



Beschlusskammer 8

Aktenzeichen: BK8-22/4002-R

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren

wegen **Festlegung zur Anerkennung der Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Netzreserveanlage Altbach HKW1 nach § 13c Abs. 5 EnWG als verfahrensregulierte Kosten i.S.d. § 11 Abs. 2 Satz 4, § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV**

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

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

gegenüber der TransnetBW GmbH, Osloer Straße 15 - 17, 70173 Stuttgart,
gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- im Folgenden: „Übertragungsnetzbetreiber“ -

am 14.04.2025 beschlossen:

1. Die Vorhaltung und der Einsatz der Erzeugungsanlage Altbach HKW1 (BNA0020) im Rahmen der Netzreserve unterliegt auf Grund der in der **Anlage 1** zu diesem Beschluss beigefügten freiwilligen Selbstverpflichtung des Übertragungsnetzbetreibers einer wirksamen Verfahrensregulierung. Die nach Maßgabe dieser freiwilligen Selbstverpflichtung resultierenden Kosten gelten im Geltungszeitraum der Festlegung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV.

2. Der Übertragungsnetzbetreiber darf seine Erlösobergrenze im Hinblick auf die in Ziffer 1 genannten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres t , für welches die in Ziffer 1 genannten Anlagen jeweils ganz oder teilweise vorzuhalten sind (Erbringungszeitraum), anpassen.

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

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

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

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

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

Bereits zum Zeitpunkt des Erlasses dieses Beschlusses erfolgte Ist-Kosten-Abrechnungen der Vorjahre bleiben unberührt.

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

Gründe

I.

1. Die vorliegende Festlegung erfolgt auf Grundlage des § 13c Abs. 5 EnWG und ermöglicht dem Übertragungsnetzbetreiber die auf Grund § 13c Abs. 3 EnWG mit der Vorkhaltung und dem Einsatz der endgültig stillzulegenden Netzreserveanlage Altbach HKW1 (BNA0020) einhergehenden Netzreservekosten zu refinanzieren. Zugleich trifft die Festlegung Vorgaben zur Art und Weise der Refinanzierung.
2. Die EnBW AG zeigte mit Schreiben vom 27.03.2017 erstmals die endgültige Stilllegung der Anlage Altbach HKW1 mit Wirkung zum 28.03.2018 gegenüber der Bundesnetzagentur und dem Übertragungsnetzbetreiber an. Der Übertragungsnetzbetreiber prüfte die Systemrelevanz dieser Anlage und wies sie für die hier relevante vierte Systemrelevanzausweisungsperiode mit Schreiben vom 29.03.2022 bis zum Ablauf des 31.03.2025 als systemrelevant aus. Auf den Antrag des Übertragungsnetzbetreibers hin hat die Bundesnetzagentur diese Systemrelevanzausweisung für den Zeitraum 01.04.2023 bis 31.03.2025 mit Bescheid vom 29.06.2022 genehmigt. Durch die Genehmigung der Systemrelevanzausweisung ist der EnBW AG die Stilllegung der Anlage insbesondere über die 12-monatige Karenzzeit des § 13b Abs. 1 Satz 1 und Satz 2 EnWG hinaus verboten.
3. Die EnBW AG hat nicht von der Möglichkeit Gebrauch gemacht, befristet an den Markt zurück zu kehren (vgl. Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz, §§ 50a ff. EnWG).
4. Die EnBW AG 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 EnBW AG gemäß § 13c Abs. 3 EnWG i.V.m. §§ 10, 6 NetzResV einen kompensatorischen Vergütungsanspruch gegen den Übertragungsnetzbetreiber.

5. Zur Konkretisierung der gesetzlichen Pflichten und Ansprüche aus § 13c EnWG und der NetzResV schloss der Übertragungsnetzbetreiber mit der EnBW AG, nach entsprechender Abstimmung mit der Bundesnetzagentur, am 14./27.03.2025 für den Zeitraum vom 01.04.2023 bis zum 31.03.2025 einen Netzreservevertrag für die Anlage (**Anlage 2**).
6. Der Übertragungsnetzbetreiber hat am 13./14.03.2025 eine freiwillige Selbstverpflichtung zur Vorhaltung und zum Einsatz der Netzreserveanlage unterzeichnet (**Anlage 1**) und gegenüber der Bundesnetzagentur abgegeben. Darin verpflichtet sich der Übertragungsnetzbetreiber zur Einhaltung des seinerseits mit dem Anlagenbetreiber EnBW AG am 14./27.03.2025 geschlossenen Netzreservevertrages (**Anlage 2**). Der Abgabe der freiwilligen Selbstverpflichtung und dem Abschluss des Netzreservevertrages war eine umfangreiche Abstimmung hinsichtlich des erforderlichen Service-Levels und angemessenen Netzreservekosten vorangegangen.
7. Die Beschlusskammer hat dem Übertragungsnetzbetreiber, der zuständigen Landesregulierungsbehörde sowie dem Bundeskartellamt zu den Inhalten der Festlegung vorab Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.
8. Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

II.

9. 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. Ordnungsgeber 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

10. 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

11. 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.
12. 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.
13. 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).

14. 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

15. 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.
16. 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.

17. 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 weiterhin nach den Rechtsverordnungen vorgesehenen Verfahren führen. Die Festsetzung neuer Regelungen durch die Regulierungsbehörde in einem transparenten und möglichst umfassenden Konsultationsprozess dürfte einige Zeit in Anspruch nehmen. Laufende Verfahren könnten sich um Jahre verzögern. Diese Gesichtspunkte wären mit den Richtlinienvorgaben, den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts und mit rechtsstaatlichen Grundsätzen schwerlich vereinbar.

2. Zuständigkeit

18. 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

19. Die Ziffer 1 des Beschlusstextes beruht auf § 13c Abs. 5 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.
20. Die Vorgaben zur Anpassung der Erlösobergrenze und zum Istkosten-Abgleich nach der Ziffer 2 des Beschlusstextes beruhen auf § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV und auf § 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV.
21. Die Befristung der Festlegung in der Ziffer 3 des Beschlusstextes beruht auf §§ 3, 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV.

4. Formelle Rechtmäßigkeit

22. Die Festlegung ist formell rechtmäßig.
23. Von einer Anhörung konnte im konkreten Fall abgesehen werden.
24. Aus verfahrensökonomischen Gründen hat die Beschlusskammer für die Einzelfestlegungen der systemrelevanten Anlagen der inländischen Netzreserve eine vereinheitlichte Beschlussvorlage erstellt und am 16.02.2024 allen Übertragungsnetzbetreibern zur Stellungnahme nach § 67 Abs. 1 EnWG übersandt. Die 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.
25. Der zuständigen Landesregulierungsbehörde des Landes Baden-Württemberg wurde am 16.02.2024 die vereinheitlichte Beschlussvorlage zur Stellungnahme nach § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG übersandt.
26. 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

27. Die Bundesnetzagentur erkennt die dem Übertragungsnetzbetreiber aufgrund seiner Pflicht zur Vergütung der EnBW AG entstehenden Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Anlage Altbach HKW1 im Rahmen der Netzreserve als verfahrensregulierte Kosten an.
28. 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 13./14.03.2025 unterzeichnet. Mittels dieser in **Anlage 1** zu diesem Beschluss enthaltenen freiwilligen Selbstverpflichtung versichert der Übertragungsnetzbetreiber, die kontrahierte Anlage gemäß den Vorgaben des in **Anlage 2** zu diesem Beschluss enthaltenen Netzreservevertrages zu vergüten. Bei Einhaltung der freiwilligen Selbstverpflichtung gelten die dem Übertragungsnetzbetreiber durch die Vorhaltung und den Einsatz der Anlage Altbach HKW1

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.

29. Auch die weiteren gesetzlichen Anforderungen an die Anerkennung der vertraglich bewirkten Netzreservekosten für die Anlage Altbach HKW1 als verfahrensregulierte Kosten liegen vor: Die Anlage Altbach HKW1 befindet sich in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers, siehe § 5 Abs. 1 Satz 1 NetzResV. Die nach §§ 1 Abs. 2 Satz 1, 5 Abs. 1 Satz 1, 6 Abs. 2 Satz 1 NetzResV erforderliche Abstimmung des Vertrages mit der Bundesnetzagentur erfolgte maßgeblich im Jahr 2024. Hierbei ist auch die vertraglich 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 Kosten erstattungen vor, die der EnBW AG gerade aufgrund der Vorhaltung bzw. dem Einsatz ihrer Anlage in der Netzreserve entstanden sind oder noch entstehen (siehe insoweit insbesondere § 6 Abs. 1 Satz 2 NetzResV).
30. Der Netzreservevertrag vom 14./27.03.2025 sieht eine Vertragsdauer von nicht mehr als 24 Monaten vor, § 5 Abs. 1 Satz 3 NetzResV. Die Anlage Altbach HKW1 ist gemäß der Genehmigung der Ausweisung der Systemrelevanz vom 29.06.2022 systemrelevant im Sinne von § 13b Abs. 2 Satz 2 EnWG, siehe § 5 Abs. 2 Nr. 1 NetzResV.
31. Die EnBW AG hat sich gemäß Ziffer 4.23 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.
32. Die Bedingung des § 5 Abs. 2 Nr. 3 NetzResV ist durch die vorherige Systemrelevanzausweisung erfüllt.

33. Nach § 5 Abs. 2 Nr. 4 NetzResV müssen auch alle gesetzlichen und genehmigungsrechtlichen Anforderungen an den Betrieb der Anlage für die Vertragsdauer erfüllt werden. je nach Aktenlage eine Alternative auswählen: In Ziffer 4.23 des Netzreservevertrages (**Anlage 2**) ist dies vertraglich festgehalten.

6. Anpassung der Erlösobergrenze und Istkosten-Abgleich

34. 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.
35. 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.
36. 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 Wiederherstellungs-

kosten 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).

37. 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.
38. 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 (insbeson-

dere 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

39. Gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4, HS. 2 ARegV erfolgt die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode.
40. 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.
41. Eine Erfassung der abgelaufenen und der gegenwärtigen Regulierungsperiode ist vorliegend sachgerecht, da die Netzreservekosten des Übertragungsnetzbetreibers nicht notwendigerweise jahres- oder gar regulierungsperiodenscharf anfallen; Kosten auf Grundlage von Verträgen, die sich über mehrere dieser Regulierungsperioden verteilen, unterfallen damit der vorliegenden Festlegung.

8. Widerrufsvorbehalt

42. 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

43. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

III.

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

Anlage 1 Freiwillige Selbstverpflichtung vom 13./14.03.2025

Anlage 2 Netzreservevertrag vom 14./27.03.2025

Rechtsbehelfsbelehrung

45. 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.
46. 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.
47. Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Vorsitzender



Bourwieg

Beisitzerin



Dr. Heimann

Beisitzer



Wetzl

FREIWILLIGE SELBSTVERPFLICHTUNG DER TRANSNET BW GMBH ZUR VORHALTUNG UND ZUM EINSATZ DER KRAFTWERKSANLAGE Altbach HKW1 DER ENBW AG IM RAHMEN DER INLÄNDISCHEN NETZRESERVE

Auf Grundlage des § 13b EnWG¹ 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 Ge-

¹ Diese Freiwillige Selbstverpflichtung nimmt Bezug auf den Stand der Gesetzgebung zum Unterzeichnungsdatum. Soweit diese Freiwillige Selbstverpflichtung für Zeiträume gilt, in denen Vorgängerregelungen in Bezug auf die vorläufige oder endgültige Stilllegung von Anlagen in Kraft waren, werden auch diese Vorgängerregelungen erfasst.

nehmungsfiktion als erteilt gilt und ein Weiterbetrieb der Anlage technisch und rechtlich möglich ist, ist dem Anlagenbetreiber die Stilllegung der Anlage gem. § 13b Abs. 5 EnWG verboten.

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

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

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

Mit dieser freiwilligen Selbstverpflichtung erklärt TransnetBW, den hier beige-fügten Vertrag (siehe Anhang) zu erfüllen, insbesondere die darin geregelte Vergütung an den Anlagenbetreiber zu leisten, unter der Voraussetzung, dass das oben beschriebene Verfahren ordnungsgemäß durchgeführt wurde.

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

Vertrag über die Bereitstellung und den Einsatz des
Steinkohleblocks Alt HKW 1 in Altbach/Deizisau als Reservekraftwerk

– Netzreservevertrag Alt HKW 1

zwischen

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Str. 15-17
70173 Stuttgart

– nachstehend „TransnetBW“ genannt –

und

EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Durlacher Allee 93
76131 Karlsruhe

– nachstehend „EnBW“ genannt –

einzeln „Vertragspartner“ genannt –

gemeinsam „Vertragsparteien“ genannt –

Inhaltsverzeichnis

Präambel	3
1. Vertragsgegenstand	5
2. (Wieder-)Herstellung der Betriebsbereitschaft	6
3. Vorhaltung der Betriebsbereitschaft	8
4. Einsätze der Anlage	9
5. Leistungseinschränkung / Befreiung von der Leistungspflicht	14
6. Kostenerstattung und Rechnungslegung	15
7. Zeitlich befristete Marktteilnahme nach § 50a ff. EnWG	20
8. Bereitstellung von Informationen	20
9. Beachtung rechtlicher Vorschriften	20
10. Haftung	20
11. Änderung der Verhältnisse	20
12. Gerichtsstand	21
13. Vertragsdauer und –beendigung	21
14. Teilunwirksamkeit, Vertragslücken, Vertragsauslegung	21
15. Schriftform	22
16. Vertragsausfertigung	22
17. Vertragsanhänge	23
18. Unterschriften	23

Präambel

1. § 13b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) in der zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses geltenden Fassung verpflichtet den Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich systemrelevanter (d.h. zur Gewährleistung der Systemsicherheit erforderlicher) Anlagen, deren Stilllegung der Anlagenbetreiber beabsichtigt, die Genehmigung der Ausweisung als systemrelevante Anlage bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) zu beantragen. Im Falle einer Genehmigung des Antrags durch die BNetzA sowie der Erfüllung der weiteren rechtlichen Voraussetzungen des § 13b EnWG ist eine Stilllegung der Anlage verboten und die entsprechende Anlage ist ausschließlich nach Maßgabe seitens des Übertragungsnetzbetreibers angeforderter Systemsicherheitsmaßnahmen zu betreiben.
2. Der Betreiber einer Anlage, deren endgültige Stilllegung verboten ist, muss die Anlage zumindest in einem Zustand erhalten, der eine Anforderung zur weiteren Vorhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage für Anpassungen der Einspeisung nach § 13a EnWG ermöglicht. Er hat gegenüber dem systemverantwortlichen Betreiber des Übertragungsnetzes Anspruch auf eine angemessene Vergütung. Insbesondere die Ansprüche des Anlagenbetreibers sind in § 13c EnWG sowie der am 27. Juni 2013 in Kraft getretenen Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve (Netzreserveverordnung - NetzResV) zuletzt geändert durch Gesetz vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I NR. 405) näher ausgestaltet.
3. Am 27.03.2017 wurde durch die EnBW die endgültige Stilllegung des Steinkohleblocks HKW 1 (BNA0020) – nachfolgend auch „**Anlage**“ genannt – am Kraftwerksstandort Altbah/Deizisau (Alt) zum gesetzlich frühestmöglichen Zeitpunkt, spätestens jedoch zum 27.03.2018 gegenüber der Bundesnetzagentur (BNetzA) sowie der TransnetBW angezeigt. TransnetBW hat gemäß §13b EnWG unverzüglich die Systemrelevanz der Anlage geprüft und am 07.04.2017 die Genehmigung der Ausweisung der Anlage als systemrelevant bis zum 31.03.2020 bei der BNetzA beantragt. Mit Bescheid (Az.: 608-17-007) vom 29.03.2017 hat die BNetzA gegenüber der TransnetBW deren erneute Ausweisung der Systemrelevanz der hier vertragsgegenständlichen Anlage vom 01. April 2018 bis zum Ablauf von 12 Monaten ab dem Tag der Inbetriebnahme des Engpassbewirtschaftungsverfahrens zwischen Deutschland und Österreich, längstens jedoch bis zum beantragten Endzeitpunkt, mithin bis Ablauf des 31.03.2020, genehmigt. Mit Schreiben vom 13.08.2018 zeigte TransnetBW an, die genannte Anlage erneut für den Zeitraum von 24 Monaten als systemrelevant ausgewiesen zu haben und beantragte die Genehmigung dieser wiederholten Ausweisung bis mindestens 31.03.2021. Hierauf erging am 06.11.2018 ein Bescheid der BNetzA (Az.: 608-18-018) mit dem eine Ausweisung zwischen dem 01.10.2019 bis Ablauf 30.06.2020 unbedingte und im anschließenden Zeitraum von 01.07.2020 bis Ablauf 31.03.2021 unter der aufschiebenden Bedingung der Erteilung einer EU-beihilferechtlichen Notifikation bis Ablauf 30.06.2020 genehmigt und darüber hinaus abgelehnt wurde. Mit Bescheid der BNetzA vom 15.01.2020 erfolgte ein Teilwiderruf und teilweise Neubescheidungen (betroffenes Az. u.a. auch 608-18-022) wobei in erster Linie unter Bezugnahme auf die Entscheidung des EuGH vom 28.03.2019 die beihilferechtlich motivierten Einschränkungen des Ursprungsbescheids aufgehoben wurden. Mit Schreiben vom 27.01.2020 zeigte TransnetBW an, die genannte Anlage erneut für den

Zeitraum von 24 Monaten vom 01.04.21 bis zum 31.03.2023 als systemrelevant ausgewiesen zu haben und beantragte, die Genehmigung dieser wiederholten Ausweisung. Hierauf erging am 23.04.2020 ein Bescheid der BNetzA (Az.: 608-20-003), in dem die Ausweisung für den Zeitraum vom 01.04.2021 bis 31.03.2023 genehmigt wurde. Mit Schreiben vom 29.03.2022 zeigte TransnetBW an, die genannte Anlage erneut für den Zeitraum von 24 Monaten vom 01.04.23 bis zum 31.03.2025 als systemrelevant ausgewiesen zu haben und beantragte, die Genehmigung dieser wiederholten Ausweisung. Hierauf erging am 29.06.2022 ein diesem Vertrag als Anhang 1a beigefügter Bescheid der BNetzA (Az.: 4.14.03.02_22-012), in dem die Ausweisung für den Zeitraum vom 01.04.2023 bis 31.03.2025 genehmigt wurde.

4. Durch die Genehmigungen der Ausweisung der Systemrelevanz der Anlage und deren Mitteilung gegenüber der EnBW ist der EnBW die endgültige Stilllegung dieser Anlage bis zu vorbezeichnetem Termin, längstens bis zum Ablauf des 31.03.2025 um 24:00 Uhr verboten. Die Genehmigungen der Ausweisung der Systemrelevanz sowie die damit einhergehenden Stilllegungsverbote der Anlage wurden der EnBW mit Schreiben vom 29.03.2017, vom 06.11.2018, vom 15.01.2020, vom 23.04.2020 sowie vom 29.06.2022 jeweils durch die BNetzA mitgeteilt.
5. Durch das sogenannte „Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz“ vom 08.07.2022 (BGBl. I S. 1054), haben sich mit Inkrafttreten zum 12.07.2022 die rechtlichen Vorgaben für Netzreservekraftwerke –befristet bis 31.03.2024 – geändert: Die Anlagenbetreiber müssen die Anlagen nach näherer Maßgabe von § 50b EnWG bis zu diesem Datum für eine befristete Teilnahme am Strommarkt im Dauerbetrieb betriebsbereit halten und unter den Voraussetzungen des § 50b EnWG (zuletzt geändert am 13.10.2022 durch Artikel 3 des Gesetzes zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 08.10.2022) ggf. einen Brennstoffvorrat anlegen. Als Ausgleich für die Pflicht zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft hat der Anlagenbetreiber gemäß § 13c Abs. 3 Satz 1 EnWG und § 50a Abs. 5 S. 2 EnWG i.V.m. § 13c EnWG einen Anspruch auf eine angemessene Vergütung gegenüber dem ÜNB.
6. Eine Besonderheit am Standort Altbach ist der geplante Fuel Switch am Standort, der u.a. auch das Netzreservekraftwerk HKW1 betrifft (im Folgenden: Projekt Fuel Switch Altbach). EnBW errichtet hierfür am Standort Altbach eine neues zunächst erdgasbefeuertes „H2-ready“-Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) – namentlich Altbach HKW 3 (im Folgenden: HKW3).

Nach aktueller Planung der EnBW soll HKW 3 im Jahr 2026 in Betrieb gehen. Im Zuge des Projektes Fuel Switch Altbach sollte ursprünglich das Netzreservekraftwerk HKW1 abgerissen und auf dessen Bodenplatte der Neubau von HKW3 errichtet werden. Aufgrund der somit geplanten endgültigen Außerbetriebnahme von HKW 1 und der zeitlich nachgelagerten Inbetriebnahme von HKW 3 wäre eine Nichtverfügbarkeit von Kraftwerksleistung am Standort Altbach für mehrere Jahre die Folge gewesen.

Die von Transnetbw durchgeführten Analysen zeigten, dass eine derartige Nichtverfügbarkeit von Kraftwerksleistung am Standort Altbach im Zeitraum bis mindestens 2027 zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde.

Demzufolge ist das Schließen von Leistungslücken bzw. die Erhaltung von Kraftwerksleistung am Standort Altbach für den Zeitraum bis mindestens 2026/2027 eine Voraussetzung zur Erhaltung der Systemsicherheit.

In trilateralen Abstimmungsrunden zwischen der BNetzA, der EnBW und der TransnetBW wurde schlussendlich unter den gegebenen rechtlichen bzw. regulatorischen Rahmenbedingungen die ökonomisch sinnvollste und klimafreundlichste Lösung gefunden, nach welcher die EnBW mit der Errichtung von HKW 3 einen Neubau gleichzeitig mit dem Betrieb der Netzreserveanlage HKW 1 (im Folgenden: Parallelbau) samt künftigem alternierendem Betrieb (im Folgenden: Wechselbetrieb) von HKW 1 und HKW 3 bis zum Beginn des kommerziellen Betriebs (Commercial Operating Date COD) der neuen GuD-Anlage HKW 3 ermöglicht, um eine mögliche Gefährdung oder Störung der Systemsicherheit zu vermeiden.

Somit war mit der Einigung zum Erhalt der Kraftwerksleistung von HKW 1 und dem damit verbundenen Parallelbau und Wechselbetrieb bis zur gesicherten Inbetriebnahme von HKW 3 erst die maßgebliche Voraussetzung geschaffen, um den allgemein gewünschten Fuel Switch am Standort Altbach überhaupt angehen zu können. Der Sachverhalt und damit verbundene Regelungen zur Kostenanerkennung sind im Schreiben der BNetzA an die EnBW in Anhang 1d festgehalten.

7. Dieser Vertrag konkretisiert die gesetzlichen Pflichten der Vertragsparteien aus dem EnWG, der NetzResV i. V. m. der an die EnBW gerichteten Anforderung der TransnetBW betreffend die vertragsgegenständlichen Systemrelevanzausweisungsperiode (01.04.2023 – 31.03.2025) und der Verordnung zur befristeten Ausweitung des Stromerzeugungsangebots durch Anlagen aus der Netzreserve vom 13.07.2022 (Stromangebotsausweitungsverordnung - StaaV) in ihrer jeweils geltenden Fassung, welche die befristete Teilnahme am Strommarkt zulässt (zum Zeitpunkt des Abschlusses dieser Ergänzungsvereinbarung ist die Teilnahme am Strommarkt nach § 1 Abs. 3 StaaV bis längstens zum Ablauf des 31.03.2024 terminiert). Die BNetzA ist nicht Vertragspartei.

Die Vertragsparteien vereinbaren vor diesem Hintergrund das Folgende:

1. Vertragsgegenstand

Gegenstand des vorliegenden Vertrags sind Regelungen zu vorbereitenden Maßnahmen, zum Betrieb und zum Einsatz der Anlage in der Netzreserve. Hierbei werden insbesondere:

1. die ggf. erforderliche (Wieder-)Herstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage
2. die betriebsbereite Vorhaltung der Anlage und
3. die Einsätze der Anlage in der Netzreserve

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

2. (Wieder-)Herstellung der Betriebsbereitschaft
 - 2.1 Gemäß EnWG und NetzResV besteht unter anderem die Pflicht der EnBW, im Rahmen des technisch und rechtlich Möglichen die Betriebsbereitschaft der Anlage herzustellen bzw. zu erhalten. Mit Schreiben der TransnetBW vom 26.09.2022 forderte diese die EnBW erneut zur Herstellung bzw. Beibehaltung der Betriebsbereitschaft ab dem 01.04.2023 sowie dazu auf, die dafür erforderlichen Maßnahmen zu benennen und über entsprechend zu übernehmende Kosten zu informieren. Mit Schreiben vom 28.11.2022 kam EnBW dieser Aufforderung nach. Dieser Schriftverkehr ist im Anhang 1 beigelegt.
 - 2.2 In dem Fall, dass nach erstmaliger Herstellung der Betriebsbereitschaft während der Vertragslaufzeit durch anstehende Revisionen oder nach Schadensfällen oder aufgrund rechtlicher oder behördlicher Auflagen, die, sofern nicht umgesetzt, den Weiterbetrieb der Anlage gefährden oder ausschließen, die Betriebsbereitschaft der Anlage wegfällt, wird EnBW die TransnetBW über Art und Umfang sowie die Kosten, die Dringlichkeit und die voraussichtliche Zeitdauer der erforderlichen Maßnahmen zur erneuten Herstellung der Betriebsbereitschaft (Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft) unverzüglich nach Kenntniserlangung in Textform (Schreiben oder E-Mail) informieren.

Das Vorgehen bzgl. Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft erfolgt gemäß dem von der Beschlusskammer 8 der BNetzA verfassten „Hinweis für die Übertragungsnetzbetreiber bezüglich dem Umgang mit den Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13c Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. a EnWG“, diesem Vertrag beigelegt als Anhang 1b).

Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft bis zu einem Betrag von jeweils 10.000 € je Einzelfall exklusive Umsatzsteuer werden schnellstmöglich von der EnBW ausgeführt, was als von dem unter Ziff. 6.5 i.V.m. Anhängen 5 und 9 geregelten Leistungspreis mit abgegolten gilt (Bagatellgrenze). Sollten die zu erwartenden Kosten der Maßnahme zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft im Einzelfall einen Betrag von 10.000 € exklusive Umsatzsteuer überschreiten, wird EnBW von der TransnetBW die Freigabe zur Durchführung der Maßnahme einholen. Ergibt sich die Notwendigkeit einer Maßnahme aus den Herstellervorgaben oder aus öffentlich-rechtlichen Pflichten (z.B. aufgrund Immissionschutzrecht), stellt EnBW TransnetBW die notwendigen Informationen bereit. Sollten die zu erwartenden Kosten der Maßnahme zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft im Einzelfall einen Betrag von 100.000 € exklusive Umsatzsteuer überschreiten, räumt EnBW der TransnetBW außerdem das Recht ein, die geplante Maßnahme vor deren Veranlassung auf Ihre Kosten durch einen externen Sachverständigen beurteilen zu lassen. Die EnBW stellt dem Sachverständigen die erforderlichen Informationen zur Verfügung, gewährt ihm Zutritt zu den erforderlichen Räumlichkeiten und unterstützt auch im Übrigen bei der Begutachtung.

EnBW hat freizugebende Maßnahmen unverzüglich zu veranlassen, soweit und sobald TransnetBW die Übernahme deren Kosten dem Grunde nach in Textform, unbedingt und unwiderruflich bestätigt. EnBW wird unverzüglich nach Durchführung der Maßnahmen die tatsächlich angefallenen Kosten bestimmen und der TransnetBW in Rechnung stellen. Diese Kosten werden von TransnetBW jeweils gesondert erstattet. Der Durchführung von Maßnahmen, die der Sicherheit von

Leib und Leben oder der Erfüllung gesetzlicher, gerichtlicher oder behördlicher Verpflichtungen dienen, stimmt TransnetBW bereits mit Abschluss dieses Vertrages zu.

EnBW wird erst nach Eingang der Freigabe der TransnetBW die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nach Maßgabe der Anforderung der TransnetBW vornehmen, außer wenn die Freigabe nach dem Vorstehenden nicht erforderlich ist. Vorstehendes gilt auch für evtl. erforderliche – nicht absehbare oder durch Schäden bedingte – Nachrüstungen oder Erneuerungen.

Die Vertragsparteien stellen klar, dass, wenn EnBW nach dem Vorstehenden die Freigabe zur Durchführung von Maßnahmen einholen muss, von der Verpflichtung zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage solange befreit ist, bis TransnetBW der EnBW die Freigabe zur Vornahme der für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft erforderlichen Maßnahme erteilt hat. Gleiches gilt hinsichtlich der Pflicht der EnBW zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage bis zu dem Zeitpunkt, zu dem diese Maßnahme zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft abgeschlossen ist.

- 2.3 Im Rahmen des Projektes Fuel Switch Altbach führt die EnBW aufgrund der Systemrelevanzausweisung von HKW1 den Parallelbau von HKW 3 sowie bis zu dem Beginn dessen kommerziellen Betriebs (Commercial Operating Date COD) den Wechselbetrieb von HKW 1 und HKW 3 durch, um eine mögliche Gefährdung oder Störung der Systemsicherheit zu vermeiden. Um den Parallelbau und den Wechselbetrieb zu ermöglichen sind zusätzliche Maßnahmen zur Herstellung der Betriebsbereitschaft der EnBW erforderlich. Anforderungen an die Ermittlung der damit einhergehenden Kosten (Mehrkosten) sowie die entsprechende Nachweiserfolgung erfolgen in Anlehnung an den etablierten Maßnahmenfreigabeprozess gemäß Ziffer 2.2 und an die Grundsätze im Schreiben der BNetzA vom 09.12.2021 in Anhang 1d).
- 2.4 Bei Gefahr im Verzug kann die EnBW erforderliche Sicherungs- und Sofortmaßnahmen für eine eventuelle Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft ohne vorherige Freigabe der TransnetBW vornehmen. Gefahr im Verzug liegt vor, wenn ohne die unmittelbare Durchführung von Sicherungs- und Sofortmaßnahmen der Eintritt von Gefahren für Leib, Leben oder die Gesundheit, der Eintritt von erheblichen Schäden an der Anlage, Umweltschäden oder Verstößen gegen Genehmigungen, Gesetze und sonstige allgemeingültige Vorschriften (einschließlich Umwelt- oder Arbeitsschutzrecht) droht und der EnBW ein Abwarten der Freigabe zur Durchführung der Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nicht zugemutet werden kann. In diesem Fall sind die Informationen über Art und Umfang sowie die Kosten der erforderlichen Maßnahmen schnellstmöglich mitzuteilen. Die Entscheidung über Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft, welche über die zunächst vorgenommenen Sicherungs- und Sofortmaßnahmen hinausgehen, liegt gemäß Ziffer 2.2 bei TransnetBW.
- 2.5 Wenn und soweit eine Maßnahme zur Herstellung der Betriebsbereitschaft geeignet und erforderlich ist, um ein Abweichen von einer konkreten und vorliegenden Einsatzanforderung gemäß Ziffer 4.3 abzuwenden, kann die EnBW erforderliche Sofortmaßnahmen ohne vorherige Freigabe der TransnetBW vornehmen (Sofort-

maßnahme bei Einsatzanforderung). Zur Klarstellung sind hiervon nur Maßnahmen umfasst, deren Notwendigkeit zur rechtzeitigen Durchführung und Umsetzung sich für die Erfüllung einer bereits vorliegenden Einsatzanforderung aus sorgfältiger ex-ante-Sicht zum Zeitpunkt der Entscheidung ergeben. In einem solchen Fall hat die EnBW der TransnetBW alle relevanten Informationen über Anlass, Art und Umfang sowie die sich hieraus ergebenden Kosten der geeigneten und erforderlichen Maßnahmen unverzüglich nachzureichen. Für Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft, welche über die zunächst veranlassenden und (ggf. bereits) vorgenommenen Sofortmaßnahmen bei Einsatzanforderung hinausgehen, gilt das Freigabeerfordernis der TransnetBW gemäß Ziffer 2.2.

3. Vorhaltung der Betriebsbereitschaft

Servicelevel / Personal

- 3.1 EnBW verpflichtet sich zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage gemäß dem zwischen den Vertragsparteien abgestimmten Servicelevel (Anhang 2). Hierzu gehört auch die Bereithaltung und Qualifikation des für den Kraftwerksbetrieb erforderlichen Personals. EnBW ist berechtigt, das zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage im Regelfall eingesetzte Personal auch in anderen Anlagen der EnBW am Kraftwerksstandort Altbach/Deizisau einzusetzen, sofern der zwischen den Vertragsparteien gem. Anhang 2 abgestimmte Servicelevel sichergestellt wird. Außer bei bestehenden Leistungseinschränkungen gemäß Ziffer 5 kann die Anlage während des in Anhang 2 genannten Einsatzzeitfensters unter Beachtung der dort genannten technischen Restriktionen durch TransnetBW zu einer Einspeisung gemäß den Regelungen des Anhang 6 angefordert werden.
- 3.2 EnBW ist berechtigt, das für die Betriebsführung notwendige Personal ggf. auch durch den Abschluss eines Betriebsführungsvertrages mit einem dritten Unternehmen zu beschaffen.

Wartung und Instandhaltung / Revisionen / Prüfungen

- 3.3 EnBW wird die zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage anfallenden üblichen Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen sowie Ersatz-, Erneuerungs-, und Umbaumaßnahmen einschließlich Maßnahmen aufgrund behördlicher Anordnung im Rahmen eines gewöhnlichen Kraftwerksbetriebes nach pflichtgemäßem Ermessen planen und durchführen.
- 3.4 Revisionen werden von EnBW jeweils für das jeweilige Sommerhalbjahr (16. April – 30. September) geplant und die Zeiträume mit TransnetBW bis 31. Oktober des Vorjahres abgestimmt. Unterjährige planbare Kurzstillstände werden mit der TransnetBW ebenfalls mit ausreichend zeitlichem Vorlauf abgesprochen.
- 3.5 Rechtlich vorgeschriebene oder durch Behörden angeordnete Prüfungen und Auflagen sind durch die EnBW zu erbringen.

Versicherungen

- 3.6 Die EnBW sorgt für einen Versicherungsschutz nach den für die Anlage im letzten Jahr deren Einsatzes am Markt praktizierten Grundsätzen. Hierzu gehören die in Anlage 5a genannten Versicherungen wie insbesondere die Maschinenversicherung sowie die Haftpflichtversicherung. Sollten Anpassungen beim Versicherungsschutz erforderlich werden, wird die EnBW für den Abschluss eines entsprechenden Versicherungsvertrages sorgen. Wesentliche Änderungen in Bezug auf den Umfang des Versicherungsschutzes sind TransnetBW umgehend mitzuteilen. EnBW hat der TransnetBW den Versicherungsschutz auf Aufforderung nachzuweisen.
- 3.7 Hat TransnetBW nach einem auftretenden Schadensfall während der Vertragslaufzeit gemäß Ziffer 6.2 die Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft gemäß Ziffern 2.2, 2.4 und 2.5 getragen und EnBW Zahlungen aus einer der vorstehenden Versicherungen erhalten, so hat TransnetBW bis zur Höhe dieser Zahlung einen Erstattungsanspruch gegen EnBW, soweit sich die Leistungen der Versicherung auf Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft beziehen. Gleiches gilt für den Fall, wenn und soweit eine Zahlung aus einer der vorstehenden Versicherungen aufgrund einer Herbeiführung des Versicherungsfalles oder aufgrund eines Verstoßes gegen versicherungsvertragliche, gesetzliche Verpflichtungen oder Obliegenheiten unterblieben ist, es sei denn, EnBW hat dies nicht zu vertreten. Erhöhen sich in der Folge die von EnBW zu zahlenden Prämien, so wird die Differenz zur bisherigen Höhe der Versicherungsprämie über die gesamte Dauer ihrer Wirksamkeit durch TransnetBW getragen.

Innerbetriebliche Leistungen

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

4. Einsätze der Anlage

Einsatzanforderung

- 4.1 EnBW ist verpflichtet, Anforderungen der TransnetBW zum Einsatz der Anlage zur Durchführung von Systemsicherheitsmaßnahmen (Einsatzanforderung) gemäß dem zwischen den Vertragsparteien abgestimmten Servicelevel (siehe Anhang 2) zu erfüllen. Dies gilt nicht insoweit, als die Leistungseinschränkungen nach Ziffer 5 bestehen. Eine Einsatzanforderung darf die Mindestbetriebszeit einer Anlage nur in gegenseitigem Einvernehmen unterschreiten.
- 4.2 EnBW unterliegt ausschließlich hinsichtlich des Aspekts, ob eine Einspeisung erfolgen soll, sowie hinsichtlich der Höhe der einzuspeisenden Wirk- und Blindleis-

tung und des Einspeisungszeitraums nach Maßgabe von Anhang 6 den Einsatzanforderungen der TransnetBW. Das Einsatzanforderungsrecht der TransnetBW bezieht sich insbesondere nicht auf interne betriebliche Belange der EnBW.

Zur Einsatzanforderung sendet die TransnetBW nach telefonischer Abstimmung mit der EnBW einen Einsatzfahrplan, der die Höhe und Dauer der zu liefernden Leistung unter Berücksichtigung des Servicelevels und der Randbedingungen gemäß Anhang 2 regelt. Der detaillierte Anforderungsprozess wird in Anhang 6 geregelt.

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

EnBW ist zudem berechtigt, von einer Einsatzanforderung abzuweichen, soweit der Abtransport der Energie im Anschlussnetz nicht möglich oder begrenzt ist und der Betreiber des Anschlussnetzes die EnBW hierauf ausdrücklich hingewiesen und eine Anpassung der Einspeisung verlangt hat (vgl. Ziffer 5.4).

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

- 4.4 Falls EnBW den zur Abweichung von einer Einsatzanforderung berechtigenden Umstand nach Ziffer 4.3 zu vertreten hat, bleibt es der TransnetBW unbenommen, EnBW auf Ersatz eines durch die Abweichung von der Einsatzanforderung entstandenen Schadens in Anspruch zu nehmen. Hat die EnBW die Wartung und Instandhaltung der Anlage nach den anerkannten Regeln der Technik durchgeführt, hat sie einen zur Abweichung von einer Einsatzanforderung berechtigenden Umstand, sofern und soweit dieser die Wartung und Instandhaltung betrifft, nicht zu vertreten.

- 4.5 EnBW wird die Anlage gemäß § 13c Abs. 4 Satz 1 EnWG i.V.m. § 7 NetzResV ausschließlich auf Einsatzanforderung der TransnetBW gemäß den in diesem Vertrag vereinbarten Regelungen einsetzen. Probestarts gemäß Ziffer 4.9 und 4.10 sowie die etwaige Verfeuerung von Restbrennstoffmengen gemäß Ziffer 4.18 erfolgen nach vorheriger einvernehmlicher Abstimmung mit der TransnetBW.
- 4.6 EnBW wird die Anlage unter Beachtung der gesetzlichen Vorschriften, behördlichen und vertraglichen Auflagen und Bedingungen, den anerkannten Regeln der Technik und nach Maßgabe dieses Vertrages betreiben.
- 4.7 Die Übergabestelle von Stromlieferungen ist jeweils die Eigentumsgrenze (Oberspannungsseite des Maschinenumspanners) zwischen Kraftwerk und Netzbetreiber. Der Weitertransport im jeweiligen Netz liegt nicht im Verantwortungsbereich der EnBW.

Vorwärmung und Beheizung

- 4.8 EnBW wird die Anlage im erforderlichen Maße vorwärmen und beheizen, sodass der in Anhang 2 definierte Servicelevel erfüllt werden kann.

Probestarts

- 4.9 Zur Bereithaltung und Sicherung der Betriebsbereitschaft, zur Minimierung des Risikos eines Startversagens sowie zur Mitarbeiterqualifikation führt die EnBW Probestarts durch. Das Probestartkonzept für die Anlage ist in Anhang 3 festgelegt.
- 4.10 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 TransnetBW auch bei separat durchgeführten Probestarts und -fahrten erfolgen.
- 4.11 EnBW überträgt TransnetBW die im Rahmen der Probestarts und -fahrten nach Maßgabe der Ziffern 4.9 und 4.10 erzeugte elektrische Energie in den Redispatchbilanzkreis der TransnetBW als Fahrplanlieferung entsprechend Ziffer 4.14. Die Abwicklung ist in den Anhängen 3 und 6 geregelt.
- 4.12 Die EnBW versucht Probestarts zu vermeiden, wenn absehbar ist, dass die Durchführung eines Probestarts dazu führen würde, dass eigene Standorte in ihrem Redispatchpotential bzw. ihrer Betriebsfähigkeit eingeschränkt werden (z.B. Absage eines Probestarts auf Basis des Wasserwärmemodells).

Bilanzkreis- und Zählwertmanagement

- 4.13 EnBW führt das für den Betrieb der Anlage notwendige Bilanzkreis- und Zählwertmanagement durch.
- 4.14 EnBW stellt TransnetBW die im Rahmen des vorliegenden Vertrages erzeugte elektrische Arbeit im Bilanzkreis 11XREDISPATCH--T (Redispatchbilanzkreis der TransnetBW) als Fahrplanlieferung aus dem Bilanzkreis 11XENBW-NETZR--T (Netzreservebilanzkreis der EnBW) zur Verfügung. Die Differenzmenge zwischen

Fahrplanlieferung und real erzeugter Energie inklusive An- und Abfahrrampen verbleibt im Netzreservebilanzkreis der EnBW.

Beschaffung von Einsatzstoffen, CO₂-Zertifikaten und Entsorgung von Reststoffen

- 4.15 EnBW wird die im Rahmen der Einsätze verbrauchten Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe gemäß Anhang 4 im Rahmen des technisch und rechtlich Möglichen wiederbeschaffen („Wiederbeschaffung“).
- 4.16 EnBW wird jeweils bis zum Ablauf des 30. April eines Jahres die im Rahmen des Netzreservevertrages erforderlichen CO₂-Zertifikate des Vorjahres beschaffen. EnBW und TransnetBW stimmen hierzu einen Handelstag im April eines Jahres ab, an dem EnBW die Zertifikate beschafft. Die hierbei anfallenden Kosten werden TransnetBW von EnBW in Rechnung gestellt.

Ab dem 01.01.2025 erfolgt die Beschaffung bzw. Beistellung von CO₂-Zertifikaten jeweils monatlich am 15. des Folgemonats. Im jeweiligen Folgejahr (Kalenderjahr-betrachtung) erfolgt eine Spitzabrechnung, sobald die zertifizierten CO₂-Verbräuche feststehen. Die genaue Vorgehensweise ist in Anhang 5 definiert.

- 4.17 Die beim Einsatz anfallenden Entsorgungsprodukte wie Flugasche, Schlacke, SAV-Produkt, Abfälle, Abwasser und Sonstige werden von der EnBW gemäß den gesetzlichen Bestimmungen entsorgt.

Verstromung/Verwertung von Restbrennstoffmengen sowie Hilfs- und Zusatzstoffen

- 4.18 Ist die Beendigung des Vertragsverhältnisses absehbar und der Vertrag soll nicht nach den Bestimmungen in Ziffer 13.1 verlängert werden, tragen EnBW und TransnetBW als Verantwortliche für die Netzreserveabrufe dafür Sorge, dass die verbleibenden Restbrennstoffmengen sowie Hilfs- und Zusatzstoffe bis Vertragsende auf ein Mindestmaß reduziert werden können. Die EnBW informiert hierzu die TransnetBW in Textform, sobald aus Sicht von EnBW eine solche Reduktion der Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe sinnvoll erscheint und stimmt mit der TransnetBW ein zum vorliegenden Zeitpunkt, entsprechend den vorliegenden Restbrennstoffmengen sowie Hilfs- und Zusatzstoffen, angemessenes Vorgehen zur Reduktion der zum Zeitpunkt der Beendigung des Vertragsverhältnisses erwarteten Restmengen ab. Die EnBW kann für diesen Fall in Abstimmung mit der TransnetBW von der in Ziffer 4.15 geregelten Vorgehensweise abweichen, wenn und soweit es die Umstände erfordern.

Die Vertragsparteien vereinbaren, dass nach dem im voranstehenden Absatz beschriebenen Vorgehen verbleibende Restmengen oder bei einer notwendigen Verwertung (z. B. wg. drohender Unbrauchbarkeit) gelagerter Brennstoffmengen eine Verfeuerung analog des Vorgehens bei Durchführung von Probestarts gemäß Ziffer 4.9 und 4.10 gemäß der dann in Ansehung der in den nachfolgenden Sätzen 2 bis 5 angeführten Verwertungsgrundsätze vorzunehmenden gemeinsamen Abstimmung durchgeführt werden soll. EnBW wird die TransnetBW über die Notwendigkeit der Verwertung der Brennstoffmengen (z.B. im Falle der drohenden Unbrauchbarkeit) in Textform informieren, TransnetBW prüft umgehend in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur, ob das vereinbarte Vorgehen zulässig ist.

Spricht sich die Bundesnetzagentur zu gegebener Zeit gegen das vereinbarte Vorgehen aus, sind Gespräche mit der Behörde zu 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, oder als sinnvoll erscheinen, wird EnBW sich bemühen, die erforderlichen Genehmigungen zu einem Abtransport und Weiterverkauf der Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe zu erwirken. In dem Fall, dass diese Bemühungen keinen Erfolg haben, sorgt EnBW für die fachgerechte Entsorgung der gelagerten Stoffe.

Die Vertragsparteien stimmen überein, dass die vorstehenden Verpflichtungen gemäß Ziffer 4.17 auch nach Ablauf des Vertrages gemäß Ziffer 13.1 zu erfüllen sind und dabei als Bestandteil dieses Vertrages gelten.

- 4.19 Zur Beseitigung der am Kraftwerksstandort durch die gegebene Lagerlogistik bestehenden erhöhten Selbstentzündungsgefahr der Kohle ist EnBW berechtigt, die notwendigen Abhilfemaßnahmen zu treffen. EnBW wird TransnetBW hierüber jeweils kurzfristig informieren.

Stromeigenbedarf

- 4.20 EnBW verpflichtet sich, den zum Betrieb und zur betriebsbereiten Vorhaltung der Anlage erforderlichen Elektrizitätsbedarf (Stromeigenbedarf) zu decken. Die technischen und kommerziellen Randbedingungen hierzu sind in Anhang 4 und Anhang 5 beschrieben.

Auswirkungen aus der Nutzung von Fernwärmeanlagen im Bereich von HKW 1 auf den Betrieb des HKW 1

- 4.21 Aus der Nutzung von Fernwärmeanlagen am Standort Altbach können Restriktionen auf den Einsatz und Betrieb von HKW1 resultieren. Der diesbezügliche Schriftverkehr ist in Anhang 1 beigefügt. Der Umgang mit den Restriktionen wird in Anhang 6 geregelt.

Umlagerelevante Sachverhalte

- 4.22 EnBW wird TransnetBW unverzüglich nach Kenntniserlangung über sämtliche Sachverhalte in Zusammenhang mit diesem Vertrag informieren, die Umlagen betreffen.

Einsatz der Anlage nach Ablauf des Vertrages

- 4.23 EnBW verpflichtet sich, alle gesetzlichen Anforderungen, die sich aus § 13c Abs. 4 S. 1 EnWG sowie aus § 5 Abs. 2 Nr. 2 und 4 NetzResV ergeben, einzuhalten.

Behördliche Auflagen

4.24 Bei hoher Flusstemperatur oder zu geringem Sauerstoffgehalt des Neckars hat das Kraftwerk im Rahmen der wasserrechtlichen Genehmigung die Auflage, Neckarwasser im Kühlturm zu kühlen und anschließend wieder in den Fluss einzuleiten.

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 Reinigungsarbeiten im Innern von z.B. rauchgas- oder wasserführenden Anlagenteilen, durch nicht absehbare oder außergewöhnliche Schäden, Nachrüstungen oder Erneuerungen der Anlage, durch gesetzliche Auflagen und Verbote, durch Verzögerungen bei der Be- oder Wiederbeschaffung der Brenn-/Hilfs- und Zusatzstoffe etc. kann es zur vorübergehenden Betriebseinschränkung der Anlage kommen. In diesen Fällen ist die EnBW von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung gemäß Ziffer 4.1 entsprechend dem Umfang der Betriebseinschränkung befreit. Zur Klarstellung ist festgehalten, dass die EnBW verpflichtet ist, solche Betriebseinschränkungen auf das geringstmögliche Maß zu beschränken.

5.2 Die Parteien sind sich bewusst, dass der Servicelevel für die Anlage durch von der EnBW nicht zu vertretende Personalengpässe (z.B. Krankheit, eigenverantwortliche Kündigung der Mitarbeiter) weiter eingeschränkt oder nicht mehr möglich sein kann. Dieses Risiko kann, beispielsweise durch entsprechende Mitarbeiterqualifikation und Personalvorhaltung, durch EnBW nur minimiert, aber nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Aufgrund der besonderen altersbedingten Spezifikationen der Anlage besteht ebenfalls die Gefahr, dass die Personalengpässe mangels adäquaten Ersatzes sowohl innerhalb der EnBW, als auch durch externe Betriebsführungsunternehmen nicht ausgeglichen werden können.

EnBW wird die Entstehung von Personalengpässen möglichst vermeiden. Sollte der Servicelevel durch von EnBW 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 ein unzureichender Servicelevel möglich sein, wird die EnBW von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung gemäß Ziffer 4.1 für die Zeit des Personalengpasses befreit.

5.3 Einsätze der Anlage unterliegen dem Risiko von Startversagern, von störungsbedingten Teilverfügbarkeiten oder eines vollständigen Ausfalls und längerfristiger technischer Nichtverfügbarkeit. In diesen Fällen ist die EnBW bis zur Behebung der vorgenannten Störung von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung gemäß Ziffer 4.1 befreit.

5.4 Für das Kraftwerk bestehen Einsatzeinschränkungen bei Niedrigwasser oder hoher Flusswassertemperatur. Im 110 kV-Netz der Netze BW GmbH können ebenfalls Transitbeschränkungen entstehen, die einen freien Einsatz der Anlage nicht

- mehr zulassen. Soweit ein Betrieb der Anlage in diesem Fall aufgrund entsprechender Vorschriften unzulässig oder tatsächlich unmöglich ist, ist die EnBW für den Zeitraum der Betriebseinschränkung von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung nach Ziffer 4.1 befreit. Gleiches gilt für Anweisungen der Netze BW gemäß §10 Absatz 5 des Standard-Netznutzungsvertrags der Netze BW GmbH vom 04. März 2015.
- 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 die Fehler und Störungen nicht behoben sind. Höhere Gewalt meint ein unbeeinflussbares nicht abwendbares Ereignis oder ein Umstand, infolgedessen ein Vertragspartner seine Verpflichtungen aus diesem Vertrag nicht erfüllen kann, z. B. wegen Krieg, Streik, Aussperrung, Naturkatastrophen, Blitzschlag, etc.. Dem von der höheren Gewalt betroffenen Vertragspartner entsteht in diesem Fall im Hinblick auf die nicht erbrachten oder nicht abgenommenen Leistungen, Lieferungen oder Abnahmen keine Verpflichtung, Schadensersatz zu leisten. Die von höherer Gewalt betroffene Vertragspartei hat alle wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen zur Wiederherstellung der normalen Durchführung dieser Vereinbarung innerhalb der kürzesten möglichen Frist zu ergreifen.
- 5.6 Bei einer mit TransnetBW abgestimmten Fernwärmeauskopplung aus HKW 1 bei Ausfall anderer FW-Erzeugungsanlagen gem. Ziff. 4.21 kann es zu vorübergehenden Leistungseinschränkungen kommen. Sollte HKW 1 wegen Betrieb der E-Kessel nicht anfahrbereit sein oder eine Abschaltung von HKW 1 zur Aufrechterhaltung der FW-Versorgung über die E-Kessel unabwendbar sein, so führt auch dies zu einer zeitlich befristeten Betriebseinschränkung von HKW 1.
- 5.7 Bei Verfügbarkeits- oder sonstigen Einschränkungen der Anlage nach Maßgabe von Ziffer 5.1 – 5.6 wird EnBW die TransnetBW unmittelbar nach Bekanntwerden über deren Umfang und voraussichtlicher Dauer benachrichtigen und soweit einschlägig nach Ziffer 2.2, 2.3, 2.4 oder 3.3 weiter verfahren.
- 5.8 Bei jeglichen Störungen, die zu einer kurzfristigen Änderung der technischen Verfügbarkeit der Anlage führen, stimmen sich EnBW und TransnetBW zeitnah über die Auswirkungen auf die Fahrweise der Anlage ab.
- 5.9 Sollte die EnBW einen Umstand zu vertreten haben, der die EnBW zur Verweigerung der Leistung berechtigt, bleibt es der TransnetBW unbenommen, EnBW auf Ersatz eines durch die Abweichung von der Einsatzanforderung entstandenen Schadens in Anspruch zu nehmen. Einschränkungen aufgrund der Fernwärmeauskopplung nach Ziff. 4.21 lösen in keinem Fall einen Schadensersatzanspruch aus.
6. Kostenerstattung und Rechnungslegung
- (Wieder-)Herstellung der Betriebsbereitschaft
- 6.1 TransnetBW erstattet EnBW die nachgewiesenen Kosten zur erstmaligen Herstellung der Betriebsbereitschaft und bezüglich etwaiger erneuter Herstellungen der Betriebsbereitschaft im Rahmen der jeweiligen Systemrelevanzausweisungen

ggfs. ab Inrechnungstellung gemäß Ziffer 2.1, 2.2, 2.4 und 2.5. Die Höhe der zu erstattenden Kosten sowie weitere Einzelheiten sind dem Anhang 5 zu entnehmen.

- 6.2 Die nachgewiesenen Kosten zur ggf. später erforderlichen weiteren Wiederherstellung bzw. Beibehaltung der Betriebsbereitschaft der Betriebsbereitschaft gemäß Ziffern 2.2, 2.4 und 2.5 werden durch TransnetBW erstattet. Weiteres dazu ist in Anhang 5 geregelt.
- 6.3 Mehrkosten im Rahmen des Projekts Fuel Switch Altbach gemäß Ziffer 2.3, die nachweislich aufgrund der Ausweisung von HKW 1 als systemrelevantes Kraftwerk und der damit einhergehenden Verpflichtung der EnBW zum Parallelbau sowie Wechselbetrieb entstehen werden durch die TransnetBW gemäß den jeweils geltenden gesetzlichen Regelungen (derzeit § 13c EnWG) und im Schreiben der BNetzA vom 09.12.2021 in Anhang 1d) formulierten Grundsätzen erstattet.
- 6.4 Die Kosten gemäß Ziffer 6.1, 6.2 und 6.3 werden jeweils nach Abschluss einzelner Maßnahmen und Vorliegen sämtlicher Rechnungen bis zum Ablauf des 10. Werktages des Folgemonats in Rechnung gestellt. Teilabrechnungen sind quartalsweise möglich. Im Einvernehmen zwischen den Vertragspartnern kann davon abgewichen werden.

TransnetBW behält sich vor, stichprobenhaft gutachterlich prüfen zu lassen, ob die betreffenden Maßnahmen tatsächlich durchgeführt wurden. Die EnBW stellt dem Gutachter die erforderlichen Informationen zur Verfügung, gewährt ihm Zutritt zu den erforderlichen Räumlichkeiten und unterstützt auch im Übrigen bei der Begutachtung. TransnetBW übernimmt alle in diesem Zusammenhang bei EnBW entstehenden zusätzlichen Kosten. TransnetBW stellt zudem sicher, dass eine entsprechende gutachterliche Prüfung zeitnah nach der jeweiligen durchgeführten Maßnahme erfolgt.

Vorhaltung der Betriebsbereitschaft

- 6.5 Für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage gemäß Ziffer 3 zahlt TransnetBW an die EnBW abgestimmt mit der BNetzA einen pauschalen Leistungspreis („Leistungsvorhaltekosten/ operative Fixkosten“) basierend auf dem zwischen EnBW und BNetzA abgestimmten Jahresabschluss 2021 der EnBW. Vom Leistungspreis nicht umfasst sind dabei die in Anhang 9 Ziffer 2 aufgezählten Kostenpositionen. Die jeweils aktuelle Höhe des Leistungspreises sowie weitere Einzelheiten diesbezüglich sind in Anhang 5 festgelegt. Im Falle einer Leistungspreisanpassung gemäß Ziffer 6.14 oder 6.15 wird Anhang 5 und Anhang 9 entsprechend angepasst.
- 6.6 Der Leistungspreis wird jeweils bis zum Ablauf des 10. Werktages des Folgemonats für den vorangegangenen Monat in Rechnung gestellt.

Einsätze der Anlage

- 6.7 Kosten für Einsätze der Anlage gemäß Ziffer 4.1 – 4.12 werden von der TransnetBW erstattet. Weitere Einzelheiten dazu werden in Anhang 5 geregelt.

- 6.8 Etwaige Kosten, die im Zusammenhang mit der Verstromung/Verwertung von Restbrennstoffmengen sowie Hilfs- und Zusatzstoffen gemäß Ziffer 4.18 anfallen, werden der EnBW von der TransnetBW erstattet. Etwaige Erlöse, die ebenfalls gemäß Ziffer 4.18 entstehen, werden an die TransnetBW weitergereicht. Die Kostenerstattungspflicht der TransnetBW sowie die Pflicht der EnBW zur Weitergabe der Erlöse gelten auch, soweit die Restbrennstoffmengen sowie Hilfs- und Zusatzstoffen erst nach Ende der vertraglich vereinbarten Vertragslaufzeit gemäß Ziffer 13.1 entsorgt oder anderweitig verwertet werden. Weitere Einzelheiten dazu werden in Anhang 5 geregelt.
- 6.9 Etwaige Kosten, die im Rahmen der Vermeidung der Selbstentzündungsgefahr der Kohle im Gesamtkohlelager HKW gemäß Ziffer 4.19 anfallen, werden der EnBW von der TransnetBW erstattet. Etwaige in diesem Zusammenhang entstehenden Erlöse werden an die TransnetBW weitergereicht. Einzelheiten dazu werden in Anhang 5 geregelt.
- 6.10 Die Verrechnung der aus der Fernwärmeauskopplung resultierenden variablen Betriebskosten erfolgt so, als ob die E-Kessel durch EnBW eingesetzt worden wären (d.h. auf Basis der vermiedenen Stromkosten durch den Nichteinsatz der E-Kessel). Einzelheiten dazu werden in Anhang 5 geregelt.
- 6.11 Die Ausgleichsenergiekosten, die im Netzreservebilanzkreis der EnBW anfallen, werden der EnBW von der TransnetBW auf Istkostenbasis erstattet. Erlöse aus Ausgleichsenergie werden an die TransnetBW weitergereicht. Weitere Einzelheiten dazu werden in Anhang 5 geregelt.
- 6.12 Kosten, die der EnBW in Erfüllung behördlicher Auflagen gemäß Ziffer 4.24 entstehen, werden der EnBW von der TransnetBW erstattet. Weitere Einzelheiten dazu werden in Anhang 5 geregelt.
- 6.13 Die anfallenden Kosten werden jeweils zum Ablauf des 10. Werktages des Folgemonats für den vorangegangenen Monat in Rechnung gestellt.

Leistungspreisanpassung

- 6.14 Entsprechend der Ergebnisdokumentation der BNetzA (BK8-22/4002-R; beige-fügt als Anhang 5a) werden von dem gem. 6.5 von TransnetBW an EnBW zu zahlenden pauschalen Leistungspreis abweichend sämtliche Tarifanpassungen beim Personalaufwand, die ab dem 01.05.2024 erfolgt sind sowie die tatsächlich anfallenden Prämien erhöhungen bei der Maschinenversicherung ab dem 01.01.2024 bis zum Ende der Vertragslaufzeit bei der festzulegenden Höhe der Kostenerstattung im Ausweisungszeitraum stichtagsgenau berücksichtigt. Einzelheiten dazu sind in Anhang 5 und Anhang 9 geregelt.

Mit Ausnahme von Ziffer 6.14 und 6.15 werden die Vertragsparteien eine Anpassung des Leistungspreises gemäß Ziffer 6.5 nur im Rahmen eines Anschlussvertrages und nur dann vornehmen, wenn sich die Systemrelevanz aufgrund einer durch die BNetzA genehmigten erneuten Systemrelevanzausweisung verlängert. Dabei wird der Leistungspreis einer Prüfung in Abstimmung mit der BNetzA unterzogen.

Bei Vorliegen einer durch die BNetzA genehmigten erneuten Systemrelevanzausweisung ab dem 01.04.2025 wird bis zur erfolgten Abstimmung des neuen Leistungspreises mit der BNetzA sowie der Bestimmung des Umfangs der Kostenerstattung im Übrigen weiterhin der bis dahin in Anhang 5 enthaltene Leistungspreis als Abschlagszahlung entrichtet; im Umfang einer damit einhergehenden Änderung des Leistungspreises erfolgt nach erfolgter Abstimmung bezüglich der Abschlagszahlungen ein Ausgleich über die Istkostenabrechnung.

Weitere Kostenerstattung

- 6.15 Sofern und soweit durch eine rechtskräftige gerichtliche Entscheidung festgestellt wird, dass zusätzliche Kosten als von dem Übertragungsnetzbetreiber nach den gesetzlichen Bestimmungen oder Verordnungen dem Kraftwerksbetreiber zu erstattende Kosten anzusehen sind, stimmen die Vertragsparteien überein, dass diese Kosten Vertragsbestandteil sind. TransnetBW hat der EnBW die entsprechenden und plausibilisierten Kosten zu erstatten.

Den Vertragsparteien ist bewusst, dass eine vorstehende rechtskräftige gerichtliche Entscheidung und damit eine Klarstellung zu erstattender Kosten erst nach Beendigung dieses Vertrages erfolgen könnte. Daher stimmen die Vertragsparteien überein, dass die vorstehenden Kostenerstattungspflichten der TransnetBW als Vertragsbestandteil gelten und ggf. nach Ablauf des Vertrages gemäß Ziffer 13.1 zu erfüllen sind.

Opportunitätskosten

- 6.16 Zur Abgeltung der gesetzlichen Ansprüche nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG zahlt TransnetBW an die EnBW die entsprechenden gesetzlichen Kapitalbindungskosten. Die Höhe der Kapitalbindungskosten sowie weitere Einzelheiten diesbezüglich sind in Anhang 5 festgelegt.
- 6.17 Die Kapitalbindungskosten werden jeweils bis zum Ablauf des 10. Werktages des Folgemonats für den vorausgegangenen Monat in Rechnung gestellt.

Beginn der Kostenerstattung

- 6.18 Zwischen der EnBW einerseits und der TransnetBW andererseits besteht Einigkeit, dass die Erstattung aller Kostenpositionen nach § 13c Abs. 3 Nr. 1 bis 4 EnWG auf gesetzlicher Basis und im gesetzlich vorgeschriebenen Umfang erfolgen soll. Abweichungen von den gesetzlichen Vorgaben, gleich in welche Richtung, sollen daher nach dem Willen der Vertragsparteien ausgeschlossen sein.

Rückerstattung investiver Vorteile

- 6.19 Zur Abgeltung des gesetzlichen Anspruchs nach § 13c Abs. 4 S. 2 und 3 EnWG erstattet EnBW der TransnetBW nach endgültiger Stilllegung der Anlage etwaige Restwerte investiver Vorteile aus Erhaltungs- und/oder Betriebsbereitschaftsauslagen. Die diesbezüglichen Einzelheiten sind in Anhang 5 festgelegt.

Rechnungsstellung und Fälligkeit

6.20 Rechnungen an die TransnetBW sind unter den Anforderungen eines entsprechenden Nachweises i.S.d. Ziffer 6.25 an den zentralen Rechnungseingang der TransnetBW zu stellen:

TransnetBW GmbH
Zentraler Rechnungseingang
Postfach 10 13 62
70012 Stuttgart

6.21 Als Nachweis genügt die Vorlage einer durch einen Dritten an die EnBW gestellten Rechnung bzw. der anderweitige Nachweis entsprechender Kosten. Für eigens von der EnBW erbrachte Leistungen genügen als Nachweis interne Verrechnungsbelege. Sofern die TransnetBW ein berechtigtes Interesse an Nachweisen in einer anderen Form oder einem anderen Umfang hat, wird die EnBW sich bemühen, solche Nachweise zur Verfügung stellen, soweit dies für die EnBW nicht unzumutbar ist.

6.22 Rechnungen sind binnen 30 Tagen nach Rechnungseingang fällig.

6.23 Für die Rechtzeitigkeit von Zahlungen der TransnetBW ist der Zahlungseingang bei EnBW maßgeblich. Bei verspätetem Zahlungseingang gelten die gesetzlichen Regelungen.

6.24 Rechnungen sind ordnungsgemäß entsprechend der jeweils geltenden gesetzlichen Regeln des UStG auszustellen (§§14 UStG ff.). Alle abzurechnenden Beträge sind Netto-Beträge. Hinzu kommt die Umsatzsteuer in der gesetzlichen Höhe.

6.25 EnBW verpflichtet sich die Rechnungen inkl. Nachweise der Kosten der Erhaltung und Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft umgehend TransnetBW zur Verfügung zu stellen. Die Rechnungsbeträge müssen zweifelsfrei identifizier- und nachvollziehbar sein. Insbesondere muss eine nachvollziehbare Zuordnung zur jeweiligen Fremdleistungsrechnung bereitgestellt werden. Im Rechnungsanhang befindet sich eine leistungsmonatsscharfe Aufteilung der angefallenen Aufwendungen. Idealerweise geschieht dies über die Rechnungsnummer der Fremdleistung sowie der EnBW-Rechnungsnummer. Bei innerbetrieblichen Leistungen (IBLs) wird EnBW entsprechend bestätigen, dass es sich um zusätzliche Personalressourcen handelt, die nicht im Rahmen der Leistungspreisvergütung abgegolten werden. Des Weiteren wird eine zweifelsfreie Identifizierung des jeweiligen netzreservelevanten Standorts seitens EnBW auf der Rechnung ermöglicht. TransnetBW und EnBW einigen sich je anstehendem Abschluss auf eine „Netzreserve-Quartalsabfrage“. Diese wird je Abschluss von TransnetBW an EnBW versendet und von EnBW ausgefüllt. Hierbei werden für alle offenen Positionen so weit wie möglich leistungszeitraumscharfe Schätzkosten inkl. Obligo seitens EnBW zur Verfügung gestellt.

Stromsteuer und Energiesteuer

6.26 Die Vertragspartner sind sich einig, dass TransnetBW in seiner Eigenschaft als stromsteuerlicher Erlaubnisinhaber nach § 4 Stromsteuergesetz (StromStG) die von EnBW erzeugte elektrische Energie unversteuert übernimmt. Hierfür stellt

TransnetBW der EnBW den Versorgererlaubnisschein nach § 4 Abs. 2 StromStG zur Verfügung. EnBW ist für die stromsteuerliche und energiesteuerliche Eigenverbrauchsbesteuerung des Kraftwerksbetriebs verantwortlich. Energiesteuerlicher und stromsteuerlicher Verwender für beim Kraftwerkseinsatz verbrauchte Energieerzeugnisse und Strom ist die EnBW. EnBW ist damit der Entlastungsberechtigten gegenüber dem Hauptzollamt für beim Kraftwerksbetrieb eingesetzte Energieträger. Kostenerstattungen des Kraftwerksbetriebs für von EnBW eingesetzte Brennstoffe und der Stromeigenbedarf stellen keine strom- und energiesteuerliche Lieferungen von Energieträgern und Strom von EnBW an TransnetBW dar.

7. Zeitlich befristete Marktteilnahme nach § 50a ff. EnWG

Einzelheiten zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft, Bevorratung sowie Verwendung von Brennstoffen und deren Endschaftsregelung, Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft, anteiligem Werteverbrauch, Opportunitätskosten und der Rückerstattung Investiver Vorteile bezogen auf die §§ 50a, 50b und 50c EnWG sind in Anhang 10 geregelt.

8. Bereitstellung von Informationen

Die Vertragsparteien benennen in den Anhängen 7 und 8 Kontaktstellen, die an der Umsetzung des vorliegenden Vertrags beteiligt sind.

9. Beachtung rechtlicher Vorschriften

Die Vertragsparteien sind verpflichtet die geltenden rechtlichen Vorschriften zu beachten. Dies gilt insbesondere für die Beachtung des Vergaberechts sowie des sonstigen Wettbewerbsrechts. EnBW behandelt bei Beschaffungsvorgängen die vertragsgegenständliche Anlage prozessablauftechnisch und organisatorisch nach denselben Maßstäben wie ihre im Markt befindlichen Kraftwerksanlagen. Insbesondere wird, wie auch bei im Markt befindlichen Kraftwerksanlagen, der zentrale Einkauf der EnBW in Anspruch genommen.

10. Haftung

Die Vertragsparteien haften einander nach den gesetzlichen Bestimmungen soweit in diesem Vertrag nicht ausdrücklich etwas anderes bestimmt ist.

11. Änderung der Verhältnisse

Die Vertragspartner sind sich darüber einig, dass sie bei wesentlichen Änderungen der wirtschaftlichen, technischen oder rechtlichen Verhältnisse (inkl. regulatorischer Vorgaben) in Gespräche darüber eintreten werden, ob und gegebenenfalls auf welche Weise diese Änderungen eine Modifikation dieses Vertrages verlangen.

12. Gerichtsstand

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

13. Vertragsdauer und –beendigung

- 13.1 Der Vertrag tritt zum 01.04.2023, 00:00 Uhr, in Kraft. Der Vertrag hat eine Laufzeit bis zum Ablauf des 31.03.2025. Wenn die Anlage nach Ablauf der aktuellen Genehmigung der Ausweisung der Anlagen als systemrelevant Gegenstand einer erneuten genehmigten Systemrelevanzausweisung ist, werden die Parteien den Vertrag im bisherigen Sinne bis zum Ende des von der erneuten genehmigten Systemrelevanzausweisung umfassten Zeitraums insbesondere unter Berücksichtigung der Ziffern 6.1 und 6.14 neu abschließen und ggf. eine Anpassung an geänderte Rahmenbedingungen vornehmen. Eine Anpassung von Vertragsregelungen erfolgt mit Ausnahme der Ziffern 6.1 und 6.14 grundsätzlich nur bei Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen.
- 13.2 Unter der Voraussetzung, dass eine Prüfung durch die TransnetBW in Abstimmung mit der BNetzA ergibt, dass die Anlage auch nach Ablauf der diesem Vertrag zugrundeliegenden Genehmigungen der Ausweisung als systemrelevant weiterhin systemrelevant im Sinne des § 13b Abs. 2 Satz 2, Abs. 5 EnWG sind, wird die TransnetBW schnellstmöglich nach Inkrafttreten dieses Vertrages in Abstimmung mit der BNetzA, spätestens jedoch 13 Monate vor Ablauf der vorstehenden derzeitigen Ausweisung als systemrelevantes Kraftwerk, eine erneute Genehmigung der Ausweisung der Anlagen als systemrelevant beantragen.
- 13.3 Sollte TransnetBW in Erwägung ziehen, die Systemrelevanz erneut auszuweisen, wird sie der EnBW frühestmöglich, wenn möglich spätestens 13 Monate vor Ablauf des aktuellen Systemrelevanzzeitraums, diese Absicht in Textform (Schreiben oder E-Mail) mitteilen. Die Vertragsparteien werden in diesem Fall in Gespräche darüber eintreten, welche Voraussetzungen für eine erneute Betriebsbereitschaft zu erfüllen wären.

14. Teilunwirksamkeit, Vertragslücken, Vertragsauslegung

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

15. Schriftform

Willenserklärungen, die diesen Vertrag ändern oder beenden, bedürfen zu ihrer Wirksamkeit einer handschriftlichen Unterzeichnung oder einer qualifizierten elektronischen Signatur.

16. Vertragsausfertigung

Der Netzreservevertrag wird bei handschriftlicher Unterzeichnung doppelt ausgefertigt; jeder Vertragspartner erhält eine Ausfertigung. Bei Unterzeichnung mittels qualifizierter elektronischer Signatur wird der Netzreservevertrag digital ausgefertigt. Jeder Vertragspartner erhält uneingeschränkten Zugriff auf ein entsprechendes Dokument. Die Vertragsparteien stellen der BNetzA eine Kopie des Vertrages und eine weitere, untereinander abgestimmte Fassung des Vertrages zur Verfügung, welche um die Ihrer Ansicht nach bestehenden Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse von sich und Geschäftspartnern geschwärzt ist.

17. Vertragsanhänge

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

- Anhang 1: Herstellung der Betriebsbereitschaft
- Anhang 1aa): Bescheide der BNetzA betreffend die Genehmigung der Ausweisung der Systemrelevanz 2019-2021
- Anhang 1ab): Bescheid der BNetzA betreffend die Genehmigung der Ausweisung der Systemrelevanz 2021 - 2023
- Anhang 1b): Schreiben der BNetzA vom 07.02.2018 „Hinweis für die Übertragungsnetzbetreiber bezüglich dem Umgang mit den Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft nach §13c Abs.1 S.1 Nr. 1lit. a EnWG“
- Anhang 1c): Schreiben der BNetzA vom 16.07.2021 „Hinweis bezüglich dem Umgang mit den Opportunitätskosten nach §13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG“ und der zuletzt am 27.06.2024 aktualisierten Anlage 1
- Anhang 1d): Schreiben der BNetzA vom 09.12.2021 „Neubauvorhaben der EnBW Energie Baden-Württemberg AG an den Standorten Altbach („HKW3“) und Heilbronn („Block 8““
- Anhang 2: Servicelevel
- Anhang 3: Probestartkonzept
- Anhang 4: Beschaffungskonzept
- Anhang 5: Festlegung der Vergütung
- Anhang 5a: Ergebnisdokumentation ALT HKW1 BK8-22/4002-R
- Anhang 6: Einsatzanforderung
- Anhang 7: Kontaktstellen EnBW
- Anhang 8: Kontaktstellen TransnetBW
- Anhang 9: Übersicht der EnBW zu Kostenbestandteilen
- Anhang 10: Brennstoffbevorratung und zeitlich befristete Marktteilnahme nach § 50a ff. EnWG

18. Unterschriften

Stuttgart, den.....

Karlsruhe, den.....

Anhang 1: Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft

Zeitraum 01.04.2023 - 31.03.2025 (4. Systemrelevanzausweisungsperiode)

TRANSNET BW / OSLOER STRASSE 15 - 17 / 70173 STUTTGART

EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 [REDACTED] g
 Schelmenwasenstraße 15
 70567 Stuttgart

DATUM
 26/09/2022
 ANSPRECHPARTNER/IN



IHR SCHREIBEN VOM

Aufforderung zur Herstellung der Betriebsbereitschaft des Netzreservekraftwerksblocks HKW 1 Altbach/Deizisau der EnBW AG

Sehr geehrter [REDACTED]

gemäß § 13b EnWG hat die TransnetBW am 01.04.2022 die Genehmigung der Ausweisung der Systemrelevanz für die in Tabelle 1 aufgeführten Kraftwerksanlage, auf Basis der Ergebnisse der Systemanalysen 2020 und 2021, bis zum 31.03.2025 bei der Bundesnetzagentur erneut beantragt.

Tabelle 1: Netzreservekraftwerke EnBW AG

KW-Nr. BNetzA	Stilllegung	KW-Name	Blockname	Energieträger	Nettonennleistung in MW
ENAG020	27.03.2017	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	HKW 1	Steinkohle	433

Am 29.06.2022 wurde der Antrag beginnend ab dem 01.04.2023 bis zum 31.03.2025 genehmigt.

Wir möchten Sie darauf hinweisen, dass Ihnen gemäß § 13b Absatz 5 EnWG die endgültige Stilllegung Ihrer Anlagen bis zum Ablauf des 31.03.2025 verboten ist, sofern der Weiterbetrieb technisch und rechtlich möglich ist. Zudem sind Sie gemäß § 13b Absatz 5 EnWG verpflichtet, die Anlage in einem Zustand zu erhalten, der eine Anforderung zur weiteren Vorhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13b Absatz 4 EnWG ermöglicht, soweit dies nicht technisch und rechtlich ausgeschlossen ist.

Hiermit fordern wir Sie gemäß § 13b Absatz 5 Satz 11 EnWG an, die Betriebsbereitschaft der in Tabelle 1 aufgeführten Anlage im Rahmen des technisch Möglichen weiter vorzuhalten respektive wiederherzustellen.

Im Rahmen der entsprechenden Vorschriften des EnWG sowie der NetzResV werden die Kosten für die Herstellung der Betriebsbereitschaft durch die TransnetBW erstattet.

Die Betriebsbereitschaft der Anlagen ist für die TransnetBW gegeben, wenn die folgenden Möglichkeiten bestehen:

- / Die Möglichkeit zur Einsatzanforderung rund um die Uhr, d.h. 24 Stunden an 7 Tagen die Woche.
- / Die Möglichkeit zum durchgängigen Dauerbetrieb über 240 Stunden Maximallast. Sofern der 240 Stunden-Dauerbetrieb bei Maximallast

TransnetBW GmbH
 Pariser Platz
 Osloer Straße 15 - 17
 70173 Stuttgart
 Postfach 10 13 62
 70012 Stuttgart
 Germany

Telefon +49 711 21858-0
 Telefax +49 711 21858-4405
 transnetbw.de

Geschäftsführung:
 Dr. Werner Götz (Vorsitzender)
 Michael Jesberger
 Dr. Rainer Pflaum

Vorsitzender des
 Aufsichtsrats:
 Dirk Güsewell

Sitz der Gesellschaft:
 Stuttgart
 Registergericht Stuttgart
 HRB Nr. 740510
 Ust-Id-Nr.: DE 191008872

Bankverbindung:
 Baden-Württembergische Bank
 Bankleitzahl: 600 501 01
 Kontonummer: 13 69 520
 SOLADEST600
 DE96 6005 0101 0001 3695 20

Ein Unternehmen
 der EnBW-Gruppe



technisch oder rechtlich unmöglich ist, die Möglichkeit zum maximal umsetzbaren Dauerbetrieb.

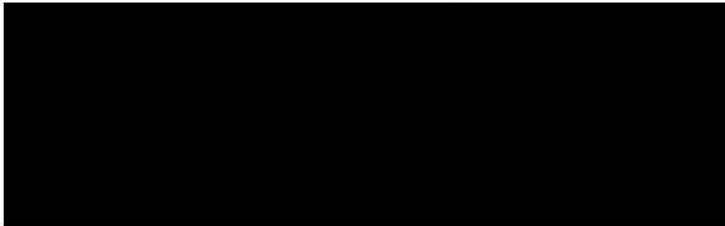
Die geforderte Betriebsbereitschaft bedingt folgendes:

- / Technischer Zustand der Anlagen, der einen durchgängigen Dauerbetrieb wie oben angegeben ermöglicht.
- / Vorhandensein sämtlicher für den oben angegebenen Einsatz erforderlicher Brenn-, Hilfs- und Betriebsstoffe im für den unmittelbaren Einsatz erforderlichen Zustand.

Bitte informieren Sie uns über die Dauer, Zeitpunkt und Kosten erforderlicher Maßnahmen, welche zur Herstellung der Betriebsbereitschaft unabdingbar sind. Bitte beachten Sie in diesem Zusammenhang die Einordnung der Maßnahmen gemäß dem „4 Stufen-Modell“ auf Basis des Hinweis-papiers „Hinweis für die Übertragungsnetzbetreiber bezüglich dem Umgang mit den Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft nach §13c Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. a EnWG“ der Bundesnetzagentur vom 07.02.2018.

Für Rückfragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße



TRANSNET BW
Geschäftsführung

01. Dez. 2022

EnBW
Energie Baden-Württemberg AG

EnBW Energie Baden-Württemberg AG



TransnetBW GmbH
[Redacted]
Osloer Str. 15-17
70173 Stuttgart

Durlacher Allee 93
76131 Karlsruhe
www.enbw.com

Name: [Redacted]
Bereich: [Redacted]
Telefon: [Redacted]
E-Mail: [Redacted] m
Ihr Schreiben 26.09.2022

Erforderliche Maßnahmen zur Herstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft des Netzreservekraftwerksblocks HKW 1 am Standort Altbach/Deizisau

28. November 2022

Sehr geehrter [Redacted]

wir nehmen Bezug auf Ihr Schreiben vom 26.09.2022, in dem Sie uns gem. § 13b Absatz 5 EnWG aufgefordert haben, die Betriebsbereitschaft der Anlage HKW1 für den Zeitraum 01.04.2023 bis 31.03.2025 im Rahmen des technisch und rechtlich Möglichen weiter vorzuhalten bzw. wiederherzustellen. Ihrer Bitte, Ihnen notwendige Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft auf dem von Ihnen angeforderten Niveau sowie deren Dauer, Zeitpunkt und Kosten mitzuteilen, kommen wir mit diesem Schreiben gerne nach.

Dabei erläutern wir Ihnen mit diesem Schreiben die erforderlichen Maßnahmen und deren voraussichtliche Kosten für die Umsetzung in einer Anlagenrevision HKW 1 im 2. Quartal 2023. Den genauen Zeitpunkt werden wir Ihnen zu einem späteren Zeitpunkt mitteilen. In einem weiteren Schreiben vom 03.11.2023 haben wir Sie bereits über die erforderlichen Maßnahmen und deren voraussichtliche Kosten für die Umsetzung eines erforderlichen, vorübergehenden Wechselbetriebs von HKW 1 und HKW 3 zur Realisierung des Fuel Switch am Standort informiert.

Maßnahmen zur Herstellung der Betriebsbereitschaft:

Unter Zugrundelegung des von Ihnen in Ihrem Schreiben beschriebenen Einsatzszenarios sind zur Vorhaltung bzw. Herstellung der Betriebsbereitschaft mindestens die im Anhang aufgelisteten Maßnahmen einzuleiten. Für die Umsetzung dieser Maßnahmen planen wir eine Anlagenrevision im 2. Quartal 2023 durchzuführen.

Sitz der Gesellschaft: Karlsruhe
Amtsgericht Mannheim
HRB Nr. 107956
Steuer-Nr. 35001/01075

Vorsitzender des Aufsichtsrats:
Lutz Feldmann
Vorstand:
Andreas Schell (Vorsitzender)
Dirk Gusewell
Thomas Kusterer
Colette Rückert-Hennen
Dr. Georg Stamatelopoulos

1 / 4



Die mit der Durchführung der vorstehend erwähnten Maßnahmen zu erwartenden Kosten haben einem Gesamtumfang von ca. 3,2 Mio. €. Wir weisen vorsorglich darauf hin, dass die der Darstellung zugrunde gelegten Daten den Charakter substantiiertes Schätzwerte haben und dementsprechend eine gewisse Prognoseunsicherheit beinhalten.

Insbesondere mögliche Schäden oder zusätzlich erforderliche Aktivitäten, die erst im Rahmen der eingeleiteten Maßnahmen befundet oder erkannt werden könnten, sind darin nicht enthalten. Sofern also weitere, aktuell noch nicht absehbare und zur Vorhaltung bzw. zur Herstellung der Betriebsbereitschaft erforderliche Tätigkeiten notwendig sind, werden wir diese nach vorheriger Absprache mit Ihrem Haus ebenfalls einleiten.

Wir weisen Sie in diesem Zusammenhang darauf hin, dass wir gegenwärtig bis auf die Kraftwerksblöcke Heilbronn Block 5 und 6 keine unterzeichneten Netzreserveverträge vorliegen haben und somit bei HKW 1 unabhängig von der weiteren Entwicklung des künftigen Abschlusses eines Netzreservevertrags praktisch gezwungen sind, für die Planung und Durchführung etwaiger Maßnahmen an den Kraftwerksblöcken alle kostenrelevanten Annahmen bereits vor Veranlassung dieser Maßnahmen zu treffen und dies später grundsätzlich nicht mehr rückholbar ist.

Wir verstehen Ihre Aufforderung zur Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft auf dem von Ihnen geforderten Niveau daher als unabhängig von etwaigen späteren vertraglichen Regelungen bereits jetzt als rechtsverbindlich i.S.d. gesetzlichen Regelungen des § 13 Abs. (5) im Zusammenspiel mit § 13c Abs. (1) EnWG. Eine insoweit abweichende spätere vertragliche Regelung kommt damit nach unserem Verständnis nicht mehr in Betracht bzw. würde eine selbständige vertragliche Kostenregelung erforderlich machen, über die alle bereits ausgelöste Kosten aufzufangen wären.

Unbenommen davon berücksichtigen wir die Ausführungen in dem Hinweispapier der BNetzA vom 07.02.2018 „Hinweis für die Übertragungsnetzbetreiber bezüglich dem Umgang mit den Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft nach §13c Abs. (1) EnWG“ (4 Stufen-Modell) und gehen dabei auf Grundlage der aktuell gelebten Praxis zu diesem Punkt davon aus, dass die in dem Hinweispapier geforderte Verfahrensweise alle Beteiligten auch bereits ohne netzreservevertragliche Fixierung bindet. Wir halten insoweit fest, dass Wiederherstellungsmaßnahmen, für die eine Überprüfung durch Sie oder einen durch Sie beauftragten Dritten festgelegt wurden, mithin alle Maßnahmen, deren Kosten 10 T Euro überschreiten, durch uns erst nach Ihrer hinweispapierkonformen verbindlichen Bestätigung ausgelöst werden. Wir verstehen dies als von der BNetzA veranlasste, auch von Ihnen akzeptierte Konkretisierung der gesetzlichen Verpflichtung zur Bereitschaftsvorhaltung nach § 13b Abs. (5) i.V.m. § 13c Abs. (3) EnWG und bitten um entsprechende Berücksichtigung.

Wir erinnern außerdem daran, dass wir die aufgeführten Maßnahmen aufgrund unserer ausgewiesenen, umfassenden Erfahrungen im Betrieb von Kraftwerken zur Sicherstellung der Verfügbarkeit für notwendig i.S.d. § 13c Abs. (1) EnWG erachten sowie deren Dauer, Zeitpunkt und Kosten größtenteils nicht oder nur sehr

EnBW
Energie Baden-Württemberg AG

bedingt von uns beeinflussbar sind und qualifizierte Schätzungen darstellen, sich praktische Abweichungen aber ergeben könnten. Wir werden Ihnen die genannten Maßnahmen bei Bedarf gerne näher erläutern. Darüber hinaus werden wir Ihnen die in der Anlage genannten Maßnahmen auch in der Form und dem entsprechenden Detaillierungsgrad des von Ihnen übermittelten Templates des TÜV Süd zur Verfügung stellen.

Für die Durchführung der beschriebenen Maßnahmen im Zusammenhang mit der Herstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft fördern wir Sie hiermit gem. § 13 Abs. (4) EnWG zur Zahlung der Erhaltungs- und der Betriebsbereitschaftsauslagen nach § 13c Abs. (3) Satz 1 Nummer 1 und 2 sowie Satz 2 EnWG auf.

Brenn-, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie Personal:

Das zur Vorhaltung der beschriebenen Betriebsbereitschaft von HKW1 erforderliche Personal stellen wir bereit. Ebenso die erforderlichen Mindestmengen an Brenn-, Hilfs- und Betriebsstoffen.

Restriktionen für HKW1 im Falle eines Ausfalls von HKW2 und gleichzeitig erforderlicher Fernwärmebereitstellung:

Die Ihnen aus der aktuellen Systemrelevanzausweisungsperiode bereits bekannten Restriktionen für HKW 1 im Zusammenhang mit der Fernwärmeerzeugung am Standort bestehen für den hier gegenständlichen Zeitraum bis zum 31.03.2025 weiter fort.

Restriktionen für HKW1 aufgrund der Begrenzung des Betriebs auf 1.500 h/a (gleitend) aufgrund BREF/LCP-Novelle:

Die Ihnen aus der aktuellen Systemrelevanzausweisungsperiode bereits bekannten Restriktionen für HKW 1 im Zusammenhang mit der Begrenzung des Betriebs auf 1.500 h/a (gleitend) bestehen für den hier gegenständlichen Zeitraum bis zum 31.03.2025 weiter fort.

Bei weiteren Fragen stehen wir Ihnen sehr gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße

EnBW Energie Baden-Württemberg AG



EnBW
Energie Baden-Württemberg AG



Anhang

Erforderliche Maßnahmen und deren voraussichtliche Kosten zur Vorhaltung bzw. Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft von HKW1 im Zeitraum 01.04.2023-31.03.2025:



Ggf. weitere erforderliche Tätigkeiten zur Vorhaltung bzw. Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft, die heute noch nicht absehbar sind, werden in Abstimmung mit TransnetBW ebenfalls durch EnBW eingeleitet.

Anhang 1a: Bescheid der BNetzA betreffend die Genehmigung der Ausweisung der Systemrelevanz des Kraftwerksblocks HKW1 Altbach/Deizisau

Zeitraum 01.04.2023-31.03.2025 (4. Systemrelevanzausweisungsperiode)

Bundesnetzagentur

Bundesnetzagentur | Postfach 80 01 | 53105 Bonn

Zustellung gegen Empfangsbekenntnis

TransnetBW GmbH

[REDACTED]

Osloer Str. 15-17

70173 Stuttgart

ausschließlich per E-Mail:
s.zeltner@transnetbw.de

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Mein Zeichen, meine Nachricht vom

4.14.03.02_22-012

☎ 0228

14-5789

oder 14-0

Bonn

29.06.2022

Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur gemäß § 13b Abs. 5 EnWG zur Systemrelevanzausweisung des Kraftwerksblocks Altbach/Deizisau HKW 1 (BNA0020)

In dem Verwaltungsverfahren

gegenüber der

TransnetBW GmbH, Osloer Str. 15-17, 70173 Stuttgart, vertreten durch die Geschäftsführung

- Antragstellerin -

unter Beiladung der

EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Schelmenwasen 15, 70567 Stuttgart, vertreten durch den Vorstand

- Beigeladene -

wegen

Bundesnetzagentur für
Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und EisenbahnenTelefax Bonn
0228 14-8872E-Mail
poststelle@bnetza.de
Internet
http://www.bundesnetzagentur.de**Bitte neue Bankverbindung beachten!**
Bundeskasse Weiden
Dt. Bundesbank – Filiale Regensburg
BIC: MARKDEF1750
IBAN: DE08 7500 0000 0075 0010 07Behördensitz: Bonn
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
☎ 0228 14-0**Datenschutzhinweis:**Der Schutz Ihrer Daten ist uns wichtig. Nähere Informationen zum Umgang mit personenbezogenen Daten in der BNetzA können Sie der Datenschutzerklärung auf <https://www.bundesnetzagentur.de/Datenschutz> entnehmen. Sollte Ihnen ein Abruf der Datenschutzerklärung nicht möglich sein, kann Ihnen diese auch in Textform übermittelt werden.

- 2 -

des Antrags auf Genehmigung der Systemrelevanzausweisung des Kraftwerksblocks Altbach/Deizisau HKW 1 (BNA0020) hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller, am 29.06.2022 entschieden:

Der Antrag der Antragstellerin auf Genehmigung der Ausweisung des Kraftwerksblocks Altbach/Deizisau HKW 1 (BNA0020) als systemrelevant im Sinne von § 13b Abs. 2 EnWG für den Zeitraum vom 01.04.2023 bis zum 31.03.2025 wird genehmigt.

Gründe:

I.

Im Anschluss auf den Antrag der Antragstellerin vom 27.01.2020 genehmigte die Bundesnetzagentur zuletzt am 23.04.2020 die Systemrelevanzausweisung der Anlage Altbach/Deizisau HKW 1 (im Folgenden: HKW1), die sich seit dem 01.04.2017 in der Netzreserve befindet. Die aktuell genehmigte Systemrelevanzausweisung endet am 31.03.2023.

Mit Schreiben vom 29.03.2022 teilte die Antragstellerin mit, dass die Systemrelevanz über den 31.03.2023 hinaus bis (zunächst) zum 31.03.2025 fortbestehe und stellte erneut einen Antrag auf Genehmigung der Systemrelevanzausweisung.

Die Bundesnetzagentur leitete auf diesen Antrag hin das vorliegende Verwaltungsverfahren nach § 66 Abs. 1 EnWG ein.

In ihrer Begründung verweist die Antragstellerin auf die Systemanalyse des Jahres 2021 hinsichtlich des Betrachtungszeitraums vom 01.04.2023 bis zum 31.03.2024 sowie die Systemanalyse des Jahres 2020 für den Betrachtungszeitraum vom 01.04.2024 bis zum 31.03.2025.

Mit Schreiben vom 11.05.2022 gab die Bundesnetzagentur der Beteiligten Gelegenheit zur Stellungnahme. Mit Nachricht vom 10.06.2022 erklärte die Beteiligte, keine Einwände gegen die beabsichtigte Genehmigung der Systemrelevanzausweisung durch die Bundesnetzagentur für den Zeitraum vom 01.04.2023 bis 31.03.2025 zu haben. Sie teilte zudem mit, dass am Standort Altbach eine neue GuD-Anlage (HKW 3) als Ersatz für HKW 2 errichtet werde, die voraussichtlich im Jahr 2026 in Betrieb gehe. Die Realisierung des Neubaus könne ggf. zu Restriktionen hinsichtlich des Betriebs von HKW 1 führen. Hierbei verweist die Beigeladene auf den Schriftwechsel über die Entwicklung des Kraftwerkstandorts Altbach zwischen ihr und der Bundesnetzagentur vom 09.12.2021 sowie 20.12.2021.

- 3 -

Wegen weiterer Einzelheiten wird auf die Akte verwiesen.

II.

Dem Antrag auf Genehmigung der Systemrelevanzausweisung des Kraftwerksblocks HKW 1 ist beginnend ab dem 01.04.2023 bis zum Ablauf des 31.03.2025 stattzugeben.

Der zulässige Antrag ist auch begründet, da die Genehmigungsvoraussetzungen nach § 13 Abs. 5 S. 4 EnWG vorliegen.

1. Der Kraftwerksblock HKW 1 (BNA0020) ist gemäß § 13b Abs.2 S.2 EnWG systemrelevant vom 01.04.2023 bis zum 31.03.2025. Seine Stilllegung zum 01.04.2023 würde mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen und diese Gefährdung oder Störung könnte nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden.

- a) Die Voraussetzung einer nicht unerheblichen Gefährdung für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems infolge der Stilllegung ist gegeben, da ohne die Verfügbarkeit der Anlage in besonderen Situationen örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann. Dies stellt eine Gefährdung der Systemsicherheit gemäß § 2 Abs. 2 Satz 1 NetzResV dar.

Diesbezüglich hat die Antragstellerin zur Überzeugung der Bundesnetzagentur dargelegt, dass die verfahrensgegenständliche Anlage zur Behebung von Netzengpässen durch strombedingte Redispatch-Einsätze mindestens bis zum 31.03.2025 benötigt wird, da ohne deren Verfügbarkeit zum strombedingten Redispatch die Systemsicherheit nicht mehr im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann. Dies ergibt sich auch aus den Systemanalysen der ÜNB bzw. dem Bericht der Bundesnetzagentur über die Ergebnisse der Prüfung dieser Systemanalysen aus den Jahren 2020 sowie 2022. Diese Systemanalysen bzw. der hierauf ergehende Bericht der Bundesnetzagentur sollen gemäß § 13b Abs. 2 Satz 3 EnWG zur Begründung der Systemrelevanz von zur Stilllegung angezeigten Kraftwerken herangezogen werden. Auf die Ergebnisse der Systemanalyse des Jahres 2021, die seitens der Antragstellerin zur Begründung der Systemrelevanz für den Zeitraum vom 01.04.2023 bis zum 31.03.2024 herangezogen wird, kommt es vorliegend nicht mehr an. Zur Begründung der Systemrelevanz während des vorbezeichneten Betrachtungszeitraums sind die aktuelleren Ergebnisse der Systemanalyse der ÜNB vom 08.03.2022 sowie die der Bericht über die Bestätigung des

- 4 -

Netzreservebedarfs der BNetzA vom 29.04.2022 maßgeblich.

aa) Aus der zuvor genannten, diesjährigen Systemanalyse der ÜNB vom 08.03.2022 für den Betrachtungszeitraum vom 01.04.2023 bis zum 31.03.2024 geht hervor, dass HKW1 in der den Netzreservebedarf dimensionierenden Stunde (Netznutzungsfall 250), d.h. der Stunde mit dem höchsten, aus Anlagen im Inland zu deckenden Netzreservebedarf, von den ÜNB mit seiner gesamten Netto-Nennleistung zum Redispatch eingesetzt wird („robuste Grenzsituation“)¹. Ohne den Redispatcheinsatz der Anlage in dem identifizierten Netznutzungsfall ist zu befürchten, dass es zu Überschreitungen des betrieblichen Grenzwerts der Strombelastbarkeit der betroffenen Leitungen und damit zu Verletzungen des (n-1)-Sicherheitsstandards kommt. Folgt aus einer solchen, nicht behebbaren Verletzung der betrieblichen Grenzwerte eine automatische Abschaltung der betroffenen Leitung(en), drohen weitere Leitungen aufgrund zu hoher Strombelastungen auszufallen. Folge einer solchen kaskadierenden Abschaltungen von Netzelementen des Übertragungsnetzes können weiträumige Stromausfälle sein.

Die ÜNB haben in der vorgenannten Systemanalyse zudem untersucht, welche Kraftwerke wie häufig innerhalb des betrachteten Zeitraums von 12 Monaten in jeder einzelnen Stunde (und nicht nur während des bedarfsdimensionierenden Nutzungsfalls) zum Redispatch eingesetzt werden. In dieser Jahresbetrachtung („robuster Jahreslauf“) vom 01.04.2023 bis zum 31.03.2024 kommt HKW1 auf prognostizierte 107 Einsätze².

bb) In der Systemanalyse der ÜNB aus dem Jahr 2020, deren Ergebnisse von der Bundesnetzagentur mit Bescheid vom 30.04.2020 genehmigt worden sind, wird die Anlage in der bedarfsdimensionierenden Stunde 273 („alternative Robustheitsprüfung“) mit vollständiger Netto-Nennleistung zum Redispatch herangezogen; in der Jahresbetrachtung vom 01.04.2024 bis zum 31.03.2025 wird HKW 1 in 48 Stunden nach Aufforderung durch die ÜNB zum positiven Redispatch angefordert³.

¹ Systemanalyse der ÜNB vom 08.03.2022 für die Zeiträume vom 01.04.2022 bis zum 31.03.2023 sowie vom 01.04.2023 bis zum 31.03.2024, S. 181, abrufbar unter:
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/start.html>;

Bericht der Bundesnetzagentur über die Feststellung des Netzreservebedarfs für den Winter 2022/2023 sowie das Jahr 2023/2024, S.67, abrufbar unter:
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/start.html>

² aaO.

³ Systemanalyse der ÜNB vom 24.04.2020 für den Zeitraum vom 01.04.2024 bis zum 31.03.2025, S. 152 und 154, abrufbar unter:

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/start.html>, siehe unter „Frühere Berichte zum Reservekraftwerksbedarf 2012 bis 2021“;

Bericht der Bundesnetzagentur vom 30.04.2020 über die Feststellung des Netzreservebedarfs für den Zeitraum vom 01.04.2024 bis zum 31.03.2025, S. 87, abrufbar unter:

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/start.html>, siehe unter „Frühere Berichte zum Reservekraftwerksbedarf 2012 bis 2021“.

- 5 -

- b) Zutreffend geht die Antragstellerin daher davon aus, dass die endgültige Stilllegung von HKW 1 mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde. § 13b Abs. 2 Satz 2 EnWG verlangt nicht, dass ein als „sicher“ feststehender Kausalzusammenhang zwischen der stilllegungsbedingten Nichtverfügbarkeit der betreffenden Erzeugungseinheit und der Beeinträchtigung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes vorliegen muss. Es reicht vielmehr aus, dass die Nichtverfügbarkeit mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer Beeinträchtigung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs führt. Anlässlich der Systemrelevanzprüfung ist die Antragstellerin daher gehalten, einen entsprechend vorsichtigen Maßstab anzulegen. An die Wahrscheinlichkeit des Schadenseintritts sind umso geringere Anforderungen zu stellen, je größer der zu erwartende Schaden und je ranghöher das vom Gesetz geschützte Schutzgut sind. Diesem Maßstab ist die Antragstellerin vor dem Hintergrund der drohenden Personenschäden und dem volkswirtschaftlichen Schaden infolge eines unkontrollierten flächendeckenden Stromausfalls gerecht geworden.
- c) Es sind keine milderen, gleich geeigneten Maßnahmen ersichtlich, um die im Falle einer Stilllegung der Anlage drohende Gefährdungslage zu beseitigen.
- d) Nach § 13b Abs. 5 Satz 8 EnWG ist die Ausweisung auf den Umfang der Anlage zu beschränken, der erforderlich ist, um die Gefährdung abzuwenden. Die Antragstellerin durfte die Ausweisung der Systemrelevanz auf die gesamte verfügbare Nennleistung des Kraftwerksblocks HKW1 (433MW) beziehen, die physikalisch für die Netzstabilitätsmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen werden kann, da deren gesamte Verfügbarkeit auch in der o.g. Bedarfsfeststellung als notwendig erachtet wurde.
- e) In zeitlicher Hinsicht ist die Ausweisung gemäß § 13b Abs. 5 Satz 8 EnWG auf den Zeitraum zu beschränken, der erforderlich ist, um die Gefährdung abzuwenden. Ausweislich der o.g. Systemanalysen der ÜNB und Netzreservebedarfsfeststellungen der Bundesnetzagentur lässt sich eine Systemrelevanz von HKW1 in der Zeit vom 01.04.2023 bis zum 31.03.2025 darlegen.

2. Ein Ermessen kommt der Bundesnetzagentur hinsichtlich der Genehmigungsentscheidung nicht zu, da gemäß § 13b Abs. 5 Satz 4 EnWG der Antrag auf Genehmigung der Systemrelevanzausweisung zu genehmigen ist, wenn die betreffende Anlage systemrelevant ist.

- 6 -

Rechtsbehelfsbelehrung

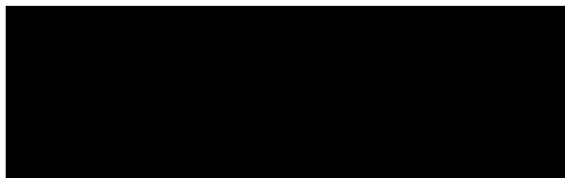
Gegen diese Entscheidung ist die Beschwerde zulässig. Sie ist binnen einer mit der Zustellung der Entscheidung beginnenden Frist von einem Monat bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Zur Fristwahrung genügt jedoch, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung enthalten, inwieweit diese Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Ferner muss sie die Tatsachen und Beweismittel angeben, auf die sich die Beschwerde stützt. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Bonn, den 29.06.2022

Im Auftrag



(Dr. Franziska Adamek, Leiterin Referat Versorgungssicherheit Strom)

Anhang 1b: Schreiben BNetzA „4-Stufenmodell“



Bundesnetzagentur

**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 Prüfungsraster 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 Insolvenzzrisikos 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 1c: Hinweispapier der BNetzA „Opportunitätskosten“



Bundesnetzagentur

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 Begründung zum Strommarktgesetz, BT-Drs. 18/7317, S. 93). Abschreibungen etwa sind daher nicht berücksichtigungsfähig.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- Zusammenhang der Kapitalbindung mit der Verpflichtung für die Netzreserve

Die bezüglich der betreffenden technischen Anlagen, Anlagenteile und Grundstücke geltend gemachte verlängerte Kapitalbindung (entgangene Verwendungsmöglichkeit) muss auch auf Grund der Verpflichtung für die Netzreserve bestehen. Hierfür müssen die Anlagenbetreiber glaubhaft darlegen, 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 aufgegliederten Wirtschaftszweig der „Energieversorgung“. Darin sind die Daten von über 1.900 Unternehmen enthalten, wodurch eine umfangreiche Datenbasis gewährleistet ist. Die Tätigkeitsfelder der berücksichtigten Unternehmen dürfen dabei heterogen sein, was für den vorliegenden Zweck sachgerecht ist, da das Kapital aus der (ausgebliebenen) Anlagenverwertung potenziell in jedweden Bereich der Energieversorgung hätte investiert werden können.

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

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

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

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

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	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023*
Anteil Jahresüberschuss nach Steuern an der Gesamtleistung	3,60%	0,50%	2,20%	1,70%	2,00%	0,90%	1,10%	1,40%	0,70%	0,90%	1,00%	0,60%	0,60%	
Umsatz in Mrd. €	474,0	521,6	553,4	545,1	531,5	494,6	444,8	480,1	531,9	554,3	503,3	721,6	1.240,4	
Jahresüberschuss in Mrd. €	17,1	2,6	12,2	9,3	10,6	4,5	4,9	6,7	3,7	5,0	5,0	4,3	7,4	
Anteil Eigenkapital an Bilanzsumme	28,80%	25,70%	26,70%	27,70%	26,60%	28,00%	31,90%	32,10%	31,60%	32,90%	34,30%	29,20%	26,40%	
Bilanzsumme in Mrd. €	294,3	287,9	290,3	296,6	337,3	333,0	328,8	331,8	358,1	350,9	353,7	461,0	565,7	
Eigenkapital in Mrd. €	84,8	74,0	77,5	82,1	89,7	93,2	104,9	106,5	113,1	115,4	121,3	134,6	149,4	
Eigenkapitalrendite	20,13%	3,52%	15,71%	11,28%	11,85%	4,77%	4,67%	6,31%	3,29%	4,32%	4,15%	3,22%	4,98%	
10 Jahres-Durchschnitt							13,72%	12,83%	11,68%	10,21%	8,59%	6,99%	6,96%	5,88%

Datenquelle: Deutsche Bundesbank, Jahresabschlussstatistik (Verhältniszahlen – vorläufig) Mai 2024 (für die Berichtsjahre 2021/2022)

Abgerufen am 25.06.2024

* Der Opportunitätszins für das Jahr 2023 beruht auf der von der Deutschen Bundesbank vorläufig veröffentlichten Jahresabschlussstatistik für die Berichtsjahre 2021 und 2022.

Einzelheiten zu den anererkennungsfähigen Opportunitätskosten und der angemessenen Verzinsung sind dem „Hinweis bezüglich dem Umgang mit den Opportunitätskosten nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG“ zu entnehmen.

Stand: 27.06.2024

Anhang 1d: Schreiben BNetzA „Neubauvorhaben der EnBW Energie Baden-Württemberg AG an den Standorten Altbach („HKW3“) und Heilbronn („Block 8“)



Bundesnetzagentur

Beschlusskammer 8 / Abteilung 6

Bundesnetzagentur | Postfach 80 01 | 53105 Bonn

EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Scheffelwiesen 13
70567 Stuttgart

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Mein Zeichen, meine Nachricht vom
626k☎ 0228
14-5789
oder 14-0Bonn
09.12.2021**Neubauvorhaben der EnBW Energie Baden-Württemberg AG an den Standorten Altbach („HKW 3“) und Heilbronn („Block 8“)**

Sehr geehrter [REDACTED]

am Standort Altbach plant die EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) den Neubau eines GuD Kraftwerks „HKW 3“. Die voraussichtliche Netto-Nennleistung wird 650 MW betragen. Die in der Anlage verwendete Gasturbine wird in der Lage sein, Erdgas und nach einer Anpassung auch Wasserstoff zu verbrennen. Der spätere Einsatz von Wasserstoff ist von EnBW vorgesehen. Die Inbetriebnahme soll nach gegenwärtiger Planung spätestens im vierten Quartal 2026 erfolgen. Im Zuge der Inbetriebnahme der Neuanlage „HKW 3“ beabsichtigt EnBW, die ebenfalls am Standort befindliche Netzreserveanlage Altbach HKW 1 außer Betrieb zu nehmen und endgültig stillzulegen. Hinsichtlich der aktuell am Markt befindlichen Anlage HKW 2 plant EnBW, mittelfristig eine Anzeige über eine geplante endgültige Stilllegung der Anlage gegenüber TransnetBW und der Bundesnetzagentur abzugeben. Ein Weiterbetrieb des Steinkohleteils von HKW 2 über 2027 hinaus sei seitens EnBW nicht beabsichtigt. Die Machbarkeit einer Umstellung HKW 2 von Steinkohle- auf Erdgasfeuerung wird aktuell geprüft – es existieren hierbei aber noch verschiedene Unwägbarkeiten und eine Entscheidung seitens EnBW, diesen Weg zu beschreiten liegt dafür noch nicht vor.

Des Weiteren plant EnBW am Standort in Heilbronn den Neubau eines GuD Kraftwerks „Block 8“, dessen geplante Netto-Nennleistung ebenfalls rund 650 MW betragen soll. Auch die

Bundesnetzagentur für
Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und EisenbahnenTelefax Bonn
0228 14-8872E-Mail
poststelle@bnetza.de
Internet
<http://www.bundesnetzagentur.de>**Bitte neue Bankverbindung beachten!**
Bundeskasse Weiden
Dt. Bundesbank – Filiale Regensburg
BIC: MARKDEF1750
IBAN: DE08 7500 0000 0075 0010 07Behördensitz: Bonn
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
☎ 0228 14-0

Datenschutzhinweis:
Der Schutz Ihrer Daten ist uns wichtig. Nähere Informationen zum Umgang mit personenbezogener Daten in der BNetzA können Sie der Datenschutzerklärung auf <https://www.bundesnetzagentur.de/Datenschutz> entnehmen. Sollte Ihnen ein Abruf der Datenschutzerklärung nicht möglich sein, kann Ihnen diese auch in Textform übermittelt werden.

- 2 -

dort verwendete Gasturbine wird in der Lage sein, Erdgas und nach einer Anpassung auch Wasserstoff zu verbrennen. EnBW beabsichtigt, zu einem späteren Zeitpunkt Wasserstoff zu verwenden. Der geplante Zeitpunkt der Inbetriebnahme fällt ebenfalls in das 2. und 3. Quartal 2026. Nach Inbetriebnahme von Heilbronn Block 8 beabsichtigt EnBW, die Anlage Heilbronn 7 außer Betrieb zu nehmen und endgültig stillzulegen.

Die Bundesnetzagentur unterstützt die Realisierung dieser Neubauvorhaben. Die neuen Anlagen sollen am Markt betrieben werden und vergrößern damit gleichfalls des Redispatchpotential i.S.d. § 13a EnWG. Im Zuge der Gespräche zwischen EnBW, TransnetBW GmbH und der Bundesnetzagentur, die zwischen August 2020 und November 2021 stattgefunden haben, legte EnBW wiederholt dar, dass eine immissionsschutzrechtliche Genehmigungsfähigkeit der Neuanlagen nur gegeben sei, wenn nach deren jeweiliger Inbetriebnahme am Standort Altbach die systemrelevante Anlage HKW 1 und möglicherweise auch HKW 2 und am Standort Heilbronn die Blöcke 5, 6 und 7 endgültig stillgelegt werden.

Unter dem Vorbehalt, dass die nachfolgend aufgeführten Voraussetzungen eingehalten werden, wird die Bundesnetzagentur hinsichtlich der Kraftwerksblöcke Altbach HKW 1 sowie Heilbronn Blöcke 5, 6 und 7 keine Maßnahmen ergreifen, die darauf gerichtet sind, EnBW an der Stilllegung der zuvor genannten Anlagen zu hindern:

Hinsichtlich des Standorts Altbach:

- EnBW errichtet parallel zum Betrieb des HKW 1 die Neuanlage HKW 3 (geplanter Baubeginn: drittes Quartal 2023). Die Systemrelevanz und damit die Pflicht zur Betriebsbereitschaftshaltung von HKW 1 endet nach erfolgreicher Inbetriebnahme der Neuanlage (geplant für das vierte Quartal 2026).
- EnBW beabsichtigt, nach Montageende von HKW 3 (geplant: erstes Quartal 2026) bis zur endgültigen Stilllegung von HKW1 eine parallele Betriebsbereitschaft von HKW 1 und HKW 3 mit der Möglichkeit zur alternierenden Einspeisung herzustellen (endgültige Stilllegung HKW 1 für den Ablauf des vierten Quartals 2026 geplant). Um diese parallele Betriebsbereitschaft zu erreichen, sind vor 2026 verschiedene Maßnahmen umzusetzen (u.a. zum Anschluss HKW 1 und HKW 3 an den vorh. Hybridkühlturm und das 380-kV-Netz, Herstellung neuer Kohlelagermöglichkeiten als Ersatz für infolge Neubau HKW 3 entfallende Kohlelager sowie Einbau neuer Weichen in die Werksgleise und längerer Rohrleitungen bei HKW 3), um einen Abriss des betriebsnotwendigen Kohleschrägbands von HKW 1 zu vermeiden.
- Während der Umschlusarbeiten am Hybridkühlturm in 2024 und 2025 werden, soweit möglich, Arbeiten zum Umbau bzw. Erneuerung der Kühlturmventilatoren vorgezogen

- 3 -

durchgeführt, um einen Stillstand von HKW 3 in 2027 nach Inbetriebnahme dieser Anlage zu vermeiden.

- Transnet BW wird die Systemrelevanz von Altbach HKW 1 bis zu dem oben genannten Zeitpunkt der erfolgreichen Inbetriebnahme ausweisen und bei der Bundesnetzagentur die Genehmigung der Ausweisung beantragen. EnBW wird den Betrieb technisch wie personell gewährleisten.
- Der Errichtung und dem Betrieb von Altbach HKW 3 dürfen keine tatsächlichen oder rechtlichen Umstände entgegenstehen, beispielsweise fehlende wasserrechtliche oder immissionsschutzrechtliche Genehmigung(en), technische oder bauliche Mängel der Anlage.
- EnBW gewährleistet, dass durch die Bauarbeiten für HKW 3 am Standort Altbach die Verfügbarkeit und Betriebsbereitschaft der übrigen Anlagen am Standort nicht beeinträchtigt werden. Falls Arbeiten am Standort die Verfügbarkeit beeinträchtigen, wird EnBW diese rechtzeitig ankündigen und sich bemühen, diese in Abstimmung mit TransnetBW so zu legen, dass die Einspeisefähigkeit der Bestandsanlagen nicht beeinträchtigt wird. Es ist bekannt, dass es während der Umschlussarbeiten am Kühlturm und am Netzanschluss von HKW1 zu vorübergehenden Nichtverfügbarkeiten kommt. Diese sind derzeit für die Sommermonate 2024 und 2025 geplant und sind äußerst sorgfältig mit dem ÜNB und der Bundesnetzagentur abzustimmen, um die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden.

Hinsichtlich des Standorts Heilbronn:

- EnBW errichtet parallel zum Markt- oder Netzreservebetrieb von Heilbronn 7 die Neuanlage Heilbronn 8. Der geplante Baubeginn soll im dritten Quartal 2023 erfolgen. Die Inbetriebnahme von Block 8 ist für das 2. oder 3. Quartal 2026 geplant.
- EnBW beabsichtigt, nach Fertigstellung von Heilbronn 8 (geplant: erstes Quartal 2026) bis zur endgültigen Stilllegung von Heilbronn 7, eine parallele Betriebsbereitschaft von Heilbronn 7 und Heilbronn 8 mit der Möglichkeit zur alternierenden Einspeisung herzustellen (endgültige Stilllegung von Heilbronn 7 für Ende des vierten Quartals 2026 geplant). Um diese parallele Betriebsbereitschaft zu erreichen sind vor 2026 verschiedene Maßnahmen umzusetzen u.a. zum Anschluss HLB 7 und HLB 8 an den vorh. Nasskühlturm und das 380-kV-Netz.

- 4 -

- Sollte EnBW eine Anzeige über die geplante endgültige Stilllegung von Heilbronn 7 abgeben, wird TransnetBW die Systemrelevanz der Anlage bis zu dem Zeitpunkt ausweisen, in dem Heilbronn 8 den kommerziellen Betrieb aufnimmt und bei der Bundesnetzagentur beantragen, diese Ausweisung zu genehmigen. EnBW wird den Betrieb technisch wie personell gewährleisten. Geplant ist die Aufnahme des kommerziellen Betriebs von Heilbronn 8 im vierten Quartal 2026.
- Der Errichtung und dem Betrieb von Heilbronn 8 dürfen keine tatsächlichen oder rechtlichen Umstände entgegenstehen, z.B. fehlende wasserrechtliche oder immissionsschutzrechtliche Genehmigungen, technische oder bauliche Mängel der Anlage.
- EnBW gewährleistet, dass durch die Bauarbeiten für Block 8 am Standort Heilbronn die Betriebsbereitschaft der übrigen Kraftwerke am Standort nicht beeinträchtigt wird. Es ist bekannt, dass Umschlussarbeiten v.a. am Kühlturm und am Netzanschluss von Heilbronn 7 während der Sommermonate 2024 und 2025 erforderlich sind, während denen Heilbronn 7 nicht verfügbar sein wird. Falls weitere Arbeiten am Standort die Verfügbarkeit beeinträchtigen, wird EnBW diese rechtzeitig ankündigen und sich bemühen diese in Abstimmung mit TransnetBW so zu legen, dass die Einspeisefähigkeit der Bestandsanlagen nicht beeinträchtigt wird.

Zur Kostenanerkennung:

Unter der Annahme der Ausweisung der Systemrelevanz des HKW1 am Standort Altbach und des Blocks 7 am Standort Heilbronn richtet sich die Frage der Kostenanerkennung bzw. einer angemessenen Vergütung nach § 13c Abs. 3 EnWG. Die Bundesnetzagentur begrüßt, dass über eine Perspektive am Standort auch die Vorhaltung qualifizierten Personals für die Netzreserveanlagen positiv beeinflusst ist.

Mehrkosten, die allein aufgrund der weiteren Vorhaltung von Reservekraftwerken im Rahmen einer genehmigten Systemrelevanzausweisung entstehen, können über die Kosten der Netzreserve anerkannt werden. Notwendige Umbaumaßnahmen eines Reservekraftwerks bzw. Umbaumaßnahmen im direkten Zusammenhang mit dem Reservekraftwerk können grundsätzlich unter die Betriebsbereitschaftsauslagen fallen.

Ein Vergütungsanspruch der EnBW gegen die TransnetBW auf Erstattung von Kosten und Auslagen für die Vorhaltung und den Einsatz einer Netzreserveanlage ist grundsätzlich bereits ab dem Datum der Ausweisung der Anlage durch den Übertragungsnetzbetreiber als systemrelevant begründet (§ 13c Abs. 3 Satz 1 Nr. 1 bis 4 EnWG). Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen sind zu erstatten, wenn und soweit diese ab dem Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz anfallen und der Vorhaltung und dem Einsatz als Netzreserve zu dienen bestimmt sind (§ 13c Abs. 3 Satz 2 EnWG). Diese müssen gegenüber der TransnetBW geltend gemacht und der verbindliche Marktaustritt erklärt werden. Der Marktaustritt selber kann in diesem Fall zu

- 5 -

einem späteren Zeitpunkt erfolgen. Die verbindliche Erklärung dazu muss bereits abgegeben worden sein.

Der Beschlusskammer ist bewusst, dass mit einem Stilllegungsverbot in die Berufs- und Eigentumsfreiheit der EnBW eingegriffen wird. Dies ist gerechtfertigt, da die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems und damit ein überragend wichtiges Gemeinschaftsgut geschützt wird. Dies liegt auch im Interesse der EnBW als Betreiber von Erzeugungsanlagen und als öffentliches Unternehmen. Erforderlich ist im Gegenzug natürlich eine angemessene Entschädigung der EnBW für die Indienstrahmung in Form einer Vergütung nach den gesetzlichen Regelungen. Umfang und Inhalt einer angemessenen Vergütung müssen sachgerecht und verhältnismäßig sein. Es muss sich um Nachteile handeln, die dadurch entstehen, dass eine Anlage in der Netzreserve gebunden ist. Für jede Kostenanerkennung ist Voraussetzung, dass es sich um eine kostenoptimierte Beschaffung im Sinne einer Schadensminderungspflicht handeln muss. Dies ist darzulegen durch vorausschauende Planung und ggf. Gutachten hinsichtlich technischer Alternativen. Dem Anlagenbetreiber kommt grundsätzlich eine Minderungspflicht zu. Der Umbau ist bestmöglich abzustimmen. Den Belangen der Versorgungssicherheit im Energieversorgungssystem, das die Übertragungsnetzbetreiber wahrnehmen, kommt ermessensleitendes Gewicht zu und es bestehen gesetzlich umfassende Kooperations- und Informationspflichten. Mehrkosten sind zu minimieren und entsprechend diesen Anforderungen dem Übertragungsnetzbetreiber durch den Anlagenbetreiber nachzuweisen. Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft für die parallele Betriebsbereitschaft von Heilbronn 7 und Heilbronn 8 in 2026 können auch schon vor dem verbindlich erklärten Marktaustritt durchgeführt und auf Nachweis abgerechnet werden (inkl. ggf. mit diesen Maßnahmen verbundene Margenverluste durch Nichtverfügbarkeit von Heilbronn 7). Voraussetzung ist die Erklärung des verbindlichen Marktaustritts (für einen späteren Zeitpunkt). Zudem muss ein direkter Zusammenhang mit der späteren Netzreserve bestehen. Für die Anerkennung der Kosten für Margenverluste gelten die u.g. Voraussetzungen.

Hinsichtlich des Standorts Altbach:

Die EnBW sieht für den Standort Altbach Umbaukosten, erhöhte Kosten für die Kohlelagerung bzw. -logistik und mögliche Margenverluste als zu erstattende Auslagen an.

Das HKW 1 befindet sich bereits in der Netzreserve. Kosten sind grundsätzlich erstattbar, soweit sie ab dem Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz anfallen und dem Einsatz als Netzreserve zu dienen bestimmt sind.

Die Beschlusskammer sieht eine Kostenanerkennung auf Basis des bisherigen Informationsaustausches zwischen EnBW, BNetzA und TransnetBW gegenüber der TransnetBW wie folgt dem Grunde nach als gerechtfertigt an:

- 6 -

- Die Umbaukosten fallen an, um die Netzreserve bis und bei Inbetriebnahme des HKW 3 fortführen zu können (alternierender Betrieb). Insbesondere die zusätzlichen Maßnahmen zum Anschluss des Kühlturms und die Errichtung einer neuen 380-kV-Schaltanlage bzw. der Umbau der vorhandenen Schaltanlage entstehen nur, weil das HKW 1 weiter in der Netzreserve genutzt werden soll. Es handelt sich bei den (Wieder-) Herstellungskosten um solche, die der Vorhaltung und dem Einsatz als Netzreserve zu dienen bestimmt sind. Notwendige Umbaumaßnahmen für den Parallelbetrieb dienen dem Zweck, die Betriebsbereitschaft von HKW 1 zu erhalten und die Verfügbarkeit in der Netzreserve zu gewährleisten.
- Sollte eine anderweitige Kohlebevorratung für das HKW 1 erforderlich werden, handelt es sich bei den Zusatzkosten für den Bau eines neuen Kohlelagers auf dem Kraftwerksgelände oder ein externes Kohlelager und die damit zusammenhängende Logistik unter den o.g. Voraussetzungen ebenfalls grundsätzlich um Kosten, die im Zusammenhang mit der Vorhaltung und dem Einsatz der Anlage in der Netzreserve zu dienen bestimmt sind. Auch diese sind über die Netzreservekosten grundsätzlich anerkennungsfähig.
- Die Anerkennung der Kosten für Margenverluste, die ggf. dadurch entstehen, dass der Kühlturm für das HKW 3 zu einem späteren Zeitpunkt (d.h. nach 2026) weiter umgebaut werden muss, ist nicht ausgeschlossen. Es handelt sich um weit in der Zukunft liegende Sachverhalte, deren Volumen jetzt noch nicht festgestellt werden kann. Die Beschlusskammer benötigt hierfür von der EnBW und der TransnetBW einen Vorschlag einer Methodik zur Bestimmung möglicher Margenverluste unter Ausschluss von Marktverzerrungen. Für die Kostenanerkennung bedarf es künftig eines gesonderten Nachweises, dass der EnBW diese Mehrkosten entstehen. Zusätzlich ist u.a. im Vorfeld zu gewährleisten, dass eine Verschiebung der Maßnahmen in einen Zeitraum, in dem die Anlage ohnehin nicht in Betrieb sein wird bzw. in eine andere kostengünstige Phase nicht möglich ist. Darüber hinaus muss es sich um ein diskriminierungsfreies Verhalten handeln. Erforderlich ist eine Verständigung über eine belastbare und nachweisbare Methode, anhand derer Margenverluste zu ermitteln sind.

Hinsichtlich des Standorts Heilbronn:

Die EnBW sieht für den Standort Heilbronn Umbaukosten und Margenverluste als zu erstattende Auslagen an.

Unter der Voraussetzung, dass Heilbronn 7 als systemrelevant ausgewiesen wird, sind Betriebsbereitschaftsauslagen grundsätzlich zu erstatten, wenn und soweit diese ab dem Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz durch den ÜNB anfallen und der Vorhaltung und dem Einsatz

- 7 -

als Netzreserve zu dienen bestimmt sind (§ 13c Abs. 3 Satz 2 EnWG). Das Anfallen zur Vorhaltung der Netzreserve bedingt dabei, dass die Anlage in der Netzreserve und damit nicht mehr am Strommarkt eingesetzt wird. Maßgeblich ist dabei der Zeitraum, für den etwaige Kosten entstehen. Kosten, die für die Netzreserve entstehen sind anerkennungsfähig. Kosten, die für die Markttätigkeit entstehen, laufen grundsätzlich nicht über die Netzreservekosten.

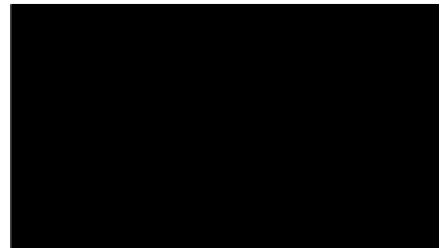
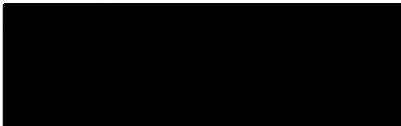
Die Beschlusskammer sieht eine Kostenanerkennung gegenüber der TransnetBW wie folgt dem Grunde nach als gerechtfertigt an:

- Eine Kostenanerkennung für die Umbaukosten ist möglich, soweit es sich um Maßnahmen handelt, die nicht für die Tätigkeit am Markt, sondern für den Betrieb in der späteren Netzreserve erfolgen. Die notwendigen Umbaumaßnahmen und die Errichtung der neuen Schaltanlage für den Parallelbetrieb dienen nach aktueller Auffassung der Beschlusskammer dem Zweck, die Betriebsbereitschaft von Heilbronn 7 zu erhalten und die Verfügbarkeit in der Netzreserve zu gewährleisten. Die Umschlussmaßnahmen für den Kühlturm und die notwendigen Umbaumaßnahmen am 380-kV-Netzanschluss für den Parallelbetrieb sind grundsätzlich als einmalige Kosten für die Herstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13c Abs. 1 Satz 1 Nr. 1a EnWG qualifizierbar. Für die Markttätigkeit sind die relevanten Maßnahmen nicht erforderlich und bringen dem Anlagenbetreiber auch keine Vorteile.

Die Anerkennung der Kosten für Margenverluste, die dadurch entstehen, dass die notwendigen Umbaumaßnahmen ausgeführt werden, ist nicht ausgeschlossen. Hierfür bedarf es des beim Standort Altbach angesprochenen Vorgehens.

Mit freundlichen Grüßen

Im Auftrag



Anhang 2: Servicelevel HKW1

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

Anlage (max. Leistung)	Dauerhafte Mindestleistung ³⁾	Max. Last- gradient im Lastfolge- betrieb	Einsatz- tage	Einsatzzeitfenster	Anforderungszeiten			Mindest-be- triebszeit nach Erreichen Volllast	Anforderungszeit bis zur Netztren- nung
					Stillstands- stunden	bis Netzsyn- chronisation	bis Volllast/ max. Last		
(MW)	MW	MW / min			h	min	min	min	min

Zur Anforderungszeit kommt die EnBW interne Vorlaufzeit von [REDACTED] beim Dispatching hinzu, diese gilt unabhängig vom Einsatzzeitfenster der Anlage.

Die gem. BImSchG-Genehmigung zulässige Jahresbetriebsdauer beträgt [REDACTED] im gleitenden [REDACTED]

Restriktionen für TransnetBW bei erforderlicher Deckung eines hohen Fernwärmebedarfs der EnBW durch die nicht zur Stilllegung angemeldeten beiden E-Kessel am Standort aufgrund eines Ausfalls von HKW 2

- Bei Deckung eines Fernwärmebedarfs größer [REDACTED] und kleiner [REDACTED] durch die E-Kessel kann die elektrische Leistung von HKW1 [REDACTED] nicht überschreiten
- Bei Deckung eines Fernwärmebedarfs größer [REDACTED] und bis maximal [REDACTED] durch die E-Kessel kann HKW1 keine elektrische Leistung bereitstellen (Nichtverfügbarkeit der Anlage)

Anhang 3: Probestartkonzept

Ein Probestart findet alle [REDACTED] oder spätestens ca. [REDACTED] nach dem letzten regulären Betrieb statt.

- Rücknahme der Konservierungsmaßnahmen
- Start der Anlage und Betrieb bis zu einer Last von mindestens [REDACTED] Betriebsstunden, davon [REDACTED] im stationären Betrieb mit mindestens [REDACTED]. Damit erreicht die Anlage den genehmigten Dauerbetriebszustand und der bestimmungsgemäße Betrieb aller Anlagenteile kann geprüft werden.
- Um für begrenzte Zeiträume niedrigere Lasten fahren zu können kann alternativ nachfolgende Variante gefahren werden: Auf [REDACTED] Stunden Betrieb Mindestlast gemäß Anhang 2 müssen [REDACTED] Betrieb auf einer Last größer oder gleich [REDACTED] MW netto folgen. Die Betriebsstunden sind summarisch auch über mehrere Starts der Anlage zu betrachten (Beispiel: Tag 1: [REDACTED] Mindestlast; Tag 2: max. [REDACTED] Mindestlast, Grenze von [REDACTED] ist erreicht, anschließend [REDACTED] Stunden [REDACTED]).

Vollastbetrieb ([REDACTED])

- Im Rahmen einer regulären Anforderung oder eines Probestarts soll die Anlage auf Vollast gefahren werden (ca. [REDACTED] Betriebsstunden, davon ca. [REDACTED] im stationären Betrieb mit mindestens [REDACTED] ($V_{el,netto}$), um die Systeme unter Vollastbedingungen zu testen.

Sollte ein Probestart nicht erfolgreich sein, wird er wiederholt. Die Probestarts sind so zu terminieren, dass jeweils verschiedene Schichten den Start durchführen.

Abwicklung:

EnBW informiert die Betriebsplanung der TransneBW möglichst frühzeitig über erforderliche Probestarts und das dabei abzufahrende Profil. Zum abgestimmten Zeitpunkt wird die Hauptschaltleitung der TransnetBW die Lieferung der daraus resultierenden Energiemengen anfordern.

Anhang 4:

Beschaffungskonzept Brenn- Hilfs- und Zusatzstoffe und Stromeigenbedarf

Wiederbeschaffung von Brenn- Hilfs- und Zusatzstoffen:

Führt der Betrieb der Anlage im Rahmen des gem. Anhang 1 von der TransnetBW mitgeteilten Einsatzszenarios und gem. Anhang 3 normierten Probestartkonzepts zum Unterschreiten einer „Mindestmenge“ an Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffen, so verpflichtet sich die EnBW, die verbrauchten Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe unter Berücksichtigung der sich aus der Logistik ergebenden Losgrößen mindestens bis zur Mindestmenge wieder zu beschaffen („Wiederbeschaffung“). Die Mindestmengen sind so gewählt, dass das von der TransnetBW gem. Anhang 1 mitgeteilte Anforderungsprofil jederzeit abrufbar ist, sofern die entsprechenden Mengen verfügbar sind und nicht gerade abrufbedingt wiederbeschafft werden müssen. Resultiert aus der Nichtverfügbarkeit entsprechender Mengen und gerade abrufbedingter Wiederbeschaffung eine Einschränkung der Verfügbarkeit gemäß Ziffer 5.1, finden insbesondere die Regelungen der Ziffern 5.7 und 5.8 entsprechend Anwendung. EnBW strebt an, die Unterschreitung der Mindestmengen nach Möglichkeit zu vermeiden. Zu diesem Zweck kann die EnBW auch vor dem Unterschreiten der Mindestmenge die erforderlichen Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe beschaffen.

Für Kohle und leichtes Heizöl (HEL) werden zur Lagerung der Brennstoffe für den Block HKW1 das am Standort befindliche Kohlelager und der HEL-Tank verwendet, die auch für den Betrieb von HKW 2 genutzt werden. Eine Abgrenzung erfolgt durch das Führen eines virtuellen Kohlelagers und HEL-Tanks für die Netzreserve. Für die Lagerung von schwerem Heizöl (HS) existiert ein separater Tank für HKW1.

Für den Hilfsdampfverbrauch für die Kraftwerkssysteme und Raumheizung wird das Energieäquivalent in Kohlemenge umgerechnet, monatlich bestimmt und einmal jährlich aus dem virtuellen Kohlelagerbestand ausgebucht.

Für die Brennstoffe Kohle, HEL und HS werden für den Kraftwerksstandort Inventuren durchgeführt. Die daraus resultierenden Korrekturen werden dem Netzreserveblock verbrauchsanteilig zugeordnet.

Nach erfolgtem Netzreserveabruf ist die erforderliche Wiederbeschaffungszeit für die Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe im Fall eines eventuellen Folgeabrufs durch TransnetBW zu berücksichtigen. Bei der Beschaffung von Brenn-, Hilfs und Zusatzstoffen für den Netzreserveblock HKW1 sollen Implikationen auf den im Markt befindlichen Block HKW2 vermieden werden, so dass im Zweifelsfall Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe für HKW2 bei Beschaffung und Entladung vorrangig behandelt werden.

Als Mindestmenge vereinbaren die Vertragsparteien folgende Werte/Mindestmengen der Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe gemäß Anforderungsprofil der TransnetBW (s. Anhang 1) ohne Berücksichtigung der Probestarts:

- Kohle
- Heizöl schwer (HS)
- Heizöl leicht (HEL)
- Kalkstein
- NH₃



Ab dem 01.03.2023 muss EnBW aufgrund des beginnenden Neubaus der Anlage HKW 3 (Fuel Switch) am Standort Altbach die dort vorzuhaltende Kohlemenge für die Anlage reduzieren: Die vorzuhaltende Kohlemenge ist vor diesem Hintergrund auf folgende Mengen begrenzt: ab

Die Beschaffung der Brenn- Hilfs- und Zusatzstoffe wird über die üblichen Beschaffungsprozesse der EnBW durchgeführt.

EnBW wird die Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe in einer für die gewöhnliche Verwendung im Rahmen eines konventionellen Kraftwerks marktüblicher Art und Güte beschaffen. Bis zur Entladung der Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe trägt die EnBW die Gefahr des zufälligen Untergangs und Verschlechterung der Sacheigenschaft. Die Entladung erfolgt auf den dafür im Kraftwerk vorgesehenen Plätzen. Bei Untergang der Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe wird EnBW diese gem. Ziffer 2.2 des Netzreservevertrages beschaffen.

Durch Lagerung und Witterungseinflüsse kann sich die Sacheigenschaft der beschafften Brennstoffe (Steinkohle, HS, HEL) sowie der Hilfs- und Zusatzstoffe verschlechtern, so dass diese teilweise oder ganz unbrauchbar werden kann. Aufgrund dessen kann es zum Ausschluss oder zur Einschränkung der Stromerzeugungsmengen, eines bestimmten Wirkungsgrades oder technische Leistungsart (z.B. Volllast) der Anlagen kommen. Diesen Umstand hat EnBW nicht zu vertreten. In diesem Fall findet die Regelung gemäß Ziffer 5.1 des Netzreservevertrages entsprechend Anwendung.

Bewirtschaftung zusätzlicher Kohlelagerflächen

Zur Absicherung der Kohleversorgung von Netzreservekraftwerken vor Logistikengpässen hält EnBW im Auftrag der TransnetBW das sogenannte Zusatzkohlelager „Entennest“ vor. Damit in Verbindung stehende Regelungen zur Bewirtschaftung sind in einem eigenen Dienstleistungsvertrag zwischen TransnetBW und EnBW zur Vorhaltung eines Kohlelagers am Standort Esslingen-Entennest vom 09.07.2024 festgehalten. Kosten, die TransnetBW aus und in diesem Zusammenhang von EnBW in Rechnung gestellt werden und die der Erhaltung der Betriebsbereitschaft von Netzreservekraftwerken dienen, werden von TransnetBW regulatorisch dem hier vorliegenden Vertrag zugeordnet.

Stromeigenbedarf:

EnBW beschafft den Strom für den Stillstands- und An-/Abfahrigenbedarf der Anlagen aus dem 420 kV- und/oder dem 110 kV-Netz.

Anhang 5: Festlegung der Vergütung

I. (Wieder-)Herstellungskosten gemäß Ziffer 6.1 bis 6.3

Die Kostenerstattung für die (Wieder-) herstellung bzw. Beibehaltung der Betriebsbereitschaft richtet sich nach den Ziffern 2.2, 2.3 und 2.4 des Vertrages.


Das Schreiben der EnBW vom 28.11.2022 (siehe Anhang 1) enthält die zu diesem Stichtag ermittelten, erforderlichen Maßnahmen sowie jeweils eine diesbezügliche Kostenschätzung. Eine abschließende Bezifferung der Kosten kann daher erst nach Durchführung dieser Maßnahmen erfolgen. Diese Kosten werden der TransnetBW durch die EnBW in Rechnung gestellt.

Kosten für Maßnahmen im Zusammenhang mit der (Wieder-) Herstellung bzw. Beibehaltung der Betriebsbereitschaft, die im vorgenannten Schreiben der EnBW nicht aufgelistet wurden, für die (Wieder-) Herstellung bzw. Beibehaltung der Betriebsbereitschaft jedoch erforderlich sind, werden auf Istkostenbasis der TransnetBW durch die EnBW in Rechnung gestellt.

Die zur (Wieder-) Herstellung bzw. Beibehaltung der Betriebsbereitschaft ggf. erforderlichen Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe (siehe Anhang 1) werden der TransnetBW durch die EnBW auf Istkostenbasis in Rechnung gestellt.

Kosten für Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft gemäß Ziffer 6.1, 6.2 und 6.3 sind nicht vom Leistungspreis nach Ziffer 6.5 umfasst und werden nach Anfall auf Nachweis durch TransnetBW gesondert erstattet.

II. Kosten für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlagen gemäß Ziffer 6.5 („Leistungspreis“)

Insgesamt wird EnBW für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft von HKW 1 von TransnetBW ab dem 01.04.2023 

Über die Erstattung der Leistungsvorhaltekosten sind ab dem 01.04.2023 Kosten des Wasserentnahmeentgelts nicht mehr abgegolten. Diese Kosten werden TransnetBW durch die EnBW zusammen mit der Vorlage der entsprechenden Gebührenbescheide (in Kopie ausreichend) gesondert in Rechnung zu stellenerstatten (siehe III h).

Die vereinbarten Beträge werden von EnBW jeweils in zwölf möglichst gleichen Monatsraten in Rechnung gestellt.

Anlage	Zeitraum	Leistungspreis/Jahr	monatl. Leistungspreis (informativ)
HKW 1 (431 MW)	01.04.2023 – 31.12.2023	[REDACTED]	[REDACTED]
	01.01.2024 – 31.12.2024		
	01.01.2025 – 31.03.2025		

Ist der Leistungspreis nach Maßgabe der Ziffern 6.14 und 6.15 des Netzreservevertrags anzupassen, wird dieser Anhang in Abstimmung mit der BNetzA aktualisiert.

III. Kosten für Einsätze und weitere einsatzabhängige Kosten und Abgaben gemäß Ziffer 6.7 bis 6.12

Entstandene Kosten für Einsätze der Anlagen und weitere einsatzabhängige Kosten sowie Abgaben gemäß der nachfolgenden Abschnitte werden der TransnetBW durch die EnBW, sofern möglich, monatlich in Rechnung gestellt. Etwaige der TransnetBW zustehende Erlöse werden durch die EnBW nach Erhalt im Rahmen der nächstmöglichen monatlichen Rechnungsstellung weitergereicht.

a) Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe

Die Wiederbeschaffung und ggf. Vorhaltung gemäß Anhang 4 von Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffen für den Probebetrieb, Mess-, Kalibrierungs- und Ausbildungsfahrten, für die erforderlichen Beheizungen und den von TransnetBW veranlassenen Kraftwerkseinsatz, sowie anfallende Entsorgungskosten für Reststoffe.

Bei der Verrechnung der benötigten Kohle wird unterschieden, ob die Kohle aus dem EnBW-Bestand umgebucht wird, aus einer eindeutig bestimmbarer Lieferung stammt oder separat nachbeschafft wird. Erfolgt die Lieferung aus dem EnBW-Bestand, wird der Wiederbeschaffungspreis für diese Kohle verrechnet, der dem aktuellen Marktpreis entspricht (API2 + Phys-Fin-Spread + ggf. Zuschlag für spezielle Qualitätskriterien). Wenn die Kohle aus einer eindeutig bestimmbarer Lieferung stammt oder separat beschafft wird, erfolgt die Verrechnung auf Istkostenbasis. Die Kohlelogistik wird jeweils auf Istkostenbasis abgerechnet.

b) Kosten für CO₂.

Bis zum Ablauf des 31.12.2024 wird entsprechend Ziffer 4.16 verfahren. Ab dem 01.01.2025 erfolgt die Beschaffung bzw. Beistellung von CO₂-Zertifikaten kalendermonatlich durch EnBW. Im Folgejahr (Kalenderjahr Betrachtung) erfolgt durch die EnBW eine Spitzabrechnung, sobald die zertifizierten CO₂-Verbräuche feststehen.

Zum Vorgehen ab dem 01.01.2025:

Stichtag der Mengenermittlung und der Preisbildung: Die zu beschaffende oder beizustellende CO₂-Menge eines Kalendermonats sowie der dafür fällige Preis wird von EnBW jeweils am 15. des Folgemonats ermittelt (im Folgenden „Stich-

tag“). Sollten die Stichtage auf einen Samstag oder Sonntag und/oder einen Feiertag fallen, wird der jeweils nächste Werktag, an dem der Preis veröffentlicht wird und der nicht ein Samstag ist, herangezogen.

Börsenindex für die Preisbildung: Als preisbildender Börsenindex wird der EUA-Future-Kontrakt der Intercontinental Exchange (ICE ENDEX) für den Dezember des jeweiligen Lieferjahres verwendet. Es gilt der Abrechnungspreis (im Folgenden “Settlementpreis”) des jeweiligen Stichtages.¹

Für die CO₂-Menge des Dezembers des jeweiligen Lieferjahres wird gemeinsam ein geeigneter EUA-Future-Kontrakt der ICE ENDEX im Folgejahr abgestimmt, da der Handel für den EUA-Future-Kontrakt mit Fälligkeit im Dezember des Lieferjahres bereits am 15.01. des Folgejahres geschlossen ist.

- c) Spitzabrechnung: Jeweils im Folgejahr, sobald die verifizierten Verbräuche feststehen, erfolgt eine Spitzabrechnung durch EnBW, bei der durch EnBW entweder noch fehlende Zertifikate zum aktuellen EUA-Spotpreis (ICE ENDEX EUA Daily Future) beschafft bzw. beigestellt und in Rechnung gestellt werden oder überzählige Zertifikate für den Verbrauch im Folgejahr gutgeschrieben werden. Ist eine Verwendung im Folgejahr bspw. aufgrund endgültiger Stilllegung der Anlage nicht möglich, verkauft EnBW die Zertifikate, die nicht mehr verwendet werden können zum aktuellen EUA-Spotpreis (ICE ENDEX EUA Daily Future). Die EnBW hat den entsprechenden Erlös an TransnetBW auszukehren. Die im Netzreservebilanzkreis der EnBW angefallenen Ausgleichsenergiekosten bzw. -erlöse.
- d) Kosten und Erlöse aus der Verstromung/Verwertung von Restbrennstoffmengen sowie Hilfs- und Zusatzstoffen gemäß Ziffer 4.18 des Netzreservevertrages
- e) Kosten und Erlöse durch einen Zwangseinsatz von HKW1 oder HKW2, der aus der Beseitigung der Selbstentzündungsgefahr der Kohle gemäß Ziffer 4.19 des Netzreservevertrages resultiert, werden von TransnetBW leistungsanteilig (Nennleistung HKW1/((Nennleistung HKW1) + (Nennleistung HKW2))) getragen bzw. gutgeschrieben.
- f) Stromeigenbedarf

Hinsichtlich der Stromlieferung für den Eigenbedarf von Alt HKW1 gemäß Ziffer 4.20 des Netzreservevertrages vereinbaren die Vertragsparteien folgende Konditionen für die Kostenweiterverrechnung:

¹ Beispiel: Für den Januar 2025 werden von EnBW CO₂-Emissionen in Höhe von [REDACTED] ermittelt. Da der 15. Februar 2025 ein Samstag ist, beschafft EnBW am Montag, den 17. Februar 2025, an der ICE 10 EUA-Future-Kontrakte für den Dezember 2025. Der Settlementpreis für dieses Produkt beträgt am 17. Februar [REDACTED] €/t. EnBW stellt TransnetBW eine Abschlagsrechnung in Höhe von [REDACTED] in Rechnung.

Leistungskosten:

pauschal [REDACTED] im Monat (dies entspricht [REDACTED] /kW/Monat bezogen auf [REDACTED] Eigenbedarfsleistung)

Arbeitskosten:

[REDACTED] EPEX-Spotmarktpreis Euro/MWh

Die Abrechnung erfolgt monatlich auf Basis der entsprechenden Zählwerte. Die Netznutzungsentgelte sowie gesetzl. Abgaben, Umlagen und Steuern werden auf Basis der Rechnungsstellung der Netzbetreiber bzw. gesetzlicher Basis im tatsächlich angefallenen Umfang ebenfalls weiter verrechnet.

g) Kostenerstattung für ggf. ausgekoppelte Fernwärme gemäß Ziffer 4.21

Über eine Messeinrichtung wird die ggf. aus dem HKW 1 ausgekoppelte Fernwärmearbeitsmenge in MWh bestimmt. EnBW erstattet TransnetBW die Kosten für die äquivalente Menge an eingespartem elektrischen Strom, die bei einer entsprechenden Fernwärmeerzeugung in den E-Kesseln angefallen wären, wie folgt:

Kostenerstattung pro MWh = [REDACTED]

Dabei ist der Faktor [REDACTED] der Wirkungsgrad der E-Kessel. Ferner erstattet EnBW der TransnetBW die Arbeitskomponente inkl. der arbeitsabhängigen Aufschläge auf die Netzentgelte sowie die Stromsteuer, jeweils entsprechend der aktuell geltenden gesetzlichen Regelungen, soweit diese für EnBW bei einem äquivalenten Betrieb der E-Kessel angefallen wären. Die Abrechnung erfolgt monatlich auf Basis der entsprechenden Messwerte.

h) Kosten für Wasserentnahmeentgelte

EnBW legt diesbezüglich der TransnetBW zugleich den jeweiligen Gebührenbescheid in Kopie zusammen mit der Rechnung vor.

IV. Opportunitätskosten (Kapitalbindungskosten)

Die Berechnung der Opportunitätskosten (hier Kapitalbindungskosten) auf Grundlage des § 13c Abs. 3 EnWG und § 6 Abs. 1 NetzResV erfolgt auf Basis der Höhe des gebundenen Kapitals nach Vorgabe des Hinweispapiers der Bundesnetzagentur bezüglich dem Umgang mit den Opportunitätskosten nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG vom 16.07.2021, siehe Anhang 1c.

V. Auskehrung investiver Restwerte

Der Restwert etwaiger investiver Vorteile bestimmt sich nach der tatsächlichen Verwertung der Anlagenteile – sei es als Gebrauchsgegenstand oder sei es als Quelle der Materialverwertung („Verschrottung“) – zu der ein unabhängiger Vermarkter als Grundlage der Restwertermittlung herangezogen wird. In diesem Falle hat der Anlagenbetreiber die entsprechende Vermarktung dem Grunde und der Höhe nach durch Beibringung tauglicher Unterlagen (Kaufvertragsurkunde, Bestellschein, Rechnung, etc.) nachzuweisen.

Nach Abstimmung zwischen den Vertragsparteien kann der Restwert der investierten Vorteile alternativ durch TransnetBW oder mittels des Gutachtens eines unabhängigen Sachverständigen bestimmt werden. Soweit ein unabhängiger Gutachter oder Sachverständiger für die Restwertermittlung hinzugezogen wird, ist dieser von TransnetBW in Absprache mit der EnBW zu bestellen. Die Kosten für die Bestellung des Sachverständigen können gegenüber der BNetzA angesetzt werden, soweit diese unter Beachtung des Wirtschaftlichkeitsprinzips angefallen sind. Sofern sich TransnetBW im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse dazu entscheidet eine eigene Beurteilung vorzunehmen, ist diese in geeigneter Weise zu dokumentieren. Das Wirtschaftlichkeitsprinzip wird analog zum 4-Stufen Modell angewendet.

TransnetBW ist berechtigt, auf dieser Grundlage den Anspruch nach § 13c Abs. 4 S. 2 EnWG durch Rechnungslegung mit Zahlungsziel von 30 Tagen gegenüber EnBW fällig zu stellen.

VI. Nachträgliche Inrechnungstellung von Kosten

Im Zusammenhang mit der Erfüllung dieses Vertrages kann es dazu kommen, dass die der EnBW entstehenden Kosten bzw. Erlöse sowie die im Zusammenhang mit einer rechtskräftigen gerichtlichen Entscheidung festgestellte Kosten gemäß Ziffer 6.15 des Netzreservevertrages erst nach Beendigung dieses Vertrages weiterverrechnet werden können.

So werden beispielsweise CO₂-Zertifikate für das Vorjahr erst im Folgejahr spitz abgerechnet oder eine Spitzenabrechnung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle für bestimmte Brennstoffe (z.B. Deutsche Steinkohle) erst im Folgejahr erstellt. Dadurch können Kosten, die im letzten Vertragsjahr entstanden sind, erst im darauffolgenden Jahr und damit erst nach Beendigung dieses Vertrages weiterverrechnet werden. Die Vertragsparteien vereinbaren daher, dass alle im Zusammenhang mit diesem Vertrag entstehenden Kosten auch nachträglich nach Ende der Vertragslaufzeit gemäß Ziffer 13.1 des Vertrages auf Nachweis durch die EnBW der TransnetBW unverzüglich in Rechnung gestellt werden können. Diesbezüglich finden die Regelungen gemäß Ziffer 6.20 bis 6.25 des Vertrages entsprechend Anwendung.

Beispiele hierfür sind (ohne Anspruch auf Vollständigkeit):

- Spezifische Beschaffungssystematik
- Kosten für Brennstoffbeschaffung und -logistik
- CO₂-Zertifikate (Folgejahr s.o.)
- Lieferverzögerungen Dritter
- Verstromung, Verwertung, Entsorgung, Verladung und Abtransport von Restbrennstoffmengen sowie Hilfs-, Betriebs-, Rest und Zusatzstoffen
- Alle in diesem Zusammenhang anfallenden Kosten für Personal, Einholung von Genehmigungen, Gutachten sowie weiterer technischer Maßnahmen

- Die gesetzlichen Abgaben, Umlagen und Steuern sind nach der jeweils geltenden Rechtslage zu zahlen.

Eine nachträgliche Verrechnung ist auch im Hinblick auf von sich im Rahmen der Deckung des Stromeigenbedarfs nach Ziffer 4.20 ggf. anfallenden gesetzliche Abgaben, Umlagen und Steuern möglich, insbesondere soweit die zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses bestehende Rechtslage und/oder –auffassung sich nachträglich ändern sollte. Zur Ermittlung des Verjährungsbeginns ist dabei auf den Zeitpunkt abzustellen, an dem bei EnBW erstmalig Mittelablässe tatsächlich anfallen.

Anhang 5a: Ergebnisdokumentation ALT HKW1 BK8-22/4002-R



Bundesnetzagentur

Ergebnisdokumentation
für die endgültig stillzulegende Energieerzeugungsanlage
Altbach HKW 1
BK8-22/4002-R

0. Vorbemerkung.....	3
1. Allgemeines zu erstattungsfähigen Kosten.....	5
1.1. Erstattung der Betriebsbereitschaftsauslagen.....	6
1.1.1. Schlüsselung von Kostenpositionen.....	6
1.1.2. Periodenfremde Aufwendungen / Plankosten.....	6
1.1.3. Opportunitätskosten.....	7
1.2. Erstattung der Erzeugungsauslagen.....	7
1.3. Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft.....	8
1.4. Werteverbrauch der technischen Anlagen oder Anlagenteile.....	8
1.5. Rückzahlung investiver Vorteile.....	9
1.6. Grundsätze der Prüfmethode.....	9
2. Erstattungsfähige Kosten aus der Gewinn- und Verlustrechnung.....	11
2.1. Materialaufwand.....	11
2.1.1. Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie für bezogene Waren.....	11
2.1.1.1. Brennstoffe und Emissionsrechte.....	11
2.1.1.2. Periodenfremde RHB.....	11
2.1.1.3. Sonstige Aufwendungen RHB.....	12
2.1.2. Aufwendungen für bezogene Leistungen.....	12
2.1.2.1. Instandhaltung und Reparaturen.....	13
2.1.2.2. Periodenfremde Aufwendungen.....	13
2.1.2.3. Sonstige Aufwendungen für bezogene Leistungen.....	13
2.2. Personalaufwand.....	14
2.2.1. Löhne und Gehälter.....	15
2.2.2. Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung.....	16
2.2.3. Altersversorgung.....	16
2.2.4. Soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen.....	17
2.3. Abschreibungen.....	17
2.4. Sonstige betriebliche Aufwendungen.....	17
2.4.1. Fremdleistung für Verwaltung und Vertrieb.....	17
2.4.2. Aufwand aus konzerninterner Verrechnung.....	17
2.4.3. Mieten/Pachten/ Leasing.....	18
2.4.4. Versicherungen.....	18
2.4.5. Porto, Telefon und Büromaterial.....	19

- 1 -

2.4.6.	Rechts- und Beratungskosten.....	19
2.4.7.	Werbeaufwand, Öffentlichkeitsarbeit	19
2.4.8.	Weiterbildungs- und Fortbildungskosten.....	19
2.4.9.	Reisekosten	19
2.4.10.	Bewirtungskosten	19
2.4.11.	Abgaben (i. W. Wasserpfennig)	20
2.4.12.	Periodenfremde Aufwendungen	20
2.4.13.	Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen	20
2.4.14.	Sonstiges.....	20
2.5.	Zinsen und ähnliche Aufwendungen.....	21
3.	Sonstige Betriebliche Steuern.....	21
4.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge.....	21
4.1.	Sonstige betriebliche Erträge.....	21

0. Vorbemerkung

Mit Schreiben vom 27.03.2017 an den Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW GmbH (ÜNB) wurde die endgültige Stilllegung der Anlage zur Erzeugung elektrischer Energie Altbach HKW 1 (Energieerzeugungsanlage) zum 27.03.2018 angezeigt. Die Energieerzeugungsanlage wurde vom Übertragungsnetzbetreiber erstmals mit Schreiben vom 07.04.2017 als systemrelevant ausgewiesen und die Systemrelevanzausweisung durch Bescheid der Bundesnetzagentur vom 05.07.2017 genehmigt. Aufgrund der aktuellen Systemrelevanzausweisung durch den ÜNB vom 29.03.2022, genehmigt durch die Bundesnetzagentur mit Bescheid vom 29.06.2022 (Az. 4.14.03.02_22-012), ist die Energieerzeugungsanlage für die Dauer der genehmigten Systemrelevanz vom 01.04.2023 bis 31.03.2025 gemäß §§ 13b Abs. 5; 13c Abs. 4 S. 1; 13d Abs. 1 EnWG für Zwecke der Netzreserve vorzuhalten.

Die Höhe der festzulegenden Kostenerstattung für die einzelnen Vertragsjahre des Ausweisungszeitraums erfolgt hier auf Basis des durch die Anlagenbetreiberin übersendeten Erhebungsbogens mit dem Basisjahr 2021 (EHB 2021).

Tarifanpassungen beim Personalaufwand (Kostenposition 6.) werden bei der festzulegenden Höhe der Kostenerstattung für die einzelnen Vertragsjahre des Ausweisungszeitraums monatsgenau berücksichtigt. Dabei werden die schon jetzt feststehenden Tarifanpassungen in den Jahren 2021, 2022, 2023 sowie 2024 bei der festzulegenden Höhe der Kostenerstattung bereits im abzuschließenden Netzreservevertrag berücksichtigt (ab 01.03.2021: +2,1%, ab 01.05.2022: +1,6%, ab 01.03.2023: +5,5%, ab 01.01.2024: +3,0%). Sobald die Tarifsteigerung im 2. Quartal 2024 mit Wirkung ab dem 01.05.2024 feststeht, wird die Kostenerstattung für den Personalaufwand ab dem 01.05.2024 entsprechend dem Tarifergebnis angepasst.

Das Wasserentnahmeentgelt ist ein variabler, einsatzabhängiger Kostenbestandteil. Dieser wird aus den Leistungsvorhaltekosten herausgenommen und ist separat als variabler Kostenbestandteil mit dem ÜNB abzurechnen.

Die Bildung der Netzreserve und der Einsatz der Anlage erfolgt gemäß § 13d Abs. 3 S. 1 EnWG auf Grundlage eines Vertrags, der in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur nach Maßgabe der Bestimmungen der Netzreserveverordnung (NetzResV) zwischen der Anlagenbetreiberin und dem ÜNB abzuschließen ist. In Abstimmung mit

der Bundesnetzagentur ist in dem Vertrag insbesondere gemäß § 6 Abs. 2 S. 1 NetzResV der Umfang der Kostenerstattung für die Nutzung der Anlage im Rahmen der Netzreserve festzulegen.

Zu diesem Zweck wurden der Beschlusskammer 8 insbesondere mit Schreiben vom 17.03.2023 Kostendaten sowie mit Schreiben vom 25.07.2023 entsprechende Nachweise und Erörterungen übermittelt. Die vorläufige Ergebnisdokumentation wurde der Anlagenbetreiberin mit Schreiben vom 21.09.2023 zugestellt. Die Anlagenbetreiberin hat mit Schreiben vom 17.10.2023 ihre Ausführungen zur vorläufigen Ergebnisdokumentation übersandt. Die Beschlusskammer 8 hat eine Prüfung der als Betriebsbereitschaftsauslagen berücksichtigungsfähigen Kosten nach den Maßgaben des EnWG und der NetzResV vorgenommen. Nachfolgend werden die Prüfungsergebnisse dokumentiert.

1. Allgemeines zu erstattungsfähigen Kosten

Von den ÜNB werden jährlich Systemanalysen durchgeführt, um den erforderlichen Bedarf an Kraftwerkskapazitäten für netzstabilisierende Maßnahmen festzustellen. Stehen für die Durchführung von netzstabilisierenden Maßnahmen nicht ausreichend Energieerzeugungsanlagen am Markt zur Verfügung, so beschafft der Übertragungsnetzbetreiber aus vorhandenen, zur Stilllegung angezeigten Energieerzeugungsanlagen die erforderlichen Kapazitäten. Diese sogenannten „Netzreservekraftwerke“ müssen von den ÜNB im Vorfeld als systemrelevant ausgewiesen worden sein und werden ausschließlich außerhalb des Energiemarktes zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems herangezogen.

Durch die Ausweisung der Systemrelevanz entsteht der Anlagenbetreiberin gegenüber dem ÜNB ein Vergütungsanspruch. Der Vergütungsanspruch des Betreibers einer Anlage, deren **endgültige Stilllegung** nach § 13b Abs. 5 S. 1 verboten ist, ist in § 13c Abs. 3 EnWG geregelt. Demnach ist dem Betreiber einer Anlage, deren endgültige Stilllegung nach § 13b Abs. 5 S. 1 EnWG verboten ist, eine Vergütung für die Verpflichtung nach § 13b Abs. 5 S. 1 EnWG durch den jeweiligen Betreiber des Übertragungsnetzes zu zahlen. Die Anlagenbetreiberin hat Anspruch auf Erstattung von

- Erhaltungsauslagen für Erhaltungsmaßnahmen, die nach dem Zeitpunkt der Systemrelevanzausweisung vorgenommen werden,
- Betriebsbereitschaftsauslagen nach § 6 NetzResV,
- Erzeugungsauslagen,
- Opportunitätskosten und
- anteiligem Werteverbrauch.

Zusätzliche Voraussetzung ist, dass die Erhaltungsauslagen bzw. die Betriebsbereitschaftsauslagen tatsächlich der Vorhaltung und dem Einsatz der Anlage in der Netzreserve zu dienen bestimmt sind. Die Erstattung von Kosten für Erhaltungsmaßnahmen, die unabhängig von dem Erhalt der Betriebsfähigkeit der Anlage für den Netzreservebetrieb ergriffen werden, ist somit ausgeschlossen.

1.1. Erstattung der Betriebsbereitschaftsauslagen

Gemäß § 13c Abs. 1 (i.V.m. Abs. 3 S.1 Nr. 2, S. 2) EnWG werden der Anlagenbetreiberin die für die Vorhaltung und Herstellung der Betriebsbereitschaft notwendigen Auslagen erstattet. Diese Betriebsbereitschaftsauslagen umfassen zum einen einmalige Kosten für die Herstellung der Betriebsbereitschaft sowie einen Leistungspreis, der für die Bereithaltung der betreffenden Anlage gewährt wird. In § 13c Abs. 1 Nr. 1 lit. b EnWG wird hierzu ausgeführt, dass nur Kosten berücksichtigt werden können, die dem Betreiber zusätzlich und fortlaufend auf Grund der Vorhaltung der Anlage für die Netzreserve entstehen. Die Bestimmung der Leistungsvorhaltekosten erfolgt unter Zugrundlegung der Daten des handelsrechtlichen Jahresabschlusses, hier des Jahres 2021. Die Gewinn- und Verlustrechnung stellt die Grundlage für die Ermittlung der jährlichen Leistungsvorhaltekosten dar.

1.1.1. Schlüsselung von Kostenpositionen

Die zu Grunde gelegten Schlüssel müssen sachgerecht sein und den Grundsatz der Stetigkeit beachten. Hierbei sind die Vorgaben des § 252 HGB stets zu berücksichtigen. Die Schlüssel sind für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren. Änderungen eines Schlüssels sind nur zulässig, sofern diese sachlich geboten sind. Die hierfür maßgeblichen Gründe sind nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren.

Die Darlegung einer sachgerechten Schlüsselung kann durch Schlüssel gestützt werden, die eine möglichst große Nähe zur tatsächlichen Kostenverteilung aufweisen. Stundenaufschreibungen einer Lohnbuchhaltung z.B. lassen eine anteilige Verteilung der Kostenstelle auf den Kraftwerksbetrieb plausibler erscheinen, als Umsatz- oder Gewinnschlüssel. Die Beschlusskammer behält sich vor, auch sachgerechtere Schlüsselungen zur Anwendung zu bringen.

1.1.2. Periodenfremde Aufwendungen / Plankosten

Periodenfremde Aufwendungen und Plankosten sind grundsätzlich nicht anerkennungsfähig. Die Bestimmung der Leistungsvorhaltekosten erfolgt unter Zugrundlegung der Daten des handelsrechtlichen Jahresabschlusses, hier des Jahres 2021. Die Gewinn- und Verlustrechnung stellt die Grundlage für die Ermittlung der jährlichen Leistungsvorhaltekosten dar, die der Anlagenbetreiberin i.d.R. monatlich anteilig ausge-

zahlt werden. Da der auf dieser Basis ermittelte Leistungspreis über die jeweilige Vertragsdauer konstant bleibt, müssen die jährlich anzuerkennenden Kosten repräsentative Kosten für die jeweilige Vertragsdauer darstellen. Damit sind jährliche Verwerfungen wie periodenfremde Aufwendungen und/oder Plankosten grundsätzlich zu vernachlässigen, da diese Kosten gerade keine repräsentativen, jährlich wiederkehrenden Kosten darstellen. Dies resultiert aus den Vorgaben des § 13c Abs. 1 S. 1 Nr. lit. b (i.V.m. Abs. 3 S.1 Nr. 2) EnWG, wonach der Leistungspreis als pauschalierter Betrag (Euro in Megawatt) auf Grundlage der jeweils ermittelten Erfahrungswerte der Anlage festgelegt werden kann.

1.1.3. Opportunitätskosten

Im Rahmen der anererkennungsfähigen Opportunitätskosten erhält die Anlagenbetreiberin eine marktangemessene Verzinsung als Ausgleich für die entgangenen Verwendungsmöglichkeiten seiner Anlagen. Opportunitätskosten, in Form einer angemessenen Verzinsung, sind nur zu erstatten, wenn und soweit eine verlängerte Kapitalbindung in Form von Grundstücken und anderen weiterverwertbaren technischen Anlagen auf Grund deren Verpflichtung für die Netzreserve besteht. Darüber hinaus gehende Opportunitäten sind nicht zu erstatten.

Diese Position ist nicht Bestandteil der Leistungsvorhaltekosten und wird gesondert erstattet. Hierfür ist eine entsprechende vertragliche Regelung vorzunehmen, die den damit einhergehenden Vergütungsanspruch abbildet.

1.2. Erstattung der Erzeugungsauslagen

Unter der Kostenart der Erzeugungsauslagen wird ein Arbeitspreis in Form der notwendigen Auslagen für eine Einspeisung der Anlage gewährt. Diese Kosten werden als variable Kosten gemäß § 13c Abs.1 S. 1 Nr. 2 und S. 4 bzw. i.V.m. Abs. 3 Nr. 3 EnWG gesondert vergütet.

Die Vergütung ist im abzuschließenden Vertrag zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und der Anlagenbetreiberin unter Berücksichtigung folgender Komponenten zu vereinbaren:

P_{REF} Referenzpreis für den jeweiligen Energieträger
 $H_{\Delta q}$ mengenäquivalenter Energiegehalt des jeweiligen Energieträgers

P_{CO_2}	CO ₂ -Zertifikatspreis
H_{CO_2}	mengenäquivalente CO ₂ -Emissionen des jeweiligen Energieträgers
η	anlagenspezifischer Nettowirkungsgrad

Ergänzend dazu ist die Erstattung des Stromeigenverbrauchs für das Anfahren der Energieerzeugungsanlage im Reservebetrieb als variable Kosten vorgesehen (siehe 2.1.1.3.).

Diese Position ist nicht Bestandteil der Leistungsvorhaltekosten und wird gesondert erstattet. Hierfür ist eine entsprechende vertragliche Regelung vorzunehmen, die den damit einhergehenden Vergütungsanspruch abbildet.

Ebenfalls werden von dieser Position auch keine Kosten gemäß § 13f EnWG für eine gesicherte Gaskapazität umfasst. Die Erstattung in der Netzreserve erfolgt gesondert.

1.3. Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft

Im Rahmen der Betriebsbereitschaftsauslagen werden gemäß § 13c Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. a (i.V.m. Abs. 3 S. 1 Nr. 2, S. 2) EnWG die einmaligen Kosten für die Herstellung der Betriebsbereitschaft der Energieerzeugungsanlage anerkannt. Hierbei handelt es sich um außerordentliche Kosten, die nicht bereits im Leistungspreis abgegolten sind. Die Kosten stellen eine Besonderheit innerhalb der ausgewiesenen Systemrelevanz dar und sind für den Netzreservebetrieb notwendig bzw. dienen zur Herstellung der Betriebsbereitschaft. Hierunter können z. B. Revisionen, Beschaffung von Vorratsbrennstoffen, immissionsschutzrechtliche Prüfungen sowie Kosten für Reparaturen außergewöhnlicher Schäden subsumiert werden. Die Kosten werden gesondert zu dem Leistungspreis erstattet.

1.4. Werteverbrauch der technischen Anlagen oder Anlagenteile

Gemäß § 6 Abs. 1 S. 2 NetzResV sind Kosten, die auch im Fall einer endgültigen Stilllegung angefallen wären, im Rahmen der Netzreserve nicht erstattungsfähig. Dementsprechend kann gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 NetzResV nur derjenige Werteverbrauch der weiterverwertbaren technischen Anlagen oder der Anlagenteile in Ansatz gebracht werden, der unmittelbar durch einen tatsächlichen Einsatz in der Netzreserve verursacht wird. Grundlage für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs sind dabei gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 NetzResV i.V.m. § 13c Abs. 1 S. 3 EnWG die handelsrechtlichen Restwerte und die handelsrechtlichen Restnutzungsdauern in Jahren. Anerkennungsfähig ist diejenige Kostenhöhe, die sich nach der „Aufhebung und Neufestlegung der

- 8 -

Feststellung zur Beschaffung und Vergütung von Redispatch-Maßnahmen nach §§ 13 Abs. 1 Nr. 2 und 13a EnWG“ (BK8-18/0007-A) vom 19.05.2021 bzw. einer Folgefestlegung zur Vergütung der Redispatch-Maßnahmen ergibt. Da aufgrund des Verweises in § 13c Abs. 3 S. 3 i. V. m. § 13c Abs. 1 S. 1 S. 3 EnWG für die Bestimmung des anteiligen Wertebrauchs bei den Netzreservekosten dieselben Maßgaben gelten, wie bei den Redispatchkosten, ist mit diesem Beschluss insoweit auch die Entscheidung zum Vorgehen bei den Netzreservekosten getroffen.

Diese Position ist nicht Bestandteil der Leistungsvorhaltekosten und wird gesondert erstattet. Hierfür ist eine entsprechende vertragliche Regelung vorzunehmen, die den damit einhergehenden Vergütungsanspruch abbildet.

1.5 Rückzahlung investiver Vorteile

Wird die Energieerzeugungsanlage endgültig stillgelegt, so ist gemäß § 13c Abs. 4 S. 2 und S. 3 EnWG der Restwert der investiven Vorteile bei wiederverwertbaren Anlageanteilen, die der Anlagenbetreiberin im Rahmen der Erhaltungsauslagen und der Betriebsbereitschaftsauslagen im Sinne von § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 1 und Nr. 2 EnWG erhalten hat, zu erstatten. Maßgeblich ist der Restwert zu dem Zeitpunkt, ab dem die Energieerzeugungsanlage nicht mehr als Netzreserve vorgehalten wird.

Durch die Regelung soll zugleich sichergestellt werden, dass die Anlagenbetreiberin bei einer Rückkehr der Energieerzeugungsanlage an die Strommärkte keine Vorteile erhält, die weit überwiegend investiver Natur sind und ihn gegenüber anderen Marktteilnehmern privilegieren würde.

Die zu erstattenden Kosten sind nicht Teil der Leistungsvorhaltekosten und können erst nach der Rückkehr an den Strommarkt bzw. bei einer endgültigen Stilllegung festgestellt und dem Netznutzer wieder gutgebracht werden.

1.6 Grundsätze der Prüfmethodik

Grundsätzlich sind Kosten nur anzuerkennen, wenn sie einen eindeutigen Bezug zur stillzulegenden Energieerzeugungsanlage aufweisen. Kosten, die nicht ursächlich aus dem Betrieb der Energieerzeugungsanlage entstehen oder dem Betrieb der Energieerzeugungsanlage zu dienen bestimmt sind, sind folglich nicht zu berücksichtigen.

Demgemäß sind Kosten, die ihrem Entstehungsgrunde oder ihrem Verwendungszweck nach anderen Unternehmensaktivitäten zuzuordnen sind, grundsätzlich nicht berücksichtigungsfähig.

Eine Besonderheit stellen Gemeinkosten dar, welche buchhalterisch nicht ohne weiteres direkt zugeordnet werden können. Sie fallen i.d.R. für mehrere Geschäftsbereiche an. Typischerweise handelt es sich dabei um Overheadkosten wie Controlling, Einkauf, Rechnungswesen etc. Diese Kosten können mit Hilfe eines geeigneten Schlüssels sachgerecht auf die einzelnen Tätigkeitsbereiche verteilt werden. Es gibt mehrere Arten von Schlüsseln, die sich z.B. an Personal- oder Umsatzkennzahlen orientieren.

Für die Gemeinkosten ist der unmittelbare Nachweis problematisch, da es sich bei der Stilllegungsentscheidung lediglich um eine prognostische bzw. planerische Entscheidung handelt, die aufgrund des ausgesprochenen Stilllegungsverbotes nicht zur Umsetzung gelangt. Überdies hängt der Abbau von Gemeinkosten nicht immer zwingend mit der Stilllegung des Kraftwerks zusammen; er ist zudem stark von der Größe des Unternehmens abhängig. So wird z.B. bei einem Unternehmen mit nur einem oder zwei Tätigkeitsbereichen der Druck bei Wegfall einer Tätigkeit Gemeinkosten abzubauen, deutlich höher sein, als bei einem Unternehmen mit einer wesentlich komplexeren Unternehmensstruktur.

Kann die Anlagenbetreiberin im Rahmen der Beweislast keine bewertbaren Nachweise vorlegen, so können gemäß § 13c Abs. 1 Nr. 1 lit. b (i.V.m. Abs. 3 S. 1 Nr. 2) EnWG der Energieerzeugungsanlage zurechenbare Gemeinkosten der Anlagenbetreiberin bis zu einer Höhe von 5 % der übrigen Kosten dieser Nummer pauschal als Gemeinkosten anerkannt werden. Der Nachweis höherer Gemeinkosten durch die Anlagenbetreiberin, nach Vorlage entsprechender Nachweise, ist möglich.

Die Anlagenbetreiberin trägt die Darlegungs- und Beweislast für die Tatsache, dass die geltend gemachten Aufwendungen tatsächlich entstanden sind. Dies ergibt sich bereits aus der Natur der zu prüfenden Informationen, die allesamt dem internen und externen Rechnungswesen der Anlagenbetreiberin entstammen. Diese internen Vorgänge sind der Beschlusskammer nicht bekannt, solange die Anlagenbetreiberin nicht selber die beurteilungsrelevanten Kosten darlegt und diese dezidiert nachweist. 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 der Anlagenbetreiberin gegenüber; die Mitwirkungspflicht begrenzt die Amtsermittlungspflicht der Verwaltungsbehörde. Diese braucht entscheidungserhebliche Tatsachen nicht zu ermitteln, die der Betroffene ihr zu unterbreiten hat (vgl. BGH, EnVR 79/07, Rn. 21; BVerwG, 5 C 27/85, NVwZ 1987, 405). Nicht nachgewiesene Kosten sind nicht anerkennungsfähig (so auch: OLG Düsseldorf, VI-3 Kart. 472/06 (V) und BGH, EnVR 6/08).

Die nachfolgende Dokumentation der erstattungsfähigen Kosten orientiert sich dem Grunde nach an dem Aufbau und der Struktur der Gewinn- und Verlustrechnung gemäß § 275 HGB.

2. Erstattungsfähige Kosten aus der Gewinn- und Verlustrechnung

2.1. Materialaufwand

Der Materialaufwand umfasst alle Aufwendungen, welche bei der Beschaffung oder dem Verbrauch von Rohstoffen oder Waren entstehen. Dazu gehören auch die unter der Position Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe verbuchten Aufwendungen. Bei der Erzeugung von elektrischer Energie durch fossile Energieerzeugungsanlagen werden Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe verbraucht. Diese werden, wie oben unter Gliederungspunkt 1.2 „Erstattung der Erzeugungsauslagen“ dargestellt, gesondert vergütet. Entsprechend sind die Aufwendungen der Gewinn- und Verlustrechnung nicht zu berücksichtigen.

2.1.1. Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie für bezogene Waren

2.1.1.1. Brennstoffe und Emissionsrechte

Wie oben unter dem Gliederungspunkt 1.2. „Erstattung der Energieerzeugungsanlagen“ bereits hinreichend erläutert, werden variable Kosten gesondert vergütet. Entsprechend sind die Aufwendungen der Gewinn- und Verlustrechnung nicht zu berücksichtigen.

2.1.1.2. Periodenfremde RHB

Periodenfremde Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sind nicht anerkennungsfähig, da es sich zum einen um variable Kosten handelt, die ggf. separat (über den Arbeitspreis) vergütet werden. Zum anderen ist, wie oben unter dem Gliederungspunkt 1.1.2 Perio-

denfremde Aufwendungen / Plankosten bereits beschrieben, auf jährlich wiederkehrende, repräsentative Kosten abzustellen, womit periodenfremde Aufwendungen per Definition bereits ausgeschlossen sind.

2.1.1.3. Sonstige Aufwendungen RHB

Unter der Position 5.1.3 sonstige Aufwendungen RHB sind Materialkosten zu erfassen, die erzeugungsunabhängig entstehen. Beispiele für derartige sonstige Aufwendungen sind beispielsweise der Kraftstoffverbrauch der Fahrzeuge oder auch Kosten für die Betriebsführung wie Verbrauch von Gas, Strom, Wasser und Fernwärme etc.

Mit Schreiben vom 17.03.2023 fügte die Anlagenbetreiberin den Kostendaten für das Betrachtungsjahr 2021 eine Hochrechnung auf das Jahr 2023 bei. In dieser nimmt die Anlagenbetreiberin für die GuV-Positionen 5.1.3 sonstige Aufwendungen RHB und 5.2.1 Instandhaltung und Reparaturen pauschale Kostenaufschläge i.H.v. [REDACTED] vor. Sie begründet diese mit sprunghaft gestiegenen Einsatzzeiten ab dem Jahr 2022 und allgemeinen Preissteigerungen, wodurch die Instandhaltungskosten nach dem Basisjahr 2021 zunehmen.

Mit Verweis auf den Gliederungspunkt 1.1.2 Periodenfremde Aufwendungen / Plankosten handelt es sich bei den pauschalen Kostenaufschlägen um Plankosten, die von einer Anerkennung als Leistungsvorhaltekosten ausgeschlossen sind. Sie stellen keine jährlich wiederkehrenden, repräsentativen Kosten dar.

In der Stellungnahme vom 17.10.2023 wies die Anlagenbetreiberin erneut auf die erhöhte Einsatzzeit bzw. produzierte Strommenge der Energieerzeugungsanlage ab dem Jahr 2022 und der damit zusammenhängenden Belastung der Anlage hin. Dieser Umstand führt unweigerlich zu höheren Aufwendungen für Ersatzteile sowie für Instandhaltung und Reparaturen (Kostenpositionen 5.1.3 und 5.2.1). Um dieser Situation in der Kostenerstattung ausreichend Rechnung zu tragen, werden für die Kostenpositionen 5.1.3 und 5.2.1 die Kosten aus dem Jahr 2022 i.H.v. [REDACTED] (5.1.3) bzw. [REDACTED] (5.2.1) berücksichtigt.

2.1.2. Aufwendungen für bezogene Leistungen

Die unter der Position 5.2. Aufwendungen für bezogene Leistungen des Erhebungsbogens anererkennungsfähigen Aufwendungen sind nur solche Aufwendungen, die bei betriebswirtschaftlicher Betrachtungsweise dem Materialaufwand zuzuordnen sind.

Demgegenüber sind Leistungen Dritter, die nicht überwiegend dem Stoff- bzw. Materialeinsatz zugeordnet werden können, unter den sonstigen betrieblichen Aufwendungen auszuweisen (siehe unten Position 2.4.).

2.1.2.1. Instandhaltung und Reparaturen

In den jährlich fixierten Leistungsvorhaltekosten für Instandhaltung und Reparaturen sind derartige laufende Kosten zu berücksichtigen, die sich auf Planung und Abwicklung von Instandhaltungsmaßnahmen vor Eintritt eines bestimmten schadensbedingten Anlagenzustandes bzw. eines ungesteuerten Anlagenausfalls beziehen. Zu den anzuerkennenden Kosten für Maßnahmen der laufenden Instandhaltung zählen maßgeblich Kosten für Wartungsarbeiten. Dazu zählen ggf. im Einzelfall auch vorbeugende Reparaturen, ein vorbeugender Austausch kleinerer Maschinenteile oder sonstige vorbeugende Maßnahmen, wie z.B. Schutzanstriche oder Installation von Warneinrichtungen. Ebenso sind hier kleinere Reparaturen zu verstehen.

An dieser Stelle wird auf den Gliederungspunkt 2.1.1.3. verwiesen.

2.1.2.2. Periodenfremde Aufwendungen

Wie unter dem Gliederungspunkt 1.1.2 Periodenfremde Aufwendungen / Plankosten bereits beschrieben, ist auf jährlich wiederkehrende, repräsentative Kosten abzustellen, womit periodenfremde Aufwendungen per Definition bereits ausgeschlossen sind.

2.1.2.3. Sonstige Aufwendungen für bezogene Leistungen

Unter der Position 5.2.3. „Davon sonstige Aufwendungen für bezogene Leistungen“ (im Erhebungsbogen) können i.d.R. die Netzentgelte und der Eigenverbrauch anerkannt werden.

Der Anlagenbetreiberin wurden in der dritten Vertragsperiode für die Position Kosten i.H.v. [REDACTED] anerkannt. Auf Basis vorgelegter Ganzjahreskosten für das Jahr 2021 hat die Anlagenbetreiberin Kosten i.H.v. [REDACTED] (vgl. 5.2.3 EHB) geltend gemacht.

Hiervon entfällt nach Angaben der Anlagenbetreiberin [REDACTED] auf Konzerndienstleistungen der GE Handel.

Hierzu wurde entsprechend der Ausführungen der Anlagenbetreiberin während des gemeinsamen Gesprächs am 28.02.2018 und Nachreichungen vom 09.03.2018 eine

analoge Handhabung wie bereits in den vorherigen SRA durch Berücksichtigung von [REDACTED] der Kosten der GE Handel vorgenommen. Dieses Vorgehen wird weitergeführt.

Die durch die Anlagenbetreiberin geltend gemachten Kosten i.H.v. [REDACTED] werden somit aus den unter Position 2.1.2.3. genannten Gründen teilweise um den Betrag i.H.v. [REDACTED] gekürzt und auf einen Betrag i.H.v. [REDACTED] festgestellt.

2.2. Personalaufwand

Personalkosten setzen sich aus den Kosten für Gehälter und Löhne (Lohnkosten), aus den Kosten für soziale Aufwendungen gem. § 275 Abs. 2 Nr. 6 lit. b HGB (Arbeitgeberanteile an der Unfallversicherung und Sozialversicherung (Angestellten-, Arbeiterrenten-, Knappschafts-, Kranken-, Pflege-, Arbeitslosenversicherung)) und aus den freiwilligen Personalnebenkosten gem. § 275 Abs. 2 Nr. 8 und Abs. 3 Nr. 7 HGB (Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung, z.B. Zuschüsse an Pensionskassen, Gratifikationen, Werkküchen, Werkwohnungen, Unterstützungseinrichtungen, Ausgaben für kulturelle und sportliche Förderung der Belegschaftsmitglieder) zusammen.

Beim Personalaufwand ist eine differenzierte Betrachtung zwischen den Kalenderjahren vorzunehmen, so dass für die einzelnen Jahre in dieser Position unterschiedliche berücksichtigungsfähige Kosten anzusetzen sind. Näheres ist den nachfolgenden Erläuterungen zu entnehmen.

Die Anlagenbetreiberin hat in ihrem Schreiben vom 25.07.2023 nähere Erläuterungen zur Ermittlung der Personalkosten dargelegt. Die Anlagenbetreiberin führt aus, dass neben der monatlichen Vergütung der Beschäftigten auch weitere Vergütungsbestandteile (Erfolgsbeteiligung, Urlaubsgeld, Weihnachtsgeld, Sonderzahlung) in der Berechnung des Personalaufwands einzubeziehen sind. Darüber hinaus wurden die Gehälter und Löhne sowie die sozialen Abgaben und Aufwendungen angehoben (ab 01.03.2021: +2,1%, ab 01.05.2022: +1,6%, ab 01.03.2023: +5,5%, ab 01.01.2024: +3,0%). Nachweise hierfür wurden in Form des entsprechenden Manteltarifvertrages, der korrespondierenden Betriebsvereinbarung sowie der jeweiligen Tarifverträge erbracht. Einmalige Sonderzahlungen stellen keine repräsentativen jährlich wiederkehrenden Kosten dar, daher können diese nicht jährlich in den Kosten berücksichtigt werden, sondern nur in den Jahren, in denen sie anfallen (hier 2022).

Vergütungsbestandteile	2021	2022	2023	2024

In der Berechnungslogik der Beschlusskammer wurde basierend auf den bereits feststehenden und nachgewiesenen Tarifsteigerungen ausgehend von den Löhnen und Gehältern 2021 [REDACTED] die genauen Löhne und Gehälter je Jahr inklusive der Vergütungssteigerungen berechnet.

		2023	2024	2025
6.	Personalaufwand			
6.1	Löhne und Gehälter			
6.1.a	davon periodenfremd			
6.2	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung			
6.2.1	davon für Altersversorgung			
6.2.2	davon für soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen			

Ausgehend vom eingereichten Erhebungsbogen (Basisjahr 2021) werden für das Jahr 2023 ein Betrag für den Personalaufwand in Höhe von [REDACTED] sowie für die Jahre 2024 und 2025 ein Betrag für den Personalaufwand in Höhe von [REDACTED] als Abschlag berücksichtigt. Sobald die Tarifsteigerung im 2. Quartal 2024 mit Wirkung ab dem 01.05.2024 feststeht, werden die Erstattungsbeträge für die Jahre 2024 und 2025 entsprechend dem Tarifergebnis angepasst.

2.2.1. Löhne und Gehälter

Unter der Position Löhne und Gehälter werden die Bruttobeträge der Arbeitsentgelte zusammengefasst. Zu Löhnen und Gehältern gehören alle Vergütungen, die die Belegschaftsmitglieder eines Anlagenbetreibers (Arbeiter und Angestellte) und Geschäftsführer sowie Mitglieder des Vorstands erhalten, gleichgültig in welcher Form sie gewährt werden, also auch Sachbezüge, Aufwandsentschädigungen etc. Die Buchung von Löhnen und Gehältern erfolgt auf besonderen Aufwandskonten als Teil der Personalkosten. Belege für berechnete und gezahlte Löhne und Gehälter können Lohnlisten und Gehaltslisten sein.

Der Betrag ist in der Regel der Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen, entweder

- beim Gesamtkostenverfahren unter Personalaufwand, getrennt in
 - (1) Löhne und Gehälter sowie
 - (2) soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung

oder

- beim Umsatzkostenverfahren separiert aus den Positionen Herstellungskosten, Vertriebs- und Verwaltungskosten.

Kosten aus der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit, Kosten aus der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Kosten von Betriebskindertagesstätten für Kinder, der beschäftigten Betriebsangehörigen, betreffen teilweise Lohnbestandteile. Bei allen Positionen ist zu beachten, dass die Kosten das übliche Maß im Rahmen des Auslagenersatzes nicht überschreiten dürfen.

2.2.2. Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung

Diese Position setzt sich aus Kosten für soziale Abgaben bzw. Aufwendungen gem. § 275 Abs. 2 Nr. 6 lit. b HGB (Arbeitgeberanteile an der Unfallversicherung und Sozialversicherung (Angestellten-, Arbeiterrenten-, Knappschafts-, Kranken-, Pflege-, Arbeitslosenversicherung)) und aus den freiwilligen Personalnebenkosten gem. § 275 Abs. 2 Nr. 8 und Abs. 3 Nr. 7 HGB (Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung, z.B. Zuschüsse an Pensionskassen, Gratifikationen, Werkküchen, Werkwohnungen, Unterstützungseinrichtungen, Ausgaben für kulturelle und sportliche Förderung der Belegschaftsmitglieder) zusammen.

2.2.3. Altersversorgung

Gem. § 275 Abs. 2 Nr. 8 und Abs. 3 Nr. 7 HGB können Aufwendungen für die Altersversorgung der Mitarbeiter eines Anlagenbetreibers entstehen; die ggf. für die Leistungsvorhaltekosten von Bedeutung sind. Der Auslagenersatz verhindert jedoch die Übernahme jeglicher Aufwendungen in die Betrachtung. Personalzusatzkosten (Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung) sind der Höhe nach anererkennungsfähig, wenn sie zu den Personalkosten in einem angemessenen

senen Verhältnis stehen. Insbesondere die betrieblichen Altersversorgungsmaßnahmen und Aufwendungen für Vorruhestandsregelungen sind dabei auf ein angemessenes Verhältnis zu begrenzen. Die Ansprüche der Arbeitnehmer selbst werden durch diese Prüfung nicht betroffen.

2.2.4. Soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen

Kosten für soziale Abgaben bzw. sonstige Aufwendungen gem. § 275 Abs. 2 Nr. 6 lit. b HGB (Arbeitgeberanteile an der Unfallversicherung und Sozialversicherung (Angestellten-, Arbeiterrenten-, Knappschafts-, Kranken-, Pflege-, Arbeitslosenversicherung)) sind ggf. berücksichtigungsfähig im Rahmen des Auslagenersatzes als Leistungsvorhaltekosten zu berücksichtigen. Die Aufwendungen für Soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen müssen ebenfalls in einem angemessenen Verhältnis zu den Personalkosten stehen.

2.3. Abschreibungen

Der Ansatz von Abschreibungen ist gemäß § 6 Abs. 1 S. 2 NetzResV grundsätzlich nicht möglich. Eine Ausnahme bildet insofern die Erstattung des anteiligen Werteverbrauchs nach den unter 1.4. dargestellten Maßgaben.

2.4. Sonstige betriebliche Aufwendungen

Die Beurteilung der Sachgerechtigkeit und Effizienz der jeweiligen Kostenansätze sind einer Einzelfallprüfung vorbehalten. Soweit abweichende Aspekte oder verallgemeinerungsfähige Grundsätze bei der Prüfung berücksichtigt wurden, sind diese im Folgenden ergänzend erläutert.

2.4.1. Fremdleistung für Verwaltung und Vertrieb

Fremdleistungen, die grundsätzlich anerkannt werden können, sind alle Leistungen, die dem eigenen Betriebszweck dienen (hier dem Betrieb der stillzulegenden Energieerzeugungsanlage). Sie werden jedoch von einem anderen Unternehmer erbracht werden (z. B. Vorleistungen, Subunternehmerleistungen, Lohnveredelungen usw.).

2.4.2. Aufwand aus konzerninterner Verrechnung

Beim Aufwand für konzerninterne Verrechnungen handelt es sich um den Aufwand für Dienstleistungen oder Produkte, die von Konzernunternehmen statt externen Anbietern zur Verfügung gestellt werden.

2.4.3. Mieten/Pachten/ Leasing

In dieser Position sind die für den Betrieb notwendigen Kosten für Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge zu verbuchen. Die Vereinbarung marktüblicher Ansätze ist darzulegen.

2.4.4. Versicherungen

In dieser Position sind die für den Betrieb notwendigen Kosten für Versicherungen (Sach- und Haftpflichtversicherungen) zu verbuchen.

Die Anlagenbetreiberin hat die folgenden Versicherungen per Rechnung nachgewiesen (Basisjahr 2021):

Maschinenversicherung: [REDACTED]

Feuer- und Elementarschadenversicherung: [REDACTED]

Sachschadenversicherung: [REDACTED]

Restliche Versicherungsbeiträge: [REDACTED]

Gesamthaft werden von der Anlagenbetreiberin [REDACTED] geltend gemacht. Die nachgewiesenen, aufgeschlüsselten Versicherungsbeiträge sind berücksichtigungsfähig. Darüber hinaus hat die Anlagenbetreiberin schlüssig in ihrer Stellungnahme vom 17.10.2023 die stetig steigenden Versicherungsbeiträge für die Maschinenversicherung dargelegt.

Aufgrund der deutlich zu Ungunsten der Anlagenbetreiberin steigenden Versicherungsprämien folgt die Beschlusskammer der Argumentation der Anlagenbetreiberin und wird diese steigenden Versicherungsprämien der Maschinenversicherung für die Folgejahre in den Leistungsvorhaltekosten vollständig berücksichtigen. Ausgehend vom eingereichten Erhebungsbogen (Basisjahr 2021) wird im Jahr 2023 ein Betrag für die Versicherungen in Höhe von [REDACTED] berücksichtigt. Die finalen Erstattungsbeiträge für die Jahre 2024 und 2025 werden festgelegt, sobald die Verhandlungen mit dem Versicherer über die Maschinenversicherung abgeschlossen sind. Bis zur endgültigen Festsetzung wird der Betrag des Jahres 2023 als Abschlag für die Jahre 2024 und 2025 erstattet.

2.4.5. Porto, Telefon und Büromaterial

In dieser Position sind die für den Betrieb notwendigen Kosten für Porto, Telefon und Büromaterial zu verbuchen.

2.4.6. Rechts- und Beratungskosten

Rechts- und Beratungskosten müssen einem Fremdvergleichsmaßstab standhalten. Alle Beratungsleistungen müssen sich auf den Kraftwerksbetrieb beziehen, daher ist auf die Abgrenzung zu anderen Aktivitäten zu achten.

2.4.7. Werbeaufwand, Öffentlichkeitsarbeit

Die Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden sind nicht zu berücksichtigen. Es handelt sich bei den geltend gemachten Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden generell um Kosten, die keinerlei Bezug zum Betrieb einer stillgelegten Energieerzeugungsanlage haben. Sponsoring, Werbung und Spenden sind, soweit sie als Kundenbindungsinstrumente eingesetzt werden, nicht berücksichtigungsfähig. Es ist nicht ersichtlich, inwieweit die Aufwendungen für Sponsoring und Werbung betriebsnotwendig sein sollen. Werbeaktivitäten für den Anlagenbetreiber, der mit der betreffenden Anlage nicht aktiv am Markt tätig ist, sind nicht erforderlich. Die geltend gemachten Aufwendungen für Werbung und Sponsoring sind somit gänzlich nicht anerkennungsfähig.

2.4.8. Weiterbildungs- und Fortbildungskosten

Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden sind nicht zu berücksichtigen. Diese Aufwendungen stehen in keinerlei Bezug zum Betrieb einer vorläufig oder endgültig stillzulegenden Erzeugungsanlage.

2.4.9. Reisekosten

In dieser Position sind die für den Betrieb einer Energieerzeugungsanlage betriebsnotwendigen Kosten für Reisen zu verbuchen.

2.4.10. Bewirtungskosten

In dieser Position sind die für den Betrieb einer Energieerzeugungsanlage nachweislich betriebsnotwendigen Bewirtungskosten zu verbuchen.

2.4.11. Abgaben (i. W. Wasserpfennig)

Der Wasserpfennig stellt ein Wasserentnahmeentgelt dar, welches für das benötigte Kühlwasser für die Energieerzeugungsanlage bezahlt werden muss. Der Betrag hängt von der bezogenen Kühlwassermenge ab.

Das Wasserentnahmeentgelt der Anlagenbetreiberin für den in Rede stehenden Standort setzt sich aus Kühlwasser mit Entnahme aus dem Fluss Neckar und der Entnahme aus Brunnen zusammen.

Das Wasserentnahmeentgelt ist ein variabler, einsatzabhängiger Kostenbestandteil. Die durch die Anlagenbetreiberin geltend gemachten Kosten i.H.v. [REDACTED] werden aus den Leistungsvorhaltekosten herausgenommen und sind separat als variabler Kostenbestandteil mit dem ÜNB abzurechnen.

2.4.12. Periodenfremde Aufwendungen

Wie unter dem Gliederungspunkt 1.1.2 Periodenfremde Aufwendungen / Plankosten bereits beschrieben, ist auf jährlich wiederkehrende, repräsentative Kosten abzustellen, womit periodenfremde Aufwendungen per Definition bereits ausgeschlossen sind.

2.4.13. Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen

Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen erfolgen in der Regel aufgrund der Zahlungsunfähigkeit eines Schuldners. Sie sind in Ermangelung eines Kausalzusammenhangs mit dem Netzreserveregime grundsätzlich gemäß § 6 Abs. 1 S. 2 NetzResV nicht berücksichtigungsfähig. Nur soweit ein solcher Zusammenhang im Einzelfall dargelegt wird und die Nennung des Debtors, die Höhe des Forderungsausfalls sowie der durchgeführten Maßnahmen im Rahmen einer erfolglos versuchten Betreuung erfolgt, ist eine Berücksichtigung statthaft.

2.4.14. Sonstiges

Auf Basis vorgelegter Ganzjahreskosten für das Jahr 2021 hat die Anlagenbetreiberin Kosten i.H.v. [REDACTED] (vgl. GuV-Position 8.14) für Entwässerung, Wasser/Abwasser und TÜV-Prüfungen geltend gemacht.

2.5. Zinsen und ähnliche Aufwendungen

Das in der Bilanz des Anlagenbetreibers verbuchte Fremdkapital, steht diesem in den meisten Fällen verzinst zur Verfügung. Ausnahmen können hier z. B. kurzfristige Verbindlichkeiten darstellen. Der Zinsbetrag, der für Fremdkapital verbucht wird, wird als Zinsaufwand bezeichnet. Dieser Zinsaufwand wird in der Gewinn- und Verlust-Rechnung ausgewiesen. Zinsaufwendungen fallen für Kredite, Hypotheken, Schuldverschreibungen, Darlehen und langfristige Rückstellungen an. Sie werden in der Gewinn- und Verlustrechnung unter Zinsen und ähnliche Aufwendungen verbucht. Zinsaufwendungen sind unter dem Maßstab des Auslagenersatzes bei den Betriebsbereitschaftsauslagen gemäß § 13c EnWG Abs. 1 EnWG und § 13c Abs. 3 EnWG zu berücksichtigen.

3. Sonstige Betriebliche Steuern

Unter diese Position fallen alle übrigen Steuern, die weder unmittelbar von den Umsatzerlösen abzusetzen, noch direkt mit den Umsatzerlösen verbunden sind. Hierzu zählen z. B. KFZ-Steuer, Grundsteuer, Stromsteuer etc.

4. Kostenmindernde Erlöse und Erträge

4.1. Sonstige betriebliche Erträge

Die angegebene Ertragsposition ist i.H.v. [REDACTED] kostenmindernd anzusetzen.

Seite 1 von 2

Bundesnetzagentur Vertraulich

Bemerkung	Übersicht über Tätigkeiten				Jahresscharfe Ergebnisse				
	Gewinn- und Verlustrechnung	Gesamtkosten Abbuch [K]	darvon geschätzte Standardkosten Abbuch [K]	darvon direkter Abbuch [K]	Kürzungen [K]	Ergebnis- Aufgabenbetriebe [K]	2023	2024	2025
<p>Bemerkung</p> <p>Abbuch</p> <p>Aufgabenbetriebe</p>									

Seite 2 von 2

Bundesnetzagentur Vertraulich

Bemerkungen	Übersicht über die Tätigkeits-GW				Jahresscharfe Ergebnisse				
	Gesamtkosten Altbauch [K]	davon Operativen Altbauch [K]	davon geschätzte Standkosten Altbauch [K]	davon direkten Standkosten Altbauch [K]	Nutzungen [R]	Ergebnis Anbauschaltjahr [K]	2023	2024	2025
Benutzer									
Altbauch									
Aufgabenträger									
Gewinn- und Verknüpfung									

Anhang 6: Einsatzanforderung

1 Allgemeine Anforderungen

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

TransnetBW ist berechtigt, der EnBW Einsatzanforderungen nach Maßgabe von Ziffer 4.1 des Netzreservevertrages zu erteilen. Die Einsatzanforderung umfasst insbesondere die Anfahrt der Anlagen zur Einspeisung und Erhöhung der Einspeisung bis zur jeweils maximalen, technisch möglichen Einspeisung und die Reduzierung der Einspeisung bis auf 0 MW unter Berücksichtigung des Servicelevels gem. Anhang 2.

Liegt eine Einsatzanforderung der TransnetBW außerhalb des vereinbarten Servicelevels vor, weist EnBW bei der telefonischen Abstimmung darauf hin. TransnetBW wird in diesem Fall die Einsatzanforderung entsprechend anpassen.

Eine Einsatzanforderung kann von TransnetBW mit angemessener Vorlaufzeit (i.d.R. 30 Minuten) angepasst werden. In diesem Fall versendet TransnetBW nach Maßgabe von Ziffer 2.2 dieses Anhangs eine aktualisierte Einsatzanforderung.

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

2 Mitteilungs- und Informationspflichten

EnBW und TransnetBW tauschen nachfolgende Informationen aus. Bei Änderungen werden diese schnellstmöglich dem anderen Vertragspartner mitgeteilt. Die nachfolgend genannten Informationen können zusammen mit den Informationen von Marktkraftwerken, welche im Rahmen eines Redispatchvertrags zwischen EnBW und TransnetBW ausgetauscht werden, übermittelt werden. Anforderungen und Änderungen sollten immer nach telefonischer Absprache erfolgen. Sonst ist nicht sichergestellt, dass EnBW die Änderung erkennt und das Kraftwerk informiert wird. Einzige Ausnahme: Bei abgestimmten Probestarts genügt es, dass TransnetBW den Fahrplan ohne Telefonat schickt, da die Information im Kraftwerk ja dann schon vorliegt.

2.1 Einsatzfahrpläne und Verfügbarkeit der Anlagen

Der Ablauf für den Einsatz der Netzreservekraftwerke zwischen der Hauptschaltleitung sowie der Betriebsplanung der TransnetBW (siehe Anhang 8) und dem Energiedispatching bzw. der Einsatzplanung der EnBW (siehe Anhang 7) ist wie folgt:

- EnBW teilt TransnetBW geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten schnellstmöglich mit.
- EnBW teilt TransnetBW sofern bekannt mögliche technische Restriktionen mit, die sich aus dem Einsatz der Anlage ergeben könnten (z.B. Auswirkungen eines Einsatzes auf spätere Betriebsbereitschaft)
- TransnetBW fordert – nach telefonischer Absprache – den Einsatz per Fahrplan an.
- EnBW weist das Netzreservekraftwerk entsprechend an.
- Der von TransnetBW gewünschte Einsatz wird von EnBW im Rahmen der Kraftwerks- und ERRP-Fahrpläne gegengemeldet.
- Bei Änderungen durch TransnetBW: TransnetBW schickt den geänderten Fahrplan an EnBW – nach telefonischer Absprache.
- Bei Störungen, die eine Änderung des Einsatzes erfordern: EnBW teilt TransnetBW die notwendigen Änderungen mit. TransnetBW passt den Einsatzfahrplan an.

Längerfristige Nichtverfügbarkeiten werden der TransnetBW von der EnBW entsprechend der zwischen den Vertragsparteien aktuell bestehenden betrieblichen Prozesse mitgeteilt.

2.2 Anforderung der Wirkleistungsscheiben

Vor der Einsatzanforderung erfolgt stets eine telefonische Abstimmung zwischen TransnetBW und EnBW. Die Einsatzanforderung durch die Hauptschaltleitung der TransnetBW an das Energiedispatching der EnBW erfolgt per xml-Fahrplan per Mail, es sei denn, es ist Gefahr im Verzug. Bei Gefahr im Verzug ist die nicht in Textform kommunizierte Einsatzanforderung schnellstmöglich in vorbenannter Textform durch die TransnetBW nachzureichen.

TransnetBW und EnBW tauschen einen Fahrplan im Viertelstundenraster mit konstanten Leistungswerten je Viertelstunde aus, aus welchem Beginn, Ende und der zeitliche Verlauf der Wirkleistungsanpassung hervorgehen.

2.3 Anforderung von Blindleistung

Eine Blindleistungseinspeisung im Rahmen des technisch Möglichen der Anlagen kann durch die Hauptschaltleitung der TransnetBW direkt bei der Kraftwerkswarte der EnBW angefordert werden.

2.4 Dokumentation

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

3 Auswirkungen aus der Nutzung von Fernwärmeanlagen im Bereich von HKW 1 auf den Betrieb des HKW 1

Zur Absicherung der Fernwärmeerzeugung für die Fernwärmeregion Mittlerer Neckar sind am Kraftwerksstandort Altbach/Deizisau umfangreiche Anlagen installiert. Ein Teil dieser Anlagen – v.a. die E-Kessel 1 und 2 - befindet sich im Bereich des HKW 1. Sollte HKW 2 für die Fernwärmeerzeugung ausfallen, so sind die beiden Elektrokessel bei entsprechend niedrigen Temperaturen zwingend zur Fernwärmeerzeugung erforderlich. Da der E-Kessel 2 den Strom über den gleichen Transformator dem Netz entnimmt wie HKW 1 und die Leistung dieses Transformators beschränkt ist, ist das Anfahren von HKW 1 nicht möglich, solange der Einsatz des E-Kessels 2 für die Fernwärmeerzeugung unerlässlich ist. Aufgrund der Bedeutung der Transformatoren von HKW 1 und Fernwärmekomponenten bei HKW 1 (mit Ausnahme der Turbinenanzapfungen und Heizkondensatoren) zur Fernwärmebereitstellung sind diese explizit vom Stilllegungsbeschluss HKW 1 ausgenommen.

In folgenden zwei Fällen können durch die Notwendigkeit zur Fernwärmeerzeugung Auswirkungen auf den Betrieb von HKW 1 auftreten:

a. HKW 2 ist nicht verfügbar und HKW 1 ist nicht in Betrieb:

Vor allem in der Übergangszeit und in der Heizperiode ist die Bereitschaft beider E-Kessel zum sofortigen Hochfahren zur Fernwärmeerzeugung unerlässlich. EnBW wird TransnetBW in diesem Fall umgehend über die daraus resultierende Anfahr- / Einsatzrestriktion für HKW 1 informieren. Ein vorgezogenes oder zeitlich nach hinten versetztes Anfahren des HKW 1 im Falle einer entsprechenden Anforderung von HKW 1 seitens TransnetBW in fernwärmelastschwachen Zeiten nachts oder am Wochenende ist dennoch grundsätzlich möglich, bedarf jedoch der Abstimmung mit der für die Fernwärmeerzeugung verantwortlichen Produktion der EnBW.

b. HKW 2 ist nicht verfügbar und HKW 1 ist in Betrieb:

Im Falle des Ausfalls von HKW 2 bei gleichzeitigem Betrieb von HKW 1 ist gleich wie bei dem Fall a vor allem in der Übergangszeit und in der Heizperiode die Bereitschaft beider E-Kessel zum sofortigen Hochfahren zur Fernwärmeerzeugung unerlässlich. EnBW wird TransnetBW in diesem Fall umgehend über die Einsatzrestriktion für HKW1 informieren.

EnBW wird in diesem Fall abhängig vom tatsächlichen Fernwärmebedarf wie folgt vorgehen:

1. Keine Auswirkungen auf den Betrieb von HKW 1, solange lediglich E-Kessel 1 in Betrieb ist (0 – 50 MW)
2. Zur Deckung eines Fernwärmebedarfs größer 50 MW und kleiner 70 MW (d.h. E-Kessel 1 Vollast 50 MW und E-Kessel 2 max. 20 MW) durch die E-Kessel würde der Leistungsbedarf der zwei E-Kessel zu einer Begrenzung der elektrischen Leistung von HKW 1 auf 180 MW führen.
3. Zur Deckung eines Fernwärmebedarfs größer 70 MW (bis maximal 100 MW – d.h. beide E-Kessel Vollast) durch die E-Kessel müsste HKW 1 kurzfristig abgefahren werden und kann keine elektrische Leistung mehr bereitstellen (Nichtverfügbarkeit HKW 1).

Zur Aufrechterhaltung der Stromeinspeisung aus HKW 1 kommen die beiden vorgenannten Fälle 2 und 3 nicht zur Anwendung, wenn in Abstimmung mit der Betriebsplanung der TransnetBW Fernwärme aus HKW 1 ausgekoppelt wird. Hinsichtlich der Relevanz der gesetzlichen Vorgaben bei diesem Vorgehen wird auf die in Anhang 1 beifügte Korrespondenz verwiesen.

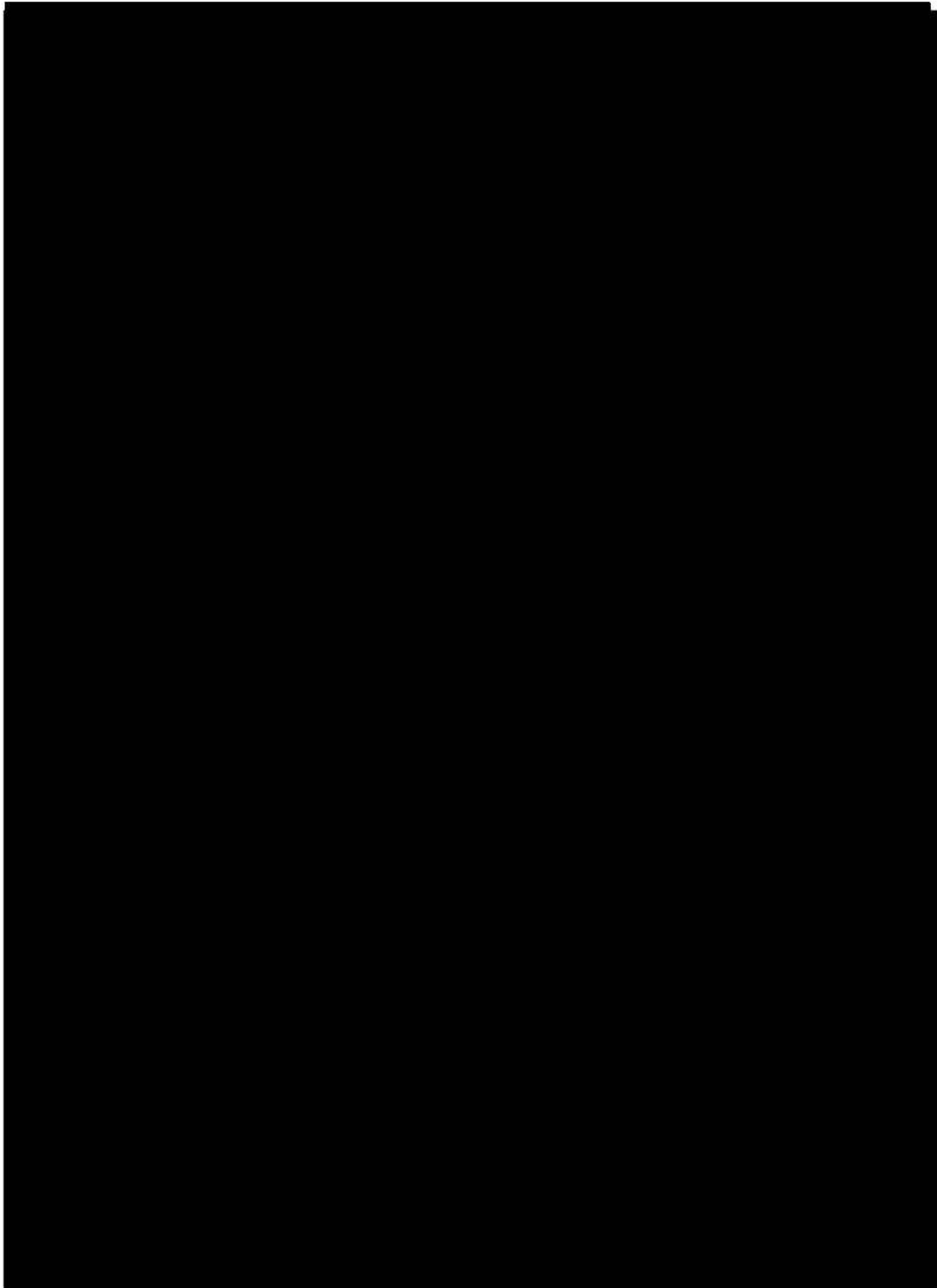
Neue Situation für Heizperiode 2024/2025:

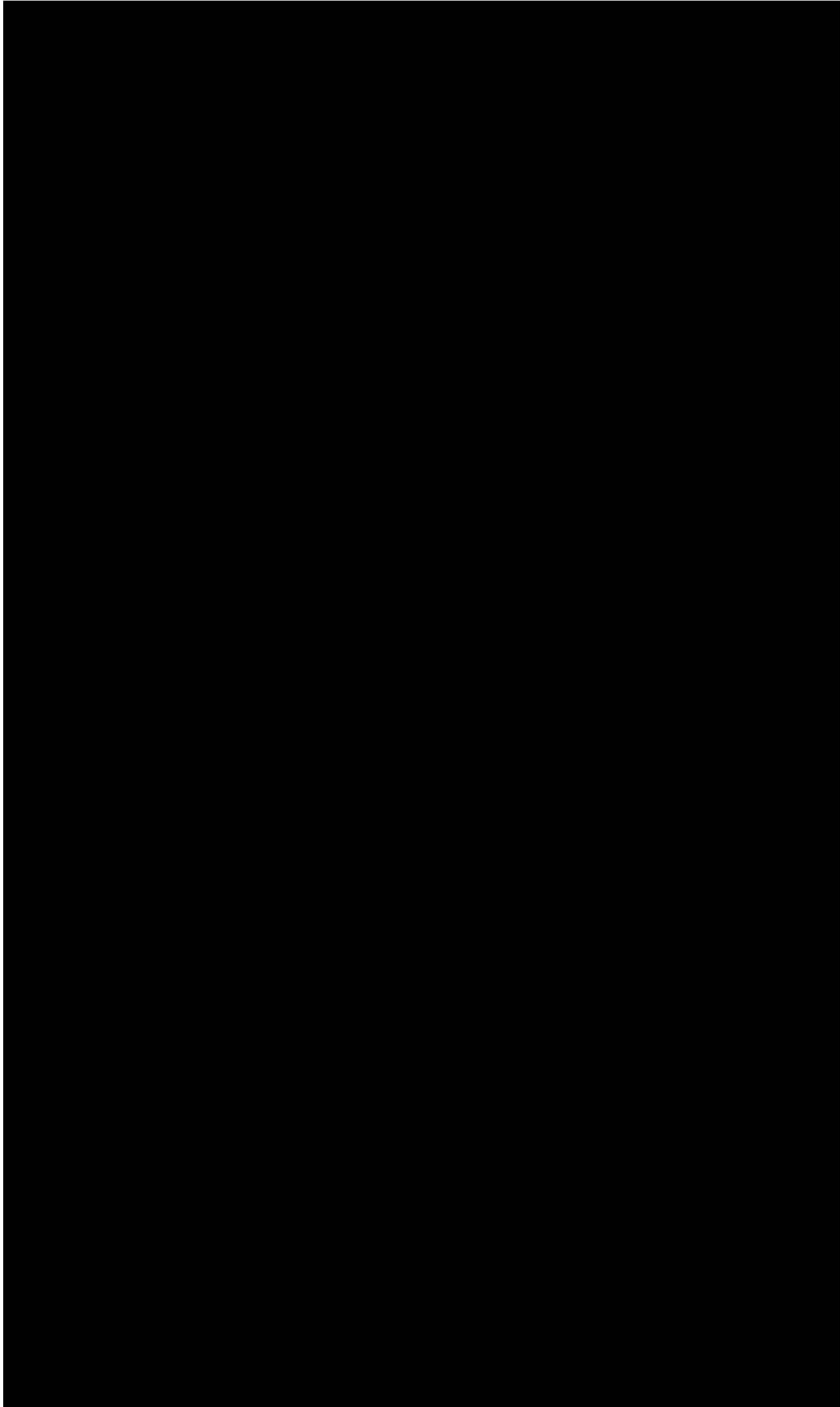
Die Heizkondensatoren, die eine Fernwärmeauskopplung aus HKW1 ermöglichen, werden Mitte 2024 außer Betrieb genommen, um in deren Gebäude neue erdgasgefeuerte Heißwasserkessel zu installieren. Die bisherige Regelung aus dem Netzreservevertrag zur Auskopplung von Fernwärme aus HKW1 anstelle des Betriebs von E-Kessel 2 ist somit ab diesem Zeitpunkt nicht mehr umsetzbar und der Betrieb von HKW1 ist während des Betriebs der E-Kessel 1/2 einzustellen. Die Montage und IBN der neuen Heißwasserkessel dauert von 2024 bis ca. Mitte 2025.

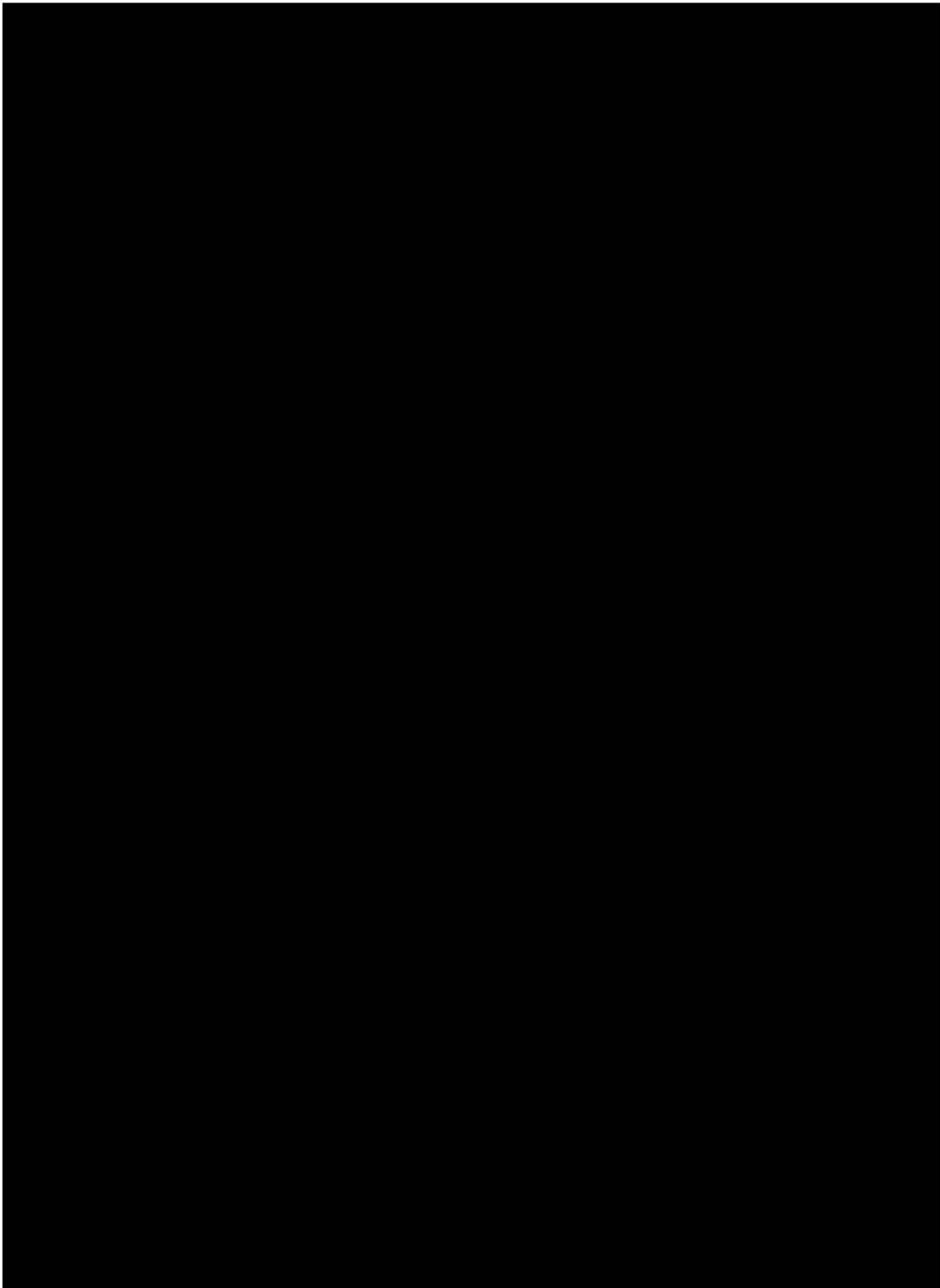
Zur Vermeidung einer Nichtverfügbarkeit HKW1 während Betriebsphasen von E-Kessel 1/2 werden für die Heizperiode 2024/2025 mehrerer Hotmobile mit einer Gesamtleistung von 40 MW installiert.

Die Kosten (inkl. Brennstoffkosten) für die Vorhaltung und den Betrieb der Hotmobile werden von TransnetBW getragen. Die Arbeitskosten zum Fernwärmebezug aus den Hotmobilen wird, wie bei der bisherigen Option einer Fernwärme-Auskopplung aus HKW1 von EnBW zum Preis des in den E-Kesseln 1/2 eingesparten Strombezugs an TransnetBW vergütet.

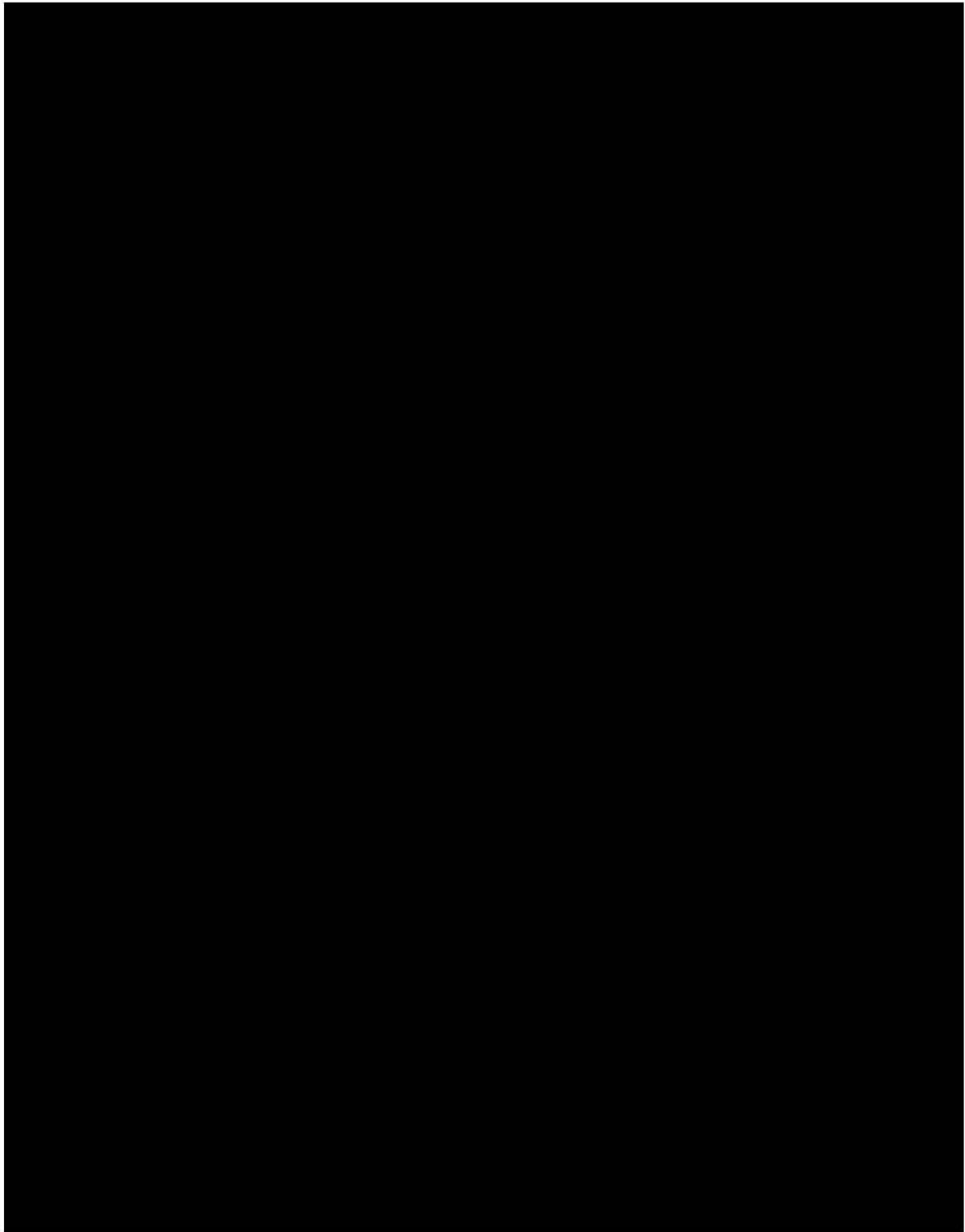
Anhang 7: Kontaktstellen EnBW

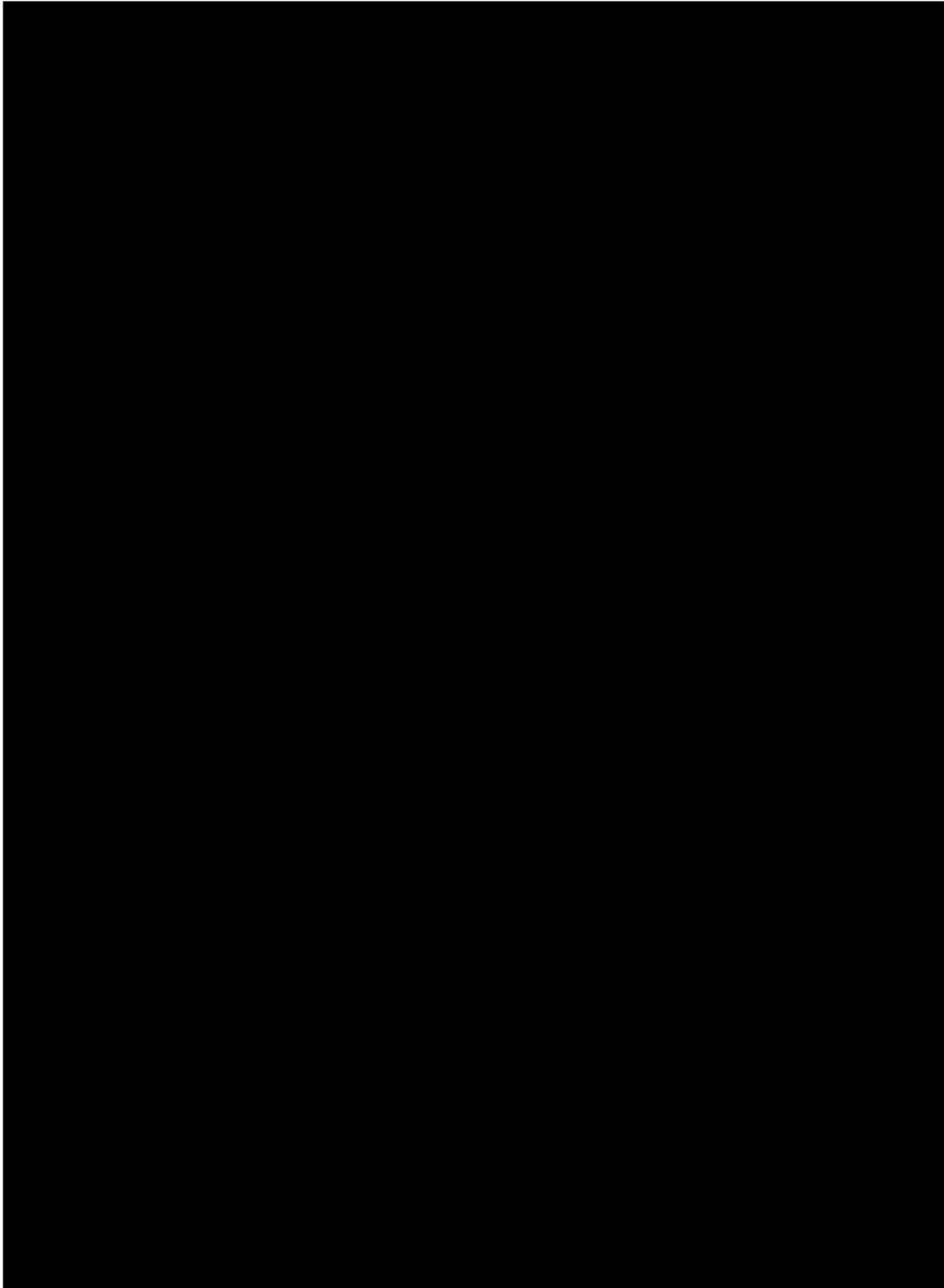






Anhang 8: Kontaktstellen TransnetBW





Anhang 9: Übersicht der EnBW zu Kostenbestandteilen

1. Leistungsvorhaltekosten / operative Fixkosten

Bestandteile der Leistungsvorhaltekosten (€/a)	HKW 1 (01.04.2023 – 31.12.2023)	HKW 1 (01.01.2024 – 31.12.2024)	HKW 1 (01.01.2025 – 31.03.2025)
Sonstige betr. Erträge			
Materialaufwand			
Personalaufwand			
Sonstige betr. Aufwendungen			
Zinsen und ähnliche Aufwendungen			
Summe operative Fixkosten			

In den Leistungsvorhaltekosten / operativen Fixkosten nicht enthalten sind Kosten für das Wasserentnahmeentgelt. Die Kosten hierfür sind nach Vorlage entsprechender Belege von TransnetBW gesondert zu erstatten.

Ist der Leistungspreis nach Maßgabe der Ziffern 6.15 und 6.16 des Netzreservevertrags anzupassen, wird dieser Anhang in Abstimmung mit der BNetzA aktualisiert.

2. Verbrauchsabhängige Kosten / in operativen Fixkosten nicht enthaltene Kosten

In den vorgenannten Leistungsvorhaltekosten / operativen Fixkosten sind folgende Positionen **nicht enthalten**:

- Einmalige Aufwendungen zur Sicherstellung der von der TransnetBW angeforderten Service-Levels (u.a. Kosten für die Wiederherstellung bzw. den Erhalt der Betriebsbereitschaft)
- Brennstoffkosten (z. B. Kohle; HS, HEL, CO₂)
- Bewegliche Einsatznebenkosten / Hilfsstoffkosten / Betriebsstoffkosten (z.B. Propan, Stickstoff, Wasserstoff, Ammoniak, Branntkalk etc.)
- Kosten für die Reststoffentsorgung (z.B. Produkte aus der Rauchgasreinigung, Kesselsand, Aschen)
- Personalkosten, für den Abruf von über den vereinbarten Service-Level hinausgehender Verfügbarkeit – soweit realisierbar
- Stromeigenbedarf einschließlich Netzentgelte und gesetzliche Abgaben, Umlagen und Steuern
- Ausgleichsenergie
- Vermarktungskosten der erzeugten Strommengen
- Versicherungsselbstbehalte und ggf. anfallende Prämien erhöhungen im Schadensfall
- Ggf. anfallende Versicherungsprämien erhöhungen zur Erhöhung der Schadensdeckungssumme aufgrund Haftungssituation
- Wiederherstellungskosten nach größeren Schäden
- Inflation
- Lebensdauer verzehr der Anlage
- Kapitalbindungskosten
- Abschreibung für Abnutzung der Blöcke und mitgenutzter Einrichtungen am Standort
- Kosten für Wasserentnahmeentgelte

Anhang 10: Brennstoffbevorratung und zeitlich befristete Marktteilnahme nach § 50a ff. EnWG

Präambel

Durch das sog. „Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz“ vom 08.07.2022 (BGBl. I S. 1054) haben sich mit Inkrafttreten zum 12.07.2022 die rechtlichen Vorgaben für Netzreservekraftwerke – derzeit befristet bis 31.03.2024 – geändert: Die Anlagenbetreiber müssen die Anlagen bis zu diesem Datum für eine befristete Teilnahme am Strommarkt im Dauerbetrieb betriebsbereit halten (§ 50b Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz, kurz EnWG) und unter den Voraussetzungen des § 50b EnWG ggf. einen Brennstoffvorrat anlegen.

Als Ausgleich für die Pflicht zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft hat der Anlagenbetreiber gemäß § 13c Abs. 3 Satz 1 EnWG und § 50a Abs. 5 S. 2 EnWG i.V.m. § 13c EnWG einen Anspruch auf eine angemessene Vergütung gegenüber dem ÜNB.

Um die gesetzlichen Neuregelungen der §§ 50a-c EnWG und der Verordnung zur befristeten Ausweitung des Stromerzeugungsangebots durch Anlagen aus der Netzreserve vom 13.07.2022 (Stromangebotsausweitungsverordnung - StaaV) in ihrer jeweils geltenden Fassung umzusetzen, welche die befristete Teilnahme am Strommarkt zulässt (zum Zeitpunkt des Abschlusses des vorliegenden Netzreservevertrages ALT HKW 1 samt diesen Anhangs 10 ist die Teilnahme am Strommarkt nach § 1 Abs. 3 StaaV bis längstens zum Ablauf des 31.03.2024 terminiert), vereinbaren die Vertragspartner die im Folgenden aufgeführten Regelungen als für diesen Zeitraum zeitlich befristete Spezialregelungen in Gestalt eines Anhangs zum vorliegenden Netzreservevertrag ALT HKW 1.

1 Vorhaltung der Betriebsbereitschaft

- (1) EnBW ist zur Vorhaltung der Anlage in der Netzreserve gemäß § 50a Abs. 5 EnWG bis zum 31.03.2024 verpflichtet, soweit dies technisch und rechtlich möglich ist.
Im Anschluss ab dem 01.04.2024 gilt gemäß §§ 13b, 50b Abs. 4 EnWG sowie § 50c Abs. 3 EnWG weiterhin die Verpflichtung zur Vorhaltung der Anlage in der Netzreserve, sofern diese nach diesem Zeitpunkt als systemrelevant ausgewiesen ist.
- (2) Entscheidet sich EnBW für eine befristete Teilnahme am Strommarkt nach § 50a EnWG, entfällt für den Zeitraum der befristeten Teilnahme am Strommarkt der Anspruch auf die Zahlung der Leistungsvorhaltekosten gemäß Ziffer 6.4.

2 Bevorratung sowie Verwendung von Brennstoffen

- (1) EnBW muss während der Vorhaltung in der Netzreserve gemäß den Vorgaben des § 50b Abs. 1 und 2 Nr. 1 EnWG (bzw. während der befristeten Teilnahme am Strommarkt, sofern TransnetBW gemäß § 50b Abs. 4 Satz 4 EnWG davon abgesehen oder zusätzlich eine Vorgabe macht, entsprechend der Vorgabe der TransnetBW) Steinkohle bevorraten („Erstausrüstung“).

Sollte demzufolge im zeitlichen Verlauf zunächst während der befristeten Teilnahme am Strommarkt keine Mengenvorgabe oder eine Mengenvorgabe der TransnetBW bestehen und anschließend durch die EnBW während der Vorhaltung in der Netzreserve eine höhere Mengenvorgabe aus § 50b Abs. 2 Nr. 1 EnWG zu erfüllen sein, so zählt auch die zusätzlich zur Erfüllung der Vorgaben aus § 50b Abs. 2 Nr. 1 EnWG zu beschaffende Steinkohlemenge zur Erstausrüstung. Die Erstausrüstung ist in jedem Fall insgesamt begrenzt auf den Umfang gemäß § 50b Abs. 2 Nr. 1 EnWG.

- (2) Gegen entsprechende Ist-Kosten-Nachweise übernimmt TransnetBW die zum Zeitpunkt der Beschaffung entstandenen Kosten für die Erstausrüstung an Steinkohle im Umfang der Vorgaben aus Absatz 1.
- (3) Während einer Marktteilnahme stellt EnBW sicher, dass die Bestimmungen nach Anhang 4 zur Mindestbevorratung von Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffen, vorrangig zur Sicherstellung der Fähigkeit jederzeit den Anforderungen der TransnetBW nach § 13 Abs. 1 EnWG nachkommen zu können, weiter eingehalten werden.
- (4) Die gemäß Anhang 4 definierte Mindestmenge für Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe steht der EnBW während der befristeten Teilnahme am Strommarkt ohne explizite Abstimmung mit TransnetBW nicht zur kommerziellen Verstromung zur Verfügung. Sofern in Abstimmung mit TransnetBW die vorgenannte Menge durch den EnBW während der befristeten Teilnahme am Strommarkt ganz oder anteilig verwendet wurde, so ist die verwendete Menge unverzüglich durch EnBW auf eigene Kosten wiederzubeschaffen.
- (5) Entscheidet sich EnBW für eine befristete Teilnahme am Strommarkt nach § 50a EnWG, so steht EnBW kein Anspruch auf Kostenerstattung für Steinkohle, die während einer befristeten Teilnahme am Strommarkt verwendet werden, gemäß § 13c Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 EnWG zu.
Es erfolgt darüber hinaus grundsätzlich auch keine Kostenerstattung gemäß § 13c EnWG für sonstige durch die befristete Teilnahme am Strommarkt angefallenen Erzeugungsauslagen. Etwaige Ansprüche auf Kostenerstattung nach Maßgabe der für Redispatcheinsätze geltenden Kostenerstattungsregelungen gem. § 13a EnWG oder sonstige etwaige Ansprüche aus Marktgeschäften mit dem ÜNB bleiben hiervon unberührt.
- (6) EnBW muss für den Fall der Netzreserve gegenüber TransnetBW zum jeweiligen Stichtag nach § 50 b Abs. 2 Nr. 1 EnWG nachweisen, dass sie die jeweils gesetzlich vorgegebene Bevorratungsmenge bereithält. EnBW muss zudem gem. § 50b Abs. 2 Nr. 2 EnWG) gegenüber TransnetBW monatlich nachweisen, dass sie die Brennstoffversorgung für einen Dauerbetrieb sicherstellt Einzelheiten zum Monitoring der von TransnetBW vorgegebenen Bevorratungsmenge während der befristeten Teilnahme am Strommarkt gemäß Absatz 3 werden in Absatz 7 beschrieben.
- (7) Das Monitoring der gemäß Anhang 4 zu bevorratenden Mindestbevorratungsmenge für Kohle findet im Rahmen eines regelmäßigen Austauschs zwischen den Vertragsparteien statt. EnBW übermittelt dabei TransnetBW den Kohlebestand und die bevorstehenden Kohlelieferungen für den Kraftwerksblock HKW1 Altbach in Textform. Die gemäß Anhang 4 zu der am Standort Altbach vorzuhaltenden Kohlemenge (30 kt) nach Absatz 1 zusätzlich vorzuhaltende Kohlemenge (weitere 70 kt) bevorratet EnBW in Außenlagern, die von ihr standortübergreifend bewirtschaftet werden.

Eine physische Mengenabgrenzung ist für diese Teilmenge nicht möglich. Es erfolgt dementsprechend eine virtuelle Abgrenzung. Ab dem 01.03.2023 muss EnBW aufgrund des beginnenden Neubaus der Anlage HKW 3 am Standort Altbach die dort vorzuhaltende Kohlemenge für die Anlage reduzieren. Im Gegenzug wird EnBW zu diesem Zeitpunkt die vorzuhaltende Menge in den Außenlagern entsprechend erhöhen, sodass insgesamt wieder die gesetzlich vorgegebene Bevorratungsmenge vorgehalten wird.

Informatorisch: Die vorzuhaltende Kohlemenge am Standort Altbach ist vor diesem Hintergrund auf folgende Mengen begrenzt: ab 01.04.2023 auf 20 kt, ab 01.05.2023 auf 15 kt, ab 22.05.2023 auf 5 kt und ab 04.07.2023 auf 15 kt.

- (8) Bei einer Marktteilnahme übernimmt EnBW die auf den Außenlagern liegende Kohle im Falle des Marktwiedereintritts von HKW 1 zum API2 (der Preis in USD pro metrischer Tonne, der im Argus/McCloskey's Coal Price Index Report unter der Überschrift „International Coal Indexes: Monthly Coal Price Indexes: API2 (CIF ARA)“ veröffentlicht wird. Basisheizwert ist 6.000kcal/kg.) des Monats, in dem die Kohle in die Verfügungsgewalt der EnBW zurückgelangt.
- (9) Bei einem Wechsel zurück in die Netzreserve wird die ursprüngliche Menge (70 kt) wieder in den Außenlagern angelegt und gemäß den gesetzlichen Mengenanforderungen gem. § 50b Abs. 2 Nr. 1 EnWG mit Kohle befüllt. Hinsichtlich der Kostenübernahme durch TransnetBW gelten die Regelungen wie bei der Erstausrüstung entsprechend.

1.1. Endschaftsregelung

- (1) Die Vertragspartner stimmen überein, im November 2023 die Situation im Hinblick auf die Bevorratung an Steinkohle nach Nr. 2, Abs. 1 Satz 1 im Lichte der Versorgungslage, der Lage an den Strom- und Gasmärkten, der Verfügbarkeit der Brennstofflogistik, der Witterungsbedingungen und der wirtschaftlichen und ökologischen Interessen aller Beteiligten konstruktiv zu bewerten, um ggf. eine von dieser Vereinbarung abweichende Bevorratungsmenge an Steinkohle zu vereinbaren.
- (2) Sollte eine auf Kosten der TransnetBW bevorratete Erstausrüstung an Steinkohle aufgrund gesetzlicher/regulatorischer Anpassungen, durch Verstreichen der Fristen gemäß § 50b Abs. 2 Nr. 1 EnWG oder durch Entfall einer zuvor von TransnetBW erteilten Vorgabe gemäß § 50b Abs. 4 Satz 4 EnWG nicht mehr weiter aufrechterhalten werden müssen, so sind verbliebene Steinkohlemengen vorrangig im Rahmen von Anforderungen der TransnetBW nach § 13 Abs. 1 EnWG zu verbrauchen. Hierbei erfolgt keine weitere Erstattung von Brennstoffkosten gemäß § 13c Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 EnWG. Ist eine Verwendung verbliebener Steinkohle im Rahmen von Anforderungen der TransnetBW nach § 13 Abs. 1 EnWG und / oder Probestarts aus technischen oder rechtlichen Gründen nicht mehr möglich, so werden sich TransnetBW und EnBW über eine etwaige Veräußerung der Brennstoffe zu Gunsten TransnetBW verständigen, wobei TransnetBW etwaige damit verbundene zusätzliche Kosten der EnBW (bspw. Transportkosten) trägt. Die Bundesnetzagentur ist dabei mit einzubeziehen.

3 Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft

- (1) Der **Zeitraum der Wiederherstellungskosten** ist wie folgt definiert: Alle Wiederherstellungskosten, die nach dem 01.06.2022 (24 Uhr) und vor dem 01.04.2024 (0:00 Uhr) entstanden sind, sind separat zu erfassen. Kosten gelten als in diesem Zeitraum entstanden, wenn die Wiederherstellungsmaßnahme in dem genannten Zeitraum erfolgt.
- (2) Für **Zeiträume der Netzreserve** erfolgt eine vorläufige Kostenerstattung unter nachfolgenden Bedingungen: Wiederherstellungsmaßnahmen, die im Zeitraum gemäß Abs. (1) erfolgen sollen, werden gemäß dem Hinweis der Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur bezüglich dem Umgang mit den Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13c Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. a EnWG (sog. „4-Stufen-Modell“) vom 07.02.2018 (Anhang 1b) bewertet und nach Freigabe durch TransnetBW durchgeführt. EnBW hat gegenüber TransnetBW nachzuweisen, welche Wiederherstellungskosten im Zeitraum der Netzreserve entstanden sind. Wird der Nachweis erbracht, sind diese Kosten vorbehaltlich einer etwaigen Rückerstattung gemäß Absatz ~~(5)~~(4) von TransnetBW zu erstatten. Soweit der Nachweis nicht erbracht wird, erfolgt keine Erstattung durch TransnetBW.
- (3) Für **Zeiträume der Teilnahme am Strommarkt** gilt die folgende Vorgehensweise: Wiederherstellungsmaßnahmen sind nicht vorab von TransnetBW freizugeben. Im Übrigen gelten sämtliche Maßgaben (Vorgehens-, Darlegungs- und Nachweispflichten) nach dem Netzreservevertrag entsprechend. Klarstellend zählt hierzu auch die Einhaltung einer dazu erforderlichen Dokumentation dergestalt, dass die EnBW sämtliche Maßnahmen mit einem Wert über 10.000 € von einem durch die TransnetBW beauftragten Sachverständigen Dritten beurteilen und dokumentieren lässt. Werden alle Maßgaben eingehalten, die die TransnetBW danach zu einer Freigabe der Maßnahmen im Sinne der Ziffer 2.2 des Netzreservevertrages veranlasst hätten, können die Kosten für diese Maßnahmen nach dem 31.03.2024 zeitanteilig grundsätzlich erstattet werden.
- (4) Wenn und soweit die Erstattungsfähigkeit von Kosten gemäß Absatz (3) von TransnetBW festgestellt wird, sind diese Kosten von TransnetBW nach dem 31.03.2024 zeitanteilig zu erstatten.
- (5) Für die **abschließende Feststellung des Umfangs des Erstattungsanspruchs** gilt: Am Ende der Geltungsdauer der §§ 50a-c EnWG zum 31.03.2024 werden Wiederherstellungskosten in Abstimmung mit der BNetzA nach Maßgabe der §§ 50a – 50c EnWG in Verbindung mit § 13c EnWG dem Grunde und der Höhe nach festgestellt, sowie zeitanteilig dem Zeitraum der Netzreserve und dem Zeitraum der Teilnahme am Strommarkt zugeordnet, wenn und soweit eine Teilnahme am Markt tatsächlich erfolgte. Wiederherstellungskosten sind bei der zeitanteiligen Zuordnung nur zu berücksichtigen, wenn die Wiederherstellungsmaßnahme im Zeitraum nach Absatz (1) erfolgt ist. Dieser Zeitraum ist auch maßgeblich für die Berechnung der Zeitanteiligkeit. Im Fall einer vorzeitigen Beendigung der Netzreserve innerhalb des Zeitraums nach Absatz (1) gilt das Beendigungsdatum der Netzreserve.
Der Anteil der Wiederherstellungskosten, der auf den Anteil des Zeitraums entfällt, in welchem sich die Anlage in der Netzreserve befand, ist unter Berücksichtigung der gemäß Abs. (2) bereits erfolgten Zahlungen durch TransnetBW an EnBW zu erstatten. Sollten die gemäß Abs. (2) bereits erfolgten Zahlungen den Anteil der Wiederherstellungskosten übersteigen, der auf den Anteil des Zeitraums entfällt, in welchem sich die Anlage in der

Netzreserve befand, wird EnBW die Differenz an TransnetBW zurückerstatten. Die Kostenaufteilung wird nach Abschluss der Prüfung und in Abstimmung mit den Vertragspartnern durch die BNetzA gemäß § 50c Abs. 4 EnWG mitgeteilt.

4 Anteiliger Werteverbrauch

Während der befristeten Teilnahme am Strommarkt ist der anteilige Werteverbrauch der technischen Anlagen oder Anlagenteile im Sinne des § 13c Abs. 3 Satz 3 EnWG nicht erstattungsfähig. EnBW steht insoweit kein Anspruch gegen den TransnetBW auf Kostenerstattung zu.

5 Opportunitätskosten

Während der befristeten Teilnahme am Strommarkt werden die Opportunitätskosten im Sinne des § 13c Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EnWG nicht erstattet. EnBW steht insoweit kein Anspruch gegen TransnetBW auf Kostenerstattung zu. Unbenommen davon sind etwaige Ansprüche auf Kostenerstattung nach Maßgabe der für Redispatcheinsätze geltenden Kostenerstattungsregelungen gem. § 13a EnWG oder sonstige etwaige Ansprüche aus Marktgeschäften mit dem ÜNB.

6 Rückerstattung investiver Vorteile

- (1) Gemäß § 13c Abs. 4 Satz 3 EnWG ist für die Bestimmung des verbliebenen investiven Vorteils der Restwert der Wiederherstellungsmaßnahmen zu dem Zeitpunkt maßgeblich, ab dem die Anlage nicht mehr in der Netzreserve vorgehalten wird.
- (2) Entscheidet sich EnBW für eine befristete Teilnahme am Strommarkt nach § 50a EnWG, löst dies gemäß § 50c Abs. 4 EnWG keine Erstattung investiver Vorteile aus der Netzreserve aus. TransnetBW steht insoweit kein Anspruch gegen EnBW auf Kostenrückerstattung zu.

7 Schlussbestimmungen/ Rangreihenfolge

Der vorliegende Anhang ergänzt den Hauptvertragstext. Wenn und soweit sich Widersprüche in den Regelungen dieses Vertragsanhangs einerseits und denen des Hauptvertragstexts andererseits ergeben, gehen die Regelungen dieses Anhangs in ihrer Geltung vor. Im Übrigen bleibt der Netzreservevertrag inklusive der Anlagen 1 bis 9 unberührt.