



Beschlusskammer 8

Aktenzeichen: BK8-22/2003-R

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren

wegen

Festlegung zur Anerkennung der Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Netzreserveanlage Scholven C nach §13c Abs. 5 EnWG i.V.m. § 50a 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,
vertreten durch die Geschäftsführung,

- im Folgenden: „Übertragungsnetzbetreiber“ -

beschlossen:

1. Die Vorhaltung und der Einsatz der Erzeugungsanlage Scholven C (SEE933236950972) 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 und -erlöse) 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 i.V.m. § 50a Abs. 5 EnWG und ermöglicht dem Übertragungsnetzbetreiber die auf Grund § 13c Abs. 3 EnWG mit der Vorhaltung und dem Einsatz der endgültig stillzulegenden Netzreserveanlage Scholven C (SEE933236950972) einhergehenden Netzreservekosten zu refinanzieren. Zugleich trifft die Festlegung Vorgaben zur Art und Weise der Refinanzierung.
2. Der Anlagenbetreiber der Anlage Scholven C, die Uniper Kraftwerke GmbH nahm an der dritten Ausschreibungsrunde (Gebotstermin 30.04.2021) zur Reduzierung der Kohleverstromung nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) teil. Das Gebot bezüglich der Anlage Scholven C, Nettonennleistung 345 MW, erhielt einen Zuschlag. Die Bundesnetzagentur informierte am 14.07.2021 die ÜNB über die Anlagen, die einen Zuschlag in der dritten Ausschreibungsrunde erhalten haben. Die ÜNB überprüften im Rahmen der auf die Mitteilung vom 14.07.2021 folgenden Systemanalyse für das 2022, ob die Anlage Scholven C ab Wirksamwerden des Verfeuerungs- und Vermarktungsverbots am 01.11.2022 systemrelevant ist. Die Systemanalyse der ÜNB ging bei der BNetzA am 08.03.22 ein.
3. Aufgrund der Vorgaben des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes (§§ 50a ff. EnWG a.F.) waren endgültige Stilllegungen von Anlagen, für die in den Jahren 2022 und 2023 ein Verbot der Kohleverfeuerung wirksam geworden wäre, gemäß § 50a EnWG bis zum 31.03.2024 verboten, soweit ein Weiterbetrieb technisch und rechtlich möglich war.
4. Mit Schreiben vom 14.03.2022 teilte der ÜNB unter Berufung auf das Ergebnis der Systemanalyse mit, dass die in seiner Regelzone gelegene Anlage Scholven C bis zum 31.10.2024 systemrelevant

sei und beantragte die Genehmigung dieser Systemrelevanzausweisung durch die Bundesnetzagentur. Auf den Antrag des Übertragungsnetzbetreibers hin hat die Bundesnetzagentur diese Systemrelevanzausweisung für den Zeitraum vom 01.11.2022 bis zum 31.10.2024 mit Bescheid vom 21.07.2022 genehmigt. Durch die Genehmigung der Systemrelevanzausweisung ist der Uniper Kraftwerke GmbH die Stilllegung der Anlage verboten. Mittlerweile wurde die Anlage bis zum 31.03.2031 als systemrelevant ausgewiesen.

5. Die Uniper Kraftwerke GmbH hat von der Möglichkeit Gebrauch gemacht, befristet an den Markt zurück zu kehren (vgl. Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz, §§ 50a ff. EnWG)). Die Anlage hat vom 31.10.2022 bis 31.03.2024 befristet am Strommarkt teil, § 50a Abs. 2 EnWG.
6. Die Uniper Kraftwerke GmbH ist verpflichtet, die Anlage in einem betriebsbereiten Zustand zu erhalten und in der Netzreserve allein nach den Vorgaben des Übertragungsnetzbetreibers einzusetzen. Für die Vorhaltung und den etwaigen Einsatz der Anlage in der Netzreserve hat die Uniper Kraftwerke GmbH gemäß § 13c Abs. 3 EnWG i.V.m. §§ 50a, 50c EnWG i.V.m. §§ 10, 6 NetzResV einen kompensatorischen Vergütungsanspruch gegen den Übertragungsnetzbetreiber.
7. Zur Konkretisierung der gesetzlichen Pflichten und Ansprüche aus § 13c EnWG und der NetzResV schloss der Übertragungsnetzbetreiber mit der Uniper Kraftwerke GmbH, nach entsprechender Abstimmung mit der Bundesnetzagentur, am 27.10./04.11.2025 für den Zeitraum 01.11.2022 bis 31.12.2024 einen Netzreservevertrag für die Anlage (**Anlage 2**).
8. Der Übertragungsnetzbetreiber hat sodann am 08.12.2025 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 Uniper Kraftwerke GmbH am 27.10./04.11.2025 geschlossenen Netzreservevertrages (**Anlage 2**). Der Abgabe der freiwilligen Selbstverpflichtung und dem Abschluss des Netzreservevertrages war eine umfangreiche Abstimmung hinsichtlich des erforderlichen Service-Levels und angemessenen Netzreservekosten vorangegangen.
9. Die Beschlusskammer hat dem Übertragungsnetzbetreiber, der zuständigen Landesregulierungsbehörde sowie dem Bundeskartellamt zu den Inhalten der Festlegung vorab Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.
10. Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

II.

11. 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**

12. 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**

13. 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.

14. 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.

15. 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).
16. 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

17. 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.
18. 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.

19. 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

20. 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

21. Die Ziffer 1 des Beschlusstextes beruht auf § 13c Abs. 5 EnWG i.V.m. § 50a EnWG i.V.m. §§ 10, 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.

22. Die Vorgaben zur Anpassung der Erlösobergrenze und zum Istkosten-Abgleich nach der Ziffer 2 des Beschlusstextes beruhen auf § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV und auf § 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV.

23. Die Befristung der Festlegung in der Ziffer 3 des Beschlusstextes beruht auf §§ 3, 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV.

4. Formelle Rechtmäßigkeit

24. Die Festlegung ist formell rechtmäßig.

25. Von einer Anhörung konnte im konkreten Fall abgesehen werden. Aus verfahrensökonomischen Gründen hat die Beschlusskammer für die Einzelfestlegungen der systemrelevanten Anlagen der inländischen Netzreserve eine vereinheitlichte Beschlussvorlage erstellt und am 16.02.2024 allen Übertragungsnetzbetreibern zur Stellungnahme nach § 67 Abs. 1 EnWG übersandt. Die Übertra-

gungsnetzbetreiber 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.

26. 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.
27. 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

28. Die Bundesnetzagentur erkennt die dem Übertragungsnetzbetreiber aufgrund seiner Pflicht zur Vergütung der Uniper Kraftwerke GmbH entstehenden Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Anlage Scholven C im Rahmen der Netzreserve als verfahrensregulierte Kosten an.
29. Die gesetzlichen Voraussetzungen hierfür liegen vor: Die nach § 13c Abs. 5 EnWG und nach §§ 10, 6 Abs. 2 Satz 2 NetzResV erforderliche freiwillige Selbstverpflichtung wurde seitens des Übertragungsnetzbetreibers am 08.12.2025 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 Scholven C im Rahmen der Netzreserve, im Geltungszeitraum der Festlegung, entstandenen und entstehenden Kosten als wirksam verfahrensregulierte und damit dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV.
30. Auch die weiteren gesetzlichen Anforderungen an die Anerkennung der vertraglich bewirkten Netzreservekosten für die Anlage Scholven C als verfahrensregulierte Kosten liegen vor: Die Anlage Scholven C 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 in den Jahren 2024 und 2025. Hierbei ist auch die vertraglich vereinbarte Vergütung im Rahmen der Netzreserve abgestimmt worden. Der Vertrag und die vertraglich festgelegte Vergütung für die auf Grund § 13c Abs. 3 EnWG entstehenden Netzreservekosten stehen nach Überzeugung der Beschlusskammer im Einklang mit den Vorgaben der §§ 13b bis 13d EnWG sowie der NetzResV. Hierzu

haben umfangreicher Datenaustausch und Prüfungshandlungen der Beschlusskammer gegenüber dem Anlagenbetreiber stattgefunden. Der Beschlusskammer sind keine abweichenden Einschätzungen des Übertragungsnetzbetreibers zur Angemessenheit der Vergütung bekannt. Insbesondere sieht der Vertrag alleine solche Kostenerstattungen vor, die der Uniper Kraftwerke GmbH gerade aufgrund der Vorhaltung bzw. dem Einsatz ihrer Anlage Scholven C in der Netzreserve entstanden sind oder noch entstehen (siehe insoweit insbesondere § 6 Abs. 1 Satz 2 NetzResV). Der Vertrag bildet die Besonderheiten der Vergütung für den Fall einer befristeten Marktrückkehr nach §§ 50a ff. EnWG ab. Eine befristete Teilnahme am Strommarkt wird gemäß § 50c Abs. 4 EnWG bei der Bestimmung des Zeitpunktes für die Ermittlung der Rückerstattung investiver Vorteile nach § 13c Abs. 4 Satz 3 EnWG nicht berücksichtigt. Wiederherstellungskosten, die nach dem 01.06.2022 entstanden sind, können zeitanteilig der Netzreserve und dem Zeitraum der befristeten Teilnahme am Strommarkt zugeordnet und erstattet werden. Im Übrigen findet während der befristeten Teilnahme am Strommarkt keine Kostenerstattung nach § 13c EnWG sowie nach § 9 Abs. 2 und § 10 NetzResV statt.

31. Der Netzreservevertrag vom 27.10./04.11.2025 sieht eine Vertragsdauer von mehr als 24 Monaten vor, da ein begründeter Fall nach § 5 Abs. 1 Satz 3 NetzResV gegeben ist. Die Anlage Scholven C ist gemäß der Genehmigung der Ausweisung der Systemrelevanz vom 21.07.2022 systemrelevant im Sinne von § 13b Abs. 2 Satz 2 EnWG, siehe § 5 Abs. 2 Nr. 1 NetzResV.
32. Die Uniper Kraftwerke GmbH hat sich gemäß Ziffer 11.2 des Netzreservevertrages verpflichtet, die für die Netzreserve genutzte Anlage nach Ablauf des Vertrages bis zur endgültigen Stilllegung nicht mehr an den Strommärkten einzusetzen, siehe § 5 Abs. 2 Nr. 2 NetzResV. Davon ausgenommen ist die Möglichkeit der befristeten Marktrückkehr nach § 50a EnWG i.V.m. der Stromangebotsausweisungsverordnung (StaaV).
33. Die 12-monatige Karenzzeit des § 13b Abs. 1 Satz 1 EnWG ist in diesem Fall nicht einschlägig. Nach § 26 Abs. 3 KVBG besteht keine Pflicht zur Anzeige der Stilllegung, wenn die endgültige Stilllegung einer Steinkohleanlage zu dem Zeitpunkt erfolgt, zu dem auch das Verbot der Kohleverfeuerung gemäß § 51 spätestens wirksam wird.
34. Nach § 5 Abs. 2 Nr. 4 NetzResV müssen auch alle gesetzlichen und genehmigungsrechtlichen Anforderungen an den Betrieb der Anlage für die Vertragsdauer erfüllt werden.

6. Anpassung der Erlösobergrenze und Istkosten-Abgleich

35. 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.
36. 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.
37. 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 Netzreserveordnung). 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 Datenmeldung 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).

38. 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.
39. 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

40. Gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4, HS. 2 ARegV erfolgt die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode.
41. Die dritte Regulierungsperiode endete am 31.12.2023. Die vierte Regulierungsperiode endet gemäß § 3 ARegV am 31.12.2028. Gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4, HS. 2 ARegV bleibt es der Beschlusskammer unbenommen, eine Festlegung für einen Zeitraum zu erlassen, der mehrere Regulierungsperioden umspannt. Von dieser Möglichkeit macht die Beschlusskammer vorliegend Gebrauch.

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

8. Widerrufsvorbehalt

43. 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

44. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

III.

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

Anlage 1 Freiwillige Selbstverpflichtung vom 08.12.2025

Anlage 2 Netzreservevertrag vom 27.10./04.11.2025

Rechtsbehelfsbelehrung

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.

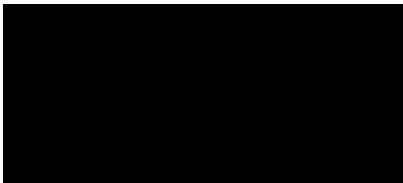
Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

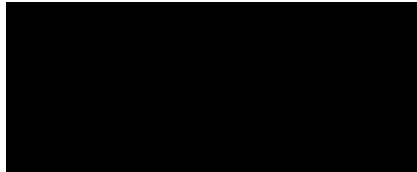
Vorsitzender

Beisitzerin

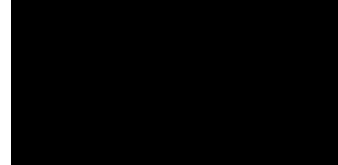
Beisitzer



Bourwieg



Dr. Heimann



Wetzel

Anhang 1

FREIWILLIGE SELBSTVERPFLICHTUNG DER AMPRION GMBH ZUR VORHALTUNG UND ZUM EINSATZ DER ANLAGE SCHOLVEN C (BNA-NR. 0331) DER UNIPER KRAFTWERKE GMBH IN DER INLÄNDISCHEN NETZRESERVE (11/2022 – 10/2024)

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 KVBG 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 (01.11.2022 bis 31.10.2024) bzgl. des Kraftwerks Scholven C der Uniper Kraftwerke GmbH, 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, 08.12.2025

ppa. Kerstin von Ameln

ppa. Dr. Carsten Lehmköster

Netzreservevertrag

**über den Einsatz und die Vergütung der
stillzulegenden Anlage**

Kraftwerk Scholven C

(SEE933236950972 / BNA-Nr. 0331),

**deren endgültige Stilllegung nach § 13b Abs. 5 Satz 1 EnWG
verboten ist**

zwischen

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7

44263 Dortmund

– nachfolgend „Amprion“ genannt –

und

Uniper Kraftwerke GmbH

Holzstraße 6

40221 Düsseldorf

– nachfolgend „Uniper“ genannt –

– nachfolgend zusammen auch „Vertragspartner“ genannt –

Cx. 17.

Inhaltsverzeichnis

Präambel	3
1. Vertragsgegenstand	6
2. Erhaltungsmaßnahmen	7
3. Betriebsbereitschaft	7
4. Einsätze der Anlage	12
5. Leistungseinschränkung / Befreiung von der Leistungspflicht	18
6. Kostenerstattung und Rechnungslegung	21
7. Bereitstellung von Informationen	26
8. Haftung	26
9. Wirtschaftsklausel	27
10. Gerichtsstand	28
11. Vertragsdauer und –beendigung	28
12. Teilunwirksamkeit, Vertragslücken, Vertragsauslegung	29
13. Vertragsausfertigung	29
14. Schriftform	29
15. Abtretung, Übertragung des Vertrages	30
16. Vertragsanhänge	30
17. Unterschriften	31

Präambel

§ 13b Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in der zum Zeitpunkt des Vertragschlusses geltenden Fassung verpflichtet den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Prüfung, ob die 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.

Die endgültige Stilllegung wird dem Betreiber einer Anlage, die endgültig stillgelegt werden soll, nach § 13b Abs. 5 Satz 1 EnWG verboten, wenn der ÜNB die Anlage als systemrelevant ausgewiesen hat, die Ausweisung durch die BNetzA genehmigt worden ist und ein Weiterbetrieb technisch und rechtlich möglich ist.

Nach § 13b Abs. 5 Satz 11 EnWG muss der Betreiber eine Anlage, deren endgültige Stilllegung verboten ist, zumindest in einem Zustand erhalten, der eine Anforderung zur weiteren Vorhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13b Abs. 4 ermöglicht, sowie auf Anforderung des ÜNB die Betriebsbereitschaft der Anlage für Anpassungen der Einspeisung weiter vorhalten oder wiederherstellen, soweit dies nicht technisch oder rechtlich ausgeschlossen ist.

Nimmt der Betreiber einer Anlage, deren endgültige Stilllegung verboten ist, den ÜNB auf Zahlung von Erhaltungsauslagen oder Betriebsbereitschaftsauslagen nach § 13c Abs. 3 Nr. 1 und 2 sowie Satz 2 EnWG in Anspruch, so ist die entsprechende Anlage bis zu ihrer endgültigen Stilllegung gemäß § 13c Abs. 4 Satz 1 EnWG i.V.m. §§ 7, 10 Netzreserveverordnung (NetzResV) ausschließlich nach Maßgabe der seitens des ÜNBs angeforderten Systemsicherheitsmaßnahmen zu betreiben.

Der Betreiber einer Anlage, deren endgültige Stilllegung verboten ist, hat gegenüber dem systemverantwortlichen Betreiber des Übertragungsnetzes für die Verpflichtung nach § 13b Abs. 5 Satz 11 EnWG Anspruch auf eine angemessene

Vergütung nach § 13c Abs. 3 EnWG. Die NetzResV in der Fassung vom 22. Dezember 2016 gestaltet die in den §§ 13b, 13c und 13d EnWG getroffenen Regelungen näher aus.

In Anlehnung an das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) hat die BNetzA im Rahmen des dritten Ausschreibungsverfahrens zur Reduzierung der Steinkohleverstromung gemäß § 21 Abs. 1 KVBG die Steinkohleanlage Scholven C des Anlagenbetreibers Uniper mit einer Leistung von 345 MW_{el} am Standort Gelsenkirchen-Scholven bezuschlagt (BNetzA-Zuschlagsnummer KVBG 21-2/011).

Das Verbot der Kohleverfeuerung nach § 51 Abs. 2 Nr. 1 lit. c) KVBG wird somit für diese Anlage am 31.10.2022 wirksam. Gemäß § 52 Abs. 1 KVBG wird das Vermarktungsverbot ebenfalls für diese Anlage am 31.10.2022 wirksam.

Nach § 26 Abs. 2 Nr. 2 KVBG hat Amprion als regelzonenverantwortlicher Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam mit den anderen deutschen Übertragungsnetzbetreibern eine gemeinsame Prüfung der Systemrelevanz durchzuführen.

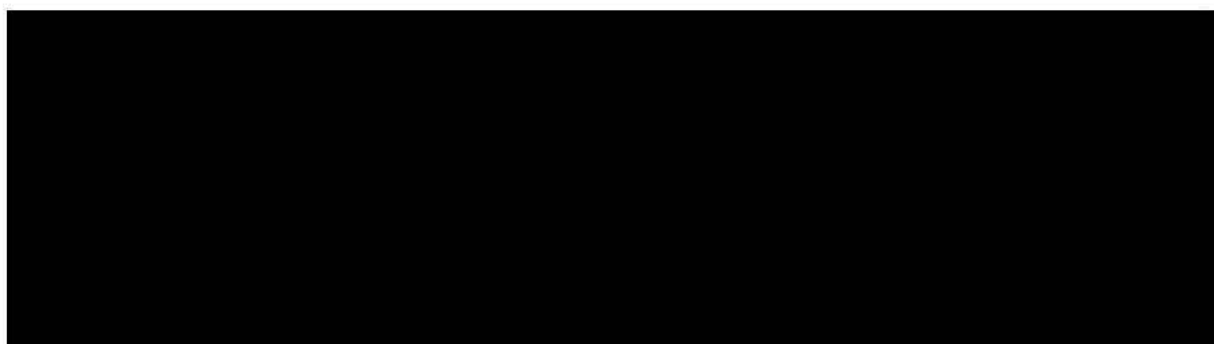
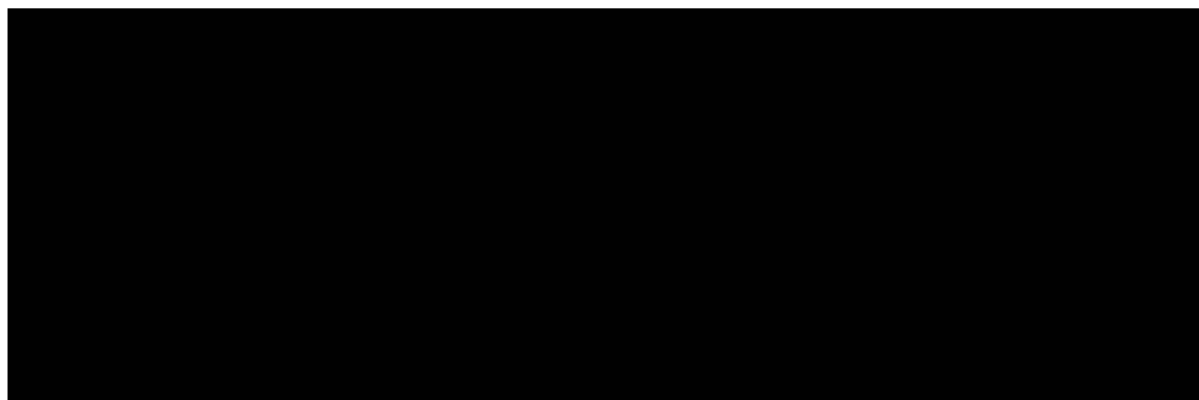
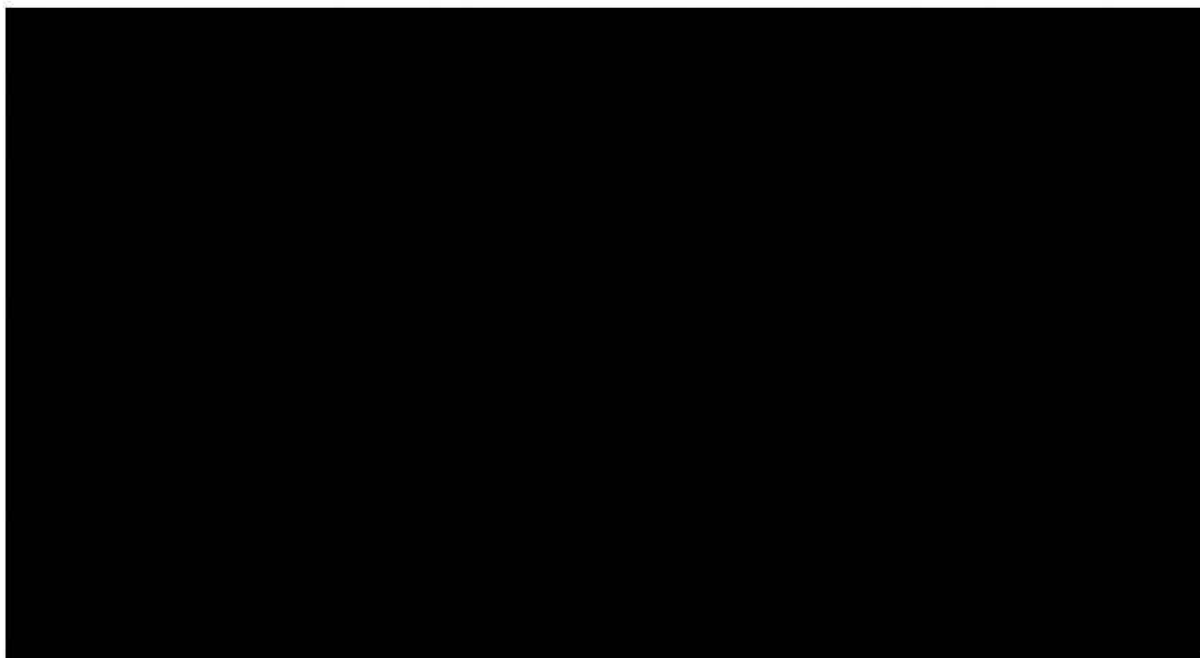
Im Rahmen der durchgeführten Prüfung ergibt sich für die Anlage Scholven C eine Systemrelevanz. Die BNetzA hat auf Antragstellung der Amprion die Ausweisung der Systemrelevanz für den Zeitraum ab dem 01.11.2022 bis zum Ablauf des 31.10.2024 mit Schreiben vom 21.07.2022 genehmigt.

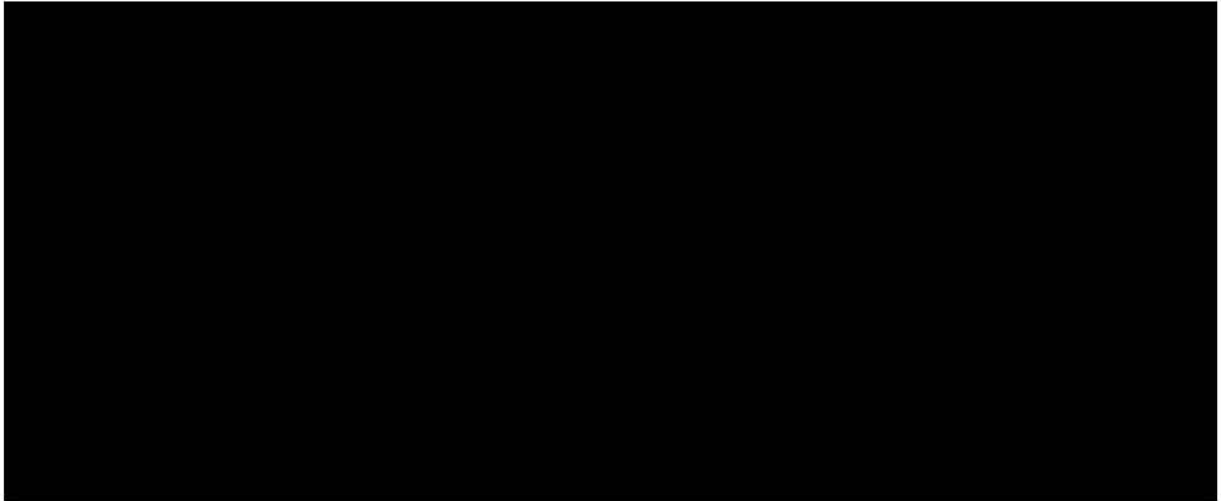
Mit der genehmigten Ausweisung der Systemrelevanz unterliegt die Anlage Scholven C einem Stilllegungsverbot und wird als systemrelevante Anlage mit Wirkung zum 01.11.2022 in die Netzreserve überführt.

Uniper ist von Amprion mit Schreiben vom 27.07.2022 aufgefordert worden, die Betriebsbereitschaft der Anlage bis zum Ablauf des 31.10.2024 aufrecht zu erhalten.

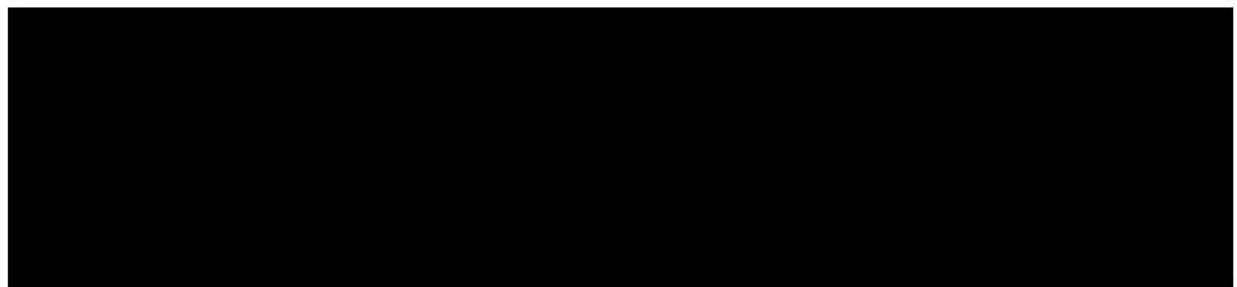
Die Anlage Scholven C wurde im Jahr 1969 in Betrieb genommen und ist somit seit mehr als 50 Jahren in Betrieb. Bereits seit Mitte der 2010er-Jahre führte die energiewirtschaftliche Lage dazu, dass Instandhaltungsmaßnahmen am Kraftwerk zurückgefahren und zunehmende vorübergehende Nichtverfügbarkeiten des

Kraftwerks am Markt von Uniper in Kauf genommen wurden. Aufgrund der nach Erhalt des Zuschlags im Rahmen des dritten Ausschreibungsverfahrens zur Reduzierung der Steinkohleverstromung gemäß § 21 Abs. 1 KVBG erwarteten Stilllegung zum 31.10.2022 wurde die Instandhaltungsstrategie zuletzt noch einmal angepasst.





In diesem Zusammenhang weist Amprion darauf hin, dass Amprion dem Regelungsgehalt in Ziffer 5.3 S. 3 und 4 sowie Ziffer 5.4 dieses Vertrages ausschließlich im Rahmen dieses Vertrages und ohne Präjudiz für Folgeverträge zustimmt.



Über den Einsatz und die Vergütung der endgültig stillgelegten Anlage Scholven C in der Netzreserve vereinbaren die Vertragspartner das Folgende:

1. Vertragsgegenstand

Gegenstand des vorliegenden Vertrags sind Regelungen zu vorbereitenden Maßnahmen, Einsatz und der Vergütung der Anlage Scholven C – nachfolgend Anlage genannt – gemäß § 13c Abs. 3, 4 EnWG i.V.m. §§ 7, 10 NetzResV. Hierbei werden:

1. die ggf. erforderlichen Erhaltungsmaßnahmen (Erhaltungsauslagen),
2. die betriebsbereite Vorhaltung der Anlage (Betriebsbereitschaftsauslagen),
3. die Erzeugungsauslagen,

4. die Opportunitätskosten und
5. der anteilige Werteverbrauch

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

2. Erhaltungsmaßnahmen

Gemäß EnWG und NetzResV besteht unter anderem die Pflicht der Uniper, im Rahmen des technisch und rechtlich Möglichen die Anlage in einem Zustand zu erhalten, der eine Anforderung zur weiteren Vorhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft ermöglicht, sowie die Betriebsbereitschaft der Anlage weiter vorzuhalten oder wiederherzustellen.

3. Betriebsbereitschaft

a) (Wieder-) Herstellung der Betriebsbereitschaft

- 3.1 Gemäß EnWG und NetzResV besteht unter anderem die Pflicht der Uniper, im Rahmen des technisch und rechtlich Möglichen die Betriebsbereitschaft der Anlage herzustellen (Anhang 1).
- 3.2 In dem Fall, dass während der Vertragslaufzeit durch anstehende Revisionen, die nicht im Leistungspreis (Leistungsvorhaltekosten) enthalten sind, nach Schadensfällen, durch sonstige Ereignisse oder aufgrund rechtlicher oder behördlicher Auflagen, die (sofern nicht umgesetzt) den Weiterbetrieb der Anlage gefährden oder ausschließen, die Betriebsbereitschaft der Anlage wegfällt, wird Uniper Amprion über Art und Umfang, die Kosten, die Dringlichkeit und die voraussichtliche Zeitdauer der erforderlichen Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft unverzüglich nach Kenntniserlangung in Textform (Schreiben oder E-Mail) informieren. Das in Anhang 9 hinterlegte Formblatt ist hierfür anzuwenden.
- 3.3 Erforderliche Einzelmaßnahmen, die der (Wieder-)Herstellung der Betriebsbereitschaft dienen, werden schnellstmöglich von Uniper ausgeführt.

- 3.4 Einzelmaßnahmen gemäß Ziffer 3.3 sind bis zu einem Gesamtbetrag in Höhe von [REDACTED] mit den Leistungsvorhaltekosten abgegolten. Darüber hinaus anfallende Kosten werden gegen Nachweis von Amprion erstattet.
- 3.5 Bei darüber hinaus erforderlichen Maßnahmen zur (Wieder)-Herstellung der Betriebsbereitschaft, die im Einzelfall einen Betrag von [REDACTED] überschreiten, verfahren die Vertragspartner entsprechend dem Hinweis der Beschlusskammer 8 "Hinweispapier Herstellungskosten Netzreserve" (Anhang 8a). Ergänzend zu diesen Hinweisen kann Uniper auch die Freigabe der Maßnahmen der Stufe 2 vor deren Durchführung von Amprion einholen. Freigaben erfolgen in Textform und können unter einer aufschiebenden Bedingung, nicht jedoch unter Rücknahmevorbehalt erteilt werden. Bei sinnvoll teilbaren Maßnahmen ist eine Teilfreigabe möglich.
- 3.6 Wenn eine Freigabe durch Amprion erforderlich ist, wird Uniper erst nach Eingang der Freigabe und Zusage der Kostenübernahme durch Amprion die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nach Maßgabe der Anforderung von Amprion vornehmen. Vorstehendes gilt auch für evtl. erforderliche – nicht absehbare oder durch Schäden bedingte – Nachrüstungen oder Erneuerungen.
- 3.7 Amprion behält sich vor, die erforderlichen Maßnahmen vor Durchführung durch einen Gutachter prüfen zu lassen. Die Gutachterkosten werden durch Amprion getragen. Uniper verpflichtet sich, Amprion und einem ggf. von ihr bestimmten Gutachter alle zur Überprüfung und Nachweisführung der Erforderlichkeit einer Maßnahme notwendigen Hilfestellungen zu geben, etwa den Zugang zu Kraftwerksanlagen und Unterlagen zu gewähren.
- 3.8 Die Vertragspartner stellen klar, dass Uniper im Falle einer erforderlichen Freigabe durch Amprion von der Verpflichtung zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage so lange befreit ist, bis Amprion Uniper die Freigabe zur Vornahme der für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft erforderlichen Maßnahme erteilt und die Kostenübernahme erklärt hat. Gleiches gilt hinsichtlich der Pflicht der Uniper zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage bis zu dem Zeitpunkt, zu dem diese Maßnahme zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft abgeschlossen ist.

3.9 Bei Gefahr in Verzug kann Uniper erforderliche Sicherungs- und Sofortmaßnahmen für eine eventuelle Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft ohne vorherige Freigabe auf Kosten 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 den Anlagen, Umweltschäden oder Verstößen gegen Genehmigungen, Gesetze und sonstige allgemeingültige Vorschriften (einschließlich Umwelt- oder Arbeitsschutzrecht) droht und Uniper 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 3.5 bei Amprion.

b) Vorhaltung der Betriebsbereitschaft

3.10 Uniper verpflichtet sich zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage ganzjährig (24/7) gemäß den zwischen den Vertragspartnern abgestimmten technischen Randbedingungen gemäß Anhang 2. Hierzu gehört auch die Bereithaltung und Qualifikation des für den Kraftwerksbetrieb erforderlichen Personals. Außer bei bestehenden Leistungseinschränkungen gemäß Ziffer 5 kann die Anlage unter Beachtung der in Anhang 2 genannten technischen Randbedingungen durch Amprion zu einer Einspeisung gemäß den Regelungen in Anhang 4 angefordert werden.

3.11 Uniper ist berechtigt, das für die Betriebsführung notwendige Personal ggf. auch durch den Abschluss eines Betriebsführungsvertrages mit einem dritten Unternehmen zu beschaffen.

3.12 Uniper wird die zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage anfallenden üblichen Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen sowie Ersatz-, Erneuerungs-, und Umbaumaßnahmen einschließlich Maßnahmen aufgrund behördli-

cher Anordnung im Rahmen des üblichen Kraftwerksbetriebes nach pflichtgemäßem Ermessen planen und durchführen. Uniper wird sich an den vom Hersteller empfohlenen Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen orientieren.

- 3.13 Revisionen werden von Uniper jeweils für das jeweilige Sommerhalbjahr (01. April bis 30. September) geplant und die Zeiträume mit Amprion bis zum 31. Oktober des Vorjahres abgestimmt. Unterjährige planbare Nichtverfügbarkeiten werden mit Amprion ebenfalls mit ausreichend zeitlichem Vorlauf abgesprochen.
- 3.14 Rechtlich vorgeschriebene oder durch Behörden angeordnete Prüfungen und Auflagen sind durch Uniper zu erbringen.
- 3.15 Uniper sorgt für einen Versicherungsschutz der Anlage nach den für Kraftwerke praktizierten Grundsätzen.

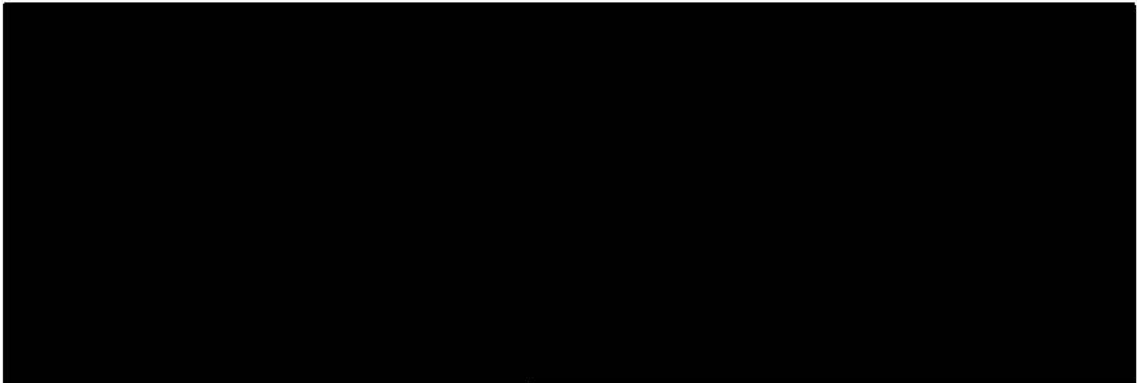


Der Versicherungsumfang für zur endgültigen Stilllegung angezeigte Kraftwerke ist dabei jedoch eingeschränkt. Ein Sachschaden/Maschinenschaden ist nicht versichert, im Schadensfall werden von der Versicherung also keine Reparatur- oder Wiederherstellungskosten erstattet.



Sollten Anpassungen beim Versicherungsschutz erforderlich werden, wird Uniper für den Abschluss eines entsprechenden Versicherungsvertrages sorgen.

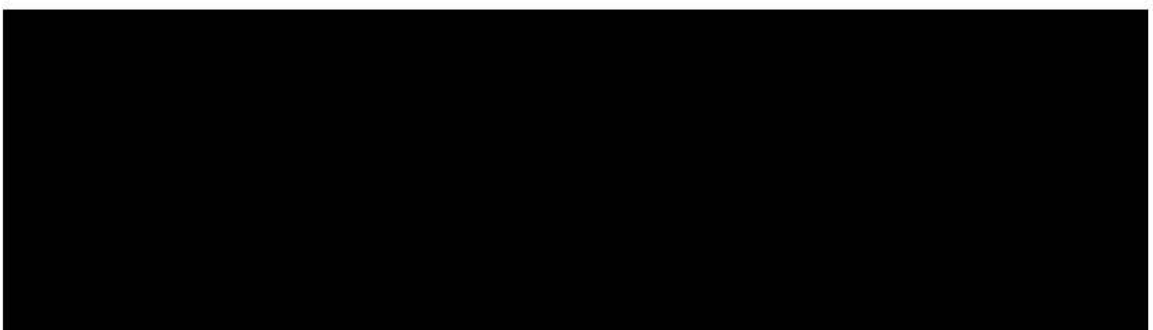
3.16



Amprion ist bekannt, dass Uniper ggf. eine eingeschränkte Versicherungsleistung erhält, falls diese Versicherungsobergrenze im Versicherungsfall bereits erreicht sein sollte. Ebenso ist Amprion bekannt, dass Uniper ggf. keine Versicherungsleistung erhält, falls der Selbstbehalt im Versicherungsfall nicht überschritten wird.

3.17 Hat Amprion während der Vertragslaufzeit die Kosten gemäß Ziffer 3.2 getragen und Uniper Zahlungen aus einer der vorstehenden Versicherungen erhalten, so hat Amprion bis zur Höhe dieser Zahlung einen Erstattungsanspruch gegen Uniper, wenn und soweit sich die Leistungen der Versicherung auf Maßnahmen gemäß Ziffer 3.2 beziehen. Erhöhen sich in der Folge die von Uniper zu zahlenden Prämien, so wird die Differenz zur bisherigen Höhe der Versicherungsprämie nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur durch Amprion getragen.

3.18



3.19 Ferner führt Uniper 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 4 Ziffer 2.1. Außerdem stellt Uniper die Kraftwerksleitung.

4. Einsätze der Anlage

- 4.1 Uniper ist verpflichtet, Anforderungen von Amprion zum Einsatz der Anlage zur Durchführung von Systemsicherheitsmaßnahmen (Einsatzanforderung) gemäß den zwischen den Vertragspartnern abgestimmten technischen Randbedingungen (siehe Anhang 2) zu erfüllen. Dies gilt nicht insoweit, als dass Leistungseinschränkungen nach Ziffer 5 bestehen. Eine Einsatzanforderung darf die in Anhang 1 aufgeführte Mindestbetriebszeit der Anlage nicht unterschreiten.
- 4.2 Uniper unterliegt ausschließlich hinsichtlich des Aspekts, ob eine Leistungserzeugung/Leistungserbringung erfolgen soll sowie hinsichtlich der Höhe der einzuspeisenden Wirk- und Blindleistung und des Einspeisungszeitraums nach Maßgabe von Anhang 4 den Einsatzanforderungen von Amprion. Zur Einsatzanforderung sendet Amprion der Uniper einen Einsatzfahrplan, der die Höhe und Dauer der zu liefernden Leistung unter Berücksichtigung der technischen Randbedingungen gemäß Anhang 2 regelt. Der detaillierte Anforderungsprozess wird in Anhang 4 geregelt.
- 4.3 Uniper ist berechtigt, von Einsatzanforderungen abzuweichen, sofern und soweit Uniper 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 oder
 - b) gegen Verpflichtungen oder Auflagen aus Genehmigungen oder Erlaubnissen verstoßen würde oder
 - c) Leib und Leben oder die Gesundheit von Menschen gefährden würde oder
 - d) gegen die anerkannten Regeln der Technik verstoßen würde; dabei gelten für die Anlage dieselben Regeln wie für regulär im Markt eingesetzte Kraftwerke oder
 - e) zu einem erheblichen Schaden an der Anlage führen könnte.

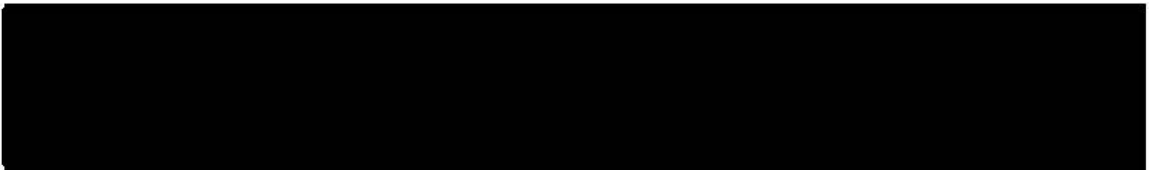
Hinsichtlich der Ausübung ihrer Berechtigung zum Abweichen von Einsatzanforderungen ist Uniper nicht in der Lage und daher nicht verpflichtet, etwaige Auswirkungen einer solchen Abweichung auf das Elektrizitätsversorgungssystem zu überprüfen. Sofern und soweit während des nach der originären Einsatzanforderung angeforderten Zeitraumes ein zur Abweichung berechtigender Umstand nach dieser Ziffer ganz oder teilweise wegfällt und Uniper hiervon Kenntnis hat, wird Uniper Amprion schnellstmöglich hierüber in Kenntnis setzen.

- 4.4 Sofern und soweit Uniper den zur Abweichung von einer Einsatzanforderung berechtigenden Umstand nach Ziffer 4.3 schuldhaft unzutreffend prognostiziert hat, bleibt es Amprion unbenommen, Uniper auf Ersatz eines durch die Abweichung von der Einsatzanforderung entstandenen Schadens in Anspruch zu nehmen. Uniper hat nur für diejenige Sorgfalt einzustehen, welche sie in eigenen Angelegenheiten anzuwenden pflegt. Für die leichte Fahrlässigkeit gilt Ziffer 8.1 entsprechend. Hat Uniper die Wartung und Instandhaltung der Anlage gemäß den Bestimmungen in Ziffer 3.12 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 Uniper wird die Anlage gemäß § 13c Abs. 4 EnWG i.V.m. § 7 NetzResV ausschließlich auf Einsatzanforderung von Amprion gemäß den in diesem Vertrag vereinbarten Regelungen einsetzen. Probestarts gemäß Ziffer 4.9 und 4.10 erfolgen nach Zustimmung durch Amprion.
- 4.6 Uniper wird die Anlage unter Beachtung der gesetzlichen Vorschriften, behördlichen Auflagen und Bedingungen und nach Maßgabe dieses Vertrages betreiben.

4.7



4.8





- 4.9 Zur Bereithaltung und Sicherung der Betriebsbereitschaft, zur Minimierung des Risikos eines Startversagens sowie zur Mitarbeiterqualifikation führt Uniper mindestens einen Probestart pro Jahr nach Freigabe durch Amprion durch. Zum Zwecke der Mitarbeiterschulung und -qualifikation werden sich die Vertragspartner bei Bedarf auf zusätzliche Probestarts verständigen.

Uniper informiert vor jedem Probestart 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 per E-Mail an [REDACTED]@amprion.net, [REDACTED]@amprion.net, [REDACTED]@amprion.net und [REDACTED]@amprion.net zu senden. 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/Redispatch/Harmonisierter-Aktivierungsprozess>) in Form einer ActivationOrder (ACO) an Uniper übermittelt. Uniper wird die ACO über den HAP mit einer entsprechenden ActivationResponse (ACR)-Datei beantworten.

- 4.10 Rechtlich und behördlich vorgeschriebene Prüfungen (z.B. Kalibrierung) und Maßnahmen zur Mitarbeiterqualifikation sollen soweit möglich im Rahmen von Einsatzanforderungen durch Amprion durchgeführt werden. In Ausnahmefällen können diese nach Zustimmung der Amprion auch bei separat durchgeführten Probestarts und -fahrten erfolgen, wobei Amprion die Zustimmung nicht grundlos verweigern darf.

4.11



4.12 Uniper überträgt Amprion die im Rahmen der Probestarts und -fahrten nach Maßgabe von Ziffer 4.9 und 4.10 erzeugte elektrische Energie in den Redispatchbilanzkreis der Amprion als Fahrplanlieferung in ganze-MW-Auflösung entsprechend Ziffer 4.17. Liegen Änderungen gegenüber dem gemäß Ziffer 4.9 abgestimmten Fahrplan vor, so wird Uniper 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 4, Anlage 1, Ziffer 2.3) und zusätzlich den aktualisierten Fahrplan über den HAP mittels ActivationReductionNotification (ARN) an Amprion übermitteln. Nachträglich kurzfristig notwendige Fahrplananpassungen können in Abstimmung mit dem Frontoffice Energiemarkt der Amprion vorgenommen werden. Hierzu wird Uniper die Anpassungen zwischen 8:00 Uhr und 10:00 Uhr am Vortag vor den Probestarts und -fahrten mündlich an das Frontoffice Energiemarkt melden und elektronisch mittels einer ActivationReductionNotification (ARN) über den HAP Amprion mitteilen.

Sich ergebende Abweichungen während der Durchführung der Probestarts wird Uniper unverzüglich der Amprion Koordination Netzführung und Systemeinsatz (Anhang 4, Anlage 1, Ziffer 1.4) telefonisch und elektronisch per ARN über den HAP mitteilen.

4.13 Probestarts können durch Amprion abgesagt bzw. abgebrochen verschoben werden, wenn dies bspw. wegen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems notwendig ist. In diesem Fall informiert Amprion Uniper telefonisch und über den HAP mittels Übersendung einer ACO, die eine Nullzeitreihe für den betroffenen Zeitraum enthält.

- 4.14 Im Übrigen gelten für die notwendigen Probestarts die gleichen Regelungen wie für Abrufe der Anlage.
- 4.15 Uniper verpflichtet sich unbeschadet der Regelung in Ziffer 3.18 den für Einsätze und zur einsatzbereiten Vorhaltung (Stillstandsphase) der Anlage erforderlichen Elektrizitätsbedarf (Stromeigenbedarf) zu decken.
- 4.16 Uniper führt das für den Betrieb der Anlage notwendige Bilanzkreis- und Zählwertmanagement durch.
- 4.17 Uniper stellt Amprion die im Rahmen des vorliegenden Vertrages erzeugte elektrische Arbeit im Bilanzkreis [REDACTED] (Redispatchbilanzkreis der Amprion) als Fahrplanlieferung aus dem Bilanzkreis [REDACTED] *REG-Netzreserve* (Netzreservebilanzkreis der [REDACTED] zur Verfügung. Die Differenzmenge zwischen Fahrplanlieferung und real erzeugter Energie inklusive An- und Abfahrrampen verbleibt im Bilanzkreis der Uniper. Etwaig entstehende Kosten bzw. Erlöse für Ausgleichenergie für diese Differenzmenge werden zunächst von Uniper getragen und im Nachgang von bzw. an Amprion zurückerstattet, näheres regelt Anhang 3.
- 4.18 Uniper wird die im Rahmen der Einsätze verbrauchten Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe im Rahmen des technisch und rechtlich Möglichen wiederbeschaffen ('Wiederbeschaffung') oder die Vorhaltung veranlassen. Näheres regelt Anhang 7.
- 4.19 Die benötigten CO₂-Zertifikate werden seitens Uniper beschafft. Uniper ist berechtigt, sich zur Erfüllung dieser Pflichten Dritter zu bedienen. Die Regelmäßigkeit der Beschaffung kann variieren, weil diese vom Einsatz der Anlage sowie der daraus resultierenden Menge der zu beschaffenden Zertifikate abhängt (es findet beispielsweise i.d.R. keine Beschaffung von Kleinmengen <5.000 t statt). Darüber hinaus sind die zu beschaffenden Mengen unterjährig nur vorläufig abschätzbar, weil die abschließend zertifizierten Emissionen von den verbrauchten Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffen sowie ggf. deren tatsächlichen Analysedaten abhängen. Die tatsächlichen Emissionen für den Gesamtstandort stehen erst nach der i.d.R. jährlichen Zertifizierung fest. Die für den Einsatz der

Anlage final erforderlichen CO2 Zertifikate werden auf Basis des Emissionsberichtes für den Gesamtstandort und der auf die Anlage (ggf. anteilig) entfallenden eingesetzten Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe festgestellt.

Die Differenz der für die Anlage final erforderlichen Zertifikate und der zuvor für die Anlage beschafften Zertifikate werden bei einer Unterdeckung von Uniper nachbeschafft, Satz 1 gilt entsprechend. Bei einer Überdeckung werden die Zertifikate von Uniper veräußert.

- 4.20 Die bei dem hier beschriebenen Beschaffungs- und ggf. Veräußerungsprozess der benötigten CO2-Zertifikate anfallenden Kosten werden Amprion von Uniper gemäß Anhang 3, Ziffer 3 in Rechnung gestellt bzw. etwaige Erlöse von Uniper an Amprion ausgekehrt. Die beim Einsatz anfallenden Entsorgungsprodukte wie Laugen, Säuren, Abfälle, Regenerierungswasser und Sonstige werden von Uniper gemäß den gesetzlichen Bestimmungen entsorgt. Hierbei gegebenenfalls anfallende Kosten werden Uniper von Amprion erstattet, etwaige Erlöse werden von Uniper an Amprion ausgekehrt.
- 4.21 Die Vertragspartner vereinbaren, dass sich Uniper 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 Uniper für die fachgerechte Entsorgung der gelagerten Stoffe. Die Vertragspartner stimmen überein, dass die Verpflichtungen gemäß dieser Ziffer auch nach Ablauf des Vertrages gemäß Ziffer 11 zu erfüllen sind und dabei als Bestandteil dieses Vertrages gelten.

Sofern die Systemrelevanz der Anlage nicht weiter fortbesteht, so sind vorhandene Brennstoffe (Steinkohle) im Rahmen von Einsatzanforderungen und / oder Probestarts bis zum Ende der Systemrelevanz zu verbrauchen. Ist dies aus technischen oder rechtlichen Gründen bis zum Ende der Systemrelevanz nicht mehr möglich, so werden sich Amprion und Uniper über eine etwaige Veräußerung des Brennstoffs zu Gunsten der Amprion verständigen, wobei Amprion bereits jetzt zusagt, etwaige damit verbundene Kosten von Uniper (bspw. Transportkosten) zu tragen.

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 oder behördliche 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 Uniper von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung gemäß Ziffer 4.1 entsprechend dem Umfang der Betriebseinschränkung befreit. Zur Klarstellung ist festgehalten, dass Uniper verpflichtet ist, solche Betriebseinschränkungen auf das ihr zumutbare und geringstmögliche Maß zu beschränken.
- 5.2 Uniper ist verpflichtet zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage. Hierzu gehört auch die die Bereithaltung und Qualifikation des für den Kraftwerksbetrieb erforderlichen Personals. Amprion ist sich bewusst, dass die Personalsituation und die erforderliche Neueinstellung bzw. Ausbildung neuer Mitarbeiter übergangsweise Auswirkung auf das Servicelevel haben können. Uniper ist berechtigt, das für die Betriebsführung notwendige Personal ggf. auch durch den Abschluss mit einem dritten Unternehmen zu beschaffen. Sofern eine Einschränkung aufgrund der Personalsituation absehbar ist, wird Uniper die Amprion frühzeitig darüber in Kenntnis setzen, um eine zukünftige Einschränkung des Servicelevels zu vermeiden, indem die Vertragspartner sich unter Einbeziehung der BNetzA über geeignete Maßnahmen abstimmen.
- 5.3 Einsätze der Anlage unterliegen dem Risiko von Startversagern, von störungsbedingten Teilverfügbarkeiten oder eines vollständigen Ausfalls und längerfristiger technischer Nichtverfügbarkeit. In diesen Fällen ist Uniper bis zur Behebung der vorgenannten Störung von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung gemäß Ziffer 4.1 befreit.





- 5.4 Uniper versorgt von dem Kraftwerksstandort Scholven aus Industrie- und Fernwärmekunden (geschützte Kunden) aus mehreren Dampferzeugern mit Besicherung. Im (n-1) Fall (Ausfall eines Dampferzeugers) kann, je nach Dampf- und witterungsbedingtem Fernwärmebedarf, eine Anfahrt der Anlage nicht mehr möglich sein. Uniper ist nicht verpflichtet, die Lieferung an Dampf- und Fernwärmekunden zugunsten der Netzreserve einzuschränken, solange der Dampferzeuger nicht ausschließlich für die Netzreserve vorgehalten wird.

Um eine Nichtverfügbarkeit der Netzreserveanlage aufgrund fehlender Dampfbereitstellung zu vermeiden, hat Uniper zumutbare Maßnahmen zu ergreifen. Zumutbar sind Maßnahmen, die der Bereithaltung zu Zwecken der Versorgungssicherheit dienen, aber nicht den vertraglichen Verpflichtungen zur Fernwärmebereithaltung widersprechen. Sollte dennoch keine oder eine für die Zwecke dieses Vertrags nur unzureichende Dampferzeugung gewährleistet werden können, ist Uniper von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung befreit.

Als zumutbare Maßnahme prüft Uniper, welche technischen emissionsrechtskonformen Maßnahmen getroffen werden können, um die Dampfbereitstellung für die systemrelevanten Anlagen insb. zum Anfahrprozess sicherzustellen. Nach Abschluss der Prüfung wird Uniper der Amprion eine Kostenabschätzung über in Betracht kommende Maßnahmen übermitteln. Amprion prüft die vorgeschlagenen Maßnahmen einschließlich der Kostenabschätzung und entscheidet über deren Freigabe zur Durchführung verbunden mit der Zusage der Kostenübernahme. Eine Ablehnung sämtlicher Maßnahmen ist ausschließlich mit einer ausführlichen schriftlichen Begründung zulässig.

- 5.5 Die Anlage ist nicht schwarzstartfähig.
- 5.6 Der Einsatz der Anlage wird durch mögliche Transitbeschränkungen in unterlagerten Netzen nicht eingeschränkt.

- 5.7 Ist ein Vertragspartner aufgrund höherer Gewalt daran gehindert, seine vertraglichen Verpflichtungen ganz oder teilweise zu erfüllen, ist er von diesen Verpflichtungen befreit, soweit und solange die Fehler und Störungen nicht behoben sind. Höhere Gewalt meint ein unbeeinflussbares nicht abwendbares Ereignis oder einen Umstand, infolgedessen ein Vertragspartner seine Verpflichtungen aus diesem Vertrag nicht erfüllen kann, z.B. Krieg, Streik, Aussperrung, Naturkatastrophen oder Blitzschlag. 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 ihm möglichen Frist zu ergreifen.
- 5.8 Bei vorhersehbaren Verfügbarkeits- oder sonstigen Einschränkungen der Anlage nach Maßgabe von Ziffern 5.1 bis 5.4 wird Uniper Amprion unmittelbar nach Bekanntwerden über deren Umfang und voraussichtliche Dauer benachrichtigen und Nichtbeanspruchbarkeiten gemäß Anhang 4, Ziffer 2.1 melden. Unmittelbar vor Eintritt der Nichtbeanspruchbarkeit wird Uniper Amprion zusätzlich telefonisch über den voraussichtlichen Zeitraum der Nichtbeanspruchbarkeit an die in Anhang 4, Anlage 1, Ziffer 1.4 aufgeführte Telefonnummer (Koordination Netzführung und Systemeinsatz) informieren. Außerdem wird Uniper, soweit einschlägig, nach Ziffer 3.2, 3.9 oder 3.12 weiter verfahren und auf Anforderung von Amprion eine entsprechende Dokumentation nachreichen.
- 5.9 Jegliche nicht vorhersehbare Verfügbarkeits- oder sonstige Einschränkungen mit einer Leistungseinschränkung größer 10 % der Nennleistung der Anlage werden inklusive des voraussichtlichen Zeitraums der Leistungseinschränkung unmittelbar nach Bekanntwerden durch die von Uniper benannte Kontaktstelle unverzüglich per Telefon an die in Anhang 4, Anlage 1 aufgeführte Telefonnummer gemeldet (Ziffer 1.4 Koordination Netzführung und Systemeinsatz). Gleiches gilt für die anschließenden Wiederverfügbarkeiten der Anlage. Zusätzlich wird Uniper die Information per E-Mail an die in Anhang 4, Anlage 1, Ziffer 1.4, 2.3, 2.5 und 3 aufgeführten E-Mail Adressen senden. Des Weiteren müssen

Nichtbeanspruchbarkeiten und die angepassten Einsatzplanungsdaten gemäß Anhang 4, Ziffer 2.1 gemeldet werden.

6. Kostenerstattung und Rechnungslegung

Erhaltungsauslagen

6.1 Amprion erstattet Uniper die nachgewiesenen Kosten zu den in Ziffer 2 genannten Erhaltungsmaßnahmen nach § 13b Abs. 5 Satz 11 EnWG gemäß § 13c Abs. 3 Satz 1 Nr. 1 EnWG i.V.m. § 10 NetzResV. Weitere Einzelheiten sind dem Anhang 3 zu entnehmen.

Betriebsbereitschaftsauslagen

a) (Wieder-) Herstellung der Betriebsbereitschaft

6.2 Amprion erstattet Uniper die nachgewiesenen Kosten zur erstmaligen Herstellung der Betriebsbereitschaft nach Ziffer 3.1 gemäß § 13c Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 EnWG, Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und Satz 2 EnWG i.V.m. § 10 NetzResV. Die Höhe der zu erstattenden Kosten sowie weitere Einzelheiten sind dem Anhang 3 zu entnehmen.

6.3 Die nachgewiesenen Kosten für die ggf. erforderliche Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nach Ziffer 3.2 werden gemäß § 13 c Abs. 3 Satz 1 Nr. 2, Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. a EnWG i.V.m. § 10 NetzResV durch Amprion erstattet. Die Kosten der Uniper werden nach Abschluss einzelner Maßnahmen und Vorliegen sämtlicher Rechnungen Amprion in Rechnung gestellt. [REDACTED]

[REDACTED] im Einvernehmen zwischen den Vertragspartnern kann von der vorgenannten Schwelle abgewichen werden.

b) Vorhaltung der Betriebsbereitschaft

6.4 Für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage nach Ziffer 3.10 zahlt Amprion an Uniper die notwendigen Kosten gemäß § 13 c Abs. 3 Satz 1 Nr. 2,

Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. b EnWG i.V.m. § 10 NetzResV. Die Höhe der Betriebsbereitschaftsauslagen sowie weitere Einzelheiten hinsichtlich der Erstattung dieser Kosten sind in Anhang 3 festgelegt.

- 6.5 Bis zur Klärung der Kosten zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft in Abstimmung mit der BNetzA können sich Uniper und Amprion nach Abstimmung mit der BNetzA auf Abschlagszahlungen einigen. In diesem Fall erfolgt nach Vorliegen der Kostenprüfung durch die BNetzA eine Nachverrechnung, in der etwaige Über-/Unterzahlungen, beispielsweise aus den Abweichungen zwischen Abschlägen und den tatsächlich anzurechnenden Kosten, ausgeglichen werden.
- 6.6 Die Verpflichtung der Amprion zur Zahlung der Leistungspreises gemäß Ziffer 6.4 des Vertrages besteht auch für solche Zeiträume, in denen die Anlage Leistungseinschränkungen gem. Ziffer 5 unterliegt.
- 6.7 Die Betriebsbereitschaftsauslagen werden Amprion jeweils bis zum 10. Werktag des Folgemonats für den vorangegangenen Monat in Rechnung gestellt oder per Gutschriftverfahren durch Amprion vergütet.
- 6.8 Da sich die hier vertragsgegenständliche Systemrelevanzausweisungsperiode auf die Dauer von 24 Monaten (01.11.2022 bis 31.10.2024) erstreckt, werden entsprechend der Ergebnisdokumentation der BNetzA (Az BK8-22/2003-R) von dem gemäß Ziffer 6 von Amprion an Uniper zu zahlenden pauschalen Leistungspreis abweichend sämtliche Tarifierpassungen beim Personalaufwand, die nach dem 01.04.2024 erfolgen bis zum Ende der Vertragslaufzeit bei der festzulegenden Höhe der Kostenerstattung im Ausweisungszeitraum stichtagsgenau berücksichtigt. Die Tarifierpassungen sind gegenüber der BNetzA darzulegen. Im Personalaufwand sind die zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses feststehenden Tarifierpassungen bereits berücksichtigt. Weitere Einzelheiten sind Anhang 3 zu entnehmen.

Erzeugungsauslagen

- 6.9 Kosten für Einsätze der Anlage gemäß Ziffer 4 werden von Amprion gemäß § 13c Abs. 3 Nr. 3 EnWG i.V.m. § 10 NetzResV und § 6 Abs. 3 Nr. 1 NetzResV erstattet. Weitere Einzelheiten dazu werden in Anhang 3 geregelt.
- 6.10 Die Ausgleichsenergiekosten, die im Bilanzkreis der Uniper durch bzw. für Einsätze der Anlage anfallen, werden Uniper von Amprion auf Istkostenbasis erstattet. Erlöse aus Ausgleichsenergie werden an Amprion weitergereicht.
- 6.11 Die anfallenden Kosten gemäß Ziffer 6.9 und 6.10 werden im Gutschriftverfahren von Amprion erstattet. Anhand des aktuellen Preisblattes (Anhang 3 – Anlage Preisblatt) zahlt Amprion an Uniper einen monatlichen Abschlag für einsatzabhängige Kosten. 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 Uniper bis zum 30. April 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 Uniper ausgeglichen. Nachweise, die der Uniper zum Abrechnungszeitpunkt noch nicht vorliegen, können nachgereicht werden. Amprion erstattet der Uniper die entsprechenden Beträge nach Prüfung.

Opportunitätskosten

- 6.12 Amprion erstattet Uniper Opportunitätskosten gemäß § 13c Abs. 3 Nr. 4 EnWG i.V.m. § 10 NetzResV unter Berücksichtigung des Hinweispapiers „Opportunitätskosten Netzreserve“ der BNetzA (Anhang 8b) in Form einer angemessenen Verzinsung, wenn und soweit eine verlängerte Kapitalbindung in Form von Grundstücken und weiterverwertbaren technischen Anlagen oder Anlagenteilen auf Grund der Verpflichtung zur Netzreserve besteht. Weitere Einzelheiten dazu werden in Anhang 3 geregelt.

Anteiliger Werteverbrauch

6.13 Amprion erstattet Uniper den anteiligen Werteverbrauch der technischen Anlage oder der Anlagenteile gemäß § 13c Abs. 3 Satz 3 EnWG i.V.m. § 10 NetzResV, wenn und soweit die Anlage in der Netzreserve tatsächlich eingesetzt wird. Die Höhe des zu erstattenden anteiligen Werteverbrauchs sowie weitere Einzelheiten sind dem Anhang 3 zu entnehmen. Amprion vergütet Uniper den anfallenden anteiligen Werteverbrauch jeweils zum 15. Werktag des Folgemonats für den vorangegangenen Monat per Gutschriftverfahren.

Allgemeine Abrechnungsmodalitäten

6.14 Rechnungen an Amprion sind unter den Anforderungen eines entsprechenden Nachweises i.S.d. Ziffer 6.16 an den zentralen Rechnungseingang der Amprion zu stellen:

Amprion GmbH
[REDACTED]
Robert-Schuman Straße 7
44263 Dortmund

Die Belege sind zu senden an

[REDACTED]@amprion.net

6.15 Rechnungen und Gutschriften an Uniper sind zu richten an

Uniper Kraftwerke GmbH
Holzstraße 6
40221 Düsseldorf

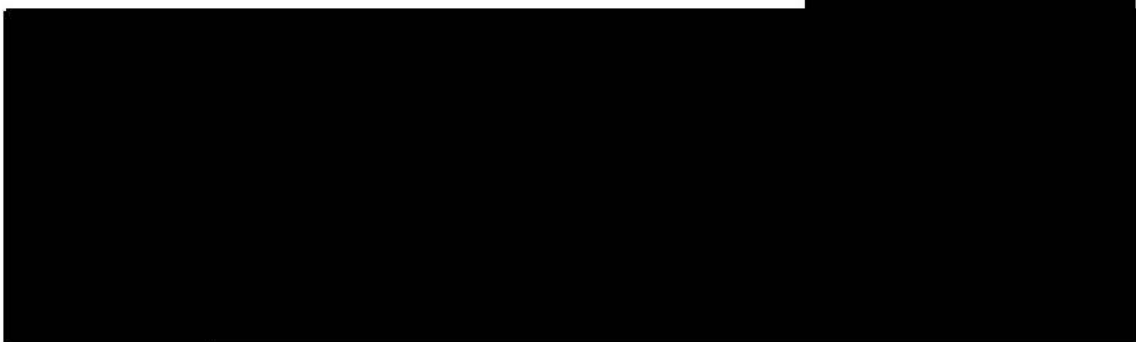
Die Belege sind zu senden an

[REDACTED]@uniper.energy

Gutschriften sind an folgende Kontoverbindung anzuweisen

Uniper Kraftwerke GmbH
[REDACTED]

- 6.16 Sofern die Regelungen der Ziffern 6.1 bis 6.11 keine gesonderten Nachweispflichten vorsehen, genügt als Nachweis die Vorlage einer durch einen Dritten an Uniper gestellten Rechnung bzw. der anderweitige Nachweis entsprechender Kosten. Für eigens von Uniper erbrachte Leistungen genügen als Nachweis interne Verrechnungsbelege. Sofern Amprion ein berechtigtes Interesse an Nachweisen in einer anderen Form oder einem anderen Umfang hat, wird Uniper Amprion auf Nachfrage solche Nachweise zur Verfügung stellen. Amprion hat das Recht, im Einzelfall einen Nachweis über ein Wirtschaftsprüfertestament einzufordern. Anfallende Kosten für Wirtschaftsprüfertestamente werden dann durch Amprion getragen.
- 6.17 Rechnungen sind binnen 14 Tagen nach Rechnungseingang fällig. Gutschriften sind zum 15. eines Monats fällig.
- 6.18 Für die Rechtzeitigkeit von Zahlungen der Amprion ist der Zahlungseingang bei Uniper maßgeblich. Bei verspätetem Zahlungseingang gelten die gesetzlichen Regelungen.
- 6.19 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 im Zeitpunkt der Leistungserbringung.
- 6.20 Die Vertragspartner sind sich einig, dass Amprion in seiner Eigenschaft als Versorger i.S.d. StromStG und Erlaubnisinhaber nach § 4 StromStG die von Uniper erzeugte elektrische Energie unversteuert übernimmt.



_____ Energie- und stromsteuerlicher Verwender für beim Anlageneinsatz verbrauchte Energieerzeugnisse und Strom ist die Uniper. Uniper ist damit

der Entlastungsberechtigte gegenüber dem Hauptzollamt für beim Anlagenbetrieb eingesetzte Energieträger. Kostenerstattungen des Anlagenbetriebs für von Uniper eingesetzte Brennstoffe und der Stromeigenbedarf stellen keine strom- und energiesteuerlichen Lieferungen von Energieträgern und Strom von Uniper an Amprion dar.

7. Bereitstellung von Informationen

Die Vertragspartner benennen in den Anhängen 4, 5 und 6 Ansprechpartner, die an der Umsetzung des vorliegenden Vertrags beteiligt sind.

8. Haftung

- 8.1 Die Vertragspartner 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 Vertragspartner 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.

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 (sog. Kardinalpflichten).

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

- 8.2 Die Vertragspartner haften einander nach den gesetzlichen Bestimmungen für Schäden aus der schuldhaften Verletzung des Lebens, des Körpers oder der Gesundheit.
- 8.3 Eine Haftung der Vertragspartner 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 Vertragspartnern 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 Sofern die diesem Vertrag zugrundeliegenden gesetzlichen oder untergesetzlichen Normen, insbesondere solche des EnWG und der NetzResV, nachträglich geändert werden sollten, oder sofern nachträglich neue gesetzliche oder untergesetzliche Normen erlassen werden und hierdurch insbesondere die bestehenden Regelungen der §§ 13 ff. EnWG und der NetzResV neu geregelt und/oder verändert werden, kann jeder Vertragspartner in Abstimmung mit der BNetzA eine entsprechende Änderung dieses Vertrages und seiner Anhänge verlangen, sofern und soweit die neuen oder geänderten Regelungen für den Vertragszeitraum anwendbar sind.

10. Gerichtsstand

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

11. Vertragsdauer und –beendigung

- 11.1 Der Vertrag tritt zum 01. November 2022, 00:00 Uhr, in Kraft. Der Vertrag hat eine Laufzeit bis zum 31. Oktober 2024, 24:00 Uhr.
- 11.2 Uniper ist gemäß § 13c Abs. 4 EnWG i.V.m. § 5 Abs. 2 Nr. 2 NetzResV verpflichtet, die Anlage nach Ablauf des Vertrages bis zur endgültigen Stilllegung nicht mehr an den Strommärkten einzusetzen.
- 11.3 Sofern die Systemrelevanz der Anlage während der Vertragslaufzeit entfällt, endet der Vertrag abweichend von Ziffer 11.1 mit Entfallen der Genehmigung der Systemrelevanz.
- 11.4 Da die Anlage nach Ende der Laufzeit dieses Vertrages gemäß Ziffer 11.1 Gegenstand einer erneuten genehmigten Systemrelevanzausweisung gemäß §§ 26 Abs. 2 KVBG, 13b Abs. 5 EnWG ist, entrichtet Amprion an Uniper bis zur erfolgten Abstimmung zwischen Uniper, Amprion und BNetzA über den neuen Leistungspreis i.S.d. Ziffer 3 b) in Verbindung mit Ziffer 2.2 Anhang 3 sowie über die Bestimmung des Umfangs der Kostenerstattung im Übrigen weiterhin den bis zum Ablauf dieses Vertrages gezahlten monatlichen Leistungspreis als Abschlagszahlung; im Umfang einer einhergehenden Änderung des Leistungspreises findet nach erfolgter Abstimmung bezüglich der Abschlagszahlungen ein Ausgleich durch Spitzabrechnung statt. Die übrigen Kosten nach Ziffer 6 werden vorbehaltlich einer im neuen Vertrag geregelten Änderung weiterhin entsprechend den Regelungen der Ziffer 6 vergütet.

Wird die Anlage endgültig stillgelegt, so ist der Restwert der investiven Vorteile bei wiederverwertbaren Anlagenteilen, die Uniper im Rahmen der Erhaltungssowie Betriebsbereitschaftsauslagen erhalten hat, gemäß § 13c Abs. 4 Satz 3 EnWG zu erstatten. Maßgeblich ist der Restwert zu dem Zeitpunkt, ab dem die Anlage nicht mehr als Netzreserve vorgehalten wird.

Die Vertragspartner nehmen eine nähere Ausgestaltung zur Bestimmung und Rückerstattung der investiven Vorteile im Folgevertrag vor.

12. 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, welche die Vertragspartner mit der unwirksamen bzw. undurchführbaren Bestimmung verfolgt haben, am nächsten kommen. Die vorstehenden Bestimmungen gelten entsprechend für den Fall, dass sich der Vertrag als lückenhaft erweist.

13. Vertragsausfertigung

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

14. Schriftform

Mündliche Nebenabreden bestehen nicht. Änderungen und Ergänzungen zu diesem Vertrag bedürfen der Schriftform. Dies gilt auch für einen Verzicht auf das Schriftformerfordernis. Mit Ausnahme des Verzichts auf das Schriftformerfordernis sowie der Ausübung des Kündigungs- und Rücktrittsrechts genügt es für die Einhaltung der Schriftform im Sinne dieses Vertrages, wenn mindestens eine einfache elektronische Signatur verwendet wird.

15. Abtretung, Übertragung des Vertrages

Die Abtretung einzelner Rechte und/oder Pflichten eines Vertragspartners an einen Dritten sowie das Ausscheiden eines Vertragspartners aus dem Vertrag bei gleichzeitigem Eintritt eines Dritten in dessen sämtliche vertraglichen Rechte und Pflichten (Vertragsübertragung auf einen Dritten) bedarf der vorherigen Zustimmung des anderen Vertragspartners. Die Zustimmung ist zu erteilen, sofern der jeweilige Dritte ein verbundenes Unternehmen im Sinne der §§ 15 ff. AktG des abtretenden bzw. des ausscheidenden Vertragspartners ist.

16 Vertragsanhänge

Die folgenden Anhänge sind integraler Bestandteil dieses Vertrages und können bei Bedarf angepasst werden. Eine Anpassung des Anhangs 3 erfolgt dabei unter Einbeziehung der BNetzA.

- Anhang 1: Maßnahmen zur Herstellung der Betriebsbereitschaft
- Anhang 2: Technische Randbedingungen
- Anhang 3: Festlegung der Vergütung
Anlage 1: Preisblatt
- Anhang 4: Einsatzanforderung
Anlage 1 Kontaktstellen Amprion
Anlage 2 Kontaktstellen Uniper
Anlage 3 Anforderungsformular
- Anhang 5: Ansprechpartner Uniper
- Anhang 6: Ansprechpartner Amprion
- Anhang 7: Beschaffungskonzept Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe
- Anhang 8a Hinweis der BK 8 der BNetzA zum Umgang mit den Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft vom 07.02.2018
- Anhang 8b Hinweis der BK 8 der BNetzA zu dem Umgang mit Opportunitätskosten vom 16.07.2021 i.d.F.v. 11.08.2020 inkl. der Anlage 1 in ihrer jeweils gültigen Fassung
- Anhang 9: Formblatt Anzeige (Wieder-) Herstellung der Betriebsbereitschaft

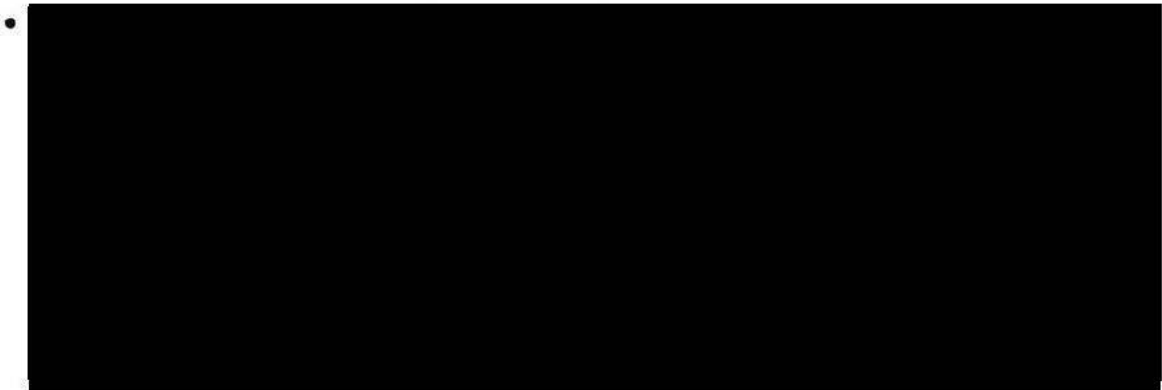
- Anhang 10: Schreiben der Bezirksregierung Münster vom 10.09.2024
- Anhang 11: Schreiben der Amprion vom 27.09.2024

17. Unterschriften



Herstellung der Betriebsbereitschaft

1. Mit Schreiben vom 27. Juli 2022 wurde Uniper durch die Amprion zur Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft aufgefordert.
2. Die Betriebsbereitschaft einer Netzreserveanlage ist für Amprion erfüllt, wenn die folgenden Voraussetzungen kumulativ gegeben sind:
 - Technischer Zustand der Anlage, der einen jederzeitigen Betrieb ermöglicht.
 - Vorliegen der erforderlichen Genehmigungen.
 - Verfügbarkeit des für die Betriebsbereitschaft notwendigen Personals.
 - Vorhandensein bzw. Beschaffung sämtlicher für den oben angegebenen Einsatz erforderlichen Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe in einem für den unmittelbaren Einsatz erforderlichen Zustand.
3. Zur Herstellung bzw. zum Erhalt der Betriebsbereitschaft des Kraftwerkes Scholven C sind folgende wesentliche Schritte notwendig:
 - Revisionsmaßnahmen
Im Rahmen dieses Vertrages sind Revisionsmaßnahmen nicht angefallen. Eine grobe Aufstellung der Revisionsmaßnahmen ab 2025 erfolgt auf Basis der Ergebnisse einer Sicherheitstechnischen Bewertung und werden Bestandteil des Folgevertrages.



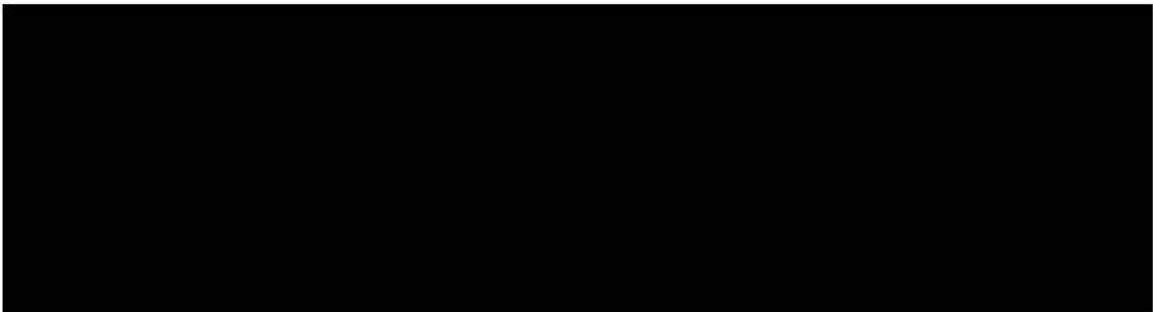
4. Zur Herstellung bzw. zum Erhalt der Betriebsbereitschaft des Kraftwerkes Scholven C werden ab 01.06.2024 die folgenden Mengen an Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffen in den Lagern am Kraftwerksstandort vorgehalten („Mindestmengen“):

Pos.	Brenn- / Hilfs- Zusatzstoff	Menge
1		
2		
3		
4		

5		
6		

Uniper teilt Amprion auf Anfrage den Bestand der oben aufgeführten Mengen jeweils zum Stichtag 31. Dezember eines Jahres zeitnah mit.

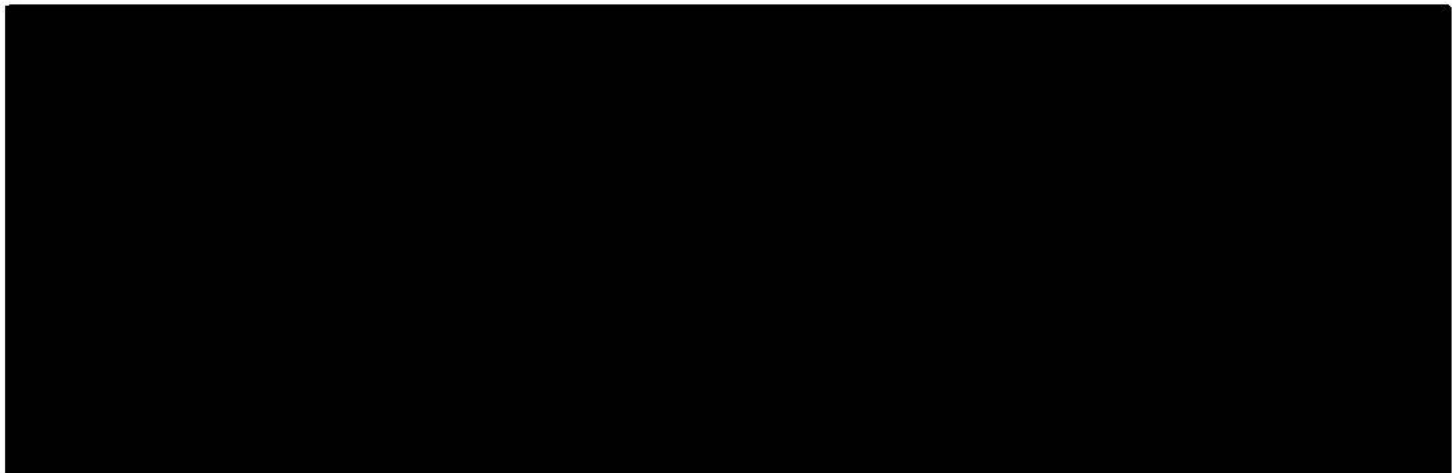
In Bezug auf Position 1 kann Amprion von Uniper ein Lagermaß durch einen unabhängigen Gutachter verlangen. Die für Uniper entstehenden Kosten sind von Amprion zu erstatten.



A) Servicelevel Kraftwerk Scholven C

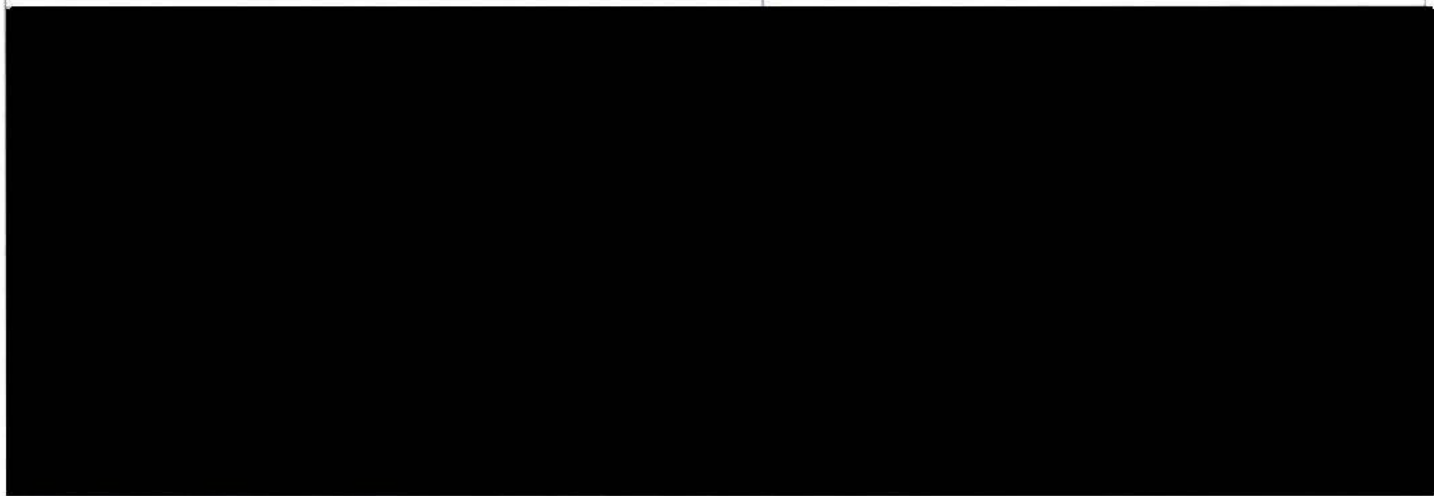
Für die Anlagen gelten folgende, bei einer Anforderung durch Amprion zu beachtende, Randbedingungen (Servicelevel):

Anlage	Mindestleistung	maximaler Lastgradient im Lastfolgebetrieb	Einsatztage	Anforderungszeit bis zur Netzsynchro-nisation*)	Mindestbetriebszeit**)	Anforderungszeit bis zur Netztrennung
Scholven C						



B) Technische Daten Kraftwerk Scholven C

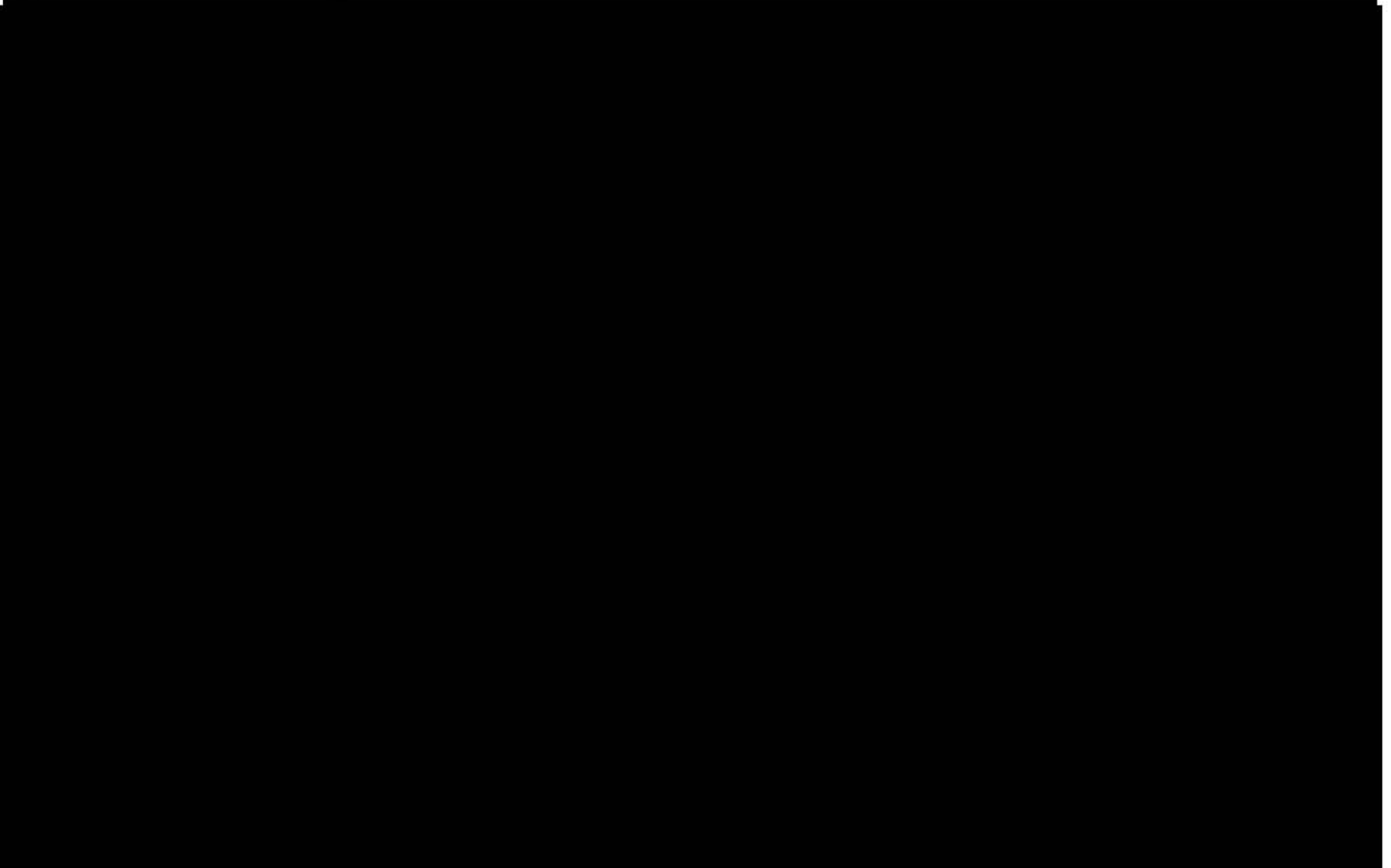
Betriebsart	Ständige Betriebsbereitschaft, Redispatch
max. Nettoleistung (Nennleistung)	345 MW



Gie 19/10

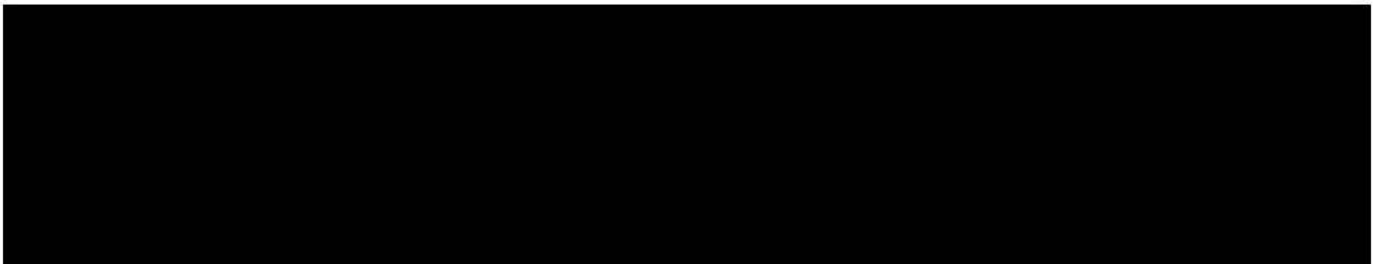
****) In Abhängigkeit technischer Anforderungen kann die dauerhafte minimale Nettoleistung variieren.

C) Betriebsbeschränkungen



D. Prüfung von Emissionsmessgeräten, Kalibrierungen und Funktionsprüfungen

1. Kalibrierungs- und Funktionsprüfungen:

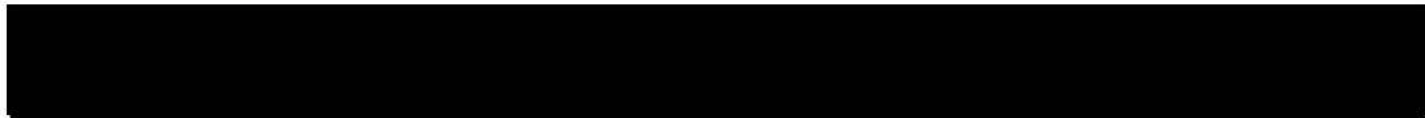


2. Emissionseinzelmessungen:

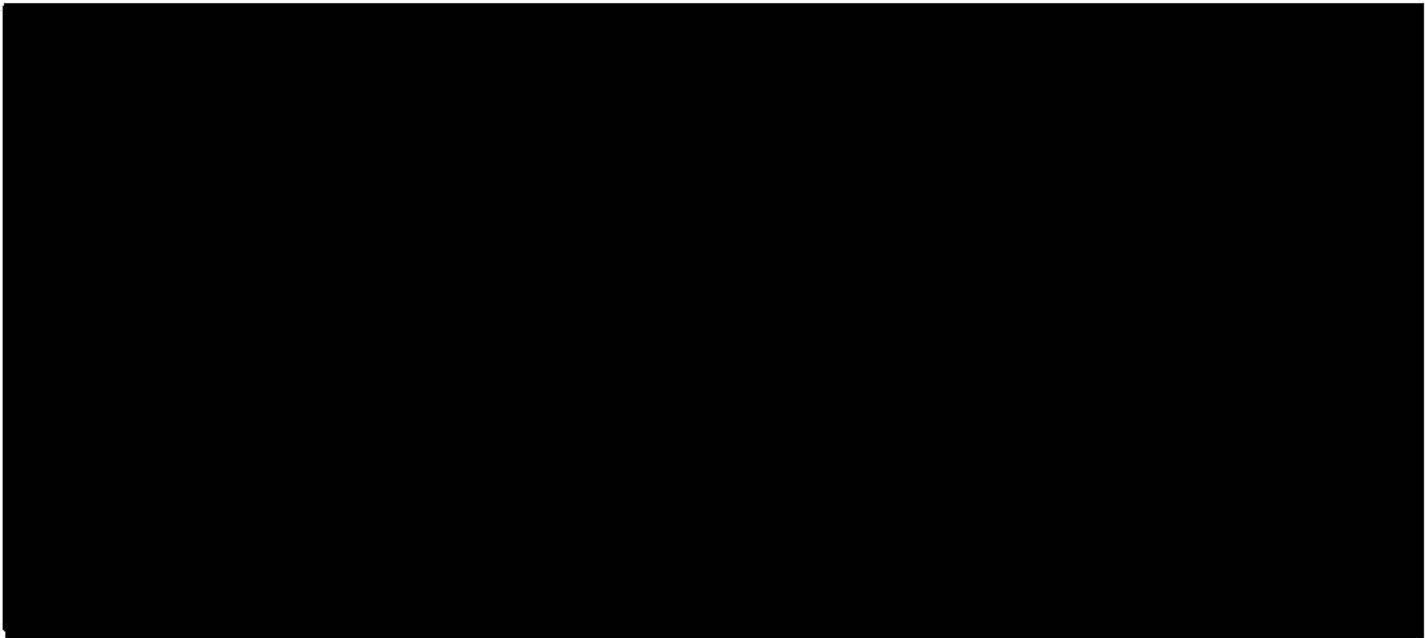




3. Jährlicher Mindestbetrieb und Kohleverbrauch für Emissionsmessungen, Kalibrierungen und Funktionsprüfungen



E) Mindest-Betriebsstundenabschätzung (ohne Einsatzanforderungen durch Amprion)



Anhang 3: Festlegung der Vergütung

Alle in diesem Anhang aufgeführten Kosten sind Nettoangaben (ohne UST).

1. Erhaltungsauslagen gemäß Ziffer 2 des Vertrages

Uniper hat einen Anspruch auf Erstattung von Erhaltungsauslagen für Erhaltungsmaßnahmen, die nach dem Zeitpunkt der Systemrelevanzausweisung vorgenommen werden. Voraussetzung für die Erstattung von Erhaltungsauslagen ist, dass die Erhaltungsauslagen tatsächlich dazu bestimmt sind, der Vorhaltung und dem Einsatz des Kraftwerks Scholven C (nachfolgend Anlage genannt) in der Netzreserve zu dienen. Die Erstattung von Kosten für Erhaltungsmaßnahmen, die unabhängig von dem Erhalt der Betriebsbereitschaft der Anlage für den Netzreservebetrieb ergriffen werden, ist ausgeschlossen.

Amprion erstattet Uniper die nachgewiesenen Kosten gemäß Ziffer 6.1 des Vertrages. Die erstattungsfähigen Kosten basieren auf Istkosten und werden Amprion von Uniper in Rechnung gestellt.

2. Betriebsbereitschaftsauslagen

2.1 Herstellungskosten gemäß Ziffer 3 a) des Vertrages

Die Anlage ist mit Inkrafttreten des Vertrages zum 1. November 2022 gemäß Ziffer 3.1 des Vertrages betriebsbereit. Für die erstmalige Herstellung der Betriebsbereitschaft gemäß Ziffer 6.2 des Vertrages fallen somit keine erstattungsfähigen Kosten an.

Kosten für Maßnahmen im Zusammenhang mit der Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft gemäß Ziffer 3.2 bis 3.9 des Vertrages, werden einzelfallbezogen und gemäß Ziffer 6.3 des Vertrages auf Istkostenbasis der Amprion in Rechnung gestellt. Uniper wird unter Beachtung der Ziffer 6.14 des Vertrages Amprion die Kosten in Rechnung stellen.

2.2 Kosten für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft gemäß Ziffer 3 b) des Vertrages

Amprion erstattet die Betriebsbereitschaftsauslagen (Leistungspreis) gemäß Ziffer 6.7 des Vertrages als Gutschrift.

Für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage gemäß Ziffer 3 b) des Vertrages werden gemäß Ziffer 6.4 folgende Kostenarten/Kosten festgelegt:

Pos.	Kostenart	Kosten	Zeitraum	Vergütungsgrundlage
1				

2	
3	

Die in Position 2 und 3 genannten Kosten für Betriebsbereitschaftsauslagen (Leistungspreis) sind durch die BNetzA [BK8-22/2003-R] für den ersten Systemrelevanzausweisungszeitraums genehmigt und freigegeben. Maßgeblich sind die anerkannten Kosten des Erhebungsbogens (EHB) der BNetzA.

Beispielhafte Kosten, die den Betriebsbereitschaftsauslagen (Leistungspreis) zugeordnet werden können, sind:

- Aufwendungen für interne Instandhaltung und extern bezogene Instandhaltungsdienstleistung soweit diese nicht in den Revisionsmaßnahmen bzw. nach Maßnahmen des 4-Stufen-Modells enthalten sind
- Ersatzteile soweit im Lager vorhanden und vollständig abgeschrieben, Lagermaterialien werden nur nach Kostenfreigabe durch Amprion wiederbeschafft
- Technisches Verbrauchsmaterial u.a. technische Gase Wasserstoff und Zündgase, Hydraulik- und Schmieröle
- Verwaltungs- und Abwicklungskosten
- Personalaufwand
- Versicherungen
- Fortbildungskosten, Reisekosten,

Die Vergütung der in Position 2 und 3 genannten Kosten durch Amprion an Uniper erfolgt unter Berücksichtigung der bereits geleisteten Abschlagszahlungen der Amprion an Uniper. Etwaige Abweichungen zwischen den geleisteten Abschlägen und den durch die BNetzA genehmigten Kosten werden entsprechend nachverrechnet bzw. ausgeglichen.


3. Erzeugungsauslagen (Steinkohle)

Die Anlage wird primär mit Steinkohle zur Stromerzeugung befeuert.

Über die von Amprion gemäß den Regelungen in Anhang 7 zur Vorhaltung angeforderten Steinkohlemengen wird Uniper ein marktübliches Angebot einholen. Nach Freigabe des Angebotes durch Amprion wird Uniper die angeforderten Kohlemengen bestellen. Nach Lieferung zum Kraftwerksstandort wird Uniper die angeforderten Kohlemengen gemäß Angebot Amprion in Rechnung stellen.

4. Sonstige Erzeugungsauslagen

Kosten- und Erlöspositionen

- a) Kosten für Schweres Heizöl (HES), welches zum Anfahren des Blockes verwendet wird
- b) Kosten für CO₂ – Zertifikate
Kosten für die Beschaffung der CO₂-Zertifikate für Schweres Heizöl und Kohle (Ziffer 4.18 des Vertrages)
- c) Kosten für Hilfs- und Zusatzstoffe
Kosten für die Beschaffung von Hilfs- und Zusatzstoffen wie z.B. Kalksteinmehl (CaO), Ammoniak (NH₃), Druckluft sowie anfallende Entsorgungskosten für Reststoffe
- d) Verwertungserlöse
Verwertungserlöse für Reststoffe und Erzeugnisse (z.B. Gips, Flugasche, Grobasche)
- e) 
- f) Kosten für Kühlwasser
Kosten für den Wasserverbrauch und Entsorgung für den Verwendungszweck Kühlwasser

5 Weitere variabel anfallende erzeugungsunabhängige Kosten

Kosten- und Erlöspositionen

- a) Kosten für CO₂ – Zertifikate
Kosten für die Beschaffung der CO₂-Zertifikate für weitere Stoffe (z.B. leichtes Heizöl, Propan) (Ziffer 4.18 des Vertrages)
- b) Kosten für Hilf- und Zusatzstoffe
Druckluft (soweit nicht bereits in anteilig im elektrischen Eigenbedarf berücksichtigt), Kalkhydrath „A“, Kalkhydrath „B“, Säuren/Laugen (soweit diese wg. Mietanlage noch anfallen)
- c) Kosten für elektrischen Eigenbedarf
Sämtliche Kosten, die aufgrund der Stromlieferung und Netznutzung für den elektrischen Eigenbedarf der Anlage und der zugehörigen Nebenanlagen (z.B. Gipsgebäude, Verwaltungsgebäude u.a.) aus dem betrieblichen oder öffentlichen Netz entstehen. Dies umfasst insbesondere auch die hiermit im Zusammenhang stehenden Umlagen und Abgaben und Steuern.
- d) Kosten für Hilfsdampf
Zur Warmhaltung der Gebäudeteile (z.B. Verwaltungsgebäude und Gebäude von Hilfsanlage) und zum Anfahren wird Hilfsdampf eingesetzt. Dieser wird mit leichtem Heizöl (HEL) im Dampfwerk Scholven (DWS) des Kraftwerksstandortes erzeugt oder kann aus dem in Betrieb befindlichen Kohleblock Scholven B als Fremddampfbezug bereitgestellt werden. Die an Block C (bzw. die Nebenanlage) gelieferte Dampfmenge wird dabei als zusätzliche Dampferzeugung mit den Dampferzeugungskosten des DWS bewertet (nachgewiesene spez. Kosten für HEL, Kesselwirkungsgrad).
- e) Logistikkosten
Sofern Amprion eine Vorhaltung von Logistikkapazitäten durch Uniper zum Kohletransport wünscht, werden etwaige entstehende Leistungsentgelte von Amprion erstattet. Gleiches gilt für Lieferentgelte, sofern sie nicht bereits über Ziffer 3 erstattet werden. Uniper wird Bahnlogistikverträge in Abstimmung mit Amprion bewirtschaften (Kündigungs/ Verlängerungsoptionen wahrnehmen, Neuverträge abschließen). Amprion gibt hierzu die aususchreibende Kohletransport-Leistung vor und erteilt Uniper eine Freigabe für einen Vertragsabschluss verbunden mit der Kostenübernahme.

Ebenso erstattet Amprion die nachgewiesenen Kosten durch Dienstleistung von Dritten zur Bewirtschaftung der angelieferten, vorgehaltenen bzw. eingesetzten Steinkohle (z.B. interne Logistikkosten), sofern diese nicht bereits gemäß Ziffer 3) erstattet wurden.

f) Kosten für Wasser

Kosten für den Wasserverbrauch (z.B. Wasserbezugskosten bei Gelsenwasser) und Entsorgung. Im Rahmen der weiteren variabel anfallenden erzeugungsunabhängigen Kosten:

- Vollentsalztes Wasser zum Betrieb des Kessels
- Sonstiges zum Betrieb notwendiges Prozesswasser sowie anteilig durch Personal benötigtes Wasser

Uniper setzt zur Wasseraufbereitung angemietete mobile Wasseraufbereitungsanlagen (Herstellung VE-Wasser und Kondensat-Aufbereitung) ein. Die vertraglichen Kosten für diese Anlagen werden, soweit diese nur der weiteren Vorhaltung für die Netzreserve dienen, von Amprion erstattet, soweit diese nicht bereits im Leistungspreis abgegolten sind. Hierzu zählen insbesondere Kosten für Chemikalien (z.B. PAC, Vitec 3000, NaOH) und, soweit erforderlich, der Austausch von Ionenaustausch-Anlagen.

Die Kosten für den Wasserbezug aus dem Wassernetz der Gelsenwasser basieren derzeit auf einer Leistungspreiskomponente und einer Arbeitspreiskomponente. Die Leistungspreiskomponente wird geschuldet für den Mittelwert der beiden höchsten „Leistungswerte“ [m³/h].

g) Bedarfsabhängige Kosten

In Abhängigkeit des Einsatzes werden Saugwageneinsätze zur Beseitigung, Abreinigung und Entsorgung von entstehenden Abfällen erforderlich. Diese Leistungen werden durch Dritte erbracht und auf Nachweis durch Amprion erstattet.

6. Abrechnung

6.1 Abschläge und Spitzabrechnung

Für die unter Ziffer 4 und Ziffer 5 genannten Kosten wird Amprion monatlich nachschüssig Abschläge leisten.

Die Kosten gemäß Ziffer 4 für den jeweiligen Einsatzmonat für Einsätze, für den Probetrieb, für Mess-, Kalibrierungs- und Ausbildungsfahrten der Anlage werden durch Amprion an Uniper über monatliche Abschlagszahlungen (auf Basis von Arbeitsmengen und Anfahrten gemäß der Fahrpläne sowie durch Uniper gemeldeten Abschlagswerten) mit kalenderjährlicher Abschlussrechnung (auf Basis von durch Uniper belegten Ist-Kosten) im Gutschriftsverfahren erstattet. Etwaige der Amprion zustehende Erlöse werden durch Uniper nach Erhalt im Rahmen der nächstmöglichen monatlichen Rechnungsstellung, spätestens im Rahmen der Abschlussrechnung (s.u.), weitergereicht.

Zur abschlägigen Abrechnung der einsatzabhängigen Kosten gemäß Ziffer 4 stellt Uniper Amprion für den Folgemonat spätestens fünf Werktage vor Beginn des Folgemonats ein Preisblatt zur Verfügung. Das Preisblatt (Anlage 'Preisblatt') wird zwischen den Vertragspartnern abgestimmt. Bis zum 5. Werktag des auf einen Abruf folgenden Kalendermonates kann Uniper Amprion ein aktualisiertes Preisblatt zur Verfügung stellen. Stellt Uniper kein Preisblatt zur Verfügung, so findet

das zuletzt zugesandte Preisblatt Anwendung. Das Preisblatt beinhaltet eine Abschätzung aller Kosten gemäß Ziffer 4 und ist zu senden an: [REDACTED] und [REDACTED]

Den Abschlag für die Kosten gemäß Ziffer 5 werden die Vertragspartner einvernehmlich festlegen und bei Bedarf anpassen.

Die Abschlagswerte für Kosten gemäß Ziffer 4 und 5 sind auf Anforderung durch Amprion von Uniper aufzuschlüsseln bzw. zu erläutern. Uniper bestätigt, dass etwaige im Rahmen Ziffer 4 und 5 zu vergütende Kosten nicht bereits Vergütungsbestandteil der Betriebsbereitschaftsauslagen gemäß Ziffer 2b) sind.

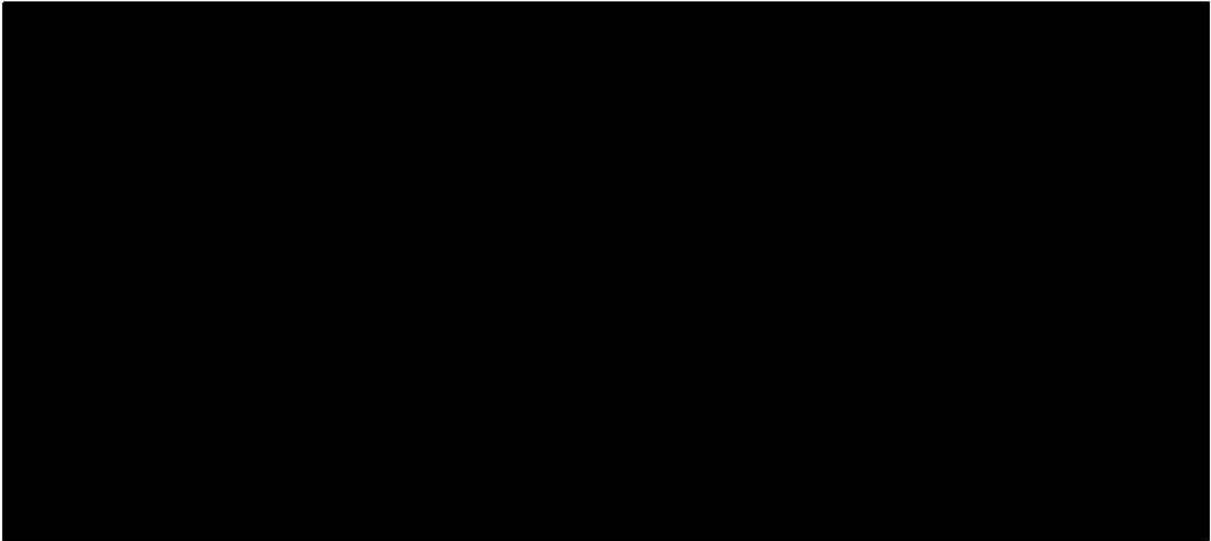
Anhand des aktuellen Preisblattes für Kosten gemäß Ziffer 4 bzw. in Höhe des einvernehmlich festgelegten Abschlags für Kosten gemäß Ziffer 5 zahlt Amprion an Uniper einen monatlichen Abschlag auf die jeweiligen Kosten als Gutschrift.

Nach Abschluss eines Kalenderjahres erfolgt eine Abschlussrechnung der Kosten und Erlöse für Einsätze durch Amprion. Hierfür erbringt Uniper bis zum 30. April des Folgejahres die notwendigen Nachweise der Kosten und Erlöse. Unter Berücksichtigung des Aufwandes der Nachweiserbringung stimmen sich die Vertragspartner in diesem Fall hinsichtlich der Form der Nachweise ab. Bei der Abschlussrechnung werden bereits erfolgte Zahlungen nach Ziffer 6.1 sowie im Netzreservebilanzkreis der Uniper angefallene Ausgleichsenergiekosten bzw. –erlöse des Kraftwerks berücksichtigt.

Mit der Abschlussrechnung werden unter Beachtung der geleisteten Abschlagszahlungen zu viel bzw. zu wenig gezahlte Beträge als Gutschrift bzw. Rechnung an Uniper ausgeglichen.

6.2 Messung

Soweit möglich und sachgerecht, werden Mengen über Messungen erfasst und Kosten hierauf aufbauend Block C zugeschlüsselt. Amprion ist bewusst, dass nicht alle Messungen den eichrechtlichen Anforderungen genügen, da diese nur als Betriebsmessungen konzipiert und nur für die Netzreserve zum Zwecke der Abrechnung herangezogen werden. Ohne vollständige Kostenübernahme ist Uniper nicht verpflichtet, das bestehende Messkonzept zu erweitern oder bestehende Messstellen nachzurüsten.



7. Opportunitätskosten

Amprion erstattet Uniper auf Grund der Verpflichtung zur Netzreserve anfallende Opportunitätskosten. Uniper wird Amprion hierzu einen geeigneten Nachweis zur Verfügung stellen, der die Kosten für die verlängerte Kapitalbindung in Form von Grundstücken und weiterverwertbaren technischen Anlagen oder Anlagenteilen belegt.

8. Anteiliger Werteverbrauch gemäß Ziffer 6.13 des Vertrages

Aufgrund des Verweises in § 13c Abs. 1 S. 3 EnWG auf § 13a Abs. 1 S. 2 EnWG gelten für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs bei den Netzreservekosten dieselben Maßgaben wie bei den Redispatchkosten. Erstattungsfähig ist diejenige Kostenhöhe, die sich nach der „Aufhebung und Neufestlegung der Feststellung zur Beschaffung und Vergütung von Redispatch-Maßnahmen nach §§ 13 Abs. 1 Nr. 2 und 13a EnWG“ (BK8-18/0007-A) vom 19.05.2021 ergibt.

Kunde: Uniper
Anschritt:
Ansprechpartner:
Telefonnummer:
E-Mail:

Empfänger:
Anschritt:
Ansprechpartner:
Telefonnummer:
E-Mail:

Amprion GmbH
Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund

Anhang 3 - Anlage "Preisblatt"



Zur Abrechnung der einsatzabhängigen Kosten stellt Uniper 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 Uniper Amprion ein aktualisiertes Preisblatt zur Verfügung stellen.
Die Datei ist in unveränderter Form als .xlsx-Datei an Amprion zu versenden.

Abschlagswerte zur Einsatzvergütung im Rahmen der Netzreserveverordnung

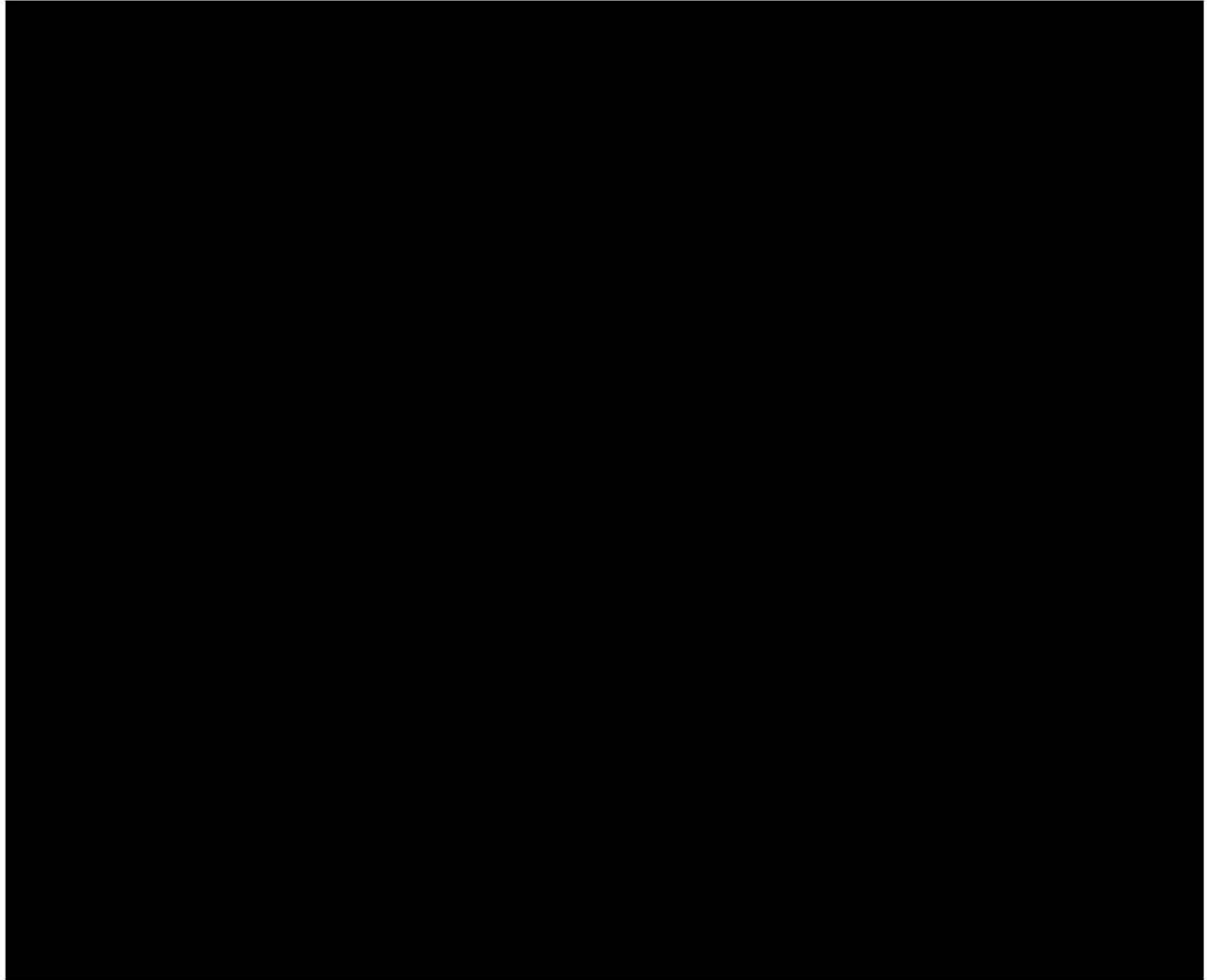
Monat: XX/YYYY

Kraftwerksbetreiber	Name der Anlage Displayname	W-Code	Zählpunktbezeichnung	Bilanzkreis zur Redispatchabwicklung	Aufwandsersatz inkl. Kohle für Anpassung der Wirkleistung [€/MWh]	Aufwandsersatz ohne Kohle für Anpassung der Wirkleistung [€/MWh]	Anfahrkosten [€/Einsatz]	Warmhaltung [€/Tag]	elektrischer Eigenbedarf [€/Monat]	Netznutzung [€/Monat]	anteiliger Werteverbrauch [€/Betriebsstunde]	Kommentar
[REDACTED]												
Muster												

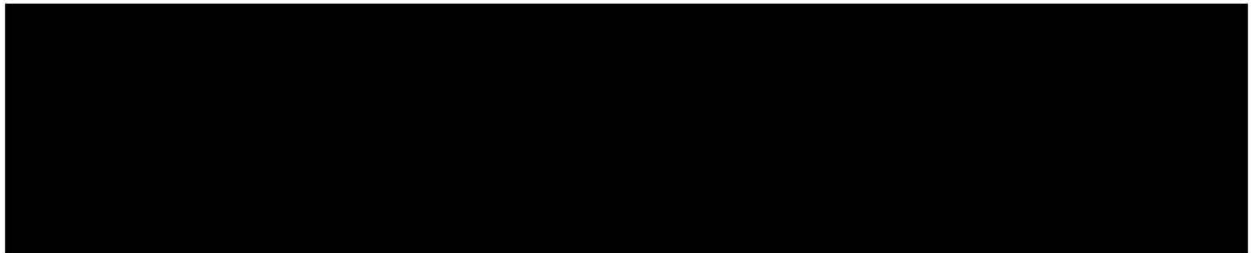
Gie

Einsatzanforderung

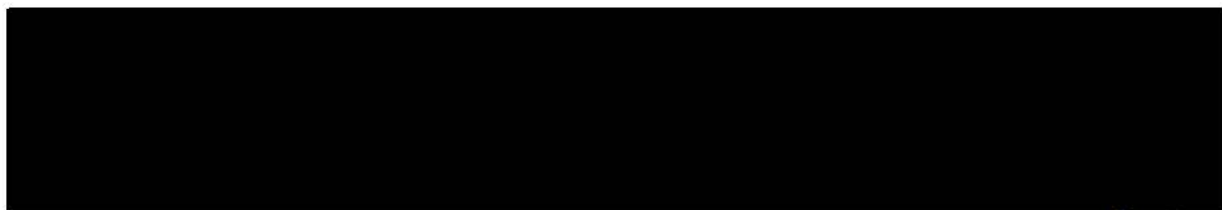
1 Allgemeine Anforderungen



2 Kommunikation sowie Mitteilungs- und Informationspflichten

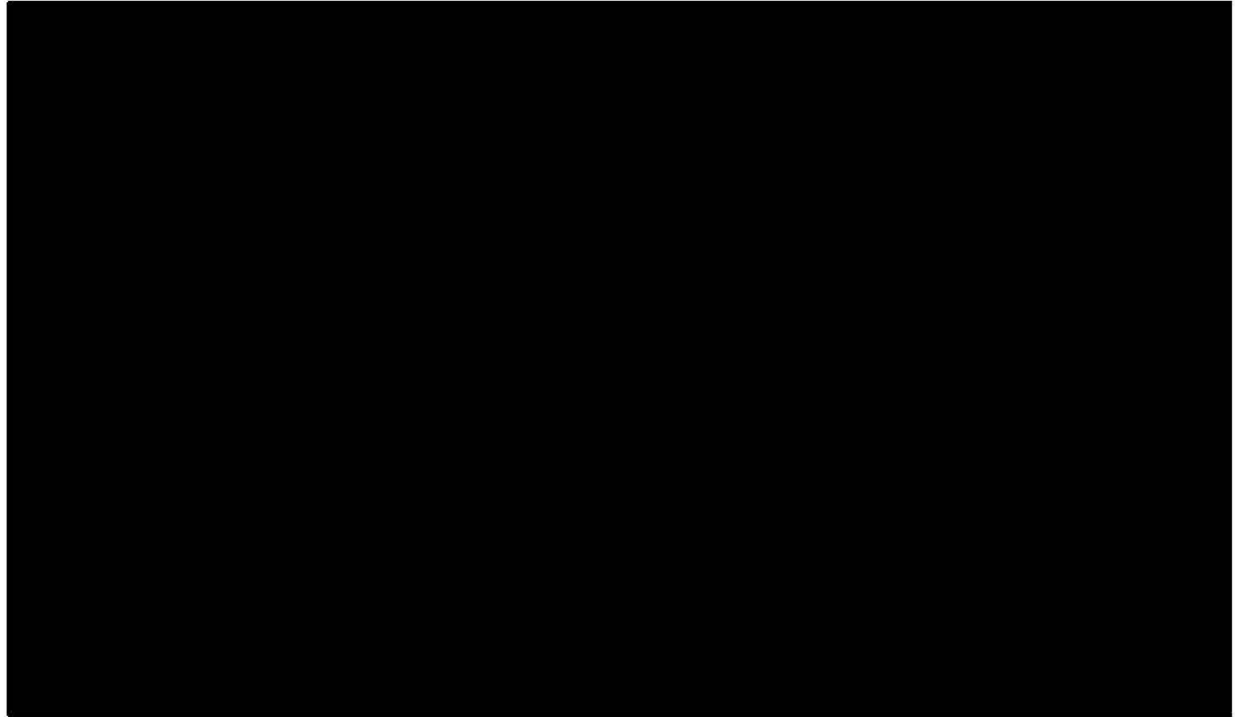


2.1 Stammdaten, Einsatzfahrpläne und Nichtbeanspruchbarkeiten der Anlage





2.2 Anforderung der Wirkleistungsscheiben



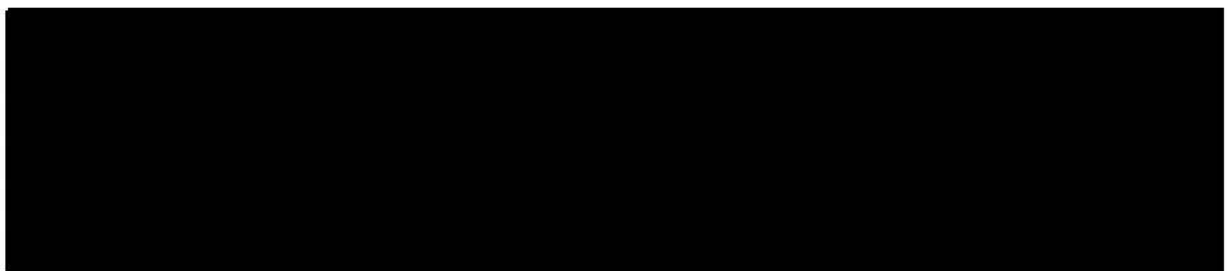
2.3 Anforderung von Blindleistung



2.4 Dokumentation



2.5 Onlinedatenaustausch



2.6 Anlagen

Anlage 1: Kontaktdaten Amprion

Anlage 2: Kontaktdaten Uniper

Anlage 3: Anforderungsformular / Fahrplanmuster

Anlage 1 Kontaktdaten Amprion

1. Einsatzplanung, Netzführung und Systemsteuerung, Hauptschaltleitung

1.1 Leiter Netzführung und Systemsteuerung (S-F)

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

1.2 Leiter Hauptschaltleitung Brauweiler (S-FH)

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

1.3 HSL Netzführung

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

1.4 HSL Koordination Netzführung und Systemeinsatz

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

1.5 HSL Systemeinsatz

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

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

2. Energiemarkt und Systembilanz

2.1 Leiter Energiemarkt und Systembilanz (S-E)

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

2.2 Leiter Front-Office Energiemarkt (S-EF)

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

2.3 Front-Office Energiemarkt

Fahrplanmanagement
Telefon: [REDACTED]
Satellitentelefon (Inmarsat) [REDACTED]
Satellitentelefon (Iridium) [REDACTED]
Telefax: [REDACTED]
Email: [REDACTED]@amprion.net
[REDACTED]@amprion.net

2.4 Leiter Engpassmanagement und Systemdienstleistungen (S-EE)

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

2.5 Abrechnung der Erzeugungsauslagen:

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

3. Betriebsplanung (Operational Planning)

3.1 Betriebsplanung (Operational Planning) (S-FB)

OPL Engpassplatz
Telefon: [REDACTED]
Telefax: [REDACTED]
Satellitentelefon (Inmarsat) [REDACTED]
Satellitentelefon (Iridium) [REDACTED]
Email: [REDACTED]@amprion.net

OPL Kapazitätsplatz
Telefon: [REDACTED]
Telefax: [REDACTED]
Satellitentelefon (Inmarsat) [REDACTED]
Satellitentelefon (Iridium) [REDACTED]
Email: [REDACTED]@amprion.net

4. Abrechnung der Betriebsbereitschaft und allgemeine Vertragsfragen

Telefon: [REDACTED]

Telefax: [REDACTED]

Mobiltelefon: [REDACTED]

Email: [REDACTED]

[@amprion.net](mailto:[REDACTED]@amprion.net)

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

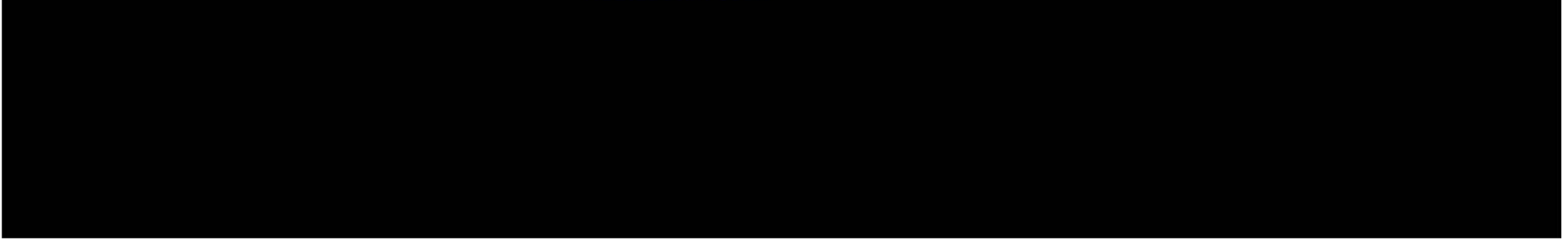
Anhang 4 - Anlage 2 Kontaktdaten Uniper

Kommunikationsverbindungen

Uniper Kraftwerke GmbH					
[Redacted]					
				externe Telefonverbindungen	Email-Adressen
Leiter Warte	[Redacted]	Telefon Telefax Mobiltelefon		[Redacted]	[Redacted]
Kraftwerkseinsatzplanung		Telefon (Direktleitung) Telefon (Wahlleitung 1. Durchwahl) Telefon (Wahlleitung 2. Durchwahl) Telefon (geheim) Mobiltelefon Satellitentelefon (1. Wahl) Satellitentelefon Satellitentelefon Telefax		[Redacted]	[Redacted]
Lastverteilung (24/7)		Telefon (Direktleitung) Telefon (Wahlleitung 1. Durchwahl) Telefon (Wahlleitung 2. Durchwahl) Telefon (geheim) Mobiltelefon Satellitentelefon (1. Wahl) Satellitentelefon Satellitentelefon Telefax		[Redacted]	[Redacted]
<p>Die Kommunikationsverbindungen für den Krisenfall werden im Ereignisfall mitgeteilt Die individuellen Anwahlnummern der Direktleitungen sowie die Rufnummern der Geheimanschlüsse, der Mobil- und der Satellitentelefone sind vertraulich zu behandeln</p>					

Cie J.

Redispatch 20xx



Cole G.

Ansprechpartner Uniper

Firma Uniper Kraftwerke GmbH

Ansprechpartner

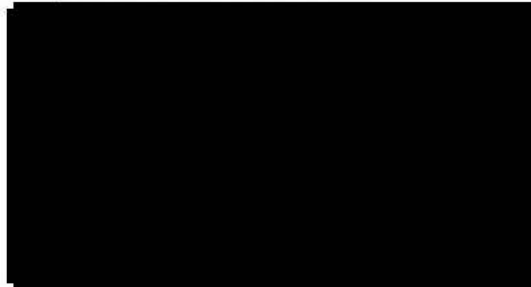
Abteilung

Telefon

Handy

E-Mail

Fax



C. K.

Ansprechpartner Amprion

Firma: Amprion GmbH

Ansprechpartner:

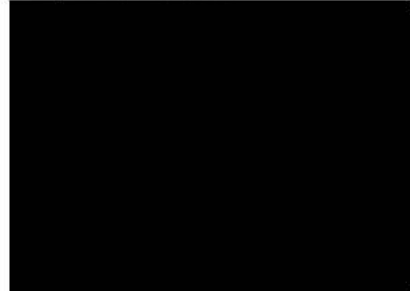
Abteilung:

Telefon:

Handy:

E-Mail:

Fax:



Beschaffungskonzept Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe und Stromeigenbedarf

(Wieder-) Beschaffung von Öl-, Hilfs- und Zusatzstoffen

Führt der Betrieb der Anlagen im Rahmen des gemäß Anhang 1 mit Amprion abgestimmten Einsatzszenarios und gemäß Ziffer 4.9 (Probearbeit) des Vertrages zum Unterschreiten einer „Mindestmenge“ an Öl- Hilfs- und Zusatzstoffen, so verpflichtet sich Uniper, die verbrauchten Öl-, Hilfs- und Zusatzstoffe unter Berücksichtigung der sich aus der Logistik ergebenden Losgrößen mindestens bis zur Mindestmenge wieder zu beschaffen („Wiederbeschaffung“).

Die Mindestmengen sind so gewählt, dass das mit Amprion gemäß Anhang 1 abgestimmte Anforderungsprofil jederzeit abrufbar ist. Uniper strebt an, die Unterschreitung der Mindestmengen nach Möglichkeit zu vermeiden. Zu diesem Zweck kann Uniper auch vor dem Unterschreiten der Mindestmenge die erforderlichen Öl-, Hilfs- und Zusatzstoffe beschaffen. Die Vertragspartner stimmen darin überein, dass das Anforderungsprofil nicht von einem durchgängigen Einsatz von 180 Vollastbenutzungsstunden ausgeht. Da die Wiederbeschaffung mehr als 7 Tage benötigen kann, könnte dies u.a. zu Leistungseinschränkungen nach Ziffer 5.1 des Vertrages führen.

Nach erfolgtem Abruf ist die erforderliche Wiederbeschaffungszeit für die Öl-, Hilfs- und Zusatzstoffe im Fall eines eventuellen Folgeabrufs durch Amprion zu berücksichtigen.

Die Mindestmengen der wesentlichen Öl-, Hilfs- und Zusatzstoffe sind im Anhang 1 Ziffer 4 dokumentiert.

Für die Beschaffung der erforderlichen wesentlichen Öl-, Hilfs- und Zusatzstoffe gelten erfahrungsgemäß folgende Losgrößen:

Einsatzstoff	Lieferweg	Losgröße

Die Vertragspartner können hiervon einvernehmlich eine abweichende Regelung treffen. Insbesondere hat Amprion das Recht, das gemäß Anhang 1 abgestimmte Einsatzszenario anzupassen. Dies führt zum sukzessiven Auf- und Abbau

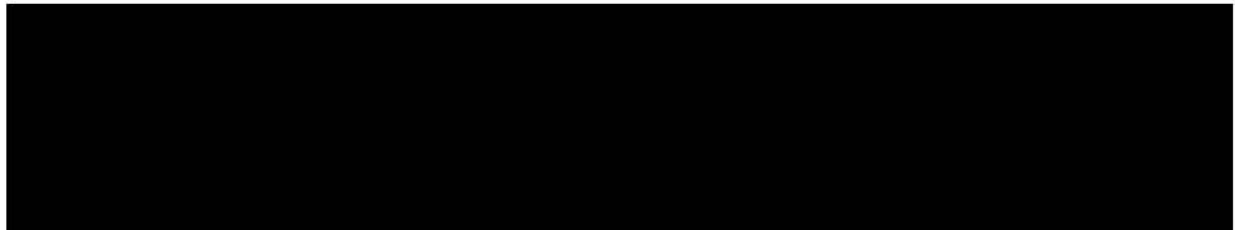
der Bevorratungsmengen nach Können und Vermögen durch Uniper, abhängig von der Verfügbarkeit von Ware und Logistik.

Dabei wird Uniper die Öl-, Hilfs- und Zusatzstoffe in einer für die gewöhnliche Verwendung im Rahmen eines konventionellen Steinkohlekraftwerks marktüblicher Art und Güte beschaffen. Bis zur Entladung der Öl-, Hilfs- und Zusatzstoffe trägt Uniper die Gefahr des zufälligen Untergangs und Verschlechterung der Sacheigenschaft. Die Entladung erfolgt auf den dafür im Kraftwerk Scholven C vorgesehenen Lagerplatz. Bei Untergang der Öl-, Hilfs und Zusatzstoffe wird Uniper diese wiederbeschaffen.

(Wieder-) Beschaffung von Kohle

Die vorzuhaltenden Kohlemengen werden jeweils durch Amprion vorgegeben. UKW übermittelt Amprion monatlich den jeweils vorhandenen Kohlebestand. Auf Anfrage durch Amprion kann die Frequenz auch erhöht werden.

Für die Zeit der Netzreserve werden zunächst folgende Lagerkapazitäten abgestimmt. Aus sicherheitstechnischen Gründen (Brandgefahr auf Grund mangelnder Verdichtungsmöglichkeit) wird UKW die Verwendung von Mischlagern und ggf. Tageslagern soweit möglich vermeiden. Gelieferte Kohle wird auf das Passivlager eingelagert und sofort verdichtet:



Auf Grund der besonderen erforderlichen Kohlequalitäten kann die Kohle nur in großen Losgrößen nachbeschafft werden. UKW wird auf Anforderung von Amprion ein Angebot für eine Nachbeschaffung einholen. Je nach Verfügbarkeit der zu mischenden Qualitäten, der Verfügbarkeit eines Mischortes und der Logistikkapazitäten kann die Lieferung zum Kraftwerksstandort nach Beauftragung durch Amprion mehrere Monate betragen (im Regelfall 3 Monate).

Durch Lagerung und Witterungseinflüsse kann sich die Sacheigenschaft des beschafften Brennstoffs (Steinkohle) verschlechtern, so dass dieser teilweise oder ganz unbrauchbar werden kann. Aufgrund dessen kann es zum Ausschluss oder zur Einschränkung der Stromerzeugungsmengen, eines bestimmten Wirkungsgrades oder der technischen Leistungsart (z.B. Volllast) der Anlage kommen. Diesen Umstand hat Uniper nicht zu vertreten. In diesem Fall finden die Regelungen gemäß Ziffer 4.21 sowie 5.1 des Vertrages entsprechend Anwendung und unbrauchbar gewordene Brennstoffe müssen entsprechend durch UKW wiederbeschafft und durch Amprion erstattet werden.

Stromeigenbedarf

Uniper beschafft den Strom für den Stillstands- und An-/Abfahreigenbedarf der Anlagen.



Beschlusskammer 8

Hinweis für Übertragungsnetzbetreiber bezüglich dem Umgang mit den Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13c Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. a EnWG

Die Bildung der Netzreserve und der Einsatz von Energieerzeugungsanlagen erfolgt gemäß § 13d Abs. 3 S. 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 S. 1 NetzResV insbesondere der Umfang der Kostenerstattung für die Nutzung der Anlage im Rahmen der Netzreserve festzulegen.

Im Rahmen der Abstimmung von Netzreserveverträgen beabsichtigt die Bundesnetzagentur sich bei der Prüfung der Nachweisführung hinsichtlich der Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft, auf Grund der teilweise komplexen technischen und zeitlich drängenden Fragestellungen, entsprechend den nachfolgenden Hinweisen zu verhalten:

Betriebsbereitschaftsauslagen

Bei den Betriebsbereitschaftsauslagen handelt es sich um die für die Herstellung und die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft notwendigen Auslagen. Zu diesen zählen zum einen die einmaligen Kosten für die Herstellung der Betriebsbereitschaft (Herstellungskosten) und zum anderen die Kosten für die fortlaufende Bereithaltung der Anlagen in der Netzreserve (Leistungsvorhaltekosten, abzugelten über einen Leistungspreis). Dies wird auch in der Begründung zur Reservekraftwerksverordnung deutlich.

Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft

Zu den Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13c Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. a (bei einer angezeigten endgültigen Stilllegung i.V.m. Abs. 3 S. 1 Nr. 2¹) EnWG zählen alle Kosten, die einmalig ab dem Zeitpunkt der Systemrelevanzausweisung durch den ÜNB² anfallen und dazu dienen, die Anlage in einen Zustand der Betriebsbereitschaft zu versetzen. Dazu zählen beispielsweise die Kosten erforderlicher immissionsschutzrechtlicher Prüfungen sowie die Kosten der Reparatur **außergewöhnlicher** Schäden (§ 13c Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. a Hs. 2 EnWG). Herstellungskosten im Sinne der Norm sind auch die Kosten, welche für notwendige Revisionen und zur Bildung eines erforderlichen Vorrates an Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen anfallen.

Der Anlagenbetreiber kann nur die Erstattung solcher Kosten verlangen, die ihm **gerade aufgrund der Vorhaltung in der Netzreserve** entstehen (§ 13c Abs. 1 S. 2, Abs. 3 S. 1 Nr. 2 EnWG und §§ 6 Abs. 1 S. 2, 9 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 NetzResV). Auf Grund dieses Umstandes ist er gehalten, eine kostenoptimierte Beschaffung der erforderlichen Leistungen durchzuführen. Nur effiziente Beschaffungskosten können durch Festlegung der Bundesnetzagentur zu einer freiwilligen Selbstverpflichtung der ÜNB als verfahrensregulierte, dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 13c Abs. 5 EnWG i.V.m § 11 Abs. 2 S. 4 und § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV anerkannt werden.

Dementsprechend obliegt es dem Anlagenbetreiber, etwaig anfallende Instandhaltungsmaßnahmen, soweit wie möglich und zumutbar, mit dem in den Leistungsvorhaltekosten berücksichtigten Personal zu bewerkstelligen.

Wann eine Maßnahme mittels Dritter und dementsprechend die Kosten für die Fremdbeauftragung vom ÜNB zu erstatten sind, hängt von den Umständen der im Einzelfall vorgenommenen bzw. vorzunehmenden Maßnahme ab. Sofern Maßnahmen bisher mit eigenem Personal durchgeführt worden sind und es sich um typische Arbeiten des Anlagenteilaustauschs oder der Verschleißbehebung handelt, wird regelmäßig keine Drittbeauftragung erforderlich sein. Hingegen werden Revisionen regelmäßig vom Hersteller durchzuführen sein, sodass die entsprechenden Kosten auch separat zu erstatten und sodann auch refinanzierbar sind.

¹ Dies gilt auch im Weiteren, ohne das es erneut aufgezeigt wird

² § 13c Abs. 1 S. 2 (bei einer angezeigten endgültigen Stilllegung i.V.m § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 2) EnWG

Diese aus dem Grundsatz der Auslagenerstattung (§§ 6 Abs. 1 S. 2, 9 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 NetzResV) folgende Kostenminimierungsobliegenheit des Anlagenbetreibers hat auch Konsequenzen für etwaige Ersatzbeschaffungen des Anlagenbetreibers. Ersatzanlageanteile sind stets effizient und soweit wie möglich nicht mit Neuwerten wiederzubeschaffen. Angesichts der schwierigen Abgrenzungs- und Bewertungsfragen für den ÜNB ist der Nachweis der Notwendigkeit und Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen zur Herstellung der Betriebsbereitschaft nach folgendem Prüfungsraaster zu erbringen (sog. 4-Stufen-Modell):

Stufe 1: Erforderliche Maßnahmen im Zuge regelmäßiger Wartung und Instandhaltung zur Aufrechterhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft sind bis zu einem Betrag von je 10.000 € mit den Leistungsvorhaltekosten abgegolten (Bagatellgrenze).

Stufe 2: Bei Maßnahmen ab einer Höhe von mehr als 10.000 €, deren Notwendigkeit sich aus den Herstellervorgaben oder aus öffentlich-rechtlichen Pflichten (z.B. aufgrund Immissionsschutzrechts) ergibt, muss der Anlagenbetreiber dem ÜNB lediglich die Notwendigkeit der Maßnahmen aufgrund der Herstellervorgaben bzw. der öffentlich-rechtlichen Rechtsquellen (z.B. Bescheid der Immissionsschutzbehörde) nachgewiesen haben.

Stufe 3: Bei einer Maßnahme, deren Notwendigkeit nicht durch Herstellervorgaben oder öffentlich-rechtliche Pflichten vorgegeben ist, und die mit voraussichtlichen Kosten von mehr als 10.000 € und bis zu 100.000 € verbunden ist, holt der Anlagenbetreiber vom ÜNB die Freigabe zur Durchführung der Maßnahme ein. In diesem Fall muss der ÜNB die Notwendigkeit der Maßnahme dem Grunde und dem Umfang nach selbst beurteilen und diese Prüfung in geeigneter Weise dokumentieren.

Stufe 4: Bei einer Maßnahme, deren Notwendigkeit nicht durch Herstellervorgaben oder öffentlich-rechtliche Pflichten vorgegeben ist, und deren voraussichtliche Kosten über 100.000€ liegen, holt der Anlagenbetreiber vom ÜNB die Freigabe zur Durchführung der Maßnahme ein. In diesem Fall kann der ÜNB die Notwendigkeit der Maßnahme dem Grunde und dem Umfang nach selbst beurteilen oder durch einen Sachverständigen beurteilen lassen. Sofern der ÜNB sich dazu entscheidet, die Notwendigkeit der Maßnahme selbst zu beurteilen, ergibt sich eine im Vergleich zur Stufe 3 erhöhte Darlegungs- und Nachweispflicht; dabei hat er die Maßnahme so eingehend zu beschreiben und zu beurteilen, dass ein sachverständiger Dritter in die Lage versetzt wird die Notwendigkeit der Maßnahme zu beurteilen. Die Sachverständigenkosten werden für den ÜNB zu über die Festlegung wälzbaren Netzreservekosten.

Für alle Stufen gilt:

Die vorgenannten Schwellenwerte dürfen nicht künstlich durch Stückelungen herbeigeführt werden. Eine solche Stückelung führt dazu, dass die entsprechenden Teilbeträge zusammengerechnet und die Schwellenwerte ggf. überschritten werden, sodass die jeweils vermeintlich einschlägige Darlegungs- und Nachweiserleichterung nicht zum Tragen kommt. Damit die Einhaltung dieses Umgehungsverbots überprüft werden kann, sind der Beschlusskammer auf Anforderung sämtliche Rechnungen vom ÜNB bzw. vom Anlagenbetreiber vorzulegen. Andererseits können Gesamthaft vorgeschlagene Maßnahmen, jedenfalls solche, deren Notwendigkeit sich aus den Herstellervorgaben oder aus öffentlich-rechtlichen Pflichten ergibt, gesondert bewertet werden. Die vom ÜNB bzw. vom Anlagenbetreiber angeforderten Unterlagen, Rechnungen und sonstige Einzelnachweise sind jeweils bis zum 31.08. des jeweiligen Vorjahres t-1 für das Kalenderjahr t mit dem Ist-Kosten-Abgleich der Beschlusskammer vorzulegen.

Die Einholung einer bloßen Zusage des Anlagenbetreibers, wonach er den Restwert der investiven Vorteile der entsprechenden Maßnahme zur Herstellung der Betriebsbereitschaft nach dem Ende der Systemrelevanz zurückerstatten wird, vermag die vorgenannten abgestuften Mindestdarlegungs- und Nachweisobliegenheiten nicht zu ersetzen. Ein solches Vorgehen würde eine gänzlich ungeprüfte Vorauszahlung bedeuten, die im bloßen Vertrauen auf eine spätere Rückzahlung überschüssiger Beträge erfolgen würde. Aus regulatorischer Sicht wäre dies mit einer nicht hinnehmbaren Verlagerung des Prozess- und Insolvenzrisikos zu Lasten des Netznutzers verbunden. Im Übrigen ist der Anlagenbetreiber ohnehin gesetzlich zur Erstattung des Restwerts der investiven Vorteile verpflichtet.

Das Stufenmodell muss in allen Netzreserveverträgen verankert werden, soweit es das Verhältnis des Anlagenbetreibers zum ÜNB betrifft. Der Netzreservevertrag muss demnach mindestens Regelungen zur Stufe 1 enthalten und dem ÜNB gestatten, die notwendigen Informationen zur Nachweisführung in der 4. Stufe einem sachverständigen Dritten, unter Wahrung der notwendigen Vertraulichkeit, zur Bewertung zu überlassen.

[Stand 7. Februar 2018]



Beschlusskammer 8

**Hinweis bezüglich dem Umgang mit den Opportunitätskosten nach
§ 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG**

Die Bildung der Netzreserve und der Einsatz von Energieerzeugungsanlagen erfolgt gemäß § 13d Abs. 3 S. 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 S. 1 NetzResV insbesondere der Umfang der Kostenerstattung für die Nutzung der Anlage im Rahmen der Netzreserve festzulegen. Die nachfolgenden Hinweise dienen der Beschlusskammer in Bezug auf die praktische Anwendung und Auslegung der Regelungen zu den Opportunitätskosten (nach heutigem Erkenntnisstand) zur Vereinfachung der Verwaltungstätigkeit im Rahmen der Abstimmung der Netzreserveverträge und gegenüber dem jeweiligen ÜNB bei der Prüfung der Nachweisführung im Hinblick auf die Refinanzierbarkeit der Netzreservekosten über die Netzentgelte:

Betreiber von Netzreserveanlagen, deren endgültige Stilllegung nach § 13b Abs. 5 S. 1 EnWG verboten ist, können nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG im Rahmen ihres Vergütungsanspruchs geltend machen: „Opportunitätskosten in Form einer angemessenen Verzinsung für bestehende Anlagen, wenn und soweit eine verlängerte Kapitalbindung in Form von Grundstücken und weiterverwertbaren technischen Anlagen oder Anlagenteilen auf Grund der Verpflichtung für die Netzreserve besteht.“

Vor dem Inkrafttreten des Strommarktgesetzes (BGBl Teil I 2016 Nr. 37 v. 29.07.2016, Seite 1786) sah weder das EnWG noch die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) eine Kompensation der Anlagenbetreiber für entgangene Opportunitäten vor. Im Gegenteil hatte der Verordnungsgeber in §§ 6 Abs. 1 S. 2, 11 Abs. 2 S. 2 Nr. 2, 12 Abs. 2 ResKV ausdrücklich klargestellt, dass die Netzreserveanlagenbetreiber keine Opportunitätskosten geltend machen können. Das Strommarktgesetz hat diese kategorische Ablehnung teilweise revidiert. Nuncmehr können Anlagenbetreiber, denen die endgültige Stilllegung ihrer Anlagen seitens der Bundesnetzagentur verboten wurde, gegenüber dem jeweiligen Betreiber des Übertragungsnetzes einen Anspruch auf Erstattung etwaiger Opportunitätskosten geltend machen, wenn eine berücksichtigungsfähige verlängerte Kapitalbindung besteht (Dazu I.). Soweit eine solche berücksichtigungsfähige verlängerte Kapitalbindung gegeben ist, besteht für die damit einhergehenden Opportunitätskosten ein Vergütungsanspruch des Anlagenbetreibers in Form einer angemessenen Verzinsung im Verzinsungszeitraum (Dazu II.).

I. Vorliegen einer berücksichtigungsfähigen verlängerten Kapitalbindung

Der Anspruch ist von vorneherein darauf beschränkt, dass und soweit eine verlängerte Kapitalbindung in Form von Grundstücken und weiterverwertbaren technischen Anlagen oder Anlagenteilen auf Grund der Verpflichtung für die Netzreserve besteht, § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG. Darüber hinausgehende Opportunitätskompensationsansprüche bestehen nicht und

sind dementsprechend auch nicht über die Netzentgelte refinanzierbar (siehe auch Begründung zum Strommarktgesetz, BT-Drs. 18/7317, S. 93). Abschreibungen etwa sind daher nicht berücksichtigungsfähig.

- **Die gegenständlichen technischen Anlagen, Anlagenteile und Grundstücke müssen weiterverwertbar sein.**

Dies folgt auch für Grundstücke bereits aus dem Wortlaut in § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG und zwar aus der Formulierung „wenn und soweit“, denn wenn ein Grundstück am Markt nicht verwertbar ist, besteht auch keine verlängerte Kapitalbindung. Zweck der Norm ist es für das in den technischen Anlagen, Anlagenteilen und Grundstücken gebundene Kapital eine markt-angemessene Verzinsung als Ausgleich für die insoweit entgangenen Verwendungsmöglichkeiten zu gewähren (vgl. BT-Drs. 18/7317, S. 93). Wenn in Bezug auf ein Grundstück keine Verwendungsmöglichkeit entgangen ist, gibt es keinen Ausgleichsgrund. Zudem ist die weitere Verwendungsmöglichkeit entscheidend dafür, in welcher Höhe der Wert eines Grundstücks für den Zinsanspruch in Ansatz gebracht werden kann, denn nur in-„soweit“ kann eine verlängerte Kapitalbindung berücksichtigt werden.

Technische Anlagen und Anlagenteile, die im Falle einer endgültigen Stilllegung einer Weiterverwertung überhaupt nicht zugänglich sind, können nicht berücksichtigt werden, da diese auch im Falle der sofortigen Stilllegung keinen Wert mehr hätten (vgl. BT-Drs. 18/7317, S. 93). Weiterverwertbar sind jedenfalls alle technischen Anlagenteile, die nach der endgültigen Stilllegung der Anlage ausgebaut und in einer anderen Energieerzeugungsanlage verwendet werden können (vgl. BT-Drs. 18/7317, S. 93). Alternativ kann auch die Verschrottung berücksichtigt werden, soweit diese eine werthaltige Weiterverwertung darstellt.

- **Der Wert der Kapitalbindung ist der Ansatz für die Verzinsung.**

Das gebundene Kapital in den Grundstücken und weiterverwertbaren technischen Anlagen(-teilen) besteht in dem nicht frei verfügbaren Geldbetrag auf Grund der Verpflichtung für die Netzreserve. Da der Verkaufswert am Markt das theoretisch generierbare Eigenkapital darstellt, welches aufgrund der Bindung in der Netzreserve nicht anderweitig angelegt werden kann, ist dieser für alle 3 in der Norm genannten Positionen der maßgebliche Wert als Ansatz für die Verzinsung und zwar zu Beginn der Verzinsung. Als zu ersetzende Opportunität sind die entgangenen Erträge aus einem etwaigen Einsatz dieses Kapitals zu sehen. Diese werden pauschal über den durch die Beschlusskammer ermittelten angemessenen Zins (s.u.) errechnet.

- **Nachweis der Weiterverwertbarkeit und des Wertes der Grundstücke und Anlagen(-teile)**

Die Anlagenbetreiber haben die anspruchsbegründenden Voraussetzungen, hier die Weiterverwertbarkeit (nicht eine tatsächliche Weiterverwertung) sowie den für die Verzinsung anzusetzenden Wert der betroffenen technischen Anlagen, Anlagenteile und Grundstücke der Höhe nach gegenüber dem jeweiligen Betreiber des Übertragungsnetzes darzulegen und zu nachzuweisen. Dies folgt bereits aus den allgemeinen Beweisgrundsätzen, wonach der Anspruchsteller die anspruchsbegründenden Tatsachen darzulegen und zu beweisen hat (BGH, Urteil vom 04. Dezember 2012 – VI ZR 378/11 –, Rn. 13, juris; Ahrens in: Ahrens, Der Beweis

im Zivilprozess, 1. A. 2015, Kapitel 9, § 32, Rn. 32 ff.). Die Ausführung in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 18/7317, S. 93): „Der Anlagenbetreiber hat die Weiterverwertbarkeit der technischen Anlagenteile nachzuweisen“ hat demnach nur klarstellenden Charakter.

Das Verhältnis zwischen den ÜNB und den Anlagenbetreibern ist ohne Netzreservevertrag ein gesetzliches Schuldverhältnis (vgl. § 13c Abs. 1 – Abs. 4, 13d Abs. 3 EnWG) und wird mit Abschluss des Netzreservevertrages durch ein vertragliches Schuldverhältnis flankiert (vgl. § 13d Abs. 3 EnWG i. V. m. § 1 Abs. 2 S. 1 NetzResV).

Davon zu trennen ist das Verwaltungsverfahren der ÜNB mit der Bundesnetzagentur nach § 13c Abs. 5 EnWG. In diesem trägt der jeweilige ÜNB die Darlegungs- und Beweislast für die Tatsache, dass die geltend gemachten Aufwendungen tatsächlich entstanden und der Netzreserve zuzuordnen sind. Dem steht auch nicht der Amtsermittlungsgrundsatz entgegen. Der Pflicht der Behörde, den Sachverhalt in eigener Verantwortung aufzuklären (§ 68 EnWG und § 24 VwVfG) stehen insoweit Obliegenheiten des Netzbetreibers gegenüber (§ 69 EnWG und § 26 VwVfG); die Mitwirkungslast des Netzbetreibers begrenzt die Amtsermittlungspflicht der Verwaltungsbehörde. Diese braucht entscheidungserhebliche Tatsachen nicht zu ermitteln, die der Betroffene ihr zu unterbreiten hat (vgl. BGH, Beschl. v. 03.03.2009, EnVR 79/07, juris, Rn. 21; vgl. BVerwG, Urt. v. 07.11.1986, 8 C 27/85, NVwZ 1987, 404, 405). Nicht nachgewiesene Kosten sind folglich nicht berücksichtigungsfähig (so auch OLG Düsseldorf, VI-3 Kart. 472/06 [V]; BGH, EnVR 6/08, 88/10, 25/12 und 26/14).

Für die betroffenen Grundstücke kann als Nachweis der Weiterverwertbarkeit und des Wertes ein individuelles, vollständiges Verkehrswertgutachten (§ 194 BauGB) eines unabhängigen Gutachters anerkannt werden. Vollständig bedeutet, dass auch die aufstehende Bebauung, mögliche Rückbaukosten und Altlasten zu berücksichtigen sind. Wertermittlungstichtag (§ 3 Immobilienwertermittlungsverordnung) ist der Beginn des Systemrelevanzausweisungszeitraums der Anlage, frühestens jedoch der 30.07.2016 (Inkrafttreten des Strommarktgesetzes).

Für die betreffenden technischen Anlagen(-teile) kann als Nachweis der Weiterverwertbarkeit und des Marktwertes ein unabhängiges Sachverständigengutachten oder ein tatsächlicher Verkauf von vergleichbaren Anlagen(-teilen) anerkannt werden, wenn die Vergleichbarkeit für Dritte nachvollziehbar dargelegt wird. Wertermittlungstichtag ist auch hier der Beginn des Systemrelevanzausweisungszeitraums der Anlage, frühestens jedoch der 30.07.2016 (Inkrafttreten des Strommarktgesetzes). Es reicht nicht, auf Verkaufsangebote, etwa auf Marktplattformen zu verweisen, da deren tatsächlicher Wertgehalt und Echtheit nicht nachweisbar sind.

Die ÜNB müssen die Unabhängigkeit des Sachverständigen, z. B. durch Selbst- oder Mitbeauftragung, sicherstellen. Etwaige dem ÜNB hierdurch entstehende Kosten werden zu über die Festlegung wälzbaren Netzreservekosten.

- **Zusammenhang der Kapitalbindung mit der Verpflichtung für die Netzreserve**

Die bezüglich der betreffenden technischen Anlagen, Anlagenteile und Grundstücke geltend gemachte verlängerte Kapitalbindung (entgangene Verwendungsmöglichkeit) muss auch auf Grund der Verpflichtung für die Netzreserve bestehen. Hierfür müssen die Anlagenbetreiber glaubhaft darlegen, dass und welche Verwendung Ihnen auf Grund der Verpflichtung für die Netzreserve nicht möglich war, z. B. dass bei freier Verfügungsmöglichkeit ein Verkauf stattgefunden hätte.

II. Angemessene Verzinsung im Verzinsungszeitraum

1. Angemessene Verzinsung

Der Anlagenbetreiber erhält vom jeweiligen ÜNB bemessen an der Höhe der nach Ziffer I nachgewiesenen verlängerten Kapitalbindung, also dem Wert des weiterverwertbaren Grundstücks und der technischen Anlage(-teile) eine marktangemessene Verzinsung (vgl. BT-Drs. 18/7317, S. 93).

Zweck der Regelung ist es für das in den technischen Anlagen, Anlagenteilen und Grundstücken gebundene Kapital eine marktangemessene Verzinsung als Ausgleich für die insoweit entgangenen Verwendungsmöglichkeiten zu gewähren (vgl. BT-Drs. 18/7317, S. 93). Die Mittel aus dem Verkauf der Anlage(-teile) und Grundstücke würden dem Anlagenbetreiber als Eigenkapital zu Verfügung stehen. Deshalb ist zur Ermittlung des angemessenen Zinssatzes auf die Kennzahl „Eigenkapitalrendite“ abzustellen. Der Ordnungsgeber verdeutlicht mit der (in der Begründung, s.o.) aufgestellten Forderung einer „marktangemessenen“ Verzinsung indes, dass der Zins grundsätzlich nicht anhand unternehmensspezifischer Parameter, sondern unter Heranziehung von Branchendurchschnittswerten zu ermitteln ist.

Die Beschlusskammer erkennt daher jedenfalls die nachfolgend dargestellte branchendurchschnittliche Eigenkapitalrendite (EKR_d) als Zins an:

Die EKR_d wird hierbei auf Grundlage der durch die Bundesbank jährlich veröffentlichten „Verhältniszahlen aus Jahresabschlüssen deutscher Unternehmen“ gebildet¹, namentlich auf den dort separat aufgegliederten Wirtschaftszweig der „Energieversorgung“. Darin sind die Daten von über 1.900 Unternehmen enthalten, wodurch eine umfangreiche Datenbasis gewährleistet ist. Die Tätigkeitsfelder der berücksichtigten Unternehmen dürfen dabei heterogen sein, was für den vorliegenden Zweck sachgerecht ist, da das Kapital aus der (ausgebliebenen) Anlagenverwertung potenziell in jedweden Bereich der Energieversorgung hätte investiert werden können.

Die Veröffentlichungen der Bundesbank enthalten insbesondere die Gesamtbilanzsumme der berücksichtigten Unternehmen, den sich insgesamt ergebenden prozentualen Anteil des Jahresüberschusses (nach Steuern) an dieser Bilanzsumme sowie den sich insgesamt ergebenden prozentualen Anteil des Eigenkapitals an der Bilanzsumme. Dies erlaubt folgende Berechnung der jährlichen EKR_d :

$$\frac{\text{Anteil Jahresüberschuss an Bilanzsumme}}{\text{Anteil Eigenkapital an Bilanzsumme}} \times 100 = EKR_d$$

Der Berechnung sind die jeweils aktuellsten Verhältniszahlen zu Grunde zu legen, d. h. etwa für das Jahr 2008 die Werte der Verhältniszahlen aus Jahresabschlüssen deutscher Unternehmen von 2008 bis 2009. Von der deutschen Bundesbank als vorläufig ausgewiesene Verhältniszahlen fließen vorläufig in die Berechnung mit ein, d. h. wenn sich bei Vorliegen der endgültigen Statistiken eine Abweichung herausstellt, erfolgt ein Ausgleich über die Istkostenabrechnung. Die Beschlusskammer ist bereit, auch einen durchschnittlichen EKR_d der letzten

¹ www.bundesbank.de; Pfad: Statistiken – Unternehmen und private Haushalte – Unternehmensabschlüsse – Tabellen der Statistischen Fachreihen.

Wie p.

10 Jahre vor dem jeweiligen Berechnungsjahr anzuerkennen, sodass die Effekte von „Ausreißer“-Jahren geglättet werden können. Dieser wird für die Dauer der Systemrelevanz jährlich rollierend angepasst, um Veränderungen der Eigenkapitalrendite über den Zeitraum der verlängerten Kapitalbindung widerzuspiegeln.

Auf Grundlage der beschriebenen Berechnungsgrundlage hält die Beschlusskammer demnach ansetzend an dem Umfang der berücksichtigungsfähigen Kapitalbindung nach Ziffer I. für die Zeiträume gemäß Anlage 1 „Ermittlung der Opportunitätskosten nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG“ für anererkennungsfähig. Die Anlage 1 wird fortlaufend aktualisiert. Es ist jeweils der für das jeweilige Jahr anzusetzende aktuellste auf der Website der Bundesnetzagentur abrufbare 10-Jahres-Durchschnitt bei der Berechnung zu verwenden.

Beispiel: Wenn der Anlagenbetreiber nach Ziffer I eine verlängerte Kapitalbindung, also insgesamt einen Wert des weiterverwertbaren Grundstücks und der technischen Anlage-(teile) in Höhe von 1 Mio. € zum Beginn des Verzinsungszeitraums nachweist, kann er auf Grund dessen für das Jahr 2018 eine Verzinsung in Höhe von bis zu 11,68%, mithin 166.760 € als Opportunitätskosten nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG im Rahmen der Vergütung geltend machen.

Werden im Einzelfall konkrete Nachweise vorgelegt, ist eine höhere individuelle Verzinsung vorstellbar. Dies ist jedoch im Einzelfall mit der Beschlusskammer abzustimmen. Eine Doppel- oder Mehrfachberücksichtigung kann jedoch nicht erfolgen, so schließt etwa die Geltendmachung eines entgangenen Verkaufs die Berücksichtigung einer anderen entgangenen Verwendungsmöglichkeit aus.

2. Verzinsungszeitraum

Grundvoraussetzung für die Berechtigung zum Erhalt der Vergütung ist, dass der Anlagenbetreiber zum betroffenen Adressatenkreis gehört (persönlicher Anwendungsbereich). Dies ist der Fall, wenn er Betreiber einer Netzreserveanlage ist deren Betrieb gegenwärtig nach § 13b Abs. 5 S. 1 EnWG verboten ist und/oder in der Vergangenheit verboten war, § 13c Abs. 3 S. 1, Hs. 1 EnWG.

Der Verzinsungszeitraum beginnt, wenn kumulativ folgende Voraussetzungen vorliegen:

- a. **Das Strommarktgesetz muss für den Zeitraum des geltend gemachten Anspruchs in Kraft sein (demnach ist der 30.07.2016 der früheste mögliche Anspruchsbeginn) und**
- b. **Der Zeitraum der Systemrelevanzausweisung der Anlage muss begonnen haben.**

Begründung:

Zu a) Eine Erstattung von Opportunitätskosten kann erst seit Inkrafttreten des Strommarktgesetzes zum 30.07.2016 und der damit einhergehenden Neuregelung in § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG und der §§ 6 Abs. 1 S. 3, 10 NetzResV anerkannt werden. Vor dem Inkrafttreten des Strommarktgesetzes wurden keine Opportunitätskosten erstattet und eine rückwirkende Erstattung ist gesetzlich nicht vorgesehen.

Weder in § 118 EnWG noch an anderer Stelle im Gesetz gibt es eine Übergangsregelung oder eine Rückwirkungsregelung zu dem neu verfassten § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG oder den §§ 6 Abs. 1 S. 3, 10 NetzResV. Es liegt auch keine (echte oder unechte) Rückwirkung des Gesetzes vor. Eine Rechtsnorm entfaltet dann Rückwirkung, wenn der Beginn ihres zeitlichen Anwendungsbereichs normativ auf einen Zeitpunkt festgelegt ist, der vor dem Zeitpunkt liegt, zu dem die Norm rechtlich existent, das heißt gültig geworden ist (BVerfG, Beschluss vom 22. März 1983 – 2 BvR 475/78 –, BVerfGE 63, 343-380, Rn. 42). Dies ist bei § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG und den §§ 6 Abs. 1 S. 3, 10 NetzResV nicht der Fall, diese sind gültig und anzuwenden ab dem 30.07.2016.

Der zeitliche Anwendungsbereich ab Inkrafttreten des Strommarktgesetzes wird auch durch die Gesetzesbegründung deutlich. Dort heißt es zur Neufassung des § 6 Abs. 1 NetzResV: „Die Streichung von Opportunitätskosten in Satz 2 ist dadurch begründet, dass die Berücksichtigung von Opportunitätskosten und dem Werteverbrauch von endgültig stillgelegten Anlagen in der Netzreserve nunmehr nach Maßgabe der neu eingefügten Sätze 3 bis 5 möglich ist.“ (BT-Drs.: 18/7317, S. 141).

In der Begründung zur Vorgängerregelung zur NetzResV, der Reservekraftwerksverordnung ist dementsprechend noch festgehalten (S. 19): „Kosten, die dem Betreiber im Falle einer Stilllegung ohnehin entstanden wären, sind nicht erstattungsfähig. Demnach können eventuelle Kapitalkosten nicht übernommen werden, da sie unabhängig von der Übernahme der Anlage in die Netzreserve entstanden sind und auch im Falle einer Stilllegung anfallen würden. Opportunitätskosten sind ebenfalls nicht erstattungsfähig, da die Anlage vom Betreiber stillgelegt worden wäre, wenn sie nicht in die Netzreserve übernommen würde.“

Zu b) Für den Beginn des Verzinsungszeitraums muss der Zeitraum der Systemrelevanzausweisung der zur endgültigen Stilllegung angezeigten Anlage begonnen haben. Für Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen hat der Gesetzgeber in § 13c Abs. 3 S. 2 EnWG festgelegt, dass diese zu erstatten sind, wenn und soweit sie ab dem Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz durch den Betreiber eines Übertragungsnetzes nach § 13b Abs. 5 EnWG anfallen und der Vorhaltung und dem Einsatz als Netzreserve zu dienen bestimmt sind. Der Gesetzgeber hat im Zuge des Strommarktgesetzes bewusst davon abgesehen die Erstattung der Opportunitätskosten an denselben Zeitpunkt anzuknüpfen. Der Regelung zu § 13c Abs. 3 S. 2 EnWG ist jedoch der gesetzgeberische Willen zu entnehmen, dass nicht allein ein Willensakt des betroffenen Anlagenbetreibers für den Beginn eines Erstattungszeitraums maßgeblich sein kann, sondern daneben die Entscheidung eines unabhängigen Dritten treten muss. Da der Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz durch den ÜNB bewusst nicht als Anknüpfungzeitpunkt für die Erstattung der Opportunitätskosten gewählt wurde, ergibt sich zugunsten des Anlagenbetreibers als nächster denkbarer maßgeblicher Zeitpunkt, der Beginn des Ausweisungszeitraums der zur endgültigen Stilllegung angezeigten systemrelevanten Anlage. In der Praxis ist der Beginn des Ausweisungszeitraums zurzeit jedenfalls auch in dem auf Grundlage des § 13b Abs. 5 EnWG ergehendem Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur angeführt.

Ende des Verzinsungszeitraums

Der Verzinsungszeitraum endet mit dem Ablauf des jeweiligen auf Grundlage des § 13b Abs. 5 EnWG ergehenden Genehmigungsbescheides der Bundesnetzagentur zur Systemrelevanzausweisung, spätestens jedoch mit der endgültigen Stilllegung der Anlage. Der Zeitpunkt zu dem der Anlagenbetreiber den Anspruch geltend macht, ist nicht maßgeblich für die Dauer der Verzinsung.

Beispielkonstellationen:

- Kraftwerke, die bereits vor dem Inkrafttreten des Strommarktgesetzes als Reservekraftwerke genutzt wurden und ohne Unterbrechung in das jetzige Regime der Netzreserve überführt wurden:

Ein Betreiber einer solchen Netzreserveanlage deren Betrieb gegenwärtig nach § 13b Abs. 5 S. 1 EnWG verboten ist und/oder in der Vergangenheit verboten war, hat einen Zinsanspruch nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG beginnend ab dem 30.07.2016 in Höhe von bis zu 13,72% bis zum 31.12.2016 und für das Jahr 2017 in Höhe von bis zu 12,83% entsprechend dem Umfang der berücksichtigungsfähigen Kapitalbindung nach Ziffer I.

- Kraftwerke, die nach dem 30.07.2016 in die Netzreserve überführt wurden:

Ein Betreiber einer solchen Netzreserveanlage deren Betrieb gegenwärtig nach § 13b Abs. 5 S. 1 EnWG verboten ist und/oder in der Vergangenheit verboten war, hat einen Zinsanspruch nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG ab dem Beginn des Systemrelevanzausweisungszeitraums in Höhe von bis zu 13,72% bis zum 31.12.2016 und für das Jahr 2017 in Höhe von bis zu 12,83% entsprechend dem Umfang der berücksichtigungsfähigen Kapitalbindung nach Ziffer I.

[Stand: 16.07.2021; Der Hinweis vom 11.08.2020 mit derselben Überschrift wird durch den vorliegenden ersetzt.]

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)

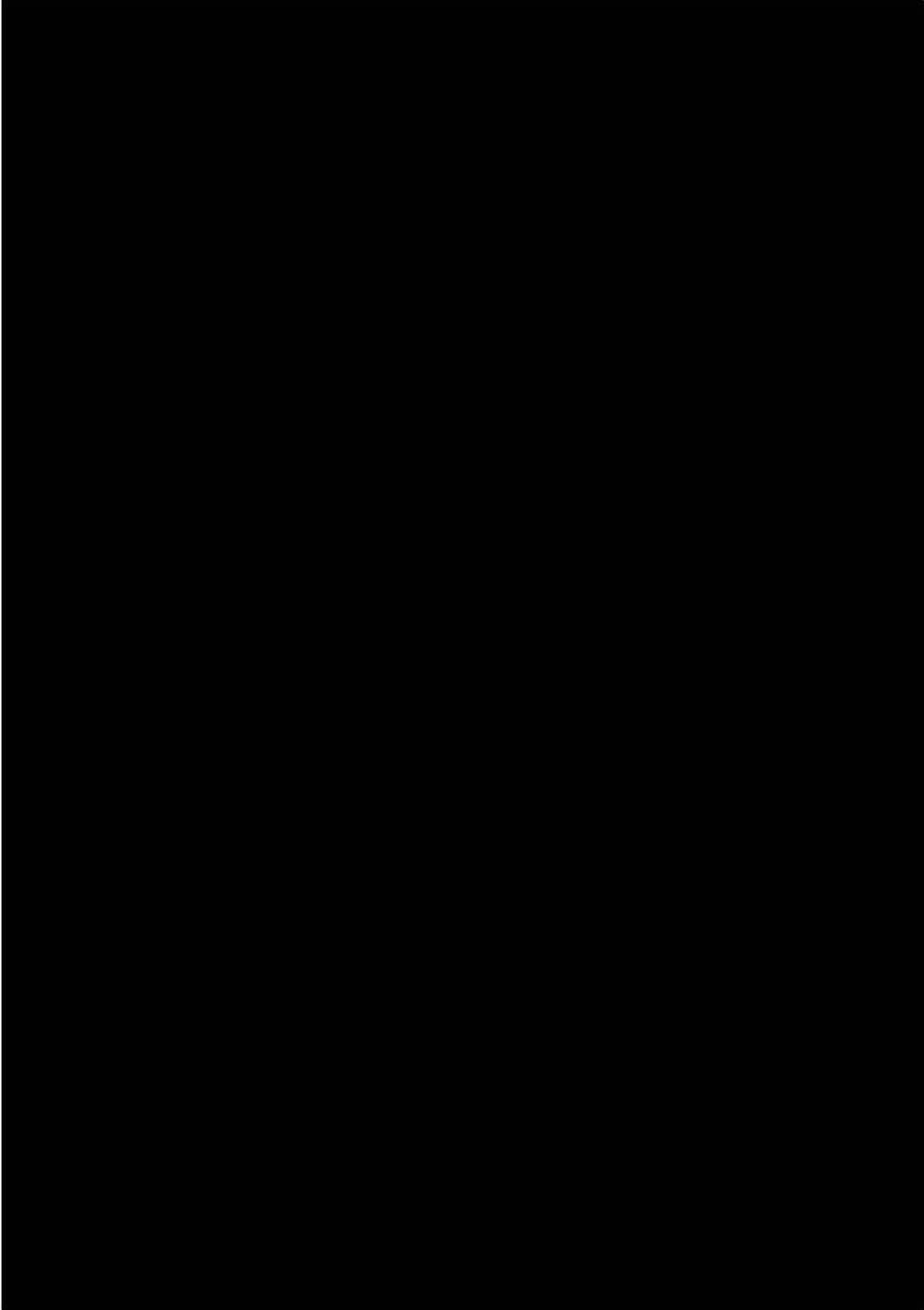
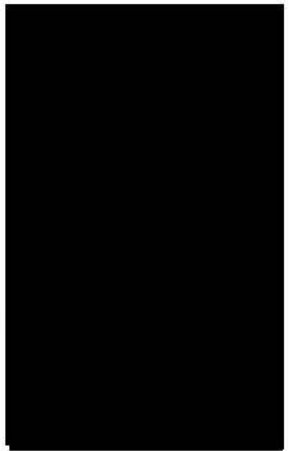




Bezirksregierung Münster • 48128 Münster

Uniper Kraftwerke GmbH
Holzstraße 6
40221 Düsseldorf

10. September 2024
Seite 1 von 8



Bitte verwenden Sie ausschließlich die Post- und Lieferanschrift:
Bezirksregierung Münster
48128 Münster

Dienstgebäude
Gartenstraße 27
45699 Herten
Telefon: +49 (0)251 411-0
Poststelle@brms.nrw.de
www.brms.nrw.de

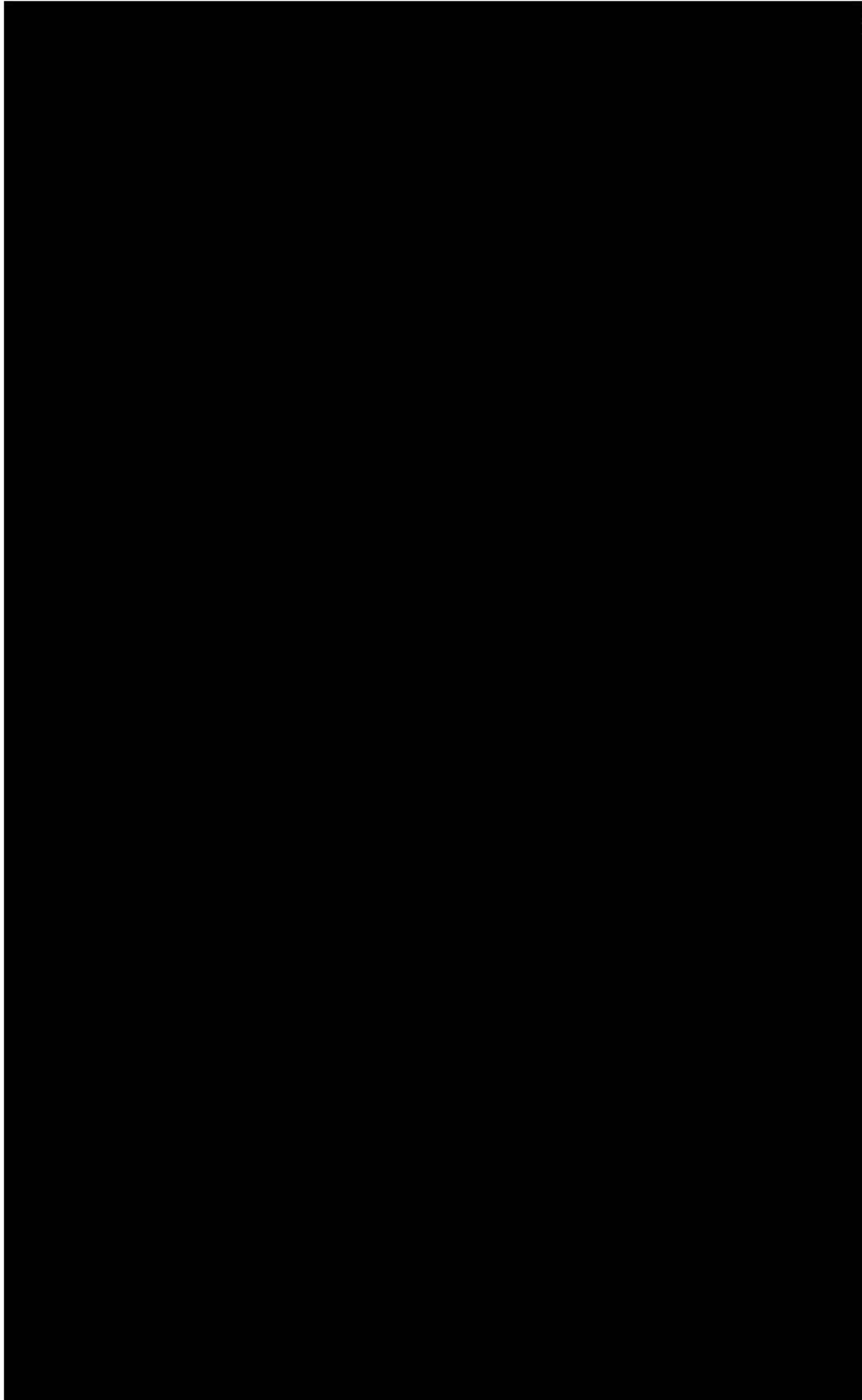
Öffentliche Verkehrsmittel:
Buslinie 249 bis „Herten-Mitte“,
vom Hbf Recklinghausen
alle 15 min - Fahrzeit 15 min

Konto der Landeshauptkasse
Landesbank Hessen-
Thüringen (Helaba)
IBAN: DE59 3005 0000 0001
6835 15
BIC: WELADEDXXX
Gläubiger-ID:
DE59ZZZ00000094452

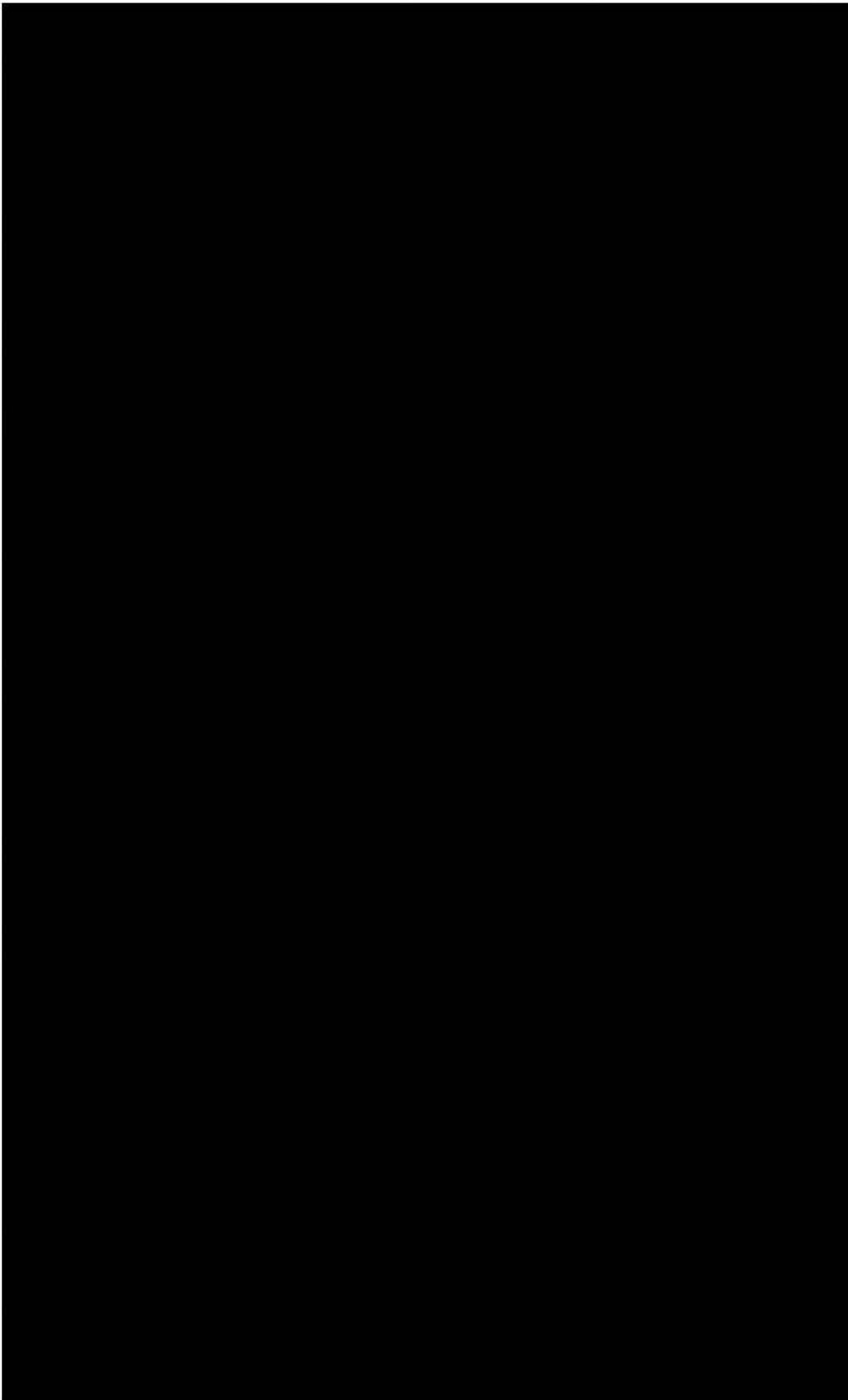
Datenschutzhinweise:
[www.bezreg-muenster.de/
de/datenschutz/index.html](http://www.bezreg-muenster.de/de/datenschutz/index.html)



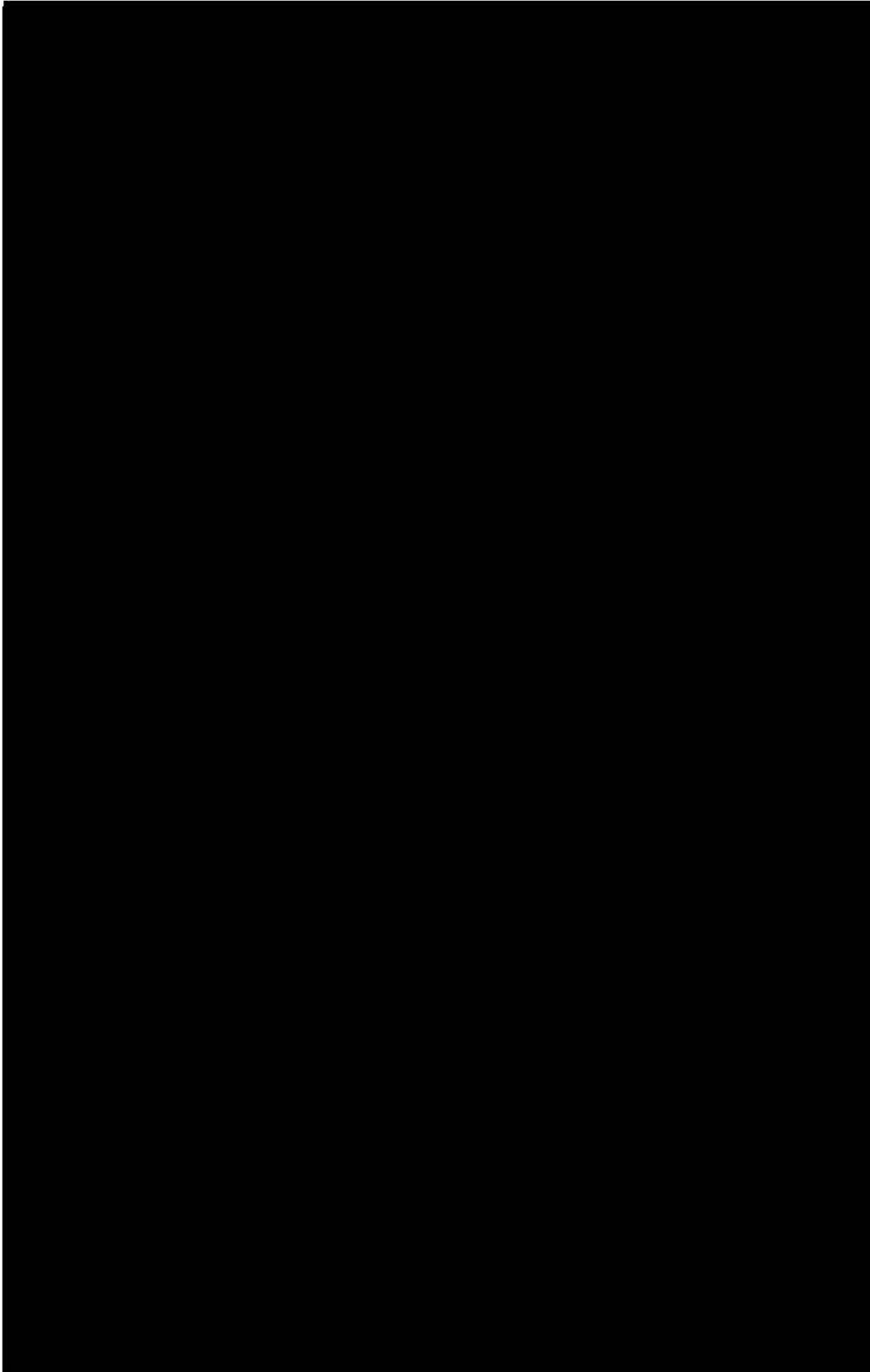
Gi. P.



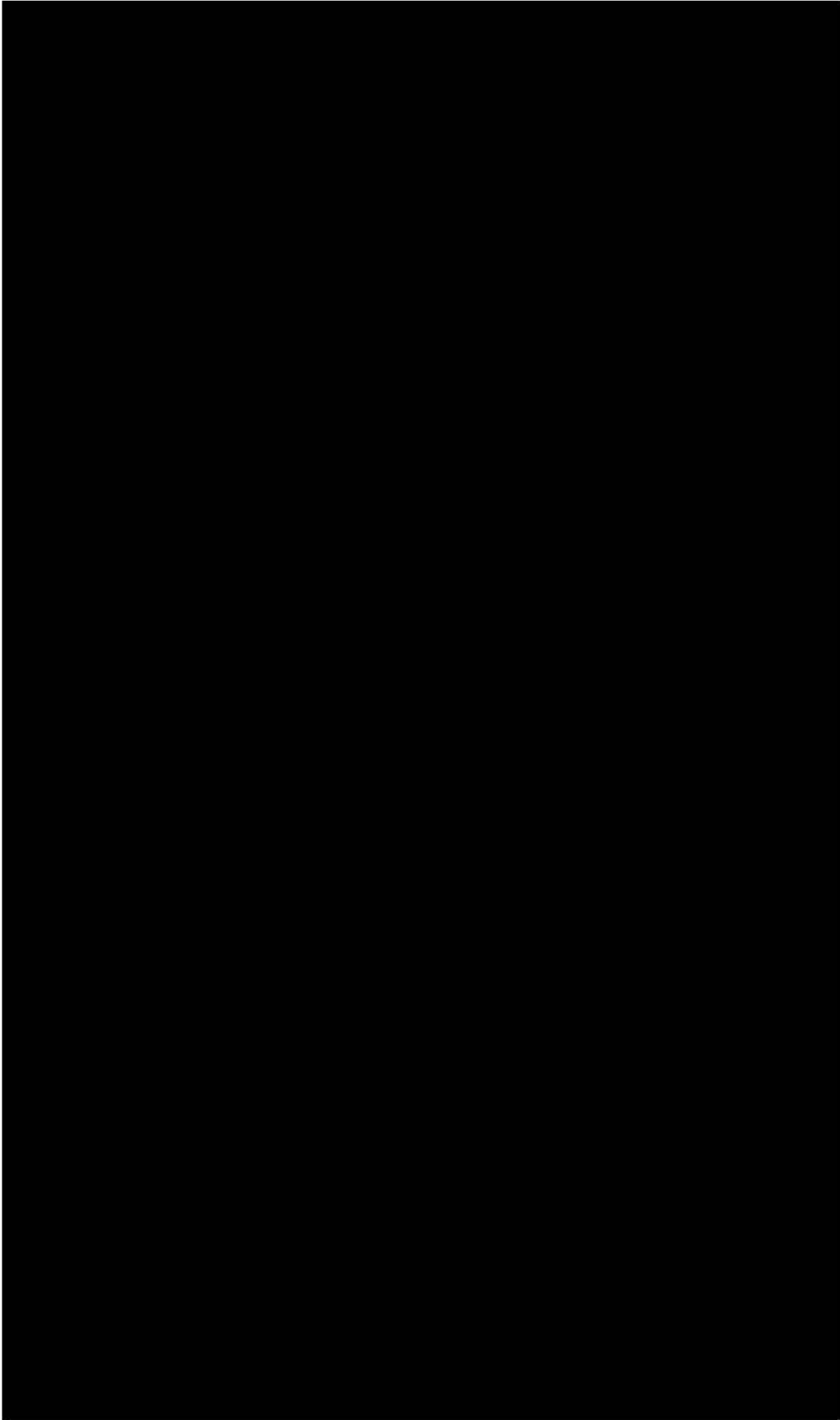
Gü. B.



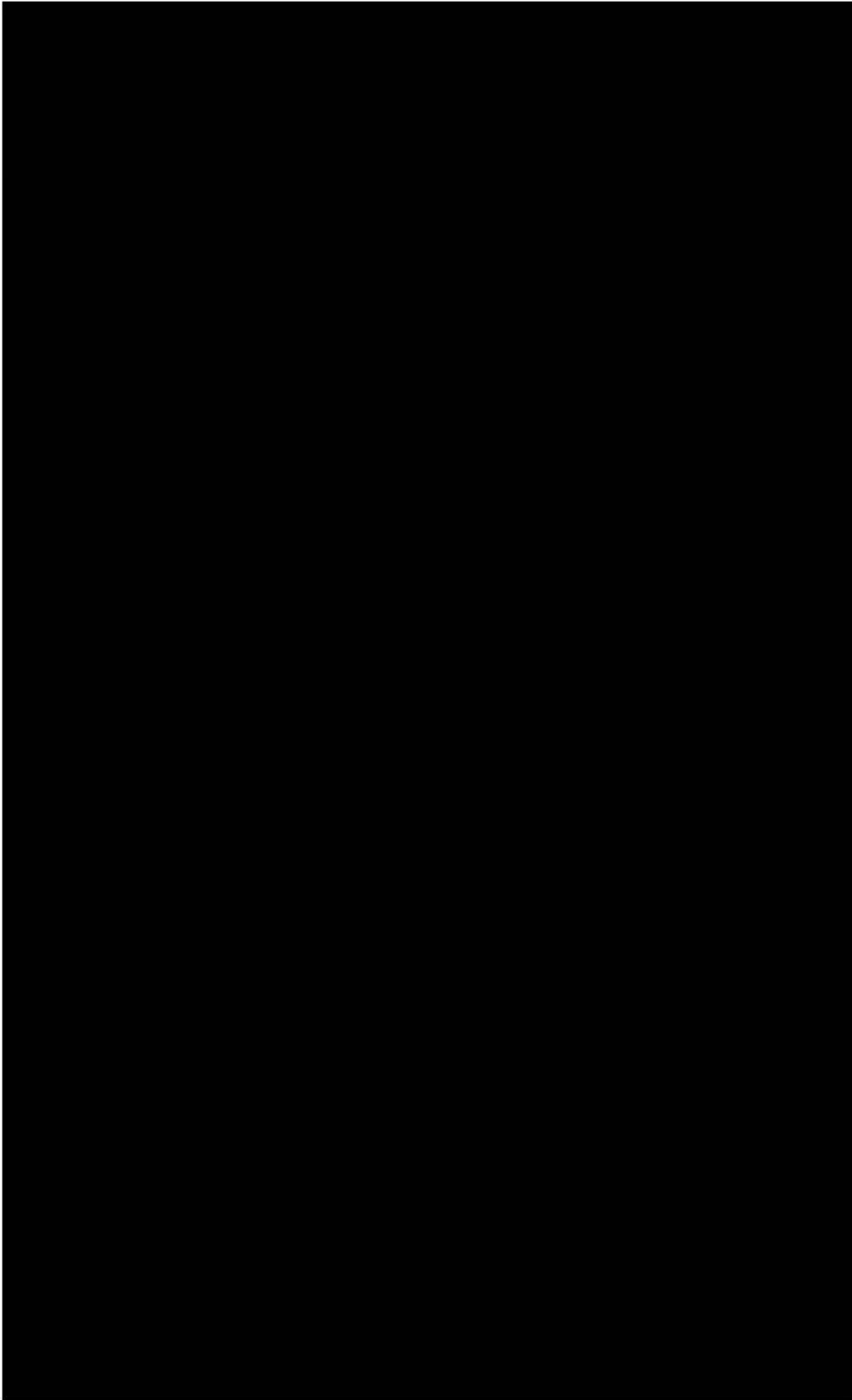
Ge...



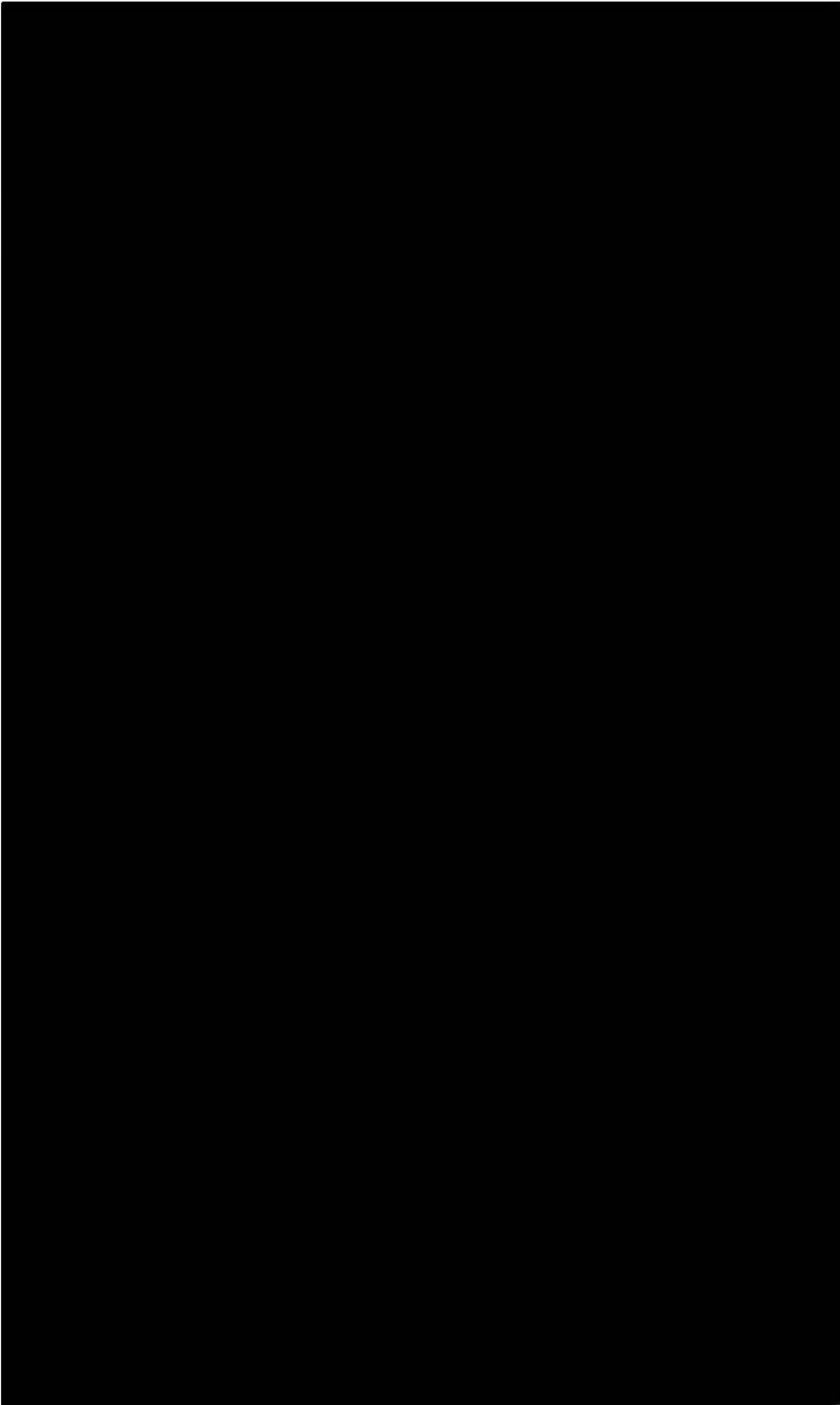
Wie p.



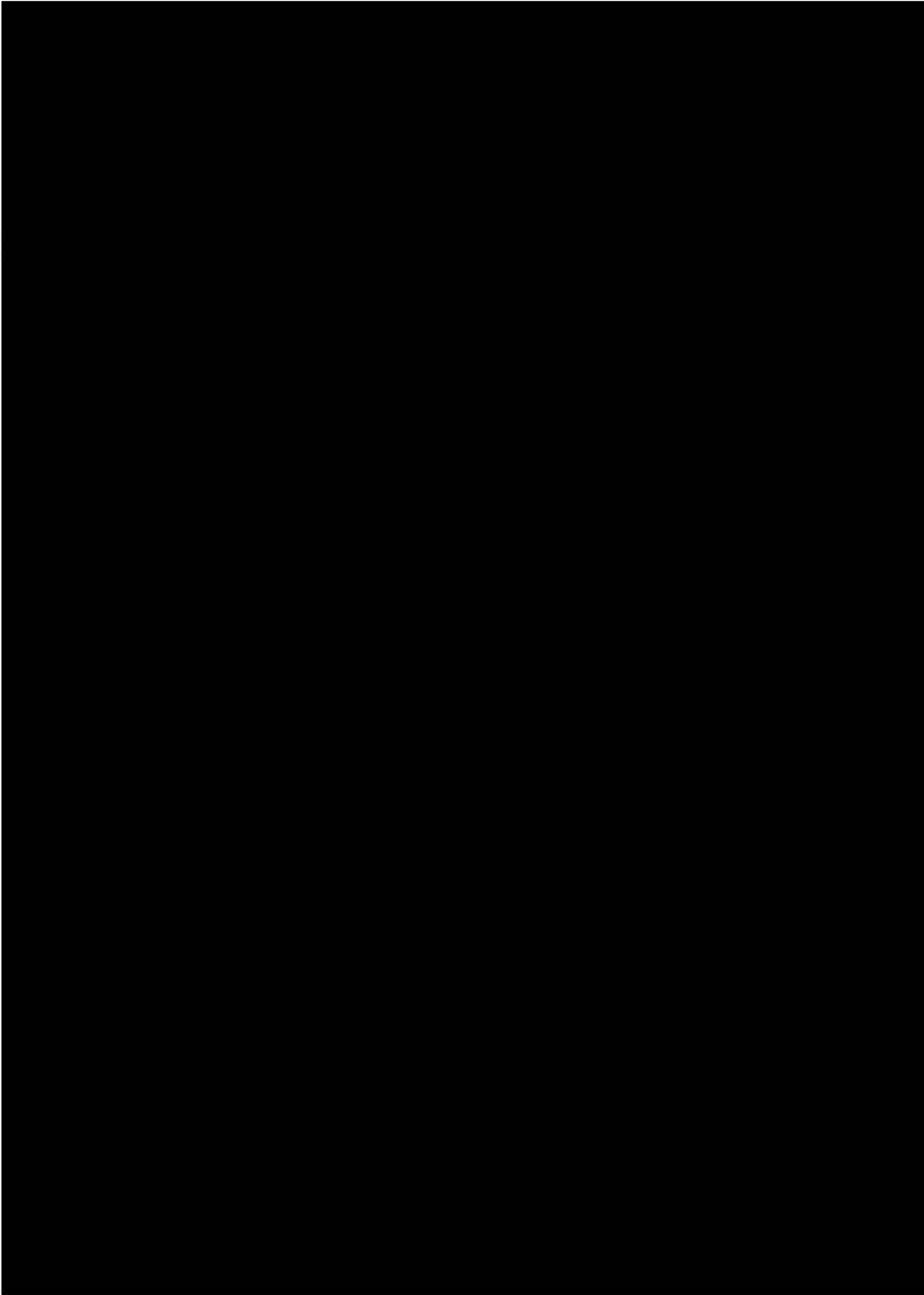
Geo P.



Gae J.



Gie p.



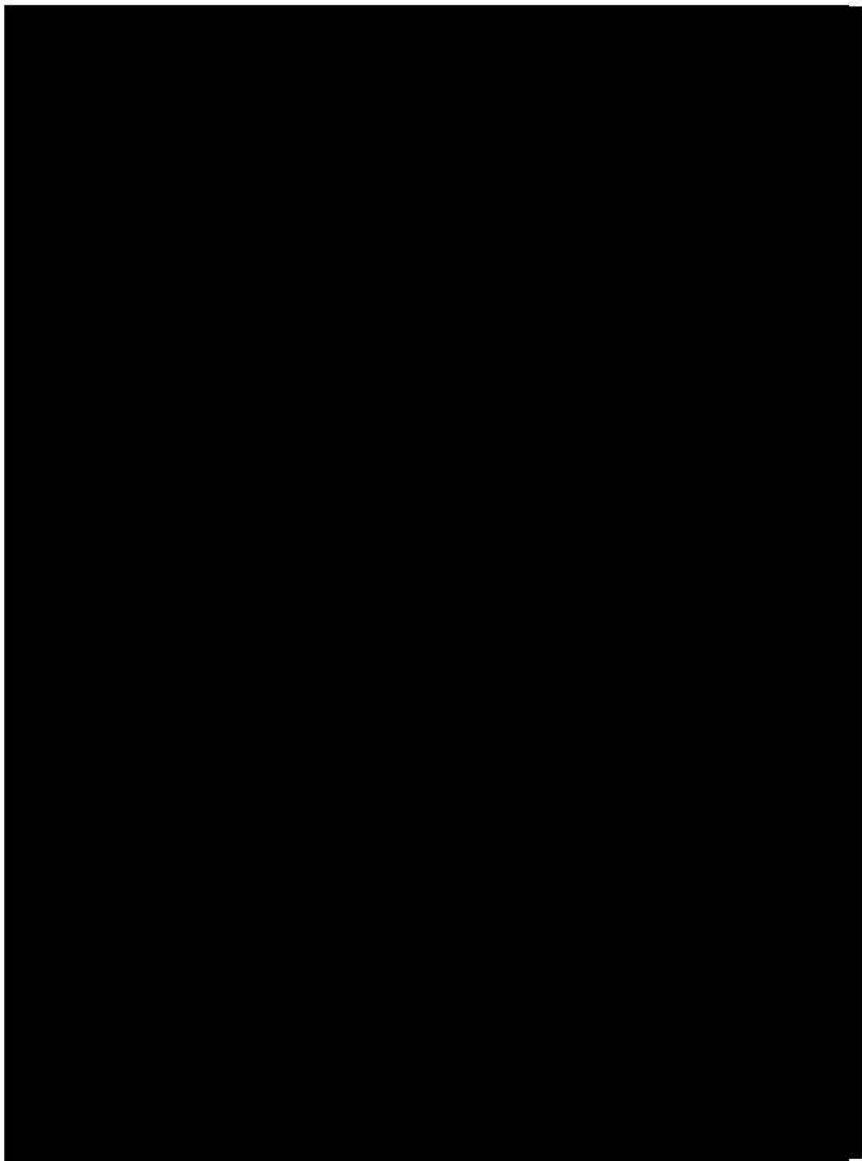
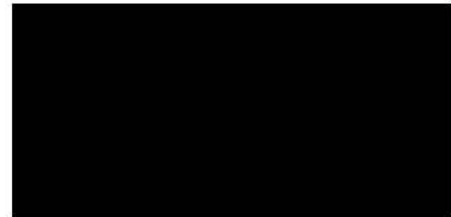
G. G.



Amprion GmbH, Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund

Uniper Kraftwerke GmbH

Holzstraße 6
40221 Düsseldorf



Seite 1 von 1

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund
Germany

T +49 231 5849-0
F +49 231 5849-14188

info@amprion.net
www.amprion.net

Aufsichtsratsvorsitzender:
Uwe Tigges

Geschäftsführung:
Dr. Hans-Jürgen Brick (Vorsitzender)
Dr. Christoph Müller
Dr. Hendrik Neumann
Peter Ruth

Sitz der Gesellschaft:
Dortmund
Eingetragen beim
Amtsgericht Dortmund
Handelsregister-Nr. HRB 15940

Bankverbindung:
Commerzbank AG Dortmund
IBAN: DE27 4404 0037 0352 0087 00
BIC: COBADEFFXXX
USI-IdNr. DE 8137 61 356

Lobbyregister-Nr.:
R002477

EU-Transparenzregister-Nr.:
426344123116-68

Wie fr.