

am 11.02.2022 beschlossen:

1. Die Vorhaltung und der Einsatz der Erzeugungsanlage GTKW Darmstadt (BNA 1487) im Rahmen der Netzreserve unterliegt auf Grund der in der **Anlage 1** zu diesem Beschluss beigefügten freiwilligen Selbstverpflichtung des Übertragungsnetzbetreibers einer wirksamen Verfahrensregulierung.

Die nach Maßgabe dieser freiwilligen Selbstverpflichtung resultierenden Kosten gelten im Geltungszeitraum der Festlegung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV.

2. Der Übertragungsnetzbetreiber darf seine Erlösobergrenze im Hinblick auf die in Ziffer 1 genannten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres t , für welches die in Ziffer 1 genannten Anlagen jeweils ganz oder teilweise vorzuhalten sind (Erbringungszeitraum), anpassen. Bereits zum Zeitpunkt des Erlasses dieses Beschlusses erfolgte Anpassungen der Erlösobergrenze im Hinblick auf vor dem jeweiligen Kalenderjahr der Anpassung der Erlösobergrenze entstandene Kostenanteile bleiben unberührt.

Die voraussichtlich aus dem in der **Anlage 2** zu diesem Beschluss beigefügten Vertrag entstehenden Kosten und Erlöse (Plankosten) hat der Übertragungsnetzbetreiber mit der Beschlusskammer abzustimmen und entsprechend dem Beschluss vom 11.09.2019 zur Festlegung der Berichtspflichten der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Bildung der vorläufigen und endgültigen Netzentgelte (BK8-19/0001-A) zwei Werktage vor dem 01. Oktober des jeweiligen Vorjahres $t-1$ für das Kalenderjahr t an die Bundesnetzagentur zu melden. Bereits zum Zeitpunkt des Erlasses dieses Beschlusses jeweils später erfolgte Meldungen bleiben unberührt.

Bei der Anpassung seiner Erlösobergrenze nach Satz 1 bzw. Satz 2 darf der Übertragungsnetzbetreiber die nach Satz 3 bzw. Satz 4 mit der Beschlusskammer abgestimmten und gemeldeten Plankosten ansetzen.

Die Differenz zwischen den nach Satz 3 bzw. Satz 4 ansetzbaren Plankosten und den dem Übertragungsnetzbetreiber entstehenden tatsächlichen Kosten (Istkosten) hat der Übertragungsnetzbetreiber jährlich zu ermitteln und auf seinem Regulierungskonto zu verbuchen.

Der Übertragungsnetzbetreiber hat die aus den Netzreserveverträgen resultierenden Istkosten gegenüber der Beschlusskammer im Rahmen des von der Bundesnetzagentur entweder durch Übersendung oder durch Veröffentlichung auf der Internetseite

www.bundesnetzagentur.de/Beschlusskammer8

zur Verfügung gestellten Erhebungsbogens gesondert zu erfassen und nachzuweisen. Dabei hat der Übertragungsnetzbetreiber die tatsächlichen, periodengerechten Kosten im Erhebungsbogen einzutragen. Bereits zum Zeitpunkt des Erlasses dieses Beschlusses erfolgte Ist-Kosten-Abrechnungen der Vorjahre bleiben unberührt.

3. Die Festlegung ist bis zum 31.12.2028 befristet.
4. Der Widerruf bleibt vorbehalten.
5. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

Die vorliegende Festlegung erfolgt auf Grundlage des § 13c Abs. 5 EnWG und ermöglicht dem Übertragungsnetzbetreiber die auf Grund § 13c Abs. 1 EnWG mit der Vorhaltung und dem Einsatz der Netzreserveanlage GTKW Darmstadt (BNA 1487) einhergehenden Netzreservekosten zu refinanzieren. Zugleich trifft die Festlegung Vorgaben zur Art und Weise der Refinanzierung.

Die ENTEGA AG, Frankfurter Straße 110, 64293 Darmstadt (im Weiteren: ENTEGA) zeigte mit Schreiben vom 29.04.2015 erstmals die vorläufige Stilllegung der Anlage GTKW Darmstadt mit Wirkung zum 30.04.2016 gegenüber der Bundesnetzagentur und dem Übertragungsnetzbetreiber an. Der Übertragungsnetzbetreiber prüfte die Systemrelevanz dieser Anlage und wies sie mehrmals als systemrelevant aus. Die erste Systemrelevanzausweisungsperiode erstreckte sich vom 01.05.2016 bis zum 30.04.2018, die zweite Systemrelevanzausweisungsperiode vom 01.05.2018 bis zum 30.04.2019, die dritte Systemrelevanzausweisungsperiode vom 01.05.2019 bis zum 30.04.2020. Hinsichtlich der Verpflichtung der ENTEGA zur Vorhaltung der Anlage für den Einsatz in der Netz-

reserve infolge der vorgenannten Systemrelevanzausweisungen hat die Beschlusskammer zur Anerkennung der Kosten nach § 13c Abs. 5 EnWG als verfahrensregulierte Kosten i.S.d. §§ 11 Abs. 2 S. 4, 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV die Beschlüsse BK8-17/2004-R, BK8-17/2009-R und BK8-17/2005-R erlassen.

Mit Schreiben vom 27.03.2019 hat die ENTEGA die vorläufige Stilllegung der Anlage zum 30.04.2020 erneut angezeigt. Mit Schreiben vom 21.08.2019 hat der Übertragungsnetzbetreiber die Anlage bis zum Ablauf des 30.04.2022 als systemrelevant ausgewiesen. Die vierte Systemrelevanzperiode umfasst den Zeitraum vom 01.05.2020 bis zum 30.04.2022. Auf diesen Zeitraum bezieht sich der vorliegende Beschluss.

Durch die erneute Systemrelevanzausweisung ist der ENTEGA die Stilllegung der Anlage auch über den 01.05.2020 hinaus bis zum Ablauf des 30.04.2022 verboten. Stattdessen ist sie verpflichtet, die Anlage in einem betriebsbereiten Zustand zu erhalten und allein nach den Vorgaben des Übertragungsnetzbetreibers einzusetzen. Für die Vorhaltung und den etwaigen Einsatz der Anlage hat die ENTEGA gemäß § 13c Abs. 1 EnWG i.V.m. §§ 9, 6 NetzResV einen kompensatorischen Vergütungsanspruch gegen den Übertragungsnetzbetreiber.

Zur Konkretisierung der gesetzlichen Pflichten und Ansprüche aus § 13c EnWG und der NetzResV schloss der Übertragungsnetzbetreiber mit der ENTEGA, nach entsprechender Abstimmung mit der Bundesnetzagentur, am 17./21.01.2022 für den Zeitraum vom 01.05.2020 bis zum 30.04.2022 einen Netzreservevertrag für die Anlage (**Anlage 2**).

Der Übertragungsnetzbetreiber hat sodann am 07.02.2022 eine freiwillige Selbstverpflichtung zur Vorhaltung und zum Einsatz der Netzreserveanlage unterzeichnet (**Anlage 1**) und gegenüber der Bundesnetzagentur abgegeben. Darin verpflichtet sich der Übertragungsnetzbetreiber zur Einhaltung des seinerseits mit dem Anlagenbetreiber ENTEGA am 17./21.01.2022 abgeschlossenen Netzreservevertrages (**Anlage 2**). Der Abgabe der freiwilligen Selbstverpflichtung und dem Abschluss des Netzreservevertrages war eine umfangreiche Abstimmung hinsichtlich der angemessenen Netzreservekosten vorgegangen.

Die Beschlusskammer hat, jeweils per E-Mail, dem Übertragungsnetzbetreiber, der zuständigen Landesregulierungsbehörde sowie dem Bundeskartellamt Gelegenheit zur Stellungnahme zu einer Musterfestlegung gegeben.

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

II.

Der Beschluss ist rechtmäßig. Er beruht auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18. Eine Rechtsgrundlage für den Beschluss liegt vor. Der Beschluss ist formell und materiell rechtmäßig.

1. **Vollständige Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund des Urteils des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18**

Die Beschlusskammer hat in rechtmäßiger Weise die Vorgaben des nationalen Rechts in Form der normativen Regulierung, soweit diese im vorliegenden Verfahren Anwendung finden und von der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (Urteil vom 02.09.2021, C-718/18) erfasst werden, für ihre Entscheidung herangezogen. Als „normative Regulierung“ werden im Allgemeinen solche Regeln des nationalen Gesetz- und Verordnungsgebers (z.B. in StromNEV, GasNEV und ARegV) bezeichnet, die konkrete methodische und materielle Vorgaben für die Regulierung durch die Bundesnetzagentur enthalten. Die Pflicht zur Anwendung dieser nationalen Vorgaben folgt aus Art. 20 Abs. 3 GG und gilt auch angesichts der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs fort, bis sie vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber außer Kraft gesetzt oder neu geregelt werden. Dies hat der Bundesgerichtshof bereits entschieden (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 60 ff., siehe auch OLG Düsseldorf vom 11.02.2021, VI-5 Kart 10/19 [V], S. 10 ff., OLG Düsseldorf vom 28.04.2021, VI-3 Kart 798/19 [V], S. 72 ff., OLG Schleswig vom 11.01.2021, 53 Kart 1/18, S. 27 ff.).

1.1 **Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs**

Der Europäische Gerichtshof hat zwar in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der NRB verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen

für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

1.2 Reichweite der Entscheidung

Der Europäische Gerichtshof hat aber weder über die Zuständigkeitsfragen hinausgehend einen materiell-rechtlichen Verstoß einzelner Vorgaben der normativen Regulierung gegen EU-Recht gerügt, noch hat er sich ausdrücklich zu der Frage geäußert, ob die normative Regulierung bis zu dem Zeitpunkt, zu dem der nationale Gesetz- und Verordnungsgeber den festgestellten Verstoß beseitigt, weiter anwendbar ist. Der EuGH hat sich insbesondere auch nicht explizit zu der Frage geäußert, ob die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit unmittelbar anwendbar sind.

1.3 Keine Nichtigkeit des nationalen Rechts

Die Regelungen der normativen Regulierung sind nicht nichtig. Weder nach den Grundsätzen des europäischen Rechts noch nach nationalem Recht führt der Verstoß einer nationalen Regelung gegen Unionsrecht zu deren Nichtigkeit (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 61 ff.). Vielmehr sind die Grundsätze des Anwendungsvorrangs des Unionsrechts vor nationalem Recht zu beachten.

Zudem scheidet eine richtlinienkonforme Auslegung der Vorschriften der normativen Regulierung aus. Der Europäische Gerichtshof sieht zwar sowohl in der an die Bundesregierung gem. § 24 EnWG erfolgten Zuweisung von Zuständigkeiten, als auch in den bindenden Vorgaben der normativen Regulierung eine mit den oben genannten Richtlinien unvereinbare Beschränkung der ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde (EuGH a.a.O., Rz. 101 f., 115 f.). Eine Umdeutung der nationalen Vorgaben in nicht bindende Programmsätze, die die ausschließliche Zuständigkeit der Regulierungsbehörde nicht beeinträchtigen, kommt angesichts des eindeutigen Wortlauts, der Systematik und des Regelungszwecks der Vorschriften der normativen Regulierung jedoch nicht in Betracht (Verbot der contra legem-Auslegung, BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 66 ff.).

Der Grundsatz vom Anwendungsvorrang des Unionsrechts führt indes nicht dazu, die Vorschriften der normativen Regulierung unangewendet zu lassen. Der Anwendungsvorrang besagt, dass eine nationale Regelung, die mit einer unmittelbar geltenden Regelung

des Unionsrechts unvereinbar ist, von nationalen Behörden und Gerichten nicht angewendet werden darf (vgl. Streinz, EUV, 3. Aufl. 2018, Art. 4 Rn. 40; Ruffert, in: Callies/Ruffert, EUV/AEUV, 5. Aufl. 2016, Art. 288 AEUV, Rn. 69 f.). Dieser Grundsatz gilt jedoch nur, soweit unmittelbar anwendbares Unionsrecht betroffen ist (EuGH, Urteil vom 24.06.2019, C-573/17, Rn. 62). Die normative Regulierung verstößt nicht gegen unmittelbar anwendbares Unionsrecht. Die hier maßgeblichen Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, mit denen die Vorgaben der normativen Regulierung unvereinbar sind, sind nicht unmittelbar anwendbar.

1.4 Keine unmittelbare Anwendbarkeit der Richtlinie

Damit eine Richtlinienbestimmung unmittelbar angewendet werden kann, müssen spezifische Voraussetzungen vorliegen (Grabitz/Hilf/Nettesheim, AEUV, 71. EL August 2020, Art. 288 Rn. 149). Der Europäische Gerichtshof geht von der unmittelbaren Anwendbarkeit einer nicht oder nicht ordnungsgemäß umgesetzten Richtlinienbestimmung nach Ablauf der Umsetzungsfrist aus, wenn die Bestimmung hinreichend genau und inhaltlich unbedingt ist. Zudem können die Bestimmungen einer Richtlinie grundsätzlich nur Rechte, aber keine Pflichten eines Einzelnen begründen (sog. Belastungsverbot). Insofern kommt auch eine objektive unmittelbare Wirkung vorliegend nicht in Betracht. Im Einzelnen:

1.5 Unionsvorschriften inhaltlich nicht unbedingt

Die Richtlinienvorgaben sind nicht unbedingt. Eine Unionsvorschrift ist inhaltlich unbedingt, wenn sie eine Verpflichtung normiert, die an keine Bedingung geknüpft ist und zu ihrer Durchführung oder Wirksamkeit auch keiner weiteren Maßnahmen der Unionsorgane oder der Mitgliedstaaten bedarf. Die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit sind nicht als inhaltlich unbedingt anzusehen.

Gegenwärtig fehlt es an den erforderlichen und zureichenden Umsetzungsnormen im nationalen Recht. Das betrifft sowohl die konkrete umfassende Aufgabenzuweisung als auch die für einen Eingriff erforderliche Ermächtigungsgrundlage. Die Bundesnetzagentur hat nach nationalem Recht gegenwärtig (nur) die Befugnis, die Vorgaben der normativen Regulierung anzuwenden und ggf. unter Rückgriff auf § 29 EnWG je nach Festlegungsermächtigung weiter auszugestalten und zu konkretisieren. Sie hat aber mangels entsprechender Aufgabenzuweisung durch den Gesetzgeber nicht die übergeordnete, allgemeine und uneingeschränkte Befugnis, die ihr nach den Richtlinien vorbehaltenen Aufga-

ben vollumfänglich und selbständig auszuüben (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 105) beispielsweise also die Methoden oder Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang frei festzulegen oder zu genehmigen (vgl. nur § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG). Dass es hierzu einer umfassenden mitgliedstaatlichen Aufgabenzuweisung bedarf, entspricht im Übrigen auch dem europäischen Leitbild, wonach die Mitgliedstaaten zur Einrichtung von Regulierungsbehörden mit spezifischen Zuständigkeiten verpflichtet sind (vgl. Erwägungsgrund 33 der Richtlinie 2009/72/EG bzw. Erwägungsgrund 29 der Richtlinie 2009/73/EG). Die Mitgliedstaaten verfügen bei der Organisation und Strukturierung der Regulierungsbehörde zwar über eine Autonomie, haben diese aber unter vollständiger Beachtung der in den Richtlinien festgelegten Ziele und Pflichten auszuüben und insoweit sicherzustellen, dass die Regulierungsbehörde bei der Ausübung der ihr vorbehaltenen Zuständigkeiten ihre Entscheidungen autonom treffen kann (vgl. EuGH, a.a.O., Rz. 119). Dieser Befund wird auch durch das in der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs mündende Vertragsverletzungsverfahren bestätigt: Gegenstand der Rüge durch die Europäische Kommission war nicht die fehlerhafte Ausübung einer nach nationalem Recht bereits ordnungsgemäß zugewiesenen ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, sondern der Umstand, dass eine den Richtlinien entsprechende umfassende Aufgabenzuweisung an die nationale Regulierungsbehörde im nationalen Recht bislang nicht erfolgt ist (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 88). Vielmehr liegt hier eine fehlerhafte Aufgabenzuweisung vor (EuGH, a.a.O., Rz. 130); diese kann und muss durch den Mitgliedstaat korrigiert werden, der dann die noch möglichen Einfluss- und Kontrollmöglichkeiten vorsehen kann (EuGH a.a.O., Rz. 126, 127).

1.6 Belastung Einzelner verboten

Mit der unmittelbaren Anwendung der Richtlinien wären Belastungen Einzelner verbunden, sodass eine solche ausscheidet. Zwar ist die Einräumung subjektiver Rechte keine Voraussetzung für eine unmittelbare Anwendbarkeit (woran es vorliegend wegen des Verstoßes gegen objektiv geprägte Zuständigkeitsnormen auch fehlen würde), allerdings gilt das Belastungsverbot. Wenn der Bundesnetzagentur aus einer unmittelbaren Anwendung der Richtlinie weitergehende oder jedenfalls anders ausgestaltete Kompetenzen zukämen, könnte sich dies je nach Einzelfall zugunsten, aber auch zu Lasten bestimmter Beteiligter auswirken. Daraus wiederum könnten sich Belastungen ergeben, die nach Auffassung des Bundesgerichtshofs nur durch das europäische Primärrecht oder durch EU-Verordnungen begründet werden können, nicht aber durch Richtlinien (vgl. BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 73).

Eine Belastung würde sich zudem bereits aus dem Heranziehen der Richtlinien als Ermächtigungsgrundlage ergeben. Dies wäre europarechtlich unzulässig. Sofern die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit als inhaltlich unbedingt anzusehen wären, müssten sie von der Bundesnetzagentur unmittelbar als Ermächtigungsgrundlage auch für belastende Regulierungsentscheidungen herangezogen werden. Anders als in den vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fällen, in denen er eine unmittelbare Belastung durch Richtlinienrecht verneinte, weil die Belastung erst durch ein Verwaltungsverfahren auf Basis nationalen Rechts eintrat, würden vorliegend die Richtlinienbestimmungen als solche unmittelbar gegenüber den Betroffenen herangezogen werden und als materiell-rechtliche Befugnisnormen für belastende Verwaltungsverfahren und Regulierungsentscheidungen fungieren. Soweit ersichtlich existiert bislang keine hier einschlägige Judikatur, in der der EuGH es für europarechtskonform eingestuft hätte, dass eine Richtlinienbestimmung als eigenständige Ermächtigungsgrundlage für Eingriffe in Rechte des Einzelnen herangezogen werden darf.

1.7 Keine objektive unmittelbare Wirkung des Unionsrechts

Eine ausnahmsweise objektive unmittelbare Wirkung der Richtlinienbestimmungen bezogen auf die ausschließliche Zuständigkeit scheidet ebenfalls aus. Der Europäische Gerichtshof hat eine objektive unmittelbare Wirkung von Richtlinienbestimmungen anerkannt, aus denen sich für staatliche Stellen eindeutige Pflichten ergeben. Konkret ging es beispielsweise um die nicht rechtzeitig in nationales Recht umgesetzte Pflicht der zuständigen Behörde zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens für die Errichtung eines Wärmekraftwerks (EuGH, Urteil vom 11.08.1995, C-431/92 – Wärmekraftwerk Großkrotzenburg).

Zwar mag sich vorliegend aus den Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde die Verpflichtung ergeben, von dieser Zuständigkeit auch Gebrauch zu machen, um den Zielsetzungen der Richtlinien hinreichend Rechnung tragen zu können. Anders als im Fall des Wärmekraftwerks Großkrotzenburg ist diese Verpflichtung vorliegend jedoch nicht inhaltlich unbedingt. Im vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fall konnte die zuständige Behörde der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung ohne Weiteres nachkommen, weil diese als unselbstständiger Bestandteil des nach nationalem Recht vorgesehenen und ihr bereits zugewiesenen Genehmigungsverfahrens durchzuführen war. Demgegenüber kann die Bundesnetzagentur die ihr nach den Richtlinienbestimmungen zugewiesene

ausschließliche Zuständigkeit erst ausüben, wenn ihr entsprechende Befugnisse nach nationalem Recht eingeräumt werden (siehe oben).

1.8 Interessenabwägung

Ungeachtet der Tatsache, dass die Richtlinienbestimmungen nicht unmittelbar anwendbar sind, sprechen aus Sicht der Beschlusskammer weitere erhebliche Gründe dafür, die Vorgaben der normativen Regulierung in der Übergangszeit zur Anwendung zu bringen. Die Nichtanwendung der normativen Regulierung in der Übergangszeit würde zu einem Zustand führen, der mit den Zielsetzungen der genannten Richtlinien erst recht unvereinbar wäre (so auch BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 76).

Die Richtlinien verlangen, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Diesem Gebot der ex ante-Regulierung wird in Deutschland gegenwärtig zu einem großen Teil über die Vorgaben der normativen Regulierung Rechnung getragen. Die normative Regulierung strukturiert die Methoden für die Berechnung der Tarife vor und legt ex ante die wesentlichen Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang fest. Sie regelt unmittelbar Rechte und Pflichten für Netzbetreiber und andere Marktakteure und schafft auf diese Weise den von den Richtlinien geforderten transparenten und vorhersehbaren, verlässlichen Regulierungsrahmen. Bestehende Festlegungen und Genehmigungen der Bundesnetzagentur, die sie im Rahmen ihrer bisherigen Zuständigkeiten erlassen hat, tragen zwar ebenfalls zu der erforderlichen ex ante-Regulierung bei, dies jedoch nur in Teilbereichen und in Ergänzung der normativen Regulierung und damit nicht in dem von der Richtlinie geforderten Umfang.

Ein faktisches Außerkrafttreten der Vorgaben der normativen Regulierung würde daher zu beträchtlichen Regelungslücken und damit einhergehend erheblichen Rechtsunsicherheiten für alle Marktbeteiligten führen. Auch dies wäre mit den genannten Richtlinienvorgaben und den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts schwerlich vereinbar. Beispielsweise dürfte eine derart unklare Rechtslage im Übergangszeitraum kaum Investitionsanreize setzen und Unsicherheiten für die unternehmerische Tätigkeit der regulierten Unternehmen und auch der sonstigen Marktteilnehmer auslösen. Für den Übergangszeitraum ist es daher sinnvoll und angebracht, stabile und berechenbare Verhältnisse zu gewährleisten.

2. **Zuständigkeit**

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

3. **Rechtsgrundlagen**

Die Ziffer 1 des Beschlusstextes beruht auf § 13c Abs. 5 EnWG i.V.m. §§ 9 Abs. 5, 6 Abs. 2 S. 2 NetzResV i.V.m. §§ 32 Abs. 1 Nr. 4, 11 Abs. 2 S. 4 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG. Die Vorgaben zur Anpassung der Erlösobergrenze und zum Istkosten-Abgleich nach der Ziffer 2 des Beschlusstextes beruhen auf § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV und auf § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV. Die Befristung der Festlegung in der Ziffer 3 des Beschlusstextes beruht auf §§ 3, 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV.

4. **Formelle Rechtmäßigkeit**

Die Festlegung ist formell rechtmäßig.

Von einer Anhörung konnte im konkreten Fall abgesehen werden.

Aus verfahrensökonomischen Gründen hat die Beschlusskammer für die Einzelfestlegungen der systemrelevanten Anlagen der inländischen Netzreserve vereinheitlichte Beschlussvorlagen erstellt und am 27.03.2018 per E-Mail allen Übertragungsnetzbetreibern zur Stellungnahme nach § 67 Abs. 1 EnWG übersandt. Die Übertragungsnetzbetreiber haben hierzu jeweils mit Schreiben vom 12. bzw. 13.04.2018 Stellung genommen und mitgeteilt, dass auf eine Anhörung im Einzelfall verzichtet wird, sofern die regulatorischen Mechanismen der Einzelfestlegungen denen der Musterfestlegungen entsprechen. Die Beschlusskammer hat von einer Anhörung abgesehen, da sie eine wirksame Verfahrensregulierung i.S.v. § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV nach Maßgabe der in der **Anlage 1** enthaltenen freiwilligen Selbstverpflichtung uneingeschränkt anerkennt.

Nach § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG gibt die Bundesnetzagentur dem Bundeskartellamt und der Landesregulierungsbehörde, in deren Bundesland der betreffende Netzbetreiber seinen Sitz hat, rechtzeitig vor Abschluss des Verfahrens Gelegenheit zur Stellungnahme, sofern sie eine Entscheidung nach den Bestimmungen des Teiles 3 des EnWG trifft. Der vorliegende Beschluss basiert auf den §§ 29 Abs. 1, 13c Abs. 5 EnWG (i.V.m. §§ 10, 6 Abs. 2 S. 2 NetzResV i.V.m. §§ 32 Abs. 1 Nr. 4, 11 Abs. 2 S. 4 ARegV). Die §§ 29 Abs. 1 und 13c Abs. 5 EnWG sind Bestandteil des Teils 3 des EnWG. Zudem finden auch die hier einschlägigen Normen der NetzResV ihre Verordnungsermächtigung im Teil 3 des EnWG, nämlich in § 13i Abs. 3 Nr. 1 und Nr. 2 EnWG.

Den zuständigen Landesregulierungsbehörden der Länder Nordrhein-Westfalen, Bayern und Baden-Württemberg wurden am 27.03.2018 per E-Mail die vereinheitlichten Beschlussvorlagen zur Stellungnahme nach § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG übersandt.

Das Bundeskartellamt hat mit E-Mail vom 09.08.2018 mitgeteilt, von einer Stellungnahme in Verfahren zur Festlegung verfahrensregulierter Kosten nach § 13c Abs. 5 EnWG i.V.m. §§ 11 Abs. 2 S. 4, 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV grundsätzlich abzusehen. Einer der in dieser E-Mail genannten Ausnahmefälle liegt nicht vor.

5. Wirksame Verfahrensregulierung durch freiwillige Selbstverpflichtung

Die Bundesnetzagentur erkennt die dem Übertragungsnetzbetreiber aufgrund seiner Pflicht zur Vergütung der ENTEGA entstehenden Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Anlage GTKW Darmstadt im Rahmen der Netzreserve als verfahrensregulierte Kosten an.

Die gesetzlichen Voraussetzungen hierfür liegen vor. Die nach § 13c Abs. 5 EnWG und nach §§ 9 Abs. 5, 6 Abs. 2 S. 2 NetzResV erforderliche freiwillige Selbstverpflichtung wurde seitens des Übertragungsnetzbetreibers am 07.02.2022 unterzeichnet. Mittels dieser in **Anlage 1** zu diesem Beschluss enthaltenen freiwilligen Selbstverpflichtung versichert der Übertragungsnetzbetreiber, die kontrahierte Anlage gemäß den Vorgaben des in **Anlage 2** zu diesem Beschluss enthaltenen Netzreservevertrages zu vergüten. Bei Einhaltung der freiwilligen Selbstverpflichtung gelten die dem Übertragungsnetzbetreiber durch die Vorhaltung und den Einsatz der Anlage GTKW Darmstadt auf Grund der Netzreserve, im Geltungszeitraum der Festlegung, entstandenen und entstehenden Kosten als wirksam verfahrensregulierte und damit dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.

Auch die weiteren gesetzlichen Anforderungen an die Anerkennung der vertraglich bewirkten Netzreservekosten für die Anlage GTKW Darmstadt als verfahrensregulierte Kosten liegen vor. Die Anlage GTKW Darmstadt befindet sich in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers, siehe § 5 Abs. 1 S. 1 NetzResV. Die nach §§ 1 Abs. 2 S. 1, 5 Abs. 1 S. 1, 6 Abs. 2 S. 1 NetzResV erforderliche Abstimmung des Vertrages mit der Bundesnetzagentur erfolgte maßgeblich in den Jahren 2020 und 2021. Hierbei ist auch die vertraglich festgelegte Vergütung im Rahmen der Netzreserve abgestimmt worden. Der Vertrag und die vertraglich festgelegte Vergütung für die auf Grund § 13c Abs. 1 EnWG entstehenden Netzreservekosten stehen nach Überzeugung der Beschlusskammer im Einklang mit den Vorgaben der §§ 13b bis 13d EnWG sowie der NetzResV. Insbesondere sieht der Vertrag alleine solche Kostenerstattungen vor, die der ENTEGA gerade aufgrund

der Vorhaltung bzw. dem Einsatz ihrer Anlage GTKW Darmstadt in der Netzreserve entstanden sind oder noch entstehen (siehe insoweit insbesondere § 9 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 NetzResV). Der Netzreservevertrag vom 17./21.02.2022 sieht eine Vertragsdauer von nicht mehr als 24 Monaten vor, § 5 Abs. 1 S. 3 NetzResV. Die Anlage GTKW Darmstadt der ENTEGA ist gemäß der Ausweisung der Amprion GmbH vom 21.08.2019 systemrelevant im Sinne von § 13b Abs. 2 S. 2 EnWG, siehe § 5 Abs. 2 Nr. 1 NetzResV. Die Bedingung des § 5 Abs. 2 Nr. 3 NetzResV ist durch die vorherige Systemrelevanzausweisung erfüllt. Nach § 5 Abs. 2 Nr. 4 NetzResV müssen auch alle gesetzlichen und genehmigungsrechtlichen Anforderungen an den Betrieb der Anlage für die Vertragsdauer erfüllt werden. Durch Ziffer 4.6 des Netzreservevertrages (**Anlage 2**) ist dies vertraglich festgehalten.

Die Vorgabe in § 5 Abs. 2 Nr. 2 NetzResV, wonach sich ein Anlagenbetreiber vertraglich verpflichten muss, die für die Netzreserve genutzte Anlage nach Ablauf des Vertrages bis zur endgültigen Stilllegung nicht mehr an den Strommärkten einzusetzen, also das Rückkehrverbot an den Strommarkt („No-Way-Back“), gilt nicht für Verträge bei zur vorläufigen Stilllegung angezeigten Anlagen in der Netzreserve. Dies ergibt sich insbesondere aus der vorrangig geltenden gesetzlichen Regelung in § 13c Abs. 2 EnWG sowie aus der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 18/7317 S. 92 und BT-Drs. 18/8915, S. 32). Nach § 13c Abs. 2 S. 1 EnWG knüpft das Verbot des Einsatzes der Netzreserveanlage am Strommarkt, an die Dauer der Systemrelevanzausweisung der Anlage (und die Geltendmachung von Betriebsbereitschaftsauslagen) an und in § 13c Abs. 2 S. 2 EnWG ist gerade für den Fall, dass eine Anlage nach Ablauf der Dauer der Systemrelevanzausweisung wieder eigenständig an den Strommärkten eingesetzt wird – also für den Fall der Rückkehr an den Strommarkt - ein Anspruch auf Erstattung des Restwerts der investiven Vorteile, die ein Anlagenbetreiber erhalten hat, geregelt. Insbesondere aus § 13c Abs. 2 EnWG ergibt sich daher eindeutig, dass - anders als bei zur endgültigen Stilllegung angezeigten Anlagen – für zur vorläufigen Stilllegung angezeigte Anlagen in der Netzreserve kein Rückkehrverbot an den Strommarkt besteht, sondern nach Maßgabe der §§ 13c Abs. 2 S. 1 EnWG, 7 Abs. 1 NetzResV ein Marktverbot während des Einsatzes in der Netzreserve.

6. Anpassung der Erlösobergrenze und Istkosten-Abgleich

Die Vorgaben zum Istkosten-Abgleich in Ziffer 2 Satz 1 bis Satz 5 des Beschlusstextes beruhen auf § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV. Gemäß dieser Vorschrift kann die Bundesnetza-

gentur zwecks Verwirklichung eines in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecks durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG Entscheidungen zu den Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV treffen.

Von dieser Ermächtigung macht die Beschlusskammer hiermit Gebrauch. Eine gesetzliche Regelung zur Anpassung der Erlösobergrenze bei Verfahrensregulierungen mittels freiwilliger Selbstverpflichtungen behandelt § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV nicht ausdrücklich. Dort ist normiert, dass der Übertragungsnetzbetreiber jeweils eine Anpassung der Erlösobergrenze zum 1. Januar eines Kalenderjahres vornehmen kann, sofern eine Änderung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 bis S. 3 ARegV erfolgt ist. Vorliegend steht aber eine Änderung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV in Rede.

In Anlehnung an die in § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV zum Ausdruck kommende gesetzgeberische Wertung, hat die Beschlusskammer entschieden, dem Übertragungsnetzbetreiber zu ermöglichen, die ihm entstehenden Netzreservekosten jeweils ohne Zeitverzug zu refinanzieren. Der Sachverhalt entspricht wirtschaftlich und materiell den Ausnahmen bei Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 bis 6, 8, 13, 16 und 17 ARegV; in diesen Fällen darf der Übertragungsnetzbetreiber auf das Kalenderjahr abstellen, auf das die Erlösobergrenze anzuwenden sein soll (sog. t-0-Versatz). Bei den vorliegenden dauerhaft nicht beeinflussbaren Netzreservekosten handelt es sich ebenfalls um Kosten, die aus Versorgungsaufgaben, nämlich solchen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit resultieren. Die Netzreserve ist aufgrund der Vergütungsvolumina mit einer ganz erheblichen Kostenbelastung für die Übertragungsnetzbetreiber verbunden. Hinzu kommt, dass die Einsatzkosten mangels Vorhersehbarkeit sehr volatil sind. Die hohe Bedeutung der Netzreserve für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit zeigt sich auch darin, dass diese sowohl im Gesetz als auch in der Verordnung detailliert in eigenen speziellen Vorschriften normiert wurde (§ 13b - § 13d EnWG und Netzreserveverordnung). Vor diesem Hintergrund ist es sachgerecht, dem Übertragungsnetzbetreiber auch die ihm aufgrund der Kontrahierung von inländischen Netzreservekraftwerken entstehenden Kosten ohne Zeitverzug jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres über die Netzentgelte refinanzieren zu lassen, in welchem die Netzreserveanlagen jeweils vorzuhalten sind. Damit wird gewährleistet, dass die Versorgungssicherheit nicht durch etwaige Verzögerungen der Refinanzierung und damit etwaig einhergehenden Liquiditätsengpässen beim Übertragungsnetzbetreiber gefährdet wird. Um dies zu ermöglichen, hat der Übertragungsnetzbetreiber

die voraussichtlichen Netzreservekosten und Erlöse (Plankosten) auf Grundlage realistischer Prognosen jeweils zwei Werktage vor dem 01. Oktober des jeweiligen Vorjahres t-1 für das Kalenderjahr t an die Bundesnetzagentur zu melden. Diese Plankosten darf der Übertragungsnetzbetreiber sodann für die Anpassung der Erlösobergrenze ansetzen. Regelungen zum Regulierungskonto bleiben unberührt. Werktage in diesem Sinne sind nicht Sonnabende, allgemeine gesetzliche Feiertage und Sonntage (vgl. § 31 Abs. 1 VwVfG i.V.m. § 193 BGB).

Satz 6 der Beschlusstenziffer 2 greift die von Gesetzes wegen bestehende Rechtspflicht des Übertragungsnetzbetreibers nach § 5 Abs. 1 ARegV auf, was bei der Netzreserve bedeutet, dass die Differenz zwischen den voraussichtlich aus den Netzreserveverträgen entstehenden Kosten (Plankosten) und den vom Übertragungsnetzbetreiber erzielbaren Erlöse (Istkosten) jährlich vom Übertragungsnetzbetreiber zu ermitteln und auf seinem Regulierungskonto zu verbuchen ist.

Um der Beschlusskammer die Wahrnehmung ihrer Aufsicht zu ermöglichen und um zu gewährleisten, dass die Netznutzer im Wege der Wälzung der Netzreservekosten in die Netzentgelte nur mit solchen Kosten belastet werden, die sich auf den tatsächlichen Leistungszeitraum (jeweils 1. Januar bis 31. Dezember des Jahres t) beziehen, hat der Übertragungsnetzbetreiber die aus den Netzreserveverträgen resultierenden Istkosten (Kosten und Erlöse) gesondert zu erfassen und gegenüber der Bundesnetzagentur substantiiert und nachvollziehbar darzulegen (Satz 7 der Beschlusstenziffer 2). Die Kosten sind dabei im Rahmen des von der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellten Erhebungsbogens darzulegen und mit entsprechenden Belegen (insbesondere Rechnungen der Kraftwerksbetreiber, Systemauszüge z.B. SAP-Auszüge) nachzuweisen. Entsprechend der Beschlusstenziffer 2 Satz 8 sind dabei die tatsächlichen, periodengerechten Kosten im Erhebungsbogen einzutragen, wie sie der Gewinn- und Verlustrechnung des jeweiligen Geschäftsjahres zu Grunde gelegt werden.

7. Befristung der Festlegung

Gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4, HS. 2 ARegV erfolgt die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode.

Die dritte Regulierungsperiode wird am 31.12.2023 enden. Die vierte Regulierungsperiode wird am 31.12.2028 enden. Gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4, HS. 2 ARegV bleibt es der Beschlusskammer unbenommen, eine Festlegung für einen Zeitraum zu erlassen, der

mehrere Regulierungsperioden umspannt. Von dieser Möglichkeit macht die Beschlusskammer vorliegend Gebrauch.

Eine Erfassung der gegenwärtigen und der kommenden Regulierungsperiode ist vorliegend sachgerecht, da die Netzreservekosten des Übertragungsnetzbetreibers nicht notwendigerweise jahres- oder gar regulierungsperiodenscharf anfallen; Kosten und Verträge, die sich über mehrere dieser Regulierungsperioden verteilen, unterfallen damit der vorliegenden Festlegung.

8. Widerrufsvorbehalt

Aufgrund der Dynamik der Sachverhalte, die der Ermittlung und Kontrahierung des inländischen Netzreservebedarfs zugrunde liegen und angesichts des langen Geltungszeitraums der Festlegung, behält sich die Beschlusskammer den Widerruf dieses Beschlusses vor. Dies ist insbesondere im Hinblick auf etwaige künftige Änderungen der gesetzlichen Anforderungen an die Netzreserve oder eine Veränderung der netztopographischen Gegebenheiten oder der Lastflüsse durch das Netz und der damit zusammenhängenden Netzengpasssituationen geboten.

9. Kosten

Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten. Die Höhe der zu entrichtenden Gebühr wird nach Anhörung mit Bekanntgabe des Gebührenbescheides festgesetzt.

III.

Die beigefügten **Anlagen 1 und 2** sind Bestandteil dieses Beschlusses.

Anlage 1 Freiwillige Selbstverpflichtung des Übertragungsnetzbetreibers vom 07.02.2022

Anlage 2 Netzreservevertrag vom 17./21.01.2022

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist 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).

Vorsitzender

Beisitzerin

Beisitzer

Bourwieg

Dr. Heimann

Petermann

FREIWILLIGE SELBSTVERPFLICHTUNG DER AMPRION GMBH ZUR VORHALTUNG UND ZUM EINSATZ DES GTKW DARMSTADT (BNA1487) DER ENTEGA AG IN DER INLÄNDISCHEN NETZRESERVE (05/2020 – 04/2022)

Auf Grundlage des § 13b EnWG prüft der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Systemrelevanz von zur vorläufigen oder zur endgültigen Stilllegung angezeigten Anlagen. Anlagen, deren vorläufige oder endgültige Stilllegung nach § 13b EnWG aufgrund einer ausgewiesenen Systemrelevanz verboten ist, gehen in die Netzreserve über. Die in die Netzreserve überführten Anlagen werden entsprechend § 13c Abs. 2 S. 1 bzw. Abs. 4 S. 1 EnWG ausschließlich nach Maßgabe der von den ÜNB angeforderten Systemsicherheitsmaßnahmen betrieben, mit dem Ziel, die Sicherheit und die Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten. Das vom ÜNB zur Vorhaltung inländischer Netzreserve angewandte Verfahren wird nachfolgend für zur vorläufigen Stilllegung angezeigte Anlagen mit einer Nennleistung ab 10 MW und für zur endgültigen Stilllegung angezeigte Anlagen mit einer Nennleistung ab 50 MW detailliert beschrieben.

Nach Eingang einer Stilllegungsanzeige prüft der ÜNB unverzüglich die Systemrelevanz der Anlage und teilt das Ergebnis seiner Prüfung dem Betreiber der Anlage und der Bundesnetzagentur mit. Die Begründung der Notwendigkeit der Ausweisung einer systemrelevanten Anlage im Fall einer geplanten vorläufigen oder endgültigen Stilllegung soll sich aus der Systemanalyse der ÜNB oder dem Bericht der Bundesnetzagentur nach § 3 NetzResV ergeben. Die Begründung kann sich auf die Liste systemrelevanter Gaskraftwerke nach § 13f Abs. 1 EnWG stützen.

Weist der ÜNB eine Anlage mit angezeigter vorläufiger Stilllegung als systemrelevant aus, ist die Stilllegung der Anlage gemäß § 13b Abs. 4 EnWG verboten.

Weist der ÜNB eine Anlage mit angezeigter endgültiger Stilllegung als systemrelevant aus, so hat er bei der Bundesnetzagentur die Genehmigung der Ausweisung der Systemrelevanz zu beantragen. Solange und soweit dem Antrag auf Genehmigung der Ausweisung der Systemrelevanz durch die Bundesnetzagentur stattgegeben wurde oder die Genehmigung entsprechend § 13b Abs. 5 S. 6 EnWG auf Grund einer Genehmigungsfiktion als erteilt gilt und ein Weiterbetrieb der Anlage technisch und rechtlich möglich ist, ist dem Anlagenbetreiber die Stilllegung der Anlage gem. § 13b Abs. 5 EnWG verboten.

Unbeschadet der gesetzlichen Verpflichtungen erfolgen die Bildung der Netzreserve und der Einsatz der Anlagen der Netzreserve auf Grundlage des Abschlusses von Verträgen zwischen den ÜNB und Anlagenbetreibern in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur nach Maßgabe der Bestimmungen der Netzreserveverordnung.

Wesentliche Bestandteile der Vergütung können dabei die Betriebsbereitschaftsauslagen für die Herstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft, die Erzeugungsauslagen und bei vorläufigen Stilllegungen der anteilige Werteverbrauch sowie bei endgültigen Stilllegungen die Erhaltungsauslagen und die Opportunitätskosten in Form einer angemessenen Verzinsung für bestehende Anlagen durch verlängerte Kapitalbindung in Form von Grundstücken und weiterverwertbaren technischen Anlagen oder Anlagenteilen sein.

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 1 NetzResV wird der Umfang der Kostenerstattung des ÜNB gegenüber dem Anlagenbetreiber in den jeweiligen Verträgen nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur bestimmt.

Mit dieser freiwilligen Selbstverpflichtung erklärt die Amprion GmbH, den beigefügten Vertrag bzgl. des vorläufig stillgelegten GTKW Darmstadt, zu erfüllen, insbesondere die darin geregelte Vergütung an den Anlagenbetreiber zu leisten, unter der Voraussetzung, dass das oben beschriebene Verfahren ordnungsgemäß durchgeführt wurde.

Eine Anpassung dieser freiwilligen Selbstverpflichtung erfolgt, falls sich die zugrundeliegenden Umstände in erheblichem Maße ändern. In diesem Falle gelten die Maßgaben dieser freiwilligen Selbstverpflichtung jedoch fort, bis zur Aufhebung der entsprechenden nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. §§ 11 Abs. 2 S. 4, 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV erlassenen Festlegung durch die Bundesnetzagentur.

Dortmund, 07.02.2022

Dortmund, 07.02.2022

Vertrag

**über den Einsatz und die Vergütung der vorläufig
stillgelegten Anlage GTKW Darmstadt (BNA-Nummer 1487)
nach § 13b EnWG, § 13c EnWG und § 9, 7 NetzResV
in dem Zeitraum vom 1.5.2020 bis 30.4.2022**

zwischen

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Str. 7

44263 Dortmund

USt.-IdNr. DE 8137 61 356

– nachfolgend „Amprion“ genannt –

und

ENTEGA AG

Frankfurter Straße 110

64293 Darmstadt

Ust.-IdNr. DE 8112 15 048

– nachfolgend „ENTEGA“ genannt –

einzeln „Vertragspartner“ genannt –

gemeinsam „Vertragsparteien“ genannt –

Inhaltsverzeichnis

Präambel	3
1. Vertragsgegenstand	4
2. Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft	4
3. Vorhaltung der Betriebsbereitschaft	6
4. Einsätze der Anlage	8
5. Leistungseinschränkung / Befreiung von der Leistungspflicht	13
6. Kostenerstattung und Rechnungslegung	15
7. Bereitstellung von Informationen	18
8. Haftung	19
9. Wirtschaftsklausel	20
10. Gerichtsstand	20
11. Vertragsdauer und -beendigung	20
12. Vertragsanpassungsrecht beider Vertragspartner und Vorbehalt der Entega	21
13. Teilunwirksamkeit, Vertragslücken, Vertragsauslegung	22
14. Vertragsausfertigung	22
15. Vertragsanhänge	23
16. Unterschriften	23



Präambel

§ 13b Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom 26. Juli 2016 in der zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses geltenden Fassung verpflichtet den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Prüfung, ob die vorläufige Stilllegung einer Anlage zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde und diese Gefährdung oder Störung nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann.

Wird der Betreiber einer Anlage, die vorläufig stillgelegt werden sollte, nach § 13b Abs. 4 S. 3 und 4 i.V.m. § 13 Abs. 1 Nr. 2 und 3 und § 13a Abs. 1 EnWG zu einer längeren Bereithaltung und dem Einsatz seiner Anlage zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems verpflichtet und hat der Betreiber der Anlage den Betreiber des Übertragungsnetzes auf Zahlung der Betriebsbereitschaftsauslagen in Anspruch genommen, so ist die entsprechende Anlage gemäß § 13c Abs. 2 S. 1 EnWG i.V.m. §§ 9 Abs. 2, 7 der Netzreserveverordnung (NetzResV) ausschließlich nach Maßgabe der seitens des ÜNB angeforderten Systemsicherheitsmaßnahmen zu betreiben.

Der Betreiber einer Anlage, deren vorläufige Stilllegung untersagt wurde, muss die Anlage zumindest in einem Zustand erhalten, der eine Anforderung zur weiteren Vorhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13b Abs. 4 Satz 3 und 4 i.V.m. § 13 Abs. 1 Nr. 2 und 3 und § 13a Abs. 1 EnWG ermöglicht. Er hat gegenüber dem systemverantwortlichen Betreiber des Übertragungsnetzes Anspruch auf eine angemessene Vergütung. Die NetzResV gestaltet die in den §§ 13b, 13c, und 13d EnWG getroffenen Regelungen näher aus.

Mit Schreiben vom 27.03.2019 hat die ENTEGA die vorläufige Stilllegung des GTKW Darmstadt – nachfolgend auch „Anlage“ genannt – am Kraftwerksstandort Darmstadt zum 30.04.2020 angezeigt. Amprion hat die Systemrelevanz der Anlage geprüft und die ENTEGA mit Schreiben vom 21.08.2019 aufgefordert, die Anlage bis zum 30. April 2022, 24:00 Uhr betriebsbereit zu halten. Auf diese Stilllegungsperiode bezieht sich der vorliegende Vertrag.

1. Vertragsgegenstand

Gegenstand des vorliegenden Vertrages sind Regelungen zu vorbereitenden Maßnahmen, Einsatz und der Vergütung der Anlage gemäß § 13a Abs. 1 und § 13c EnWG i.V.m. §§ 7, 9 NetzResV. Hierbei wird insbesondere:

1. die ggf. erforderliche (Wieder-)Herstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage,
2. die betriebsbereite Vorhaltung der Anlage,
3. die Einsätze der Anlage nach § 13a Abs. 1 und § 13c EnWG und
4. der anteilige Werteverbrauch

durch die ENTEGA sowie die dafür zu zahlende angemessene Vergütung von Amprion auf Basis des EnWG und der NetzResV festgelegt.

Dieser Vertrag regelt die Vertragsperiode vom 1. Mai 2020 bis zum 30. April 2022

2. Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft

2.1 Gemäß dem EnWG und der NetzResV besteht unter anderem die Pflicht der ENTEGA, im Rahmen des technisch und rechtlich Möglichen die Betriebsbereitschaft der Anlage zu erhalten.

2.2 In dem Fall, dass während der Vertragslaufzeit durch anstehende Revisionen, nach Schadensfällen, durch sonstige Ereignisse oder aufgrund rechtlicher oder behördlicher Auflagen z.B. eine Änderung der allgemein anerkannten Regeln der Technik und Empfehlungen des Ausschuss für Betriebssicherheit (ABS) zum sicheren Betreiben einer Energieanlage, die, sofern nicht umgesetzt, den Weiterbetrieb der Anlage gefährden oder ausschließen, die Betriebsbereitschaft der Anlage wegfällt, wird ENTEGA die Amprion über Art und Umfang sowie die Kosten, die Dringlichkeit und die voraussichtliche Zeitdauer der erforderlichen Maßnahmen zur erneuten Herstellung der Betriebsbereitschaft (Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft) unverzüglich nach Kenntniserlangung in Textform (Schreiben, Fax oder E-Mail) informieren. Die Information ist an die in Anhang 5 Ziffer 4 aufgeführte Adresse zu richten. Hierzu wird ENTEGA das in Anhang 6 beigefügte Formblatt verwenden. Des Weiteren muss die Nichtbeanspruchbarkeitsmeldung nach der Festlegung von Datenaustauschprozessen

im Rahmen eines Energieinformationsnetzes (Strom) BK6-13-200 (KWEP) erfolgen. Unmittelbar vor dem Eintreten der Nichtbeanspruchbarkeit informiert ENTEGA Amprion telefonisch über den voraussichtlichen Zeitraum der Nichtbeanspruchbarkeit. Diese Information ist an die in Anhang 5 Ziffer 1.4, 2.3 und 3.2 aufgeführte Adresse zu richten (wie in Anhang 7 Prozess d. beschrieben). Amprion behält sich vor, die erforderlichen Maßnahmen vor Durchführung durch einen Gutachter prüfen zu lassen. Die Gutachterkosten werden durch Amprion getragen.

Erforderliche Einzelmaßnahmen im Zuge regelmäßiger Wartung und Instandhaltung, die der Aufrechterhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft dienen, werden schnellstmöglich von der ENTEGA ausgeführt.

Sie sind ab dem 1. Mai 2020 bis zu einem Gesamtbetrag in Höhe von [REDACTED] € pro Vertragsjahr mit den Leistungsvorhaltekosten abgegolten. Darüber hinaus anfallende Kosten werden gegen Nachweis von Amprion erstattet.

Bei darüber hinaus erforderlichen Maßnahmen zur Aufrechterhaltung/Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft, die im Einzelfall einen Betrag von [REDACTED] € überschreiten, wird ENTEGA von der Amprion die Freigabe zur Durchführung der Maßnahme einholen, es sei denn, eine vorherige Freigabe ist gemäß Ziffer 2.3 entbehrlich.

Wenn die Freigabe nicht entbehrlich ist, wird ENTEGA erst nach Eingang der Freigabe durch Amprion die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nach Maßgabe der Anforderung der Amprion vornehmen. Vorstehendes gilt auch für evtl. erforderliche – nicht absehbare oder durch Schäden bedingte – Nachrüstungen oder Erneuerungen.

Die Vertragsparteien stellen klar, dass ENTEGA von der Verpflichtung zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage solange befreit ist, bis Amprion der ENTEGA die Freigabe zur Vornahme der für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft erforderlichen Maßnahme erteilt hat. Gleiches gilt hinsichtlich der Pflicht der ENTEGA zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage bis zu dem Zeitpunkt, zu dem diese Maßnahme zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft abgeschlossen ist.

Amprion ist verpflichtet, nach Prüfung eine erforderliche Freigabe zur Durchführung einer Maßnahme unverzüglich nach Mitteilung der Informationen nach Satz 1 durch ENTEGA zu erteilen. Dies gilt dann nicht, wenn die erforderliche Maßnahme nicht bis zum Ende der Vertragslaufzeit umgesetzt werden kann und die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage daher nicht mehr während ihrer Ausweisung als systemrelevant erreicht werden kann.

ENTEGA verpflichtet sich Amprion und dem von ihr bestimmten Gutachter alle zur Überprüfung und Nachweisführung der Erforderlichkeit einer Maßnahme notwendigen Hilfestellungen zu geben

- 2.3 Bei Gefahr in Verzug kann die ENTEGA erforderliche Sicherungs- und Sofortmaßnahmen für eine eventuelle Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft ohne vorherige Freigabe der Amprion vornehmen. Gefahr in Verzug liegt vor, wenn ohne die unmittelbare Durchführung von Sicherungs- und Sofortmaßnahmen der Eintritt von Gefahren für Leib, Leben oder die Gesundheit, der Eintritt von erheblichen Schäden an der Anlage, Umweltschäden oder Verstößen gegen Genehmigungen, Gesetze und sonstige allgemeingültige Vorschriften (einschließlich Umwelt- oder Arbeitsschutzrecht) droht und der ENTEGA ein Abwarten der Freigabe zur Durchführung der Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nicht zugemutet werden kann. In diesem Fall sind die Informationen über Art und Umfang sowie die Kosten der erforderlichen Maßnahmen schnellstmöglich mitzuteilen. Die Entscheidung über Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft, welche über die zunächst vorgenommenen Sicherungs- und Sofortmaßnahmen hinausgehen, liegt gemäß Ziffer 2.2 bei Amprion.

3. Vorhaltung der Betriebsbereitschaft

- 3.1 ENTEGA verpflichtet sich zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage gemäß den zwischen den Vertragsparteien abgestimmten technischen Randbedingungen (Anhang 1). Hierzu gehört auch die Bereithaltung und Qualifikation des für den Kraftwerksbetrieb erforderlichen Personals. Außer bei bestehenden Leistungseinschränkungen gemäß Ziffer 5 kann die Anlage während des in Anhang 1 genannten Einsatzzeitfensters unter Beachtung der dort genannten technischen Randbedingungen durch Amprion zu einer Einspeisung

- gemäß den Regelungen des Anhangs 3 angefordert werden. Die in Anhang 1 genannten Randbedingungen gelten unter ISO-Bedingungen (15°C, 1013 mbar, 60% r. F.).
- 3.2 ENTEGA ist berechtigt, das für den Kraftwerksbetrieb notwendige Personal ggf. auch durch den Abschluss eines Betriebsführungsvertrages mit einem dritten Unternehmen zu beschaffen.
- 3.3 ENTEGA wird die zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage anfallenden üblichen Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen sowie Ersatz-, Erneuerungs-, und Umbaumaßnahmen einschließlich Maßnahmen aufgrund behördlicher Anordnung im Rahmen eines gewöhnlichen Kraftwerksbetriebes nach pflichtgemäßem Ermessen planen und durchführen. ENTEGA wird die vom Hersteller empfohlenen Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen durchführen und hierfür entsprechende Wartungsverträge abschließen.
- 3.4 Revisionen werden von ENTEGA jeweils für das Sommerhalbjahr (1. April – 30. September) geplant, soweit die Anlage 4000 Betriebsstunden und 450 Starts im Jahr nicht überschreitet, andernfalls wird eine zusätzliche Revision für das Winterhalbjahr (1. Oktober – 31. März) geplant. Der Zeitraum der Revision im Sommerhalbjahr ist mit Amprion bis zum 31. Oktober des entsprechenden Vorjahres abzustimmen. Wird eine zusätzliche Revision im Winterhalbjahr nötig, wird der Zeitraum für diese Revision so frühzeitig wie möglich, jedoch mindestens mit einem Monat Vorlaufzeit, mit Amprion abgestimmt. Unterjährige planbare Kurzstillstände werden mit Amprion ebenfalls mit einem Monat Vorlauf abgestimmt.
- 3.5 Rechtlich vorgeschriebene oder durch Behörden angeordnete Prüfungen und Auflagen sind durch die ENTEGA zu erbringen.
- 3.6 Die ENTEGA sorgt für einen Versicherungsschutz der Anlage nach den für Kraftwerke praktizierten Grundsätzen. Dazu gehören insbesondere Haftpflicht-, Feuer- und Maschinenversicherung. Sollten Anpassungen beim Versicherungsschutz erforderlich werden, wird die ENTEGA für den Abschluss eines entsprechenden Versicherungsvertrages nach Freigabe durch die Amprion sorgen.
- 3.7 Hat Amprion nach einem auftretenden Schadensfall während der Vertragslaufzeit die Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft gemäß Ziffer



2 getragen und ENTEGA für diesen Schadensfall Zahlungen aus einer der vorstehenden Versicherungen erhalten, so hat Amprion bis zur Höhe der von ihr erbrachten Zahlung einen Erstattungsanspruch gegen ENTEGA, soweit sich die Leistungen der Versicherung auf Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft beziehen. Erhöhen sich in der Folge die von ENTEGA zu zahlenden Prämien, so wird die Differenz zur bisherigen Höhe der Versicherungsprämie durch Amprion getragen. Über die Art und Weise der Kostentragung werden sich die Vertragsparteien in Abstimmung mit der BNetzA zu gegebener Zeit verständigen.

3.8 ENTEGA verpflichtet sich, den zum Betrieb und zur betriebsbereiten Vorhaltung der Anlage erforderlichen Elektrizitätsbedarf (Stromeigenbedarf) zu decken.

3.9 Ferner führt ENTEGA die Bearbeitung technischer, betriebs- und finanzwirtschaftlicher, steuerlicher, organisatorischer und rechtlicher Angelegenheiten durch. Hierzu zählt insbesondere die IT-Anbindung und Wartung, der Kraftwerkseinsatz, das Bilanzkreismanagement sowie das Beschaffungs- und Vertragsmanagement (z.B. für Brennstoff, CO₂, Entsorgung usw.). Außerdem stellt ENTEGA die Kraftwerksleitung.

4. Einsätze der Anlage

4.1 ENTEGA ist verpflichtet, Anforderungen der Amprion zum Einsatz der Anlage zur Durchführung von Systemsicherheitsmaßnahmen (Einsatzanforderung) gemäß den zwischen den Vertragsparteien abgestimmten technischen Randbedingungen (siehe Anhang 1) zu erfüllen. Dies gilt nicht insoweit, als die Leistungseinschränkungen nach Ziffer 5 bestehen. Eine Einsatzanforderung darf die Mindestbetriebszeit der Anlage nicht unterschreiten.

4.2 ENTEGA unterliegt ausschließlich hinsichtlich des Aspekts, ob eine Einspeisung erfolgen soll, sowie hinsichtlich der Höhe der einzuspeisenden Wirk- und Blindleistung und des Einspeisungszeitraums nach Maßgabe von Anhang 3 den Einsatzanforderungen der Amprion. Den Vertragsparteien ist bekannt, dass die Anlage zur Regelung der Blindleistungseinspeisung nicht befähigt ist. Zur Einsatzanforderung sendet die Amprion nach telefonischer Abstimmung mit der ENTEGA einen Einsatzfahrplan, der die Höhe und Dauer der zu liefernden Leis-

tung unter Berücksichtigung der technischen Randbedingungen gemäß Anhang 1 regelt. Der detaillierte Anforderungsprozess wird in Anhang 3 geregelt. Die telefonische Einsatzanforderung ist verbindlich. Die Textform dient lediglich zu Dokumentationszwecken und erfolgt im Nachgang.

- 4.3 ENTEGA ist berechtigt, von Einsatzanforderungen abzuweichen, sofern und soweit ENTEGA auf Grundlage einer Prognose auf Basis der ex-ante Erkenntnismöglichkeiten zum Zeitpunkt der Entscheidung über die Abweichung von der Einsatzanforderung annimmt, dass eine Umsetzung dieser Einsatzanforderung
- a) gegen Gesetze und sonstige allgemeingültige Vorschriften (einschließlich Umwelt- oder Arbeitsschutzrecht) verstoßen würde;
 - b) gegen Verpflichtungen oder Auflagen aus Genehmigungen oder Erlaubnissen verstoßen würde;
 - c) Leib und Leben oder die Gesundheit von Menschen gefährden würde;
 - d) gegen anerkannte Regeln der Technik verstoßen würde; dabei gelten für das Reservekraftwerk dieselben Regeln wie für regulär im Markt eingesetzte Kraftwerke; oder
 - e) zu einem erheblichen Schaden an der Anlage führen könnte.

ENTEGA ist zudem berechtigt, von einer Einsatzanforderung abzuweichen, soweit der Abtransport der durch den betreffenden Einsatz erzeugten Energie im Anschlussnetz nicht möglich oder begrenzt ist und der Betreiber des Anschlussnetzes die ENTEGA hierauf ausdrücklich hingewiesen und eine Anpassung der Einspeisung verlangt hat (vgl. Ziffer 5.3). Sobald ENTEGA Kenntnis einer erheblichen Abweichung (≥ 5 MW über eine Dauer von mindestens 15 Minuten) von Einsatzanforderungen erlangt, ist die Amprion Netzführung (Anhang 5, Ziffer 1.3) unverzüglich telefonisch und per Mail zu informieren.

Hinsichtlich der Ausübung ihrer Berechtigung zum Abweichen von Einsatzanforderungen gemäß dieser Ziffer 4.3 ist ENTEGA nicht in der Lage und daher nicht verpflichtet, etwaige Auswirkungen einer solchen Abweichung auf das Elektrizitätsversorgungssystem zu überprüfen; der sichere und zuverlässige Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems obliegt der Amprion, welche daher ihr Netz unter anderem nach Maßgabe des n-1-Kriteriums betreiben wird. Sofern und soweit während des nach der originären Einsatzanforderung angeforderten Zeitraumes ein zur Abweichung berechtigender Umstand nach dieser

- Ziffer 4.3 ganz oder teilweise wegfällt, ist die ENTEGA verpflichtet, die Amprion schnellstmöglich hierüber in Kenntnis zu setzen.
- 4.4 Falls ENTEGA den zur Abweichung von einer Einsatzanforderung berechtigenden Umstand nach Ziffer 4.3 schuldhaft unzutreffend prognostiziert hat, bleibt es der Amprion unbenommen, ENTEGA auf Ersatz eines durch die Abweichung von der Einsatzanforderung entstandenen Schadens in Anspruch zu nehmen. Hat die ENTEGA die Wartung und Instandhaltung der Anlage nach den anerkannten Regeln der Technik durchgeführt, hat sie einen zur Abweichung von einer Einsatzanforderung berechtigenden Umstand, sofern und soweit dieser die Wartung und Instandhaltung betrifft, nicht zu vertreten.
- 4.5 ENTEGA wird die Anlage gemäß § 13c Abs. 2 EnWG i.V.m. § 7 NetzResV ausschließlich auf Einsatzanforderung der Amprion, gemäß den in diesem Vertrag vereinbarten Regelungen, einsetzen. Probestarts gemäß Ziffer 4.8 und 4.10 mit Synchronisation der Anlage erfolgen nach Zustimmung der Amprion.
- 4.6 ENTEGA wird die Anlage unter Beachtung der gesetzlichen Vorschriften, behördlichen und vertraglichen Auflagen und Bedingungen, den anerkannten Regeln der Technik und nach Maßgabe dieses Vertrages betreiben.
- 4.7 Die Übergabestelle von Stromlieferungen ist jeweils die Eigentumsgrenze ([REDACTED]) zwischen der Anlage und Netzbetreiber. Der Weitertransport im jeweiligen Netz liegt nicht im Verantwortungsbereich der ENTEGA .
- 4.8 Zur Bereithaltung und Sicherung der Betriebsbereitschaft, zur Minimierung des Risikos eines Startversagens sowie zur Mitarbeiterqualifikation führt die ENTEGA Probestarts nach Freigabe durch die Amprion durch. Diese sind gemäß der Herstellerempfehlung mindestens einmal pro Monat und Gasturbine durchzuführen, insofern die betreffende Gasturbine in dem jeweiligen Monat nicht aufgrund einer Einsatzanforderung durch Amprion betrieben wurde. Dabei ist die Gesamtanlage mindestens zweimal pro Jahr auf Maximallast zu fahren, um die Nebenanlagen auszutesten. ENTEGA informiert vor jedem Probestart mit geplanter Einspeisung und Netzsynchronisation der Anlage die Netz- und Systemführung der Amprion mit einer Vorlaufzeit von sieben Tagen. Der Einsatzfahrplan zum Probestart ist an die in Anhang 5 Ziffer 1.5, 2.2, 2.3, 2.5 und 3.2

- genannten E-Mail Adressen zu senden wie in Anhang 7 Prozess a. beschrieben.
- 4.9 Ein Probestart je Monat und Gasturbine ohne Einspeisung und Netzsynchro-
nisation der Anlage bedarf keiner Abstimmung oder Freigabe durch Amprion,
wenn in diesem Monat kein Einsatz oder Probestart mit Netzsynchro-
nisation erfolgt oder geplant ist. Die Notwendigkeit einer Freigabe durch Amprion entfällt
auch für (ggf. auch mehrere aufeinanderfolgende) Probestarts ohne Einspei-
sung und Netzsynchro-
nisation der Anlage, sofern diese einer Maßnahme bzw.
einem Probestart gemäß Satz 1 oder einem Probestart mit Netzsynchro-
nisation zuzuordnen sind. Alle weiteren Probestarts ohne Einspeisung und Netzsynchro-
nisation der Anlage bedürfen einer vorherigen Freigabe durch Amprion. Hierzu
fragt ENTEGA eine entsprechende Freigabe per E-Mail an die in Anhang 5 Zif-
fer 2.5 genannte Adresse an (mit dem Betreff „Freigabe Probestart“). Zum
Zweck der Abrechnung von Probestartskosten informiert ENTEGA die Amprion
über Probestarts ohne Einspeisung und Netzsynchro-
nisation der Anlage per E-
Mail an die in Anhang 5 Ziffer 2.5 genannte Adresse.
- 4.10 Rechtlich und behördlich vorgeschriebene Prüfungen (z.B. Kalibrierung), War-
tungsfahrten und Maßnahmen zur Mitarbeiterqualifikation müssen, soweit mög-
lich, im Rahmen der Probestarts durchgeführt werden. In Ausnahmefällen kön-
nen diese nach Zustimmung der Amprion auch bei separat durchgeführten Pro-
bestarts und -fahrten erfolgen. Bis zum 30. November eines Jahres wird EN-
TEGA einen unverbindlichen Jahresplan mit den geplanten Probestarts bzw.
Wartungsfahrten etc. für das nächste Kalenderjahr erstellen und mit Amprion
abstimmen. Zu jedem Probestart wird ENTEGA zu Dokumentationszwecken ein
Protokoll erstellen, welches Amprion zur Verfügung gestellt wird.
- 4.11 ENTEGA überträgt Amprion die im Rahmen der Probestarts und -fahrten nach
Maßgabe von Ziffer 4.8 und 4.10 erzeugte elektrische Energie in den Redis-
patchbilanzkreis der Amprion als Fahrplanlieferung in MW-Auflösung entspre-
chend Ziffer 4.13. Hierzu wird ENTEGA bis 12:00 Uhr des zweiten Werktags vor
den Probestarts und -fahrten das Frontoffice Energiemarkt der Amprion münd-
lich informieren (Anhang 5, Ziffer 2.3) und zusätzlich den Fahrplan elektronisch
in einem abgestimmten Fahrplanformat per E-Mail an die in Anhang 5 Ziffer 1.3,
2,2, 2.3, 2.5 und 3.2 genannten Adressen zur Verfügung stellen (siehe auch

Anhang 7 Prozess b.). Nachträglich notwendige Änderungen wird ENTEGA bis 10:00 Uhr am Vortag vor den Probestarts und –fahrten mündlich und elektronisch an vorgenannte Adressen melden. Sich ergebende erhebliche Abweichungen (≥ 5 MW über eine Dauer von mindestens 15 Minuten) während der Durchführung der Probestarts wird ENTEGA unverzüglich der Amprion Koordination Netzführung und Systemeinsatz (Anhang 5, Ziffer 1.4) telefonisch und per Mail mitteilen.

- 4.12 ENTEGA führt das für den Betrieb der Anlage notwendige Bilanzkreis- und Zählwertmanagement durch.
- 4.13 ENTEGA stellt Amprion die im Rahmen des vorliegenden Vertrages erzeugte elektrische Arbeit im Bilanzkreis [REDACTED] (Redispatchbilanzkreis der Amprion) als Fahrplanlieferung aus dem Bilanzkreis [REDACTED] (Bilanzkreis der [REDACTED]) zur Verfügung. Die Differenzmenge zwischen Fahrplanlieferung und real erzeugter Energie inklusive An- und Abfahrrampen verbleibt im Bilanzkreis der ENTEGA.
- 4.14 ENTEGA wird die im Rahmen der Einsätze verbrauchten Hilfs- und Zusatzstoffe im Rahmen des technisch und rechtlich Möglichen wiederbeschaffen oder die Vorhaltung veranlassen.
- 4.15 ENTEGA wird die im Rahmen dieses Vertrages über den Einsatz und die Vergütung der vorläufig stillgelegten Anlage erforderlichen CO₂-Zertifikate für das Vorjahr am [REDACTED] eines Jahres bzw. dem letzten vorherigen Handelstag beschaffen und fristgerecht bis zum [REDACTED] eines Jahres bei der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) abgeben. Die Anzahl der zu beschaffenden Zertifikate wird nach Prüfung der Emissionsberichte durch den Zertifizierer mit Hilfe der zertifizierten Faktoren (Heizwert, Emissionsfaktor, Oxidationsfaktor) aus der in der Anlage verbrauchten Erdgasmenge ermittelt. Maßgebend für die Entgelte der Emissionsberechtigungen ist der Settlement-Preis des Jahresfutures für CO₂-Emissionsberechtigungen am Terminmarkt der European Energy Exchange (EEX) am Tag der Beschaffung. Die hierbei anfallenden Kosten wird ENTEGA Amprion nachweisen. Amprion wird ENTEGA diese Kosten im Gut-schriftverfahren erstatten.

- 4.16 Die beim Einsatz anfallenden Entsorgungsprodukte wie Laugen, Säuren, Abfälle, Regenerierungswasser, etc. werden von der ENTEGA gemäß den gesetzlichen Bestimmungen entsorgt.
- 4.17 Die Vertragsparteien vereinbaren, dass sich ENTEGA bei Beendigung des Vertragsverhältnisses bemüht, die erforderlichen Genehmigungen zu einem Abtransport und Weiterverkauf der Hilfs- und Zusatzstoffe zu erwirken. Im dem Fall, dass diese Bemühungen keinen Erfolg haben, sorgt ENTEGA für die fachgerechte Entsorgung der gelagerten Stoffe. Die Vertragsparteien stimmen überein, dass die Verpflichtungen gemäß dieser Ziffer 4.17 nach Ablauf des Vertrages gemäß Ziffer 11 zu erfüllen sind und dabei als Bestandteil dieses Vertrages gelten.
- 4.18 ENTEGA verpflichtet sich, behördliche Auflagen die Anlage betreffend einzuhalten.

5. Leistungseinschränkung / Befreiung von der Leistungspflicht

- 5.1 Insbesondere durch rechtlich vorgeschriebene Prüfungen (Kalibrierung) sowie Probestarts und -fahrten, durch Wartung, Instandsetzung sowie Revisionen, durch unterjährige planbare Kurzstillstände, durch nicht absehbare oder außergewöhnliche Schäden, Nachrüstungen oder Erneuerungen der Anlage, durch gesetzliche Auflagen und Verbote, durch Verzögerungen bei der Be- oder Wiederbeschaffung der Hilfs- und Zusatzstoffe, etc. kann es zu vorübergehenden Betriebseinschränkungen der Anlage kommen. In diesen Fällen ist die ENTEGA von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung gemäß Ziffer 4.1 entsprechend dem Umfang der Betriebseinschränkung befreit. Zur Klarstellung ist festgehalten, dass die ENTEGA verpflichtet ist, solche Betriebseinschränkungen gering zu halten. Die Vorhaltung von Ersatzteilen im Kraftwerk entspricht der Ersatzteilverhaltung vor Anzeige der vorläufigen Stilllegung.
- 5.2 Einsätze der Anlage unterliegen dem Risiko von Startversagern, von störungsbedingten Teilverfügbarkeiten oder eines vollständigen Ausfalls und längerfristiger technischer Nichtverfügbarkeit. In diesen Fällen ist die ENTEGA bis zur Behebung der vorgenannten Störung von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung gemäß Ziffer 4.1 befreit.



- 5.3 Der Netzzugang beim Anschlussnetzbetreiber e-netz Südhausen AG ist durch ENTEGA sicherzustellen. Im 110 kV-Netz der e-netz Südhausen AG können temporär Transitbeschränkungen entstehen, die einen freien Einsatz der Anlage nicht mehr zulassen. Soweit ein Betrieb der Anlage in diesem Fall aufgrund entsprechender Vorschriften unzulässig oder tatsächlich unmöglich ist, ist die ENTEGA für den Zeitraum der Betriebseinschränkung von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung nach Ziffer 4.1 befreit. ENTEGA stimmt die Probe/Wartungsfahrten vor der Abstimmung mit Amprion mit den beteiligten Verteilernetzbetreibern ab. Sollte der Netzzugang wiederholt und längerfristig eingeschränkt sein, wird ENTEGA die Amprion unverzüglich informieren und mit dem Anschlussnetzbetreiber e-netz Südhausen AG soweit möglich und zumutbar umgehend Maßnahmen abstimmen, um den uneingeschränkten Netzzugang wiederherzustellen. Amprion wird über die abgestimmten Maßnahmen in Kenntnis gesetzt.
- 5.4 Soweit und solange ein Vertragspartner aufgrund höherer Gewalt daran gehindert wird, seinen vertraglichen Verpflichtungen ganz oder teilweise zu erfüllen, ist er von diesen Verpflichtungen befreit. Höhere Gewalt meint ein unbeeinflussbares, nicht abwendbares Ereignis oder einen ebensolchen Umstand, infolgedessen ein Vertragspartner seine Verpflichtungen aus diesem Vertrag nicht erfüllen kann, z. B. wegen Krieg, Streik, Aussperrung, Naturkatastrophen, Blitzschlag, etc. Dem von der höheren Gewalt betroffenen Vertragspartner entsteht in diesem Fall im Hinblick auf die nicht erbrachten oder nicht abgenommenen Leistungen, Lieferungen oder Abnahmen keine Verpflichtung, Schadensersatz zu leisten. Der von höherer Gewalt betroffene Vertragspartner hat alle wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen zur Wiederherstellung der normalen Durchführung dieser Vereinbarung innerhalb der kürzest möglichen Frist zu ergreifen.
- 5.5 Der betroffene Vertragspartner wird dem anderen unverzüglich den Eintritt sowie den Wegfall der höheren Gewalt anzeigen und sich nach besten Kräften bemühen, die höhere Gewalt und deren Auswirkungen soweit wie möglich zu beschränken. Sofern dadurch Mehrkosten entstehen, wird ENTEGA die entsprechenden Beschleunigungsmaßnahmen erst nach Freigabe durch Amprion durchführen. Die Vertragspartner werden erforderliche Vertragsanpassungen abstimmen und schriftlich dokumentieren.



- 5.6 Bei Verfügbarkeits- oder sonstigen Einschränkungen der Anlage nach Maßgabe von Ziffer 5.1 – 5.6 wird ENTEGA die Amprion unmittelbar nach Bekanntwerden über deren Umfang und voraussichtliche Dauer benachrichtigen und Nichtbeanspruchbarkeiten gemäß Anhang 3, Ziffer 2.1 melden. Außerdem wird ENTEGA, soweit einschlägig, nach Ziffer 2.2, 2.3 oder 3.3 weiter verfahren.
- 5.7 Bei jeglichen Störungen, die zu einer kurzfristigen Änderung der technischen Verfügbarkeit der Anlage führen, stimmen sich ENTEGA und Amprion zeitnah über die Auswirkungen auf die Fahrweise der Anlage ab. Des Weiteren muss die Nichtbeanspruchbarkeit gemäß Anhang 3, Ziffer 2.1 gemeldet werden. Unmittelbar nach Bekanntwerden der Nichtbeanspruchbarkeit informiert ENTEGA Amprion telefonisch über den voraussichtlichen Zeitraum der Nichtbeanspruchbarkeit. Diese Information ist an die in Anhang 5 Ziffer 1.4 aufgeführte Adresse zu richten (Koordination Netzführung und Systemeinsatz). Zusätzlich wird ENTEGA die Information per E-Mail an die in Anhang 5 Ziffer 1.4, 2.3, 2.5 und 3.2 aufgeführten E-Mail Adressen senden.

6. Kostenerstattung und Rechnungslegung

Vorhaltung und Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft

- 6.1 Die nachgewiesenen Kosten für die ggf. erforderliche Wiederherstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft (Betriebsbereitschaftsauslagen) werden von Amprion zunächst gem. § 13c Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG i.V.m. § 9 Abs. 2 Nr. 2 NetzResV erstattet. Kosten sollen grundsätzlich jeweils nach Abschluss einzelner Maßnahmen und Vorliegen sämtlicher Rechnungen bis zum 15. Werktag des Folgemonats in Rechnung gestellt oder per Gutschriftverfahren durch Amprion vergütet werden. Teilabrechnungen sind möglich, sobald mindestens 70 % der erwarteten Kosten einer Maßnahme von der ENTEGA in Rechnung gestellt wurden. Im Einvernehmen zwischen den Vertragspartnern kann von der vorgenannten Schwelle abgewichen werden.
- 6.2 Für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage zahlt Amprion an die ENTEGA zunächst die notwendigen Kosten gemäß § 13c Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG i.V.m. § 9 Abs. 2 Nr. 2 NetzResV. Die Höhe der Betriebsbereitschaftsauslagen sowie weitere Einzelheiten hinsichtlich der Erstattung dieser Kosten

sind in Anhang 2 zu diesem Vertrag festgelegt. Dabei können die Vertragsparteien in Abstimmung mit der BNetzA auch Pauschalen für die Vergütung von Kosten(arten) vereinbaren.

- 6.3 Amprion zahlt ENTEGA ab dem 1. Mai 2020 einen monatlichen Abschlag auf die nach § 13c Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG i.V.m. § 9 Abs. 2 Nr. 2 NetzResV erwartete angemessene Vergütung gemäß Anhang 2 Ziffer 2.
- 6.4 Die Betriebsbereitschaftsauslagen sowie die Netznutzungsentgelte Gas werden per Gutschriftverfahren durch Amprion vergütet. Etwaige Abweichungen zwischen Gutschrift und tatsächlich angefallenen Kosten werden in einer Nachverrechnung über das Kalenderjahr ausgeglichen.

Erzeugungsauslagen

- 6.5 Kosten für Einsätze der Anlage gemäß Ziffer 4.1 – 4.17 werden von der Amprion zunächst gemäß § 13c Abs. 1 Nr. 2 EnWG i.V.m. § 9 Abs. 2 Nr. 1 NetzResV und § 6 Abs. 3 Nr. 1 NetzResV erstattet. Weitere Einzelheiten dazu sind ebenfalls in Anhang 2 geregelt. Die Ausgleichsenergiekosten, die im Bilanzkreis der ENTEGA für die Anlage anfallen, werden der ENTEGA von der Amprion auf Ist-Kostenbasis erstattet. Erlöse aus Ausgleichsenergie werden an die Amprion weitergereicht. Weitere Einzelheiten dazu sind in Anhang 2 geregelt.
- 6.6 Die anfallenden Kosten gemäß Ziffer 6.5 werden im Gutschriftverfahren von Amprion erstattet. Anhand des aktuellen Preisblattes (Anhang 2.1) zahlt Amprion an ENTEGA einen monatlichen Abschlag für einsatzabhängige Kosten anhand der Fahrplandaten. Amprion erstattet den jeweiligen Betrag nach erfolgtem Leistungsabruf der Anlage als Gutschrift bis zum 15. Werktag des Folge-monats. Nach Abschluss eines Kalenderjahres erfolgt eine Abschlussrechnung der einsatzabhängigen Kosten durch Amprion. Hierfür erbringt ENTEGA bis zum 30. Juni des Folgejahres die notwendigen Nachweise. Bei der Abschlussrechnung der einsatzabhängigen Kosten werden bereits erfolgte Zahlungen sowie angefallene Ausgleichsenergiekosten bzw. -erlöse der Anlage berücksichtigt. Mit der Abschlussrechnung werden unter Beachtung der geleisteten monatlichen Abschlagszahlungen zu viel bzw. zu wenig gezahlte Beträge als Gutschrift bzw. Rechnung an ENTEGA ausgeglichen. Nachweise, die der ENTEGA

zum Abrechnungszeitpunkt noch nicht vorliegen, können nachgereicht werden.
Amprion erstattet der ENTEGA die entsprechenden Beträge nach Prüfung.

Werteverbrauch

- 6.7 Amprion erstattet ENTEGA den anteiligen Werteverbrauch der technischen Anlage oder der Anlagenteile gemäß § 13c Abs.1 S. 1 Nr. 3 EnWG i.V.m. § 9 Abs. 2 Nr. 3 NetzResV. Die Höhe des zu erstattenden anteiligen Werteverbrauchs sowie weitere Einzelheiten sind dem Anhang 2 zu entnehmen. Amprion vergütet ENTEGA den anfallenden anteiligen Werteverbrauch jeweils zum 15. Werktag des Folgemonats für den vorangegangenen Monat per Gutschriftverfahren.
- 6.8 Im übrigen gilt Ziffer 12.

Allgemeine Abrechnungsmodalitäten

- 6.9 Rechnungen an die Amprion sind unter den Anforderungen eines entsprechenden Nachweises i.S.d. Ziffer 6.9 an den zentralen Rechnungseingang der Amprion zu stellen:
- Amprion GmbH
[REDACTED]
Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund
- 6.10 Als Nachweis genügt die Vorlage einer durch einen Dritten an die ENTEGA gestellten Rechnung bzw. der anderweitige Nachweis entsprechender Kosten, sofern diese nicht in einer Pauschale nach Anhang 2 enthalten sind. Für eigens von der ENTEGA erbrachte Leistungen genügen als Nachweis interne Verrechnungsbelege. Sofern die Amprion ein berechtigtes Interesse an Nachweisen in einer anderen Form oder einem anderen Umfang hat, wird die ENTEGA der Amprion auf Nachfrage solche Nachweise (z.B. durch Wirtschaftsprüferatteste) zur Verfügung stellen. Anfallende Kosten für Wirtschaftsprüferatteste werden durch Amprion getragen.
- 6.11 Rechnungen sind binnen 30 Tagen nach Rechnungseingang fällig. Vereinbarte Pauschalen und Abschläge sind zum 15. eines Monats fällig.

- 6.12 Die Rechnungen sind entsprechend den gesetzlichen Regeln des UStG (insbesondere §§ 14, 14a UStG) auszustellen. Alle abzurechnenden Beträge sind Netto-Beträge. Hinzu kommt die gesetzlich geschuldete Umsatzsteuer.
- 6.13 Alle Zahlungen aus diesem Vertrag stehen unter dem Vorbehalt einer Freigabe bzw. Genehmigung durch die BNetzA, sofern diese gem. § 13c Abs. 5 EnWG für die Kostenanerkennung der Amprion erforderlich ist und sofern die Freigabe bzw. Genehmigung durch die BNetzA vorab noch nicht erfolgt ist. Nach Freigabe bzw. Genehmigung der Kosten durch die BNetzA werden zuwenig gezahlte Zahlungen an ENTEGA nachgezahlt bzw. zuviel erhaltene Zahlungen von ENTEGA zurückerstattet.
- 6.14 Die Vertragsparteien sind sich einig, dass Amprion in seiner Eigenschaft als Versorger und Erlaubnisinhaber nach § 4 StromStG die von ENTEGA erzeugte elektrische Energie unversteuert übernimmt. Hierfür stellt Amprion der ENTEGA den Versorgererlaubnisschein nach § 4 Abs. 2 StromStG zur Verfügung. ENTEGA ist in seiner Eigenschaft als Versorger bzw. Eigenerzeuger i.S.d. StromStG für die strom- und energiesteuerliche Eigenverbrauchsbesteuerung des Kraftwerksbetriebs selbst verantwortlich. Eine Originalmehrausfertigung der Versorgererlaubnis stellt die ENTEGA der Amprion ebenso zur Verfügung. Energie- und stromsteuerlicher Verwender für beim Kraftwerkseinsatz verbrauchte Energieerzeugnisse und Strom ist die ENTEGA. ENTEGA ist damit der Entlastungsberechtigte gegenüber dem Hauptzollamt für beim Kraftwerksbetrieb eingesetzte Energieträger. Kostenerstattungen des Kraftwerksbetriebs für von ENTEGA eingesetzte Brennstoffe und der Stromeigenbedarf stellen keine strom- und energiesteuerlichen Lieferungen von Energieträgern und Strom von ENTEGA an Amprion dar.

7. Bereitstellung von Informationen

- 7.1 Die Vertragsparteien benennen in den Anhängen 4 und 5 Kontaktstellen, die an der Umsetzung des vorliegenden Vertrags beteiligt sind.
- 7.2 Die Wirk-, und Blindleistungseinspeisung, sowie die Schalterstellung des Generatorleistungsschalters werden in Echtzeit über den abgestimmten Übertragungsweg zur Verfügung gestellt (mit den SYNA-Kommstrecken).

8. Haftung

8.1 Die Vertragsparteien haften einander für Sach- und Vermögensschäden, die aus einer schuldhaften Verletzung wesentlicher Vertragspflichten herrühren. Die Haftung ist im Fall leicht fahrlässigen Verschuldens auf vertragstypische, vorhersehbare Schäden begrenzt und für mittelbare Schäden ausgeschlossen. Im Fall der Verletzung nicht wesentlicher Vertragspflichten haften die Vertragsparteien einander nur für vorsätzliches und grob fahrlässiges Handeln, wobei die Haftung für grob fahrlässig verursachte Sach- und Vermögensschäden auf den vertragstypischen, vorhersehbaren Schaden begrenzt und für mittelbare Schäden ausgeschlossen ist.

a) Unter wesentlichen Vertragspflichten werden hier die Verpflichtungen verstanden, deren Erfüllung die ordnungsgemäße Durchführung des Vertrages überhaupt erst ermöglicht und auf deren Einhaltung der Vertragspartner regelmäßig vertraut und vertrauen darf.

b) Vertragstypische, vorhersehbare Schäden sind solche, die der Vertragspartner bei Vertragsschluss als mögliche Folge einer Vertragsverletzung vorausgesehen hat oder unter Berücksichtigung der Umstände, die ihm bekannt waren oder die er hätte kennen müssen, bei Anwendung der verkehrsüblicher Sorgfalt hätte voraussehen müssen. Die Vertragsparteien sind sich einig, dass der vertragstypische, vorhersehbare Schaden eine Summe von ████████ € pro Schadensfall und Jahr nicht übersteigt.

8.2 Die Vertragsparteien haften einander unbegrenzt für Schäden aus der schuldhaften Verletzung des Lebens, des Körpers oder der Gesundheit.

8.3 Eine Haftung der Vertragsparteien nach zwingenden Vorschriften des Haftpflichtgesetzes und anderen Rechtsvorschriften bleibt unberührt.

Die Ziffern 8.1 bis 8.3 gelten auch zugunsten der gesetzlichen Vertreter, Arbeitnehmer sowie der Erfüllungs- oder Verrichtungsgehilfen der Vertragspartner, soweit diese für den jeweiligen Vertragspartner Anwendung finden.

9. Wirtschaftsklausel

- 9.1 Wenn die technischen, wirtschaftlichen oder rechtlichen Voraussetzungen, unter denen die Vertragsbestimmungen vereinbart worden sind, eine wesentliche Änderung erfahren und infolge dessen einem Vertragspartner die Beibehaltung der Vertragsbestimmungen nicht mehr zugemutet werden kann, weil die auf einen gerechten Ausgleich der beiderseitigen wirtschaftlichen Interessen abzielenden Absichten der Vertragsparteien nicht mehr erfüllt werden, so kann dieser Vertragspartner beanspruchen, dass die Vertragsbestimmungen in Abstimmung mit der BNetzA den geänderten Verhältnissen entsprechend angepasst werden.
- 9.2 Kommt eine Einigung über die Anpassung der Vertragsbestimmungen nicht binnen sechs Monaten zustande, so kann jeder Vertragspartner den Rechtsweg beschreiten. Der Anspruch auf die neuen Vertragsbestimmungen besteht von dem Zeitpunkt an, an dem der fordernde Vertragspartner erstmalig unter Berufung auf die geänderten Verhältnisse von dem anderen Vertragspartner die neuen Vertragsbestimmungen gefordert hat.

10. Gerichtsstand

Für Rechtsstreitigkeiten aus und im Zusammenhang mit diesem Vertrag vereinbaren die Vertragsparteien als ausschließlichen Gerichtsstand Dortmund.

11. Vertragsdauer und -beendigung

- 11.1 Der Vertrag tritt zum 1. Mai 2020, 00:00 Uhr, in Kraft. Der Vertrag hat eine Laufzeit bis zum 30. April 2022, 24:00 Uhr.
- 11.2 Setzt ENTEGA die Anlage nach Ablauf der Dauer der Ausweisung als systemrelevantes Kraftwerk wieder eigenständig an den Strommärkten ein, ist der Restwert der investiven Vorteile, die ENTEGA erhalten hat, zu erstatten. Maßgeblich ist der Restwert zu dem Zeitpunkt, ab dem die Anlage wieder eigenständig an den Strommärkten eingesetzt wird.

Wird die Anlage endgültig stillgelegt, so ist der Restwert der investiven Vorteile bei wiederverwertbaren Anlagenteilen, die ENTEGA im Rahmen der Erhal-



tungsauslagen und der Betriebsbereitschaftsauslagen erhalten hat, zu erstatten. Maßgeblich ist der Restwert zu dem Zeitpunkt, ab dem die Anlage nicht mehr als Netzreserve vorgehalten wird.

Soweit durch Investitionen und Kostenerstattungen im Netzreservezeitraum buchhalterische Restwerte neu entstanden sind, sind diese zu erstatten. Darüber hinaus gehende investive Vorteile sind ggf. ebenfalls unverzüglich zu bestimmen und zu erstatten. Die Vertragsparteien werden eine geeignete Methode zur Bestimmung weitergehender investiver Vorteile mit der BNetzA abstimmen. Amprion behält sich vor, in Abstimmung mit der BNetzA zum Zwecke der Bestimmung des Restwertes der investiven Vorteile, einen Sachverständigen zu bestimmen.

12. Vertragsanpassungsrecht beider Vertragspartner und Vorbehalt der Entega

Beide Vertragspartner sind berechtigt, eine Anpassung des Vertrages zu verlangen, wenn zukünftig Gesetze oder Verordnungen, rechtskräftige Entscheidungen von Gerichten oder bestandskräftige Entscheidungen von Behörden, insbesondere der Bundesnetzagentur, den Regelungen aus diesem Vertrag ganz oder teilweise entgegenstehen sollten. Dies gilt insbesondere für den Fall, dass sich bei – auch rückwirkender – Berücksichtigung dieser rechtskräftigen bzw. bestandskräftigen Entscheidungen sowie Gesetzes- und Verordnungsänderungen eine andere als die in diesem Vertrag vereinbarte Vergütung ergeben würde.

ENTEGA behält sich ausdrücklich vor, eine weitergehende Vergütung/Entschädigung mit dem Ziel einer sachgerechten Erstattung des anteiligen Werteverbrauchs (ggf. auch im Rahmen anderer Vergütungsbestandteile des § 13 c EnWG) zu fordern und gerichtlich gegenüber Amprion bzw. der Bundesnetzagentur geltend zu machen insbesondere in Bezug auf die Behandlung der Anfahr- und Abfahrvorgänge, der Deckelung des jährlichen anteiligen Werteverbrauchs auf die jährlichen Abschreibungsbeträge und des Ansatzes des Quotienten aus Abrufleistung zu verfügbarer Anlagenleistung.

Soweit sich die Vergütung nach diesem Vertrag nach dem Ergebnis von Kostenprüfungen oder anderen Feststellungen der Bundesnetzagentur richtet, stimmen die Parteien überein, dass diese Kostenprüfungen oder Feststellungen lediglich eine Abrechnungsgrundlage darstellt. Jede Partei kann die Rechtmäßigkeit der jeweiligen Kostenansätze gerichtlich überprüfen und insoweit eine Anpassung der Vergütungsregelungen dieses Vertrages fordern. Etwas anderes gilt nur dann, wenn die Bundesnetzagentur auch gegenüber ENTEGA in Form eines Verwaltungsaktes entschieden hat, der bestandskräftig geworden ist.

13. Teilunwirksamkeit, Vertragslücken, Vertragsauslegung

Sollten einzelne Bestimmungen dieses Vertrages unwirksam oder undurchführbar sein oder nach Vertragsschluss unwirksam oder undurchführbar werden, bleibt davon die Wirksamkeit des Vertrages im Übrigen unberührt. An die Stelle der unwirksamen oder undurchführbaren Bestimmung soll diejenige wirksame und durchführbare Regelung treten, deren Wirkungen der Zielsetzung am nächsten kommen, die die Vertragsparteien mit der unwirksamen bzw. undurchführbaren Bestimmung verfolgt haben. Die vorstehenden Bestimmungen gelten entsprechend für den Fall, dass sich der Vertrag als lückenhaft erweist.

14. Vertragsausfertigung

Dieser Vertrag über den Einsatz und die Vergütung der vorläufig stillgelegten Anlage GTKW Darmstadt wird doppelt ausgefertigt; jeder Vertragspartner erhält eine Ausfertigung. Die Vertragsparteien stellen der BNetzA unverzüglich eine Original-Abschrift und innerhalb eines Monats eine weitere, untereinander abgestimmte Fassung des Vertrages zur Verfügung, welche um die Ihrer Ansicht nach bestehenden Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse von sich und Geschäftspartnern geschwärzt ist.

15. Vertragsanhänge

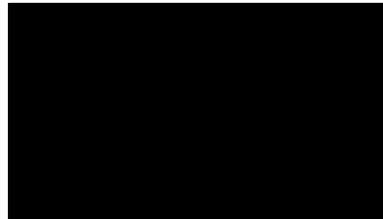
Die folgenden Anhänge sind integraler Bestandteil dieses Vertrags und können in Abstimmung mit der BNetzA bei Bedarf angepasst werden:

- Anhang 1: Technische Randbedingungen
- Anhang 2: Festlegung der Vergütung
- Anhang 2.1: Preisblatt
- Anhang 3: Anforderung zur Einspeisung
- Anhang 3.1: Anforderungsformular
- Anhang 4: Kontaktstellen ENTEGA
- Anhang 5: Kontaktstellen Amprion
- Anhang 6: Formblatt für Störungsmeldungen
- Anhang 7: Schnittstellen und Prozessbeschreibung von Probestarts

16. Unterschriften

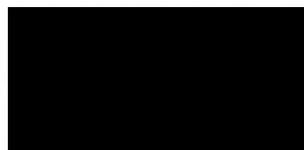
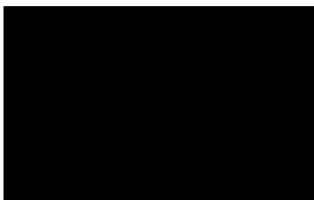
Amprion GmbH

Dortmund, den 17.07.2022



ENTEGA AG

Darmstadt, den 21.01.2022



Anhang 1 Technische Randbedingungen

Für die Anlage gelten folgende, bei einer Anforderung durch Amprion zu beachtende, Randbedingungen:

Anlage	Mindestleistung	maximaler Lastgradient im Lastfolgebetrieb	Anforderungszeit bis zur Netzsynchronisation	Mindestlaufzeit	Anforderungszeit bis zur Netztrennung
GTKW Darmstadt					

Technische Daten des Kraftwerks GTKW Darmstadt der ENTEGA AG

Betriebsart					
max. Nettoleistung (Nennleistung)					
Max. Blindleistung Übergabe bei Nennleistung					
dauerhafte minimale Nettoleistung („Mindestleistung“)					
Sperrbereich (Nettoleistung) für stationären Betrieb					
Leistungsänderungsgradient bei Leistungserhöhung					
Leistungsänderungsgradient bei Leistungsabsenkung					
Mindestlaufzeit, Mindeststillstandzeit					
Hochfahrzeit Synchronisierungszeitpunkt bis Pmin (Kaltzustand)					
Hochfahrzeit Synchronisierungszeitpunkt bis Pmin (Warmzustand)					

Werte gelten für gleichzeitigen Betrieb beider Gasturbinen!

Unbeschadet der gesetzlichen Verpflichtungen erfolgen die Bildung der Netzreserve und der Einsatz der Anlagen der Netzreserve auf Grundlage des Abschlusses von Verträgen zwischen den ÜNB und Anlagenbetreibern in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur nach Maßgabe der Bestimmungen der Netzreserveverordnung.

Wesentliche Bestandteile der Vergütung können dabei die Betriebsbereitschaftsauslagen für die Herstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft, die Erzeugungsauslagen und bei vorläufigen Stilllegungen der anteilige Werteverbrauch sowie bei endgültigen Stilllegungen die Erhaltungsauslagen und die Opportunitätskosten in Form einer angemessenen Verzinsung für bestehende Anlagen durch verlängerte Kapitalbindung in Form von Grundstücken und weiterverwertbaren technischen Anlagen oder Anlagenteilen sein.

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 1 NetzResV wird der Umfang der Kostenerstattung des ÜNB gegenüber dem Anlagenbetreiber in den jeweiligen Verträgen nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur bestimmt.

Mit dieser freiwilligen Selbstverpflichtung erklärt die Amprion GmbH, den beigefügten Vertrag bzgl. des vorläufig stillgelegten GTKW Darmstadt, zu erfüllen, insbesondere die darin geregelte Vergütung an den Anlagenbetreiber zu leisten, unter der Voraussetzung, dass das oben beschriebene Verfahren ordnungsgemäß durchgeführt wurde.

Eine Anpassung dieser freiwilligen Selbstverpflichtung erfolgt, falls sich die zugrundeliegenden Umstände in erheblichem Maße ändern. In diesem Falle gelten die Maßgaben dieser freiwilligen Selbstverpflichtung jedoch fort, bis zur Aufhebung der entsprechenden nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. §§ 11 Abs. 2 S. 4, 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV erlassenen Festlegung durch die Bundesnetzagentur.

Dortmund, 07.02.2022

Dortmund, 07.02.2022

- Heizkosten
- Aufwendungen für interne Instandhaltung und extern bezogene Instandhaltungsdienstleistung soweit diese nicht in den Revisionsmaßnahmen enthalten sind
- Ersatzteile soweit vorhanden
- Technisches Verbrauchsmaterial
- Verwaltungs- und Abwicklungskosten
- Personalaufwand
- Haftpflichtversicherung
- Maschinenversicherung

Maßgeblich sind die anerkannten Kosten des Erhebungsbogens (EHB) der BNetzA.

2.2 Personalkosten

Finden innerhalb der Systemrelevanzperiode tarifvertragliche Anpassungen der Personalkosten statt, werden die Vertragspartner die in Pos. 2.1 genannten Betriebsbereitschaftsauslagen entsprechend anpassen, sofern die BNetzA einer solchen Anpassung zugestimmt hat.

3. Kosten für Einsätze und weitere einsatzabhängige Kosten und Abgaben gemäß Ziffer 6.4 und 6.5 des Vertrages

Kosten für Einsätze, für den Probetrieb, Mess-, Kalibrierungs- und Ausbildungsfahrten der Anlagen und weitere einsatzabhängige Kosten sowie Abgaben werden durch Amprion an die ENTEGA über monatliche Sammelabschlagszahlungen mit kalenderjährlicher Abschlussrechnung im Gutschriftverfahren erstattet. Etwaige der Amprion zustehende Erlöse werden durch die ENTEGA nach Erhalt im Rahmen der nächstmöglichen monatlichen Rechnungsstellung bzw. Gutschrift weitergereicht.

Zur Abrechnung der einsatzabhängigen Kosten stellt ENTEGA Amprion für den Folgemonat fünf Werktage vor Beginn des Folgemonats ein Preisblatt zur Verfügung. Das Preisblatt (Anhang 2.1) wird zwischen den Vertragspartnern abgestimmt. Bis zum 5. Werktag des auf einen Abruf folgenden Kalendernonates kann ENTEGA Amprion ein aktualisiertes Preisblatt zur Verfügung stellen. Das Preisblatt beinhaltet eine Abschätzung aller einsatzabhängigen Kosten, die zu einem Arbeitspreis bezogen auf die Fahrplanleistung sowie einem

Preis je Anfahrt führen und ist zu senden an: [REDACTED]
[REDACTED]@amprion.net.

Die im Preisblatt übermittelten Kosten sind auf Anforderung durch Amprion von ENTEGA aufzuschlüsseln.

Der **Arbeitspreis und der Preis je Anfahrt der Anlage** beinhalten die folgenden Kosten:

- Erdgas

Der Erdgasverbrauch des GTKW Darmstadt wird durch die abrechnungsrelevanten Messungen ermittelt.

Im Rahmen der Netznutzungsabwicklung für das Kraftwerk wird ENTEGA die Buchung der Gaskapazität in Höhe von 262 MWh/h beim vorgelagerten Netzbetreiber veranlassen.

Die Erdgasbeschaffung erfolgt durch ENTEGA. Alle mit der Gaslieferung für die Anlage anfallenden Kosten (Gaslieferung, Netznutzung, Steuern, Abgaben, Gas-Bilanzkreisgebühren, etc.) werden durch ENTEGA in Rechnung gestellt. Einmalig ausgelöste Kosten aus der Netznutzung werden der ENTEGA durch Amprion vollumfänglich erstattet.

- Emissionsrechte-CO2 Zertifikate
- Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe, die für den Einsatz notwendig sind.
- Druckluft
- Speisewasser/Kondensat
- Kühlwasser
- Entsorgungskosten für Rest-, Roh-, Hilfs- und Zusatzstoffen
- Strom-Eigenbedarf des Kraftwerks, der für den Einsatz notwendig ist, inkl., Netznutzung, Steuern, Abgaben, der für den Einsatz notwendig ist
- Kosten für Ausgleichsenergie

Die Stromerzeugung des Reservekraftwerks (Probe- oder Reservefall) wird an der Marktlokations-ID [REDACTED] erfasst.

Die Marktlokation-ID ist dem Bilanzkreis [REDACTED] des Dienstleisters [REDACTED] zugeordnet. In dem Bilanzkreis werden keine Anlagen neben dem Reservekraftwerk geführt.



Die erzeugten Strommengen werden durch ENTEGA an Amprion übergeben. Alle mit dieser Stromlieferung anfallenden Kosten (Steuern, Abgaben, Bilanzkreisgebühren, Ausgleichsenergie, werden durch ENTEGA in Rechnung gestellt.

4. Anteiliger Werteverbrauch

Die Parteien vereinbaren, den anteiligen Werteverbrauch ab dem 01.08.2016 gemäß den angepassten freiwilligen Selbstverpflichtungen nach § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für strom- und spannungsbedingte Wirkleistungsanpassungen (Redispatch-Maßnahmen) und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten für die dritte Regulierungsperiode (Stand: Mai 2021) zu vergüten. Anlage zu den freiwilligen Selbstverpflichtungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber ist der BDEW-Branchenleitfaden "Vergütung von Redispatch-Maßnahmen" vom 18.04.2018. Die freiwilligen Selbstverpflichtungen und der BDEW-Branchenleitfaden sind Bestandteil der Festlegung der Bundesnetzagentur, Az. BK8-18/0007-A vom 18.05.2021 hinsichtlich einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten und Erlöse bzw. Erträgen aus der Beschaffung und Vergütung von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG der Übertragungsnetzbetreiber für die 3. Regulierungsperiode.

Die Parteien vereinbaren dabei nachfolgende Maßgaben aufgrund von Netzreservebesonderheiten.

Eine Quotierung der anrechenbaren Betriebsstunden findet auch bei Teillastanforderungen nicht statt.

Für jeden Teststart ohne Einspeisung wird die Startdauer pauschal mit 0,25 Betriebsstunden angerechnet.

Im Übrigen sind die Parteien in folgenden Punkten unterschiedlicher Auffassung, wie die anrechenbaren Betriebsstunden im Sinne von § 13c Abs. 1 Satz 3 EnWG zu ermitteln sind:

Auffassung Amprion:

Pro Startvorgang werden pauschal 0,25 Betriebsstunden angerechnet, da der Startvorgang in der Regel 15 Minuten dauert.

Die Nebenanlagen werden entsprechend dem Betrieb der Gasturbinen berücksichtigt. Da die Nebenanlagen von beiden Gasturbinen gemeinsam genutzt werden, werden diese beim Betrieb von nur einer Gasturbine entsprechend komplett der einen Gasturbine zugerechnet. Bei gleichzeitigem Betrieb beider Gasturbinen werden die Nebenanlagen jeweils hälftig den Gasturbinen zugerechnet.

Für die sachgerechte Berücksichtigung des Werteverbrauchs findet eine jährliche Betrachtung der Abschreibungen statt. Die Summe der Erstattungen des anteiligen Wertverbrauchs kann die jährliche Abschreibung somit nicht übersteigen.

Auffassung ENTEGA:

Ausgangspunkt der Ermittlung der anrechenbaren Betriebsstunden ist der Drehbeginn der Gasturbine bis zum Stillstand der Turbine. Dem besonders hohen Verschleiß beim Anfahrvorgang wird mit der Anrechnung von zusätzlich 5 EOH, d. h. anrechenbaren Betriebsstunden, Rechnung getragen. Die Berücksichtigung des Abfahrvorgangs erfolgt zusätzlich mit 0,25 anrechenbaren Betriebsstunden. Nebenanlagen werden denselben anrechenbaren Betriebsstunden berücksichtigt, ohne Berücksichtigung der 5 EOH. Der jährliche anteilige Werteverbrauch ist nicht der Höhe nach auf die jährliche Abschreibung begrenzt. Der anteilige Werteverbrauch darf aber für den gesamten Zeitraum, in dem die Anlage in der Netzreserve zur Verfügung gestellt wird, die Summe der auf diesen Zeitraum entfallenden jährlichen Abschreibung nicht übersteigen.

In Anbetracht dieser Meinungsverschiedenheiten wird vereinbart, dass die Parteien auf der Grundlage der Amprion-Auffassung abrechnen, ENTEGA sich aber vorbehält und mit Unterzeichnung dieses Vertrages nicht darauf verzichtet, eine sich nach ihrer abweichenden Auffassung ergebende höhere Vergütung nach § 13c Abs. 1 Satz 3 EnWG geltend zu machen.

Zur Abrechnung des vorläufigen anteiligen Werteverbrauchs stellt ENTEGA Amprion den spezifischen Wert (€/ anrechenbarer Betriebsstunde) auf dem Preisblatt (Anhang 2.1) zur Verfügung.



Anhang 2.1 Musterpreisblatt

Kunde:
Anschrift:
Anschlusssort:
Telefonnummer:
E-Mail:



Empfänger:
Anschrift:
Anschlusssort:
Telefonnummer:
E-Mail:



Zur Abschätzung der Einsatzvergütung des Netzeinspeises (NETES) der Amprion für die folgenden 6000 Arbeitsstunden vor der Erhebungsperiode ist ein Preisblatt zur Verfügung.
Es kann mittels der Software des auf einem Ablauf befindlichen Kalenderprogramms zum NETES der Amprion ein Musterpreisblatt zur Verfügung gestellt werden.
Die Daten im Musterpreisblatt sind als Muster zu verwenden.

Abschlagswerte zur Einsatzvergütung im Rahmen der Netzreserveverordnung

Monat: Juni 2018 Versionsnummer: 1



Anhang 3: Einsatzanforderung

1 Allgemeine Anforderungen

Die Einsatzanforderung der Anlagen erfolgt durch die Amprion unter Beachtung von Ziffer 2 dieses Anhangs.

ENTEKA ist verpflichtet die Anlagen 24 Stunden an 7 Tagen der Woche verfügbar zu halten, ausgenommen für Fälle die in Ziffer 5 des Vertrages geregelt werden.

Amprion ist berechtigt, der ENTEKA Einsatzanforderungen nach Maßgabe von Ziffer 4.1 des Netzreservevertrages zu erteilen. Die Einsatzanforderung umfasst insbesondere die Anfahrt der Anlagen zur Einspeisung und Erhöhung der Einspeisung bis zur jeweils maximalen, technisch möglichen Einspeisung und die Reduzierung der Einspeisung bis auf 0 MW unter Berücksichtigung der Technischen Rahmenbedingungen gem. Anhang 1.

Liegt eine Einsatzanforderung der Amprion außerhalb der vereinbarten Technischen Rahmenbedingungen, weist ENTEKA bei der telefonischen Abstimmung darauf hin. Amprion wird in diesem Fall die Einsatzanforderung entsprechend anpassen.

Eine Einsatzanforderung kann von Amprion mit angemessener Vorlaufzeit (aktuelle Viertelstunde plus 30 Minuten) angepasst werden. In diesem Fall erteilt Amprion telefonisch eine neue Einsatzanforderung und sendet im Anschluss einen aktualisierten Einsatzfahrplan. Die telefonische Einsatzanforderung ist verbindlich. Die Textform dient lediglich zu Dokumentationszwecken und erfolgt im Nachgang.

Ungeplante Nichtverfügbarkeiten oder aus sonstigen technischen oder rechtlichen Gründen erforderliche Leistungsänderungen oder Abfahrten wird die ENTEKA schnellstmöglich an die Amprion melden und wenn notwendig eine erforderliche Anpassung oder Beendigung der Einspeisung mitteilen. Eine ungeplante Nichtverfügbarkeit in diesem Sinne ist beispielsweise der Ausfall oder Teilausfall einer Anlage oder eine Leistungseinschränkung gemäß Ziffer 5.1 bis 5.5 des Netzreservevertrages. Amprion wird in diesem Fall die Einsatzanforderung entsprechend anpassen.

2 Mitteilungs- und Informationspflichten

ENTEKA und Amprion tauschen nachfolgende Informationen aus. Bei Änderungen werden diese schnellstmöglich dem anderen Vertragspartner mitgeteilt.

ENTEKA ist verpflichtet eine ständig erreichbare Ansprechstelle für den Abruf vorzuhalten.

2.1 Einsatzfahrpläne und Nichtbeanspruchbarkeiten der Anlagen

Die Einsatzplanungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten werden Amprion gemäß der Festlegung von Datenaustauschprozessen im Rahmen eines Energieinformationsnetzes (Strom) der Bundesnetzagentur vom 16.04.2014 (Aktenzeichen BK6-13-200) sowie gemäß der Umsetzung der guideline on system operation (SO GL, Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02. August 2017) Artikel 40 Absatz 7, zur Verfügung gestellt. Hierzu haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) SO GL-Implementierungsvorschriften auf der Internetseite www.netztransparenz.de veröffentlicht.

2.2 Anforderung der Wirkleistungsscheiben

Vor der Einsatzanforderung erfolgt stets eine telefonische Abstimmung zwischen Amprion und ENTEKA. Die Einsatzanforderung durch die Hauptschaltleitung der Amprion erfolgt telefonisch bindend und wird im Nachgang an das Energiedispatching der ENTEKA in Textform (Fax oder E-Mail) gemäß Anforderungsformular (Anhang 3.1) bestätigt.

Aus dem Fahrplan mit Leistungswerten im Viertelstundenraster gehen Beginn, Ende und der zeitliche Verlauf der Wirkleistungsanpassung hervor.

2.3 Anforderung von Blindleistung

Eine Blindleistungseinspeisung im Rahmen des technisch Möglichen der Anlagen kann durch die Hauptschaltleitung der Amprion direkt bei der Kraftwerkswarte der ENTEKA angefordert werden. Amprion stimmt sich bei diesbezüglichen Einsätzen der in 110-kV einspeisenden Anlagen mit dem örtlichen Netzebetreiber ab.

2.4 Dokumentation

Die zur Vertragserfüllung im Rahmen des Informationsaustausches zum Einsatz kommenden Kommunikationsverfahren und anzuwendenden Datenblätter bzw. Formulare werden zwischen den Vertragsparteien einvernehmlich abgestimmt.

2.5 Onlinedatenaustausch

Die Wirk- sowie die Blindleistungseinspeisung und die Schalterstellung des Generatorleistungsschalters werden in Echtzeit über einen mit den Vertragsparteien abgestimmten Übertragungsweg der Amprion zur Verfügung gestellt.

Redispatch 2020

Von:		Amprion												
An:		XYZ												
Referenz:		RD-20-200000												
Version:		1												
Ifd. Nr.	Version	Datum	Anfang Uhrzeit 1/4-Std	Ende Uhrzeit 1/4-Std	Kraftwerks-Einsatz									
					Leistungsreduktion um MW				Leistungserhöhung um MW					
					Kraftwerk / Block	W-Code	Leistung	Abnutztyp	Vertragsstatus	Kraftwerk / Block	W-Code	Leistung	Abnutztyp	Vertragsstatus



ActivationDocument

DocumentIdentification
DocumentVersion
DocumentType
SenderIdentification
SenderRole
ReceiverIdentification
ReceiverRole
CreationDateTime
ActivationTimeInterval

ActivationTimeSeries

ContractIdentification
ResourceProvider
BusinessType
AcquiringArea
ConnectingArea
ResourceObject
MeasureUnit
Direction
Status
TS Version

Period

Time Interval
Resolution

Interval

00:00	00:15
00:15	00:30
00:30	00:45
00:45	01:00
01:00	01:15
01:15	01:30
01:30	01:45
01:45	02:00
02:00	02:15
02:15	02:30
02:30	02:45
02:45	03:00
03:00	03:15
03:15	03:30
03:30	03:45
03:45	04:00
04:00	04:15
04:15	04:30
04:30	04:45
04:45	05:00
05:00	05:15

ActivationDocument

DocumentIdentification
DocumentVersion
DocumentType
SenderIdentification
SenderRole
ReceiverIdentification
ReceiverRole
CreationDateTime
ActivationTimeInterval

ActivationTimeSeries

ContractIdentification
ResourceProvider
BusinessType
AcquiringArea
ConnectingArea
ResourceObject
MeasureUnit
Direction
Status
TS Version

Period

Time Interval
Resolution

Interval

00:00	00:15
00:15	00:30
00:30	00:45
00:45	01:00
01:00	01:15
01:15	01:30
01:30	01:45
01:45	02:00
02:00	02:15
02:15	02:30
02:30	02:45
02:45	03:00
03:00	03:15
03:15	03:30
03:30	03:45
03:45	04:00
04:00	04:15
04:15	04:30
04:30	04:45
04:45	05:00
05:00	05:15

Vertrag über den Einsatz und die Vergütung der vorläufig stillgelegten Anlage GTKW Darmstadt
Anhang 3.1

Datum				
aus Regelzone				
an Regelzone				
von Bilanzkreis				
an Bilanzkreis				
Message ID				
Message-Version				
Absender				
TS Version				
von	bis			
00:00	00:15			
00:15	00:30			
00:30	00:45			
00:45	01:00			
01:00	01:15			
01:15	01:30			
01:30	01:45			
01:45	02:00			
02:00	02:15			
02:15	02:30			
02:30	02:45			
02:45	03:00			
03:00	03:15			
03:15	03:30			
03:30	03:45			
03:45	04:00			
04:00	04:15			
04:15	04:30			
04:30	04:45			
04:45	05:00			
05:00	05:15			
05:15	05:30			
05:30	05:45			
05:45	06:00			
06:00	06:15			
06:15	06:30			
06:30	06:45			
06:45	07:00			
07:00	07:15			
07:15	07:30			
07:30	07:45			
07:45	08:00			
08:00	08:15			
08:15	08:30			
08:30	08:45			
08:45	09:00			
09:00	09:15			
09:15	09:30			
09:30	09:45			

Anhang 4 Ansprechpartner Entega

1. 24h Ansprechstelle

Telefon:
Telefax:
E-Mail:

2. Betriebsleitung

Telefon:
E-Mail:

@entega.ag

3. Betriebsleitung, Vertretung

Telefon:
E-Mail:

@entega.ag

4. Vertragsangelegenheiten

Telefon:
E-Mail:

@entega.ag

5. Fahrplandienst

Telefon:

Anhang 5 Ansprechpartner Amprion

1. Einsatzplanung, Netzführung und Systemsteuerung, Hauptschaltleitung

1.1 Leiter Netzführung und Systemsteuerung (S-F)

Telefon: [REDACTED]
Telefax: [REDACTED]
Mobiltelefon: [REDACTED]
Email: [REDACTED]@amprion.net

1.2 Leiter Hauptschaltleitung Brauweiler (S-FH)

Telefon: [REDACTED]
Telefax: [REDACTED]
Mobiltelefon: [REDACTED]
Email: [REDACTED]@amprion.net

1.3 Netzführung

Telefon (Wählleitung 1. Durchwahl) [REDACTED]
Telefon (Wählleitung 2. Durchwahl) [REDACTED]
Telefon (geheim) [REDACTED]
Mobiltelefon [REDACTED]
Satellitentelefon (Inmarsat) [REDACTED]
Satellitentelefon (Iridium) [REDACTED]
Telefax: [REDACTED]
Email: [REDACTED]@amprion.net

1.4 Koordination Netzführung und Systemeinsatz

Telefon (Wählleitung 1. Durchwahl) [REDACTED]
Telefon (Wählleitung 2. Durchwahl) [REDACTED]
Telefon(geheim) [REDACTED]
Mobiltelefon [REDACTED]
Satellitentelefon (Inmarsat) [REDACTED]
Satellitentelefon (Iridium) [REDACTED]
Telefax: [REDACTED]
Email: [REDACTED]@amprion.net

1.5 Systemeinsatz

Telefon (Wählleitung 1. Durchwahl) [REDACTED]
Telefon (Wählleitung 2. Durchwahl) [REDACTED]
Telefon(geheim) [REDACTED]
Mobiltelefon [REDACTED]
Satellitentelefon (Inmarsat) [REDACTED]
Satellitentelefon (Iridium) [REDACTED]
Telefax: [REDACTED]
Email: [REDACTED]@amprion.net

Die individuellen Anwahlnummern der Direktleitungen sowie die Rufnummern der Geheimanschlüsse der Mobil- und der Satellitentelefone sind vertraulich zu behandeln.

2. Energiemarkt und Systembilanz

2.1 Leiter Energiemarkt und Systembilanz (S-E)

Telefon: [REDACTED]
Telefax: [REDACTED]
Mobiltelefon: [REDACTED]
Email: [REDACTED]@amprion.net

2.2 Leiter Front-Office Energiemarkt (S-EF)

Telefon: [REDACTED]
Telefax: [REDACTED]
Mobiltelefon: [REDACTED]
Email: [REDACTED]@amprion.net

2.3 Front-Office Energiemarkt

Telefon: [REDACTED]
Telefax: [REDACTED]
Email: [REDACTED]@amprion.net
[REDACTED]@amprion.net

2.4 Leiter Engpassmanagement und Systemdienstleistungen (S-EE)

Telefon: [REDACTED]
Telefax: [REDACTED]
Mobiltelefon: [REDACTED]
Email: [REDACTED]@amprion.net

2.5 Abrechnung der Erzeugungsauslagen:

Email: [REDACTED]@amprion.net

3. Netzanalysen und Betriebsplanung

3.1 Leiter Systemdienstleistungen und Konzepte Engpassmanagement (S-FA)

Telefon: [REDACTED]
Telefax: [REDACTED]
Mobiltelefon: [REDACTED]
Email: [REDACTED]@amprion.net

3.2 Betriebsplanung (S-FB)

Telefon: [REDACTED]
Telefax: [REDACTED]
Email: [REDACTED]@amprion.net

4. Abrechnung der Betriebsbereitschaft und allgemeine Vertragsfragen

Telefon: [REDACTED]
Telefax: [REDACTED]
Mobiltelefon: [REDACTED]
Email: [REDACTED]@amprion.net

Die individuellen Anwahlnummern der Direktleitungen sowie die Rufnummern der Geheimanschlüsse der Mobil- und der Satellitentelefone sind vertraulich zu behandeln.

Anzeige einer Maßnahme zur (Wieder-) Herstellung der Betriebsbereitschaft

nach § 13c Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. a EnWG

Anzeige vom _____

Netzreservekraftwerk

Name	
Block	
BNetzA Kraftwerksnr.	
Ereignis	

Ereignisdetails

Zusatzinformationen liegen bei

Maßnahme

<input type="checkbox"/>	Revision
<input type="checkbox"/>	Immissionsschutzrechtliche Prüfung
<input type="checkbox"/>	Reparatur außergewöhnlicher Schäden
<input type="checkbox"/>	Bildung eines erforderlichen Vorrates an Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen
<input type="checkbox"/>	Ersatzbeschaffung
<input type="checkbox"/>	Sonstige:

Zeitraum der geplanten Maßnahme

Maßnahmenbeschreibung

--

Zusatzinformationen liegen bei

Kosten

Gesamt [€]	
------------	--

Zusatzinformationen liegen bei

- Die Maßnahme ist notwendig zur Herstellung der Betriebsbereitschaft aufgrund der Vorhaltung in der Netzreserve.
- Die Kosten sind nicht in den Leistungsvorhaltekosten enthalten.
- Etwaig anfallende Instandhaltungsmaßnahmen werden nicht mit dem in den Leistungsvorhaltekosten berücksichtigten Personal bewerkstelligt.
- Der Kraftwerksbetreiber ist Eigentümer der (des) betroffenen Betriebsmittel(s)
- Der Schaden wurde bei einer Versicherung angezeigt, ist ggf. durch eine Garantieleistung abgedeckt, o.ä.

Datum / Unterschrift Anlagenbetreiber	
--	--

Anlage(n)



Anhang 7: Schnittstellen und Prozessbeschreibung von Probestarts bei Netzreservekraftwerken

Kaltstart ohne Leistungseinspeisung

- Das Reservekraftwerk informiert Amprion auch bei Kaltstart ohne Leistungseinspeisung unverzüglich nach Vorliegen dieser Information formlos per Mail mit dem Betreff: YYYYMMDD_KaltstartohneLeistungseinspeisung an den Mailverteiler gemäß **Prozessschritt a**. Bei Warmstart wird der gesamte im folgenden aufgeführte Prozess durchgeführt

Glossar

- *Einsatzfahrplan*: Hierbei handelt es sich um die Anmeldung der Probestarts im vorabgestimmten Fahrplan KISS-Format (vgl. Beispiel-Datei im Anhang 7.1). Dateiname und Mailbetreff sollen folgenden Aufbau haben:
YYYYMMDD_PROBESTART_EIC-CODE_VVV.xls

YYYYMMDD:	Fahrplandatum, wie bsplw. „20180701“
EIC-CODE:	Probetriebstart-Bilanzkreis, i.d.R. beginnend mit „11X.....a.....“
VVV:	Versions-Nr. des Einsatzfahrplans, beginnend mit Version „001“
- *Bilanzkreis-Fahrplan*: marktübliche Fahrplananmeldung im EES-Format

Grundsätze

- Um die operative Abwicklung bei Intradayanpassungen zu erleichtern, sind möglichst wenige und nur absolut notwendige Rampen im Bilanzkreis-Fahrplan und im Einsatzfahrplan zwischen den Redispatch-Bilanzkreis und Probetriebstart-Bilanzkreis einzubinden
- Die Fahrplananmeldung muss in MW ohne Nachkommastellen erfolgen
- Der Probestart kann seitens Amprion abgesagt bzw. abgebrochen und in Absprache mit dem Reservekraftwerk um wenige Tage verschoben werden
- Fahrplananmeldungen und -änderungen im Intraday sind nur nach gemeinsamer Absprache und mit Zustimmung des Ingenieurs Koordination Netzführung und Systemeinsatz (**ING2**) zulässig.



Prozess

a. D-7; Anmeldung des Probestarts durch das Reservekraftwerk

Das Reservekraftwerk meldet sich bei Amprion über Mail wegen grober zeitlicher und fahrplantechnischer Abstimmung der Probestarts. Sofern mehrere Probestarts für den gleichen Tag angemeldet werden, sollen diese in Abstimmung mit dem Reservekraftwerk entsprechend verlegt werden. Hiermit sollen mögliche operative Engpässe bei der betriebsplanerischen Berücksichtigung vorgebeugt werden.

- *Kontakt bei Reservekraftwerk:*
 - o Telefonisch: siehe Anhang 4, Ziffer 2 Betriebsleitung
- *Kontakt bei Amprion:*
 - o Verteiler für Anmeldung der Einsatzfahrpläne:
 - An: [REDACTED]@amprion.net; [REDACTED]@amprion.net;
[REDACTED]@amprion.net; [REDACTED]@amprion.net;
[REDACTED]@amprion.net
 - CC: [REDACTED]@amprion.net; [REDACTED]@amprion.net;
[REDACTED]@amprion.net

b. Zwei Werktagen vor Probestarts; Übermittlung der Probestartdateien durch Reservekraftwerk

Das Reservekraftwerk sendet bis 12:00 Uhr des zweiten Werktags vor Probestarts für deren Probebetriebstart-Bilanzkreis an Amprion einen Bilanzkreis-Fahrplan und einen Einsatzfahrplan. Zusätzlich informiert das Reservekraftwerk das Amprion Front-Office Energiemarkt bis zu diesem Zeitpunkt telefonisch über diese Fahrpläne

- *Kontakt bei Reservekraftwerk:*
 - o Telefonisch: siehe Anhang 4, Ziffer 5 [REDACTED] Fahrplandienst
- *Kontakt bei Amprion:*
 - o Verteiler für Bilanzkreis-Fahrplan und für Einsatzfahrplan
 - An: [REDACTED]@amprion.net; [REDACTED]@amprion.net;
[REDACTED]@amprion.net; [REDACTED]@amprion.net;
[REDACTED]@amprion.net
 - CC: [REDACTED]@amprion.net; [REDACTED]@amprion.net;
[REDACTED]@amprion.net
 - Telefonisch: Front-Office Energiemarkt ([REDACTED])

c. D-1; Meldung kurzfristiger Abweichungen des Probestarts durch das Reservekraftwerk

Kurzfristige Fahrplanänderungen, seitens des Reservekraftwerks, können nach Absprache und Zustimmung mit Amprion Front-Office Energiemarkt durchgeführt werden. Hierzu muss bis 10:00 Uhr am Vortag vor Probestarts telefonisch und per Mail über Änderungen zum Probestart (Bilanzkreis-Fahrplan sowie Einsatzfahrplan), informiert werden.

- *Kontakt bei Reservekraftwerk:*
 - o Telefonisch: siehe Anhang 4, Ziffer 2 Betriebsleitung
- *Kontakt bei Amprion:*
 - o Verteiler für Bilanzkreis-Fahrplanänderungen
 - An: ██████████@amprion.net
 - CC: ██████████@amprion.net; ██████████@amprion.net
 - o Verteiler für Einsatzfahrpläne:
 - An: ██████████@amprion.net; ██████████@amprion.net; ██████████@amprion.net; ██████████@amprion.net;
 - CC: ██████████@amprion.net; ██████████@amprion.net; ██████████@amprion.net;
 - o Telefonisch: Front-Office Energiemarkt (██████████)

d. Intraday; notwendige Anpassungen

Das Reservekraftwerk meldet Abweichungen mit dem üblichen betrieblichen Augenmaß zum ursprünglichen Einsatzfahrplan telefonisch an den ING2. Der ING2 entscheidet nach Eintritt, Dauer und Höhe, ob hierfür eine Bewirtschaftung für den Redispatch-Bilanzkreis erfolgt, auf Basis dessen das Reservekraftwerk ggf. einen entsprechend neuen Einsatzfahrplan anmeldet.

- *Kontakt bei Reservekraftwerk:*
 - o Telefonisch: siehe Anhang 4, Ziffer 1 24h-Ansprechstelle
- *Kontakt bei Amprion:*
 - o Verteiler für Bilanzkreis-Fahrplanänderungen
 - An: ██████████@amprion.net; ██████████@amprion.net; ██████████@amprion.net
 - o Verteiler für Einsatzfahrplan
 - An: ██████████@amprion.net; ██████████@amprion.net; ██████████@amprion.net;
 - CC: ██████████@amprion.net; ██████████@amprion.net; ██████████@amprion.net;
 - Telefonisch: HSL (a ██████████)

e. D+1; Finale Day-After Fahrplanabstimmung

D+1 um 16 Uhr: Bei Fahrplanunstimmigkeiten zwischen den Redispatch-Bilanzkreis und den Probebetriebstart-Bilanzkreis werden die Zeitreihen des Redispatch-Bilanzkreises übernommen.

Anhang:
Anhang 7.1 Beispiel-Datei



Vertrag über den Einsatz und die Vergütung der vorläufig stillgelegte Anlage GTKW Darmstadt
 – Anhang 7.1

Intern	Datum	22.06.2021	22.06.2021
	aus Regelzone an Regelzone von Bilanzkreis nach Bilanzkreis		
	Absender/Bilanzkreisverantwortlicher Version		
Kommentarbereich		Netzreservefahrplan Probestart GT11	Netzreservefahrplan Probestart GT12
Kontrollsumme:	[MWh]	0,000	0,000
von	bis	MW	MW
00:00	00:15	0,000	0,000
00:15	00:30	0,000	0,000
00:30	00:45	0,000	0,000
00:45	01:00	0,000	0,000
01:00	01:15	0,000	0,000
01:15	01:30	0,000	0,000
01:30	01:45	0,000	0,000
01:45	02:00	0,000	0,000
02:00	02:15	0,000	0,000
02:15	02:30	0,000	0,000
02:30	02:45	0,000	0,000
02:45	03:00	0,000	0,000
03:00	03:15	0,000	0,000
03:15	03:30	0,000	0,000
03:30	03:45	0,000	0,000
03:45	04:00	0,000	0,000
04:00	04:15	0,000	0,000
04:15	04:30	0,000	0,000
04:30	04:45	0,000	0,000
04:45	05:00	0,000	0,000
05:00	05:15	0,000	0,000
05:15	05:30	0,000	0,000
05:30	05:45	0,000	0,000
05:45	06:00	0,000	0,000
06:00	06:15	0,000	0,000
06:15	06:30	0,000	0,000
06:30	06:45	0,000	0,000
06:45	07:00	0,000	0,000
07:00	07:15	0,000	0,000
07:15	07:30	0,000	0,000
07:30	07:45	0,000	0,000
07:45	08:00	0,000	0,000