



- Beschlusskammer 8 -

**Beschluss**

Az.: BK8-13-010

In dem **Verwaltungsverfahren**

wegen der Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung bezüglich einer verbindlichen Regelung zur Beschaffung von Maßnahmen zur Bewältigung systemdestabilisierender Auswirkungen des Kernenergieausstiegs und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten

hat die **Beschlusskammer 8** der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch den Vorsitzenden Helmut Fuß,  
den Beisitzer Rainer Bender  
und den Beisitzer Wolfgang Wetzl

gegenüber der Amprion GmbH, Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund,  
gesetzlich vertreten durch den Geschäftsführer,

- Übertragungsnetzbetreiber -

am 24.02.2014 beschlossen:

1. Das Verfahren zur Beschaffung von Maßnahmen zur Bewältigung systemdestabilisierender Auswirkungen des Kernenergieausstiegs wird entsprechend der in der Anlage zu diesem Beschluss beigefügten freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) vom 20.01.2014 als wirksam verfahrensreguliert festgelegt.

Hinweis: Die entsprechenden Kosten und Erlöse gelten in der ersten und zweiten Regulierungsperiode somit als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 2 Satz 2 u. 4 ARegV.

2. Die Festlegung ist bis zum 31.12.2018 befristet.
3. Ein Widerruf bleibt vorbehalten.
4. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

## Gründe

### I.

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung hinsichtlich der Beschaffung von Maßnahmen zur Bewältigung systemdestabilisierender Auswirkungen des Kernenergieausstiegs und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten.

Übertragungsnetzbetreiber besitzen innerhalb der deutschen Elektrizitätswirtschaft eine systemimmanente Schlüsselposition. Nach § 12 EnWG haben sie die Energieübertragung durch das Netz unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Verbundnetzen zu regeln und mit der Bereitstellung und dem Betrieb ihrer Übertragungsnetze im nationalen und internationalen Verbund zu einem sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystem in ihrer Regelzone und - insbesondere durch entsprechende Vorhaltung von Übertragungskapazität und Erhaltung der Zuverlässigkeit des Netzes - zur nationalen Versorgungssicherheit beizutragen. Sie sind nach §§ 13 ff. EnWG darüber hinaus berechtigt und verpflichtet, jegliche Gefährdung oder Störung durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen.

Hierdurch wird deutlich, dass zum Betrieb von Übertragungsnetzen nicht nur die Bereitstellung von Netzinfrastruktur, sondern auch der systemführungsbedingte operative Umgang mit dem Einsatz elektrischer Energie gehört. Hierunter sind auch die resultierenden Kostenpositionen der Beschaffung von Maßnahmen zur Bewältigung systemdestabilisierender Auswirkungen des Kernenergieausstiegs auf die Übertragungsnetze zu subsumieren.

Im Bericht zu den Auswirkungen des Kernenergieausstieges auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit bzw. zugleich zur Notwendigkeit von Reservekraftwerken im Sinne der Neuregelungen des Atomgesetzes vom 31.08.2011, sowie im Rahmen einer weiteren Evaluierung von zur Verfügung stehenden Leistungsreserven, identifiziert die Bundesnetzagentur, nach der Entscheidung der deutschen Bundesregierung, acht Kernkraftwerke endgültig vom Netz zu nehmen, notwendige Maßnahmen zur Sicherung der Systemstabilität.

Die Amprion GmbH wurde von der Bundesnetzagentur mit der Umsetzung von Maßnahmen zur Bereitstellung von Reserveleistung gemäß den Anlagen der FSV Reservekraftwerk betraut.

Dies findet auch in den Erlösbergrenzen eines Übertragungsnetzbetreibers seinen Niederschlag. Die anfallenden Kosten sind gemäß der FSV Reservekraftwerk in die Erlösbergrenzen der Amprion GmbH einzubeziehen.

Auf der Grundlage des vorgelegten Entwurfs der freiwilligen Selbstverpflichtung hat die Beschlusskammer am 24.05.2013 das Verfahren zur Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung eröffnet. Am selben Tag hat die Beschlusskammer dem Übertragungsnetzbetreiber die freiwillige Selbstverpflichtung zur Prüfung übersendet.

Die Beschlusskammer hat gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG die zuständigen Landesregulierungsbehörden und das Bundeskartellamt über die Einleitung des Verfahrens informiert. Die Behörden konnten durch dem am 06.02.2014 übersendeten Entscheidungsentwurf gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Stellung nehmen.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

### **1. Zuständigkeit**

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die nachfolgende Festlegung ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Hs. 1 EnWG, die der Beschlusskammer aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

### **2. Rechtsgrundlage**

Die Festlegung beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV. Danach kann die Regulierungsbehörde Festlegungen zu den Bereichen treffen, die nach § 11 Abs. 2 S. 2 bis 4 ARegV einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen. Die Regelung des § 11 Abs. 2 Satz 2 u. 4 ARegV sieht bei Stromversorgungsnetzen die Möglichkeit vor, Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zu behandeln, soweit diese einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen. Eine wirksame Verfahrensregulierung liegt nach § 11 Abs. 2 Satz 2 u. 4 ARegV vor, soweit eine umfassende Regulierung des betreffenden Bereichs durch vollziehbare Entscheidung der Regulierungsbehörden oder freiwillige Selbstverpflichtungen der Netzbetreiber erfolgt ist und die Regulierungsbehörde dies nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV festgelegt hat.

Die Befristung der Festlegung in Ziff. 2 des Tenors beruht auf § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV i.V.m. § 3 ARegV, der Widerrufsvorbehalt in Ziff. 3. des Tenors auf § 36 Abs. 2 Nr. 3 VwVfG.

### **3. Formelle Anforderungen**

Die formellen Anforderungen an die Rechtmäßigkeit der Festlegung sind erfüllt. Die Beschlusskammer hat den Übertragungsnetzbetreiber angehört und die zuständigen Behörden beteiligt.

#### **3.1. Anhörung des Übertragungsnetzbetreibers**

Mit Schreiben vom 25.10.2013 hat die Beschlusskammer dem Übertragungsnetzbetreiber eine entsprechende Festlegung angekündigt und ihm damit Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Der Übertragungsnetzbetreiber hat am 08.11.2013 eine Stellungnahme abgegeben.

#### **3.2. Beteiligung zuständiger Behörden**

Das Bundeskartellamt und die nach Landesrecht zuständigen Behörden haben am 06.02.2014 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme erhalten. Eine Stellungnahme erfolgte nicht.

#### **4. Materielle Anforderungen**

Die Voraussetzungen für den Erlass dieser Festlegung liegen vor. Die Beschlusskammer hat das ihr zustehende Ermessen fehlerfrei ausgeübt. Die Festlegung zur wirksamen Verfahrensregulierung ist erforderlich und geboten und die konkrete Ausgestaltung ist fehlerfrei.

##### **4.1. Voraussetzungen für die Festlegung: Festlegungszweck**

Nach § 32 Abs. 1 ARegV kann die Regulierungsbehörde Festlegungen im Rahmen der Anreizregulierung treffen, wenn sie der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke dienen.

Die vorliegende Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung dient der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs gemäß § 32 Abs. 1 ARegV sowie §§ 20 - 21 a EnWG, indem sie zuverlässige Rahmenbedingungen für den betroffenen Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der sachgerechten Berücksichtigung von Kosten für die Beschaffung von Maßnahmen zur Bewältigung systemdestabilisierender Auswirkungen des Kernenergieausstiegs schafft. So wird der Vermeidung von massiven Systemstörungen aufgrund der Auswirkungen des Kernenergieausstiegs Rechnung getragen. Damit wird das Ziel eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Übertragungsnetzen unterstützt.

##### **4.1.1. Verwirklichung der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke**

Die Festlegung dient auch der Verwirklichung der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke insbesondere einer möglichst sicheren und umweltverträglichen Versorgung der Allgemeinheit mit Strom. Bei der vorliegenden Festlegung stehen insbesondere die Ziele einer sicheren und effizienten Versorgung sowie die Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen gem. § 1 Abs. 2 EnWG im Vordergrund.

Die vorliegende Festlegung richtet sich ausschließlich an die Amprion GmbH und enthält keine grundsätzlich verallgemeinerungsfähigen Aussagen, sondern stellt sich als sachgerechte Lösung für die Sondersituation und den besonderen Aufgabenkanon eines Betreibers von Übertragungsnetzen dar.

Die Entscheidung rechtfertigt sich insbesondere auf Basis des Berichts zu den Auswirkungen des Kernenergieausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit (Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekernkraftwerks gemäß § 7 Abs. 1 e AtG), der am 31.08.2011 veröffentlicht wurde. Diesem liegen Netzberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber zu Grunde, die im flankierenden Gutachten zum Bericht ebenfalls veröffentlicht wurden. Es wurden mehrere Szenarien durchgerechnet und Engpässe verifiziert. Aufgrund der Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber mussten die entsprechenden Reservemaßnahmen ergriffen

werden um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, und in letzter Konsequenz einen Blackout zu vermeiden.

Der Übertragungsnetzbetreiber kann im Wege der FSV Reservekraftwerke lediglich die Kostenbestandteile für die kontrahierte Leistungsvorhaltung, für die Sicherung der Leistungsvorhaltung und für die abgerufene Energie geltend machen. Die anfallenden Kosten entsprechen einer angemessenen Vergütung unter Berücksichtigung der Maßstäbe des § 13 Abs. 1a (ggf. i.V.m. Abs. 1b) EnWG und beinhalten keine Gewinnbestandteile.

Mit der vorliegenden Entscheidung zur Anerkennung der FSV wird es ermöglicht, die aus der FSV Reservekraftwerk resultierenden Kosten als wirksam verfahrensreguliert gemäß § 11 Abs. 2 Satz 2 u. 4 ARegV zu behandeln. In der Folge erhält der Übertragungsnetzbetreiber größere Sicherheit und Verlässlichkeit im Bezug auf die Erstattung der Kosten für die Beschaffung von Maßnahmen zur Bewältigung systemdestabilisierender Auswirkungen des Kernenergieausstiegs, bzgl. deren jährliche Berücksichtigung und Anpassung in der Erlösbergrenze nach § 4 ARegV.

Ferner profitiert auch der Netznutzer von der Gewährleistung der Versorgungssicherheit die durch die Auswirkungen des Kernenergieausstiegs maßgeblich beeinflusst wurde. Zudem wird nur eine angemessene Vergütung unter Berücksichtigung der Maßstäbe des § 13 Abs. 1a (ggf. i.V.m. Abs. 1b) EnWG über die Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber gewälzt. Dies hat zur Folge, dass der Netznutzer nur in sachgerechter Weise an den Leistungsreserven beteiligt wird.

#### **4.2. Festlegung ist erforderlich und geboten**

Bei der Entscheidung, ob die Beschlusskammer von ihrem Aufgreifermessen Gebrauch macht, hat sie berücksichtigt, dass die Festlegung erforderlich und geboten ist, um den besonderen Umständen und Kosten der Übertragungsnetzbetreiber durch die Beschaffung von Maßnahmen zur Bewältigung systemdestabilisierender Auswirkungen des Kernenergieausstiegs Rechnung zu tragen. Die Festlegung dient dabei der Schaffung von verlässlichen Rahmenbedingungen und dient damit dem Ziel umfassender Rechtssicherheit für Übertragungsnetzbetreiber im Bezug auf die Kostenanerkennung für Maßnahmen zur Bewältigung systemdestabilisierender Auswirkungen des Kernenergieausstiegs.

Bei der Entscheidung zur Ausgestaltung der Festlegung hat die Beschlusskammer das ihr zustehende Auswahlermessen fehlerfrei ausgeübt. Die Festlegung der wirksamen Verfahrensregulierung auf Grundlage der freiwilligen Selbstverpflichtung des Übertragungsnetzbetreibers ist ermessensfehlerfrei.

Die Beschlusskammer hat in ihren Erwägungen auch berücksichtigt, dass die vorliegende FSV die bislang existierende Lücke schließt, durch die Kosten für Maßnahmen zur Bewältigung

systemdestabilisierender Auswirkungen des Kernenergieausstiegs als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 2 Satz 2 u. 4 ARegV anerkannt werden. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass mit der vorliegenden FSV für die besondere Situation der Übertragungsnetzbetreiber eine sach- und interessengerechte Regelung vorliegt, die zum Einen den berechtigten Interessen des Übertragungsnetzbetreibers an Verlässlichkeit in der Kostenerstattung im Rahmen der ARegV Rechnung trägt. Zum Anderen werden aber auch die Interessen der Netznutzer hinreichend berücksichtigt. Neben dem grundsätzlichen Interesse der Netznutzer an effizienten und leistungsfähigen Übertragungsnetzbetreibern, profitiert der Netznutzer von der geschlossenen Lücke in der Versorgungssicherheit, die durch den Kernenergieausstieg verursacht wurde. Kostenseitig wird dies durch eine angemessene Vergütung unter Berücksichtigung der Maßstäbe des § 13 Abs. 1a (ggf. i.V.m. Abs. 1b) EnWG gedeckt.

Ebenfalls notwendig sind die Befristung der Festlegung sowie die Regelung eines Widerrufsvorbehaltes. Damit wird sichergestellt, dass die Festlegung nach einer angemessenen Anwendungszeit überprüft werden muss bzw. im Falle von Rechtsänderungen oder tiefgreifenden Marktveränderungen unschwer angepasst werden kann.

#### **4.2.1. Ausgestaltung der freiwilligen Selbstverpflichtung fehlerfrei (Tenor zu 1. und 2.)**

Mit dem Tenor zu 1. und 2. wird das Verfahren zum Umgang mit den Kosten für die Beschaffung von Maßnahmen zur Bewältigung systemdestabilisierender Auswirkungen des Kernenergieausstiegs entsprechend der in der Anlage beigefügten freiwilligen Selbstverpflichtung als wirksam verfahrensreguliert festgelegt.

Bei der Ausgestaltung der freiwilligen Selbstverpflichtungen war neben den Zielen der Versorgungssicherheit und der umweltverträglichen Versorgung gemäß des § 1 Abs.1 EnWG zu berücksichtigen, dass die freiwillige Selbstverpflichtung den betreffenden Bereich derart umfassend regeln muss, so dass den Übertragungsnetzbetreibern für die Beschaffung von Reservekapazitäten unter Berücksichtigung der Maßstäbe des § 13 Abs. 1a (ggf. i.V.m. Abs. 1b) EnWG lediglich eine angemessene Vergütung zugestanden wird.

Die Kostenbestandteile für die Vorhaltung der Reservekapazitäten werden zeitnah für die entsprechenden Winterhalbjahre in den Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber gemäß der in der FSV Reservekraftwerk getroffenen Vereinbarung Berücksichtigung finden. Kosten der tatsächlichen Inanspruchnahme werden nach Feststellung berücksichtigt, d.h. in die jeweiligen Erlösobergrenzen eingerechnet. Die Verlängerung fixierter Laufzeiten ist in Abstimmung mit der BK8 der Bundesnetzagentur möglich, ggf. gelten Sonderregelungen oder es wird eine neue Freiwillige Selbstverpflichtung (FSV) nach § 11 Abs. 2 Satz 2 u. 4 ARegV abzuschließen sein.

Der Übertragungsnetzbetreiber ist somit in der Lage aufgrund der gedeckten Kosten entsprechende Reservemaßnahmen ergreifen zu können, die aufgrund des Atomausstiegs notwendig

geworden sind, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und in letzter Konsequenz einen Blackout zu vermeiden.

Bezüglich der weiteren Einzelheit der Kontrahierung und Wälzung der Kosten für Reservekapazitäten wird auf den Inhalt der anliegenden FSV Bezug genommen.

#### **4.2.2. Befristung der Festlegung (Tenor zu 3.)**

Die Befristung der Festlegung bis zum 31.12.2018 beruht auf § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV und § 3 ARegV. Gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV erfolgt die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung für die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode.

#### **4.2.3. Widerrufsvorbehalt (Tenor zu 4.)**

Die Beschlusskammer behält sich gemäß § 36 Abs. 2 Ziff. 3 VwVfG den Widerruf dieser Festlegungsentscheidung vor. Dieser Vorbehalt soll insbesondere sicherstellen, dass neue Erkenntnisse berücksichtigt werden können, soweit dies erforderlich ist. Hiervon wird das berechnete Bedürfnis des Übertragungsnetzbetreibers nach Planungssicherheit nicht beeinträchtigt, da solche Erwägungen in einem etwaigen Änderungsverfahren im Rahmen der Verhältnismäßigkeit zu berücksichtigen sind.

#### **5. Kosten (Tenor zu 5.)**

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

#### **6. Anlage**

Die beigelegte FSV Reservekraftwerk und deren Anlagen sind Bestandteil dieses Beschlusses.

### Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten.

Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Bonn, den 24.02.2014

Vorsitzender



Fuß

Beisitzer



Bender

Beisitzer



Wetzl

**Freiwillige Selbstverpflichtung (FSV) nach § 11 Abs. 2 Satz 2 u. 4 ARegV der Amprion GmbH für die Beschaffung von Maßnahmen zur Bewältigung systemdestabilisierender Auswirkungen des Kernenergieausstiegs**

**- FSV Reservekraftwerk -**

**A. Präambel**

In ihrem Bericht zu den Auswirkungen des Kernenergieausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit bzw. zugleich zur Notwendigkeit eines Reservekraftwerkes im Sinne der Neuregelungen des Atomgesetzes vom 31.08.2011, sowie im Rahmen einer weiteren Evaluierung von zur Verfügung stehenden Leistungsreserven, identifiziert die Bundesnetzagentur nach der Entscheidung der deutschen Bundesregierung, acht Kernkraftwerke endgültig vom Netz zu nehmen, notwendige Maßnahmen zur Sicherung der Systemstabilität.

Die Amprion GmbH (Amprion) wurde von der Bundesnetzagentur mit der Umsetzung von Maßnahmen zur Bereitstellung von Reserveleistung gemäß den Anlagen zu dieser FSV beauftragt.

Hieraus folgend wurden mit den jeweiligen Betreibern und mit Unterstützung der Bundesnetzagentur entsprechende Verträge ausgearbeitet und abgeschlossen. Diese Verträge bilden einen integralen Bestandteil dieser FSV und sind als Anlagen beigefügt. Der Einsatz der in den Verträgen kontrahierten Dienstleistungen soll durch diese FSV kostenseitig dann Berücksichtigung finden, insofern durch den oben näher beschriebenen Kernenergieausstieg Maßnahmen zur Sicherung der Systemstabilität verursacht werden.<sup>1</sup>

Amprion verpflichtet sich, die von der Bundesnetzagentur als notwendig festgelegten Maßnahmen umzusetzen. Die unter B und D beschriebenen, anfallenden Kosten werden nach der in Abschnitt B und D dieser FSV dargelegten Methodik in die Erlösobergrenze von Amprion überführt.

**B. Beschreibung der Maßnahmen, Vertragsregelungen und Kosten**

**Kostenbestandteile in Anlage 1:**

Die in Anlage 1 aufgeführten Kostenbestandteile der Leistungsvorhaltung für Reservekraftwerke werden in der EOG des Jahres t für das Winterhalbjahr (1. Oktober des Jahres t-1 bis 31. März des Jahres t) berücksichtigt.

Die auf variablen Arbeitspreisen beruhenden Kosten der tatsächlichen Inanspruchnahme der Reservekraftwerke werden nach Feststellung im Sommer des Jahres t, jeweils in den Erlösobergrenzen des Jahres t+1 berücksichtigt, d.h. in die jeweiligen Erlösobergrenzen eingerechnet.

---

<sup>1</sup> Vgl. S.6 Nr.5 Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekraftwerks gemäß § 7 Abs. 1 e AtG. Die Szenarien nahezu keine Windeinspeisung, sehr hohe Windeinspeisung, Ausfall des Kernkraftwerks Brokdorf oder Ausfall des Kernkraftwerks Philippsburg 2 in Kombination mit einer hohen Last, keiner Einspeisung aus Photovoltaikanlagen und ein wesentliches Betriebsmittel im Übertragungsnetz steht nicht zur Verfügung sollen abgesichert werden. Diese Kombination kann typischerweise an einem kalten Winterabend auftreten.

Der Generator in Block A des Kernkraftwerks Biblis wurde für den Phasenschieberbetrieb umgebaut und gemäß Vorgaben von Amprion eingesetzt. Für die Maßnahmen sind die ausgewiesenen Errichtungskosten angefallen und in der Erlösobergrenze 2012 zu implementieren. Die Betriebskosten und die Mietkosten für das bestehende Maschinenhaus werden in 2012 in Summe für die Jahre 2012 und 2013 berücksichtigt, d.h. in die Erlösobergrenze 2012 eingerechnet.

Für den Betrieb des Phasenschiebers werden Strombeschaffungskosten für die Jahre 2012 und 2013 berücksichtigt. Diese werden ebenfalls in Summe für 2 Jahre in die Erlösobergrenze 2012 eingerechnet. Die genannten Kostenpositionen werden in der Anlage 1 gesondert aufgeführt.

### **Kostenbestandteile Anlage 2**

Die in Anlage 2 aufgeführten Kostenbestandteile der Leistungsvorhaltung für Reservekraftwerke werden in der EOG des Jahres t für das Winterhalbjahr (1. Oktober des Jahres t-1 bis 31. März des Jahres t) berücksichtigt.

Die darüber hinaus gehenden, auf variablen Arbeitspreisen beruhenden Kosten der tatsächlichen Inanspruchnahme der Reservekraftwerke werden nach Feststellung im Sommer des Jahres t, jeweils in den Erlösobergrenzen des Jahres t+1 berücksichtigt, d.h. in die jeweiligen Erlösobergrenzen eingerechnet.

In Anlage 2 werden die zu wälzenden Kosten für die Miete der Lagereinrichtung, Kosten zur Abdeckung eines etwaigen Generatorausfalls, Betriebskosten und Kosten zur Strombeschaffung sowie Kosten der Stromsteuer aus Strombeschaffung des Phasenschiebers aufgeführt, die sich aufgrund der Vertragsverlängerung der Phasenschieberbetriebs bis zum [REDACTED] ergeben.

Soweit künftig im Zusammenhang mit der Durchführung des Vertrages mit der RWE Power AG die EEG-Umlage anfallen sollte oder Steuern, Abgaben irgendwelcher Art, Entgelte oder sonstige sich aus Gesetzen, Rechtsverordnungen oder behördlichen Bestimmungen oder Anordnungen ergebende Belastungen, die den Betrieb des Generators im Phasenschieberbetrieb, die Entnahme von Wirkleistung aus dem oder die Einspeisung von Blindleistung in das Netz oder sonst wie die Durchführung des Phasenschiebervertrages betreffen, erhöht oder neu eingeführt werden sollten, werden diese Bestandteil der FSV. Die Kosten sind unter der Kostenposition „Sonstige Kosten“ in den Anlagen 1 und 2 enthalten.

Bei Veränderung, Verlängerung oder Neuabschluss eines Vertrages können mit Zustimmung der Beschlusskammer 8 die Anlagen ausgetauscht werden, ggf. gelten Sonderregelungen die nur aus bestehenden Vertragskonstellationen entstehen können oder es ist eine neue Freiwillige Selbstverpflichtung (FSV) nach § 11 Abs. 2 Satz 2 u. 4 ARegV abzuschließen.

### **C. Feststellung der Notwendigkeit von Maßnahmen zur Bewältigung systemdestabilisierender Auswirkungen des Kernenergieausstiegs**

Die Feststellung der Notwendigkeit von Maßnahmen zur Bewältigung systemdestabilisierender Auswirkungen des Kernenergieausstiegs ist durch die Übertragungsnetzbetreiber einvernehmlich zu treffen. Alle Einsatznotwendigkeitsgründe sind zu dokumentieren und auf Verlangen der Beschlusskammer 8 darzulegen.

Die Herstellung des Einvernehmens gilt nicht für den Einsatz des Phasenschiebers.

#### **D. Regelzonenübergreifende Anforderung von Maßnahmen zur Bewältigung systemdestabilisierender Auswirkungen des Kernenergieausstiegs**

Fordert die Amprion zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität Maßnahmen zur Bewältigung systemdestabilisierender Auswirkungen des Kernenergieausstiegs regelzonenübergreifend bei einem anderen ÜNB an, werden die durch diese Anforderung ggf. verursachten Betriebskosten durch Amprion an den die jeweiligen Maßnahmen bereitstellenden ÜNB vergütet. Die sich hieraus ergebenden Kosten für die tatsächliche Inanspruchnahme von Maßnahmen zur Bewältigung systemdestabilisierender Auswirkungen des Kernenergieausstiegs durch den anderen ÜNB werden im Rahmen dieser FSV bei Amprion berücksichtigt.

#### **E. Integration der Kosten in die Erlösobergrenze**

Die unter B und D beschriebenen Kosten stellen für die Berechnung der Erlösobergrenze der Jahre 2012 bis 2018 dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 2 S. 2 u. S.4 ARegV dar, sofern die Beschlusskammer dies nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV festgelegt hat.

Amprion verpflichtet sich, die tatsächlich angefallenen Kosten der beschriebenen Maßnahmen zu erfassen sowie unter C beschrieben transparent darzulegen. Die Differenz zwischen den tatsächlich angefallenen Kosten und den in der Erlösobergrenze enthaltenen Werten wird unter Berücksichtigung einer zum Regulierungskonto analog bestimmten Verzinsung ermittelt und wie folgt abgerechnet

- Übersteigen die tatsächlichen Kosten die in der Erlösobergrenze enthaltenen Werte, so wird die Erlösobergrenze des Folgejahres um diese Differenz erhöht.
- Unterschreiten die tatsächlichen Kosten die in der Erlösobergrenze enthaltenen Werte, so wird die Erlösobergrenze des Folgejahres um diese Differenz reduziert.

Die Istkostenabrechnung für Reservekraftwerke erfolgt im Jahr t für das Winterhalbjahr (1. Oktober des Jahres t-1 bis 31. März des Jahres t) und führt zu einem Ausgleich in der EOG des Jahres t+1.

Die für den Betrieb des Phasenschiebers entstandenen Errichtungskosten müssen im Sommer 2012 nachgewiesen werden.

Die Pauschalen für die Betriebskosten und die Mietaufwendungen werden jährlich, d. h. im Sommer 2012 und im Sommer 2013 mit denjenigen Werten abgeglichen die in der EOG 2012 als Jahreswert in Ansatz gebracht wurden. Kosten für die Strombeschaffung und Stromsteuer werden im Sommer 2013 und im Sommer 2014 ebenfalls mit denjenigen Werten abgeglichen die in der EOG 2012 als Jahreswert in Ansatz gebracht wurden. Die auftretenden Differenzen fließen entsprechend in die Erlösobergrenzen 2013, 2014 oder 2015 ein.

Bezüglich der Kosten eines Generatorsausfalls im Zusammenhang mit dem Phasenschieberbetrieb gelten besondere Bestimmungen. Sollten die Kosten einer Entschädigung den Betrag von [REDACTED] übersteigen, wird in der Erlösobergrenze des Folgejahres ein Betrag von [REDACTED] berücksichtigt. Eine nicht in Anspruch genommene Abschlagszahlung (bezeichnet in Anlage 1 mit etwaige Kosten Generatorsausfall) der möglichen Kosten aus dem Fortfall des Generators als Reserve ist in der Erlösobergrenze des Jahres 2015 anzusetzen.

Im Rahmen der Vertragsverlängerung sind die Kosten für die Miete der Lagereinrichtung, Kosten zur Abdeckung eines etwaigen Generatorsausfalls, Betriebskosten und Kosten zur

Strombeschaffung sowie Kosten der Stromsteuer aus Strombeschaffung abschließend ab dem [REDACTED] neu geregelt worden. Die hierfür geltenden Regelungen sind der Ziffer 4, der Ziffer 5, der Ziffer 6 und der Ziffer 7 des Vertrages vom [REDACTED] zu entnehmen. [REDACTED]

[REDACTED]. Der Nachweis und der Abgleich der Kosten der Jahre 2014 bis 2018 erfolgt analog zu der Vorgehensweise für die Kosten des Jahres 2012. Die auftretenden Differenzen fließen entsprechend in die Erlösbergrenzen 2014 bis 2020 ein.

Sind im Zusammenhang mit der Durchführung des Vertrages mit der RWE Power AG Kosten für EEG-Umlage oder Steuern, Abgaben irgendwelcher Art, Entgelte oder sonstige sich aus Gesetzen, Rechtsverordnungen oder behördlichen Bestimmungen oder Anordnungen ergebende Belastungen, die den Betrieb des Generators im Phasenschieberbetrieb, die Entnahme von Wirkleistung aus dem oder die Einspeisung von Blindleistung in das Netz oder sonst wie die Durchführung des Phasenschiebervertrages betreffen, erhöht oder neu eingeführt worden, sind diese ebenfalls über die Istkostenabrechnung zu abzugleichen. Die Differenzen werden in der darauffolgenden EOG berücksichtigt.

Somit sind die unter B beschriebenen Kostenpositionen zum größten Teil bereits vorschüssig in den Erlösbergrenzen der entsprechenden Jahre implementiert. Vertraglich fixierte pauschale Vergütungssätze müssen ebenfalls ex-post nachgewiesen werden.

#### F. Laufzeit

Diese FSV findet erstmals bei der Ermittlung der Erlösbergrenze des Jahres 2012 Anwendung. Die sich aus den Anlagen ergebenden Beträge finden bei der Anpassung der jeweiligen Jahre in den Erlösbergrenzen Berücksichtigung. Die FSV orientiert sich an der gefassten Festlegung. Mit Zustimmung der BNetzA kann die Laufzeit verlängert werden.

Datum, Unterschrift

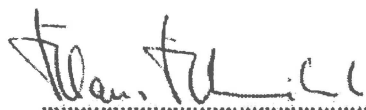
Amprion GmbH

Datum: 20.01.2014



Dr. Hans-Jürgen Brick

20.01.2014



Dr. Klaus Kleinekorte

Bezugsnummer:	Amprion GmbH 10000772
---------------	--------------------------

Phasenschieber		Kostenpositionen des Phasenschiebers*	Kosten p.a	In der Erlösobergrenze für 2012 zu berücksichtigenden Beträge
		Errichtungskosten des Phasenschiebers: besondere Instandhaltung > [REDACTED] Miete der Lagereinrichtung: Kosten etwaiger Generatorausfall**: Kosten der Strombeschaffung Betriebskosten des Phasenschiebers: Sonstige Kosten: Kostenprojektion Lager für leicht- und mittelradioaktive Abfälle Kosten der Stromsteuer aus Strombeschaffung	[REDACTED]	[REDACTED]
Kraftwerk	Leistung abrufbare MW	Kostenpositionen des Kraftwerks	Kosten	
KW2 der Kraftwerke Mainz -Wiesbaden***	335 MW	Bereitstellungskosten (Forderung KMW [REDACTED] für KW 2:  Gas Exit für das Winterhalbjahr 01.11.2011 bis 31.03.2012:  Arbeitspreis: Gasverbrauch (Abrechnung Gaslieferant) + verbrauchte Emissionsberechtigungen * Tagespreis + 10€/MWh weitere Betriebskosten (Forderung KMW)	[REDACTED]	[REDACTED]
Kraftwerk		Anfahrtskosten	Kosten je Start	
KW2 der Kraftwerke Mainz -Wiesbaden		Warmstart / Stillstand < 12 h (Forderung KMW):  Kaltstart / Stillstand > 12 h (Forderung KMW):	[REDACTED]	[REDACTED]
			<b>Summe:</b>	[REDACTED]

\* Die in der Erlösobergrenze für 2012 zu berücksichtigenden Beträge des Phasenschiebers beinhalten eine Laufzeit des Vertrages vom [REDACTED] bis zum [REDACTED].

[REDACTED]

\*\*\* Da das [REDACTED] der Beschierung des [REDACTED] dient, sind lediglich die Kosten berücksichtigungsfähig, die den kurzfristigen konstanten Gasbezug gewährleisten.

Amprion GmbH  
10000772

Phasenschieber		Kostenpositionen des Phasenschiebers*	In der Erlösobergrenze für 2013 zu berücksichtigenden Beträge	In der Erlösobergrenze für 2014 zu berücksichtigenden Beträge	In der Erlösobergrenze für 2015 zu berücksichtigenden Beträge
		Miete der Lagereinrichtung: Kosten etwaiger Generatorausfall: Kosten der Strombeschaffung Betriebskosten des Phasenschiebers: Sonstiges: Besondere Instandhaltungen > [REDACTED] Kosten der Stromsteuer aus Strombeschaffung	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Kraftwerk	Leistung abnutzbar MW	Kostenpositionen des Kraftwerks			
KW2 der Kraftwerke Mainz -Wiesbaden***	335 MW	Herstellung der Betriebsbereitschaft z. B. Revision der Hauptkühlwasserpumpe*** Wartung und Instandhaltung der Dampfturbinenanlage*** Bereitstellung der Reserve (Pauschale der Vertragsverlängerung ab [REDACTED]) Gas Exit für das Jahr (01.01. bis 31.12.)*** Arbeitspreis: Gasverbrauch (Abrechnung Gaslieferant) + verbrauchte Emissionsberechtigungen * Tagespreis + 10€/MWh weitere Betriebskosten (Forderung KMW)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Kraftwerk		Anfahrtskosten			
KW2 der Kraftwerke Mainz -Wiesbaden		Warmstart / Stillstand < 12 h (Forderung [REDACTED]) Kaltstart / Stillstand > 12 h (Forderung [REDACTED])	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

\*\* Da das [REDACTED] der Besicherung des [REDACTED] dient, sind zur Herstellung der Einsatzfähigkeit lediglich die anteiligen Kosten für die Wartung und Instandhaltung<sup>2</sup> sowie der Gasexit<sup>2</sup> ansatzfähig. Der Gas Exit kann nach Buchung in die Erlösobergrenze implementiert werden. Ein Ist-Abgleich erfolgt nach Ablauf der Buchungsdauer im Jahr t+1. Die Differenzen werden unter Berücksichtigung der entsprechenden Verzinsung in der EOG t+2 berücksichtigt. Abweichend hierzu wird anteilig im Jahr 2013 der Zeitraum 01.10.2012 - 30.09.2013 und in 2014 der Zeitraum 01.10.2013 - 31.12.2013 abgeglichen. Die Differenzen werden entsprechend verzinst berücksichtigt.

\*\*\*Gemäß der Vertragsverlängerung für den Winter 2013/2014 wird zur Herstellung der Einsatzfähigkeit sowie für Wartung und Instandhaltung [REDACTED] vergütet.

\*\*\*\* Bei Vertragsverlängerung bis zum [REDACTED] gemäß des Vertrages vom [REDACTED] können die in der Anlage aufgeführten Kosten gemäß des Abschnitts B. der FSV berücksichtigt werden.

Amprion GmbH  
10000772

Phasenschieber	Kostenpositionen des Phasenschiebers*	In der Erlösobergrenze für 2016 zu berücksichtigenden Beträge	In der Erlösobergrenze für 2017 zu berücksichtigenden Beträge	In der Erlösobergrenze für 2018 zu berücksichtigenden Beträge
	Miete der Lagereinrichtung; Kosten etwaiger Generatorausfall*; Kosten der Strombeschaffung; Betriebskosten des Phasenschiebers; Sonstiges: Besondere Instandhaltungen > [REDACTED]; Kosten der Stromsteuer aus Strombeschaffung	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Kraftwerk	Kostenpositionen des Kraftwerks			
KW2 der Kraftwerke Mainz -Wiesbaden*** 335 MW	Herstellung der Betriebsbereitschaft z. B. Revision der Hauptkühlwasserpumpe*** Wartung und Instandhaltung der Dampfturbinenanlage*** Bereitstellung der Reserve (Pauschale der Vertragsverlängerung ab [REDACTED]) Gas Exit für das Jahr (01.01. bis 31.12.)*** Arbeitspreis: Gasverbrauch (Abrechnung Gaslieferant) + verbrauchte Emissionsberechtigungen * Tagespreis + 10€/MWh weitere Betriebskosten (Forderung KMW)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Kraftwerk	Anfahrtskosten			
KW2 der Kraftwerke Mainz -Wiesbaden	Warmstart / Stillstand < 12 h (Forderung KMW [REDACTED]); Kaltstart / Stillstand > 12 h (Forderung KMW [REDACTED]);	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

\*\* Die des [REDACTED] der Besicherung des [REDACTED] dient, sind zur Herstellung der Einsatzfähigkeit lediglich die anteiligen Kosten für die Wartung und Instandhaltung\* sowie der Gasexit\* ansatzfähig. Der Gas Exit kann nach Buchung in die Erlösobergrenze implementiert werden. Ein Ist-Abgleich erfolgt nach Ablauf der Buchungsdauer im Jahr t+1. Die Differenzen werden unter Berücksichtigung der entsprechenden Verzinsung in der EOG t+2 berücksichtigt.  
 \*\*\* Bei Vertragsverlängerung bis zum [REDACTED] gemäß des Vertrages vom [REDACTED] können die in der Anlage aufgeführten Kosten gemäß des Abschnitts B. der FSV berücksichtigt werden.