

8KU-Büro Reinhardtstraße 52 10117 Berlin

Bundesnetzagentur
Beschlusskammer 6
Postfach 80 01
53105 Bonn

8KU-Büro Berlin
Reinhardtstraße 52
10117 Berlin

Telefon 030 24048613
Telefax 030 23455839
E-Mail kontakt@8ku.de
Internet www.8ku.de

Ihr Ansprechpartner:
Dr. Matthias Dümpelmann
Geschäftsführer 8KU

Berlin, 20. Mai 2011

Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen

Sehr geehrte Damen und Herren,

vor dem Hintergrund der durch das Kernkraftwerk-Moratoriums Mitte März 2011 veränderten Zustände im Übertragungsnetz erwägen Sie zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems eine Reihe von Maßnahmen und Instrumenten einschließlich hiermit verbundener Kompensationsregelungen.

Im Rahmen der hierzu eingeleiteten Konsultation nehmen wir zu diesen Maßnahmen und Regelungen und aus Sicht großer kommunaler und regionaler Energieversorgungsunternehmen wie folgt Stellung:

1. Allgemeine Bewertung

Durch das Kernkraftwerk-Moratorium von Mitte März 2011 und die damit verbundenen Abschaltungsmaßnahmen hat sich die Erzeugungsleistung in Deutschland unmittelbar um rd. 5.000 MW (Unterweser, Biblis A, Isar I, Neckarwestheim I, Philippsburg I) verringert. Von den dem Moratorium unterfallenden Anlagen befinden sich zwei bereits länger außer Betrieb (Brunsbüttel, Krümmel; rd. 2100 MW); in Revision befand sich ferner eine Anlage mit einer Kapazität von 1.240 MW (Biblis B). Insgesamt ist die Erzeugungsleistung in Deutschland durch das Moratorium um 8.500 MW reduziert.

Außerhalb des Moratoriums befinden sich drei weitere Kernkraftwerke in Revision (Grafenrheinfeld, Gundremmingen B,

Grohnde), so dass derzeit rd. 12.300 MW an Kernkraftwerksleistung nicht zur Verfügung stehen.

Ohne Berücksichtigung der bereits in den letzten Jahren nicht verfügbaren Anlagen Krümmel und Brunsbüttel stehen folglich durch das Moratorium effektiv rd. 6.200 MW Leistung weniger zur Verfügung.

Es ist unstrittig, dass eine zusätzliche Abschaltung von über 5 GW die Systemsicherheit beeinflusst und auch Lastflüsse verändert. Ebenso unstrittig ist, dass ein nachhaltiger – und auf Grund des schnellen Kernenergieausstiegs noch ambitionierter – Zuwachs von fluktuierenden Erneuerbaren Energien die Systemstabilität vor große Herausforderungen stellt.

Unstrittig notwendig ist auch ein einheitlicher und diskriminierungsfreier Rahmen für den Abschluss von Redispatch-Verträgen einschließlich einer angemessenen Vergütung von entgangenen Deckungsbeiträgen, Opportunitätskosten und indirekten Kosten.

Wir betonen den Grundsatz, dass Redispatch als Eingriff in den Marktbereich der Erzeugung Ausnahme- und nicht Regelfall bleibt und dass demgegenüber wettbewerbskompatible Instrumente zur Erhöhung reaktionsfähiger Kraftwerkskapazitäten und auch der notwendige Netzausbau auf Ebene der Transport- wie auch der Verteilnetze nicht vernachlässigt werden darf. Netzregulierung und die Arbeit der BNetzA hat insbesondere hier anzusetzen.

Die zusätzliche Leistungsreduzierung durch das Moratorium ist aktuell überschaubar. Sehr viel größer ist die Aufgabe der mittel- bis langfristigen Sicherung von Kapazität im derzeitigen Merit-Order-System. Vor dem Hintergrund dieser Grundeinschätzung plädieren wir angesichts der Eingriffstiefe der erwogenen Maßnahmen für Bedacht und Angemessenheit in der politischen und regulatorischen Debatte.

2. Die Vorschläge im Einzelnen

Die BNetzA geht davon aus, dass zur Gewährleistung der Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems künftig ein erhöhter Bedarf besteht für den Einsatz von Redispatch zur Vermeidung temporärer Engpassituationen sowie für erhöhte Blindleistungeinspeisung. Außerdem bestehe für die Übertragungsnetzbetreiber derzeit im Rahmen von § 13 Abs. 1 EnWG keine Möglichkeit, Betreiber von Erzeugungsanlagen

formell zur Mitwirkung an derartigen Maßnahmen zu verpflichten.

Um hier Abhilfe zu schaffen, erwägt die BNetzA die Einführung verpflichtender vertraglicher Regelungen zwischen Erzeugern und Netzbetreibern für sämtliche Erzeugungsanlagen, die an das Übertragungsnetz oder an die 110 kV-Netze angeschlossen sind.

Die Regelungen betreffen die Reduzierung oder Erhöhung von Wirkleistung, die Änderung der Blindleistungseinspeisung, Verschiebung von Revisionen und die Abstimmung zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern beim Zugriff auf Kraftwerke in 110-kV-Netzen.

Zur Höhe der in Aussicht gestellten angemessenen Kompensation werde die BK 8 gesondert Stellung nehmen.

3. Bewertung

Allgemeines

Die 8KU-Unternehmen halten eine standardisierte und transparente Regelung für jene Notfallmaßnahmen, die durch ein übergeordnetes Management von einzelnen Kraftwerksanlagen die Sicherheit des Übertragungsnetzes herstellen, für sinnvoll.

Für den Fall einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems sind netz- oder marktbezogene Maßnahmen derzeit gemäß § 13 Abs. 1 EnWG vorgesehen.

Sofern diese Maßnahmenklasse nicht ausreicht, ist der Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen in seiner Regelzone anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen. Dem Grunde nach bestehen also derzeit alle Möglichkeiten für den Übertragungsnetzbetreiber systemstabilisierende Maßnahmen vorzunehmen. Diese sind jedoch selbst nicht näher beschrieben und auch ist die Frage der Kompensation nicht hinreichend geklärt.

Die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze dient nach § 1 Abs. 2 u.a. dem Ziel der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität. Insoweit muss neben dem Kriterium der

Systemsicherheit bei der Bewertung der vorgeschlagenen Maßnahmen auch dem der Wettbewerbsfähigkeit eine herausgehobene Bedeutung zukommen. Dies gilt umso mehr, als mit den Vorschlägen der BNetzA Maßnahmen nach § 13 Abs. 1, also der Bereich der marktbezogenen Maßnahmen angesprochen ist.

Bevor es zu einer über diese marktbezogenen Maßnahmen hinausgehenden Verpflichtung kommt, müsste - zur Vermeidung von Wettbewerbseingriffen - in angemessener Weise der Nachweis geführt werden, dass diese tatsächlich ausgeschöpft sind.

Da sich die Erzeuger von elektrischem Strom im Marktwettbewerb befinden, ist es nur konsequent und sinnvoll, einen Markt für Kraftwerkskapazitäten zu schaffen, die im Bedarfsfall nach Vorgaben des Übertragungsnetzbetreibers eingesetzt werden.

Mit Hilfe eines solchen Marktsystems soll eine langfristig angelegte Struktur geschaffen werden, die die erforderlichen Kraftwerkskapazitäten durch ausreichende kommerzielle Anreize sicherstellt.

Redispatch

Eingriffe in die Kraftwerksfahrweise durch den ÜNB müssen die technischen Möglichkeiten einer jeden Kraftwerksanlage (z.B. Lastgradienten, zur Verfügung stehende Kapazitäten, Beharrungszeiten, An- und Abfahrzeiten) strikt einhalten und auskömmlich vergüten. Der Punkt Vergütung kann nicht gesondert betrachtet werden, wie von der BNetzA vorgesehen, sondern ist obligatorischer Bestandteil des Gesamtverfahrens.

Eine richtige Kategorisierung des Adressatenkreises für diese Redispatch-Maßnahmen ist unerlässlich. Das Pauschalkriterium sämtlicher ab dem 110 kV-Netz angeschlossenen Anlagen ist nicht zielführend.

Zum einen findet sich in dieser Definition der aus gutem Grund gesetzlich garantierte Einspeisevorrang der KWK nicht wieder, der also zu einer nachrangigen Abregelung führen müsste.

Ein weiteres Kriterium nachrangiger Abregelung für KWK ist aufgrund der Versorgung öffentlicher Fernwärmenetze oder Dampfkunden aus der Industrie oder Dampfkunden aus der

Industrie gegeben, um sowohl die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und nicht zuletzt um zu vermeiden, dass die KWK-Anlage abgeregelt und die Wärmeversorgung über eine deutlich ineffizientere Einzelerzeugung sichergestellt wird.¹

Der Versorgungssicherheit kommt ganz besondere Bedeutung zu, da Situationen - z.B. beim (plötzlichen) Abregeln von KWK-Anlagen - auftreten können, die die Lieferfähigkeit einschränken, stark stören oder gar zum Erliegen bringen können.

Es ist ebenso zu berücksichtigen, dass bei Anfahrten ausreichende Vorlaufzeiten bis zum Start der Anlage (z. B. Kühlwasserbereitstellung, Sicherstellung des Brennstoffes, ausreichende Personalkapazitäten) zu berücksichtigen sind.

In den Eckpunkten der BNetzA fehlt ferner eine Differenzierung nach Leistung. Der Adressat der Notfallmaßnahme sollte einen erheblichen Beitrag zur Systemstabilität beitragen können. Dies wäre (wie auch im EnWG-Entwurf genannt) beispielsweise ab 100 MW der Fall und entspräche geübter Praxis. Eine sinnvolle Leistungsgröße ist im Sinne einer Kosten/Nutzenanalyse aber noch zu analysieren und festzulegen.

Bei allen nach Klärung des Adressaten dann erfolgenden verpflichtenden Eingriffen in den genuine Marktbereich der Erzeugung müssen Fragen der Entschädigung möglichst klar und nach transparenten Regeln geklärt sein.

Hierbei muss auch darauf hingewiesen werden, dass verpflichtende Maßnahmen immer in unternehmensspezifische und komplexe Erzeugungsstrategien eingreifen. Der Erlös aus der Stromproduktion ist nicht das einzige strategische Kriterium; vielmehr sind Laständerungskosten, Wirkungsgradfragen, Veränderungen der Brennstoffkosten und Brennstoffbeschaffungsstrategien, insbesondere bei Erdgas zu berücksichtigen.

Weiter ist z.B. die Ersatzbeschaffung von Wärme, Kompensation von Systemdienstleistungen (Primär-, Sekundär-, Minu-

¹ In diesem Zusammenhang muss auch darauf hingewiesen werden, dass im EnWG-Entwurf – wie er mehrfach modifiziert, zuletzt am 13. Mai vorgelegt wurde – noch immer nicht hinreichend eine an Systemstabilität orientierte Binnendifferenzierung zwischen EEG-Vorrang und KWK-Vorrang geschaffen wurde. Auch ist darauf hinzuweisen, dass durch die Förderung von Wärmespeichern, wie sie beispielsweise bei der näheren Ausgestaltung des Energie- und Klimafonds eingerichtet werden könnte, eine erhebliche Flexibilisierung des Gesamtsystems erreicht werden könnte.

tenreserve) und CO₂-Zertifikatekosten in die Vergütungsregelung aufzunehmen.

Es ist also sehr differenziert zu prüfen, dass Redispatch-Maßnahmen und Regelungen auskömmliche Preise und Bedingungen vorsehen. Nicht trivial ist ferner die Frage der mit einer Kompensation regelmäßig verbundenen Aufdeckung sensibler Unternehmensdaten und -kalkulationen.

Erhebliche Nachteile verbunden mit einer Verschlechterung der Wettbewerbsposition drohen die erwogenen Maßnahmen insbesondere für Marktteilnehmer mit nur wenigen Erzeugungseinheiten zu erbringen. Unzweifelhaft ist die nachteilige Wirkung einer Zwangsabschaltung für einen Marktteilnehmer mit nur wenigen Erzeugungsanlagen höher als für Marktteilnehmer, denen aufgrund eines größeren Erzeugungsportfolios noch zusätzliche Hedging-Optionen verbleiben.

Verschiebungen von Kraftwerksrevision

Kraftwerksrevisionen sind Bestandteil komplexer Erzeugungsstrategien, in die eingegriffen würde. Revisionen setzen intensive mehrmonatige teilweise mehrjährige Planungen voraus. Hierbei werden Verträge mit langen Vorlaufzeiten zur Material- und Personaldisposition mit vielen unterschiedlichen Lieferanten geschlossen.

Sicherheitstechnische bzw. gesetzgeberische Bedingungen (z. B. Betriebssicherheitsverordnung) sind von Kraftwerksbetreibern einzuhalten. Weiterhin sind z.B. Wärmelieferungen in Absprache mit Kunden festgelegt worden. Ebenso müssen bei Verschiebungen von Kraftwerksrevisionen die preislichen Auswirkungen auf die Vermarktungs- und Beschaffungsänderungen (Strom, Brennstoff, CO₂) ermittelt werden.

Verschiebungen von geplanten Revisionen sind teilweise technisch gar nicht möglich, verändern die Qualität und verursachen erhebliche Kosten. Eine Verschiebung einer Revision kann zum einen Pönalen auf der Zulieferseite zur Folge haben, zum anderen kann sich der nächste mögliche Termin dann um einige Monate bis Jahre verschieben.

Aus diesem Grund ist die Möglichkeit von Verschiebungen von Kraftwerksrevisionen durch Entscheidung des ÜNB grundsätzlich abzulehnen; diese müssen vielmehr in bilateralen Vereinbarungen beschlossen werden.

Umgekehrt sind notwendige Klärungen wie etwa die Transparenz der Bewirtschaftung von Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 oder auch mögliche Kategorisierungen und Regeln in Bezug auf Anlagen in „Kalt-Reserve“ nicht angesprochen.

Änderung der Blindleistungseinspeisung

Signifikante Änderungen in den Blindleistungseinspeisungen bedürfen der Einzelfallprüfung. Hier ist insbesondere eine wirtschaftliche Gesamtoptimierung der Netz- und Erzeugungssituation (Einsatz von Spulen, Kondensatoren oder Kraftwerkskomponenten) anzustreben.

Zusammenspiel ÜNB, Verteilnetzbetreiber und Erzeugung

Die in den Verteilungsnetzen in der Hochspannung angeschlossenen Erzeugungsanlagen leisten heute einen wesentlichen Beitrag zur Systemstabilität in den Verteilnetzen.

Insbesondere stellen diese Erzeugungsanlagen auf Veranlassung des Verteilnetzbetreibers die für die Spannungshaltung notwendige Blindleistung zur Verfügung. Durch die Zunahme regenerativer volatiler Einspeiser in den Verteilungsnetzen wird dieser Funktion zukünftig eine zunehmende Bedeutung erhalten.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass zukünftig sich ändernde Quellen-Senken-Situationen lokale Netzengpässe in Verteilungsnetzen hervorrufen können, für deren Beseitigung der Verteilnetzbetreiber eben diese Erzeugungsanlagen dringend benötigt.

Bei der Standardisierung der vertraglichen Rahmenbedingungen für potentielle Eingriffsmöglichkeiten der ÜNB in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen, die in den Hochspannungsnetzen der VNB angeschlossen sind, ist zu gewährleisten, dass die Sicherstellung der Systemstabilität und das lokale Engpassmanagement in den Verteilungsnetzen die höchste Priorität besitzt. Ein möglicher Eingriff durch den ÜNB darf daher nicht direkt erfolgen, sondern nur mit Einverständnis des jeweils betroffenen VNBs und jenseits der erforderlichen Beiträge diese Erzeugungsanlagen für die Systemstabilität im Verteilungsnetz.

Fazit

Die aufgeführten Argumente sprechen also nicht grundsätzlich gegen Schritte der Kategorisierung, Strukturierung und Klärung von Rollen und Regeln in der Bewältigung immer komplexerer Aufgaben zur Systemstabilisierung. Allerdings muss dies auf den Bereich des unbedingt Notwendigen (also auf § 13 Abs. 2 EnWG) beschränkt bleiben und darf nur dann als Option gezogen werden, wenn alle anderen Schritte der Erhöhung der Flexibilität des Stromsystems (einschließlich des Netzausbaus) gezogen sind.

Unerlässlich ist jedoch die Immunisierung aller Schritte gegenüber Wettbewerbsverzerrungen, die sich durch die genannten Eckpunkte des Festlegungsverfahrens allerdings leider ergeben würden.

Vor einer solchen Festlegung sollten also Detailanalysen der tatsächlichen Herausforderungen für die Systemstabilität einerseits und der Gefahren für den Wettbewerb durch jeweilige Gegenmaßnahmen andererseits vorgenommen werden. Dies gilt im Übrigen auch für die entsprechenden Überlegungen in der Novellierung des EnWG.

Als wettbewerbsorientierte Marktteilnehmer stehen wir für vertiefende Analysen und Gespräche sehr gern zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



Dr. Matthias Dümpelmann