



Beschlusskammer 8

Aktenzeichen: BK8-23/2001-R

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren

wegen **Festlegung zur Anerkennung der Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Netzreserveanlage GTKW Darmstadt nach §13c Abs. 5 EnWG als verfahrensregulierte Kosten i.S.d. §§ 11 Abs. 2 Satz 4, 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV**

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

durch den Vorsitzenden Karsten Bourwieg,
die Beisitzerin Dr. Ursula Heimann
und den Beisitzer Wolfgang Wetzl,

gegenüber der Amprion GmbH, Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund,
gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- im Folgenden: „Übertragungsnetzbetreiber“ -

am 05.06.2025 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 Satz 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.

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.

Bei der Anpassung seiner Erlösobergrenze darf der Übertragungsnetzbetreiber die nach Satz 2 mit der Beschlusskammer abgestimmten und gemeldeten Plankosten und -erlöse ansetzen.

Die Differenz zwischen den nach Satz 2 ansetzbaren Plankosten und -erlösen und den dem Übertragungsnetzbetreiber entstehenden tatsächlichen Kosten (Istkosten und -erlösen) hat der Übertragungsnetzbetreiber jährlich zu ermitteln und auf seinem Regulierungskonto zu verbuchen.

Der Übertragungsnetzbetreiber hat die aus den Netzreserveverträgen resultierenden Istkosten nach einheitlichen Maßstäben zu buchen und gegenüber der Beschlusskammer im von der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellten Erhebungsbogens gesondert zu erfassen und nachzuweisen.

Dabei hat der Übertragungsnetzbetreiber die tatsächlichen, periodengerechten Kosten des Buchungszeitraums 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.

1. 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.
2. Die ENTEGA AG, Frankfurter Straße 110, 64293 Darmstadt 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. Aufgrund erneuter Anzeigen der vorläufigen Stilllegung durch die ENTEGA AG zuletzt mit Schreiben vom 22.03.2023 wies der Übertragungsnetzbetreiber die Anlage erneut als systemrelevant aus, zuletzt mit Schreiben vom 20.06.2023 bis zum Ablauf des 30.04.2026 (sechste Systemrelevanzausweisungsperiode).
3. Durch die erneute Systemrelevanzausweisung ist der ENTEGA AG die Stilllegung der Anlage auch über den 01.05.2024 hinaus bis zum Ablauf des 30.04.2026 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 AG gemäß § 13c Abs. 1 EnWG i.V.m. §§ 9, 6 NetzResV einen kompensatorischen Vergütungsanspruch gegen den Übertragungsnetzbetreiber.

4. Zur Konkretisierung der gesetzlichen Pflichten und Ansprüche aus § 13c EnWG und der NetzResV schloss der Übertragungsnetzbetreiber mit der ENTEGA AG, nach entsprechender Abstimmung mit der Bundesnetzagentur, am 11./19.03.2025 für den Zeitraum 01.05.2024 bis 30.04.2026 einen Netzreservevertrag für die Anlage (**Anlage 2**).
5. Der Übertragungsnetzbetreiber hat sodann am 05.05.2025 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 AG am 11./19.03.2025 abgeschlossenen Netzreservevertrages (**Anlage 2**). Der Abgabe der freiwilligen Selbstverpflichtung und dem Abschluss des Netzreservevertrages war eine umfangreiche Abstimmung hinsichtlich der angemessenen Netzreservekosten vorangegangen.
6. Die Beschlusskammer hat dem Übertragungsnetzbetreiber, der zuständigen Landesregulierungsbehörde sowie dem Bundeskartellamt Gelegenheit zur Stellungnahme zu einer Musterfestlegung gegeben.
7. Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

II.

8. Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) besteht eine unionsrechtskonforme Kompetenzverteilung zwischen Gesetz- bzw. Verordnungsgeber und der Regulierungsbehörde. Der Beschluss beruht daher auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 02.09.2021, C-718/18.

1. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs

9. Der Europäische Gerichtshof hat 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 nationalen Regulierungsbehörde 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.

1.1. Gesetzesreform und Übergangsregelung

10. Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH vom 2. September 2021 nunmehr auch hinsichtlich dieses vierten Klagegrundes umgesetzt und insbesondere die Zuständigkeiten bei der Ausgestaltung der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung an die unionsrechtlichen Vorgaben angepasst. Damit hat die Regulierungsbehörde mit Zuweisung der ausschließlichen Kompetenz für die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen die nach den unionsrechtlichen Bestimmungen erforderliche Unabhängigkeit erlangt.
11. Die Verordnungsermächtigung des § 24 EnWG a.F. wurde aufgehoben, ebenso wie § 21a EnWG a.F. Beide Regelungen wurden durch Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde ersetzt. Dabei wurden die bisher in den betroffenen Rechtsverordnungen enthaltenen Festlegungskompetenzen in das EnWG überführt und ergänzt.
12. Die nach § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen treten nach Ablauf einer Übergangszeit außer Kraft, vgl. Art. 15 Abs. 2 bis 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben. Der Zeitpunkt des Außerkrafttretens entspricht dem Ablauf der vierten Regulierungsperiode im Gassektor (31.12.2027) und Stromsektor (31.12.2028).
13. In der Übergangszeit wurde der Regulierungsbehörde u.a. gemäß § 21 Abs. 3 Satz 5 und § 21a Abs. 3 Satz 4 EnWG n.F. einerseits eine Abweichungskompetenz übertragen. Andererseits ermöglicht die Übergangszeit, ein über fast 20 Jahre

schrittweise entstandenes normatives Regulierungsrecht, inklusive der dazugehörigen Anwendungs- und Auslegungspraxis, jedenfalls für die Zeit bis zum Außerkrafttreten der Verordnungsregelungen zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode fortzuführen. Laut Gesetzgeber sollen hierdurch die für ausreichende Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit wichtige materielle Stabilität des Regulierungsrahmens gewährleistet und bruchartige Entwicklungen in der Rechtsanwendung vermieden werden (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 52).

1.2. Interessenabwägung

14. Nach Art. 15 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben bleiben die auf Basis der bisher in § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Verordnungen für eine Übergangszeit weiterhin in Kraft. An diesem Regelwerk zur Entgeltregulierung hält die Bundesnetzagentur zur Aufrechterhaltung eines transparenten, vorhersehbaren und verlässlichen Regulierungsrahmens grundsätzlich fest. Sie sieht vorliegend insbesondere von einer Anwendung der Abweichungskompetenz nach § 21 Abs. 3 Satz 5 und § 21a Abs. 3 Satz 4 EnWG ab. Einen materiellen Widerspruch zu maßgeblichen Vorgaben des Europäischen Rechts hat der EuGH in seiner Entscheidung vom 02.09.2021 nicht festgestellt und erkennt auch die Beschlusskammer nicht.
15. Ein Kernstück des national etablierten Regulierungssystems sind die fünfjährigen Regulierungsperioden im Anreizregulierungs- und Netzentgeltbereich. Für die Dauer einer bereits laufenden Regulierungsperiode ist es essentiell, dass der Rechtsrahmen für die gesamte Periode möglichst stabil bleibt. Rechtsänderungen während einer laufenden Regulierungsperiode sind mit Diskontinuität und Rechtsunsicherheit verbunden, die gerade durch Übergangsregelungen zur Weitergeltung der materiell europarechtskonformen Vorgaben vermieden werden können. Darüber hinaus erschwert eine unklare Rechtslage im Übergangszeitraum die notwendigen Investitionen in die Energieversorgungsnetze und führt zu Unsicherheiten nicht nur für die regulierten Unternehmen, sondern auch für die sonstigen Marktteilnehmer.
16. Des Weiteren verlangen die Richtlinien, 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. Auch würden substantielle Abweichungen vom etablierten

Regulierungsrahmen zu starken Verzögerungen der laufenden, an die Erlösobergrenze anknüpfenden und weiterer nach den Rechtsverordnungen vorgesehenen Verfahren führen. Die Festsetzung neuer Regelungen durch die Regulierungsbehörde in einem transparenten und möglichst umfassenden Konsultationsprozess dürfte einige Zeit in Anspruch nehmen. Laufende Verfahren könnten sich um Jahre verzögern. Diese Gesichtspunkte wären mit den Richtlinienvorgaben, den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts und mit rechtsstaatlichen Grundsätzen schwerlich vereinbar.

2. Zuständigkeit

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

3. Rechtsgrundlagen

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

4. Formelle Rechtmäßigkeit

21. Die Festlegung ist formell rechtmäßig.
22. Von einer Anhörung konnte im konkreten Fall abgesehen werden.
23. Aus verfahrensökonomischen Gründen hat die Beschlusskammer für die Einzelfestlegungen der systemrelevanten Anlagen der inländischen Netzreserve eine einheitliche Beschlussvorlage erstellt und am 16.02.2024 allen Übertragungsnetzbe-

treibern zur Stellungnahme nach § 67 Abs. 1 EnWG übersandt. Die Übertragungsnetzbetreiber haben hierzu jeweils mit Schreiben vom 07.03. bzw. 08.03.2024 Stellung genommen und mitgeteilt, dass auf eine Anhörung im Einzelfall verzichtet wird, sofern die regulatorischen Mechanismen der Einzelfestlegungen denen der Musterfestlegungen entsprechen.

24. Der zuständigen Landesregulierungsbehörde des Landes Nordrhein-Westfalen wurde am 16.02.2024 die vereinheitlichte Beschlussvorlage zur Stellungnahme nach § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG übersandt.
25. Dem Bundeskartellamt wurde die vereinheitlichte Beschlussvorlage mit der Gelegenheit zur Stellungnahme nach § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG am 16.02.2024 übermittelt.

5. Wirksame Verfahrensregulierung durch freiwillige Selbstverpflichtung

26. Die Bundesnetzagentur erkennt die dem Übertragungsnetzbetreiber aufgrund seiner Pflicht zur Vergütung der ENTEGA AG entstehenden Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Anlage GTKW Darmstadt im Rahmen der Netzreserve als verfahrensregulierte Kosten an.
27. Die gesetzlichen Voraussetzungen hierfür liegen vor: Die nach § 13c Abs. 5 EnWG und nach §§ 9 Abs. 5, 6 Abs. 2 Satz 2 NetzResV erforderliche freiwillige Selbstverpflichtung wurde seitens des Übertragungsnetzbetreibers am 05.05.2025 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 auf Grund der Netzreserve, im Geltungszeitraum der Festlegung, entstandenen und entstehenden Kosten als wirksam verfahrensregulierte und damit dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.
28. 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 Satz 1 NetzResV. Die nach §§ 1

Abs. 2 Satz 1, 5 Abs. 1 Satz 1, 6 Abs. 2 Satz 1 NetzResV erforderliche Abstimmung des Vertrages mit der Bundesnetzagentur erfolgte maßgeblich im Jahr 2024. 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 AG 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 Satz 2 Nr. 2 NetzResV).

29. Der Netzreservevertrag vom 11./19.03.2025 sieht eine Vertragsdauer von nicht mehr als 24 Monaten vor, § 5 Abs. 1 Satz 3 NetzResV.
30. Die Anlage GTKW Darmstadt ist gemäß der Ausweisung der Amprion GmbH vom 20.06.2023 systemrelevant im Sinne von § 13b Abs. 2 Satz 2 EnWG, siehe § 5 Abs. 2 Nr. 1 NetzResV. Die Bedingung des § 5 Abs. 2 Nr. 3 NetzResV ist durch die vorherige Systemrelevanzausweisung erfüllt. Davon unberührt bleibt, dass auf Grund § 13c Abs. 2 Satz 1 EnWG i. V. m. § 6 Abs. 2 Satz 1 NetzResV vor Ablauf dieser Frist geleistete (Abschlags-) Zahlungen des Übertragungsnetzbetreibers Gegenstand des Netzreservevertrages sein können. Nach § 5 Abs. 2 Nr. 4 NetzResV müssen auch alle gesetzlichen und genehmigungsrechtlichen Anforderungen an den Betrieb der Anlage für die Vertragsdauer erfüllt werden. In Ziffer 4.6. des Netzreservevertrages (**Anlage 2**) ist dies vertraglich festgehalten
31. 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 Satz 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 Satz 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 Satz 1 EnWG, 7 Abs. 1 NetzResV ein Marktverbot während des Einsatzes in der Netzreserve.

6. Anpassung der Erlösobergrenze und Istkosten-Abgleich

32. Die Vorgaben zum Istkosten-Abgleich in Ziffer 2 des Beschlusstexts beruhen auf § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV und auf § 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV. Danach kann die Bundesnetzagentur 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.
33. Von dieser Ermächtigung macht die Beschlusskammer hiermit Gebrauch. Eine gesetzliche Regelung zur Anpassung der Erlösobergrenze bei Verfahrensregulierungen mittels freiwilliger Selbstverpflichtungen behandelt § 4 Abs. 3 Satz 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 Satz 1 bis Satz 3 ARegV erfolgt ist. Vorliegend steht aber eine Änderung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV in Rede.
34. In Anlehnung an die in § 4 Abs. 3 Satz 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 Satz 1 Nr. 4 bis 6a, 8, 13, 16 und 18 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 Systemsicherheit resultieren. Die Netzreserve ist aufgrund der Vergütungsvolumina mit einer ganz erheblichen Kostenbelastung für die Übertragungsnetzbetreiber verbunden. Hinzu kommt, dass die Erzeugungsauslagen und Wiederherstellungskosten mangels Vorhersehbarkeit sehr volatil sind. Die hohe Bedeutung der Netzreserve für die Gewährleistung der Systemsicherheit zeigt sich auch darin, dass diese sowohl im Gesetz als auch in der Verordnung detailliert in eigenen speziellen Vorschriften normiert wurde (§ 13b bis § 13d EnWG und Netzreserveverordnung). Zudem hat der Gesetzgeber mit dem Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz die Bedeutung der Netzreserve erneut betont. 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 Systemsicherheit 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 und -erlöse) auf Grundlage realistischer Prognosen im Rahmen der Datemeldung zur Erlösobergrenze spätestens zwei Werktage vor dem 01. Oktober des Folgejahres mitzuteilen (vgl. Festlegung der Berichtspflichten der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Bildung der vorläufigen und endgültigen Netzentgelte; BK8-19/0001-A).

35. Satz 4 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 jährlich vom Übertragungsnetzbetreiber zu ermitteln und auf seinem Regulierungskonto zu verbuchen ist.
36. 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 5 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. Die Buchung erfolgt nach einheitlichen mit der Beschlusskammer abgestimmten Maßstäben. Entsprechend der Beschlusstenziffer 2 Satz 6 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

37. Gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4, HS. 2 ARegV erfolgt die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode.
38. Die vierte Regulierungsperiode endet gemäß § 3 ARegV am 31.12.2028.

8. Widerrufsvorbehalt

39. 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

40. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

III.

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

Anlage 1 Freiwillige Selbstverpflichtung des Übertragungsnetzbetreibers vom
05.05.2025

Anlage 2 Netzreservevertrag vom 11./19.03.2025

Rechtsbehelfsbelehrung

42. Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.
43. 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 Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.
44. Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Vorsitzender



Bourwieg

Beisitzerin



Dr. Heimann

Beisitzer



Wetzel

FREIWILLIGE SELBSTVERPFLICHTUNG DER AMPRION GMBH ZUR VORHALTUNG UND ZUM EINSATZ DER ANLAGE GTKW DARMSTADT (BNA1487) DER ENTEGA AG IN DER INLÄNDISCHEN NETZRESERVE (05/2024 – 04/2026)

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.

Des Weiteren werden Anlagen nach Maßgabe von § 50a Abs. 4 EnWG in die Netzreserve überführt. Hiernach sind Anlagen, die in den Ausschreibungen gemäß KVVG bezuschlagt worden sind und deren Verbot der Kohleverfeuerung in den Jahren 2022 und 2023 wirksam geworden wäre, bis zum 31.03.2024 weiter betriebsbereit zu halten und ab dem Zeitpunkt des

Kohleverfeuerungsverbots unabhängig von deren tatsächlicher Systemrelevanz in die Netzreserve zu überführen, soweit dies technisch und rechtlich möglich ist.

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 der anteilige Werteverbrauch sowie bei endgültigen Stilllegungen darüber hinaus auch 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 (01.05.2024 bis 30.04.2026) bzgl. des zur vorläufigen Stilllegung angezeigten Kraftwerks 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 – insbesondere die hier in Rede stehenden gesetzlichen und/oder verordnungsrechtlichen Vorgaben – ändern. In diesem Falle gelten die Maßgaben dieser freiwilligen Selbstverpflichtung jedoch fort, bis zur Änderung oder (ggf. auch rückwirkenden) Aufhebung und Neubescheidung 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, 05.05.2025


ppa. Dr. Carsten Lehmköster

Dortmund, 05.05.2025


ppa. Kerstin von Ameln

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 01.05.2024 bis 30.04.2026**

zwischen

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Str. 7

44263 Dortmund

USt.-IdNr. DE 8137 61 356

– nachfolgend „Amprion“ genannt –

und

ENTEKA AG

Frankfurter Straße 110

64293 Darmstadt

Ust.-IdNr. DE 8112 15 048

– nachfolgend „ENTEKA“ genannt –

einzeln „Vertragspartner“ genannt –

gemeinsam „Vertragsparteien“ genannt –

Br_{mw}

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	16
7. Bereitstellung von Informationen	19
8. Haftung	19
9. Wirtschaftsklausel	20
10. Gerichtsstand	21
11. Vertragsdauer und -beendigung	21
12. Ermittlung und Berechnung der investiven Vorteile	21
13. Vertragsanpassungsrecht beider Vertragspartner und Vorbehalt der ENTEGA	21
14. Teilunwirksamkeit, Vertragslücken, Vertragsauslegung	22
15. Vertragsausfertigung	23
16. Vertragsanhänge	23
17. Unterschriften	24

Präambel

§ 13b Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) 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. §§ 7, 9 Abs. 2 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 ÜNB Anspruch auf eine angemessene Vergütung. Die NetzResV gestaltet die in den §§ 13b, 13c, und 13d EnWG getroffenen Regelungen näher aus.

Mit Schreiben vom 22.03.2023 hat die ENTEGA die vorläufige Stilllegung des GTKW Darmstadt – nachfolgend auch „Anlage“ genannt – am Kraftwerksstandort Darmstadt zum 30.04.2024 angezeigt. Amprion hat die Systemrelevanz der Anlage geprüft und die ENTEGA mit Schreiben vom 20.06.2023 aufgefordert, die Anlage bis zum 30. April 2026, 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 2024 bis zum 30. April 2026.

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. Zusätzlich wird ENTEGA gegenüber Amprion die in Ziffer 5.5 bzw. 5.6 beschriebenen Meldungen vornehmen.

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 2024 bis zu einem Gesamtbetrag in Höhe von 10.000 € 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 10.000 € 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.

ENTEKA 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 ENTEKA 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 ENTEKA 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 ENTEKA 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 ENTEKA 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.). Dies beinhaltet auch die kontinuierliche Meldung von Einsatzplanungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten gem. Anhang 3 Ziffer 2.1. 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 in Anhang 1 aufgeführte 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 der ENTEGA einen Einsatzfahrplan, der die Höhe und Dauer der zu liefernden Leistung unter Berücksichtigung der technischen Randbedingungen gemäß Anhang 1 regelt. Der detaillierte Anforderungsprozess wird in Anhang 3 geregelt.

- 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 (Anschlussklemme vom Leitungsfeld 103 der Umspannanlage Nord) 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 (um entsprechende Probestarts zu vermeiden, wird ENTEGA Probestarts nach Möglichkeit erst gegen Monatsende planen). Dabei ist die Gesamtanlage mindestens zweimal pro Jahr auf Maximallast zu fahren, um die Nebenanlagen auszuwerten. ENTEGA informiert vor jedem Probestart mit geplanter Einspeisung und Netzsynchronisation der Anlage die Netz- und Systemführung der Amprion mit einer Vorlaufzeit von zehn bis sieben Tagen (innerhalb der Betriebszeiten des Amprion Front-Office Energiemarkt von 08.00 Uhr bis 16:00 Uhr täglich). Der Einsatzfahrplan zum Probestart ist an die in Anhang 5 Ziffer 1.5, 2.2, 2.3, 2.5 und 3 genannten E-Mail-Adressen zu senden wie in Anhang 7 Prozess a. beschrieben. Nach einer ersten Prüfung der Durchführbarkeit durch Amprion kann

bei Bedarf in Abstimmung zwischen beiden Vertragspartnern der Probestart entsprechend verlegt werden. Der zwischen den Vertragspartnern vorabgestimmte Fahrplan wird von Amprion nochmals zur Bestätigung über den Harmonisierten Aktivierungsprozess (HAP, vgl. <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsf%C3%BChrung/Redis-patch/Harmonisierter-Aktivierungsprozess>) in Form einer Activation Order (ACO) an die ENTEGA übermittelt. Die ENTEGA wird die ACO über den HAP mit einer entsprechenden Activation Response (ACR)-Datei beantworten.

- 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 Probestartkosten 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 Redispatchbilanzkreis der Amprion als Fahrplanlieferung in ganze-MW-Auflösung entsprechend Ziffer 4.13. Liegen Änderungen gegenüber dem gemäß Ziffer 4.8 abgestimmten Fahrplan vor, so wird ENTEGA spätestens am dritten Werktag vor den Probestarts und -fahrten das Frontoffice Energiemarkt der Amprion (innerhalb der Betriebszeiten von 08.00 Uhr bis 16:00 Uhr täglich) mündlich informieren (Anhang 5, Ziffer 2.3) und zusätzlich den aktualisierten Fahrplan über den HAP mittels ActivationReductionNotification (ARN) an Amprion übermitteln (siehe auch Anhang 7 Prozess b.). Nachträglich kurzfristig notwendige Fahrplananpassungen können in Abstimmung mit dem Frontoffice Energiemarkt der Amprion vorgenommen werden. Hierzu wird ENTEGA die Anpassungen zwischen 8:00 Uhr und 10:00 Uhr am Vortag vor den Probestarts und -fahrten mündlich an das Frontoffice Energiemarkt der Amprion melden und elektronisch mittels einer ActivationReductionNotification (ARN) über den HAP Amprion mitteilen. 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 elektronisch per ARN über den HAP 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 11XREDISPATCH--T (Redispatchbilanzkreis der Amprion) als Fahrplanlieferung aus dem Bilanzkreis 11XGTKW-----9 (Bilanzkreis der citiworks) 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 15. April eines Jahres bzw. dem letzten vorherigen Handelstag beschaffen und fristgerecht bis zum 30. April 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.

- 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. In 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 Südhessen AG ist durch ENTEGA sicherzustellen. Im 110 kV-Netz der e-netz Südhessen 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 Südhessen 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 vorhersehbaren Verfügbarkeits- oder sonstigen Einschränkungen der Anlage nach Maßgabe von Ziffer 5.1 – 5.5 wird ENTEGA die Amprion unmittelbar nach Bekanntwerden über deren Umfang und voraussichtliche Dauer benachrichtigen und Nichtbeanspruchbarkeiten gemäß Anhang 3, Ziffer 2.1 melden. Unmittelbar vor Eintritt der Nichtbeanspruchbarkeit informiert ENTEGA Amprion zusätzlich telefonisch über den voraussichtlichen Zeitraum der Nichtbeanspruchbarkeit. Diese Information ist an die in Anhang 5 Ziffer 1.4 aufgeführte Telefonnummer zu richten (Koordination Netzführung und Systemeinsatz). Außerdem wird ENTEGA, soweit einschlägig, nach Ziffer 2.2, 2.3 oder 3.3 weiter verfahren.
- 5.7 Jegliche nicht vorhersehbare Verfügbarkeits- oder sonstige Einschränkungen der Anlage, werden inklusive des voraussichtlichen Zeitraums der Leistungseinschränkung unmittelbar nach Bekanntwerden durch ENTEGA unverzüglich per Telefon an die in Anhang 5, Ziffer 1.4 aufgeführte Telefonnummer gemeldet (Koordination Netzführung und Systemeinsatz), Gleiches gilt für die anschließenden Wiederverfügbarkeiten der Anlage. Zusätzlich wird ENTEGA die Information per E-Mail an die in Anhang 5, Ziffer 1.4, 2.3, 2.5 und 3 aufgeführten E-Mail-Adressen senden. Des Weiteren müssen Nichtbeanspruchbarkeiten und angepasste Einsatzplanungsdaten gemäß Anhang 3, Ziffer 2.1 gemeldet werden.

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 2024 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. Nach Vorliegen der Kostenprüfung durch die BNetzA erfolgt eine Nachverrechnung, in der etwaige Über-/Unterzahlungen, bspw. aus den Abweichungen zwischen Abschlägen und den tatsächlich anzurechnenden Kosten, ausgeglichen werden.
- 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

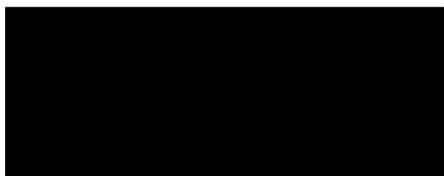
- 6.5 Kosten für Einsätze der Anlage gemäß Ziffer 4.1 – 4.17 werden von der Amprion zunächst gemäß § 13c Abs. 1 Nr. 2 EnWG i.V.m. § 9 Abs. 2 Nr. 1 NetzResV und § 6 Abs. 3 Nr. 1 NetzResV erstattet. Weitere Einzelheiten dazu sind ebenfalls in Anhang 2 geregelt. Die Ausgleichsenergiekosten, die im Bilanzkreis 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 Folgemonats. 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 Amprion zu stellen. Die Rechnung ist mit der folgenden Anschrift zu versehen:



Die Rechnung ist ausschließlich per E-Mail an die E-Mail-Adresse  zu versenden.

Im Betreff der E-Mail muss das Wort Rechnung oder Gutschrift enthalten sein. Pro E-Mail darf nur eine Rechnung versendet werden. In der E-Mail können die Anhänge zu der Rechnung im PDF-Format beigefügt werden.

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 Wirtschaftsprüferstate) zur Verfügung stellen. Anfallende Kosten für Wirtschaftsprüferstate 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 Frei-

gabe 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 verkehrsüblichen Sorgfalt hätte voraussehen müssen. Die Vertragsparteien sind sich einig, dass der vertragstypische, vorhersehbare Schaden eine Summe von 2,5 Mio. € 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.
- 8.4 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. Es gilt das Recht der Bundesrepublik Deutschland.

11. Vertragsdauer und -beendigung

Der Vertrag tritt zum 1. Mai 2024, 00:00 Uhr, in Kraft. Der Vertrag hat eine Laufzeit bis zum 30. April 2026, 24:00 Uhr.

12. Ermittlung und Berechnung der investiven Vorteile

12.1 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.

12.2 Setzt ENTEGA die Anlage nach Ablauf der Dauer der Ausweisung als systemrelevantes Kraftwerk endgültig still, ist der Restwert der investiven Vorteile, die ENTEGA erhalten hat, zu erstatten.

12.3 Der Restwert der investiven Vorteile ist gemäß Hinweispapier der Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur zur Rückerstattung des Restwerts investiver Vorteile (Anhang 8) zu ermitteln.

13. 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.

ENTEKA 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 BNetzA 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 BNetzA richtet, stimmen die Parteien überein, dass diese Kostenprüfungen oder Feststellungen lediglich eine Abrechnungsgrundlage darstellen. Jede Partei kann die Rechtmäßigkeit der jeweiligen Kostenansätze gerichtlich überprüfen lassen und im Falle einer rechtskräftigen gerichtlichen Entscheidung insoweit eine Anpassung der Vergütungsregelungen dieses Vertrages fordern. Etwas anderes gilt nur dann, wenn die Bundesnetzagentur auch gegenüber ENTEKA in Form eines Verwaltungsaktes entschieden hat, der bestandskräftig geworden ist.

14. 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.

15. Vertragsausfertigung

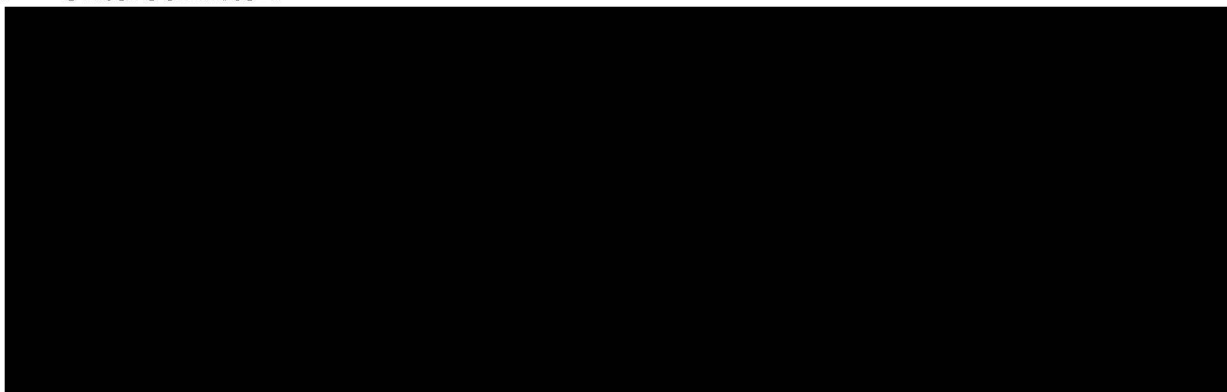
Dieser Vertrag über den Einsatz und die Vergütung der vorläufig stillgelegten Anlage GTKW Darmstadt wird doppelt ausgefertigt; jeder Vertragspartner erhält eine Ausfertigung. Die Vertragsparteien stellen der BNetzA unverzüglich eine Kopie und innerhalb eines Monats eine weitere, untereinander abgestimmte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

16. Vertragsanhänge

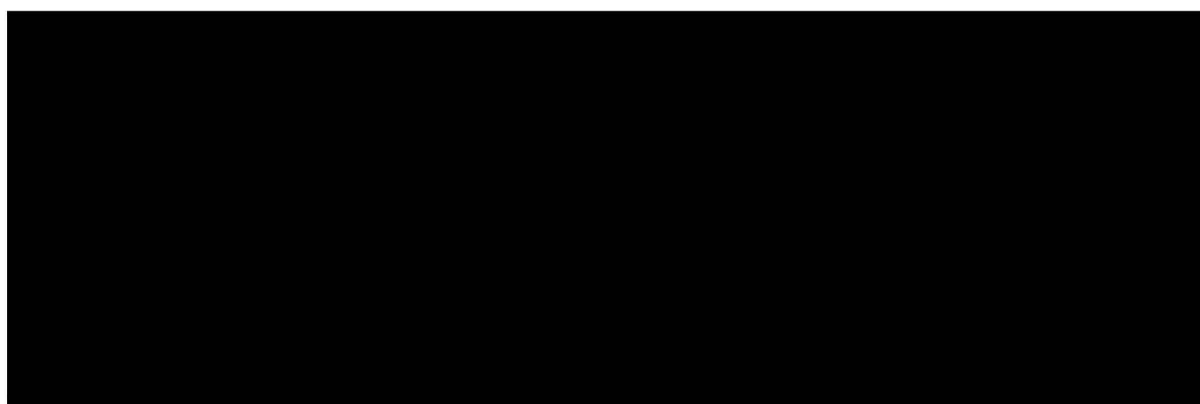
Die folgenden Anhänge sind integraler Bestandteil dieses Vertrags und können in Abstimmung mit der BNetzA bei Bedarf angepasst werden:

- 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
- Anhang 8: Hinweis zur Rückerstattung des Restwerts investiver Vorteile

17. Unterschriften



ENTEGA AG



Amprion GmbH

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	6 MW	14 MW/Min	30 Min	0,25 h	30 Min

Technische Daten des Kraftwerks GTKW Darmstadt der ENTEGA AG

Betriebsart	Ständige Betriebsbereitschaft, Redispatch
max. Nettoleistung (Nennleistung)	95 MW bei ISO-Bedingungen, sonst $P_{max}=f(T_u, p_u, r, F, i_l, o_l)$ ohne Einsatz der Gasverdichter
Max. Blindleistung Übergabe bei Nennleistung	nicht relevant.
dauerhafte minimale Nettoleistung („Mindestleistung“)	6 MW
Sperrbereich (Nettoleistung) für stationären Betrieb	nicht relevant
Leistungsänderungsgradient bei Leistungserhöhung	18 MW/Min
Leistungsänderungsgradient bei Leistungsabsenkung	14 MW/Min
Mindestlaufzeit, Mindeststillstandzeit	0,07 h nach Gas-AUS
Hochfahrzeit Synchronisierungszeitpunkt bis P_{min} (Kaltzustand)	0,7 Min
Hochfahrzeit Synchronisierungszeitpunkt bis P_{min} (Warmzustand)	0,7 Min

Werte gelten für gleichzeitigen Betrieb beider Gasturbinen!

Anhang 2: Festlegung der Vergütung

Alle in diesem Anhang aufgeführten Kosten sind netto (ohne USt) angegeben.

1. Herstellungskosten gemäß Ziffer 2, 6.1 und 6.2 des Vertrages

Kosten für Maßnahmen im Zusammenhang mit der Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft, die nach Ziffer 2.2 des Vertrages erstattungsfähig sind, werden einzelfallbezogen und gemäß Ziffer 2.2 des Vertrages auf Istkostenbasis der Amprion durch die ENTEGA in Rechnung gestellt oder per Gutschriftverfahren der ENTEGA von Amprion erstattet.

2. Kosten für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage gemäß Ziffer 3, 6.2, und 6.3 des Vertrages

Amprion erstattet die Betriebsbereitschaftsauslagen gemäß Ziffer 6.3 des Vertrages als Gutschrift.

Der Anspruch auf einen Leistungspreis für die Bereithaltung des Kraftwerks GKTW Darmstadt beginnt zum 1. Mai 2024.

Für die Anlage werden nach Ziffer 1 des Vertrages die folgenden Kostenarten für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft festgelegt:

Pos.	Kostenart	Kosten	Zeitraum / Zeitpunkt
2.1	Betriebsbereitschaftsauslagen	200.995 € / Monat	01.05.2024 – 31.12.2024
		204.844 € / Monat	01.01.2025 – 30.04.2026

Mit Abschluss der Kostenprüfung durch die BNetzA, sind die mit der BNetzA final abgestimmten Betriebsbereitschaftsauslagen für die Vergütung maßgeblich.

2.1 Kosten, die unter anderem dem Leistungspreis zuzuordnen sind

- Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe, soweit für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft notwendig
- Trinkwasser (Sanitär- und Noteinspeisung) und Sanitärabwasser

- Bilanzkreisgebühren, soweit für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft notwendig

- 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 Sammelabrechnungszahlungen 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 Kalendermonates 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]

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 51189417955 erfasst.

Die Marktlokation-ID ist dem Bilanzkreis 11XGTKW-----9 des Dienstleisters citiworks AG 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 01.05.2024 gemäß der Feststellung der BNetzA hinsichtlich einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten und Erlöse bzw. Erträge aus der Beschaffung und Vergütung von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG (Az. BK8-18/0007-A vom 19.05.2021 bzw. einer Folgefestlegung zur Vergütung der Redispatch-Maßnahme) zu vergüten.

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 Werteverbrauchs 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

Zur Abrechnung der einsatzabhängigen Kosten stellt ENTEGA der Amprion für den Folgemonat fünf Arbeitstage vor Beginn des Folgemonats ein Preisblatt zur Verfügung. Bis zum fünften Arbeitstag des auf einen Abruf folgenden Kalendermonats kann ENTEGA der Amprion ein aktualisiertes Preisblatt zur Verfügung stellen. Die Datei ist in unveränderter Form als xls-Datei an Amprion zu versenden.

Abschlagswerte zur Einsatzvergütung im Rahmen der Netzreserveverordnung

Monat: **Mai 2024** Versionsnummer: **1**

Kraftwerksbetreiber	Name der Anlage	W-Code	Zählpunktbekennung (Mato-Id)	Bilanzkreis zur Reduzierung der Leistung	Aufwandsersatz (€/MWh)	Anfahrtskosten (€/Einsatz)	Gas Kap.-Buchung (€/MWh)	Gas Kap.-Buchung (€/MWh/h/Tage)	entlegter Werteverbrauch (€/Betriebsstunde)	Kommentar	
ENTEKA AG	Displayname			Hinweis: In dem BK werden keine weitere Anlagen oder weiteren Zählpunkte neben dem Reservekraftwerk geführt. Es befinden sich nur die Abweichungen der GTKW Darmstadt in dem BK.	Für Anpassung der Wirkleistung (einsatzabhängige Kosten). Rechnung von Kostenbestandteilen für: 1) Gasbeschaffung (Gas-Brennstoffkosten, Gebühren Gaslieferung, Steuern (Gas), Abgaben (Gas)) 2) Kosten für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe 3) Emissionskosten 4) Druckluft 5) Speisewasser/Kondensat 6) Kühlwasser 7) Entsorgungskosten für Rest-, Roh-, Hilfs- und Zusatzstoffen 8) Strom-Eigenbedarf des Kraftwerks inkl. Netznutzung, Steuern, Abgaben, Bilanzkreisgebühren 9) Kosten für Ausgleichsenergie STROM		Langfristige Gaskapazitätsbuchung auf Jahres-, Quartals-, Monatsbasis (€/MWh/h) inkl. Bilanzkreisgebühren (ca. XXXX €/Monat)	Kurzfristige Gaskapazitätsbuchung auf Tagesbasis - Gastag von D 0GH bis D+1 0GH (€/MWh/h)		Hinweis: Können rechtzeitig keine Kapazitäten mehr für den Anmerkungszeitraum beschrift werden, so fallen zusätzlich Zusatzkosten an. Berechnung: Gasflußwert x Tagesersatz * MWgas	
ENTEKA AG	GTKW Darmstadt GT11	11WD7DARM5GGT11D	51188417955	11XGTKW---9	XX,XX		xxx	XX,XX	nicht zutreffend	XXXXXX €	Nicht enthalten sind: • Ausgleichsenergiekosten Gas und Strom • Flexibilitätskosten • RLW-Bilanzierungsumlage • Brennerwerteffizienzen • Arbeitspreiskomponente der Gas-Netznutzungsentgelte • Aufwandsersatz bezogen auf Volllast
ENTEKA AG	GTKW Darmstadt GT12	11WD7DARM5GGT12B	51188417955	11XGTKW---9	XX,XX		xxx	XX,XX	nicht zutreffend	XXXXXX €	

Anhang 3: Einsatzanforderung

1 Allgemeine Anforderungen

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

ENTEGA 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 ENTEGA 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 ENTEGA Amprion 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 eine neue Einsatzanforderung und sendet einen aktualisierten Einsatzfahrplan. Die Einsatzanforderung und der aktualisierte Einsatzfahrplan sind verbindlich.

Ungeplante Nichtverfügbarkeiten oder aus sonstigen technischen oder rechtlichen Gründen erforderliche Leistungsänderungen oder Abfahrten wird die ENTEGA schnellstmöglich gemäß Ziffer 5.7 des Vertrages 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 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 Stammdaten, Einsatzfahrpläne und Nichtbeanspruchbarkeiten der Anlage

Die Stammdaten, Einsatzplanungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten der Anlage werden Amprion gemäß der Festlegung der Bundesnetzagentur vom 20.12.2018 (Aktenzeichen BK6-18-122) 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

Ab der Produktivnahme des Einsatzanforderungsprozesses „Harmonisierter Aktivierungsprozess“ (HAP, vgl. <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsf%C3%BChrung/Redispatch/Harmonisierter-Aktivierungsprozess>) erfolgt die Anforderung der Wirkleistungsscheiben nach dem HAP.

Bis zur Produktivnahme des HAP (und als Rückfalloption nach Produktivnahme des HAP) gilt die telefonische Einsatzanforderung nach folgendem Vorgehen:

Vor der Einsatzanforderung erfolgt stets eine telefonische Abstimmung zwischen Amprion und ENTEKA. Die Einsatzanforderung durch die Hauptschaltleitung der Amprion oder durch die Betriebsplanung (OPL) erfolgt telefonisch bindend und wird im Nachgang an das Energiedispatching der ENTEKA elektronisch per 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.

Amprion wird ENTEGA den genauen Zeitpunkt der Produktivnahme des HAP rechtzeitig aber mit mindestens 3 Monate Vorlaufzeit mitteilen, einvernehmlich kann auch eine kürzere Vorlaufzeit vereinbart werden.

2.3 Anforderung von Blindleistung

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

Redispatch yyyy

Von:	Amprion													
An:	Muster_EIV													
Referenz:	RD-yy-XXXX													
Version:	6													
lfd. Nr.	Version	Datum	Anfang	Ende	Kraftwerks-Einsatz					Kraftwerks-Einsatz				
			Uhrzeit	Uhrzeit	Leistungsreduktion um MW			Vertragsstatus		Leistungserhöhung um MW			Vertragsstatus	
			1/4-Std	1/4-Std	Kraftwerk / Block	W-Code	Leistung	Abrufyp	Vertragsstatus	Kraftwerk / Block	W-Code	Leistung	Abrufyp	Vertragsstatus
014	6	dd.mm.yyyy	04:30	05:15						Muster_KW	Muster_W_EIC_Code	10	Einseitige Fixierung	Vertragsstatus §13.1
014	6	dd.mm.yyyy	05:15	06:00						Muster_KW	Muster_W_EIC_Code	90	Einseitige Fixierung	Vertragsstatus §13.1
014	6	dd.mm.yyyy	06:00	06:15						Muster_KW	Muster_W_EIC_Code	160	Einseitige Fixierung	Vertragsstatus §13.1
014	6	dd.mm.yyyy	06:15	06:30						Muster_KW	Muster_W_EIC_Code	287	Einseitige Fixierung	Vertragsstatus §13.1
014	6	dd.mm.yyyy	06:30	07:15						Muster_KW	Muster_W_EIC_Code	150	Einseitige Fixierung	Vertragsstatus §13.1
014	6	dd.mm.yyyy	07:15	08:00						Muster_KW	Muster_W_EIC_Code	270	Einseitige Fixierung	Vertragsstatus §13.1
014	6	dd.mm.yyyy	08:00	08:15						Muster_KW	Muster_W_EIC_Code	420	Einseitige Fixierung	Vertragsstatus §13.1
014	6	dd.mm.yyyy	08:15	08:30						Muster_KW	Muster_W_EIC_Code	570	Einseitige Fixierung	Vertragsstatus §13.1
014	6	dd.mm.yyyy	08:30	09:00						Muster_KW	Muster_W_EIC_Code	600	Einseitige Fixierung	Vertragsstatus §13.1
014	6	dd.mm.yyyy	09:00	09:15						Muster_KW	Muster_W_EIC_Code	500	Einseitige Fixierung	Vertragsstatus §13.1
014	6	dd.mm.yyyy	09:15	10:00						Muster_KW	Muster_W_EIC_Code	287	Einseitige Fixierung	Vertragsstatus §13.1
014	6	dd.mm.yyyy	10:00	10:15						Muster_KW	Muster_W_EIC_Code	75	Einseitige Fixierung	Vertragsstatus §13.1

Brun

ActivationDocument

DocumentIdentification	RD-yy-XXXXX_X	RD-yy-XXXXX_X
DocumentVersion		6
DocumentType	A38	A38
SenderIdentification	11XREDISPATCH--T / A01	11XREDISPATCH--T / A01
SenderRole	A14	A14
ReceiverIdentification	Bilanzkreis des Kraftwerks / A01	Bilanzkreis des Kraftwerks / A01
ReceiverRole	A27	A27
CreationDateTime	2024-04-02T05:09Z	2024-04-02T05:09Z
ActivationTimeInterval	2024.04.01T22:00Z/2024.04.02T22:00Z	2024.04.01T22:00Z/2024.04.02T22:00Z

ActivationTimeSeries

ContractIdentification	Muster_W_EIC_Code_Kraftwerk	Muster_W_EIC_Code_Kraftwerk
ResourceProvider	Bilanzkreis des Kraftwerks / A01	Bilanzkreis des Kraftwerks / A01
BusinessType	TSU	TEZ
AcquiringArea	10YDE-RWENET---I	10YDE-RWENET---I
ConnectingArea	10YDE-RWENET---I	10YDE-RWENET---I
ResourceObject	Muster_W_EIC_Code_Kraftwerk	Muster_W_EIC_Code_Kraftwerk
MeasureUnit	MAW	MAW
Direction	A03	A01
Status		A08
TS Version		6

Period

Time Interval	2024.04.01T22:00Z/2024.04.02T22:00Z	2024-04-02T02:30Z/2024-04-02T08:15Z
Resolution		PT15M

Interval

00:00	00:15	0	0
00:15	00:30	0	0
00:30	00:45	0	0
00:45	01:00	0	0
01:00	01:15	0	0
01:15	01:30	0	0
01:30	01:45	0	0
01:45	02:00	0	0
02:00	02:15	0	0
02:15	02:30	0	0
02:30	02:45	0	0
02:45	03:00	0	0
03:00	03:15	0	0
03:15	03:30	0	0
03:30	03:45	0	0
03:45	04:00	0	0
04:00	04:15	0	0
04:15	04:30	0	0
04:30	04:45	10	10
04:45	05:00	10	10
05:00	05:15	10	10

Für die Vertragsunterzeichnung wird Seite 1 vom Anhang 3.1 Blatt "Vertragssummenzeitreihen" dem Netzreservevertrag beigelegt. Amprion übermittelt ENTEGA die .xls -Datei via E-Mail.

ActivationDocument

DocumentIdentification		
DocumentVersion		
DocumentType	A38	A38
SenderIdentification	11XREDISPATCH--T / A01	11XREDISPATCH--T / A01
SenderRole	A14	A14
ReceiverIdentification	Bilanzkreis des Kraftwerks / A01	Bilanzkreis des Kraftwerks / A01
ReceiverRole	A27	A27
CreationDateTime		
ActivationTimeInterval	2024.04.01T22:00Z/2024.04.02T22:00Z	2024.04.01T22:00Z/2024.04.02T22:00Z

ActivationTimeSeries

ContractIdentification	Muster_KW ###	Muster KW / Muster_W_EIC_Code_Kraftwerk
ResourceProvider	Bilanzkreis des Kraftwerks / A01	Bilanzkreis des Kraftwerks / A01
BusinessType	TSU	TSU
AcquiringArea	10YDE-RWENET---I	10YDE-RWENET---I
ConnectingArea	10YDE-RWENET---I	10YDE-RWENET---I
ResourceObject	Muster_W_EIC_Code_Kraftwerk	Muster_W_EIC_Code_Kraftwerk
MeasureUnit	MAW	MAW
Direction	A03	A03
Status		
TS Version		

Period

Time Interval	2024.04.01T22:00Z/2024.04.02T22:00Z	2024.04.01T22:00Z/2024.04.02T22:00Z
Resolution		

Interval

00:00	00:15	0	0
00:15	00:30	0	0
00:30	00:45	0	0
00:45	01:00	0	0
01:00	01:15	0	0
01:15	01:30	0	0
01:30	01:45	0	0
01:45	02:00	0	0
02:00	02:15	0	0
02:15	02:30	0	0
02:30	02:45	0	0
02:45	03:00	0	0
03:00	03:15	0	0
03:15	03:30	0	0
03:30	03:45	0	0
03:45	04:00	0	0
04:00	04:15	0	0
04:15	04:30	0	0
04:30	04:45	10	10
04:45	05:00	10	10
05:00	05:15	10	10

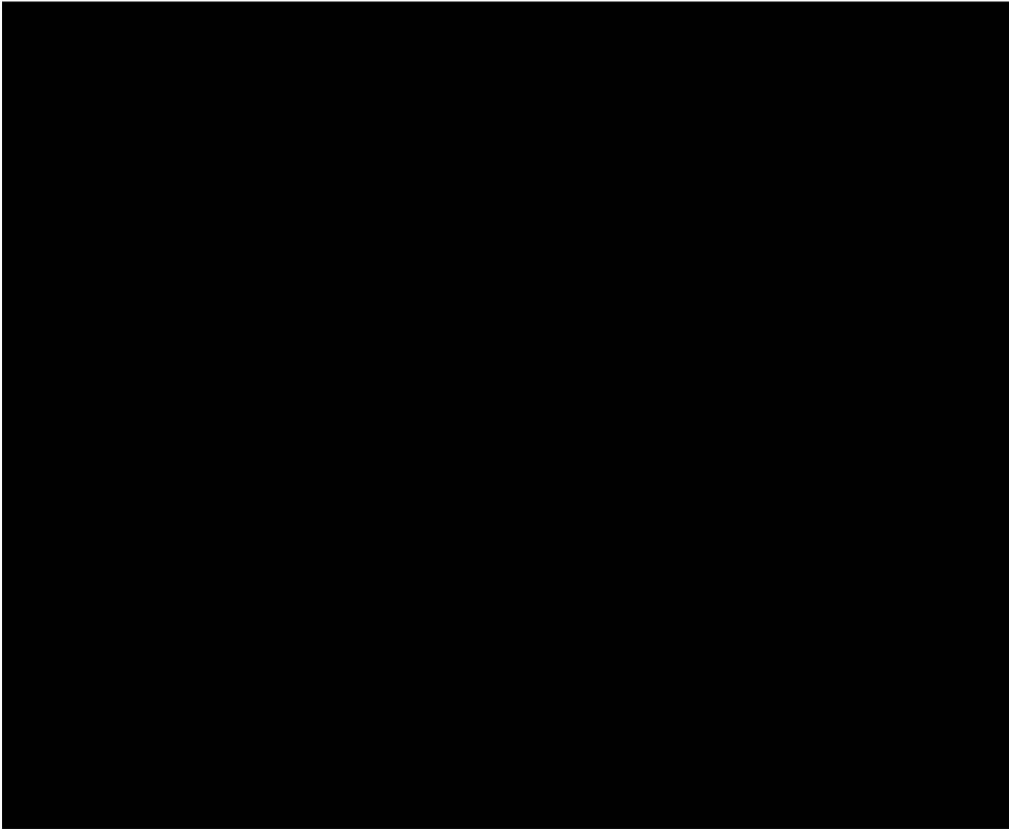
Für die Vertragsunterzeichnung wird Seite 1 vom Anhang 3.1 Blatt "Tagessummenzeitreihen" dem Netzreservevertrag beigelegt. Amprion übermittelt ENTEGA die .xls-Datei via E-Mail.

Anforderungsformular - Anhang 3.1 - Blatt Bilanzkreis-FP

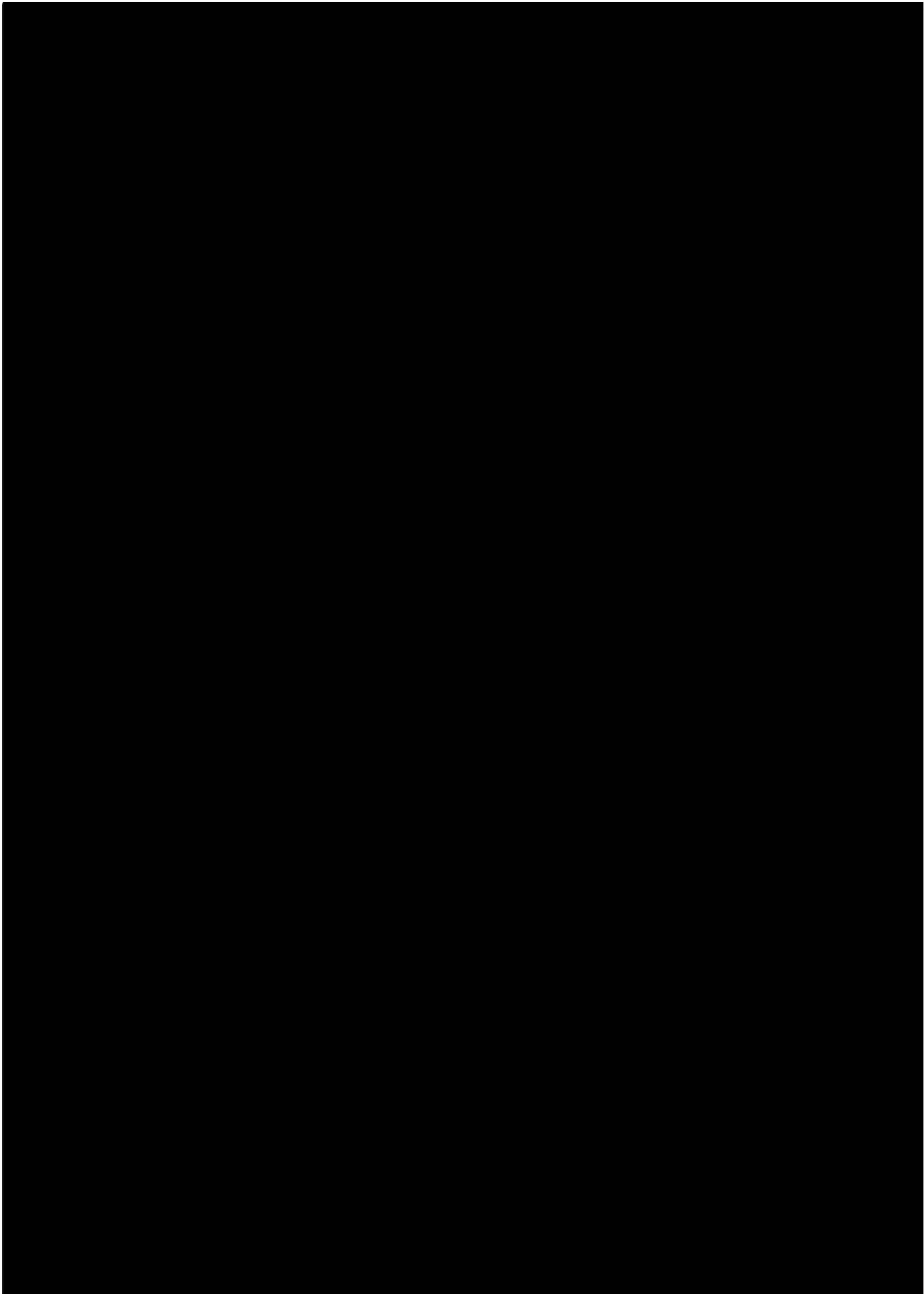
Datum	02.04.2024	02.04.2024	
aus Regelzone	10YDE-RWENET---I	10YDE-RWENET---I	
an Regelzone	10YDE-RWENET---I	10YDE-RWENET---I	
von Bilanzkreis	11XREDISPATCH--T	Bilanzkreis des Kraftwerks	
an Bilanzkreis	Bilanzkreis des Kraftwerks	11XREDISPATCH--T	
Message ID	XXXXXX	XXXXXX	
Message-Version	6	6	
Absender	11XREDISPATCH--T	11XREDISPATCH--T	
TS Version	6	6	
von	bis		
00:00	00:15	0	
00:15	00:30	0	
00:30	00:45	0	
00:45	01:00	0	
01:00	01:15	0	
01:15	01:30	0	
01:30	01:45	0	
01:45	02:00	0	
02:00	02:15	0	
02:15	02:30	0	
02:30	02:45	0	
02:45	03:00	0	
03:00	03:15	0	
03:15	03:30	0	
03:30	03:45	0	
03:45	04:00	0	
04:00	04:15	0	
04:15	04:30	0	
04:30	04:45	0	10
04:45	05:00	0	10
05:00	05:15	0	10
05:15	05:30	0	10
05:30	05:45	0	10
05:45	06:00	0	90
06:00	06:15	0	160
06:15	06:30	0	287
06:30	06:45	0	150
06:45	07:00	0	150
07:00	07:15	0	150
07:15	07:30	0	270
07:30	07:45	0	270
07:45	08:00	0	270
08:00	08:15	0	420
08:15	08:30	0	570
08:30	08:45	0	600
08:45	09:00	0	600

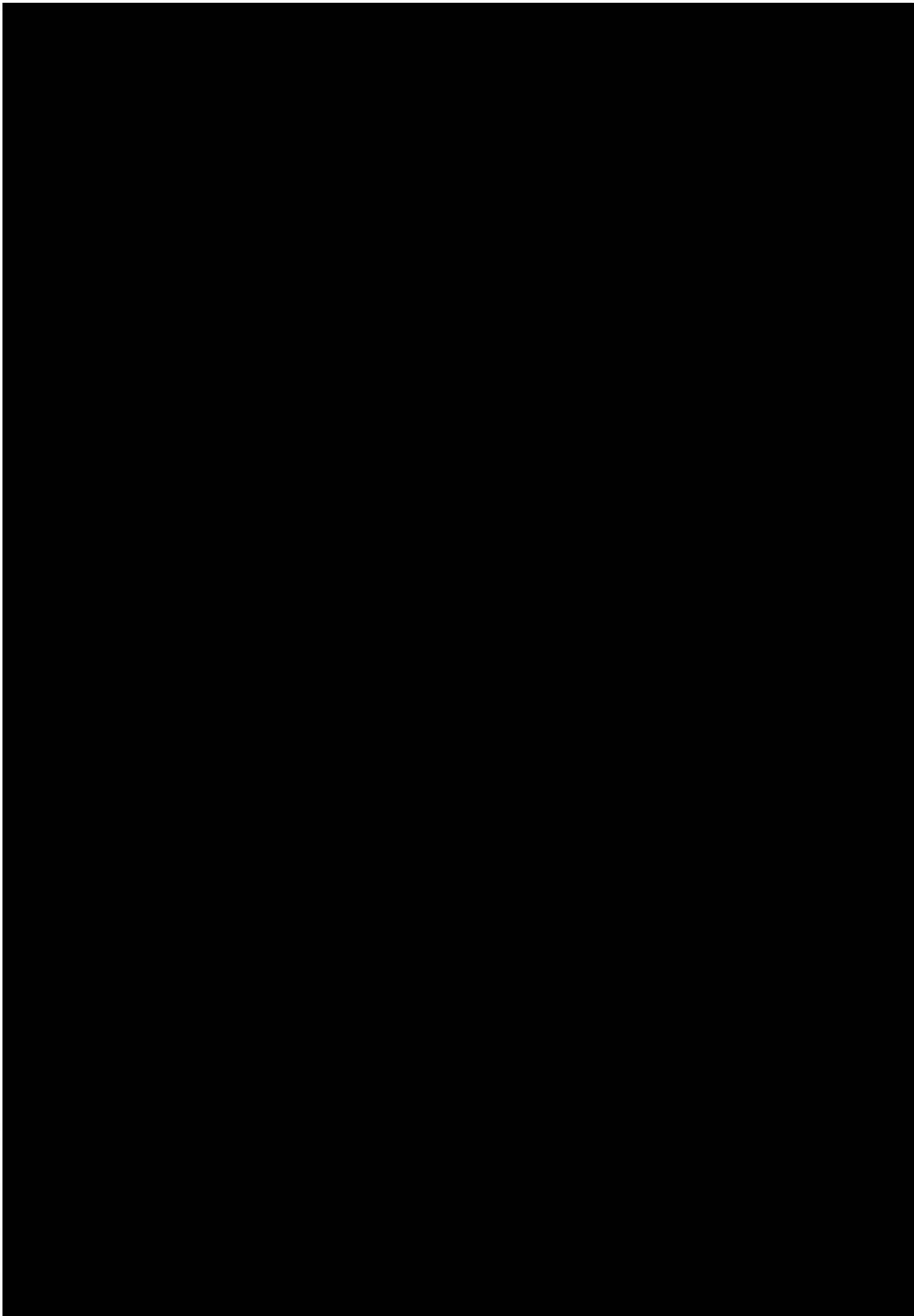
Für die Vertragsunterzeichnung wird Seite 1 vom Anhang 3.1 Blatt "Bilanzkreis-FP" dem Netzreservevertrag beigelegt. Amprion übermittelt ENTEGA die .xls-Datei via E-Mail.

Anhang 4 Ansprechpartner Entega



Anhang 5 Ansprechpartner Amprion







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: „Freigabe Probestart“ an den Mailverteiler gemäß **Prozessschritt a**. Bei Warmstart wird der gesamte im folgenden aufgeführten 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_VVW.xls

YYYYMMDD:	Fahrplandatum, wie bsplw. „20180701“
EIC-CODE:	Probetriebstart-Bilanzkreis, i.d.R. beginnend mit „11X.....“
VVW:	Versions-Nr. des Einsatzfahrplans, beginnend mit Version „001“

- *Bilanzkreis-Fahrplan*: marktübliche Fahrplananmeldung im ESS 2.3- bzw. CIM-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 (siehe Anhang 5, Ziffer 1.4) zulässig.

Prozess

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

Das Reservekraftwerk meldet (innerhalb der Betriebszeiten des Amprion Front-Office Energiemarkt von 08.00 Uhr bis 16:00 Uhr täglich) den Einsatzfahrplan sowie den Bilanzkreis-Fahrplan bei Amprion an. 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.

Amprion wird nach erfolgter Einsatzfahrplanübermittlung und unter Berücksichtigung von Anhang 7 Abs. a Satz 2 mittels des harmonisierten Aktivierungsprozesses (HAP, vgl. <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsf%C3%BChrung/Redispatch/Harmonisierter-Aktivierungsprozess>) eine ActivationOrder (ACO) an ENTEGA senden. ENTEGA beantwortet diese ACO mit einer entsprechenden ActivationResponse (ACR)-Datei.

- *Kontakt bei Reservekraftwerk:*

- *Kontakt bei Amprion:*

b. Drei Werktag vor Probestarts; Übermittlung von Einspeiseprofil-Änderungen durch Reservekraftwerk

Liegen Änderungen zum in Prozessschritt a) angemeldeten Fahrplanprofil des Reservekraftwerks vor, so sendet das Reservekraftwerk spätestens am dritten Werktag vor Probestarts (innerhalb der Betriebszeiten des Amprion Front-Office Energiemarkt von 08.00 Uhr bis 16:00 Uhr täglich) an Amprion einen neuen Bilanzkreis-Fahrplan und Einsatzfahrplan. Der neue Einsatzfahrplan ist dabei über den HAP mittels ActivationReductionNotification (ARN) an Amprion zu übermitteln. Zusätzlich informiert das Reservekraftwerk das Amprion Front-Office Energiemarkt bis zu diesem Zeitpunkt telefonisch über diese Fahrpläne.

- *Kontakt bei Reservekraftwerk:*

[REDACTED]

- *Kontakt bei Amprion:*

[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 zwischen 08:00 Uhr und 10:00 Uhr am Vortag vor Probestarts telefonisch und über den HAP per ARN über Änderungen zum Probestart (Bilanzkreis-Fahrplan sowie Einsatzfahrplan), informiert werden.

- *Kontakt bei Reservekraftwerk:*

[REDACTED]

- *Kontakt bei Amprion:*

[REDACTED]



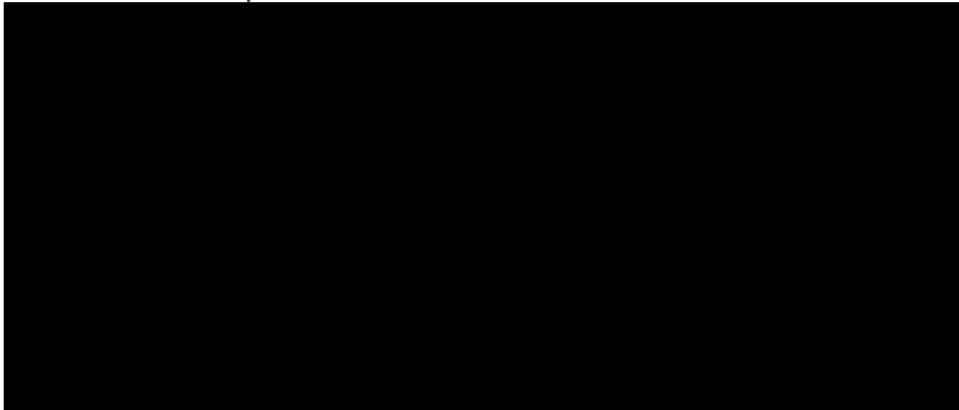
d. Intraday; notwendige Anpassungen

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 elektronisch per ARN über den HAP anmeldet.

- *Kontakt bei Reservekraftwerk:*



- *Kontakt bei Amprion:*



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

Intern	Datum	22.06.2024	22.06.2024
	aus Regelzone	10YDE-RWENET---I	10YDE-RWENET---I
	an Regelzone	10YDE-RWENET---I	10YDE-RWENET---I
	von Bilanzkreis	11XGTKW-----9	11XGTKW-----9
	nach Bilanzkreis	11XREDISPATCH--T	11XREDISPATCH--T
	Absender/Bilanzkreisverantwortlicher	11XGTKW-----9	11XGTKW-----9
	Version	1	1
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

Für die Vertragsunterzeichnung wird Seite 1 vom Anhang 7.1 dem Netzreservevertrag beigelegt. Amprion übermittelt ENTEGA die .xls-Datei via E-Mail.



Beschlusskammer 8

Hinweis zur Rückerstattung des Restwerts investiver Vorteile (§ 13c Abs. 2 Satz 2 und Satz 3, Abs. 4 Satz 2 und Satz 3 EnWG)

Die Bildung der Netzreserve und der Einsatz von Energieerzeugungsanlagen erfolgt gemäß § 13d Abs. 3 Satz 1 EnWG auf Grundlage von Verträgen, die in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur nach Maßgabe der Bestimmungen der Netzreserveverordnung (NetzResV) zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) abzuschließen sind (siehe auch §§ 1 Abs. 2, 5 Abs. 1 NetzResV). In diesen Verträgen ist gemäß § 6 Abs. 2 Satz 1 NetzResV insbesondere der Umfang der Kostenerstattung für die Nutzung der Anlage in der Netzreserve festzulegen.

Bestandteil der Vergütungsregelungen sind auch etwaige durch den Anlagenbetreiber am Ende der Vorhaltung in der Netzreserve gegenüber dem ÜNB zu erstattende investive Vorteile. Ein Anlagenbetreiber soll kostenseitig nicht besser und nicht schlechter stehen, als er im Fall einer endgültigen Stilllegung oder im Fall einer Marktrückkehr nach vorläufiger Stilllegung ohne zeitweiligen Betrieb seiner Anlage in der Netzreserve gestanden hätte. Ziel des Gesetzgebers ist es, Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden.

Die nachfolgenden Hinweise dienen dazu, die praktische Anwendung und Auslegung der Regelungen zur Rückerstattung des Restwerts investiver Vorteile auszugestalten. Die Abstimmung der Netzreserveverträge wird dadurch vereinfacht. Aus Sicht der Beschlusskammer sollen die Hinweise bzw. die Inhalte des Hinweisepapiers in die Netzreserveverträge überführt werden.

I. Allgemeines

Eine gesetzliche Definition des zu berücksichtigenden investiven Vorteils gibt es nicht. Ein investiver Vorteil kann jeder Vermögenswert sein, den der Anlagenbetreiber durch Erhal-

tungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen in der Netzreserve erhalten hat, der unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten einem wiederverwertbaren Anlagenteil zugeordnet werden kann, zu einer Verbesserung geführt hat und der damit zu einer potenziellen Erhöhung des Wiederverkaufswerts eines wiederverwertbaren Anlagenteils führen kann.

Eine Prüfung über die Rückerstattung des Restwerts investiver Vorteile setzt voraus, dass eine vorläufig stillgelegte Anlage wieder zurück an den Markt kehrt (§ 13c Abs. 2 Satz 3 EnWG) oder endgültig stillgelegt wird (§ 13c Abs. 4 Satz 3 EnWG).

Der Gesetzgeber hat die Rückerstattung des Restwerts des investiven Vorteils eingeführt, um zum einen bei einer Marktrückkehr einer Anlage sicherzustellen, „dass der Anlagenbetreiber bei einer Rückkehr an die Strommärkte keine Vorteile erhält, die weit überwiegend investiver Natur sind und ihn gegenüber anderen Marktteilnehmern privilegieren würde.“ (BT-Drucks. 18/7317 S.92).

Zum anderen sieht er diese Rückerstattungspflicht bei einer endgültigen Stilllegung einer Anlage, wobei sich diese auf die wiederverwertbaren Anlagenteile bezieht. „Wiederverwertbar sind alle technischen Anlagenteile, die nach der endgültigen Stilllegung der Anlage ausgebaut und in einer anderen Energieerzeugungsanlage verwendet werden können.“ (BT-Drucks. 18/7317 S.93)

Während der Vorhaltung in der Netzreserve kann somit ein investiver Vorteil beim Anlagenbetreiber z.B. durch die Inanspruchnahme von einmaligen Kosten für die Herstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage entstehen. Damit zusammenhängend geht die Verbesserung des Nutzungszustands und somit eine Erhöhung des Vermögenswertes einher.

II. Welcher Zeitpunkt ist für die Erstattung des Restwerts investiver Vorteile maßgeblich?

Wird die Anlage nach dem Ende des Stilllegungsverbots endgültig stillgelegt (oder kehrt bei einer vorläufigen Stilllegung in den Markt zurück), so ist der Restwert investiver Vorteile, die der Anlagenbetreiber im Rahmen der Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen erhalten hat, an den ÜNB zu erstatten.

Gemäß § 13c Abs. 4 Satz 3 EnWG ist im Fall der **endgültigen Stilllegung** für die Bestimmung des verbliebenen investiven Vorteils der Restwert zu dem Zeitpunkt maßgeblich, ab dem die Anlage nicht mehr in der Netzreserve vorgehalten wird.

Nach § 13c Abs. 2 Satz 3 EnWG gilt im Fall der **vorläufigen Stilllegung** für die Bestimmung der verbliebenen investiven Vorteile der Restwert zu dem Zeitpunkt, ab dem die Anlage wieder eigenständig an den Strommärkten eingesetzt wird. Dabei kommt es nicht auf den Zeitpunkt der erstmaligen marktgetriebenen Einspeisung von Wirk- oder Blindleistung an. Ein Einsatz liegt vielmehr vor, soweit eine Systemrelevanz-Periode ausläuft, ohne dass der Anlagenbetreiber für den daran anknüpfenden Zeitraum erneut die Stilllegung der Anlage angezeigt hat und mithin wieder an den Märkten agieren kann.

III. Wie wird ein etwaiger zu erstattender Restwert der investiven Vorteile ermittelt?

Nachfolgend wird das Vorgehen zur Bestimmung des zu erstattenden investiven Vorteils genauer beschrieben.

- **1. Schritt: Prüfung, ob eine Investition vorliegt**

Bei *vorläufigen und endgültigen Stilllegungen* ist zunächst festzustellen, ob die Maßnahme überhaupt eine Investition darstellt.

- **2. Schritt: Prüfung der Weiterverwertbarkeit bei endgültigen Stilllegungen**

Bei *endgültigen Stilllegungen* muss neben der Bewertung, ob die Maßnahme eine Investition darstellt, geprüft werden, ob eine Wieder-/ Weiterverwertbarkeit vorhanden ist. Dies ist anhand folgender Stufen vorzunehmen:

- **1. Stufe: Veräußerung am Markt oder im Konzernverbund**

Der Anlagenbetreiber versucht eigenständig oder mittels eines unabhängigen Vermarkters, die entsprechenden Anlagenteile, bei denen eine Investition vorgenommen wurde, am Markt zu veräußern. Die Vermarktung ist durch Beibringung tauglicher Unterlagen (Kaufvertragsurkunde, Bestellschein, Rechnung etc.) nachzuweisen. Kann die Vermarktung nicht erfolgen, ist der Versuch nachzuweisen. Alternativ zur Vermarktung kann eine direkte Veräußerung zum AfA-Restwert im Konzernverbund erfolgen.

- **2. Stufe:** *Sofern eine Veräußerung am Markt oder im Konzernverbund nicht möglich ist, kann eine Veräußerung im Konzernverbund unter dem AfA-Restwert erfolgen*

Der Anlagenbetreiber hat bei nachgewiesener, nicht erfolgreicher Veräußerung im Rahmen der Stufe 1 die Möglichkeit der konzerninternen Vermarktung unter dem AfA-Restwert. Der Veräußerungspreis muss jedoch höher sein als der Schrottwert.

- **3. Stufe:** *Sofern eine Veräußerung im Konzern unter dem AfA-Restwert nicht möglich ist, hat eine Erstattung des Schrottwerts zu erfolgen*

Zur Ermittlung der Erlöse, die im Zusammenhang mit der Materialverwertung erzielt werden können, kann ein unabhängiger Vermarkter eingesetzt werden. Die Vermarktung im Rahmen der Verwertung ist durch Beibringung tauglicher Unterlagen nachzuweisen. Sofern keine Verwertung vom Anlagenbetreiber gewünscht ist, erfolgt trotzdem eine Erstattung des ermittelten Schrottwerts, der zu belegen ist. In diesem Fall dürfen die Anlagenteile nicht weiterverwendet werden.

- **3. Schritt: Berechnung der Höhe des zu erstattenden investiven Vorteils**

Hierzu sind die untenstehenden Kategorien zu berücksichtigen:

Kategorie 1: Investitionen < 10.000 Euro werden aus Vereinfachungsgründen nicht als investiver Vorteil aufgeführt und berechnet. Der vorgenannte Schwellenwert darf nicht künstlich durch Stückelungen herbeigeführt werden.

Kategorie 2: Investitionen bei Gütern und Software (z.B. Leittechnik) > 10.000 Euro werden grundsätzlich als investiver Vorteil gesehen. Die Werte investiver Vorteile sind unverzüglich nach Beendigung der Bindung in der Netzreserve zu bestimmen und zu erstatten. Die Einbaukosten werden dabei dem Wert der Investition hinzuge-rechnet.

Erfolgt eine Veräußerung am Markt, entspricht die Höhe der zu erstattenden investiven Vorteile dem höchstmöglich erzielbaren Wert am Markt.

Als Grundlage soll die Restwertermittlung der zu erstattenden investiven Vorteile grundsätzlich auf Basis der Nutzungsdauern gemäß der Abschreibungstabelle für die Absetzung für Abnutzung (AfA) des Bundesministeriums der Finanzen (BMF) für

den Wirtschaftszweig Energie- und Wasserversorgung in der geltenden Fassung erfolgen.

Verwendung der Nutzungsdauern aus der AfA-Tabelle zur Ermittlung der Restwerte in der Bilanzbuchhaltung des Anlagenbetreibers

Sofern die AfA-Tabelle des BMF bei der Berechnung der Restwerte zu Grunde gelegt wurde, wird der Restwert eines investiven Vorteils wie folgt berechnet:

$$\text{Restwert eines investiven Vorteils} = \text{Rechnungswert} - \text{Rechnungswert} \times \frac{\text{Nutzungsdauer}}{\text{Nutzungsdauer gem. AfA-Tabelle}}$$

Von diesem Grundsatz kann im Ausnahmefall nach Abstimmung mit der BNetzA wie folgt abgewichen werden.

○ **Alternative 1: Abstimmung einer angemessenen Nutzungsdauer**

Es ist eine angemessene Nutzungsdauer zwischen Anlagenbetreiber und ÜNB abzustimmen. Behelfsweise wird die Nutzungsdauer durch einen unabhängigen Gutachter ermittelt.

○ **Alternative 2: Ermittlung der Restwerte auf Basis der Bilanzbuchhaltung des KWB**

Sofern der Anlagenbetreiber im Ausnahmefall andere Nutzungsdauern, als in der AfA-Tabelle des BMF aufgeführt, heranzieht, hat er dies zu begründen. Hierzu hat der Anlagenbetreiber ein Wirtschaftsprüferstat vorzulegen, aus dem hervorgeht, weshalb der Restwert eines investiven Vorteils nicht entsprechend der Nutzungsdauer gem. AfA-Tabelle berechnet wurde. Dann können diese abweichenden Nutzungsdauern und die daraus resultierenden Restwerte im Rahmen der Ermittlung des zu erstattenden investiven Vorteils zu Grunde gelegt werden.

○ **Alternative 3: Bestimmung der Nutzungsdauer anhand historischer Nutzungsdauern**

Die Nutzungsdauer einer Investition kann ebenfalls anhand der Nutzungsdauer gleicher historischer Investitionen bestimmt werden. Dann wird die sachgerechte Nutzungsdauer auf Basis der Nutzungsdauer des vormals ersetzten Gutes / der vormals ersetzten Software ermittelt.

- **Alternative 4:** Investition wurde nicht mit dem Rechnungswert buchhalterisch erfasst

In diesem Fall ist eine Begründung vorzulegen und der Nachweis muss über entsprechende Testate und Gutachten erfolgen.

Soweit ein unabhängiger Gutachter oder Sachverständiger für die Restwertermittlung hinzugezogen wird, ist dieser vom ÜNB zu bestellen. Die Kosten für die Bestellung des Sachverständigen können gegenüber der BNetzA angesetzt werden, soweit diese unter Beachtung des Wirtschaftlichkeitsprinzips angefallen sind. Falls sich der ÜNB im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse dazu entscheidet eine eigene Beurteilung vorzunehmen, ist diese in geeigneter Weise zu dokumentieren. Das Wirtschaftlichkeitsprinzip wird analog zum „4-Stufen Modell“ des Umgangs mit den Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13c Abs. 1 S.1 Nr. 1 lit. a EnWG angewendet.

Kategorie 3: Bei Dienstleistungen > 10.000 Euro wird vom ÜNB eine Einzelfall-Betrachtung vorgenommen und entschieden, ob es sich um eine Investition handelt. Dabei wird bei Bedarf über ein Gutachten bewertet, welcher Teil einer Maßnahme einen investiven Vorteil darstellt und welcher Wert sowie Lebenszyklus anzusetzen ist. Reine Wartungsarbeiten werden nicht als investiver Vorteil angesehen.