

Stellungnahme der TenneT TSO GmbH zum Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Vorbemerkung

Der Strommarkt befindet sich in einem fortlaufenden Wandel: Der Umbau der Energieversorgung durch den starken Zubau erneuerbarer Energien (EE) und den beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland führen zu neuen Herausforderungen für Netzbetrieb und Versorgungssicherheit.

Aus Sicht von TenneT als erstem grenzüberschreitenden Übertragungsnetzbetreiber Europas ist von zentraler Bedeutung, dass die Versorgung mit Strom auch in Zukunft zu jeder Minute und in ausreichendem Maße sichergestellt werden kann und die Systemstabilität gewährleistet ist. Diese Grundanforderungen sollten für jedes Marktmodell gelten, wobei marktliche Lösungen, die sowohl Investitionen als auch Innovationen anreizen, vorzuziehen sind.

TenneT begrüßt das vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) vorgelegte Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“. Wir teilen die Auffassung, dass der Energy-only-Markt (EOM) auch in Zukunft das zentrale Marktinstrument bleiben sollte, das den kurzfristigen kosteneffizienten Einsatz von erneuerbaren wie konventionellen Erzeugungsanlagen, Speichern und anderen Flexibilitäten steuert. Darüber hinaus ist der EOM die Schnittstelle zu den europäischen Nachbarstaaten und sorgt so für eine kosteneffiziente Verteilung von Angebot und Nachfrage im europäischen Energiebinnenmarkt. Es ist aber auch unbestritten, dass der EOM optimiert und – wo nötig – in geeigneter Art und Weise flankiert werden muss, um seine Marktkräfte auch unter den sich verändernden Rahmenbedingungen zu entfalten. Hierzu müssen folgende Anforderungen erfüllt werden:

- Der Regelenenergiemarkt muss zu einem smarten System weiterentwickelt werden, in dem für Bilanzkreisverantwortliche Anreize für systemdienliches Verhalten geschaffen sowie Abweichungen bei nicht systemdienlichem Verhalten merkbar und unmittelbar pönalisiert werden.
- Die politisch-regulatorischen Eingriffe in den Markt und in die dort stattfindende Preisbildung müssen minimiert werden. Konkret bedeutet dies, dass kurzfristige Preisspitzen am Großhandelsmarkt akzeptiert werden müssen, damit möglichst unverzerrte Preissignale effiziente Einsatz- und Investitionsentscheidungen ermöglichen.

Unabhängig von der Entscheidung über die künftige Ausgestaltung des EOM müssen ferner folgende Aspekte beachtet werden:

- Für das Gelingen der Energiewende ist der Netzausbau unabdingbar und volkswirtschaftlich gesehen kurz- und mittelfristig weder durch Speicher noch durch Kraftwerke substituierbar. Netzausbau muss deshalb prioritär behandelt werden.
- Zur Behebung regionaler Engpässe und zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität muss auch weiterhin sichergestellt werden, dass die ÜNB jederzeit auf ausreichende und flexible Kraftwerksreserven zugreifen können.
- Das EEG muss weiter reformiert und schrittweise zu einem System weiterentwickelt werden, in dem die EE-Anlagen zunehmend allen anderen Marktakteuren gleichgestellt werden. Sie müssen mittelfristig die gleichen Chancen und Risiken am Markt zu tragen haben. Dazu gehört auch die Erbringung von Systemdienstleistungen.
- Zur langfristigen, effektiven und effizienten Sicherstellung der Versorgungssicherheit müssen die Maßnahmen im europäischen Rahmen koordiniert werden.

Zu den Kapiteln im Einzelnen:

Funktionsweise des Strommarktes

Die Funktionsweise des Strommarktes wird im Grünbuch aus Sicht von TenneT zutreffend beschrieben. Besonders zu betonen sind aus unserer Sicht folgende Aspekte:

Regelleistung gleicht unvorhersehbare Abweichungen aus. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass vorhersehbare und kurzfristige Abweichungen von den Bilanzkreisverantwortlichen im Vorfeld des Regelennergie-Einsatzes über Marktgeschäfte ausgeglichen werden müssen. Hierzu sind Anpassungen im Ausgleichsenergiepreissystem notwendig, die systemdienliches Verhalten anreizen und Abweichungen merkbar und unmittelbar pönalisieren.

Redispatch ist die Antwort auf vorübergehende Netzengpässe. Folglich ist der Einsatz von Redispatch kein dauerhaftes Instrument zur Vermeidung von Netzausbau. Der Einsatz von Redispatch an Stelle des Netzausbaus verursacht mittel- und langfristig höhere volkswirtschaftliche Kosten und führt zu marktverzerrenden Eingriffen in den Strommarkt. Gleichzeitig erhöhen sich bei immer weiter steigenden Redispatch-Mengen die operativen Abwicklungsrisiken und damit auch die Risiken für die Systemsicherheit. Hiervon zu trennen ist ein gewisses Maß an Erzeugungsmanagement bei erneuerbaren Energien, um die Netze nicht „für die letzte erzeugte Kilowattstunde“ ausbauen zu müssen.

Herausforderungen

TenneT teilt die Auffassung des BMWi, dass sich der Strommarkt bisher grundsätzlich bewährt hat. Die derzeit niedrigen Preise am Großhandelsmarkt für Strom sind kein Ausdruck für ein Nicht-Funktionieren des Strommarktes. Ein zunehmend zusammenwachsender europäischer Strom-Binnenmarkt mit Überkapazitäten und niedrigen CO₂- und Brennstoffpreisen zeigt keine Knappheit an, weil aktuell kein Investitionsbedarf in neue Erzeugungskapazitäten besteht. Damit sendet der Markt derzeit das Signal, das er unter den gegebenen Umständen senden sollte. Sollten im liquiden Betrachtungshorizont des Großhandelsmarktes (ca. 3-4 Jahre) Knappheiten erkennbar werden, so ist zu erwarten, dass der Markt mit entsprechenden Preissignalen reagieren wird.

In Bezug auf die konventionelle Mindesterzeugung muss darauf hingewiesen werden, dass diese häufig in Verbindung mit der Bereitstellung von Folgeprodukten erfolgt (z.B. Fernwärme oder Prozessdampf). Hier könnte durch den – seit der letzten KWKG-Novelle geförderten – Aufbau von Wärmespeichern die Mindesterzeugung weiter effektiv reduziert werden. Eine Reduktion der Mindesterzeugung kann – bei geeigneter Ausgestaltung der regulatorischen Vorgaben – auch durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch erneuerbare Energien erreicht werden. Während Windkraft- und PV-Anlagen dabei primär als negative Regelleistungserbringer eingesetzt werden können, bieten sich Biomasseanlagen mit Speichern auch als Erbringer positiver Regelleistung an.

Zu beachten ist auch das Verhältnis von Regelleistung zu Redispatchleistung – „jedes MW ist nur 1-mal vorzuhalten“. Durch flexible Nutzung für Redispatch oder Regelleistung unter Beachtung des Grundprinzips „Engpassbehebung geht immer vor Systembilanzausgleich“ kann Mindesterzeugung reduziert werden. Dies setzt allerdings eine Aufhebung der bislang getrennten Betrachtung des Einsatzes von Regelleistung und Redispatchleistung voraus.

Flexibilität als eine Antwort

TenneT bekräftigt die Aussagen im Grünbuch, dass derzeit ein großes technisches Potenzial an Flexibilitätsoptionen zur Verfügung steht, das den aktuellen Bedarf an Flexibilität weit übersteigt. Insofern sehen wir derzeit keinen Anlass, einzelne Flexibilitätsoptionen gezielt zu fördern. Vielmehr sollten Flexibilitätsanbieter in einem möglichst unverzerrten Wettbewerb miteinander treten. Hemmnisse hierfür sind so weit wie möglich abzubauen.

Der größte Hebel ist die Flexibilisierung der Einspeisung erneuerbarer Energien entsprechend der Marktsignale. Hier hat die Politik mit der schrittweisen Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung im Rahmen der EEG-Novelle 2014 den richtigen Weg eingeschlagen. Dieser Weg muss konsequent weiterverfolgt werden, bis erneuerbare Energien die gleichen Rechte und Pflichten übernehmen wie alle anderen Marktakteure auch.

Weitere Schritte zum Anreiz von Flexibilitätsoptionen können entsprechende Änderungen/Dynamisierungen bei den fixen Bestandteilen des Strompreises darstellen. Generell sollten etwaige Dynamisierungen vor

einer Entscheidung über eine Einführung intensiv geprüft und mögliche Auswirkungen auf den Markt in einer Testphase erprobt werden. Insbesondere sind die Auswirkungen bei den am Wälzungsmechanismus beteiligten Akteuren sowie die möglichen Implikationen auf den nationalen und internationalen Strommarkt detailliert zu untersuchen.

Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher stärken

TenneT begrüßt die Vorschläge zur Stärkung der Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher. Die Übertragungsnetzbetreiber arbeiten bereits heute an der Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte. Die im Grünbuch vorgeschlagenen Schritte für eine schrittweise Öffnung dieser Märkte für EE-Anlagen, vor allem die getrennte und tägliche Ausschreibung, werden von TenneT begrüßt. Aus ÜNB-Sicht ist allerdings von besonderer Bedeutung, dass bei den einzelnen Schritten Systemsicherheitsaspekte Vorrang haben. Daher ist eine enge Abstimmung der vorgesehenen Schritte mit den systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern aus unserer Sicht zwingend notwendig.

In der Stärkung der Bilanzkreisverantwortung sieht TenneT eines der wesentlichen Elemente der Weiterentwicklung hin zu einem „Strommarkt 2.0“. Wir erkennen an, dass die Bundesnetzagentur die Anreize zur Bilanztreue bereits verbessert hat. Das Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem bietet allerdings immer noch zu wenig Anreize für die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), ihre Bilanzkreise jederzeit ausgeglichen zu bewirtschaften.

Eindeutige Anreize zur ausgeglichenen Bilanzkreisführung sind ein Schlüsselement für die Gewährleistung von kurzfristiger System- und langfristiger Versorgungssicherheit. So können potentielle Ungleichgewichte bereits durch eine entsprechend sorgfältige Erstellung der Prognosen und der Fahrpläne durch die BKV marktseitig behoben werden. Dies trägt zu einem minimierten Einsatz von Regelenergie bei. Gleichzeitig werden die Marktaktivitäten durch Erhöhung der Liquidität im kurzfristigen Handel unterstützt. Konkrete Vorschläge für eine Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems (u.a. die Umstellung auf eine Preisbildung anhand der Grenzkosten) hat TenneT in seiner Fangnetz-Studie¹ beschrieben. Darüber hinaus schlagen wir vor, die für die Vorhaltung von Regelenergieprodukten anfallenden Kosten ebenfalls den BKV in Rechnung zu stellen, die Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen. Bisher werden diese Kosten über die Netzentgelte allen Netznutzern gleichermaßen in Rechnung gestellt.

Ein zukünftiger Strommarkt, in dem BKV hinreichend Anreize haben ihre Bilanzkreise jederzeit auszugleichen, hat gute Chancen, Versorgungssicherheit auch ohne einen begleitenden Kapazitätsmarkt gewährleisten zu können.

Durch die zunehmende volatile Einspeisung aus EE-Anlagen werden allerdings auch neue Anforderungen an die Bilanzkreisbewirtschaftung gestellt, die nicht allein über Anreize zur ausgeglichenen Bilanzkreisführung adressiert werden können. Insbesondere birgt die zunehmende volatile Einspeisung aus

¹ E-Bridge Consulting, Vorschläge zur Ausgestaltung eines Fangnetzes zur nachhaltigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit – im Auftrag von TenneT TSO GmbH

EE-Anlagen das Risiko von kurzfristigen systemweiten Über- oder Unterdeckungen durch unerwartete bzw. schwer vorherzusagende Ereignisse wie z.B. Saharastaub oder Nebel.

Während massive Überdeckungen ggf. durch die temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung durch das Einspeisemanagement (EinsMan) relativ leicht und kurzfristig zu beheben sind, können Unterdeckungen Probleme nach sich ziehen, die nicht schnell behoben werden können. TenneT sieht daher den Bedarf angemessene Vorkehrungen zu treffen, die dazu geeignet sind, das Risiko massiver Unterdeckungen durch vorhergesagte aber nicht eingetretene Einspeisung aus Wind und PV zu verringern. Eine Möglichkeit könnte die Erweiterung der Erwartungswertprognose um eine Konfidenzprognose sein. Bestehen entsprechende Risiken, könnte dann nur eine anteilige Vermarktung zugelassen werden.

Stromnetze ausbauen und optimieren

Der Ausbau der Stromnetze ist ein zentrales Element für das Funktionieren des Strommarktes – sowohl in nationaler Hinsicht als auch mit Blick auf den europäischen Binnenmarkt. Der Vorschlag, die Netze nicht „für die letzte erzeugte Kilowattstunde“ aus erneuerbaren Energien auszubauen, wird von TenneT unterstützt. Im Netzentwicklungsplan 2025 werden die Übertragungsnetzbetreiber gemäß den Vorgaben aus dem genehmigten Szenariorahmen in allen Szenarien ein entsprechendes Erzeugungsmanagement aller Onshore Windenergie- und Photovoltaikanlagen anwenden.

Eine große Herausforderung stellt derzeit die Anwendung des Erzeugungsmanagements in der täglichen Systemführung dar. Bei zunehmender Einspeisung aus EE und verzögertem Netzausbau finden die Notfallmaßnahmen nach §§ 14 EEG und 13 EnWG bereits täglich Anwendung. Aus diesem Grund müssen hierfür praktikable regulatorische Vorgaben unter Einbeziehung der ÜNB und VNB entwickelt werden. Dabei sollten insbesondere die Erfahrungen aus den Pilotprojekten für ein geordnetes Verfahren für den energetischen und bilanziellen Ausgleich von EinsMan-Maßnahmen mit einbezogen werden.

Hierzu startet TenneT in Kürze ein Pilotprojekt, das explizit auf einen geordneten und planbaren energetischen Ausgleichsprozess ausgerichtet ist. Grundlage dieses Piloten ist die Weiterentwicklung der vorhandenen Redispatch-Prozesse für konventionelle Kraftwerke unter Einhaltung der derzeit gültigen regulatorischen Vorgaben. Solche Pilotprojekte fördern die Heranführung der EE-Anlagen in die Systemdienstleistungen und stellen einen wichtigen Beitrag zur Marktintegration der EE dar. Nach Auswertung dieser Piloten sollte das Erzeugungsmanagement im Sinn der Netz- und Systemsicherheit noch stärker zu einem Prozess hin entwickelt werden, der sich an den Grundsätzen des heutigen Redispatch mit konventionellen Kraftwerken orientiert.

Um trotz vorhandener Netzengpässe einen sicheren Netzbetrieb zu ermöglichen, muss sichergestellt sein, dass eine ausreichende Anzahl von flexiblen Redispatchkapazitäten zur Verfügung steht, auf die die ÜNB zugreifen können. Die Größe der Redispatchleistung und damit auch das Vorhandensein der Netzreserve lassen sich nur durch Netzausbau qualitativ absenken. Je schneller der im EnLAG sowie im BBPIG verankerte Netzausbau voranschreitet, desto schneller kann die Netzreserve in ihrem Umfang abgeschmolzen bzw. ganz abgeschafft werden.

Angesichts der zahlreichen Verzögerungen bei den Netzausbauprojekten teilen wir die Auffassung im Grünbuch, dass die Netzreserve auch über das Jahr 2017 hinaus erforderlich sein wird. Daher begrüßen wir die Ankündigung einer Reform und Verlängerung der Reservekraftwerksverordnung (ResKV). Grundsätzlich gilt, dass die Netzreserve so lange erforderlich ist, wie im Rahmen einer Bedarfsanalyse gemäß ResKV ein entsprechender Bedarf ermittelt wird. Insofern wäre es zu begrüßen, wenn die Verlängerung der ResKV nicht zeitlich befristet wird, sondern bis zu dem Zeitpunkt gilt, zu dem die Bedarfsanalyse keinen Bedarf für die Vorhaltung von Redispatchkapazitäten außerhalb des Marktes mehr ausweist.

Einheitliche Preiszone erhalten

Das Plädoyer im Grünbuch, die einheitliche Preiszone innerhalb Deutschlands zu erhalten, wird von TenneT im Sinne der weiteren Integration des europäischen Binnenmarktes ausdrücklich unterstützt. Eine Fragmentierung Deutschlands in unterschiedliche Preiszonen wäre ein politisch wie volkswirtschaftlich kontraproduktives Signal. In diesem Zusammenhang muss allen Akteuren bewusst sein, dass ohne Fortschritte beim geplanten Netzausbau eine Aufspaltung nur schwer vermeidbar sein wird – mit entsprechenden tiefgreifenden Konsequenzen hinsichtlich innerdeutscher Strompreisdivergenzen.

Die europäische Kooperation intensivieren

Als erster grenzüberschreitender Netzbetreiber sieht TenneT unmittelbar die Vorteile des europäischen Binnenmarktes für Strom. Über die Kopplung der Großhandelsmärkte – und zunehmend auch der Regelenergiemärkte – über weite Teile Europas werden volkswirtschaftliche Effizienzen gehoben, die allen Verbrauchern innerhalb der EU zugutekommen. Nur in einem einheitlichen Strom-Binnenmarkt können Erzeugung und Verbrauch effizient und preisgünstig in Einklang gebracht werden.

Gleichwohl bedingt ein funktionierender europäischer Strom-Binnenmarkt die grenzüberschreitende Zusammenarbeit – besonders auf politischer Ebene. TenneT bringt sich intensiv im Pentalateralen Energieforum sowie den entsprechenden Aktivitäten bei ENTSO-E ein und begrüßt die Initiative des BMWi, beim Thema Versorgungssicherheit eng mit den Nachbarstaaten zusammenzuarbeiten. Nur wenn zwischen den Nachbarstaaten Einigkeit über die Definition und Messung von Versorgungssicherheit, den Ausbau von Grenzkuppelstellen sowie die grenzüberschreitende Nutzung (freier) Kraftwerkskapazitäten in kritischen Situationen besteht, können die Potenziale des europäischen Strom-Binnenmarktes voll ausgeschöpft werden. Wichtig ist auch ein gemeinsames Verständnis, wie in Situationen gleichzeitiger Knappheit zu verfahren ist.

TenneT ist bewusst, dass es bis zu einem einheitlichen Binnenmarkt für Strom in allen EU-Mitgliedsstaaten noch ein weiter Weg ist. Auf dem Weg dahin sind regionale Initiativen von großer Bedeutung. Gleichzeitig erhoffen wir uns durch die Implementierung der Network Codes neue Impulse hinsichtlich der paneuropäischen Strommarktentwicklung.

Lösungsansätze für eine ausreichende, kosteneffiziente und umweltverträgliche Kapazitätsvorhaltung

TenneT geht davon aus, dass der Strommarkt mit den angekündigten „Sowieso-Maßnahmen“ sowie weiteren, in dieser Stellungnahme erläuterten Schritten zu einem „Strommarkt 2.0“ weiterentwickelt werden kann, der ausreichend Signale für Investitionen sendet und damit Versorgungssicherheit gewährleistet.

Die Stärkung der Bilanzkreisverantwortung, die Reform des Regel- und Ausgleichsenergiemarktes sowie die politische Akzeptanz von temporären Preisspitzen als Knappheitssignal sind elementare Bestandteile dieses „Strommarktes 2.0“. Wenn es darüber hinaus gelingt, dass in Knappheitszeiten nicht nur Erzeuger, sondern auch eine flexibilisierte Nachfrage den Preis setzt, dann können in diesen Stunden auch Grenzkraftwerke anteilig ihre Fixkosten decken. Dabei kommt es aus Sicht von TenneT weniger auf die Größe der flexibilisierten Nachfrage als vielmehr auf die Tatsache an, dass überhaupt flexibilisierte Nachfrager oberhalb der variablen Grenzkosten der Kraftwerke den Preis setzen – und somit ein Matching von Angebot und Nachfrage am Markt herbeiführen.

Vor dem Hintergrund der EU-Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission sollten Kapazitätsmechanismen nach Auffassung von TenneT nur dann eingeführt werden, wenn ein entsprechender Bedarf nachgewiesen wird bzw. ein Monitoring der Versorgungssicherheit ergibt, dass die „generation adequacy“ mit marktbasierenden Kapazitäten (inkl. einer angemessen dimensionierten Kapazitätsreserve) im europäischen Umfeld nicht mehr sichergestellt werden kann. Dieser Bedarf ist derzeit nachweislich noch nicht gegeben, weshalb TenneT gesetzgeberische Maßnahmen zur Einführung eines Kapazitätsmarktes bis zum Ende dieser Legislaturperiode für nicht erforderlich hält. Die Einführung eines Kapazitätsmarktes „auf Vorrat“ ist weder erforderlich noch effizient. Ein Kapazitätsmarkt ist immer mit zusätzlichen regulatorischen Eingriffen und volkswirtschaftlichen Mehrkosten verbunden, die in Abhängigkeit von der Ausprägung des Modells unterschiedlich umfangreich sein können.

Neben Anpassungen des EOM sollte auch ein Monitoring der Versorgungssicherheit die Grundlage zukünftiger Entscheidungen zu einem „Strommarkt 2.0“ bilden. Ein wichtiger Bestandteil dieses Monitorings stellt die Betrachtung der Leistungsbilanz dar. Hier ist zu prüfen, inwiefern es neuer Ansätze und Methoden zum Monitoring der Leistungsbilanz bedarf (z.B. probabilistische Ansätze, abgestimmt mit Nachbarstaaten), um sowohl die Funktionsfähigkeit des Strommarktes als auch den mittelfristigen Bedarf bzw. die Höhe einer eventuell notwendigen Kapazitätsreserve besser abschätzen zu können.

Zusammenarbeit mit Nachbarländern

TenneT unterstützt die Zusammenarbeit Deutschlands mit seinen Nachbarstaaten. Regionale und multilaterale Zusammenarbeit ist ein wesentlicher Eckpfeiler auf dem Weg zu einem einheitlichen europäischen Strom-Binnenmarkt. Darüber hinaus unterstützt TenneT die Position, dass nationale Alleingänge Ineffizienzen im Binnenmarkt verursachen. Im ungünstigsten Fall kann die nationale Versorgungssicherheit selbst durch einen im nationalen Alleingang eingeführten Kapazitätsmechanismus

nicht sichergestellt werden. Insofern ist ein abgestimmtes Vorgehen der Nachbarstaaten auf Basis eines gemeinsamen Verständnisses von Versorgungssicherheit unerlässlich.

Kapazitätsreserve zur Absicherung

Nach Auffassung von TenneT sollte ein optimierter EOM vom Grundsatz her selbst ausreichend Signale für Investitionen und Versorgungssicherheit geben. TenneT teilt jedoch die Auffassung des BMWi, dass die derzeitige Übergangsphase mit Unsicherheiten verbunden ist. Es ist nicht auszuschließen, dass die Reaktionen der Marktteilnehmer auf die Preissignale erst verzögert eintreten. In diesem Fall kann die Versorgungssicherheit selbst im Falle eines grundsätzlich funktionierenden Marktes kurzzeitig gefährdet sein. Derartige Fälle sollten durch eine Kapazitätsreserve in Form einer temporären Versicherungslösung abgedeckt sein.

Hierzu hat TenneT zusammen mit E-Bridge Consulting den Vorschlag eines „Fangnetzes“² entwickelt:

- Die Reserve steht außerhalb des Marktes und darf die Investitionssicherheit am Strommarkt nicht beeinträchtigen.
- Sie wird von den ÜNB wettbewerblich beschafft und ausschließlich von diesen eingesetzt.
- Der Einsatz der Kapazitätsreserve sollte als letztes Mittel kurz vor Realtime erfolgen, um einen Brownout – also die zwangsweise Abschaltung von Verbrauchern – zu verhindern. Vorher sollten Marktteilnehmer alle am Day-Ahead- und Intraday-Markt zur Verfügung stehenden marktlichen Mittel zum Ausgleich ihrer Bilanzkreise (und damit der gesamtdeutschen Leistungsbilanz) ausschöpfen.
- Nach den Vorstellungen von TenneT sollten die Bilanzkreisverantwortlichen, die ihre Lieferverpflichtung nicht erfüllen können und die Reserve in Anspruch nehmen, mindestens eine Pönale in Höhe des höchsten Ausgleichsenergiepreises bzw. Value of Lost Load (VoLL) tragen.
- Damit schon vor Einsatz der Reserve die entsprechenden Knappheitssignale bei den Bilanzkreisverantwortlichen ankommen, ist eine Umstellung des Ausgleichsenergiepreis-Mechanismus auf Grenzkosten unerlässlich.
- Die Kapazitätsreserve kann grundsätzlich in ganz Deutschland beschafft werden, wobei regionale Anteile bei Netzengpässen Vorteile bieten.
- Die Kontrahierung von Kapazitätsreserve im Ausland ist grundsätzlich möglich. Im Gegensatz zur Netzreserve sind hier allerdings zusätzliche Kriterien zu erfüllen um sicherzustellen, dass die Energie im Knappheitsfall auch tatsächlich in den deutschen Regelblock geliefert werden kann. Die Grenzkuppelstellen müssen entsprechend ausgebaut sein und es muss sichergestellt werden, dass die Lieferung nach Deutschland auch im Falle von Knappheit im Ursprungsland der Anlage erfolgt.

² E-Bridge Consulting, Vorschläge zur Ausgestaltung eines Fangnetzes zur nachhaltigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit – im Auftrag von TenneT TSO GmbH

TenneT stimmt der Aussage im Grünbuch zu, dass die Kapazitätsreserve über eine regionale Komponente grundsätzlich auch die Funktion der Netzreserve mit übernehmen kann. Die jeweiligen Einsatzzwecke, die Beschaffung, die Präqualifikationsbedingungen, die Standorte und ein möglicherweise gleichzeitiger Einsatz von Anlagen für beide Zwecke müssen dabei jedoch zwingend berücksichtigt werden.

Aus Sicht von TenneT ergeben sich folgende Kernanforderungen an ein Zusammenspiel von Netz- und Kapazitätsreserve:

- Der heute auslegungsrelevante Fall für den maximalen Umfang der Netzreserve ist der Starklast/Starkwind-Fall. Zu dieser Zeit wird aber aller Voraussicht nach wegen der hohen EE-Einspeisung keine generelle Kapazitätsknappheit auftreten, so dass ein gleichzeitiger Einsatz der Kapazitätsreserve weitgehend verneint werden kann.
- Der Einsatz der Kapazitätsreserve ist dagegen in Zeiten hoher Last bei gleichzeitig geringer EE-Einspeisung zu erwarten. In diesem Fall, der grundsätzlich vergleichbar ist mit dem Starklast/Dunkelflaute-Fall in den Bedarfsanalysen für die Netzreserve, ist der Netzreserve-Bedarf deutlich geringer, allerdings nicht zwingend Null (lt. aktueller Bedarfsanalyse z.B. 3,5 GW für den Winter 2015/16 gegenüber 6,0 GW im Starklast/Starkwind-Fall).

Die Analysen der Einsatzfälle legen nahe, dass ein Teil der heute schon für die Netzreserve zur Verfügung stehenden (inländischen) Anlagen auch die Zwecke der Kapazitätsreserve erfüllen kann, wenn die entsprechenden Präqualifikationsbedingungen erfüllt werden und die Kraftwerke die erforderliche technische Abrufflexibilität gewährleisten können, die für einen sicheren Ausgleich von Systembilanzungleichgewichten benötigt wird. Darüber hinaus ist jedoch ausschließlich für die Netzreserve die Kapazität vorzuhalten, die in der aktuellen Bedarfsanalyse für den entsprechenden Bedarfsfall berechnet wird.