflicht zur Kontrahierung von festen Gaslieferungen deutlich über die Pflicht zur Kontrahierung von festen Transportkapazitäten hinausgeht.

Eine Pflicht zur Kontrahierung von festen Transportkapazitäten durch den Betreiber eines systemrelevanten Kraftwerks ist nicht sinnvoll. Eine langfristige Buchung von festen Gastransportkapazitäten ausschließlich aus Gründen der Absicherung der stromseitigen Netzstabilität blockiert Kapazitäten für die reguläre marktbasierete Nutzung und führt ggf. zu einem ineffizienten Netzausbau. Vielmehr sollten diese Kapazitäten durch den Gasnetzbetreiber bereitgestellt werden. Die Kosten hierfür können zwischen dem Gasnetzbetreiber direkt durch den Übertragungsnetzbetreiber erstattet werden. Darüber hinaus wäre eine Wiederbelebung von Lastmanagement-Instrumenten in der Gasversorgung sinnvoll (Abschaltung von großen Endverbrauchern), um so einen ineffizienten Ausbau des Gastransportnetzes zu verhindern.

Die Pflicht zum Kontrahieren fester Transportkapazitäten durch den Kraftwerksbetreiber sollte allenfalls konkret auf den Zeitraum beschränkt sein, für den der Übertragungsnetzbetreiber die Erzeugung in der betroffenen Anlage für den Erhalt der Systemstabilität anweist.

Sind Brennstoffwechsel und der Abschluss ausreichender Gaskapazitäten nicht möglich, soll der Kraftwerksbetreiber „kurzfristig darlegen, mit welchen anderen Optimierungs- oder Ausbaumaßnahmen der Kapazitätsbedarf befriedigt werden kann.“ Dies stellt eine extreme Anforderung an den Betreiber dar. Nicht nur wird er verpflichtet, eine Anlage, die er ggf. zur Stilllegung vorgesehen hat, weiter am Netz zu halten. Vielmehr soll er über Brennstoffwechsel und

Kapazitätsverträge hinaus noch KURZFRISTIG ein alternatives Konzept zum dauerhaften Betrieb der Anlage erarbeiten. Die Anforderung ist nicht realistisch. Ist in begründeten Fällen ein Brennstoffwechsel und ein ausreichender Abschluss von Gasnetzkapazitäten nicht möglich, muss dem Betreiber gegenüber auf weitere Anforderungen verzichtet werden.

§ 16 (1a)

Der Eingriff in den Speicherbetrieb zwingt den Speicherbetreiber ggf. fremdes Gas auszuspeichern. Die betroffenen Speicherkunden laufen Gefahr, ihrerseits bestehenden Lieferverpflichtungen nicht mehr oder nur noch unter Inkaufnahme eines wirtschaftlichen Schadens nachkommen zu können. Hier muss die Haftung geklärt werden. Darüber hinaus sollte mit Blick auf die Erfahrungen des letzten Winters geregelt werden, dass die Speicherbetreiber nur im Rahmen der technisch physikalischen Möglichkeiten ausspeichern müssen.

§ 63 (2a)

Eine Evaluierung sollte jährlich und nicht wie derzeit im Entwurf vorgesehen erstmals in 2016, gerne gekoppelt an den Netzentwicklungsplan, stattfinden.

Da bereits erfolgreich Maßnahmen für die Verbesserung der Versorgungssicherheit im nächsten Winter kurzfristig umgesetzt werden, empfehlen wir, die vorgesehenen gesetzlichen Regelungen klar auf maximal zwei Jahre zu befristen. Erforderlich ist ein über den kommenden Winter hinausgehendes Konzept, mit dem die Energieversorgung für Verbraucher und Wirtschaft nicht nur kurz- sondern auch langfristig sicher und kosteneffizient gewährleistet werden kann und gleichzeitig für die Energieversorgungsunternehmen stabile Rahmenbedingungen für Investitionen bieten. EFET Deutschland steht für Gespräche und Rückfragen gern zur Verfügung.