



Per Empfangsbekanntnis

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom
N-CN/MM
31.08.2021

Mein Zeichen, meine Nachricht vom
4.14.03/21-AMP#7
626e

☎ 0228
14-5789
oder 14-0

Bonn
02.12.2021

Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur gemäß § 13f Abs. 1 Satz 7 EnWG über systemrelevante Gaskraftwerke auf dem in Nordrhein-Westfalen gelegenen Gebiet der Amprion-Regelzone; Aktenzeichen: 4.14.03/21-AMP#7

In dem Verwaltungsverfahren

gegenüber

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

- Antragstellerin -

wegen der Genehmigung der Ausweisung von Gaskraftwerken als systemrelevant gemäß § 13f EnWG

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann, am 02.12.2021 wie folgt entschieden:

Bundesnetzagentur für
Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen

Behördensitz: Bonn
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
☎ 0228 14-0

Telefax Bonn
0228 14-8872

E-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 07

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.

1. Die Ausweisung der Anlage Trianel Gaskraftwerk Hamm, Block 20, Kraftwerksnummer BNA0411, betrieben von der Trianel Gaskraftwerk Hamm GmbH, als systemrelevantes Gaskraftwerk für die Dauer von 24 Monaten, beginnend ab dem 01.01.2022, wird genehmigt.
2. Die Ausweisung der Anlage Trianel Gaskraftwerk Hamm, Block 10, Kraftwerksnummer BNA0410, betrieben von der Trianel Gaskraftwerk Hamm GmbH, als systemrelevantes Gaskraftwerk für die Dauer von 24 Monaten, beginnend ab dem 01.01.2022 wird genehmigt.
3. Die Ausweisung der Anlage Cuno Heizkraftwerk Herdecke, Block H6, Kraftwerksnummer BNA0442, im Eigentum der Kraftwerksgesellschaft Herdecke GmbH und Co. KG und betrieben von der Mark-E AG, als systemrelevantes Gaskraftwerk für die Dauer von 24 Monaten beginnend ab dem 01.01.2022 wird genehmigt.
4. Die Ausweisung der Anlage Knapsack I, GT 11, GT 12, DT 10, Kraftwerksnummer BNA0548a, betrieben von der Knapsack Power GmbH & Co. KG, als systemrelevantes Gaskraftwerk für die Dauer von 24 Monaten beginnend ab dem 01.01.2022 wird genehmigt.
5. Die Ausweisung der Anlage Gersteinwerk, Block K1, Kraftwerksnummer BNA1046b, betrieben von der RWE Generation SE, als systemrelevantes Gaskraftwerk für die Dauer von 24 Monaten beginnend ab dem 01.01.2022 wird genehmigt.
6. Die Ausweisung der Anlage Gersteinwerk, Block I1, Kraftwerksnummer BNA1042, betrieben von der RWE Generation SE, als systemrelevantes Gaskraftwerk für die Dauer von 24 Monaten beginnend ab dem 01.01.2022 wird genehmigt.
7. Die Ausweisung der GuD-Anlage Dormagen (GT 1, GT2, DT), Kraftwerksnummer BNA0199, betrieben von der RWE Generation SE, als systemrelevantes Gaskraftwerk für die Dauer von 24 Monaten beginnend ab dem 01.01.2022 wird genehmigt.
8. Die Ausweisung der Anlage HKW Barmen, Block 1, Kraftwerksnummer BNA1082, betrieben von der WSW Energie & Wasser AG, als systemrelevantes Gaskraftwerk für die Dauer von 24 Monaten beginnend ab dem 01.01.2022 wird genehmigt.

Gründe

I.

Die Antragstellerin ist ein deutscher Übertragungsnetzbetreiber, dessen Netzgebiet im Schwerpunkt im Westen und Südwesten von Deutschland liegt. Mit Schreiben vom 31.08.2021, eingegangen bei der Bundesnetzagentur am 03.09.2021, teilte die Antragstellerin mit, eine Reihe von Gaskraftwerken im nordrhein-westfälischen Teil ihrer Regelzone für die Dauer von 24 Monaten als systemrelevant ausgewiesen zu haben. Zugleich beantragte sie die Genehmigung dieser Ausweisungen durch die Bundesnetzagentur mit Wirkung ab dem 01.01.2022. Zur Begründung des Antrags verwies sie auf das gemeinsame Dokument der ÜNB vom 07.05.2021 mit dem Titel: „Systemrelevanzprüfung von Gaskraftwerken in DE gemäß § 13f EnWG“ (Anlage 1 zu diesem Bescheid).

Die Bundesnetzagentur leitete aufgrund des Antrags vom 31.08.2021 das Verwaltungsverfahren nach § 66 Abs. 1 EnWG ein. Die Bundesnetzagentur räumte den betroffenen Kraftwerksbetreibern jeweils mit Anhörungsschreiben vom 01.10.2021 die Möglichkeit ein, zum Antrag der Antragstellerin Stellung zu nehmen.

Hiervon Gebrauch machte die RWE Generation SE mit Schreiben vom 26.10.2021. Hinsichtlich der Anlagen Gersteinwerk, Block K 1 und Gersteinwerk, Block I 1 sei bei dem Anschlussnetzbetreiber Open Grid Europe GmbH („OGE“) nur die Buchung unterbrechbarer Kapazitäten möglich. Sie teilte mit, für den Fall der Bestätigung der Systemrelevanz der Anlagen davon auszugehen, dass ihr entweder die OGE gesicherte Gaskapazitäten für die beiden Kraftwerksblöcke unentgeltlich zur Verfügung stelle oder ihr die Aufwendungen für die Buchung fester Gaskapazitäten bei der OGE durch die Antragstellerin vergütet werden. Die Möglichkeit zu einem Brennstoffwechsel von Erdgas auf Öl sei in Bezug auf beide Kraftwerksblöcke nicht gegeben. RWE Generation SE macht geltend, dass ein künftig möglicher, vermehrter Einsatz der beiden Kraftwerksblöcke auf Geheiß von Amprion zu erheblichen Opportunitätskosten führen könne, die von der Antragstellerin zu erstatten seien. Ebenfalls könne es im Fall vermehrter Abrufe notwendig werden, die Betriebsgenehmigungen, die aktuell nur einen zeitlich eingeschränkten Betrieb der Anlagen zuließen, zu erweitern bzw. Ausnahmen hiervon zu erwirken, um ihre Betriebsstundenzahl zu erhöhen. Entstunden im Zusammenhang mit einer Erhöhung der Betriebsstunden der Kraftwerksblöcke Kosten, müsse Amprion diese erstatten.

In Bezug auf die Anlage „GuD Dormagen“ teilte RWE Generation SE mit, dass diese Anlage an das örtliche Verteilernetz angeschlossen und von einer gesicherten Gasversorgung der Anlage auszugehen sei.

Mit Schreiben vom 29.10.2021 teilte die Knapsack Power GmbH & Co KG („KPG“) mit, dass sie mit der Systemrelevanzausweisung der Anlage Knapsack I einverstanden sei. Nicht einverstanden sei sie hingegen mit einer Verpflichtung zur Absicherung der Leistung des Blocks durch die

Installation einer bivalenten Befeuerung, da hierzu ein langwieriger Genehmigungsprozess durchlaufen werden müsse und zudem technisch und finanziell aufwendige Nachbesserungen an der Anlage notwendig seien. Laut KPG ist es zielführender, sich mit Blick auf § 13f Abs. 2 S. 3 EnWG auf eine durchgehende Sicherung der Gasversorgung der Anlage zu konzentrieren. Gegenwärtig seien ausschließlich unterbrechbare Kapazitäten beim Anschlussnetzbetreiber gebucht. Mit Stand vom 27.10.2021 waren von den insgesamt von der Anlage benötigten Gastransportkapazitäten in Höhe von 1750 MW nur 315 MW auf fester Basis buchbar. Ebenso seien in den vergangenen Jahren größtenteils nur unterbrechbare Kapazitäten buchbar gewesen. Sofern kurzfristig keine über 315 MW hinausgehenden Kapazitäten beim zuständigen Fernleitungsnetzbetreiber, der Gascade Gastransport GmbH („Gascade“), gebucht werden könnten, empfiehlt KPG, bei diesem turnusgemäß im kommenden Jahr die Anfrage einer sog. verbindlichen Einzelfallprüfung über feste Ausspeisekapazitäten zu stellen. Auf diese Anfrage hin untersuche Gascade, ob eine Verlagerung von festen Kapazitäten von anderen Ausspeisepunkten zum vorliegenden Kraftwerknetzanschlusspunkt in dem benötigten Umfang möglich ist. Sofern diese Möglichkeit besteht, könne eine Buchung dieser Kapazitäten durch KPG erfolgen. Als weitere Variante zur Verbesserung der Verfügbarkeit von Knapsack I schlägt KPG vor, eine Verbindungsleitung herzustellen zwischen der Anschlussleitung von Knapsack I (verbunden mit dem Fernleitungsnetz der Gascade) und der Anschlussleitung von Knapsack II (verbunden mit dem Fernleitungsnetz der OGE). Über diese Verbindungsleitung könne Knapsack I im Fall einer Unterbrechung des Gasbezugs seitens Gascade aus dem Fernleitungsnetz der OGE beliefert werden, sodass jedenfalls ein teilweiser Weiterbetrieb von Knapsack I möglich wäre. Unklar und daher noch zu prüfen sei indes, ob bei der OGE für den Netzanschlusspunkt des Kraftwerksblocks Knapsack II feste Transportkapazitäten buchbar sind. KPG regt an zu prüfen, ob Knapsack I selbst dann über eine Verbindungsleitung an das Fernleitungsnetz der OGE angeschlossen werden sollte, wenn auch bei OGE keine feste Ausspeisekapazitäten buchbar seien. Hierfür spreche, dass allein durch die Anbindung des Kraftwerksblocks an zwei Fernleitungsnetze eine deutliche Erhöhung der Redundanz hinsichtlich der Gasversorgung von Knapsack I erreicht werden könne.

Die Kraftwerksgesellschaft Herdecke GmbH und Co. KG als Eigentümerin und die Mark-E AG als die den Betrieb führende Gesellschaft (zusammen „KGH“) des Gaskraftwerks Herdecke H6 gaben in mit Schreiben vom 27.10.2021 eine Stellungnahme ab, die inhaltlich sehr nah an die Stellungnahme KPG angelehnt ist. So ist Herdecke H6 ebenfalls an das Fernleitungsnetz der Gascade angeschlossen. Der wesentliche Unterschied zur Gaskapazitätsbuchungssituation von Knapsack I bestehe darin, dass am Netzanschlusspunkt zu Herdecke H6 in vollem Umfang feste Gaskapazitäten buchbar gewesen seien (Stand: 27.10.21). Sollten diese Kapazitäten kurzfristig nicht (mehr) buchbar sein, schlägt KGH ebenfalls vor, Gascade um eine verbindlichen Einzelfallprüfung zu bitten, ob eine Verlagerung von festen, aber nicht genutzten Ausspeisekapazitäten an den Netzanschlusspunkt zu Herdecke H6 möglich sei und sich im Gegenzug dazu zu verpflichten, sollte eine Verlagerung möglich sein, diese festen Ausspeisekapazitäten langfristig, ggf. für das Winterhalbjahr, zu buchen. Sollte eine Buchung fester Kapazitäten auf dem zuvor dargestellten

Weg nicht gelingen, schlägt KGH als weitere Option vor, hinsichtlich der auf dem Kraftwerksge-
lände ebenfalls vorhandenen Anbindungsleitung an das Netz der OGE eine verbindliche Einzel-
fallprüfung über die Verlagerung von festen Ausspeisekapazitäten an den Netzanschlusspunkt
der OGE zur vorhandenen Kraftwerksanschlussleitung zu richten. Hierzu wäre zunächst die Her-
stellung einer Verbindungsleitung zwischen Herdecke H6 und der Anschlussleitung der OGE er-
forderlich. Der Bau dieser Verbindungsleitung sei grundsätzlich sinnvoll, unabhängig davon, ob
im Netz der OGE feste Ausspeisekapazitäten verfügbar seien. Auch die KGH argumentiert, dass
durch die redundante Verbindung des Kraftwerks mit zwei Fernleitungsnetzen das Risiko von
Gasversorgungsunterbrechungen reduziert werde.

Die WSW Energie & Wasser AG (WSW) erklärte in ihrer Stellungnahme vom 15.11.2021 hinsicht-
lich des Kraftwerks HKW Barmen, Block 1 („Barmen“), dass (lediglich) die Verfügbarkeit einer
elektrischen Leistung von etwa 35 MW in den Monaten Oktober bis April gewährleistet werden
könne, auch wenn die reine Netto-Nennleistung der Anlage höher liege. Eine höhere Leistung (bis
zu 66 MW) lasse sich aufgrund von äußeren Beschränkungen, insbesondere umweltrechtlichen
Vorgaben und der jeweiligen Fernwärmelast nur nach Können und Vermögen bereitstellen. Ob im
Einzelfall eine über 35 MW hinausgehende Leistung erbracht werden kann, bedarf der Prüfung
von Außentemperatur und prognostizierter Fernwärmelast durch die Anlagenbetreiberin kurzfristig
(d-1) vor dem angeforderten Abruf durch die Antragstellerin. Die Beschränkung der garantierten
elektrischen Leistung auf 35 MW während des Winterhalbjahrs folge aus dem Umstand, dass die
zum Betrieb der Anlage notwendige Wärmesenke ganz überwiegend durch die Fernwärmelast
gebildet werde. Die Wupper stünde nur sehr eingeschränkt als Wärmesenke zur Verfügung, da
aufgrund von umwelt- bzw. wasserrechtlichen Vorgaben eine Aufwärmung der Wupper nur bis zu
einem bestimmten Grenzwert zulässig sei. Aufgrund der deutlich niedrigeren Fernwärmelast in
den Sommermonaten und der jahreszeitbedingt bereits erhöhten Wassertemperatur könne wäh-
rend dieses Zeitraums auch die Verfügbarkeit einer Leistung von 35 MW nicht garantiert werden.
Zur Erbringung der 35 MW bedarf es lediglich des Betriebs einer Gasturbine. Die zweite Gastur-
bine der Anlage sei während des Winterhalbjahrs aus Redundanzgründen zwar betriebsbereit,
müsse aber mangels einer entsprechenden Fernwärmelast in der Regel nicht parallel eingesetzt
werden. Die maximale elektrische Leistung bei Parallelbetrieb der Gasturbinen liege bei idealen
Bedingungen, also einer entsprechend hohen Fernwärmelast, bei bis zu 66 MW. Laut WSW ist
die Anlage an den örtlichen Gasverteilnetzbetreiber angeschlossen, der eine garantierte unterbre-
chungsfreie Gasbezugsleistung von 140 MW zur Verfügung stellt, um eine der Gasturbinen und
einen Spitzenlastkessel für die Fernwärmeabsicherung mit Gas zu versorgen. Sollte im Einzelfall
eine höhere Leistung als 35 MW darstellbar sein, wäre der Gasbezug aus dem Verteilnetz ent-
sprechend zu erhöhen. Schließlich weist WSW noch darauf hin, dass die beiden Gasturbinen der
Anlage nicht über eine bivalente Befuerung verfügen.

Wegen weiterer Einzelheiten wird auf die Akte verwiesen.

II.

Dem Antrag der Antragstellerin ist stattzugeben, da er zulässig und begründet ist.

A. Einführung

Gemäß § 13f Abs. 1 EnWG können Betreiber von Übertragungsnetzen (ÜNB) eine Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Gas mit einer Nennleistung ab 50 Megawatt ganz oder teilweise als systemrelevantes Gaskraftwerk ausweisen, sofern die Anlage systemrelevant im Sinne dieser Vorschrift ist. Nach § 13f Abs. 1 Satz 1 EnWG ist eine Anlage insoweit systemrelevant, als dass eine Einschränkung ihrer Gasversorgung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führt. Die Ausweisung erfolgt in dem Umfang und für den Zeitraum, der jeweils erforderlich ist, um die Gefährdung oder Störung abzuwenden. Sie soll eine Dauer von 24 Monaten nicht überschreiten, es sei denn, die Systemrelevanz der Anlage wird durch eine Systemanalyse des regelzonenverantwortlichen Betreibers eines Übertragungsnetzes für einen längeren Zeitraum nachgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Ausweisung bedarf der Genehmigung der Bundesnetzagentur. Nach § 13f Abs. 1 Satz 7 EnWG hat die Bundesnetzagentur den Antrag zu genehmigen, wenn die Anlage tatsächlich systemrelevant im Sinne der Vorschrift ist.

Rechtsfolge der Ausweisung durch den ÜNB und der Genehmigungsentscheidung durch die Bundesnetzagentur ist zum einen, dass gemäß § 13f Abs. 2 Satz 1 EnWG die Betreiber von systemrelevanten Gaskraftwerken verpflichtet sind, soweit technisch und rechtlich möglich sowie wirtschaftlich zumutbar, eine Absicherung der Leistung im erforderlichen Umfang durch Inanspruchnahme einer bereits vorhandenen technischen Möglichkeit für einen Brennstoffwechsel vorzunehmen. Soweit ein Brennstoffwechsel nicht möglich ist, ist dies gegenüber der Bundesnetzagentur zu begründen und kurzfristig darzulegen, mit welchen anderen Optimierungs- oder Ausbaumaßnahmen der Kapazitätsbedarf befriedigt werden kann (§ 13f Abs. 2 Satz 3 EnWG).

Zum anderen darf gemäß § 16 Abs. 2a Satz 2 EnWG ein Gasnetzbetreiber den Gasbezug eines gemäß § 13f EnWG als systemrelevant ausgewiesenen Gaskraftwerks nicht durch markt- oder netzbezogenen Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 EnWG einschränken, soweit der Betreiber des betroffenen Übertragungsnetzes die weitere Gasversorgung der Anlage gegenüber dem betroffenen Gasnetzbetreiber anweist. Nach § 16 Abs. 2a Satz 3 EnWG darf der Gasbezug eines systemrelevanten Gaskraftwerks bei Vorliegen der Voraussetzungen von § 16 Abs. 2 EnWG durch den Gasnetzbetreiber nur nachrangig gegenüber anderen Anschlussnehmern eingeschränkt werden, soweit der Betreiber des betroffenen Übertragungsnetzes die weitere Gasversorgung des systemrelevanten Gaskraftwerks gegenüber dem Gasnetzbetreiber anweist.

B. Genehmigungsfähigkeit der Systemrelevanzausweisungen

Die Ausweisungsentscheidungen der Antragstellerin sind zu genehmigen, da insoweit die Voraussetzungen des § 13f Abs. 1 Satz 7 EnWG vorliegen. Danach hat die Bundesnetzagentur eine Ausweisungsentscheidung des ÜNBs zu genehmigen, wenn die betroffene Anlage systemrelevant im Sinne der Sätze 1 und 2 der Vorschrift ist.

1.

Eine vollständige oder teilweise Nichtverfügbarkeit der ausgewiesenen Anlagen infolge einer Einschränkung der Gasversorgung führt mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems.

a)

Nach § 13 Abs. 4 EnWG liegt eine Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems vor, wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die ÜNB nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann. Die Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems kann sich daraus ergeben, dass infolge einer teilweisen oder vollständigen Nichtverfügbarkeit der Anlagen den ÜNB zu wenig Redispatchleistung zum Hochfahren zur Verfügung steht, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Es ist methodisch korrekt, dass die Antragstellerin für die erforderliche Gefahrenbeurteilung die Ergebnisse der von der Bundesnetzagentur mit der Netzreservebedarfsfeststellung vom 28.04.2021 bestätigten Systemanalyse der ÜNB vom 01.03.2021 heranzieht¹. In der Systemanalyse wird unterstellt, dass kritische Netzsituationen häufig in sogenannten Starkwind-Starklast-Zeiten auftreten, d. h. in Zeiten, in denen eine hohe Windeinspeisung gleichzeitig zu einer hohen Stromnachfrage auftritt. Die synthetische Woche, aus der die für die Bestimmung des Redispatch- und Netzreservebedarfs maßgebliche bedarfsdimensionierende Stunde abgeleitet wird, wird derart parametrisiert, dass sie eine solche Starkwind-Starklastsituation darstellt. Im Winter 2021/2022 handelt es sich hierbei um die Stunde 273². Die Systemrelevanz eines Gaskraftwerks' begründet sich neben der Notwendigkeit, im bedarfsdimensionierenden Netznutzungsfall zum Redispatch einzuspeisen auch aus dem Umstand, dass eine Anlage in der bedarfsdimensionierenden Stunde bereits aufgrund des Marktergebnisses einspeist und hierdurch kritischen Leitungsauslastungen entgegengewirkt wird. Entfielen die marktbedingte Einspeisung einer sol-

¹ Anlage 1: Systemrelevanzprüfung von Gaskraftwerken in Deutschland gemäß § 13f EnWG der ÜNB vom 07.05.21, S.2ff; Systemanalyse 2021 der Übertragungsnetzbetreiber vom 01.03.2021, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Verorgungssicherheit/Netzreserve/start.html

² Bericht der Bundesnetzagentur über die Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2021/2022 sowie das Jahr 2023/2024, S.48.

chen Anlage, sodass andere Kraftwerke am Markt zum Zuge kämen, könnte die Einspeisung dieser Anlagen die Netzüberlastung noch verschärfen und das Defizit an Redispatchleistung noch weiter vergrößern.

Die als systemrelevant ausgewiesenen Anlagen Dormagen GT 1, GT 2 und DT (BNA0199) sowie HKW Barmen Block 1 (BNA1082) laufen in der bedarfsdimensionierenden Stunde bereits marktgetrieben, allerdings nicht mit ihrer vollen Netto-Nennleistung. Über eine Anforderung zum positiven Redispatch wird die Einspeisung dieser Anlagen im Modell erhöht. Die Anlagen Trianel Block 10 (BNA0410), Trianel Block 20 (BNA0411), Herdecke H6 (BNA0442), Knapsack I GT 11 (BNA0548a), Knapsack I DT 10 (BNA0548a), Gersteinwerk, Block I1 (BNA1042) und Gersteinwerk, Block K1 (BNA1046b) werden in der bedarfsdimensionierenden Stunde 273 auf Anforderung der ÜNB ebenfalls zum positiven Redispatch eingesetzt.

Zudem ist die Antragstellerin zutreffend von der Systemrelevanz der Anlage Knapsack I GT 12 (BNA0548a) ausgegangen, obwohl die Anlage in der maßgeblichen Stunde 273, der Stunde mit dem höchsten Netzreservebedarf innerhalb des Betrachtungszeitraums 2021/2022 als nicht verfügbar unterstellt wird. Im Rahmen der Ermittlung des maßgeblichen Netzreservebedarfs treffen die ÜNB Annahmen zu geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten konkreter Kraftwerke. Die Annahmen zu geplanten (insbesondere Revisionen oder Modernisierungsmaßnahmen) und ungeplanten (plötzliche technische Defekte) Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken wirken sich mitunter erheblich auf die Lastflusssituation im Netz und die Entstehung besonders kritischer Netzsituationen aus. Die ÜNB verwenden ein stochastisches Modell, das vor allem auf historischen Nichtverfügbarkeitsdaten aufbaut, um die jeweiligen Nichtverfügbarkeiten zu identifizieren. Für den Betrachtungszeitraum 2021/2022 wurde von den ÜNB unter anderem das Kraftwerk Knapsack I GT 12 (BNA0548a) als nichtverfügbares Gaskraftwerk unterstellt.³ Sofern diese Anlagen in der Systemanalyse als verfügbar angenommen worden wären, ist davon auszugehen, dass sie wie die am selben Standort befindlichen Anlagen Knapsack I GT 11 und Knapsack I DT 10 aufgrund einer Redispatchanforderung durch die Antragstellerin eingespeist hätte.

Im Rahmen der Systemanalyse haben die ÜNB bereits zutreffend festgestellt, dass Maßstab für die Bestimmung der erforderlichen Redispatchleistung zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs nicht bloß der herkömmliche (n-1)-Standard nach Art. 32 ff. der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb), sondern gemäß § 2 Abs. 2 S. 3 NetzResV, die erforderliche Redispatchleistung in der Höhe zu bemessen ist, dass die ÜNB beim Eintreten eines Mehrfachfehlers den Netzbetrieb angemessen beherrschen können. Es ist folgerichtig, dass die Antragstellerin im Rahmen ihrer Ausweisungsentscheidungen nach § 13f Abs. 1 EnWG ebenfalls davon ausgegangen ist, in dem Umfang Redispatchleistung aus Kraftwerken einschließlich der Gaskraftwerke abzusichern, wie er zur Beherrschung von Mehrfachfehlern erforderlich ist.

³ Systemanalysen 2021 der ÜNB vom 01.03.2021, S. 22f, 25; Bericht der Bundesnetzagentur über die Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2021/2022 sowie das Jahr 2023/2024, S. 26ff.

b)

Die Nichtverfügbarkeit eines gasbetriebenen Industriekraftwerks, das nicht oder nur teilweise in das öffentliche Netz einspeist, sondern vollständig oder überwiegend für den Eigenverbrauch produziert, kann ebenfalls eine nicht unerhebliche Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems begründen. Eine Gefährdung des sicheren Netzbetriebs kann sich einstellen, wenn sich die vertikale Netzlast im Fall einer Nichtverfügbarkeit – ggf. auch nur kurzfristig - erhöht⁴. Ein rapider Anstieg der Last stellt sich ein, wenn die für den industriellen Prozess benötigte Elektrizität aus dem angeschlossenen vorgelagerten Netz entnommen wird, um den Ausfall der Eigenerzeugung zu kompensieren. Die zusätzliche Last müsste dann durch andere Erzeugungseinheiten gedeckt und ggf. über bereits hoch belastete Netzelemente transportiert werden, was u.U. wiederum weitere Redispatch-Maßnahmen erforderlich machen könnte. Dabei kommt es zur Beurteilung der Systemrelevanz der jeweiligen Anlage nicht darauf an, dass im Normalbetrieb einer Industrieanlage keine Entnahme von Strom aus dem Netz der öffentlichen Versorgung erfolgt (vgl. zum Ganzen OLG Düsseldorf, Beschl. v. 19.12.2018, VI-3 Kart 117/17 [V], Seite 21 f.).

c)

Ebenso wenig kommt es für die Beurteilung der Systemrelevanz einer Anlage darauf an, ob die Möglichkeit eines Brennstoffwechsels besteht. Die Möglichkeit eines Brennstoffwechsels ist keine tatbestandliche Voraussetzung für die Genehmigung der Systemrelevanzausweisung, sondern vielmehr ihre Rechtsfolge (OLG Düsseldorf, Beschl. v. 19.12.2018, VI-3 Kart 117/17 [V], Seite 22). Die fehlende Möglichkeit eines Brennstoffwechsels vermag die Systemrelevanz der Anlage nicht zu tangieren. Sofern die bivalente Befeuerung nicht möglich ist, erfolgt die Absicherung der Einsatzfähigkeit von Anlagen, die an das Gasfernleitungsnetz angeschlossen sind, insbesondere durch die Buchung fester Kapazitäten beim Fernleitungsnetzbetreiber, vgl. § 13f Abs. 2 Satz 3 EnWG.

d)

Es besteht vorliegend eine hinreichende Wahrscheinlichkeit gemäß § 13f Abs. 1 Satz 1 EnWG, dass eine Einschränkung der Gasversorgung bei jedem der vorgenannten Kraftwerke zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führt. So kam es im Februar 2012 tatsächlich zu einem Engpass bei der Gasversorgung in Süddeutschland, der die Abschaltung mehrerer Kraftwerke zur Folge hatte. Zum anderen ist es angesichts des Ausmaßes der drohenden Schäden, die als Folgewirkung eines nicht mehr sicheren Netzbetriebs eintreten können gerechtfertigt, den geforderten Grad der

⁴ Die vertikale Netzlast beschreibt dabei die Summe aller Leistungsflüsse vom Übertragungsnetz zum Verteilernetz und zu direkt angeschlossenen Letztverbrauchern.

Eintrittswahrscheinlichkeit niedrig anzusetzen. So ist anerkannt, dass der Grad der Wahrscheinlichkeit, der im Einzelfall zu fordern ist, insbesondere von der Bedeutung des jeweiligen Schutzgutes und dem Umfang des befürchteten Schadens abhängig ist. Je bedeutsamer das gefährdete Rechtsgut ist, umso geringer sind die Anforderungen an die Schadenseintrittswahrscheinlichkeit. Bezogen auf die Regelung des § 13f Abs. 1 Satz 1 EnWG folgt hieraus, dass eine verhältnismäßig niedrige Eintrittswahrscheinlichkeit ausreicht, um zulässigerweise den Schluss ziehen zu können, dass die Nichtverfügbarkeit eines bestimmten Gaskraftwerks aufgrund von Brennstoffmangel zu einer Gefährdung oder Störung des sicheren Netzbetriebs führt. Tritt ein solcher Fall ein, drohen Stromausfälle bei Endverbrauchern von lokal begrenzten, noch kontrollierbaren Lastabschaltungen bis hin zu kaskadierenden, unkontrollierten Stromausfällen, die sich über mehrere Regelzonen und Staaten erstrecken können. Bei jeder Stromversorgungsunterbrechung, gleich welcher Dauer, regionalen Ausmaßes oder Kontrollierbarkeit, können Schäden für Leib und Leben sowie Eigentum und sonstige Vermögenswerte eintreten. Gestützt wird diese Sichtweise auch durch das Bundesverfassungsgericht, das zur Bedeutung der Sicherheit der Energieversorgung wie folgt ausführt: „Die Sicherstellung der Energieversorgung durch geeignete Maßnahmen [...] ist eine öffentliche Aufgabe von größter Bedeutung. Die Energieversorgung gehört zum Bereich der Daseinsvorsorge; sie ist eine Leistung, deren der Bürger zur Sicherung einer menschenwürdigen Existenz unumgänglich bedarf“ (BVerfG, Beschluss v. 20.03.1984, Az. 1 BvL 28/83 – Rz. 37, zit. nach juris).

2.

Die Antragstellerin durfte die Systemrelevanzausweisungen mit Ausnahme des HKW Barmen auf die gesamte Netto-Nennleistung der einzelnen Kraftwerksanlagen beziehen.

Gemäß § 13f Abs. 1 Satz 2 EnWG ist die Ausweisung der Systemrelevanz auf den Umfang zu beschränken, der erforderlich ist, um die Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems abzuwenden.

Die Betreiberin des HKW Barmen, die WSW Energie & Wasser AG, hat indes dargelegt, dass die tatsächliche maximale Leistung der Anlage von ihrer Netto-Nennleistung abweicht, da der Umfang der Stromerzeugung fast ausschließlich von der jeweiligen Fernwärmelast abhängt und der Fluss Wupper aufgrund von wasserrechtlichen Grenzwerten als Wärmesenke nahezu ausscheidet. Aus diesem Grund erstreckt sich die Systemrelevanzausweisung hinsichtlich des HKW Barmen auf eine Leistung von 66 MW während der Monate Oktober bis April, die allerdings nur nach Können und Vermögen bereitzustellen ist. Die Erhöhung der Stromerzeugung der garantierten 35 MW auf 66 MW setzt entweder voraus, dass die Fernwärmelast ausreichend hoch ist. Reicht die Fernwärmelast als Wärmesenke nicht aus, kommt eine Bereitstellung der 66 MW nur in Betracht, wenn die wasserrechtlichen Grenzwerte bei der Nutzung der Wupper als zusätzliche Wärmesenke beim Betrieb der Anlage eingehalten werden können. In beiden zuvor genannten Fällen ist zudem Vo-

raussetzung, dass die Anlage in dem erforderliche Umfang Gas vom Verteilnetzbetreiber beziehen kann. Vertraglich vereinbart ist zwischen der Anlagenbetreiberin und dem Gasverteilnetzbetreiber eine unterbrechungsfreie Gasbezugsleistung von 140 MW.

Die Entscheidung der Antragstellerin, die Ausweisungen auf die Dauer von 24 Monaten zu erstrecken, beginnend ab dem 01.01.2022, ist im Ergebnis nicht zu beanstanden. § 13f Abs. 1 S. 2 und 3 EnWG ist zu entnehmen, dass der Zeitraum von 24 Monaten den Regelfall der Ausweisungsdauer darstellt.

Im Übrigen ist festzuhalten, dass die Systemrelevanzausweisungen nach § 13b und § 13f EnWG nicht zwingend im zeitlichen Gleichlauf erfolgen. Wird die Dauer der Genehmigung einer Systemrelevanzausweisung nach § 13f EnWG auf einen längeren Zeitraum erstreckt, als die für dieselbe Anlage vorliegende Genehmigung einer Systemrelevanzausweisung nach § 13b EnWG, wird hiermit nicht präjudiziert, dass die Anlage für den längeren Zeitraum ebenso systemrelevant im Sinne des § 13b EnWG ist. Die im Rahmen von § 13b Abs. 4 und 5 EnWG erfolgte Systemrelevanzausweisung - bzw. deren Genehmigung - geht der nach § 13f EnWG genehmigten Systemrelevanzausweisung vor, insbesondere wenn es zu einem zeitlichen Auseinanderlaufen zwischen den Zeiträumen der jeweiligen Systemrelevanzausweisungen bzw. deren Genehmigungen kommt. Liegt nach Ablauf der Genehmigung der Systemrelevanzausweisung nach § 13b EnWG keine erneute Systemrelevanzausweisung des ÜNB bzw., im Falle einer beabsichtigten endgültigen Stilllegung, keine Genehmigung der Systemrelevanzausweisung durch die BNetzA vor, ist der Eingriff in die betroffenen Grundrechte des Anlagenbetreibers nach Art. 12 Abs.1 sowie Art. 14 Abs. 1 Grundgesetz in Gestalt des Stilllegungsverbots und der Verpflichtung zur Betriebsbereitschaftsherstellung nicht mehr gerechtfertigt, mit der Folge, dass der Betreiber seine Anlage stilllegen darf. Mit der zulässigen Stilllegung der nicht mehr nach § 13b EnWG systemrelevanten Anlage entfällt der Regelungsgenstand der Genehmigung der Systemrelevanzausweisung gemäß § 13f EnWG, die dadurch bedingt ist, dass die betreffende Anlage überhaupt betriebsbereit ist oder betriebsbereit gemacht werden kann.

C. Rechtsfolge

Da die ausgewiesenen Anlagen systemrelevant im Sinne von § 13f Abs. 1 Sätze 1 und 2 EnWG sind, ist gemäß § 13f Abs. 1 Satz 7 EnWG die Genehmigung der Ausweisung zu erteilen; die Entscheidung ist gebunden und steht nicht im Ermessen der Behörde.

Gemäß § 13f Abs. 2 S. 1 EnWG besteht die Verpflichtung der Betreiber von systemrelevanten Gaskraftwerken, die Leistung der Anlage im erforderlichen Umfang durch Inanspruchnahme einer Möglichkeit zum Brennstoffwechsel abzusichern nur für den Fall, dass diese Einrichtung bereits vorhanden ist. Die entsprechende Ertüchtigung eines Kraftwerks sieht das Gesetz nicht vor.

Die Verpflichtungen des § 13f Abs. 2 S. 3 EnWG, gegenüber der Bundesnetzagentur zu begründen, dass ein Brennstoffwechsel nicht möglich ist sowie kurzfristig dazulegen, mit welchen anderen Optimierungs- oder Ausbaumaßnahmen der Kapazitätsbedarf befriedigt werden kann, gelten

bereits als erfüllt, da die Anlagenbetreiber aussagekräftige Erklärungen hierzu bereits im Rahmen der Anhörung nach § 28 Abs. 1 VwVfG abgegeben haben.

Anlagenbetreiber, die nicht über eine vorhandene Einrichtung zum Brennstoffwechsel verfügen und an das Fernleitungsnetz angeschlossen sind, aber lediglich unterbrechbare Kapazitäten (day-ahead) buchen, sollen für den Zeitraum, in dem eine Absicherung der Gasverfügbarkeit im Einzelfall geboten ist, feste Gaskapazitäten buchen. Sind keine festen Gaskapazitäten buchbar, so kommt als nächster Schritt in Betracht, bei dem entsprechenden Fernleitungsnetzbetreiber die sog. verbindliche Einzelfallprüfung über feste Kapazitäten zu stellen. Ist es dem Fernleitungsnetzbetreiber möglich, die angefragten festen Kapazitäten an den Anschlusspunkt des Kraftwerks zu verlagern, bucht die Anlagenbetreiberin diese festen Kapazitäten langfristig für den erforderlichen Zeitraum.

Die Anregungen der KPG hinsichtlich Knapsack 1 und der KGH hinsichtlich Herdecke H6, die jeweils mit dem Fernleitungsnetz verbunden sind, zusätzlich noch an das Fernleitungsnetz eines weiteren Fernleitungsnetzbetreibers anzuschließen, um die Verfügbarkeit der Anlagen abzusichern, überzeugt nicht.

Auch wenn Knapsack I durch den Bau einer Verbindungsleitung zusätzlich an ein weiteres Fernleitungsnetz angeschlossen werden könnte, stünden an dem betreffenden Netzanschlusspunkt (Wesseling/Dikopsweg) ebenfalls nur unterbrechbare Kapazitäten zur Verfügung.

Am Netzanschlusspunkt des Fernleitungsnetzes an die Anlage Herdecke 6 sind feste Kapazitäten sogar buchbar, sodass der Bau einer Leitung zum Anschluss an ein weiteres Fernleitungsnetz nicht erforderlich ist.

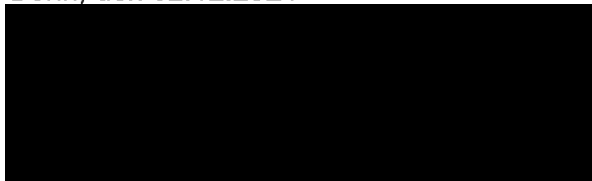
Rechtsbehelfsbelehrung:

Gegen diese Entscheidung kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung dieser Entscheidung Beschwerde eingelegt werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

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

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

Bonn, den 02.12.2021



Dr. Franziska Adamek
(Referatsleiterin)