

Stellungnahme zum Weißbuch des  
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie  
„Ein Strommarkt für die Energiewende“

AMPRION GMBH

Im Folgenden möchten wir zu ausgewählten Maßnahmen des Weißbuches „Ein Strommarkt für die Energiewende“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) Stellung nehmen und einen Diskussionsbeitrag zu wichtigen netzspezifischen Aspekten, die unser Geschäftsfeld und unsere Aufgabe als Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) betreffen, leisten.

## **1. Konkrete Maßnahmen (Weißbuch Kapitel 5): „Flexible und effiziente Stromversorgung“**

Amprion unterstützt das politische Ziel, die Kosten der Energieversorgung, insbesondere der Netze nicht nur zu senken, sondern auch transparent und gerecht zu verteilen. Allerdings halten wir nicht alle im Weißbuch dazu skizzierten Maßnahmen für zielführend. Insbesondere die Vereinheitlichung der Netzentgelte im Übertragungsnetz wird aus unserer Sicht weder zu einer bundesweiten Angleichung der Netzkosten für Haushaltskunden, noch zu einer gerechteren Verteilung führen. Insbesondere für die west- und süddeutsche Industrie würde eine Vereinheitlichung jedoch massive Kostensteigerungen mit sich bringen. Als positiv sehen wir aus Netzsicht die vorgeschlagene Entwicklung eines Zielmodells für Netzentgelte und staatlich veranlasste Preisbestandteile sowie die Öffnung der individuellen Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV für mehr Flexibilität.

### **Einheitliches Netzentgelt im Übertragungsnetz**

Im Sinne seiner Netznutzer spricht sich Amprion gegen eine Vereinheitlichung der Netzentgelte im Übertragungsnetz aus. Die Entgelte des vorgelagerten ÜNB beeinflussen die Höhe der Netzentgelte auf Haushaltsebene nur geringfügig. Insgesamt beträgt der Anteil der Netzentgelte der Übertragungsebene am Strompreis der Haushaltskunden ca. 3,5 %. Damit würde sich für einen typischen Haushaltskunden in Ostdeutschland eine Senkung seiner Stromkosten von weniger als 10 € pro Jahr ergeben. Für industrielle Netznutzer hingegen, die direkt an das Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, hätte eine Vereinheitlichung erhebliche Auswirkungen. Für industrielle Netznutzer in den west- und süddeutschen Bundesländern (Amprion-Regelzone) würde es in der Folge zu einer Mehrbelastung um bis zu 25 % kommen, die existenziell sein kann. Den geringfügigen Be- und Entlastungen im Haushaltskundenbereich steht damit eine sehr deutliche Belastung für industrielle Netznutzer gegenüber. Für energieintensive Industriezweige, die im internationalen Wettbewerb stehen und nicht von individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 StromNEV profitieren, wäre dies mit weitreichenden finanziellen und wettbewerblichen Nachteilen verbunden. Ein einheitliches Netzentgelt birgt somit inhärent die Gefahr der Abwanderung der Industrie, allerdings nicht innerhalb Deutschlands, sondern vermutlich in das Ausland.

Bei einer Vereinheitlichung des Netzentgeltes im Übertragungsnetz wird außerdem der Anreiz zur Unterstützung eines effizienten Netzausbaus durch die Industrie und Bevölkerung abgeschwächt, da der Druck auf günstige, regelzonenspezifische Netzentgelte sinkt. Ebenso würde der Anreiz verloren gehen, den für die Energiewende notwendigen Netzausbau weiter voranzutreiben. Stattdessen könnten vorzugsweise Redispatchmaßnahmen, die im Gegensatz zum Netzausbau auch langfristig nicht einem Effizienzvergleich unterliegen, angewandt werden.

### **Netzentgeltsystematik weiterentwickeln**

Um die Netzinfrastrukturkosten verursachungsgerecht zu allokatieren und eine Angleichung der Netzentgelte zu ermöglichen, ist die Neugestaltung der Netzentgeltberechnungssystematik deutlich besser geeignet. Dabei sollte eine neue Entgeltsystematik die Kosten für die Bereitstellung der Netzinfrastruktur – z.B. durch eine zusätzliche Bepreisung der Netzanschlusskapazität, die die maximal zulässige Abnahmeleistung des Netzanschlusses des Netznutzers definiert – stärker berücksichtigen. Dies wurde bereits im Grünbuch als wirksame Maßnahme identifiziert. Mit gleichzeitiger Abkehr von den Benutzungsstunden innerhalb der Erfüllungskriterien der individuellen Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV und stattdessen der Orientierung z.B. an der besonderen Ausgleichsregelung nach § 64 EEG, könnte eine vollständige Flexibilisierung des Verbrauchs durch die Bepreisung der Netzanschlusskapazität ermöglicht werden, indem der privilegierte Kunde nur noch die Netzanschlusskapazität zahlt und von dem Leistungs- und Arbeitspreis befreit wird.

### **Neues Zielmodell für Netzentgelte**

Bei der Entwicklung eines neuen Zielmodells sollte insbesondere über eine verursachungsgerechte Kostenallokation der derzeitigen Entgeltbestandteile nachgedacht werden. Dadurch könnten die Kosten für Haushalts- und Industriekunden einheitlicher verteilt, mehr Transparenz geschaffen und somit der politischen Forderung nach einer gerechten Verteilung Rechnung getragen werden.

#### *Kosten der geplanten Kapazitätsreserve*

Die Kosten aus der geplanten Kapazitätsreserve sollten bundesweit einheitlich über eine Umlage verteilt werden, da letztendlich alle Letztverbraucher in gleichem Umfang von der dadurch zur Verfügung gestellten Versorgungssicherheit profitieren. Für die Übertragungsnetzbetreiber ist die wirtschaftliche Neutralität sicherzustellen.

### *Kosten für Regelleistung*

Wie in Maßnahme 6 des Weißbuches empfohlen, sollten die Kosten für Regelleistung zum Teil direkt von den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) getragen werden. Dies kann zum einen dadurch erfolgen, dass der Teil der Regelleistungskosten, der den BKV sachgerecht zugeordnet werden kann, in den Ausgleichsenergiepreis (AEP) eingepreist wird. Zum anderen kann der AEP etwa durch ein Grenzpreisverfahren ermittelt werden (entsprechend dem Market Clearing Price an der Strombörse). Durch die erhöhten Ausgleichsenergiepreise entstehen zusätzliche Anreize für die BKV zur Bilanzkrestreue.

### *Kosten für den Anschluss von Offshore-Windenergieanlagen*

Konsequenterweise sollten auch die Kosten für die Herstellung des Netzanschlusses von Offshore-Windenergieanlagen in einer Umlage - außerhalb der Netzentgelte - berücksichtigt werden. Dies geschieht bereits mit den Kosten für geleistete Entschädigungszahlungen. Somit wären die gesamthaften Kosten für Offshore-Windenergieanlagen in einer Umlage enthalten. Die Offshore-Haftungsumlage wäre dann eine „Offshore-Umlage“, die auch alle Kosten der Offshore-Anbindung beinhaltet und transparent ausweist. Dies würde zu einer deutlichen Reduzierung der Netzentgelte führen (für Amprion ca. 40 %) und so dem Ziel einer Reduktion der Netzentgelte auch für die Haushaltskunden entgegenkommen. Wir gehen davon aus, dass die Kosten aus der Offshore-Haftung mittelfristig sinken und die steigenden Offshore-Anbindungskosten zum Teil kompensieren können.

### *Kosten der Netzreserve*

Die Kosten für die Kontrahierung von Reservekraftwerken gem. ResKV werden derzeit von jedem ÜNB einzeln getragen. Dabei ist es vom Standort des (zwangsweise) kontrahierten Reservekraftwerks abhängig, welcher ÜNB die Kosten trägt. Von den Reservekraftwerken profitieren aber letztendlich alle Letztverbraucher über die Wahrung der Systemsicherheit. Mit Blick auf die Verursachung wäre die Verteilung dieser Kosten über eine bundesweite Umlage der gerechteste Ansatz.

### *Kosten der vermiedenen Netzentgelte*

Durch den Wegfall der vermiedenen Netzentgelte können die Netzentgelte weiter reduziert werden. Im Gegensatz zum Vorschlag im Weißbuch, die vermiedenen Netzentgelte erst ab 2021 entfallen zu lassen, schlagen wir eine sofortige Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für volatile Einspeiser vor. Dies war bereits Konsens in der Netzplattform des BMWi und würde anders als ein einheitliches Netzentgelt im Übertragungsnetz zu spürbaren Entlastungen insb. für

Haushaltskunden in Regionen mit einem hohen Anteil von Einspeisungen aus erneuerbaren Energien führen.

## **2. Konkrete Maßnahmen (Weißbuch Kapitel 5): „Zusätzliche Absicherung“**

### **Einführung einer Kapazitätsreserve**

Amprion kann die Positionierung des BMWi, gegen die Einführung eines Kapazitätsmarktes und für den Strommarkt 2.0, abgesichert durch eine Kapazitätsreserve, nachvollziehen. Aus Sicht des Netzbetreibers und Systemführers ist die Verfügbarkeit einer Netzreserve zur Gewährleistung der Systemsicherheit jedoch noch höher zu werten und sollte daher als führende Größe von der Kapazitätsreserve abgegrenzt werden. Überlegungen wonach die Netzreserve zeitnah auslaufen und in die Kapazitätsreserve überführt werden soll, teilen wir nicht. Die Netzreserve dient der Systemstabilität und kann nicht durch eine ortsunabhängige Kapazitätsreserve, welche keinen Beitrag zur Lösung lokaler netztopologischer Engpässe leisten kann, ersetzt werden. Eine Verzahnung beider Reserven, hinsichtlich Kontrahierung und Einsatz, unter Berücksichtigung von Wechselwirkungen, erachten wir wiederum als sehr wichtig.

Bei der geplanten Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Kapazitätsreserve mit anschließender Stilllegung, ist die Regelzone Amprion durch den Wegfall mehrerer Kraftwerksblöcke voraussichtlich massiv betroffen. Die fehlende Einspeisung solcher Grundlastkraftwerke könnte zu Problemen bei der Spannungshaltung und Netzstabilität führen, deren Behebung Netzerweiterungen und -umrüstungen (z.B. Umrüstungen zum Phasenschieber) erfordern. Dadurch werden neue Netzinvestitionen bei einer zeitnahen Stilllegungsentscheidung notwendig.

Sowohl die spezifische Ausgestaltung der Kapazitätsreserve, als auch die Abgrenzung zwischen Netz- und Kapazitätsreserve, bedürfen einer weiteren Spezifizierung. Amprion steht gerne als Ansprechpartner bei der Lösung der noch offenen Ausgestaltungsfragen zur Verfügung.

### **Weiterentwicklung der Netzreserve**

Bei der Weiterentwicklung der Netzreserve und damit der Reservekraftwerksverordnung sind wichtige Flexibilitätsanforderungen zu berücksichtigen, die sich insbesondere vor dem Hintergrund der Integration erneuerbarer Energien und dem damit ansteigenden Anteil volatiler Erzeugung ergeben. Bestehende Regelungen der Reservekraftwerksverordnung, die ausschließlich alte, stilllegungsbedrohte Kraftwerke für die Netzreserve vorsehen, sind nicht mehr sachgerecht.

Dem Kraftwerksstandort der Netzreserve kommt in diesem Zusammenhang eine große Bedeutung zu, da insbesondere in Defizitregionen eine bedarfsgerechte Bereitstellung von Systemdienstleistungen (insbesondere für Redispatch-Maßnahmen) technisch erforderlich ist. Daher begrüßen wir die im Weißbuch vorgesehene Reservelösung für Süddeutschland in Höhe von 2 GW für neue, schnell startfähige Kraftwerke, die einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität und ggf. Netzwiederaufbau leisten können. Der Einsatz dieser Kraftwerke muss unmittelbar durch den ÜNB erfolgen können, wenn die Netzsituation dies erforderlich macht. Der ÜNB benötigt diese Eingriffsmöglichkeiten zwingend, um seiner gesetzlichen Systemverantwortung nachzukommen. Insofern erfüllen solche Kraftwerke ausschließlich die Funktion eines netzdienlichen Betriebsmittels außerhalb des Marktes, mit dem Fokus zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität.

Das von Amprion entwickelte Konzept der „Systemsicherheitsreserve“ beschreibt dabei netzspezifische Anforderungen und umfasst technische Lösungen zur Umsetzung einer solchen Reserve, die vom ÜNB an den im Netz notwendigen Stellen errichtet und eingesetzt wird. Mit einer Ansiedlung dieser Reserve im regulierten Bereich (betrieblich und eigentumsrechtlich bei dem ÜNB) stünden diese im direkten Einflussbereich der Bundesnetzagentur und damit mittelbar auch des Gesetzgebers. An netztechnisch sinnvollen Standorten erbringen flexible Kraftwerke als Systemsicherheitsreserve wichtige Systemdienstleistungen und steigern die Versorgungszuverlässigkeit des gesamten Systems. Damit wäre der System- und Versorgungssicherheit gedient. Der Standort in Deutschland für den Einsatz der Systemsicherheitsreserve unter nationalem Recht ist dabei zwingend. Als reguliertes Netzelement wird die Systemsicherheitsreserve außerhalb des Marktes effizient betrieben und beeinträchtigt somit nicht das Marktgeschehen.

Sinnvoll platzierte hochflexible und schnellstartende, jedoch technisch wenig komplexe und damit preisgünstige Gasturbinenanlagen (sog. „Peaker“) können die systemtechnisch erforderliche Leistung in kürzester Zeit zur Verfügung stellen. Moderne Anlagen können dabei gleichzeitig für das System wichtige Blindleistung zur Spannungshaltung und Kurzschlussleistung als Phasenschieber bereitstellen, ohne dass die Turbine in Betrieb gesetzt werden muss (ohne Gasverbrauch). Eine weitere technische Möglichkeit besteht darin, Phasenschieber in einem stufenweisen Ausbau für den Einsatz als Reservekraftwerk zu erweitern. Dabei wird der Phasenschieber mit einer Gasturbine gekuppelt und kann somit auch Wirkleistung erzeugen.

Gerne stellen wir weitere Informationen zur Ausgestaltung und technischen Umsetzung der Systemsicherheitsreserve sowie zur Frage einer sachgerechten Weiterentwicklung des Netzpreissystems und verursachungsgerechten Allokation von Netzkosten zur Verfügung.