



Beschlusskammer 8

Aktenzeichen: BK8-21/3001-R

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren

wegen **Festlegung zur Anerkennung der Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Netzreserveanlage Heyden 4 für den Zeitraum vom 08.07.2021 bis zum 30.09.2022 nach § 13c Abs. 5 EnWG i.V.m. § 50a Abs. 5 EnWG a.F. 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 die Beisitzerin Natalie Krank,

gegenüber der TenneT TSO GmbH, Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth,
gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- im Folgenden: „Übertragungsnetzbetreiber“ -

am 12.12.2024 beschlossen:

1. Die Vorhaltung und der Einsatz der Erzeugungsanlage Heyden 4 (BNA0793) 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 den in der **Anlage 2** zu diesem Beschluss beigefügten Verträgen 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 a.F. und ermöglicht dem Übertragungsnetzbetreiber die auf Grund § 13c Abs. 3 EnWG mit der Vorhaltung und dem Einsatz der endgültig stillzulegenden Netzreserveanlage Heyden 4 (BNA0793) einhergehenden Netzreservekosten zu refinanzieren. Zugleich trifft die Festlegung Vorgaben zur Art und Weise der Refinanzierung.
- 2 Die Uniper Kraftwerke GmbH hat sich mit der Steinkohleanlage Heyden 4 an dem verkürzten Ausschreibungsverfahren im Jahr 2020 nach § 52 Abs. 2 KVBG beteiligt. Am 01.12.2020 erfolgte in diesem verkürzten Verfahren die Erteilung des Zuschlags für die Anlage. Gemäß § 52 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 KVBG musste der Anlagenbetreiber die Betriebsbereitschaft der Anlage weiter vorhalten. Nach § 52 Abs. 2 Satz 2 Nr. 2 KVBG hat er dafür einen Anspruch auf angemessene Vergütung entsprechend § 13c Abs. 3 Satz 1 Nr. 1 bis 3 EnWG gegen den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), in dessen Regelzone die Anlage einspeist. Die Kostenanerkennung erfolgte für den Zeitraum vom 08.07.2021 bis zum 30.09.2022 über die Festlegung der Kosten als verfahrensregulierte Kosten unter dem Aktenzeichen BK8-20/3101-R am 05.05.2021.
- 3 Mit Schreiben vom 26.02.2021 an den Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH (ÜNB) wurde die endgültige Stilllegung der Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie Heyden Block 4 (Energieerzeugungsanlage) angezeigt. Aufgrund

der Systemrelevanzausweisung des ÜNB vom 01.06.2021 war die Energieerzeugungsanlage beginnend ab dem 08.07.2021 für die Dauer der Systemrelevanzausweisung (08.07.2021 - 30.09.2022) gemäß §§ 13b Abs. 4; 13c Abs. 2 S. 1; 13d Abs. 1 EnWG für Zwecke der Netzreserve vorzuhalten. Die Beschlusskammer führt das diesbezügliche Verfahren der Kostenanerkennung unter dem Aktenzeichen BK8-21/3001-R.

- 4 Durch die Genehmigung der Systemrelevanzausweisung war der Uniper Kraftwerke GmbH die Stilllegung der Anlage verboten. Nunmehr ist die Anlage außer Betrieb genommen.
- 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 29.08.2022 bis 31.03.2024 befristet am Strommarkt teilgenommen, § 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 28.04./10.05.2023 für den Zeitraum 08.07.2021 bis zum 30.09.2022 einen Netzreservevertrag für die Anlage (**Anlage 2**).
- 8 Der Übertragungsnetzbetreiber hat sodann am 28.04.2023 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 28.04./10.05.2023 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 bspw. zur

Festlegung der Erlösbergrenze für die vierte Regulierungsperiode 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 Beschlusstexts 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 Erlösbergrenze und zum Istkosten-Abgleich nach der Ziffer 2 des Beschlusstexts beruhen auf § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV und auf § 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV.
- 23 Die Befristung der Festlegung in der Ziffer 3 des Beschlusstexts 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.
- 26 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 Übertragungs-

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

- 27 Die Beschlusskammer hat von einer weiteren Anhörung abgesehen, da sie eine wirksame Verfahrensregulierung i.S.v. § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV nach Maßgabe der in der Anlage 1 enthaltenen freiwilligen Selbstverpflichtung uneingeschränkt anerkennt.
- 28 Der zuständigen Landesregulierungsbehörde des Landes Bayern wurde am 16.02.2024 die vereinheitlichte Beschlussvorlage zur Stellungnahme nach § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG übersandt.
- 29 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

- 30 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 Heyden 4 im Rahmen der Netzreserve als verfahrensregulierte Kosten an.
- 31 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 28.04.2023 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 Netzreserververtrages zu vergüten. Bei Einhaltung der freiwilligen Selbstverpflichtung gelten die dem Übertragungsnetzbetreiber durch die Vorhaltung und den Einsatz der Anlage Heyden 4 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.

- 32 Auch die weiteren gesetzlichen Anforderungen an die Anerkennung der vertraglich bewirkten Netzreservekosten für die Anlage Heyden 4 als verfahrensregulierte Kosten liegen vor: Die Anlage Heyden 4 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 2022 und 2023. 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 Heyden 4 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 möglichen 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.
- 33 Der Netzreservevertrag vom 28.04./10.05.2023 sieht eine Vertragsdauer von nicht mehr als 24 Monaten vor, § 5 Abs. 1 Satz 3 NetzResV. Die Anlage Heyden 4 ist gemäß der Genehmigung der Ausweisung der Systemrelevanz vom 01.06.2021 systemrelevant im Sinne von § 13b Abs. 2 Satz 2 EnWG, siehe § 5 Abs. 2 Nr. 1 NetzResV.

- 34 Die Uniper Kraftwerke GmbH hat sich gemäß Ziffer 16 des Vertrages 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). Die Anlage ist mittlerweile außer Betrieb genommen.
- 35 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 KVBG spätestens wirksam wird.
- 36 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

- 37 Die Vorgaben zum Istkosten-Abgleich in Ziffer 2 des Beschlusstextes 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.
- 38 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.

- 39 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).
- 40 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.

- 41 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

- 42 Gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4, HS. 2 ARegV erfolgt die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode.
- 43 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.
- 44 Eine Erfassung der abgelaufenen und der gegenwärtigen Regulierungsperiode ist vorliegend sachgerecht, da die Netzreservekosten des Übertragungsnetzbetreibers nicht notwendigerweise jahres- oder gar regulierungsperiodenscharf anfallen; Kosten und Verträge, die sich über mehrere dieser Regulierungsperioden verteilen, unterfallen damit der vorliegenden Festlegung.

8. Widerrufsvorbehalt

- 45 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

- 46 Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

III.

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

Anlage 1 Freiwillige Selbstverpflichtung des Übertragungsnetzbetreibers vom 28.04.2023

Anlage 2 Netzreservevertrag vom 28.04./10.05.2023

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

Beisitzerin


Bourwieg


Dr. Heimann


Krank

Freiwillige Selbstverpflichtung der TenneT TSO GmbH zur Vorhaltung und zum Einsatz des Kraftwerks Heyden 4 (BNA 0793) der Uniper Kraftwerke GmbH in der inländischen Netzreserve (07/2021 – 09/2022)

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

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

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

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

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 bei vorläufigen Stilllegungen der anteilige Werteverbrauch sowie bei endgültigen Stilllegungen die Erhaltungsauslagen und die Opportunitätskosten in Form einer angemessenen Verzinsung für bestehende Anlagen durch verlängerte Kapitalbindung in Form von Grundstücken und weiterverwertbaren technischen Anlagen oder Anlagenteilen sein.

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

Mit dieser freiwilligen Selbstverpflichtung erklärt die TenneT TSO GmbH, den beigefügten Vertrag bzgl. des vorläufig stillgelegten Kraftwerks Heyden 4, 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.



**Vertrag über die Vorhaltung und den Einsatz von Heyden 4 gemäß
§§ 26 Abs. 2 KVBG i.V.m. 13b, 13c EnWG im Zeitraum 08.07.2021 –
30.09.2022**

zwischen

TenneT TSO GmbH
Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

-nachstehend „TTG“ genannt-

und

Uniper Kraftwerke GmbH
Holzstraße 6
40221 Düsseldorf

-nachstehend „UKW“ genannt-

- einzeln „Vertragspartner“ genannt-

-gemeinsam „Vertragsparteien“ genannt-

Inhaltsverzeichnis

1.	Vertragsgegenstand.....	5
2.	(Wieder-)Herstellung der Betriebsbereitschaft.....	5
3.	Vorhaltung der Betriebsbereitschaft.....	6
3.1	Servicelevel / Personal.....	6
3.2	Wartung und Instandhaltung / Revisionen / Prüfungen.....	7
3.3	Versicherungen.....	7
3.4	Innerbetriebliche Leistungen / Stromeigenbedarf.....	8
4.	Einsätze der Anlage.....	9
4.1	Einsatzanforderung.....	9
4.2	Vorwärmung und Beheizung.....	10
4.3	Probestarts / Prüfungen.....	10
4.4	Bilanzkreis- und Zählwertmanagement / Datenaustauschprozesse im Rahmen eines Energieinformationsnetzes.....	11
4.5	Beschaffung von Einsatzstoffen und CO ₂ -Zertifikaten; Umgang mit Reststoffen zum Vertragsende.....	11
5.	Leistungseinschränkung / Befreiung von der Leistungspflicht.....	12
6.	Kostenerstattung und Rechnungslegung.....	14
6.1	Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft.....	14
6.2	Vorhaltung der Betriebsbereitschaft.....	14
6.3	Einsätze der Anlage.....	14
6.4	Opportunitätskosten.....	15
6.5	Investive Vorteile.....	15
6.6	Weitere Kostenpositionen.....	16
6.7	Rechnungsstellung und Fälligkeit.....	16
6.8	Stromsteuer und Energiesteuer.....	17
6.9	Kostenerstattung bei erneuter Systemrelevanzausweisung.....	17
7.	Bereitstellung von Informationen.....	18
8.	Haftung.....	18
9.	Änderung der Verhältnisse.....	18
10.	Gerichtsstand.....	19
11.	Vertragsdauer und -beendigung, erneuter Genehmigungsantrag.....	19
12.	Teilunwirksamkeit, Vertragslücken, Vertragsauslegung.....	20
13.	Vertragsausfertigung.....	20
14.	Schriftform.....	20
15.	Abtretung, Übertragung des Vertrages.....	20
16.	Keine Marktrückkehr.....	21
17.	Vertragsanhänge.....	21

Präambel

1. Im Falle eines Zuschlags im Rahmen einer Auktion zum Steinkohleausstieg übermittelt die Bundesnetzagentur (nachfolgend „BNetzA“ genannt) die Namen der bezuschlagten Anlage und den jeweiligen Kalendertag, ab dem das Verbot der Kohleverfeuerung wirksam wird, den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern. Diese prüfen im Fall des verkürzten Verfahrens für das Jahr 2020 gemeinsam innerhalb von drei Monaten, welche der übermittelten Steinkohleanlagen ab dem Zeitpunkt des Wirksamwerdens des Vermarktungsverbots systemrelevant im Sinne von § 13b Abs. 2 S. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sind, ob also ihre Stilllegung 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 BNetzA hat über den Antrag eines Übertragungsnetzbetreibers auf Genehmigung der Ausweisung einer Anlage als systemrelevant innerhalb einer Frist von drei Monaten zu entscheiden.
2. Eine Ausweisung der Systemrelevanz durch den Übertragungsnetzbetreiber bedarf bei einer nach KVBG bezuschlagten Anlage der Genehmigung durch die BNetzA. Insoweit sind die Übertragungsnetzbetreiber gemäß §§ 26 Abs. 2 KVBG, 13b Abs. 5 S. 2 EnWG verpflichtet, bei der BNetzA unverzüglich nach Abschluss der eigenen Prüfung der Systemrelevanz der bezuschlagten Anlagen einen Antrag auf Genehmigung der Ausweisung zu stellen und diesen zu begründen. Im Falle einer Genehmigung durch die BNetzA bleibt das Kohleverfeuerungsverbot unwirksam, solange die Erzeugungsanlage in der Netzreserve gebunden ist (§ 51 Abs. 4 KVBG), wo sie ausschließlich nach Maßgabe der vom Übertragungsnetzbetreiber angeforderten Systemsicherheitsmaßnahmen zu betreiben ist.
3. Der Betreiber einer Steinkohlerzeugungsanlage, die nach einem Zuschlag nach dem KVBG mit Genehmigung der BNetzA als systemrelevant ausgewiesen wird, muss diese gemäß §§ 26 Abs. 2 KVBG, 13b Abs. 5 S. 11 EnWG zumindest in einem Zustand erhalten, der eine Anforderung zur weiteren Vorhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13b Abs. 4 EnWG ermöglicht sowie auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers die Betriebsbereitschaft der Erzeugungsanlage für weitere Anpassungen der Einspeisung weiter vorhalten oder wiederherstellen, soweit dies nicht technisch und rechtlich ausgeschlossen ist. Als Ausgleich für die damit verbundene Zwangsbewirtschaftung hat der Anlagenbetreiber gemäß §§ 26 Abs. 2 KVBG, 13c Abs. 3 S. 1 EnWG gegenüber dem regelzonenverantwortlichen Betreiber des Übertragungsnetzes Anspruch auf eine angemessene Vergütung.
4. Die UKW erhielt im Rahmen der ersten Ausschreibungsrunde zur Reduzierung der Steinkohleverstromung am 01.12.2020 einen Zuschlag für das Kraftwerk Heyden Block 4 (nachfolgend „Anlage“ genannt). Am 01.01.2021 wurde für die Anlage das Vermarktungsverbot gemäß § 52 Abs. 2 S. 1 KVBG wirksam, sodass die Anlage seitdem nicht mehr auf den Strommärkten eingesetzt wurde. Für das Kohleverfeuerungsverbot in der ersten Ausschreibungsrunde ist der 08.07.2021 maßgeblich, jedoch beantragte die TTG mit Schreiben vom 26.02.2021 die Genehmigung zur Ausweisung der Systemrelevanz der Anlage. Dieser Antrag wurde durch die BNetzA am 01.06.2021 zunächst bis zum 30.09.2022 genehmigt. Mit Schreiben vom 10.06.2021 forderte TTG die UKW darüber hinaus auf, die Anlage zum rotierenden Phasenschieber umzurüsten.

5. Bei der Anlage handelt es sich um ein steinkohlebefeuetes Kraftwerk am Standort Heyden in Petershagen, das im Jahr 1987 in Betrieb genommen wurde. Die Blöcke 1-3 wurden bereits in den 1980er Jahren stillgelegt.

6. Die Rahmenbedingungen für die Vorhaltung und den Einsatz der Anlage in der Reserve gemäß § 52 Abs. 2 S. 2 KVBG sowie deren Vergütung haben die Vertragsparteien für den Zeitraum vom 01.01.2021 bis zum 07.07.2021 im Rahmen eines separaten Vertrages geregelt. Die Vertragsparteien beabsichtigen nun, darauf aufbauend eine vertragliche Regelung für die Dauer der Netzreserve für den Zeitraum vom 08.07.2021 bis zum 30.09.2022 zu treffen.

7. Die Vertragsparteien sind sich darüber einig, dass der Vertrag keine von den gesetzlichen Vorgaben abweichenden Regelungen treffen soll, sondern diese ausgestaltet.

Dies vorausgeschickt vereinbaren die Vertragsparteien was folgt.

1. Vertragsgegenstand

Gegenstand des vorliegenden Vertrages sind Regelungen zu vorbereitenden Maßnahmen, zum Betrieb und zum Einsatz der Anlage sowie deren Vergütung gemäß §§ 26 Abs. 2 KVBG, 13b, 13c EnWG i.V.m. §§ 5, 6 NetzResV. Hierbei werden insbesondere Regelungen getroffen zu:

- a) der ggf. erforderlichen (Wieder-)Herstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage,
- b) der betriebsbereiten Vorhaltung der Anlage,
- c) dem Einsatz der Anlage und
- d) der durch TTG zu zahlenden angemessenen Vergütung.

2. (Wieder-)Herstellung der Betriebsbereitschaft

2.1 UKW verpflichtet sich, die Betriebsbereitschaft der Anlage mit Beginn der Vertragslaufzeit im Rahmen des technisch und rechtlich Möglichen gemäß EnWG und NetzResV herzustellen und zu erhalten sowie ggf. wiederherzustellen.

2.2 UKW wird die für den Betrieb der Anlage notwendigen Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe für die Durchführung dieses Vertrags bereithalten. Nähere Regelungen zu diesen Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffen sind in Anhang 1 enthalten. Die Beschaffung bzw. die Wiederbeschaffung von betriebsnotwendigen Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffen richtet sich nach den Regelungen in Ziffer 4.5.1.

2.3 In dem Fall, dass die Betriebsbereitschaft der Anlage nach deren Herstellung bzw. Wiederherstellung während der Vertragslaufzeit durch anstehende Revisionen, Schadensfälle oder aufgrund rechtlicher oder behördlicher Auflagen, die, sofern nicht umgesetzt, den Weiterbetrieb der Anlage gefährden oder ausschließen, ganz oder teilweise wegfällt, wird TTG von UKW unverzüglich nach Kenntniserlangung über Art, Umfang und Ursache, die voraussichtlichen Kosten, die Dringlichkeit und die voraussichtliche Zeitdauer der erforderlichen Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft in Textform (Brief oder E-Mail) informiert.

2.4 Maßnahmen zur (Wieder-)Herstellung der Betriebsbereitschaft sind nach den Vorgaben des als Anhang 2 beigefügten Hinweises der Beschlusskammer 8 zum Umgang mit den Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft (einschließlich dem sog. 4-Stufen-Modell der BNetzA) durchzuführen mit der Maßgabe, dass auch Maßnahmen der Stufe 2, deren voraussichtliche Kosten über [REDACTED] liegen, ab dem Zeitpunkt der Vertragsunterzeichnung einer Freigabe durch TTG bedürfen.

2.5 Freigaben erfolgen in Textform und können unter einer aufschiebenden Bedingung, nicht jedoch unter Rücknahmervorbehalt erteilt werden. Bei sinnvoll teilbaren Maßnahmen ist eine Teilfreigabe möglich.

Die Vertragsparteien stellen klar, dass UKW von der Verpflichtung zur Wiederherstellung

der Betriebsbereitschaft der Anlage solange befreit ist, bis TTG gegenüber UKW die Freigabe zur Vornahme der für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft erforderlichen Maßnahme erteilt und die Kostenübernahme erklärt hat. Gleiches gilt hinsichtlich der Pflicht der UKW zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage bis zu dem Zeitpunkt, zu dem die Maßnahme zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft abgeschlossen ist.

Die Verpflichtung der TTG zur Zahlung des Leistungspreises gemäß Ziffer 6.2.1 sowie zur Erstattung von gegebenenfalls anfallenden Kosten nach Ziffer 6.3 bleibt während der vorgenannten Zeiträume bestehen; dies gilt auch für den Fall, dass TTG die Freigabe endgültig verweigert. Sofern hierbei die Voraussetzungen der Ziffer 9 erfüllt sind, werden die Vertragsparteien nach der jeweils einschlägigen Regelung verfahren.

2.6 Bei Gefahr im Verzug hat UKW erforderliche Sicherungs- und Sofortmaßnahmen zum Schutz der Anlage und/oder für eine eventuelle Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft ohne vorherige Freigabe durch TTG vorzunehmen. Gefahr im Verzug liegt vor, wenn ohne die unmittelbare Durchführung von Sicherungs- und Sofortmaßnahmen der Eintritt einer Gefahr für Leib, Leben oder die Gesundheit, der Eintritt von erheblichen Schäden an der Anlage, von Umweltschäden oder Verstöße gegen Genehmigungen, Gesetze und sonstige allgemeingültige Vorschriften (einschließlich Umwelt- oder Arbeitsschutzrecht) drohen und UKW ein Abwarten der Freigabe von Maßnahmen zum Schutz vor und/oder zur Abwehr von einer solchen Bedrohung sowie zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nicht zugemutet werden kann. In diesem Fall sind die Informationen über Art und Umfang sowie, sofern möglich, die Kosten der erforderlichen Maßnahmen unverzüglich mitzuteilen.

2.7 Für Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft, welche über die zunächst vorgenommenen Sicherungs- und Sofortmaßnahmen hinausgehen, gelten die Ziffern 2.3 bis 2.5.

3. Vorhaltung der Betriebsbereitschaft

3.1 Servicelevel / Personal

3.1.1 UKW verpflichtet sich zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage gemäß dem zwischen den Vertragsparteien abgestimmten und in Anhang 3 beschriebenen Servicelevel. Hierzu gehört auch die Bereithaltung und Qualifikation des für den Kraftwerksbetrieb erforderlichen Personals nach Maßgabe der Regelungen in Ziffer 5.2.

3.1.2 TTG ist berechtigt, die Anlage innerhalb der Maßgaben nach Anhang 3 und unter entsprechender Beachtung von § 13c Abs. 4 S. 1 EnWG und § 7 NetzResV zu einer Einseisung gemäß Ziffer 4.1.1 anzufordern.

3.1.3 UKW ist berechtigt, das für die Betriebsführung notwendige qualifizierte Personal ggf. auch durch den Abschluss eines Betriebsführungsvertrages mit einem anderen Unternehmen zu beschaffen.

3.2 Wartung und Instandhaltung / Revisionen / Prüfungen

3.2.1 UKW wird die zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage anfallenden üblichen Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen sowie die üblichen Ersatz-, Erneuerungs- und Umbaumaßnahmen einschließlich der Maßnahmen aufgrund behördlicher Anordnung (nachfolgend „Vorhaltungsmaßnahmen“ genannt) nach pflichtgemäßem Ermessen planen und durchführen. Üblich sind dabei solche Maßnahmen nach Satz 1, die auch im Rahmen eines gewöhnlichen Marktbetriebs in den letzten 2 Jahren vor Wirksamwerden des Vermarktungsverbots von UKW durchgeführt worden wären. Auf Anforderung wird UKW gegenüber TTG einen Nachweis über die Üblichkeit einzelner Vorhaltungsmaßnahmen erbringen.

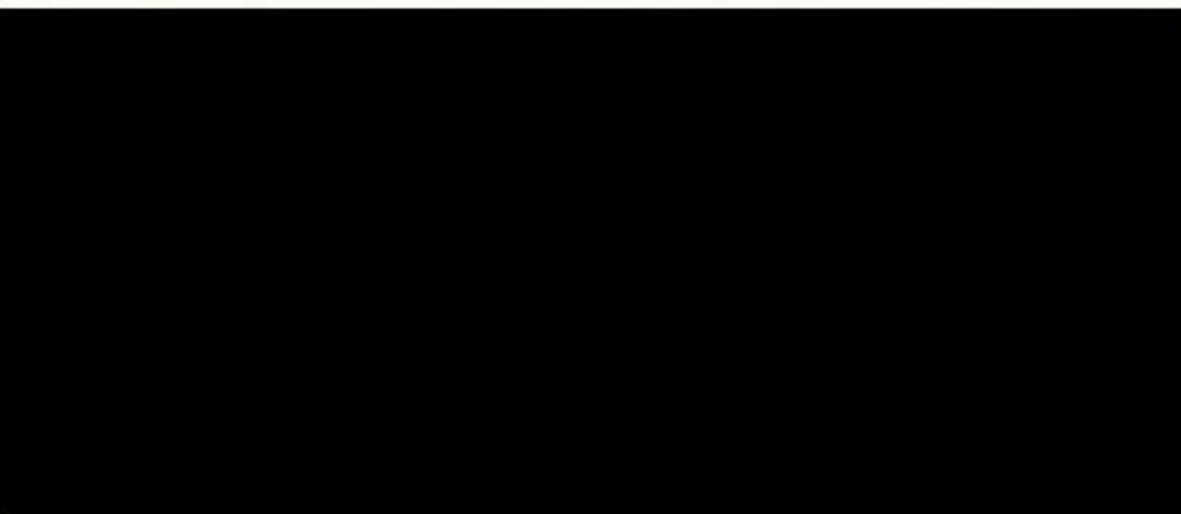
3.2.2 Im Rahmen von Revisionen notwendige Maßnahmen an der Anlage sowie deren Zeitpunkt und Dauer werden von UKW bis jeweils zum 31. August für das Sommerhalbjahr (1. April - 30. September) des jeweiligen Folgejahres vorgeplant und an TTG gemeldet; für die Durchführung einzelner Maßnahmen erforderliche Vorlaufzeiten sind bei der Vorplanung angemessen zu berücksichtigen. Bei Bedarf werden sich die Vertragsparteien spätestens bis zum 15. Oktober über eine mögliche Verschiebung abstimmen. TTG wird möglichst bis zum 30. November verbindlich mitteilen, ob die geplanten Revisionsmaßnahmen und damit auch die Kostentragung durch TTG freigegeben werden.

Sofern eine Freigabe erst nach dem 30. November erteilt wird und der zeitliche Vorlauf zu diesem Zeitpunkt nicht mehr ausreicht, kann die betreffende Maßnahme im Rahmen der geplanten Revision möglicherweise nicht durchgeführt werden. Das damit verbundene Risiko trägt TTG.

Unterjährige planbare Kurzstillstände werden mit TTG ebenfalls mit angemessenem zeitlichen Vorlauf abgestimmt.

3.2.3 Rechtlich vorgeschriebene oder durch Behörden angeordnete Prüfungen und Auflagen sind durch UKW zu erfüllen und bei Einschränkung der Betriebsbereitschaft mit TTG abzustimmen.

3.3 Versicherungen



Der Versicherungsumfang für die Anlage ist jedoch eingeschränkt. Ein Sachschaden/Maschinenschaden ist nicht versichert, im Schadensfall werden von der Versicherung also keine Reparatur- oder Wiederherstellungskosten erstattet. Im Schadensfall werden insbesondere nur Aufräumkosten sowie behördlich erforderliche Entsorgungskosten bis zu einer maximalen Höhe von [REDACTED] erstattet. Ein Versicherungsschutz für Betriebsunterbrechungsschäden besteht nicht.

[REDACTED]

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

3.3.3 Hat TTG nach einem auftretenden Schadensfall während der Vertragslaufzeit gemäß Ziffer 6.1.1 die Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft gemäß Ziffer 2.4 getragen und hat UKW für diese Kosten eine Zahlung aus einer der vorstehenden Versicherungen erhalten, so hat TTG bis zur Höhe dieser Zahlung einen Erstattungsanspruch gegen UKW.

[REDACTED]

3.4 Innerbetriebliche Leistungen / Stromeigenbedarf

3.4.1 UKW verpflichtet sich, den zum Betrieb, zur betriebsbereiten Vorhaltung und bei Stillstand der Anlage erforderlichen Elektrizitätsbedarf (Stromeigenbedarf) zu decken. Details zur Versorgung der Anlage mit Stromeigenbedarf sind in Anhang 1 beschrieben.

3.4.2 Ferner führt UKW die Bearbeitung technischer, betriebs- und finanzwirtschaftlicher, steuerlicher, organisatorischer und rechtlicher Angelegenheiten durch. Hierzu zählt unter anderem die IT-Anbindung und Wartung, der Kraftwerkseinsatz, das Bilanzkreismanagement sowie das Beschaffungs- und Vertragsmanagement (z.B. für Brennstoff- und CO₂-Zertifikatsbeschaffung, Entsorgung usw.).

UKW ist berechtigt, Dritte mit der Durchführung dieser Angelegenheiten zu beauftragen.

Etwaige hierfür anfallende Kosten sind Bestandteil des pauschalen Leistungspreises gemäß Ziffer 6.2.1.

3.4.3 Die Kraftwerksleitung stellt UKW.

4. Einsätze der Anlage

4.1 Einsatzanforderung

4.1.1 UKW ist verpflichtet, Anforderungen der TTG zum Einsatz der Anlage zur Durchführung von Systemsicherheitsmaßnahmen (Einsatzanforderung) nach den Regelungen dieses Vertrages, insbesondere der Ziffer 4.1.2 bis 4.1.9 zu erfüllen. Dies gilt nicht insoweit, als Leistungseinschränkungen nach Ziffer 5 bestehen.

4.1.2 UKW unterliegt ausschließlich hinsichtlich des Aspekts, ob eine Einspeisung erfolgen soll sowie hinsichtlich der Höhe der einzuspeisenden Wirk- und Blindleistung und des Einspeisungszeitraums nach Maßgabe von Anhang 4 den Einsatzanforderungen der TTG.

4.1.3 Zur Einsatzanforderung sendet TTG nach telefonischer Abstimmung ein Anforderungsdokument, das mindestens Höhe und Dauer der zu liefernden Leistung unter Berücksichtigung des Servicelevels gemäß Anhang 3 regelt. Eine Einsatzanforderung darf die Mindestbetriebszeit der Anlage nicht unterschreiten. Der detaillierte Anforderungsprozess wird in Anhang 4 geregelt.

4.1.4 UKW ist berechtigt, von Einsatzanforderungen abzuweichen, sofern und soweit UKW auf Grundlage der ex-ante Erkenntnismöglichkeiten zum Zeitpunkt der Entscheidung über die Abweichung annimmt, dass eine Umsetzung der Einsatzanforderung

- a) gegen Gesetze oder sonstige allgemeingültige Vorschriften (einschließlich solcher des Umwelt- oder Arbeitsschutzrechts) verstoßen würde,
- b) gegen Verpflichtungen oder Auflagen aus Genehmigungen oder Erlaubnissen verstoßen würde,
- c) Leib und Leben oder die Gesundheit von Menschen gefährden würde,
- d) gegen anerkannte Regeln der Technik verstoßen würde; dabei gelten für die Anlage dieselben Regeln wie für regulär im Markt eingesetzte Kraftwerke,
- e) zu einem erheblichen Schaden an der Anlage führen könnte oder
- f) aufgrund einer Leistungseinschränkung gemäß Ziffer 5 nicht möglich oder zulässig wäre.

4.1.5 UKW ist bei berechtigten Abweichungen von Einsatzanforderungen gemäß Ziffer 4.1.4 nicht in der Lage und daher nicht verpflichtet, etwaige Auswirkungen einer solchen

Abweichung auf das Elektrizitätsversorgungssystem zu überprüfen.

4.1.6 Sofern und soweit vor oder während des in der originären Einsatzanforderung angeforderten Zeitraumes ein zur Abweichung berechtigender Umstand nach Ziffer 4.1.4 eintritt, ganz oder teilweise entfällt und UKW hiervon Kenntnis erlangt, ist UKW verpflichtet, TTG hierüber unverzüglich zu unterrichten.

4.1.7 UKW wird die Anlage gemäß § 13c Abs. 4 S. 1 EnWG i.V.m. § 7 NetzResV ausschließlich auf Einsatzanforderung der TTG nach Maßgabe der in diesem Vertrag vereinbarten Regelungen einsetzen. TTG wird die Anlage ausschließlich entsprechend § 7 NetzResV anfordern. Probestarts gemäß Ziffer 4.3.1 und 4.3.2 erfolgen nach Abstimmung zwischen den Vertragsparteien.

4.1.8 UKW wird die Anlage unter Beachtung der gesetzlichen Vorschriften, behördlichen und vertraglichen Auflagen und Bedingungen, den anerkannten Regeln der Technik und nach Maßgabe dieses Vertrages betreiben.

4.1.9 Die Übergabe der Stromlieferungen erfolgt an der im bestehenden Netzanschlussvertrag geregelten Übergabestelle für elektrische Energie in das Netz der TTG am Standort Heyden. Der Weitertransport im jeweiligen Netz liegt nicht im Verantwortungsbereich der UKW.

4.2 Vorwärmung und Beheizung

UKW wird die Anlage im erforderlichen Maße vorwärmen und beheizen, sodass das in Anhang 3 geregelte und von TTG im jeweiligen Einzelfall angeforderte Servicelevel erfüllt werden kann. Die Regelungen der Ziffern 4.1.4 bis 4.1.6 gelten entsprechend.

4.3 Probestarts / Prüfungen

4.3.1 Zur bestmöglichen Bereit- und Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft, zur Reduzierung des Risikos eines Startversagens sowie zur Mitarbeiterqualifikation führt UKW Probestarts in Abstimmung mit und nach Freigabe durch TTG durch. Das Probestartkonzept für die Anlage ist in Anhang 5 festgelegt. Die Regelungen der Ziffern 4.1.4 bis 4.1.6 gelten entsprechend. UKW informiert vor jedem Probestart die Netz- und Systemführung der TTG mit einer angemessenen Vorlaufzeit.

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

4.3.3 UKW überträgt TTG die im Rahmen der Probestarts und -fahrten nach Maßgabe von Ziffern 4.3.1 und 4.3.2 erzeugte elektrische Energie in den Redispatchbilanzkreis der TTG als Fahrplanlieferung entsprechend Ziffer 4.4.2. Für die Abwicklung gelten die

Vorgaben der Anhänge 4 und 5.

4.4 Bilanzkreis- und Zählwertmanagement / Datenaustauschprozesse im Rahmen eines Energieinformationsnetzes

4.4.1 Die Zählpunkte der Anlage (Einspeisung und Energiebezug) sind den von UKW benannten Bilanzkreisen zugeordnet. Die Marktrollen des Bilanzkreisverantwortlichen und des Lieferanten gemäß den „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“ (MaBiS), den „Geschäftsprozessen zur Kundenbelieferung mit Elektrizität“ (GPKE) sowie den „Marktprozessen für erzeugende Marktllokationen“ (MPES) obliegen der UKW.

4.4.2 „Datenaustauschprozesse im Rahmen eines Energieinformationsnetzes (Strom)“ gemäß Beschluss BK6-18-122 / BK6-21-195 der BNetzA (Meldung von Kraftwerkseinsatzplanungsdaten an die Übertragungsnetzbetreiber, Übermittlung geplanter sowie ungeplanter Nichtverfügbarkeiten) werden in der Marktrolle Einsatzverantwortlicher von UKW ausgeführt.

4.5 Beschaffung von Einsatzstoffen und CO₂-Zertifikaten; Umgang mit Reststoffen zum Vertragsende

4.5.1 UKW wird den im Rahmen dieses Vertrages benötigten Brennstoff Steinkohle sowie alle notwendigen Hilfs- und Zusatzstoffe im Rahmen des technisch und rechtlich Möglichen beschaffen oder die Vorhaltung veranlassen. UKW ist berechtigt, sich zur Erfüllung dieser Pflichten Dritter zu bedienen. Nähere Regelungen sind in Anhang 1 enthalten.

4.5.2 Die benötigten CO₂-Zertifikate werden seitens UKW monatlich beschafft und die dafür anfallenden Kosten von TTG erstattet. UKW ist berechtigt, sich zur Erfüllung dieser Pflichten Dritter zu bedienen.

Die benötigte Menge an Zertifikaten hängt vom verbrauchten Brennstoff ab und ist bis zur Zertifizierung der Emissionen vorläufig. Nach Zertifizierung der CO₂-Emissionen werden die nicht benötigten, gegenüber der TTG abgerechneten Zertifikate zu den aktuellen Spotmarktpreisen nach dem Gebot der wirtschaftlichen Effizienz vergütet, bzw. zu wenig berechnete Zertifikate der TTG zu den aktuellen Spotmarktpreisen nach dem Gebot der wirtschaftlichen Effizienz in Rechnung gestellt.

Für die Abrechnung wird der Spotmarktpreis für European Allowances der Intercontinental Exchange (nachfolgend „ICE“ genannt) oder der hierfür maßgeblichen Börse, wie auf der Homepage der ICE veröffentlicht, zum jeweiligen Beschaffungstichtag der CO₂-Zertifikate zugrunde gelegt.

Sofern etwa infolge des Urteils des EuGH vom 20. Juni 2019, Rs. C-682/17 nachträglich Kosten für ursprünglich kostenlos zugewiesene Emissionsberechtigungen entstehen, die zum Zwecke des Netzreservebetriebs der Anlage benötigt wurden, sind diese von TTG zu erstatten.

4.5.3 Die beim Einsatz anfallenden Entsorgungsprodukte wie Laugen, Säuren, Abfälle, Regenerierungswasser und sonstige Stoffe werden von UKW gemäß den gesetzlichen Bestimmungen entsorgt. Hierbei gegebenenfalls anfallende Kosten werden UKW von TTG erstattet, etwaige Erlöse werden von UKW an TTG ausgekehrt.

4.5.4 TTG strebt an, bei Beendigung des Vertragsverhältnisses oder bei einer notwendigen Verwertung (z.B. aufgrund drohender Unbrauchbarkeit) gelagerter Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffmengen eine Verfeuerung analog des Vorgehens bei Durchführung von Probestarts gemäß Ziffer Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. durchführen zu lassen bzw. Hilfs- und Zusatzstoffe anderweitig zu verwerten. UKW wird die TTG über die Notwendigkeit der Verwertung der Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffmengen (z.B. im Falle der drohenden Unbrauchbarkeit) in Textform informieren, die TTG prüft umgehend in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur, ob das vereinbarte Vorgehen zulässig ist. Spricht sich die Bundesnetzagentur gegen das vereinbarte Vorgehen aus, wird TTG Gespräche mit der Behörde führen, um eine möglichst effiziente Möglichkeit zur Verwertung dieser Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe zu entwickeln.

Sollte weder eine Verfeuerung, noch eine andere Möglichkeit zur Verwertung dieser Stoffe vereinbart werden können, wird sich die UKW bemühen, die erforderlichen Genehmigungen für einen Abtransport und Weiterverkauf der Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe zu erwirken. Sofern diese Bemühungen keinen Erfolg haben, sorgt die UKW für die fachgerechte Entsorgung der gelagerten Stoffe.

Die Kostentragung richtet sich nach Ziffer 6.6.6.

Die Vertragspartei stimmen überein, dass die vorstehenden Verpflichtungen gemäß Ziffer 4.5.4 gegebenenfalls auch nach Ablauf des Vertrages nach Ziffer 11. zu erfüllen sind und dabei als Bestandteil dieses Vertrages gelten.

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 von UKW nicht zu vertretende Verzögerungen bei der Be- oder Wiederbeschaffung der Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe etc. kann es zu Leistungseinschränkungen bis hin zur völligen Nichtverfügbarkeit der Anlage kommen. In diesen Fällen ist UKW von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung gemäß Ziffer 4.1.1 entsprechend dem Umfang der Leistungseinschränkung befreit. Zur Klarstellung ist festgehalten, dass UKW verpflichtet ist, solche Leistungseinschränkungen auf das geringstmögliche Maß zu beschränken.

5.2 TTG erkennt als weitere mögliche Leistungseinschränkung an, dass der Servicelevel für die Anlage durch von UKW nicht zu vertretende Personalengpässe (z.B. Krankheit, eigenverantwortliche Kündigung der Mitarbeiter) weiter eingeschränkt oder gänzlich nicht mehr einzuhalten sein kann. Dieses Risiko kann beispielsweise durch entsprechende Mitarbeiterqualifikation und Personalvorhaltung zwar verkleinert, aber nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Aufgrund der besonderen altersbedingten Spezifikationen der Anlage besteht ebenfalls die Gefahr, dass die Personalengpässe mangels adäquaten Ersatzes innerhalb der UKW nicht ausgeglichen werden können.

UKW hat zumutbare Maßnahmen zu ergreifen, um Personalengpässe zu vermeiden. Sollte der Servicelevel durch von UKW nicht zu vertretende Personalengpässe in der vereinbarten Form jedoch nicht mehr möglich sein, werden die Vertragsparteien den Servicelevel entsprechend der noch vorhandenen Personalkapazitäten am Kraftwerksstandort

anpassen. Sollte mit dem noch vorhandenen Personal kein oder für die Zwecke dieses Vertrages nur noch unzureichender Servicelevel möglich sein, wird UKW von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung gemäß Ziffer 4.1.1 für die Zeit des Personalengpasses befreit.

5.3 Einsätze der Anlage unterliegen dem Risiko von Startversagern, von störungsbedingten Teilnichtverfügbarkeiten oder eines vollständigen Ausfalls und längerfristiger technischer Nichtverfügbarkeit. In diesen Fällen ist UKW bis zur Behebung der vorgenannten Störung von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung gemäß Ziffer 4.1.1 befreit.

5.4 Sofern die Anlage zur Versorgung mit Stromeigenbedarf Strom aus Übertragungs- oder Verteilnetzen bezieht, können ebenfalls Einschränkungen bestehen, die einen freien Einsatz der Anlage nicht mehr zulassen. Soweit ein Betrieb der Anlage in diesen Fällen ganz oder teilweise unzulässig oder tatsächlich unmöglich ist, ist UKW für den Zeitraum dieser Beschränkung von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung nach Ziffer 4.1.1 befreit.

5.5 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 das Ereignis bzw. der Umstand der höheren Gewalt besteht oder fortwirkt.

Höhere Gewalt meint ein von dem Vertragspartner nicht beeinflussbares oder ein nicht abwendbares Ereignis oder einen ebensolchen Umstand, aufgrund dessen ein Vertragspartner seine Verpflichtungen aus diesem Vertrag nicht erfüllen kann, insbesondere infolge von Krieg, terroristischen Akten, Demonstrationen, Sabotage, Streik, Aussperrung, Naturkatastrophen, Hochwasser, Blitzschlag, etc.

Dem von der höheren Gewalt betroffenen Vertragspartner entsteht in diesem Fall im Hinblick auf die nicht erbrachten oder nicht abgenommenen Leistungen, Lieferungen oder Abnahmen keine Verpflichtung, Schadensersatz zu leisten. Er hat unverzüglich alle wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen zur Wiederherstellung der normalen Durchführung dieser Vereinbarung innerhalb der kürzest möglichen Frist zu ergreifen. Sollte das Ereignis bzw. der Umstand der höheren Gewalt zu einer Beschädigung der Anlage führen, so richten sich die Rechte und Pflichten der Vertragsparteien nach Ziffern 2.3 bis 2.6.

Bei Verfügbarkeits- oder sonstigen Einschränkungen der Anlage wird UKW die TTG unverzüglich nach Bekanntwerden über deren Umfang, die voraussichtliche Dauer sowie die Ursache benachrichtigen.

5.6 Bei Störungen, die zu einer kurzfristigen Änderung der technischen Verfügbarkeit der Anlage führen, stimmen sich UKW und TTG zeitnah über die Auswirkungen auf die Fahrweise der Anlage ab.

5.7 Sollte UKW einen Umstand zu vertreten haben, der UKW zur Verweigerung der Leistung berechtigt, bleibt es TTG unbenommen, UKW auf Ersatz eines durch die Abweichung von der Einsatzanforderung entstandenen Schadens in Anspruch zu nehmen.

6. Kostenerstattung und Rechnungslegung

6.1 Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft

6.1.1 Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft gemäß Ziffer 2.4 sind nach den Vorgaben des 4-Stufen-Modells (Anhang 2) zu vergüten.

Sofern und soweit die Kosten für Maßnahmen der Stufe 1 in einem Kalenderjahr einen Betrag von [REDACTED] überschreiten, vergütet TTG den Betrag, der diesen Wert übersteigt. Die Abrechnung erfolgt gegen Nachweis auf Istkostenbasis.

6.1.2 Die Kosten gemäß Ziffer 6.1.1 werden jeweils nach Abschluss einzelner Maßnahmen und Vorliegen sämtlicher Rechnungen bis zum 10. Werktag des Folgemonats in Rechnung gestellt. Teilabrechnungen sind ebenfalls möglich, sobald UKW mehr als [REDACTED] einer Maßnahme in Rechnung gestellt wurden.

6.2 Vorhaltung der Betriebsbereitschaft

6.2.1 Für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft gemäß Ziffer 3 zahlt TTG, abgestimmt mit der BNetzA, an UKW einen pauschalen Leistungspreis bestehend aus Leistungsvorhaltungskosten auf Basis operativer Fixkosten. Die Höhe des pauschalen Leistungspreises beträgt für den Zeitraum

vom 08.07.2021 bis zum 31.12.2021: [REDACTED]

vom 01.01.2022 bis zum 30.09.2022: [REDACTED]

6.2.2 Der Leistungspreis wird jeweils bis zum 10. Werktag des laufenden Monats in Rechnung gestellt.

6.3 Einsätze der Anlage

6.3.1 Gegen entsprechenden Istkostennachweis erstattet TTG alle im Zusammenhang mit dem Einsatz der Anlage gemäß Ziffer 4 anfallenden sowie weitere anfallende, in Anhang 6 Ziffer II oder Anhang 7 Ziffer I aufgeführte, einsatzabhängige variable Kosten und Abgaben.

6.3.2 Die Ausgleichsenergiekosten, die im Bilanzkreis der UKW bzw. eines von UKW beauftragten Dritten [REDACTED] anfallen, werden UKW von TTG auf Istkostenbasis erstattet. Erlöse aus Ausgleichsenergie werden an TTG weitergereicht.

6.3.3 Kosten, die UKW in Erfüllung behördlicher Auflagen gemäß Ziffer 5.1 entstehen, werden UKW von TTG erstattet.

6.3.4 Die anfallenden Kosten nach Ziffer 6.3 werden jeweils zum 10. Werktag des Folgemonats für den vorangegangenen Monat in Rechnung gestellt.

6.3.5 Die Verpflichtung der TTG zur Zahlung des Leistungspreises gemäß Ziffer 6.2.1 sowie zur Erstattung von gegebenenfalls anfallenden Kosten nach den Ziffern 6.3.1 bis 6.3.3 bleibt auch während der Zeiträume bestehen, in denen UKW nach den Ziffern 5.1, 5.3 und 5.4 von der Pflicht zur Durchführung einer Einsatzanforderung ganz oder teilweise befreit ist. Sofern hierbei die Voraussetzungen der Ziffer 9 erfüllt sind, werden die Vertragsparteien nach der jeweils einschlägigen Regelung verfahren.

Sofern die Vertragsparteien den Servicelevel nach Ziffer 5.2 Abs. 2 anpassen, wird zugleich der nach Ziffer 6.2.1 zu zahlende Leistungspreis auf der Basis der jeweils tatsächlichen Personalkosten für das noch vorhandene Personal entsprechend angepasst. Sollte in diesem Fall der Leistungspreis gleichwohl ohne Anpassung weitergezahlt werden, entsteht insoweit ein Rückforderungsanspruch in Höhe einer möglichen Überzahlung. Dieser Rückforderungsanspruch wird von TTG während oder nach der Vertragslaufzeit geltend gemacht oder im Falle einer erneuten genehmigten Systemrelevanzausweisung mit dem Leistungspreis des nächsten Vertragszeitraums verrechnet. Soweit UKW nach Ziffer 5.2 von der Pflicht zur Durchführung einer Einsatzanforderung ganz oder teilweise befreit ist, aber den Servicelevel aufrechterhalten kann, bleibt unbeschadet Ziffer 5.7 für TTG die Verpflichtung zur Zahlung des Leistungspreises gemäß Ziffer 6.2.1 vollumfänglich bestehen.

6.4 Opportunitätskosten

6.4.1 UKW werden Opportunitätskosten von TTG auf Grundlage der als Anhänge 8.1 und 8.2 beigefügten Hinweisblätter der BNetzA erstattet. Dabei gilt Anhang 8.1 für den Zeitraum 01.04.2021 bis 15.07.2021 und Anhang 8.2 für den Zeitraum ab dem 16.07.2021. Bezüglich der Anlage 1 zum Hinweisblatt in Anhang 8.2 wird auf die jeweils gültige, auf der Seite der BNetzA veröffentlichte Fassung verwiesen.

6.4.2 Die Abrechnung der Opportunitätskosten erfolgt sodann halbjährlich jeweils zum 30. Juni und 31. Dezember.

6.5 Investive Vorteile

6.5.1 Wird die Anlage nach Ende des Stilllegungsverbots endgültig stillgelegt, so ist der Restwert der investiven Vorteile bei wiederverwertbaren Anlagenteilen, die UKW im Rahmen der Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen erhalten hat, an TTG zu erstatten, sofern und soweit ganz oder teilweise mit dem Rückbau oder der Verwertung der Anlage bzw. der Immobilie begonnen wird. Eine Pflicht zur Wiederverwertung besteht nicht.

Es bleibt den Vertragsparteien unbenommen, sich im Einzelfall auf eine Wiederverwertung durch TTG zu einigen; in diesem Fall ist der Erstattungsanspruch abgegolten.

6.5.2 Gemäß § 13c Abs. 4 S. 3 EnWG ist für die Bestimmung des verbliebenen investiven Vorteils der Restwert zu dem Zeitpunkt maßgeblich, ab dem die Anlage nicht mehr als Netzreserve vorgehalten wird. Die Vertragsparteien werden eine geeignete Methode zur Bestimmung verbliebener investiver Vorteile mit der BNetzA abstimmen. Sollte hierbei kein Einvernehmen erzielt werden können, werden die Vertragsparteien in Abstimmung mit der BNetzA gemeinsam ein verbindliches Schiedsgutachten eines öffentlich bestellten und vereidigten Sachverständigen über die Restwerte der investiven Vorteile einholen. Die Gutachterkosten tragen die Vertragsparteien jeweils zur Hälfte.

6.6 Weitere Kostenpositionen

6.6.1 Die Vertragsparteien sind sich einig, dass mit der Zahlung des unter Ziffer 6.2.1 genannten Leistungspreises die wechselseitigen Ansprüche auf Zahlung eines Leistungspreises für den Abgeltungszeitraum abgegolten sind. Hiervon ausgenommen sind alle im Anhang 7 aufgeführten Positionen mit der Maßgabe, dass die Kostenpositionen aus Ziffer I des Anhangs unstrittig gesondert zu vergüten sind, wohingegen eine Pflicht zur Zahlung der unter Ziffer II genannten Positionen zunächst gerichtlich festgestellt werden müsste.

Insbesondere bedeutet der Abschluss dieses Vertrages nicht, dass die Vertragsparteien ihre Ansprüche und Positionen in den zwischen UKW und TTG anhängigen Gerichtsverfahren (OLG Bamberg, Az. 5 U 131/19; LG Bayreuth, Az. 32 O 110/16, vormals 34 O 110/16, Az. 34 O 751/16) zur Kostentragungspflicht von TTG bei Redispatch- und Reservekraftwerken sowie zur Rechtmäßigkeit der Stilllegungsuntersagung im Hinblick auf das Kraftwerk Irsching 4 aufgeben. Der Abschluss dieses Vertrags erfolgt auch im Hinblick auf andere Verfahren, insbesondere Beschwerdeverfahren nach § 75 EnWG sowie zukünftige Verträge im Rahmen von §§ 13b, 13c EnWG, ohne Präjudiz.

6.6.2 Sofern und soweit durch eine rechtskräftige gerichtliche oder eine bestandskräftige behördliche Entscheidung – auch im Hinblick auf andere Kraftwerke der UKW – festgestellt oder durch einen Vergleich geregelt wird, dass eine bestimmte Kostenart als von TTG zu zahlende Vergütung bzw. zu erstattende Kosten anzusehen oder nicht anzusehen sind, stimmen die Vertragsparteien überein, dass diese entsprechend für das Kraftwerk Heyden ermittelten Kosten von den Kostenerstattungsgelungen dieses Vertrages erfasst sind.

TTG hat UKW dann die entsprechenden nachgewiesenen Kosten und Vergütungen zuzüglich Zinsen in gesetzlicher Höhe zu zahlen.

6.6.3 Den Vertragsparteien ist bewusst, dass eine Entscheidung und damit eine Klarstellung der vertragsgemäß zu zahlenden Vergütung bzw. zu erstattenden Kosten erst nach Beendigung dieses Vertrages erfolgen könnte, ohne dass dies der vertraglichen Zahlungspflicht von TTG entgegenstünde.

6.6.4 [entfällt]

6.6.5 Kosten, die UKW im Rahmen der Verwertung oder Entsorgung zusätzlich entstehen, sind von TTG gegen entsprechenden Nachweis zu erstatten; verbleibende Erlöse werden an TTG ausgekehrt. Die Kostenerstattungspflicht der TTG gilt auch, sofern und soweit die Restbrennstoffmengen sowie Hilfs- und Zusatzstoffen von UKW erst nach Ende der vertraglich vereinbarten Vertragslaufzeit gemäß Ziffer 11 entsorgt oder anderweitig verwertet werden.

6.7 Rechnungsstellung und Fälligkeit

6.7.1 Rechnungen an TTG sind unter Beifügung eines entsprechenden Nachweises i.S.d. Ziffern 6.1 bis 6.5 bzw. 6.7.2 an den zentralen Rechnungseingang der TTG (Rechnungsadresse gemäß Anhang 10) zu stellen.

6.7.2 Sofern die Regelungen der Ziffern 6.1 bis 6.5 keine gesonderten Nachweispflichten vorsehen, genügt als Kostennachweis die Vorlage einer durch einen Dritten an UKW gestellten Rechnung. Ein anderweitiger Nachweis entsprechender Kosten bleibt UKW unbenommen. Für eigens von UKW erbrachte Leistungen genügen als Nachweis interne Verrechnungsbelege.

Sofern TTG ein berechtigtes Interesse an geeigneten Nachweisen in einer anderen Form (z.B. durch Sachverständigengutachten oder Wirtschaftsprüferatteste) oder einem anderen Umfang hat, wird sie dies UKW mitteilen. UKW wird dann TTG solche Nachweise zur Verfügung stellen, soweit dies für UKW nicht unzumutbar ist und TTG eventuelle zusätzliche Kosten der Nachweisführung erstattet.

6.7.3 Rechnungen sind binnen 14 Tagen nach Rechnungseingang fällig.

6.7.4 Für die Rechtzeitigkeit von Zahlungen der TTG ist der Zahlungseingang bei UKW maßgeblich. Die Verzugszinsen bei verspätetem Zahlungseingang bestimmen sich nach den gesetzlichen Regelungen.

6.7.5 Die Rechnungen sind entsprechend den gesetzlichen Regeln des UStG auszustellen. Alle abzurechnenden Beträge sind Netto-Beträge. Hinzu kommt die gesetzlich vorgeschriebene Umsatzsteuer.

6.8 Stromsteuer und Energiesteuer

6.8.1 Die Vertragsparteien sind sich einig, dass TTG in seiner Eigenschaft als stromsteuerlicher Erlaubnisinhaber nach § 4 StromStG die von UKW erzeugte elektrische Energie unversteuert übernimmt. Hierfür stellt TTG der UKW eine Kopie der Mehrfachausfertigung des Versorgererlaubnisscheins nach § 4 Abs. 2 StromStG zur Verfügung.

6.8.2 UKW ist für die strom- und energiesteuerliche Eigenverbrauchsbesteuerung des Kraftwerksbetriebs verantwortlich. Energie- und stromsteuerlicher Verwender für beim Kraftwerkseinsatz verbrauchte Energieerzeugnisse und Strom ist UKW. UKW ist damit der Entlastungsberechtigte gegenüber dem Hauptzollamt für beim Kraftwerksbetrieb eingesetzte Energieträger. Kostenerstattungen für von UKW zum Zwecke des Kraftwerksbetriebs eingesetzte Brennstoffe sowie der Stromeigenbedarf stellen keine strom- und energiesteuerlichen Lieferungen von Energieträgern und Strom von UKW an TTG dar.

6.9 Kostenerstattung bei erneuter Systemrelevanzausweisung

Für den Fall, dass 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 TTG an UKW bis zur erfolgten Abstimmung des neuen Leistungspreises i.S.d. Ziffer 6.2.1 zwischen UKW, TTG und BNetzA sowie der 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.

7. Bereitstellung von Informationen

Die Vertragsparteien benennen in den Anhängen 9 und 10 Kontaktstellen, die an der Umsetzung des vorliegenden Vertrags beteiligt und bei den Sachverhalten bzw. in den Situationen anzusprechen sind, für die sie benannt wurden.

8. Haftung

8.1 Die Vertragsparteien haften einander für entstehende Schäden, soweit diese auf einer Verletzung einer wesentlichen Vertragspflicht oder auf einem vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Verhalten einer Vertragspartei, ihrer gesetzlichen Vertreter oder Erfüllungsgehilfen beruht.

8.2 Wird eine wesentliche Vertragspflicht leicht fahrlässig verletzt, so ist die Haftung auf den unmittelbaren, vorhersehbaren vertragstypischen Schaden begrenzt.

Eine wesentliche Vertragspflicht ist bei Verpflichtungen gegeben, deren Erfüllung die ordnungsgemäße Durchführung des Vertrages erst möglich macht oder auf deren Einhaltung der Vertragspartner vertraut hat und vertrauen durfte. Vertragstypische vorhersehbare Schäden sind solche, die der jeweilige Vertragspartner bei Vertragsschluss als mögliche Folge einer Vertragsverletzung vorausgesehen hat oder unter Berücksichtigung der Umstände, die ihm bekannt waren oder die er hätte kennen müssen, bei Anwendung der verkehrsüblichen Sorgfalt hätte voraussehen müssen.

8.3 Eine darüberhinausgehende Haftung auf Schadensersatz ist ausgeschlossen. Die Haftung wegen schuldhafter Verletzung von Leben, Körper oder Gesundheit nach den gesetzlichen Bestimmungen bleibt unberührt. Dies gilt auch für die Haftung nach zwingenden gesetzlichen Regelungen, wie beispielsweise solchen des Haftpflichtgesetzes.

9. Änderung der Verhältnisse

9.1 Die Vertragsparteien werden sich bei wesentlichen Änderungen der wirtschaftlichen, technischen oder rechtlichen Verhältnisse (einschließlich bestandskräftiger Verwaltungsakte zuständiger Behörden), die zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses den wirtschaftlichen, technischen und rechtlichen Rahmen für diesen Vertrag bildeten, unverzüglich und in Abstimmung mit der BNetzA auf eine Modifikation dieses Vertrages oder seiner Anhänge, die die Änderung der Verhältnisse angemessen berücksichtigt, verständigen.

Eine wesentliche Änderung der Verhältnisse liegt auch dann vor, wenn nach zwischenzeitlich ergehenden rechtskräftigen Gerichtsentscheidungen eine andere als die hier vereinbarte Vergütung gefordert werden könnte.

9.2 Sofern die diesem Vertrag zugrundeliegenden gesetzlichen oder untergesetzlichen Normen, insbesondere solche des EnWG, KVBG 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, können die Vertragsparteien 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 Vertragsparteien als ausschließlichen Gerichtsstand Bayreuth.

11. Vertragsdauer und -beendigung, erneuter Genehmigungsantrag

11.1 Der Vertrag tritt mit Unterschrift der Vertragsparteien zum 08. Juli 2021 in Kraft und hat eine Laufzeit bis einschließlich 30. September 2022.

11.2 Für den Fall, dass die Anlage nach Ende der Laufzeit dieses Vertrages gemäß Ziffer 11.1 Gegenstand erneuter genehmigter Systemrelevanzausweisungen gemäß § 13b Absatz 5 EnWG ist, kann der Vertrag durch die Vertragsparteien einvernehmlich unter Berücksichtigung etwaiger zwischenzeitlicher Änderungen der vertraglichen Rahmenbedingungen, der einschlägigen Regelungen des EnWG und/oder der NetzResV für die Dauer der jeweiligen erneuten Genehmigung der Systemrelevanzausweisung in Abstimmung mit der BNetzA neu abgeschlossen oder lediglich eine neue Ergänzungsvereinbarung hinsichtlich des Leistungspreises nach Ziffer 6.2.1 und zeitlicher Verlängerung dieses Vertrags geschlossen werden.

Bis es zu einer Ergänzungsvereinbarung oder einem neuen Vertragsabschluss kommt, findet hinsichtlich der Vergütung Ziffer 6.9 Anwendung.

11.3 Sofern die Systemrelevanz der Anlage während der Vertragslaufzeit entfällt, endet der Vertrag abweichend von Ziffern 11.1 und 11.2 mit Entfallen der Systemrelevanz.

11.4 TTG ist verpflichtet, spätestens 13 Monate vor Ablauf der jeweiligen Genehmigung der Systemrelevanzausweisung einen erneuten Antrag auf Genehmigung der Systemrelevanzausweisung bei der BNetzA zu stellen, sofern und soweit TTG die Anlage auch nach Ablauf der jeweils aktuellen Genehmigung als systemrelevant im Sinne des § 13b Absatz 2 Satz 2 EnWG einstuft. Zusätzliche Kosten, die infolge einer verspäteten Systemrelevanzausweisung entstehen, sind von TTG zu tragen.

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

13. Vertragsausfertigung

Dieser Vertrag wird doppelt ausgefertigt; jeder Vertragspartner erhält eine Ausfertigung. Die Vertragsparteien stellen der BNetzA eine Abschrift zur Verfügung. Dabei werden die Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Vertragsparteien vom jeweiligen Vertragspartner gekennzeichnet.

14. Schriftform

14.1. Der Abschluss, jegliche Änderungen und Ergänzungen sowie die Kündigung dieses Vertrages bedürfen der in dieser Ziff. 14 festgelegten Form. Diese Form ist ausschließlich erfüllt, wenn die Parteien hierbei entweder die Schriftform gem. Ziff. 14.2 oder die elektronische Form gem. Ziff. 14.3 wahren.

14.2. Für die Schriftform gelten die Anforderungen von § 126 BGB. Anstelle der Übersendung des Originals der Urkunde genügt bei empfangsbedürftigen Willenserklärungen sowie in den Fällen von § 126 Abs. 2 S. 2 BGB zur Einhaltung der Form auch die telekommunikative Übermittlung einer elektronischen Kopie des Originals der Urkunde an den jeweiligen Empfänger (per Fax oder als Scan per Email). In diesem Fall liegt in der Übersendung der Kopie der Urkunde zugleich die Versicherung des Erklärenden, das Original gem. § 126 BGB unterschrieben zu haben.

14.3. Zur Wahrung der elektronischen Form kann eine qualifizierte elektronische Signatur i.S.v. § 126a Abs. 1 BGB verwendet werden, mindestens jedoch muss eine fortgeschrittene elektronische Signatur i.S.v. Art. 26 der europäischen eIDAS-Verordnung (2014/910/EU) verwendet werden. Bei Abschluss sowie Änderungen und Ergänzungen des Vertrages muss jede Partei ein für die jeweils andere Partei bestimmtes, gleichlautendes Dokument elektronisch signieren, welches die vollständige Änderungs- bzw. Ergänzungsvereinbarung enthält.

14.4. § 127 Abs. 2 und Abs. 3 BGB finden keine Anwendung. Insbesondere reicht die Textform (§ 126b BGB) nicht zur Wahrung der Schriftform der Ziff. 14.2 aus.

14.5. Die Ziffern 14.1 bis 14.4 gelten auch für Änderungen dieser Schriftformklausel selbst.

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. Keine Marktrückkehr

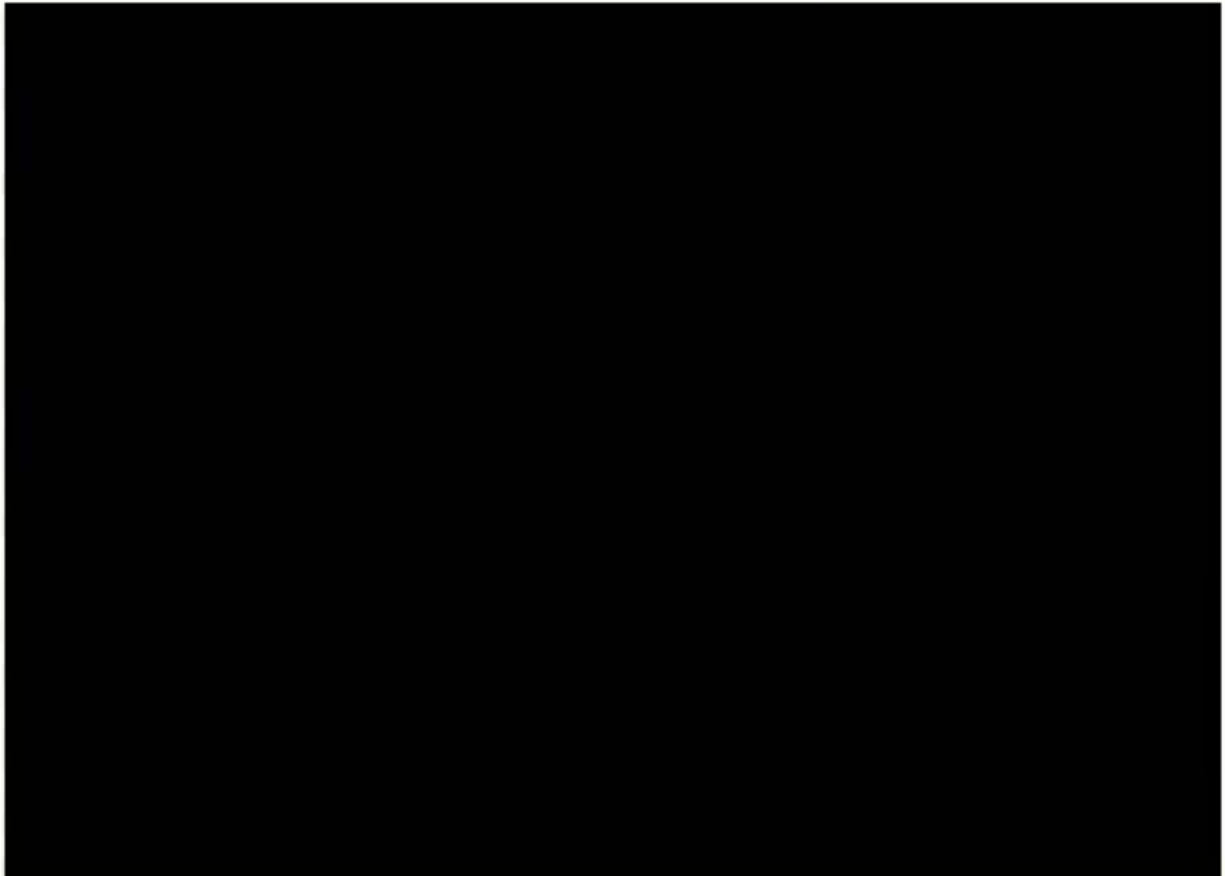
UKW verpflichtet sich, die Anlage nach Ablauf des Vertrages bis zur endgültigen Stilllegung nicht mehr an den Strommärkten einzusetzen. Davon ausgenommen ist eine befristete Teilnahme am Strommarkt unter den Voraussetzungen der §§ 50a ff. EnWG.

17. Vertragsanhänge

Die folgenden Anhänge sind integraler Bestandteil dieses Vertrags und können bei Bedarf angepasst werden:

- Anhang 1: Beschaffungskonzept und Stromeigenbedarf
- Anhang 2: Hinweispapier 4-Stufen-Modell der BNetzA
- Anhang 3: Servicelevel
- Anhang 4: Anforderungsprozess
- Anhang 5: Probestartkonzept
- Anhang 6: Leistungspreis und Erstattung von Kosten
- Anhang 7: Nicht vom Leistungspreis umfasste Kostenbestandteile
- Anhang 8.1: Hinweispapier der BNetzA zur Erstattung von Opportunitätskosten für den Zeitraum vom 01.04.2021 bis 15.07.2021
- Anhang 8.2: Hinweispapier der BNetzA zur Erstattung von Opportunitätskosten für den Zeitraum ab dem 16.07.2021

- Anhang 9: Kontaktstellen UKW
- Anhang 10: Kontaktstellen TTG



Anhang 1

Beschaffungskonzept und Eigenbedarf KW Heyden

(Brenn, Hilfs- und Zusatzstoffe sowie Stromeigenbedarf)

I. Bei Vertragsbeginn vorhandene Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe

Die Kosten für sämtliche am 08.07.2021 von UKW vorgehaltene Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe wurden von TTG erstattet.

II. Wiederbeschaffung von Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffen

Die Anlage wird primär mit Steinkohle zur Stromerzeugung befeuert.

Zur Warmhaltung der Gebäudeteile und zum Anfahren des Blockes wird Hilfsdampf eingesetzt, der mit leichtem Heizöl (HEL) im Hilfsdampfkessel des Kraftwerkes erzeugt wird.

Zum Anfahren des Blockes wird zusätzlich das Recyclingöl (mit dem Namen „FUEL Plus“ der Firma Avista) als Ersatz für schweres Heizöl (HES) im Kohlekessel eingesetzt.

1. Brennstoffbeschaffung

Sämtliche UKW für die Brennstoffbeschaffung entstehenden Kosten (die vertraglich geschuldeten Entgelte, Umlagen und Abgaben, Steuern sowie sonstige Kosten) werden von TTG erstattet.

Soweit UKW eine Rückzahlung für von TTG bereits abgeführte Energiesteuer durch das Hauptzollamt erhält, wird UKW diese entsprechend an TTG auskehren.

Das Tanklager am Standort Heyden hat folgendes Volumen:



Die Kohlehalden am Standort Heyden haben folgende maximale Kapazitäten:



UKW meldet die Restbestände der Tanks und den Bestand der Kohle monatlich an TTG. Unter Berücksichtigung der Anzahl der jeweils zu erwartenden Einsätze und der Restlaufzeit des Vertrages entscheidet TTG anschließend in eigener Verantwortung über die ggf. nachzutankenden Mengen bzw. nachzuliefernden Kohlemengen.

UKW wird die Beschaffung von Steinkohle, Heizöl und Recyclingöl unter wirtschaftlich rationalen und effizienten Gesichtspunkten nach guter energiewirtschaftlicher Praxis vornehmen.

- (1) Nach Vorgabe der TTG beschafft UKW beim externen Dienstleister UGC eine vorgegebene Menge an Steinkohle.

Diese Steinkohle wird bei der [REDACTED] zwischengelagert. UKW koordiniert Bahntransporte zwischen dem Zwischenlager-Hafenplatz und dem Kraftwerk. Dabei soll eine von TTG vorgegebene Menge möglichst immer am Kraftwerkslager vorgehalten werden.

Zur flexiblen Versorgung mit Brennstoff wird ein der TTG bekannter bestehender Bahn-Transportvertrag mit fixen und variablen Kostenbestandteilen von UKW mit der Firma [REDACTED] fortgeführt.

Aus der Vorhaltung der Kohle und den Transportmöglichkeiten ergibt sich, dass – sofern bis zum Mittwoch einer Woche Lieferbedarf durch TTG kommuniziert wird – in der darauf folgenden Woche bis zu [REDACTED] zum Kraftwerk transportieren können. Gleissperrungen, technische Defekte des Bahn-Transportunternehmens und mögliche Beladungsrestriktionen können diese Menge reduzieren.

Sofern erforderlich, kann der Vertrag zur Brennstoffabsicherung mit der Firma [REDACTED] der zum 30.09.2022 endet, auf Aufforderung der TenneT verlängert werden um weitere 6 Monate (Rückmeldung bis 01.03.2022 erforderlich).

Durch Lagerung und Witterungseinflüsse können sich die Eigenschaften des beschafften Brennstoffs Steinkohle verschlechtern, so dass dieser teilweise oder ganz unbrauchbar werden kann. Diesen Umstand hat UKW nicht zu vertreten, wird aber versuchen, diesen Umstand zu minimieren, damit es zu möglichst geringen Leistungseinschränkungen kommt.

Genereller Hinweis zur Lagerung von Steinkohle:

In Abhängigkeit der Steinkohlequalität, des Anlieferungszustandes (Temperatur) und der Lagerdauer steigt die Selbstentzündungsgefahr sehr stark mit der jeweiligen Haldengröße.

- (2) UKW wird vor jeder neuen Beschaffung von Heizöl HEL mindestens drei Angebote zur Deckung des aktuellen Bedarfs einholen. Von den drei Angeboten wählt UKW das aus ihrer Sicht unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten günstigste aus und übermittelt die Angebote wie auch die Empfehlung per E-Mail zur Prüfung an TTG, mit der Bitte um Rückantwort im Laufe des jeweiligen Tages. Sofern TTG der Auswahl von UKW nicht ausdrücklich widerspricht, gilt die Auswahl als von TTG genehmigt. UKW wird das genehmigte Angebot annehmen. Sofern TTG ausdrücklich ein anderes Angebot genehmigt, wird UKW dieses annehmen. Über das Ergebnis der Besprechung oder Telefonkonferenz wird UKW ein Protokoll erstellen und TTG eine Kopie zusenden (alternativ Abwicklung im Mailumlauf).

- (3) Zur Beschaffung von Recyclingöl zum Anfahren des Kohlekessels besteht ein Liefervertrag zwischen UKW und der Firma [REDACTED] der TTG vorliegt. In diesem Vertrag ist unter § 7 der Preisvorteil des „Fuel Plus“ gegenüber der HS-Notierung O.M.R. (Oil Market Report) mit -12% Abschlag beziffert. Darüber hinaus wird für diesen Brennstoff bis Ende des Jahres 2022 kein CO₂-Preis erhoben.

Besteht kein finanzieller Vorteil des Recyclingöls gegenüber HES, so holt UKW drei Angebote zum Brennstoff HES ein.

Von den drei Angeboten wählt UKW das aus ihrer Sicht unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten günstigsten Brennstoff aus und übermittelt die Angebote wie auch die Empfehlung per E-Mail zur Prüfung an TTG, mit der Bitte um Rückantwort im Laufe des jeweiligen Tages. Sofern TTG der Auswahl von UKW nicht ausdrücklich widerspricht, gilt die Auswahl als von TTG genehmigt. UKW wird das genehmigte Angebot annehmen. Sofern TTG ausdrücklich ein anderes Angebot genehmigt, wird UKW dieses annehmen. Über das Ergebnis der Besprechung oder Telefonkonferenz wird UKW ein Protokoll erstellen und TTG eine Kopie zusenden (alternativ im Mailumlauf)

Sofern erforderlich, kann der Vertrag zum Recyclingöl auf Aufforderung der TenneT verlängert werden.

Zwischen TTG und UKW findet bei Bedarf eine Abstimmung hinsichtlich zu beschaffender Steinkohle und nachzutankenden Mengen an HEL und Recyclingöl statt.

Die Anlieferung des Hauptbrennstoffs Steinkohle erfolgt per Bahn.

Die Anlieferung der Brennstoffe HEL und Recyclingöl erfolgt per LKW.

2. Beschaffung von Hilfs- und Zusatzstoffen

Hilfs- und Zusatzstoffe wird UKW nach Bedarf wiederbeschaffen.

TTG wird UKW sämtliche für die Beschaffung der Hilfs- und Zusatzstoffe aufzuwendenden Kosten, einschließlich der Kosten für Anlieferung sowie etwaig anfallende Steuern, Abgaben, Zölle und sonstige Kosten erstatten.

III. Stromeigenbedarf

TTG wird UKW sämtliche Kosten für die Beschaffung des Stroms zur Deckung des Stromeigenbedarfs erstatten; insbesondere etwaig anfallende Entgelte für Erzeugung, Bezug, Transport, Vertrieb, für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung, die Konzessionsabgabe, hoheitlich veranlasste Komponenten (u.a. KWKG-Umlage, EEG-Umlage, Offshore-Netzümlage nach § 17f EnWG, der Abschaltbare Lasten-Umlage nach § 18 AbLaV, § 19 StromNEV-Umlage) sowie etwaig anfallende Steuern (u.a. Stromsteuer und Umsatzsteuer).



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. Ersatzanlagenteile 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 Prüfungsräster 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]

Anhang 3

Servicelevel KW Heyden

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



Die in der Tabelle aufgeführten Anforderungszeiten erhöhen sich jeweils um eine zur Durchführung des Dispatches erforderliche Vorlaufzeit von 30 Minuten zur vollen Viertelstunde.

Die Nennleistung des Blockes beträgt derzeit [redacted] netto.

Veränderung der Bereitschaftsgrade 2 h-Bereitschaft und 4 h-Bereitschaft:



Da der Block kontinuierlich abkühlt, verändern sich die vorgenannten Bereitschaftsgrade ebenso kontinuierlich entsprechend der Dauer der bereits erfolgten Abkühlung.

Betriebseinschränkungen:

Kühlwasser: Lasteinschränkung in Abhängigkeit des Durchflusses und der Temperatur der Weser sowie der Jahreszeit Außentemperaturbedingt.

Im Übrigen ist den Vertragsparteien bewusst, dass die Anlage bereits seit über 33 Jahren betrieben wird. Daraus resultierende technische Unwägbarkeiten können jederzeit zu weiteren Betriebseinschränkungen und Nichtverfügbarkeiten führen. Die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft durch UKW erfolgt daher unter dem Vorbehalt von Können und Vermögen.



In Abhängigkeit technischer Anforderungen kann die dauerhafte Mindestlast variieren.

Steinkohle kann sich auf dem Lagerplatz selbst entzünden. Dadurch wird die Qualität des Brennstoffs reduziert. In Abhängigkeit des Brandumfangs kann es erforderlich sein, entsprechend Löschmaßnahmen durchzuführen oder betroffene Kohlemengen unmittelbar in der Kesselanlage zu verfeuern.

Emissionsmessgeräte:

In der zweiten Jahreshälfte 2021 ist aus Genehmigungsgründen eine Kalibrierung der Emissionsmessgeräte notwendig, wobei der Block an 3 aufeinander folgenden Tagen in verschiedenen Lastbereichen (noch zu klären) mit mindestens 2 Stunden Volllast betrieben werden muss. Hierfür ist eine Kohlemenge von ca. [REDACTED] notwendig.

In jedem dritten Jahr oder auf Anforderung der Behörde bei mehrmaliger Verletzung des Kalibrierbereiches ist eine Kalibrierung der in der Anlage installierten Emissionsmessgeräte notwendig. Zu diesem Zweck ist je ein Blockbetrieb von 3 Tagen zu je ca. 10 Stunden mit unterschiedlichen Lastszenarien erforderlich.

Zudem wird eine jährliche Funktionsprüfung der Emissionsmessgeräte durchgeführt, welche einen Blockbetrieb von ca. 10 Stunden im mittleren Lastbereich [REDACTED] erfordert. Diese Funktionsprüfung ist in den Jahren, in denen eine Kalibrierung der Messgeräte stattfindet, nicht erforderlich.

Weiterhin ist alle 3 Jahre eine Schwermetallmessung im Rauchgas erforderlich. Für diese Messung ist ein kontinuierlicher Betrieb mit Volllast über 6 Std. an 3 aufeinanderfolgenden Tagen erforderlich.

Auch für den Hilfskessel ist eine Funktionsprüfung jährlich (1 Tag) und eine Kalibrierung alle 3 Jahre mit unterschiedlichen Lastszenarien erforderlich.

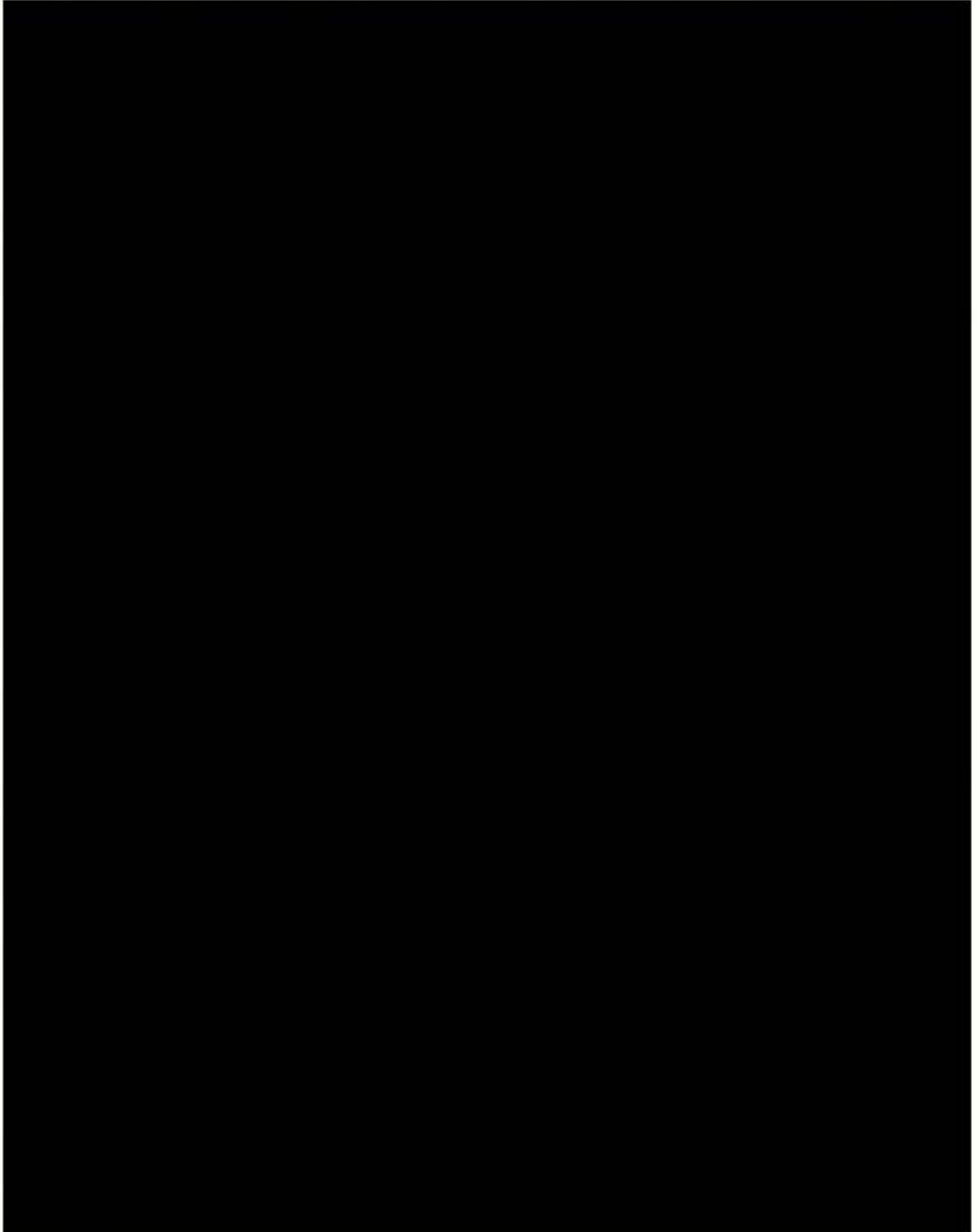
Brennstoffverbrauch:

Im stationären Betrieb ergeben sich folgende Kohleverbräuche:



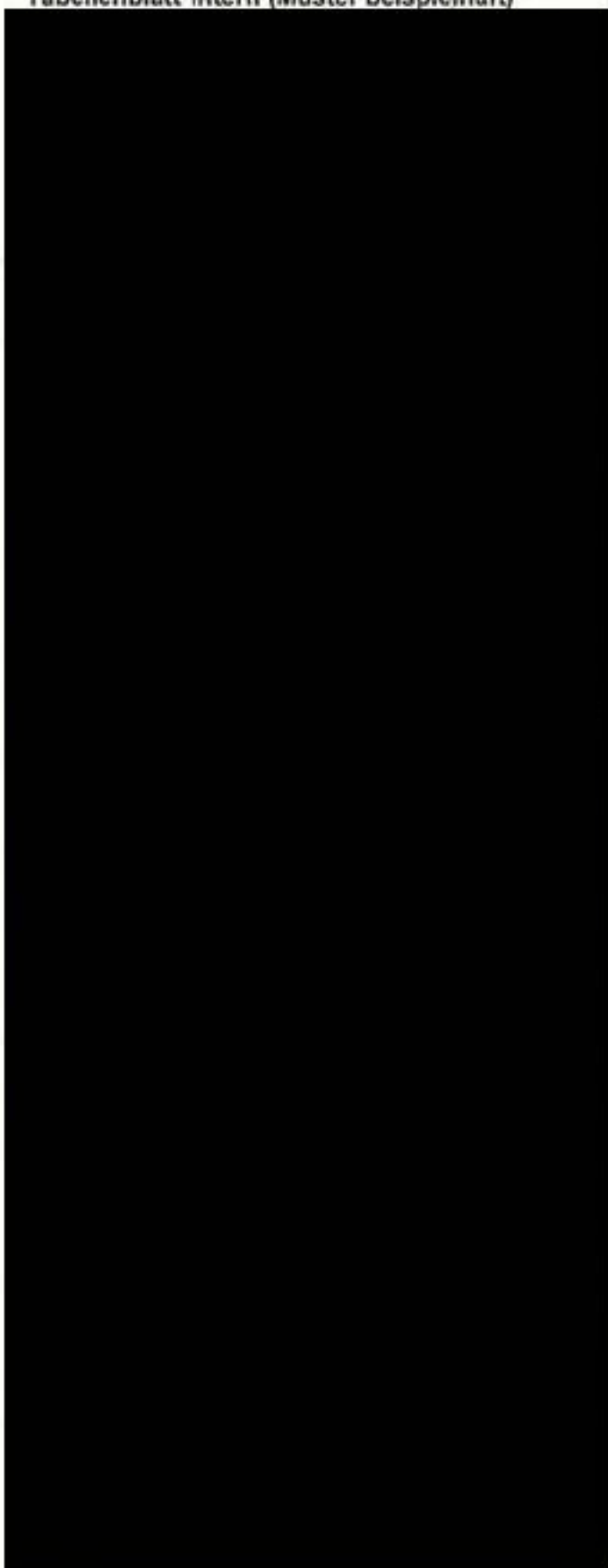
Anhang 4

Anforderungsprozess KW Heyden

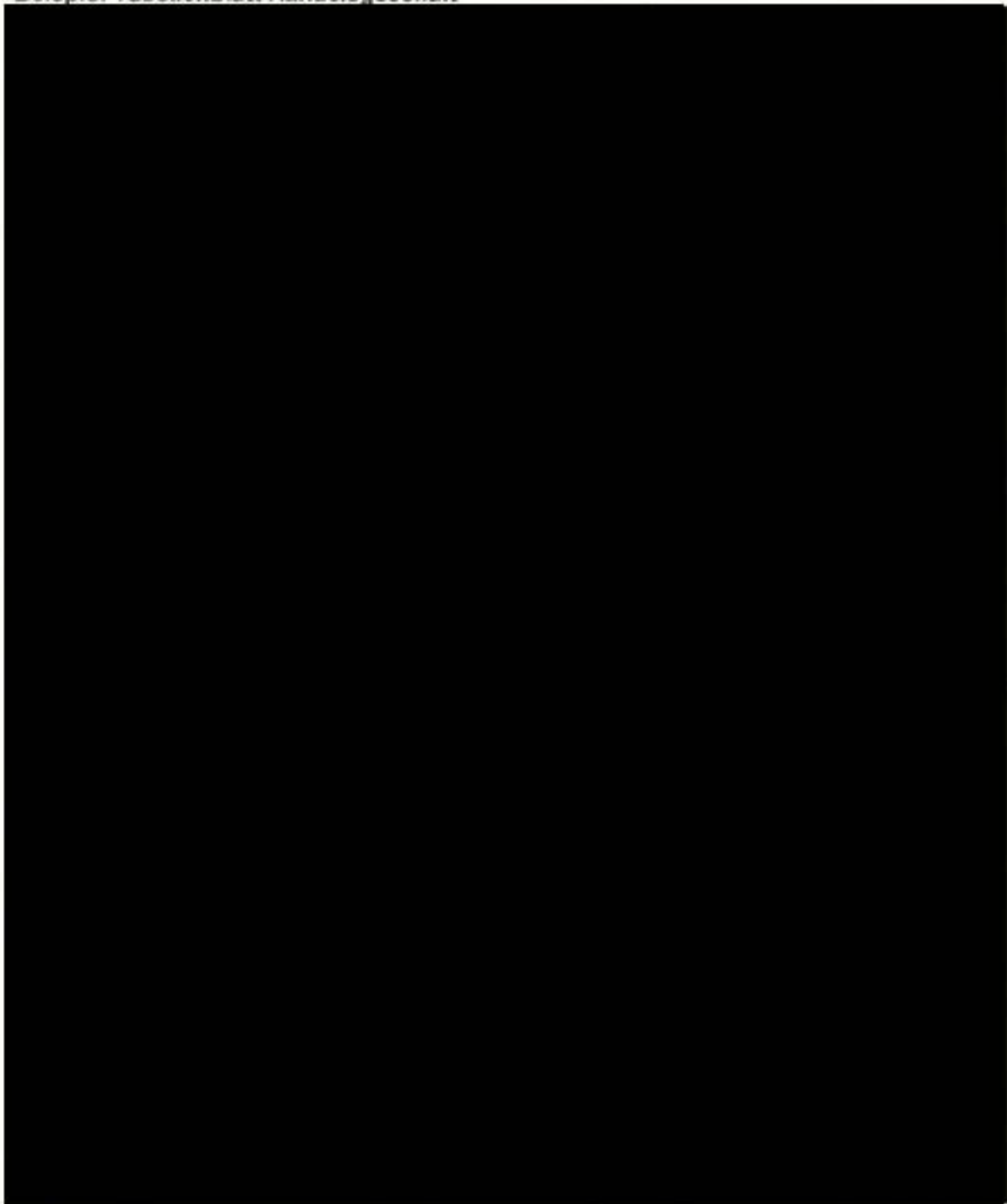




Tabellenblatt Intern (Muster beispielhaft)



Beispiel Tabellenblatt Handelsgeschäft



Anhang 5: Probestartkonzept Heyden

Jeweils nach relevanten Instandhaltungsmaßnahmen oder spätestens 3 Monate nach dem letzten regulären Betrieb der Anlagen wird der Block bis zum Erreichen der Mindestleistung angefahren und für mindestens 0,5 Stunden am Netz betrieben. Nach Revisionen wird der Block bis zum Erreichen der Vollast angefahren. Diese Probestarts sollen so geplant werden, dass sämtliche Schichten des Kraftwerkspersonals jährlich an mindestens 2 Einsätzen der Anlage mitwirken.

UKW informiert die Kontaktstelle für die Betriebsplanung der TTG frühzeitig über geplante bzw. erforderliche Probestarts sowie über das dabei abzufahrende Lastprofil. Nach Abstimmung mit der Kontaktstelle für die Betriebsplanung der TTG ist UKW berechtigt, den jeweiligen Probestart abstimmungsgemäß durchzuführen. Die Abwicklung erfolgt dabei entsprechend den Vorgaben aus Anhang 4.

Anhang 6: Leistungspreis und Erstattung von Kosten Heyden

I. Kosten für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlagen gemäß Ziffer 6.2.1 („Leistungspreis“)

Siehe Ziffer 6.2.1 des Netzreservevertrages..

Für den Fall, dass die Anlage nach Ende der Laufzeit dieses Vertrages gemäß Ziffer 11.2 Gegenstand einer erneuten genehmigten Systemrelevanzausweisung gemäß § 13b Abs. 5 EnWG ist, gilt bis zur erfolgten Abstimmung des neuen Leistungspreises zwischen UKW, TTG und BNetzA diesbezüglich Ziffer 6.9 des Vertrages.

II. Kosten für Einsätze und weitere einsatzabhängige Kosten und Abgaben gemäß Ziffer 6.3

Die nach Ziffer 6.3 des Netzreservevertrages zu erstattenden Kosten umfassen auch die Kosten der Beschaffung, Wiederbeschaffung und ggf. der Vorhaltung von Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffen gemäß Anhang 1 für den Probebetrieb, für Mess-, Kalibrierungs- und Ausbildungsfahrten, die Kosten des von TTG veranlassten Kraftwerkseinsatzes sowie anfallende Entsorgungskosten für Reststoffe, wie z.B. Schlämme der Wasseraufbereitung. Etwaige TTG nach den Regelungen des Vertrages zustehende Erlöse werden durch UKW an TTG ausgekehrt.

III. Nachträgliche Inrechnungstellung von Kosten

Sofern bei den Vertragsparteien beispielsweise aufgrund der spezifischen Beschaffungssystematik, infolge der Verstromung/Verwertung von Restmengen an Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffen oder aufgrund einer rechtskräftigen gerichtlichen Entscheidung Vergütungs- und/oder Kostenerstattungsansprüche entstehen, die erst nach Beendigung des Netzreservevertrages abgerechnet werden können, so erfolgt die Abrechnung den Regelungen des Vertrag über die Vorhaltung und den Einsatz der Anlage entsprechend erst nach Ablauf der Vertragslaufzeit (z.B. Spitzabrechnung für CO₂-Zertifikate aus dem letzten Vertragsjahr erst im Folgejahr).

Diese Erstattungs- und Vergütungsansprüche sind somit auch nach Ende der Vertragslaufzeit nach Maßgabe von Ziffer 11 des Vertrages gegen entsprechende Nachweise vom jeweiligen Vertragspartner zu erfüllen.

Anhang 7: Nicht vom Leistungspreis umfasste Kostenbestandteile Heyden

I. Unstrittig nicht umfasste Kosten

Vom Leistungspreis gemäß Ziffer 6.2.1 nicht umfasst und daher gesondert zu vergüten sind die folgenden, zwischen den Vertragspartnern unstrittigen und mit der Bundesnetzagentur abgestimmten variablen Kostenpositionen:

Kosten zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft gemäß Hinweispapier der BNetzA
Kosten für Maßnahmen zur Erfüllung der DIN ISO 27001 (Informationstechnik -
Sicherheitsverfahren - Informationssicherheitsmanagementsysteme - Anforderungen
Erzeugungsauslagen:

- Sämtliche Kosten für den Hauptbrennstoff Kohle zur Stromerzeugung; dies umfasst insbesondere auch die hiermit im Zusammenhang stehenden Logistikkosten, Umlagen und Abgaben
- Sämtliche Kosten für den Brennstoff schweres Heizöl zum Anfahren des Kessels; dies umfasst insbesondere auch die hiermit im Zusammenhang stehenden Umlagen und Abgaben
- Energiekosten zur Vorwärmung der Anlage (HEL) auf Anforderung der TTG sowie Gebäudeheizung. Dies umfasst insbesondere auch die hiermit im Zusammenhang stehenden Abgaben und Umlagen
- Kosten für die Beschaffung erforderlicher CO₂-Zertifikate
- Kosten für Entsorgung von Rückständen (z.B. Aschen und Stäube)
- Kosten für elektrischen Eigenbedarf; dies umfasst insbesondere auch die hiermit im Zusammenhang stehenden Umlagen und Abgaben
- Kosten für Hilfs- und Zusatzstoffe (z.B. Kalksteinmehl, Ammoniakgas, technische Gase, Chemikalien)
- Ausgleichsenergiekosten; dies umfasst insbesondere auch die hiermit im Zusammenhang stehenden Umlagen und Abgaben
- Durch die Anschlussnetzbetreiber (derzeit Avacon Netz GmbH und TTG) erhobene Netznutzungsentgelte; dies umfasst insbesondere auch die hiermit im Zusammenhang stehenden Umlagen und Abgaben

Opportunitätskosten gemäß Hinweispapier der BNetzA nach dem zum Zeitpunkt der Rechnungslegung aktuellen Stand

II. Strittige Kostenbestandteile

Zwischen UKW und TTG ist strittig, ob die nachfolgenden, nicht abschließend aufgeführten Positionen ebenfalls vergütungs- bzw. erstattungsfähig sind:



**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. Nunmehr 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 vornherein 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 Be-

gründung 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 marktangemessene 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 Gesetz-

zesbegründung (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. das 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

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

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 Ist-kostenabrechnung. Die Beschlusskammer ist bereit, auch einen durchschnittlichen EKR_d der letzten 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 den Zeitraum vom 30.07.2016 bis zum 31.12.2016 eine Verzinsung in Höhe von bis zu 13,81% und für das Jahr 2017 in Höhe von bis zu 12,69% für anerkennungsfähig.

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 2017 eine Verzinsung in Höhe von bis zu 12,69%, mithin 126.900 € 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 Systemre-

relevanzausweisung, 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 13,81% bis zum 31.12.2016 und für das Jahr 2017 in Höhe von bis zu 12,69% 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 13,81% bis zum 31.12.2016 und für das Jahr 2017 in Höhe von bis zu 12,69% entsprechend dem Umfang der berücksichtigungsfähigen Kapitalbindung nach Ziffer I.

[Stand: 16. November 2018; Der Hinweis vom 11.10.2018 mit derselben Überschrift wird durch den vorliegenden ersetzt.]



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. Nunmehr 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 marktangemessene 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, Ur. 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. Wertermittlungsstichtag (§ 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. Wertermittlungsstichtag 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, das und welche Verwendung ihnen auf Grund der Verpflichtung für die Netzreserve nicht möglich war, z. B. das 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 Verordnungsgeber 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 aufgliederten 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.

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.]

Anlage 1: Ermittlung der Opportunitätskosten nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG

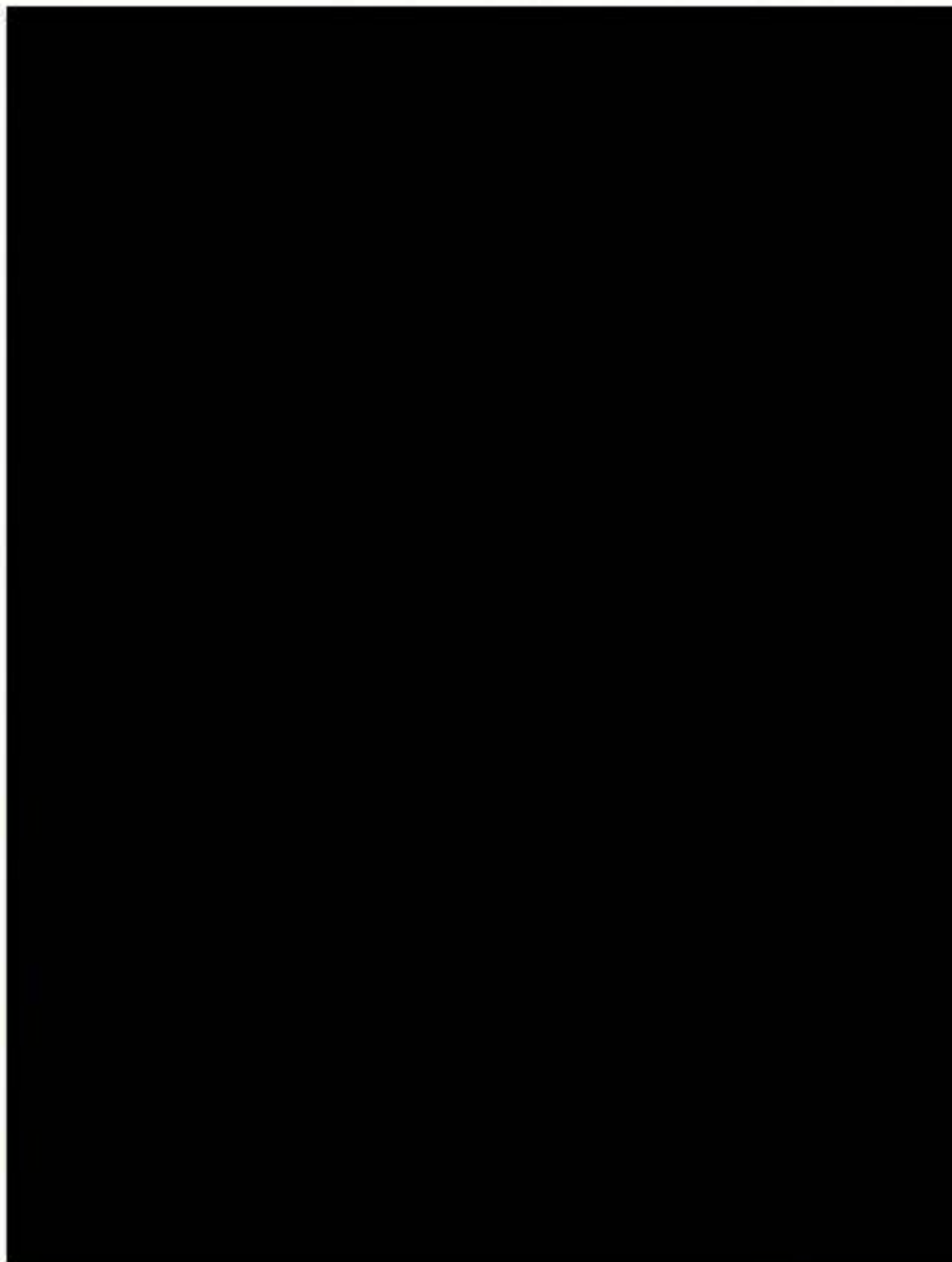
Opportunitätskosten nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Anteil Jahresüberschuss nach Steuern an der Gesamtleistung	3,10%	3,50%	3,60%	0,50%	2,20%	1,70%	2,00%	0,90%	1,10%	1,40%	0,60%	0,90%	
Umsatz in Mrd. €	317,8	380,9	474,0	521,6	553,4	545,1	531,5	494,6	444,8	480,1	542,2	554,3	
Jahresüberschuss in Mrd. €	9,9	13,3	17,1	2,6	12,2	9,3	10,6	4,5	4,9	6,7	3,3	5,0	
Anteil Eigenkapital an Bilanzsumme	24,00%	26,30%	28,80%	25,70%	26,70%	27,70%	26,60%	28,00%	31,90%	32,10%	33,10%	32,90%	
Bilanzsumme in Mrd. €	229,2	246,0	294,3	287,9	290,3	296,6	337,3	333,0	328,8	331,8	342,3	350,9	
Eigenkapital in Mrd. €	55,0	64,7	84,8	74,0	77,5	82,1	89,7	93,2	104,9	106,5	113,3	115,4	
Eigenkapitalrendite	17,91%	20,60%	20,13%	3,52%	15,71%	11,28%	11,85%	4,77%	4,67%	6,31%	2,87%	4,32%	
10 Jahres-Durchschnitt									13,72%	12,83%	11,68%	10,21%	8,59%

Datenquelle: Deutsche Bundesbank, Jahresabschlussstatistik (Verhältniszahlen – vorläufig) 2018 / 2019

Abgerufen am 16.07.2021

* Der Opportunitätszins für das Jahr 2020 beruht auf der von der Deutschen Bundesbank vorläufig veröffentlichten Jahresabschlussstatistik.

Anhang 9: Kontaktstellen UKW Heyden



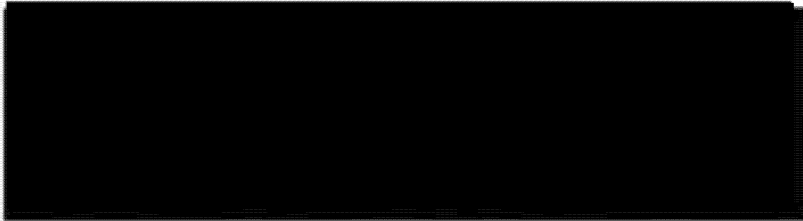
Anhang 10: Kontaktstellen TTG Heyden

I. Kontaktstelle für den operativen Betrieb (Abruf)

1. Kontaktstelle für normalen Einsatz / keine Testfahrt (Schichtbetrieb)



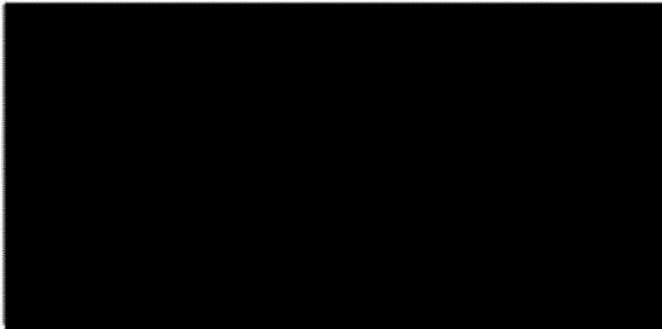
2. Kontaktstelle für Testfahrten (Schichtbetrieb)



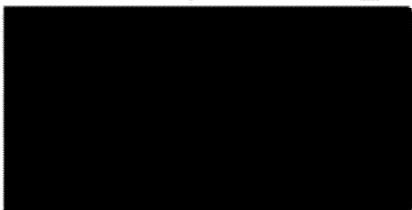
3. Kontaktstelle für nachträgliche Klärungen (Backoffice)



II. Kontaktstelle für Vertragsangelegenheiten



III. Kontaktstelle für die Abrechnung



[Redacted]

Rechnungsanschrift:

[Redacted]