



BESCHLUSS

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i.V.m. Art. 4 Abs. 1, Art. 4 Abs. 2, Art. 4 Abs. 4, Art. 6 Abs. 4 lit. a und c, Art. 27 Abs. 4 S. 1 und Art. 27 Abs. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sowie § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV i.V.m. § 28 S. 1 Nr. 3 ARegV

hinsichtlich der regelmäßigen Entscheidung zur Referenzpreismethode sowie der weiteren in Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Punkte für alle im Ein- und Ausspeisesystem NetConnect Germany tätigen Fernleitungsnetzbetreiber (REGENT-NCG)

Beigeladene:

Gazprom Marketing & Trading Ltd., 20 Triton Street, London NW1 3BF, Vereinigtes Königreich, vertreten durch den Vorsitzenden des Verwaltungsrats Mikhail Sereda

- Beigeladene zu 1) -

Gazprom export LLC, Ostrovskogo Sq. 2a letter „A“, Sankt Petersburg 191023, Russland, vertreten durch ihre Generaldirektorin Elena Burmistrova,

- Beigeladene zu 2) -

Verfahrensbevollmächtigte der Beigeladenen zu 2): Gleiss Lutz Hootz Hirsch PartmbB
Rechtsanwälte, Steuerberater (Sitz Stuttgart, AG Stuttgart PR 136)

SWISSGAS AG, Grütlistraße 44, CH-8027 Zürich (Schweiz), vertreten durch ihren CEO Ruedi
Rohrbach und den Leiter Energie Christoph Geiger,

- Beigeladene zu 3) -

Verfahrensbevollmächtigte der Beigeladenen zu 3): Becker Büttner Held Rechtsanwälte
Wirtschaftsprüfer Steuerberater PartGmbH (Sitz: München, AG München PR 627)

Uniper Global Commodities SE, Holzstraße 6, 40221 Düsseldorf, gesetzlich vertreten durch den
Vorstand,

- Beigeladene zu 4) -

EWE Gasspeicher GmbH, Moslestraße 7, 26122 Oldenburg, gesetzlich vertreten durch die Ge-
schäftsführung,

- Beigeladene zu 5) -

EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe, gesetzlich vertre-
ten durch den Vorstand,

- Beigeladene zu 6) -

Uniper Energy Storage GmbH, Ruhrallee 80, 45136 Essen, gesetzlich vertreten durch die Ge-
schäftsführung,

- Beigeladene zu 7) -

Wacker Chemie AG, Hanns-Seidel-Platz 4, 81737 München, gesetzlich vertreten durch den
Vorstand,

- Beigeladene zu 8) -

Verfahrensbevollmächtigte der Beigeladenen zu 8): Rechtsanwalt Manfred Ungemach,
Kaiser-Wilhelm-Ring 40, 40545 Düsseldorf,

WINGAS GmbH, Königstor 20, 34117 Kassel, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Beigeladene zu 9) -

GAS CONNECT AUSTRIA GmbH, Florisdorfer Hauptstraße 1, 1210 Wien, Österreich, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Beigeladene zu 10) -

Verfahrensbevollmächtigte der Beigeladenen zu 10): Rechtsanwälte Ulrich Quack und Dr. Oliver Fleischmann, Wilmer Cutler Pickering Hale and Dorr LLP, Friedrichstr. 95, 10117 Berlin

hat die Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch

den Vorsitzenden Helmut Fuß,

die Beisitzern Anne Zeidler

die Beisitzerin Dr. Ulrike Schimmel

am 29.03.2019 beschlossen:

1. Als Referenzpreismethode für die Bildung von Referenzpreisen durch die im Ein- und Ausspeisesystem NetConnect Germany tätigen Fernleitungsnetzbetreiber wird die Berechnung distanzunabhängiger Ein- und Ausspeiseentgelte (sogenannte einheitliche Briefmarkenentgelte) festgelegt. Dabei sind die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen durch die für das Kalenderjahr prognostizierten, durchschnittlich kontrahierten, unangepassten Kapazitäten der Ein- und Ausspeisepunkte zu dividieren. Für die Einspeisung von Biogas, von Wasserstoff, welcher durch Wasserelektrolyse erzeugt wird und von Gas, welches durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist (Power-to-Gas), sind keine Kapazitäten anzusetzen und keine Einspeiseentgelte zu berechnen.
2. Kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte an Ein- und Ausspeisepunkten an Speichieranlagen für verbindliche und unterbrechbare Kapazitätsprodukte sowie für Kapazitätsprodukte, die mit einer Bedingung verbunden sind, sind mit einem Rabatt in

Höhe von 75 % zu versehen, sofern und soweit eine Speicheranlage, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden ist, nicht als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt wird. Vor Ausweis eines entsprechenden Rabatts hat sich der Fernleitungsnetzbetreiber die Nichtbenutzbarkeit als Alternative zu einem Kopplungspunkt vom Speicherbetreiber nachweisen zu lassen. Weitere oder hiervon abweichende ganzjährige Rabatte sind nicht zulässig.

3. Fernleitungsentgelte für Kapazitätsprodukte, die mit einer Bedingung verbunden sind (bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte), können mit einem Rabatt versehen werden. Kapazitätsgelte für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte dürfen durch die Rabattierung nicht niedriger sein als das Kapazitätsgelt für das am geringsten rabattierte unterbrechbare Standardkapazitätsprodukt an diesem Punkt. Diese Vorgaben für Fernleitungsentgelte für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte gelten auch bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen, dort jedoch erst nach Anwendung des gemäß Tenorziffer 2 festgelegten Rabatts.

- a) Bezüglich des Netzanschlusspunktes des Letztverbrauchers Wacker Chemie AG bei der bayernets GmbH wird ein Benchmarking nach Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 aufgrund eines ansonsten drohenden Direktleitungsbaus durchgeführt. Diese Regelung kommt nur zur Anwendung, sofern für die Versorgung dieses Letztverbrauchers über den entsprechenden Netzanschlusspunkt der Einspeisepunkt Überackern 2 (Netzpunkt 700069-8001-1) oder der Einspeisepunkt am Untergrundspeicher Haidach (Netzpunkt 700069-8021-1) genutzt werden.

- (1) Bei Anwendung des reduzierten Entgelts ist ein fester oder unterbrechbarer Zugang zum virtuellen Handelspunkt auszuschließen. Werden an diesen Punkten Kapazitätsprodukte mit Zugang zum virtuellen Handelspunkt angeboten, gelten abweichend vom Benchmarking die allgemeinen Entgeltregelungen, sofern und soweit der Zugang zum virtuellen Handelspunkt in Anspruch genommen wird.

- (2) Beim Ansatz einer kalkulatorischen Nutzungsdauer der drohenden Direktleitung von vier Jahren beträgt die indikative Höhe des Entgelts insgesamt 0,84 € pro kWh/h/a für die Buchung entsprechender Ein- und Ausspeisekapazitäten. Hierbei ist für die Einspeisekapazität das sich gemäß Tenorziffer 3 b) ergebende Entgelt anzusetzen. Für die Ausspeisekapazität ist die Differenz aus indikativ 0,84 € pro kWh/h/a und dem sich für die Einspeisekapazität ergebendem Entgelt anzusetzen. Weitere Speicherrabatte sind auf diese Entgelte nicht anzuwenden.

- (3) Wird der Bundesnetzagentur gegenüber nachgewiesen, dass eine höhere kalkulatorische Nutzungsdauer sachgerecht ist, können entsprechend weiter reduzierte Entgelte ausgewiesen werden. In diesem Fall ist durch den Letztverbraucher als Petenten eine vertragliche Verpflichtung gegenüber der bayernets GmbH zur Zahlung des Differenzbetrages zwischen den tatsächlichen Erlösen aus den Buchungen zu dem reduzierten Entgelt sowie den bei der Berechnung des reduzierten Entgelts angesetzten jährlichen Gesamtkosten des Direktleitungsbaus einzugehen. Die vertragliche Verpflichtung muss eine Laufzeit entsprechend der angesetzten kalkulatorischen Nutzungsdauer haben. Die vertragliche Verpflichtung ist der Bundesnetzagentur vorzulegen.
- (4) Das reduzierte Entgelt ist an den Petenten und die entsprechenden Ein- und Ausspeisepunkte gebunden und gilt unabhängig vom Transportkunden bzw. Lieferanten des Letztverbrauchers. Das reduzierte Entgelt ist durch die bayernets GmbH zum Beginn einer Regulierungsperiode unter Anwendung aktualisierter Zinssätze neu zu kalkulieren. Jede Rekalkulation ist der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Das reduzierte Entgelt ist durch den Fernleitungsnetzbetreiber bayernets GmbH stets transparent auszuweisen.
- b) Bezüglich der Ein- und Ausspeisepunkte am Speicher Haidach der Speicherbetreiber astora GmbH & Co. KG sowie GSA LLC bei der bayernets GmbH (Netzknoten 700069-8021-1 und 700069-8021-2) wird ein Benchmarking nach Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 aufgrund eines ansonsten drohenden Direktleitungsbaus durchgeführt. Diese Regelung kommt für den Fall der Einspeicherung nur zur Anwendung, wenn hierfür der Einspeisepunkt Überackern 2 (Netzknoten 700069-8001-1) genutzt wird. Diese Regelung kommt für den Fall der Ausspeicherung nur zur Anwendung, wenn hierfür der Ausspeisepunkt Überackern 2 (Netzknoten 700069-8001-2) genutzt wird.
- (1) Bei Anwendung des reduzierten Entgelts ist ein fester oder unterbrechbarer Zugang zum virtuellen Handelspunkt auszuschließen. Werden an diesen Punkten Kapazitätsprodukte mit Zugang zum virtuellen Handelspunkt angeboten, gelten abweichend vom Benchmarking die allgemeinen Entgeltregelungen, sofern und soweit der Zugang zum virtuellen Handelspunkt in Anspruch genommen wird.

- (2) Beim Ansatz einer kalkulatorischen Nutzungsdauer der drohenden Direktleitung von vier Jahren beträgt die indikative Höhe des Entgelts 0,13 € pro kWh/h/a für die Buchung einer entsprechenden Einspeisekapazität und 0,13 € pro kWh/h/a für die Buchung einer entsprechenden Ausspeisekapazität. Weitere Speicherrabatte sind auf diese Entgelte nicht anzuwenden.
- (3) Wird der Bundesnetzagentur gegenüber nachgewiesen, dass eine höhere kalkulatorische Nutzungsdauer sachgerecht ist, können entsprechend weiter reduzierte Entgelte ausgewiesen werden. In diesem Fall ist durch die Speicherbetreiber als Petenten eine vertragliche Verpflichtung gegenüber der bayernets GmbH zur Zahlung des Differenzbetrages zwischen den tatsächlichen Erlösen aus den Buchungen zu dem reduzierten Entgelt sowie den bei der Berechnung des reduzierten Entgelts angesetzten jährlichen Gesamtkosten des Direktleitungsbaus einzugehen. Die vertragliche Verpflichtung muss eine Laufzeit entsprechend der angesetzten kalkulatorischen Nutzungsdauer haben. Die vertragliche Verpflichtung ist der Bundesnetzagentur vorzulegen.
- (4) Das reduzierte Entgelt ist an die Petenten und die entsprechenden Ein- und Ausspeisepunkte gebunden und gilt unabhängig vom Transportkunden. Das reduzierte Entgelt ist durch die bayernets GmbH zum Beginn einer Regulierungsperiode unter Anwendung aktualisierter Zinssätze neu zu kalkulieren. Jede Rekalkulation ist der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Das reduzierte Entgelt ist durch den Fernleitungsnetzbetreiber bayernets GmbH stets transparent auszuweisen.
- (5) Gasmengen, die unter Nutzung dieser reduzierten Tarife eingespeichert werden, dürfen nicht durch Nutzung von gemäß Tenorziffer 2 rabattierten Einspeisekapazitäten in das Marktgebiet NetConnect Germany verbracht werden. Die entsprechenden Gasmengen dürfen nur zurück in das österreichische Marktgebiet oder zum Netzanschlusspunkt des Letztverbrauchers Wacker Chemie AG verbracht werden oder mit einer voll bepreisten Einspeisekapazität in das Marktgebiet NetConnect Germany eingespeist werden. Der Netzbetreiber bayernets GmbH hat sich die entsprechenden Nachweise hierzu durch die Petenten am Speicher Haidach geben zu lassen.

4. Anpassungen nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 an allen Ein- und Ausspeisepunkten mit dem Ziel, die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen tatsächlich vereinnahmen zu können, sind durch Multiplikation mit einer Konstanten umzusetzen.
5. Die Kosten, welche die Netzbetreiber gemäß § 19a Abs. 1 S. 1 EnWG für die notwendigen technischen Anpassungen der Netzanschlüsse, Kundenanlagen und Verbrauchsgeräte zur Umstellung der im Netz einzuhaltenden Gasqualität von L-Gas auf H-Gas zu tragen haben (Umstellungskosten), werden bundesweit auf alle Gasversorgungsnetze umgelegt. Die Marktraumumstellungsumlage wird als Systemdienstleistung im Sinne des Art. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eingestuft.
 - a) Die Fernleitungsnetzbetreiber beider deutschen Marktgebiete ermitteln jährlich gemeinsam die Gesamtsumme der an ihre nachgelagerten Verteilnetzbetreiber zu erstattenden und bei ihnen selbst voraussichtlich anfallenden Umstellungskosten. Ferner ermitteln sie gemeinsam die prognostizierte Gesamtmenge der für das betreffende Jahr gebuchten bzw. bestellten Ausspeisekapazitäten an allen Ausspeisepunkten mit Ausnahme von Kopplungspunkten und Speicherpunkten. Die ermittelten Gesamtkosten werden gleichmäßig auf die prognostizierten gebuchten bzw. bestellten Ausspeisekapazitäten an Ausspeisepunkten mit Ausnahme von Kopplungspunkten und Speicherpunkten verteilt und auf die entsprechenden Kapazitätsentgelte aufgeschlagen. Die Fernleitungsnetzbetreiber richten einen Ausgleichsmechanismus ein, der sicherstellt, dass die Marktraumumstellungsumlage für die einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber ergebnisneutral wirkt.
 - b) Die Kosten der Umstellung werden von allen Netzkunden, die Ausspeisepunkte mit Ausnahme von Kopplungspunkten und Speicherpunkten nutzen, gleichermaßen getragen.
 - c) Ergeben sich Abweichungen zwischen den bei der Berechnung zu Grunde gelegten und den tatsächlich vermarkteten Kapazitäten, werden die hieraus resultierenden Differenzen bei den erzielten Erlösen über einen Plan-Ist-Ausgleich im Rahmen des Marktraumumstellungsumlagesystems ausgeglichen. Differenzen, die aus Abweichungen zwischen prognostizierten und tatsächlich entstandenen Umstellungskosten entstehen, sind ebenfalls über einen Plan-Ist-Ausgleich im Rahmen des Marktraumumstellungsumlagesystems auszugleichen. Beide Differenzen werden jeweils im Kalenderjahr nach ihrer Entstehung ermittelt und im darauf folgenden Kalenderjahr vollständig ausgeglichen. Dabei werden sie in Höhe des im auszugleichenden Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen

Betrags verzinst. Der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Die Verzinsung richtet sich nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten.

6. Die Kosten für den effizienten Netzanschluss sowie für die Wartung und den Betrieb gemäß § 33 Abs. 2 GasNZV, die Maßnahmen gemäß § 33 Abs. 10 GasNZV sowie die Maßnahmen gemäß § 34 Abs. 2 GasNZV, für den erweiterten Bilanzausgleich gemäß § 35 GasNZV abzüglich der vom Bilanzkreisverantwortlichen gemäß § 35 Abs. 8 GasNZV zu zahlenden Pauschale, für Maßnahmen gemäß § 36 Abs. 3 und 4 GasNZV sowie für die vom Netzbetreiber gemäß § 20a GasNEV an den Transportkunden von Biogas zu zahlenden Entgelte für vermiedene Netzkosten (Biogaskosten) werden bundesweit umgelegt. Die Biogasumlage wird als Systemdienstleistung im Sinne des Art. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eingestuft.
 - a) Die Fernleitungsnetzbetreiber beider deutschen Marktgebiete ermitteln jährlich gemeinsam die Gesamtsumme der an ihre nachgelagerten Verteilnetzbetreiber zu erstattenden und bei ihnen selbst voraussichtlich anfallenden Biogaskosten. Ferner ermitteln sie gemeinsam die prognostizierte Gesamtmenge der für das betreffende Jahr gebuchten bzw. bestellten Ausspeisekapazitäten an allen Ausspeisepunkten mit Ausnahme von Kopplungspunkten und Speicherpunkten. Die ermittelten Gesamtkosten werden gleichmäßig auf die prognostizierte gebuchten bzw. bestellten Ausspeisekapazitäten mit Ausnahme von Kopplungspunkten und Speicherpunkten verteilt und auf die entsprechenden Kapazitätsentgelte aufgeschlagen. Die Fernleitungsnetzbetreiber richten einen Ausgleichsmechanismus ein, der sicherstellt, dass die Biogasumlage für die einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber ergebnisneutral wirkt.
 - b) Die Biogaskosten werden von allen Netzkunden, die Ausspeisepunkte mit Ausnahme von Kopplungspunkten und Speicherpunkten nutzen, gleichermaßen getragen.
 - c) Ergeben sich Abweichungen zwischen den bei der Berechnung zu Grunde gelegten und den tatsächlich vermarkteten Kapazitäten, werden die hieraus resultierenden Differenzen bei den erzielten Erlösen über einen Plan-Ist-Ausgleich im Rahmen des Biogasumlagesystems ausgeglichen. Differenzen, die aus Abweichungen zwischen prognostizierten und tatsächlich entstandenen Biogaskosten entstehen, sind ebenfalls über einen Plan-Ist-Ausgleich im Rahmen des Biogasumlagesystems auszugleichen. Beide Differenzen werden jeweils im Kalenderjahr nach ihrer Entstehung ermittelt und im darauf folgenden

Kalenderjahr vollständig ausgeglichen. Dabei werden sie in Höhe des im auszugleichenden Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags verzinst. Der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Die Verzinsung richtet sich nach dem auf die letzten zehn abgeschlossen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten.

7.

- a) Für den Messstellenbetrieb an Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern, zu dem auch die Messung gehört, werden Messstellenbetriebsentgelte nach einer vom jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber zu bestimmenden verursachungsgerechten, nichtdiskriminierenden, objektiven und transparenten Methodik erhoben. Der Messstellenbetrieb an diesen Punkten wird als Systemdienstleistung eingestuft. Ergeben sich Abweichungen zwischen den für das Kalenderjahr bei effizienter Leistungserbringung entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs an Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen, welche durch Änderungen der Zahl der Anschlussnutzer, bei denen der Messstellenbetrieb durch den Netzbetreiber durchgeführt wird, verursacht werden, werden diese Abweichungen – soweit sie ab dem Jahr 2020 entstanden sind – über ein gesondertes Regulierungskonto ausgeglichen. Abweichungen, die vor dem Jahr 2020 entstanden sind, werden über das reguläre Regulierungskonto ausgeglichen.
- b) Für den Messstellenbetrieb an internen Bestellpunkten wird ebenfalls ein Messstellenbetriebsentgelt erhoben, welches die Kosten der jeweiligen Messstelle und der Messung widerspiegelt. Der Messstellenbetrieb an diesen Punkten wird ebenfalls als Systemdienstleistung eingestuft.
- c) Der Messstellenbetrieb an Kopplungspunkten und Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen wird als Fernleitungsdienstleistung eingestuft.

8. Es werden Entgelte für das Nominierungsersatzverfahren nach § 15 Abs. 3 GasNZV erhoben, soweit es in Anspruch genommen wird. Das Nominierungsersatzverfahren wird als Systemdienstleistung eingestuft.

9. Die Anordnungen gemäß Ziffern 1 bis 8 gelten mit Wirkung ab dem 01.01.2020.

10.

- a) Sollte vor der Wiederholung dieses Verfahrens gemäß Art. 27 Abs. 5 S. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ein neuer, in dieser Festlegung nicht berücksichtigter Sachverhalt insbesondere in Form von neuen Bedingungen für

verbindliche Kapazitätsprodukte oder neuen Systemdienstleistungen bei einem im Marktgebiet NetConnect Germany tätigen Fernleitungsnetzbetreiber auftreten, der eine Neubewertung der in Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Punkte erforderlich machen könnte, ist dieser Sachverhalt unverzüglich der Bundesnetzagentur anzuzeigen.

- b) Zur Bewertung des Mengenrisikos nach Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 haben die im Ein- und Ausspeisesystem NetConnect Germany tätigen Fernleitungsnetzbetreiber nach Abschluss eines Kalenderjahres, beginnend mit dem Kalenderjahr 2020, bis zum 31.01. des folgenden Kalenderjahres einen gemeinsamen Bericht zu veröffentlichen. Der Bericht muss mindestens aufgeschlüsselt nach den Punkttypen gemäß Anlage 2 Angaben zur technischen Kapazität, der prognostizierten, durchschnittlich kontrahierten, unangepassten Kapazität, der prognostizierten, durchschnittlich kontrahierten angepassten Kapazität sowie der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen im abgelaufenen Kalenderjahr enthalten. Die Angaben zu Kopplungspunkten sind nach den angrenzenden Ein- und Ausspeisesystem bzw. Ländern zu gliedern. Dabei ist jeweils auf die Entwicklung im Vergleich zum Vorjahreszeitraum einzugehen und darzulegen, inwiefern die Entwicklung auf wesentlichen Änderungen der technischen Kapazität, dem Buchungsverhalten von Netznutzern oder sonstigen Gründen beruht. Die etwaige Substitution des Gastransports über andere Ein- und Ausspeisesysteme ist aufzuzeigen. Darüber hinaus soll der Bericht die entgangenen Erlöse aufgrund der Entgeltbefreiung für Biogas und Power-to-Gas aufzeigen. Ergänzend ist zum 31.08.2019 ein Zwischenbericht zu veröffentlichen, der insbesondere auf die Auktionen von Jahreskapazitäten im Juli 2020 sowie Quartalskapazitäten im August 2019 unter gemeinsamer Anwendung der Referenzpreismethode eingeht. Die Berichtspflicht endet mit dem Erlass der Folgeentscheidung nach Art. 27 Abs. 5 S. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.

11. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

A.

- 1 Die Beschlusskammer hat von Amts wegen ein Verfahren zur Festlegung einer Referenzpreismethode sowie der weiteren in Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Punkte für alle im Ein- und Ausspeisesystem NetConnect Germany tätigen Fernleitungsnetzbetreiber eingeleitet.

I. Verfahrensablauf

- 2 Die Einleitung des Verfahrens wurde im Amtsblatt 05/2018 vom 14.03.2018 sowie zeitgleich auf der Homepage der Bundesnetzagentur bekannt gemacht.
- 3 Hintergrund des Verfahrens ist der am 06.04.2017 in Kraft getretene Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen (Verordnung (EU) Nr. 2017/460), der unmittelbar geltendes europäisches Recht darstellt, jedoch mehrerer Umsetzungsakte durch die nationale Regulierungsbehörde bedarf. Diese sind umfassenden Konsultationen zu unterziehen.
- 4 Mit der Festlegung der Vorgaben zur Implementierung der Netzkodizes über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen (Verordnung (EU) Nr. 2017/460) und über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 (Verordnung (EU) Nr. 2017/459) in die Anreizregulierung vom 19.07.2017 (BK9-17/609) wurden vorbereitende Entscheidungen für das Verfahren nach Art. 26 und 27 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 getroffen. Unter anderem wurden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, alle für die Bewertung der Kostenzuweisung nach Art. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 und der abschließenden Konsultation nach Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 erforderlichen Unterlagen bis zum 31.01.2018 vollständig bei der Bundesnetzagentur in deutscher und englischer Sprache einzureichen.
- 5 Die Fernleitungsnetzbetreiber sind dieser Verpflichtung nachgekommen. Die eingereichten Berichte wurden durch die Bundesnetzagentur ausgewertet und die Erhebungsbögen auf einheitliche und richtige Datenmeldungen geprüft. Erforderlichenfalls wurden Korrekturen der Angaben eingefordert.
- 6 Basierend auf den eingereichten Berichten und Erhebungsbögen wurde durch die Bundesnetzagentur die vorliegende Entscheidung nach Art. 27 Abs. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 erarbeitet.

II. Vorabkonsultation

- 7 Der deutschsprachige Beschlussentwurf wurde am 16.05.2018 auf der Homepage der Bundesnetzagentur zur Vorabkonsultation veröffentlicht. Dies erfolgte mit dem Hinweis, dass

die gemäß Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 erforderliche abschließende Konsultation beginnen und 2 Monate laufen würde, sobald ergänzend eine englischsprachige Fassung auf der Homepage und im Amtsblatt veröffentlicht wird. Rechtlich verbindlich ist allein die deutschsprachige Fassung.

8 Die nach § 67 Abs. 1 EnWG grundsätzlich erforderliche individuelle Anhörung der einzelnen Adressaten wurde analog § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG und § 28 Abs. 2 Nr. 4 VwVfG durch diese Veröffentlichung sowie die abschließende Konsultation ersetzt.

9 Es sind 34 Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf eingegangen. Diese wurden in der jeweiligen um etwaige Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigten Fassung auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Im Wesentlichen wurde vorgetragen:

1. Festlegung einer Referenzpreismethode gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (Ziffer 1 des Tenors)

a) Festlegung der einheitlichen Briefmarke als Referenzpreismethode

10 Überwiegend wurde die Festlegung der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke im Hinblick auf die Kriterien in Art. 7 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 begrüßt. Vor dem Hintergrund des vertragspfadunabhängigen Entry-Exit-Systems wurde eine Berücksichtigung von Distanzen als Kostentreiber überwiegend kritisch gesehen.

11 Andererseits wurde vorgetragen, dass aufgrund des nicht unwesentlichen Anteils an systemübergreifender Netznutzung die Kostentreiber der Distanz und Kapazität bei der Referenzpreismethode zu berücksichtigen seien. Entgelte auf Basis der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz würden gegenüber einheitlichen Briefmarkenentgelten ein höheres Maß an Kostenorientierung aufweisen.

b) Entry-Exit-Split

12 Die indirekte Festlegung des Entry-Exit-Splits wurde unterschiedlich bewertet.

13 Eine Fraktion bewertete den festgestellten Entry-Exit-Split von 31,94/68,06 für das NCG-Marktgebiet und 38,21/61,79 für GASPOOL als sachgerecht. Allenfalls wäre eine weitere Entlastung der Entry-Seite zur Erhöhung der Liquidität sachgerecht. Denn bei der Berechnung des Entry-Exit-Splits müsse dem Umstand Rechnung getragen werden, dass die technischen Anlagen auf der Ausspeiseseite kostenintensiver seien als auf der Einspeiseseite. Dementsprechend müssten mehr Kosten auf die Ausspeiseseite allokiert werden, als dies bei einem rein kapazitätsgewichteten Entry-Exit-Split der Fall sei.

14 Eine andere Fraktion sprach sich für einen Entry-Exit-Split von 50/50 aus, was einer sachgerechten Kostenallokation entspreche. Es seien also eine höhere Einspeisebriefmarke

und eine geringere Ausspeisebriefmarke festzulegen. Ansonsten würden einspeisende Netznutzer nicht im gleichen Umfang an den Kosten beteiligt wie ausspeisende Netznutzer.

c) Sonstige Fragen

- 15 Es wurden Stellungnahmen zu der (in dieser Festlegung nicht geregelten) Frage, ob die Referenzpreismethode gemeinsam oder getrennt angewendet werden sollte, sowie zum Ausgleichsmechanismus abgegeben.

2. Speicherrabatte gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer ii) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (Ziffer 2 des Tenors)

a) Höhe des Rabatts

- 16 Überwiegend wurde die Festlegung eines Rabatts in Höhe von 75 % an Speicheranschlusspunkten begrüßt. Dies sei ein guter Kompromiss zwischen den widerstreitenden Zielsetzungen.
- 17 Andere Marktteilnehmer forderten in unterschiedlichem Umfang höhere Rabatte aufgrund verschiedener Argumente: Aufgrund des Beitrags zur Versorgungssicherheit und der Systemdienlichkeit sei ein noch höherer Rabatt bis hin zu einer vollständigen Befreiung von Netzentgelten gerechtfertigt. Dies gelte insbesondere für L-Gas-Speicher. Entgelte an Speicheranlagen sollten überhaupt nicht anfallen. Nur dies würde die Netzdienlichkeit von Speichern angemessen berücksichtigen. Das Argument, dass ansonsten andere Netznutzer zu sehr belastet werden, sei inkonsequent, da dies bei der Sozialisierung der Kosten anhand der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke ohnehin statfinde. Punkte zu Speicheranlagen seien mit mindestens 95 % zu rabattieren, da die Nutzung von Speicheranlagen bedeute, dass keine zusätzliche Netzinfrastruktur genutzt werde. Bei Festsetzung eines Speicherrabatts in Höhe von 75 % bestehe immer noch eine Verzerrung im Hinblick darauf, dass beim konkurrierenden Flexibilitätsprodukt in Form von über LNG-Terminals importierten Gases nur ein Entry- und Exit-Entgelt anfalle.
- 18 Andere Marktteilnehmer sprachen sich für flexiblere Lösungen aus. Eine starre Regelung zu Rabatten an Speicheranlagen sei aus Gründen der Netzdienlichkeit und der Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit nicht geboten. Es sollten Chancen und Potentiale im Rahmen der Energiewende oder Sektorkopplung bedacht werden. Zwar werde die Ansicht der Bundesnetzagentur geteilt, dass Speicher eine netzdienliche Wirkung haben können. Dies gelte jedoch nur, wenn die Speicher im Bedarfsfall auch tatsächlich zur Verfügung ständen. Zu beachten sei auch, dass gemäß der Netzentwicklungspläne signifikante Investitionen für die Bereitstellung von Kapazitäten an Speichern anfielen und über das Speicherprodukt TaK (temperaturabhängige Kapazitäten) bereits ein rabattiertes Entgelt vorgesehen sei. Dies und der

Umstand, dass auch bei der Speichernutzung das Netz in Anspruch genommen werde und insbesondere bei Speichern in Süddeutschland erhebliche Distanzen zurückgelegt werden müssten, sprächen dafür, einen flexiblen Rabatt mit einem Korridor von 50 bis 75 % festzulegen. Jedenfalls seien 75 % die obere Grenze einer sachgerechten Rabattierung.

- 19 Wiederum andere Marktteilnehmer kritisierten die Erhöhung des Rabatts auf 75 %. Hinsichtlich der Rabattierung von Speicheranschlusspunkten seien die monetären Auswirkungen der Erhöhung des Rabatts von 50 % auf 75 % auszuweisen. Die Erhöhung auf 75 % erscheine willkürlich, da mit ähnlichen Erwägungen in der Vergangenheit ein Rabatt von 50 % gerechtfertigt wurde. Der Ausgleich von divergierenden Forderungen des Marktes, die zwischen 50 % und 100 % Rabattierung fordern, sei kein zulässiges, energiewirtschaftliches Argument. Es sei vielmehr darzulegen, wieso ein Rabatt von 75 % zu höheren Speicherfüllständen am Ende des Winters führe. Das gewünschte Niveau an Versorgungssicherheit sei bereits durch die Ausschreibung von Long-Term-Options gegeben. Eine weitere Quersubventionierung sei daher nicht angebracht.

b) Speicheranlagen mit Zugang zu mehreren Marktgebieten

- 20 Der Wegfall des Umbuchungsentgelts sowie die Ausgestaltung der Regelungen für Speicheranlagen mit Zugang zu mehreren Marktgebieten werden überwiegend kritisch gesehen.

(1) Ausschluss von der Rabattierung

- 21 Ein Ausschluss der Rabattierung an Speicheranlagen, die mit mehr als einem Fernleitungsnetz oder Verteilnetz verbunden sind und dadurch den Zugang zu verschiedenen Ein- und Ausspeisesystemen ermöglichen, dürfe nur erfolgen, wenn eine Überspeisung von Gasmengen tatsächlich stattfindet bzw. stattgefunden hat. Die abstrakte Möglichkeit reiche hierzu nicht aus.
- 22 Vorgetragen wurde, dass eine Alternative zu einem Kopplungspunkt nur vorliege, wenn das Entgelt für die Grenzüberschreitung am Marktgebiets- bzw. Grenzübergangspunkt höher ist als das tatsächliche Netzentgelt, dass im Fall einer Überspeisung der Mengen über die Speicheranlage zu entrichten wäre, oder auch, dass eine Alternative nur bei technischer und kommerzieller Gleichwertigkeit zur Nutzung eines Kopplungspunktes gegeben sei. Da der Marktübertritt über einen Speicher stets auch eines entgeltlichen Speichernutzungsvertrages bedürfe, sei eine solche Alternative jedoch nie gegeben. Im Ergebnis sei der Rabatt immer dann zu gewähren, wenn konkrete Gasmengen nicht tatsächlich zum Marktgebietsübertritt genutzt werden. Teilweise wird dabei darauf abgestellt, dass die Überspeisung am gleichen Tag wie die Einspeicherung stattfinden müsse, um eine Nicht-Rabattierung zu rechtfertigen. Andernfalls könnten Gasmengen in Engpasssituationen im Speicher verbleiben, obwohl sie physisch zur Beseitigung des Engpasses (im angrenzenden Marktgebiet) verfügbar seien.

- 23 Klarzustellen sei, dass bei Speicheranlagen mit Zugang zu mehreren Marktgebieten nicht vom Speicherbetreiber generell entschieden werden müsse, ob diese für grenzüberschreitende Flüsse genutzt werden können oder nicht, sondern dass diese Differenzierung auch auf Ebene von Netz- bzw. Speichernutzern bzw. entsprechenden Konten erfolgen könne. Der Rabatt sei immer dann zu gewähren, wenn konkrete Gasmengen im Endeffekt nicht grenzüberschreitend ausgespeist werden, sondern im gleichen Marktgebiet verbleiben, auch wenn in diesem Fall die grenzüberschreitende Ausspeisung möglich gewesen wäre.
- 24 Es solle im Beschluss eindeutig geregelt werden, welche Vertragspartei die Nachweise der Nichtnutzung der Überspeisemöglichkeit gegenüber dem Fernleitungsnetzbetreiber zu erbringen hat. Es solle die bisherige Regelung hierzu fortgeführt werden.

(2) Entfall der Umbuchungsmöglichkeit

- 25 An dem bisher festgelegten Umbuchungsentgelt zur nachträglichen Rückerstattung eines einmal gewährten Rabattes sei festzuhalten. Die Regelungen der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 würden einen solchen Mechanismus zwar nicht vorsehen, aber auch nicht ausschließen. Dass die in einer Entwurfsfassung enthaltene Regelung zu einem solchen Entgelt gestrichen wurde sei kein Ausdruck für eine eingeschränkte, sondern für eine erhöhte Regelungsfreiheit für die Regulierungsbehörden. Die Ausgestaltung der bisherigen Regelung sei zwar völlig unverhältnismäßig gewesen, ihr Wegfall stelle jedoch eine Marktabschottung und eine unzulässige Punkt-zu-Punkt Tarifierung dar. Das Verbot einer Umbuchung sei auch aus Gründen der Versorgungssicherheit bedenklich.
- 26 Konsequenz wäre, dass sofern in Deutschland eingespeichertes Gas auch nur zu einem kleinen Teil im Ausland ausgespeichert werden soll, insgesamt keine Rabattierung möglich wäre. Dies stelle eine Entwertung der bisherigen Investitionen bzw. Speichernutzungsgebühren und eine Diskriminierung von grenzüberschreitenden Speichern dar. Es solle durch eine Umbuchung von rabattiert eingespeicherten Mengen möglich sein, einen Marktgebietsübertritt zum im Ergebnis allgemeinen Tarif zu vollziehen.

(3) Umgang mit unrabattiert eingespeisten Mengen

- 27 Durch den Wegfall des Umbuchungsentgelts für unrabattierte Mengen in marktgebietsübergreifenden Speicheranlagen sei nicht klar, ob unrabattiert eingespeicherte Gasmengen rabattiert ausgespeichert werden können. Es fehle eine Klarstellung, dass auch bei einer unrabattierten Einspeicherung stets eine rabattierte Ausspeicherung in das deutsche Marktgebiet zulässig ist.

c) Saisonale Faktoren an Speichern

- 28 Die Anwendung saisonaler Faktoren an Speichern wurde unterschiedlich bewertet. Einerseits wurde vorgetragen, dass Fernleitungsnetzbetreibern weiterhin erlaubt sein solle, saisonale Faktoren an Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen anzuwenden. Diese seien mit der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 vereinbar, da es sich nicht um einen weiteren oder abweichenden Ganzjahresrabatt handele. Ein höherer Rabatt würde die Speichernutzung als solche, jedoch nicht zwingend eine netzdienliche (saisonale) Nutzung anreizen. Bei Wegfall von saisonalen Faktoren an Speichern sei eine Kostensteigerung in Form von Lastflusszusagen oder Long-Term-Options zu befürchten.
- 29 Andere Marktteilnehmer sahen die Abschaffung von saisonalen Faktoren an Speicheranlagen als gerechtfertigt an. Die wesentlichen Anreize zur netzdienlichen Speichernutzung seien bereits durch entsprechende Preissignale des Marktes gegeben. In einem funktionierenden Markt würden die entsprechenden Preissignale das netzdienliche Verhalten anreizen, was etwa der letzte Winter gezeigt habe.

3. Bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte gemäß Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (Ziffer 3 des Tenors)

- 30 Die Meinungen zur Ausgestaltung der Regelungen für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte gingen auseinander. Grundsätzlich wurde gefordert, dass bei bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten eine objektiv nachvollziehbare Bewertung der Wertigkeit dieser Produkte Grundlage für die Rabattierung sein solle.
- 31 Die überwiegende Zahl der Mitglieder von EFET befürwortete, dass das Entgelt für unterbrechbare Kapazitäten die untere Grenze für andere Kapazitätsprodukte darstellt und es hiervon keine Ausnahmen geben dürfe. Alle Mitglieder seien jedoch der Meinung, dass bei der Berechnung der Rabatte für unterbrechbare Kapazitäten nicht nur historische Unterbrechungen einfließen dürften.
- 32 Andere Marktteilnehmer forderten hingegen Ausnahmen von diesem Grundsatz mit unterschiedlichen Ansätzen und Argumenten: Aufgrund der gemeinsamen Anwendung der Referenzpreismethode müsse der Rabatt für Kapazitätsprodukte mit Zuordnungsaufgaben, die netzdienlich seien und unnötige Ausbaurkosten vermieden, mit ca. 40 % angesetzt werden können. Hinsichtlich bedingter fester Kapazitätsprodukte seien in Einzelfällen Kapazitätsprodukte ohne Zugang zum virtuellen Handlungspunkt (VHP) wie Kurzstreckenprodukte oder feste, beschränkt zuordenbare Kapazitäten (BZK) qualitativ schlechter als Produkte mit unterbrechbarem Zugang zum VHP. Fernleitungsnetzbetreiber müssten die Freiheit haben, dementsprechend auch höhere Rabatte auszuweisen. Hinsichtlich der Rabatte für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte sei zu kritisieren, dass die Entscheidung über das Angebot bei den Fernleitungsnetzbetreibern verbleibt. Dies passe nicht zur hoheitlichen Vorgabe von

grundsätzlich einheitlichen Entgelten. Die Anknüpfung an das Entgelt für unterbrechbare Kapazitätsprodukte bei der Bestimmung der Entgelte für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte sei nicht sachgerecht. Falls dieser Rabatt nur sehr gering aus, sei zu hinterfragen, ob nicht eher der fehlende Zugang zum VHP die größere Einschränkung darstelle.

- 33 Für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte in Form von festen, dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (DZK) müsse eine höhere Rabattierung möglich sein, da diese in besonderem Maße von der Vereinheitlichung der Entgelte betroffen seien. Die Referenzpreismethode gelte nur für unbedingt feste Kapazitätsprodukte und der Rabatt für unterbrechbare Kapazitätsprodukte mit Zugang zum VHP sei kein sachgerechter Maßstab für zum Teil transportpfadabhängige Produkte, die nur einen unterbrechbaren Zugang zum VHP gewähren. DZK-Produkte vermieden nicht nur unnötigen Netzausbau, sondern trügen (anders als BZK) auch zur erhöhten Liquidität in den Marktgebieten bei. Es sei zu befürchten, dass bei der angedachten Ausgestaltung 28 % aller Erlöse der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber für grenzüberschreitende Flüsse entfallen könnten. Durch die absehbare Zusammenlegung der Marktgebiete müssten flexible Möglichkeiten geschaffen werden, das komplexer werdende Kapazitätsmodell abzubilden und unnötigen Netzausbau zu vermeiden. DZK würden aufgrund der besseren Planbarkeit der Flüsse die Fernleitungsnetzbetreiber in die Lage versetzen, die Berücksichtigung von Flussszenarien in der Kapazitätsplanung zu reduzieren und im Einzelfall ansonsten erforderliche Netzausbaukosten zu vermeiden. Aufgrund alternativer internationaler Transportrouten seien eine gesonderte Rabattierung der DZK-Produkte und deren Auswirkungen näher zu prüfen. An Punkten, an denen BZK oder DZK statt fester, frei zuordenbarer Kapazitäten (FZK) vermarktet werden, werde das Unterbrechungsrisiko stark reduziert. Die Herleitung des Entgelts für unterbrechbare Kapazitäten sollte daher auch das fiktive Unterbrechungsrisiko berücksichtigen, das bestünde, wenn alle Kapazitäten als FZK vermarktet wären.
- 34 Speziell mit Blick auf Kurzstreckenentgelte äußerten sich einige Marktteilnehmer dahingehend, dass eine erhöhte Rabattierung für bestimmte Kurzstrecken diskriminierend sei und die Gefahr bestehe, dass das einheitliche Briefmarkenentgelt in Teilen durch distanzabhängige Tarife ersetzt werde. Dies widerspreche letztlich der Vorgabe der gemeinsamen Anwendung der Referenzpreismethode.
- 35 Andere Marktteilnehmer sehen die Ausgestaltung der Rabattierung von Kurzstreckenprodukten kritisch. Die Steigerung der Entgelte am Speicher Haidach bei Kurzstreckenentgelten sei nicht sachgerecht. Es müsse berücksichtigt werden, dass an diesen Punkten keine festen, frei zuordenbaren Kapazitäten buchbar seien, da die Netztopologie dies ohne Ausbau nicht zulasse. Zurzeit werde bei bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten ein Rabatt in Höhe von bis zu 98 % ausgewiesen. Es sei nicht ersichtlich, wieso eine solche Entgeltgestaltung nun nicht mehr zulässig sein dürfe. Bestimmte Regionen wie die Region Überackern, Burghausen und Haidach

bedürften einer differenzierten Betrachtung. Sofern an bestimmten Punkten kein fester Zugang zum VHP verfügbar sei, müsse dies bei der Rabattierung berücksichtigt werden können. Der Rabatt solle sich an den ansonsten anfallenden Kosten des Netzausbaus zur Schaffung entsprechender fester Kapazitäten orientieren. Das gleiche gelte für auch vereinzelte Letztverbraucher an der Grenze zu Österreich. Aufgrund der absehbaren Unterbrechungen am Speicher Haidach sei zu erwarten, dass keine Buchungen von unterbrechbaren Kapazitäten stattfinden werden und dementsprechend der Rabatt sowohl für unterbrechbare Kapazitäten als auch mittelbar für die Kurzstreckenprodukte zu gering ausfalle. Es sei nicht sachgerecht, bei einem ausschließlichen Zugang zum österreichischen Marktgebiet und Nutzung einer Leitung von nur 1,1 km eine weitere Rabattierung nicht zuzulassen. Betroffen seien auch Aspekte der Versorgungssicherheit.

4. Anpassungen hinsichtlich der Anwendung der Referenzpreismethode auf alle Ein- und Ausspeisepunkte gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (Ziffer 4 des Tenors)

36 Der Anpassungsfaktor in Form eines Multiplikators wurde begrüßt, allerdings sei die Herleitung transparent auszugestalten. Unklar sei, welche Faktoren genau in die Berechnung eingeflossen sind, also ob nur Rabatte für Speicher und bedingte Kapazitätsprodukte, oder ob auch Multiplikatoren eingeflossen sind. Offen bleibe auch, ob und wann der Faktor neu festgelegt werden müsse. Zu erwarten sei, dass sich hier ab dem zweiten Jahr der Anwendung der Methodik eine gewisse Konstanz einstelle.

5. Fernleitungsdienstleistungen und Systemdienstleistungen gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. c Ziffer ii) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (Ziffern 5 bis 8 des Tenors)

a) Marktraumumstellungsumlage (Ziffer 5 des Tenors)

37 Überwiegend wurde die Kostentragung aller Ausspeisepunkte bezüglich der Marktraumumstellungsumlage kritisiert. Zum Teil wurde bereits das Vorliegen der Voraussetzung einer Systemdienstleistung im Sinne der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 verneint. Art. 4 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 erfordere für die Einstufung als Systemdienstleistung, dass zumindest eines der Kriterien erfüllt ist. Bezüglich Art. 4 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 habe die Beschlusskammer das Vorliegen der Voraussetzung richtigerweise verneint und bezüglich Art. 4 Abs. 1 lit. b der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 festgestellt, dass die Kosten nur zu einem geringen Teil im Zusammenhang mit dem regulierten Anlagevermögen stehen. Da Tätigkeiten am eigenen Netz der Fernleitungsnetzbetreiber nur in Einzel- und Ausnahmefällen anfielen, sei jedoch auch das Vorliegen der Voraussetzung des Art. 4 Abs. 1 lit. b der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zu verneinen. Auch die Definition der Systemdienstleistung im Sinne von Art. 3 S. 2 Ziffer 15 der

Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sei nicht erfüllt. Es liege keine von Fernleitungsnetzbetreibern erbrachte regulierte Dienstleistung vor. Die Marktraumumstellungsumlage sei vielmehr ein Umlagemechanismus zur Wälzung von Kosten, die überwiegend im Bereich der Verteilernetzbetreiber anfallen. Auf etwaige Verpflichtungen nach nationalem Recht zur Wälzung der Kosten komme es nicht an. Mangels möglicher Einstufung als Fernleitungsdienstleistung könnten die Marktraumumstellungsumlage durch Fernleitungsnetzbetreiber nicht erhoben werden. Jedenfalls sei die Kostenhöhe nicht von der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 gedeckt, da es sich ganz überwiegend um Kosten von Verteilernetzbetreibern handele.

- 38 Die Entscheidung, die Kosten der Marktraumumstellung durch alle Netznutzer tragen zu lassen, sei nicht von der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 gedeckt, denn diese Dienstleistung komme nicht allen Netznutzern zugute. Die Begründung der Beschlusskammer hierzu sei willkürlich. Es sei fraglich, ob tatsächlich die Marktraumumstellung zu einer Erhöhung der Liquidität in den jeweiligen Marktgebieten führt. Sofern die Lieferanten die dann benötigten H-Gas-Mengen nicht erweitern, sei im Gegenteil von einer Liquiditätseinschränkung auszugehen. Es werde aus der Begründung nicht ersichtlich, inwiefern der grenzüberschreitende Handel tatsächlich von der Umstellung von L-Gas-Gebieten profitiere. Es fehlten zudem Erwägungen in Bezug auf Netznutzer, die ausschließlich H-Gas zur Versorgung von Endkunden in ausländischen Netzen beziehen. Es sei zweifelhaft, dass Transitzkunden, die nur H-Gas-Punkte buchen, von einer erhöhten Marktliquidität profitieren würden und dass der grenzüberschreitende Handel nicht behindert wäre. Jedenfalls wäre dies durch eine Kosten-Nutzen-Analyse zu begründen.
- 39 Die Annahme, dass durch eine erhöhte Liquidität alle Netznutzer profitieren, treffe nicht zu. Bereits im jetzigen System bestehe mit der Festlegung Konni-Gas ein Konvertierungssystem im deutschen Gasmarkt, in dessen Rahmen kostenlos L-Gas zu H-Gas bilanziell konvertiert werden könne. Da sich also bereits heute H-Gas-Nachfrage durch L-Gas erfüllen lasse, seien keine Verbesserungen der Liquidität zu erwarten. Auch sei die Behauptung, dass alle Netznutzer von einer unterstellten Liquidität profitieren, zu pauschal. Dies treffe auf einen reinen Transitzkunden, der Kapazitätsprodukte ohne (festen) Zugang zum VHP bucht, nicht zu. Auch weitere Erwägungen im Festlegungsentwurf seien nicht zutreffend. Eine Umstellung der L-Gas-Infrastruktur auf H-Gas ermögliche gegebenenfalls eine Nutzung dieser Struktur für über die Niederlande importiertes H-Gas. Jedoch seien die eventuell profitierenden Netznutzer dieser Entry-Punkte gerade nicht an der Marktraumumstellungsumlage beteiligt.
- 40 Schließlich bestehe kein sachlicher Zusammenhang mit den konkreten, überwiegend bei deutschen Letztverbrauchern anfallenden Umstellungskosten sowie den ausländischen, mit der Marktraumumstellungsumlage belasteten Netznutzern, insbesondere solche, die die deutschen Netze lediglich zum Transit nutzen oder die sich an deutschen VHPs zur Versorgung ausländischer Letztverbraucher eindecken. Diese unzulässige Quersubventionierung ließe sich

ohne weiteres vermeiden, wenn Grenz- und Marktgebietsübergangspunkte sowie Speicher von der Marktraumumstellungsumlage ausgenommen würden.

- 41 Die Belastung von Ausspeisepunkten an Speichieranlagen mit der Marktraumumstellungsumlage sei eine nicht gerechtfertigte Doppelbelastung, die mit der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 nicht vereinbar sei. Auch die Erhebung an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten sei nicht sachgerecht. Es entspreche dem Sinn der Marktraumumstellungsumlage, wenn ausschließlich die inländischen Letztverbraucher die Umlagekosten solidarisch tragen, unabhängig davon, ob diese in L-Gas oder in H-Gas Gebieten angeschlossen sind.
- 42 Nur vereinzelt wurde der Festlegungsentwurf zu diesem Punkt positiv bewertet. Die Marktraumumstellung sei eine Aufgabe der gesamten Gaswirtschaft. Auch Kunden mit grenzüberschreitenden Transporten profitieren von der Umstellung, da sonst die Leitungsnetze in heutigen L-Gas-Gebieten nicht mehr nutzbar wären. Der Antransport von zusätzlichem H-Gas sichere auch die langfristige Auslastung der Netzinfrastrukturen im Ausland und die Absatzmärkte der H-Gas-Produzenten.

b) Messstellenbetrieb einschließlich Messung (Ziffer 7 des Tenors)

- 43 Der Festlegungsentwurf wurde zu diesem Punkt überwiegend kritisch gesehen. Die festzulegenden Regelungen zum Messstellenbetrieb und zur Messung müssten berücksichtigen, dass aufgrund § 5 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) Anschlussnutzer auch Dritte als Messstellenbetreiber beauftragen können. In diesen Fällen dürften über das Kapazitätsentgelt keine anteiligen Kosten für Messstellenbetrieb und Messung erhoben werden. Andernfalls wäre es für Anschlussnehmer nicht sinnvoll, einen Dritten zu benennen. Der Markteintritt von Dritten dürfe aber durch die Entgeltgestaltung nicht verhindert werden. Sachgerechter wäre, wenn die Kosten für den Messstellenbetrieb verursachungsgerecht auf die Ausspeisepunkte zu entsprechenden Letztverbrauchern und nachgelagerten Netzbetreibern erhoben werden, an denen der Fernleitungsnetzbetreiber die Marktrolle als Messstellenbetreiber einnimmt. Zu berücksichtigen sei auch, dass teilweise Letztverbraucher oder nachgelagerte Netzbetreiber Eigentümer der Messanlagen an den Anschluss- und Kopplungspunkten zu den Fernleitungsnetzbetreibern seien. Zudem sei die Kapazitätsbuchung kein geeigneter Kostentreiber. Vielmehr seien Dimensionierung, Anzahl und Bauart der Zähler maßgeblich für die Kostenallokation und Entgeltbestimmung.
- 44 Vereinzelt wurde vorgetragen, dass die Einstufung des Messstellenbetriebs einschließlich der Messung als Fernleistungsdienstleistung sachgerecht sei. Aufgrund der äußerst geringen relativen wie absoluten Relevanz und des Gemeinkostencharakters bei den Kosten für die Messung seien auch die Grundsätze des MsbG mangels messbaren Einflusses auf die Entgelte nicht berührt.

6. Sonstiges

- 45 Zur besseren Nachvollziehbarkeit der indikativen Entgelte seien weitere Angaben zur Entwicklung der Erlösobergrenzen und des Buchungsverhaltens erforderlich. Die bisher veröffentlichten Modelle zur Entwicklung der Entgelte würden nicht den Anforderungen der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 gerecht. Bei der Prognose der Entgelte seien auch bereits jetzt bestätigte Investitionen und die Entwicklung der Kapazitäten aufgrund der Marktgebietszusammenlegung zu berücksichtigen. Auch sei eine Prognose zu erstellen für den Fall, dass das bisherige Entgeltsystem unverändert fortbestünde.
- 46 Zum Vergleich und zur Nachvollziehbarkeit der Referenzpreismethoden der einheitlichen Briefmarke und der kapazitätsgewichteten Distanz sei eine Veröffentlichung aller punktspezifischen Kapazitäten und Distanzen erforderlich. Zudem sei die Transparenz noch weiter zu erhöhen, etwa durch eine verbindliche Definition der voraussichtlich kontrahierten Kapazität.

III. Weiterer Verfahrensablauf

- 47 Die Bundesnetzagentur hat am 16.05.2018 die Landesregulierungsbehörden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt und gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme zur beabsichtigten Festlegung gegeben. Dem Bundeskartellamt wurde am 16.05.2018 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme zu der beabsichtigten Festlegung gegeben.
- 48 Dem Länderausschuss wurde gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG am 26.04.2018 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Ergänzend wurden dem Länderausschuss am 16.05.2018 die Festlegungstexte samt Anlagen zur Befassung im Länderausschuss am 14.06.2018 übermittelt.
- 49 Mit Beschlüssen vom 02.07.2018 wurden auf ihren Antrag vom 15.06.2018 hin die Beigeladenen zu 1) und zu 2) zum Verfahren beigelegt.
- 50 Der Beschlussentwurf (deutsche und ergänzend englische Fassung) wurde am 17.10.2018 im Amtsblatt 20/2018 sowie auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Hiermit wurde die abschließende Konsultation im Sinne von Art. 26 Abs. 1 und 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eingeleitet. Gleichzeitig wurden die Konsultationsunterlagen an die Agentur im Sinne des Art. 1 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 713/2009 (hiernach „ACER“) übermittelt. Die Dauer der Konsultation wurde mit 2 Monaten angesetzt.
- 51 Am 07.11.2018 fand in den Räumlichkeiten der Bundesnetzagentur ein Workshop zu den Festlegungsverfahren BK9-18/607 (AMELIE), BK9-18/608 (BEATE 2.0), BK9-18/610-NCG (REGENT-NCG), BK9-18/611-GP (REGENT-GP) sowie BK9-18/612 (MARGIT) statt.
- 52 Im Rahmen des Workshops wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern Fluxys TENP GmbH, GASCADE Gastransport GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH sowie Open Grid Europe GmbH

eine alternative Referenzpreismethode eingebracht. Hierzu wurde ein Gutachten von Frontier Economics Ltd. eingereicht. Hierin wird festgestellt, dass die Referenzpreismethode eine Balance schaffen müsse zwischen Anreizen für einen möglichst liquiden Wettbewerb sowie Anreizen für eine effiziente Netznutzung. Letzteres erfordere eine Referenzpreismethode, die möglichst kostenreflektierende Entgelte ausweise. Die vorgeschlagene Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke berücksichtige nicht ausreichend die Heterogenität der Fernleitungsnetzbetreiber in Deutschland. Die Versorgungsaufgaben der flächigen Versorgung von Verbrauchern im Inland sowie der grenzüberschreitenden Gastransporte seien mit unterschiedlichen Kostenstrukturen verbunden. Die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke werde diesem Umstand nicht gerecht. Durch die Verteuerung der grenzüberschreitenden Gastransporte im Vergleich zum bisherigen Entgeltsystem könnte sich das Mengenrisiko realisieren. Dies hätte letztlich auch für inländische Endkunden höhere Netzkosten zur Folge. Auf Ebene der Ausspeisepunkte sei eine differenzierte Betrachtung möglich und geboten. So könne eine netzpunkttypspezifische Briefmarke umgesetzt werden. Dies wäre nach wie vor eine gemeinsame Entgeltbildung durch die Fernleitungsnetzbetreiber, bei der vier Briefmarken für die folgenden Gruppen von Netzpunkttypen zu bilden seien:

- 53 1. Einspeisepunkte (außer Speicheranlagen)
 2. Ein- und Ausspeisepunkte an Speicheranlagen
 3. Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern sowie zu nachgelagerten Netzbetreibern (systemintern)
 4. Ausspeisepunkte an Marktgebietsübergangspunkten und Grenzübergangspunkten (systemübergreifend)
- 54 Bei einer solchen Differenzierung komme es zu einer kostenreflektierenden Entgeltbildung. Gleichzeitig werde die Transparenz des Briefmarkensystems weitgehend erhalten.
- 55 Alternativ zu dem Vorschlag einer netzpunkttypspezifischen Briefmarke wurde vom Gutachter vorgeschlagen, darüber hinaus auch eine Bepreisung von marktgebietsinternen Austauschpunkten festzulegen oder eine gesonderte, erhöhte Rabattierung von DZK-Produkten, über welche ein Großteil des grenzüberschreitenden Transports erfolge, vorzusehen.
- 56 Im Rahmen des Workshops wurden die Teilnehmer aufgefordert, auch zu dem von den Fernleitungsnetzbetreibern Fluxys TENP GmbH, GASCADE Gastransport GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH sowie Open Grid Europe GmbH in den Konsultationsprozess eingebrachten Gutachten schriftlich Stellung zu nehmen.
- 57 Im Rahmen des Workshops wurde durch die Bundesnetzagentur eine Berichtspflicht zum Mengenrisiko entsprechend Tenorziffer 10 b) zur Diskussion gestellt.

58 Im Anschluss an den Workshop veröffentlichte die Bundesnetzagentur darüber hinaus indikative Berechnungen zu den möglichen Ergebnissen einer netzpunkttypspezifischen Briefmarke. Dies geschah jedoch einschränkend im Hinblick auf die den Berechnungen zu Grunde liegenden Kapazitätsannahmen, die aufgrund des fortgeschrittenen Verfahrens nicht erneut bei den Fernleitungsnetzbetreibern abgefragt wurden. Dabei ergaben sich die folgenden Referenzpreise:

NetConnect Germany	Netzpunkttypspezifische Briefmarke	Relative Abweichung zur einheitlichen Briefmarke von 4,21 €
Einspeisepunkte (außer Speicheranlagen)	4,19 €	-0,48 %
Ein- und Ausspeisepunkte an Speicheranlagen	4,18 €	-0,71 %
Ausspeisepunkte (systemintern)	4,34 €	+3,09 %
Ausspeisepunkte (systemübergreifend)	3,68 €	-12,59 %

GASPOOL	Netzpunkttypspezifische Briefmarke	Relative Abweichung zur einheitlichen Briefmarke von 3,27 €
Einspeisepunkte (außer Speicheranlagen)	2,91 €	-11,01 %
Ein- und Ausspeisepunkte an Speicheranlagen	3,20 €	-2,06 %
Ausspeisepunkte (systemintern)	3,60 €	+9,96 %
Ausspeisepunkte (systemübergreifend)	3,20 €	-2,16 %

59 Darüber hinaus wies die Beschlusskammer auf folgende Punkte hin: Der Vorschlag wurde umgesetzt, indem die angepassten, also mit Rabatten und Multiplikatoren gewichteten Kapazitäten verwendet wurden, um die netzbetreiberspezifischen zulässigen Erlöse aus

Fernleitungsdienstleistungen auf die einzelnen Punkttypen aufzuteilen. Bei dieser Vorgehensweise wurden die Mindererlöse aus dem Speicherrabatt auf alle Punkttypen aufgeteilt, was der Beschlusskammer sachgerecht erschien. Die Beschlusskammer sah es jedoch als zumindest begründungsbedürftig an, dass z.B. Rabatte aus bedingt verbindlichen Kapazitätsprodukten wie DZK und BZK auf alle Punkttypen verteilt werden sollen. Die Beschlusskammer wies auch darauf hin, dass die zwischen NetConnect Germany und GASPOOL abweichenden Entwicklungen im Vergleich zur einheitlichen Briefmarke im Rahmen der Stellungnahmen zu erörtern sein dürften. Außerdem wies die Beschlusskammer darauf hin, dass im Fall von NetConnect Germany das Ergebnis der Bewertung der Kostenzuweisung nach Art. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eine Begründungspflicht auslöse. Der Vergleichsindex beträgt hier 11,56 % zu Lasten der systeminternen Netznutzung. Im Fall von GASPOOL beträgt der Vergleichsindex 7,86 % und löst keine Begründungspflicht aus.

- 60 Wegen der Einzelheiten wird auf die erfolgten Internetveröffentlichungen verwiesen.
- 61 Mit Beschlüssen vom 14.11.2018 wurden auf ihren Antrag vom 24.10.2018 und vom 02.11.2018 hin die Beigeladenen zu 3) und zu 4) zum Verfahren beigeladen. Mit Beschlüssen vom 07.12.2018 wurden auf ihren Antrag vom 21.11.2018 und vom 22.11.2018 hin die Beigeladenen zu 5) und zu 6) zum Verfahren beigeladen.
- 62 Am 13.12.2018 wurde der Marktgebietsübergangspunkt Vitzeroda der Ferngas Netzgesellschaft mbH durch Beschluss zum maßgeblichen Punkt erklärt (BK7-18-089).
- 63 Mit Beschluss vom 19.12.2018 wurde auf ihren Antrag vom 12.12.2018 hin die Beigeladene zu 7) zum Verfahren beigeladen.

IV. Abschließende Konsultation

- 64 Zum Abschluss der Konsultationsfrist sind 47 Stellungnahmen eingegangen. Diese wurden in der jeweiligen um etwaige Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigten Fassung samt einer Zusammenfassung auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Im Wesentlichen wurde ergänzend oder abweichend zu den Stellungnahmen aus der Vorabkonsultation vorgetragen:

1. Festlegung einer Referenzpreismethode gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (Ziffer 1 des Tenors)

- 65 Zur Festlegung einer Referenzpreismethode ist eine Vielzahl von kontroversen Stellungnahmen eingegangen. Marktteilnehmer sprachen sich zum Teil für die konsultierte, einheitliche Briefmarke aus oder präferieren die von einigen Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene netzpunkttypspezifische Briefmarke. Nur vereinzelt wurde gefordert, die Distanz als Kostentreiber in die Referenzpreismethode einzubeziehen. Ebenso sind Stellungnahmen zu der

Frage eingegangen, ob die Referenzpreismethode gemeinsam oder separat angewandt werden soll. Im Einzelnen:

a) Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke

66 Von einigen Marktteilnehmern wird die Festlegung einer einheitlichen Briefmarke als Referenzpreismethode ausdrücklich begrüßt:

67 Diese erfülle insbesondere vor dem Hintergrund des transaktionspfadunabhängigen Punktmodells die Vorgaben der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 in hohem Maße. Mit ihr würden Verzerrungen durch das bisherige System unterschiedlicher Tarifierung innerhalb eines Marktgebietes beseitigt. Außerdem erfolge damit eine Unterstützung der Einführung von virtuellen Kopplungspunkten.

68 Mit einer einheitlichen Briefmarke werde der Zugang zum Marktgebiet unabhängig vom jeweiligen Netzbetreiber gleich bepreist. Damit gehe eine geografische Lenkungswirkung ausgehend von den Netzentgelten nicht mehr aus. Ein solches Entgeltsystem sei insbesondere sinnvoll, wenn das Gasnetz wie in Deutschland vermascht und weniger durch unidirektionale Flüsse geprägt sei. Für Netznutzer sei es außerdem der vermutlich am wenigsten komplexe Ansatz, da bei der Buchung nicht mehr wie heute verschiedene Entgelte an unterschiedlichen Punkten berücksichtigt werden müssten. Außerdem sei davon auszugehen, dass eine einheitliche Referenzpreismethode zu geringerer Volatilität von Netzentgelten und damit zu besserer Planbarkeit führe.

69 Für die Referenzpreismethode der Briefmarke würde schließlich noch sprechen, dass aufgrund des größeren Portfolios die Methode unelastischer auf Änderungen der Kostenbasis reagiere. Im Gas- wie im Strombereich käme es auf der Fernleitungsebene zu einer Vereinheitlichung. Dies hätte auch eine bessere Vorhersehbarkeit für Marktteilnehmer zur Folge. Entscheidend sei auch die Rechtssicherheit der Referenzpreismethode zur Vermeidung möglicher Rückabwicklungsrisiken.

b) Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke und Kritik an der einheitlichen Briefmarke

70 Die Fernleitungsnetzbetreiber, die die netzpunkttypspezifische Briefmarke eingebracht haben, begründen den Vorschlag im Wesentlichen wie folgt:

71 Die bei der netzpunkttypspezifischen Briefmarke vorgenommene Differenzierung sei bereits in der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 angelegt, die selbst zwischen einer systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung differenziere. Anhand der Netzpunkttypen werde - soweit möglich - eine typisierende Zuordnung der Kapazitätsbuchungen vorgenommen. Insbesondere auf der Ausspeiseseite sei eine differenzierte Entgeltbildung möglich und sachgerecht.

Hingegen lasse die vorgeschlagene Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke jegliche Kostenzuordnung außer Acht.

- 72 Rechtlich ergebe sich aus der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 nicht, dass im Rahmen einer gemeinsamen Referenzpreismethode nur eine einheitliche Briefmarke festgelegt werden könne.
- 73 Im Einzelnen werde die netzpunkttypspezifische Briefmarke den Anforderungen in Art. 7 S. 2 lit. a) bis e) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 besser gerecht. So sei die netzpunkttypspezifische Briefmarke vollständig transparent nachvollziehbar und erfülle damit das Kriterium in Art. 7 S. 2 lit. a) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Die netzpunkttypspezifische Briefmarke erfülle das Kriterium der Kostenorientiertheit in Art. 7 S. 2 lit. b) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 besser als eine einheitliche Briefmarke. Dabei komme es insbesondere darauf an, dass die Referenzpreismethode die Kosten bei der Erbringung einer bestimmten Fernleitungsdienstleistung abbilde. Hierbei sei entgegen der Auffassung der Bundesnetzagentur nicht ausreichend, auf die gesamten Kosten eines Ein- und Ausspeisesystem bzw. eines Marktgebietes abzustellen. Dies verdeutliche auch Erwägungsgrund Nr. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460, wonach zur Gewährleistung eines gewissen Maßes an Verursachungsgerechtigkeit die Referenzpreismethode bestimmte Kostentreiber umfassen müsse. Die Bundesnetzagentur begründe den Verzicht auf eine Differenzierung damit, dass mit jeder Kapazitätsbuchung auch der virtuelle Handlungspunkt erreichbar sei. Dabei werde nicht berücksichtigt, dass die Buchung eines Kopplungspunktes den Zugang zum virtuellen Handlungspunkt zu geringeren Kosten ermögliche als beispielsweise die Kapazitätsbuchung bei einem Letztverbraucher. Mithin sei bei der Entgeltbildung eine Differenzierung vorzunehmen, auch wenn die Kapazitätsprodukte im Hinblick auf die Erreichbarkeit des virtuellen Handlungspunktes identisch seien.
- 74 In Art. 3 S. 2 Nr. 8 und 9 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 erfolge eine Differenzierung nach der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung. Eine solche Differenzierung im Rahmen der Referenzpreismethode sei keine Abkehr vom Zweivertragsmodell, sondern ermögliche eine möglichst sachgerechte Kostenzuordnung insbesondere auf der Seite der Ausspeisepunkte. Entgegen den Ausführungen der Bundesnetzagentur sei gemäß der netzpunkttypspezifischen Briefmarke eine genauere Zuordnung von Kosten bei der Festlegung einer Referenzpreismethode möglich.
- 75 Soweit die Bundesnetzagentur die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke dadurch rechtfertige, dass bei dieser eine unsachgemäße und intransparente Kostenzuordnung ausgeschlossen werde, könne dies nicht der netzpunkttypspezifischen Briefmarke entgegengehalten werden.
- 76 Aus Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 ergebe sich zudem, dass lediglich die Ist-Kosten eines effizienten Netzbetreibers berücksichtigungsfähig seien. Darunter könnten nur solche Kosten verstanden werden, die bei der Erbringung der konkreten Fernleitungsdienstleistung

etwa im Bereich des Transits entstünden. Eine Quersubventionierung inländischer Netznutzer sei damit nicht vereinbar.

- 77 Die Anwendung der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke führe entgegen Art. 7 S. 2 lit. c) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zu einer unzulässigen Quersubventionierung zwischen den im Rahmen der netzpunkttypspezifischen Briefmarke differenzierten Netznutzern. Die insofern ungleichen Sachverhalte müssten auch ungleich behandelt werden.
- 78 Neben Art. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 regle auch Art. 10 Abs. 3 Unterabsatz 2 lit. a) Ziffer ii) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ausdrücklich, dass eine Quersubventionierung zwischen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung vermieden werden solle. Diesen Vorgaben werde die netzpunkttypspezifische Briefmarke besser gerecht.
- 79 Die Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke minimiere das Mengenrisiko nach Art. 7 S. 2 lit. c) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 und sichere die Marktliquidität entsprechend Art. 13 Abs. 2 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009. Sie führe im Gegensatz zur Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke auch nicht zu einer Verzerrung des grenzüberschreitenden Handelns durch Tarife für Transitbuchungen, die eine Quersubventionierung zu Gunsten inländischer Kunden enthalten.
- 80 Schließlich führe die netzpunkttypspezifische Briefmarke im Gegensatz zur Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke dazu, dass die Vorgabe in Art. 13 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 im Hinblick auf die Schaffung von Anreizen für Investitionen eingehalten werde. Diese Vorgabe stünde im Zusammenhang mit Art. 41 Abs. 8 der Richtlinie 2009/73/EG. Hiernach sei bei der Festlegung von Netznutzungstarifen insbesondere sicherzustellen, dass angemessene Anreize zur Steigerung der Effizienz geschaffen werden. Werde für kostengünstige Transporte ein einheitliches, überhöhtes Entgelt erhoben, seien damit volkswirtschaftliche Fehlanreize verbunden. Es bestünden keine Anreize für eine gesamtkostenminimale Netznutzung und einen kostenoptimalen Netzausbau.
- 81 Die Vorgabe der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke sei im Hinblick auf die Eigentums- und Berufsfreiheit der Fernleitungsnetzbetreiber nach Art. 14 Abs. 1 GG und Art. 12 Abs. 1 GG unverhältnismäßig.
- 82 Die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke sei bereits nicht erforderlich im Sinne des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes. Mit der netzpunkttypspezifischen Briefmarke stehe ein milderer Mittel zur Verfügung, das die rechtlichen Vorgaben der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sogar noch besser erfülle. Jedenfalls sei die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke nicht angemessen im Verhältnis zu den mit der Maßnahme verfolgten Zwecken des Gemeinwohls im Hinblick auf die Eingriffsintensität bei Fernleitungsnetzbetreibern, die auch oder überwiegend Aufgaben des Transits übernehmen. Die dargelegte Quersubventionierung der inländischen Netznutzer entgegen dem Grundsatz der Kostenverursachungsgerechtigkeit

sei nicht zu rechtfertigen. Dabei sei zu berücksichtigen, dass dieser Vorteil für inländische Netznutzer bei Realisierung des Mengenrisikos ohnehin nur temporär wäre und es auch zu einer Belastung von ausländischen Endverbrauchern bei einer Steigerung der Kosten für den Transit käme.

83 Daneben sprechen sich auch einige andere Marktteilnehmer für die Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke aus, wobei teilweise auf die Notwendigkeit weiterer Konsultationen hingewiesen wurde:

84 Zwar sei eine abschließende Bewertung der vorgeschlagenen netzpunkttypspezifischen Briefmarke etwa im Hinblick auf die Berechnung der Anpassungsfaktoren schwierig. Jedoch werde der Vorschlag begrüßt, da er durch die Senkung der Tarife für den Transit und der Einspeisetarife dem grenzüberschreitenden Handel und dem Mengenrisiko Rechnung trage. Zwar könnten die Preiselastizität der Transatkunden sowie mögliche Alternativrouten nicht bewertet werden. Die Befürchtungen der Fernleitungsnetzbetreiber zum Mengenrisiko seien jedoch zumindest nachvollziehbar. Vorbehaltlich einer erneuten Konsultation sei die Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke zulässig und als rechtsbeständig anzusehen. Sie erfülle die Kriterien der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 besser als die vorgeschlagene Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke.

85 In einem beigefügten Rechtsgutachten wird ausgeführt, dass die netzpunkttypspezifische Briefmarke die Kriterien in Art. 7 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 besser erfülle als die vorgeschlagene Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke. Hierzu sei noch nachzuweisen, dass sich die Kostenstrukturen des Transits einerseits und der Belieferung von Endkunden etc. andererseits tatsächlich unterscheiden. Für eine rechtssichere Umsetzung bedürfe es jedoch einer erneuten zweimonatigen Konsultation. Nur so hätten alle Marktteilnehmer die Möglichkeit, zum finalen Entwurf Stellung zu nehmen. Bei Berücksichtigung eines weiteren Monats zur Erstellung der Festlegungen käme es zu einer Verfahrensverzögerung von drei Monaten. Damit könne das Verfahren rechtzeitig zur Entgeltbildung zum 15.10.2019 mit Wirkung zum 01.01.2020 abgeschlossen werden.

86 Andere Marktteilnehmer verwiesen darauf, dass die sich bei der netzpunkttypspezifischen Briefmarke ergebenden Entgelte positive Auswirkungen auf inländische und benachbarte virtuelle Handlungspunkte hätten. So sei bei geringeren Einspeisetarifen mit einer Erhöhung der Liquidität und des Wettbewerbs zu rechnen. Von sinkenden Großhandelspreisen würden auch inländische Letztverbraucher profitieren. Dies könnte die steigenden Kosten für inländische Ausspeisepunkte kompensieren.

87 Darüber hinaus wurde eine Fülle von Einzelaspekten vorgetragen:

- 88 Teilweise wurde darauf verwiesen, dass eine klare Abgrenzung der Rolle der Fernleitungsnetzbetreiber im Hinblick auf die Fernleitung und die regionale Verteilung in Deutschland, anders als etwa in Österreich, Italien oder Frankreich, nicht vorliege.
- 89 Die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur sei widersprüchlich. So seien im Rahmen der Kostentreiberanalyse für den Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber auf andere Kostentreiber als die gebuchte Kapazität abgestellt worden. Dieser Widerspruch werde nicht aufgelöst.
- 90 Die Anwendung eines einheitlichen Entgelts auf Ein- und Ausspeisepunkte sei rechtlich nicht möglich und nicht sachgerecht. So ergebe sich aus den europäischen Vorgaben in Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009, dass die Tarife pro Ein- bzw. Ausspeisepunkt getrennt voneinander festzulegen seien. Auch aus Art. 6 Abs. 4 lit. c) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ergebe sich, dass einheitliche Entgelte lediglich ausnahmsweise innerhalb einer homogenen Gruppe von Punkten festgelegt werden dürften. In technischer Hinsicht sei bei Einspeisepunkten im Mittel eine deutlich höhere technisch verfügbare Kapazität gegeben als bei Ausspeisepunkten. Dies sei jeweils mit einer unterschiedlichen Kostenstruktur verbunden, wonach also auch die Tarife an Ein- und Ausspeisepunkten unterschiedlich ausfallen müssten. Dies gelte auch innerhalb der Ausspeisepunkte für die unterschiedlichen Typen von Ausspeisepunkten.
- 91 Zum Teil wurde noch vorgetragen, dass ein gravierender Eingriff, wie er durch eine einheitliche Briefmarke erfolge, auf die volkswirtschaftlichen Auswirkungen zu untersuchen sei. Derartige Untersuchungen seien durch die Bundesnetzagentur anzustoßen und zu veröffentlichen.

c) Kritik an der einheitlichen Briefmarke im Hinblick auf Entgeltsteigerungen

- 92 Teilweise wurde unter Verweis auf Entgeltsteigerungen an bestimmten Landesgrenzen etwa zu Österreich, Frankreich, Italien oder der Schweiz im Hinblick auf den grenzüberschreitenden Handel vorgetragen. Dabei wurde die Bedeutung der deutschen Marktgebiete für den Gastransit und die preissetzende Wirkung für nachgelagerte Märkte erörtert.
- 93 So stelle etwa die Versorgung über das TENP-System die hauptsächliche Route für Italien zur Anbindung zu liquiden Handelsmärkten dar. Entgeltsteigerungen auf dieser Route würden zu einer Erhöhung der italienischen Großhandelspreise führen. An kritischen Tagen könnte dies zu neuen Spitzen bei der Preisdifferenz zwischen dem italienischen und den nord-west-europäischen Märkten führen. Es wurde auch die Befürchtung geäußert, dass Buchungen zur Versorgung des italienischen Marktes durch alternative Bezugsrouten ersetzt werden könnten.
- 94 Entgeltsteigerungen an den Punkten Waidhaus und Medelsheim seien nicht nachvollziehbar und hinderlich für eine Integration des europäischen Gasmarktes und für die Versorgung der französischen Gaskunden mit russischem Gas. Eine mögliche Lösung der Problematik sei die

Einräumung von großzügigen Rabatten für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte, über die ein großer Teil des Transitgeschäfts abgewickelt werde.

- 95 Hierbei wurde teilweise darauf abgestellt, dass Entgeltsteigerungen aufgrund der Einführung einer Briefmarke verhältnismäßig auszugestalten seien. Hier sei eine Begrenzung der Entgelterhöhung auf jährlich 10 % angemessen. So erfolge im Bereich der Übertragungsnetzentgelte mit dem Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur eine solche Anpassung über 5 Jahre.
- 96 Teilweise wurden auch die Auswirkungen des potentiellen Entfalls von Buchungen auf die Liquidität der deutschen Handelsmärkte erörtert. Durch Entgeltsteigerungen an den Einspeisepunkten komme es zu einer verminderten Liquidität.

d) Kritik an der netzpunkttypspezifischen Briefmarke

- 97 Ebenso ist eine Vielzahl von Stellungnahmen eingegangen, in denen sich Marktteilnehmer kritisch zur Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke geäußert haben. Diese beziehen sich nicht nur auf inhaltliche Aspekte, sondern auch auf den späten Zeitpunkt, zu dem der Vorschlag erfolgte. Zu Fragen der Kostenzuordnung wurde insbesondere vorgetragen:
- 98 Bei der Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke komme es zum Versuch einer genaueren Kostenzuordnung anhand von verschiedenen Punkttypen. Vor dem Hintergrund, dass die Rechtssicherheit der Referenzpreismethode ein gewichtiger Aspekt sei, sei die Festlegung einer netzpunkttypspezifischen Briefmarke jedoch fraglich. So wäre zu erörtern, ob durch die Bildung von Clustern tatsächlich eine verursachungsgerechte Kostenzuordnung erfolge oder ob sich nicht durch die Zuordnung gerade eine Diskriminierung zwischen Kundengruppen einstelle. So seien Zweifelsfälle ersichtlich wie Letztverbraucher oder nachgelagerte Stadtwerke, die an Transitleitungen angeschlossen seien. Für die folgenden Entgeltperioden müsste auch entschieden werden, ob die Entgeltsteigerungen aufgrund wegfallender Buchungen insgesamt verteilt werden oder ob eine Verteilung innerhalb des jeweiligen Clusters erfolgen solle. Im ersteren Fall wäre das Ziel der Vermeidung des Mengenrisikos für inländische Kunden gerade nicht erreicht. Auch sei beim Marktgebiet NetConnect Germany der nicht bestandene Kostenzuweisungstest nach Art. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zu erörtern.
- 99 Von der Bundesnetzagentur und den Fernleitungsnetzbetreibern sei im Rahmen des Workshops betont worden, dass eine direkte Kostenzuordnung zu den Netzpunkttypen nicht möglich sei. Dies mache eine Schlüsselung der Kosten erforderlich, was entgegen Art. 7 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 im Vergleich zur Referenzpreismethode der Briefmarke ein erhöhtes Diskriminierungspotential und die Gefahr der unzulässigen Quersubventionierung mit

sich bringe. Sachgerechter sei eine Differenzierung nur auf Basis der Netzdienlichkeit, wie es bei Speicheranlagen in Form eines Abschlags erfolge.

- 100 In Bezug auf die Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke sei bisher nicht nachvollziehbar dargelegt worden, welche Kosten tatsächlich dem „Transit“ zuzuordnen seien und inwieweit diese verursachungsgerechte Kostenzuordnung mit vier Briefmarken besser zu erreichen sei als mit einer einheitlichen Briefmarke. Es stelle sich die Frage, ob nicht eher bei der heutigen Netzentgeltssystematik eine Quersubventionierung des „Transits“ durch andere Netznutzer erfolge.
- 101 Marktteilnehmer haben sich auch kritisch zu den Annahmen des Gutachters zu möglichen Alternativrouten und zum Mengenrisiko geäußert. In diesem Zusammenhang wurde auch die Auswirkung von Entgeltsteigerungen auf die inländische Nachfrage erörtert:
- 102 In den vorgelegten Unterlagen seien keine Belege für das Risiko des Wegfalls von Transitbuchungen im Fall der Einführung der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke ersichtlich. Es sei auch fraglich, ob ein solcher Einbruch ursächlich hierauf zurückzuführen sei. Auch in der Vergangenheit seien auslaufende langfristige Transportverträge durch unterjährig Kapazitätsbuchungen ersetzt worden. Eine Umgehung Deutschlands sei ohnehin nur durch eine Ausweitung des Einsatzes von LNG möglich. Dies würde sogar eine begrüßenswerte Diversifikation der Quellen bedeuten. Auch die Annahme, dass Gashändler bei Entgeltveränderungen im Bereich von 10 % ihre Transportrouten fundamental ändern würden, sei weit hergeholt.
- 103 Es sei kritisch zu hinterfragen, ob die Preiselastizität der Nachfrage bei Transitkunden grundsätzlich sehr viel höher sei als bei gebundenen heimischen Kunden. Jedenfalls seien die Annahmen zur Substituierbarkeit langfristiger Transit-Buchungen nicht quantifiziert oder begründet worden. Auf Grundlage der bisherigen Informationen sei eine Mehrbelastung inländischer Kunden zur Absicherung des Mengenrisikos nicht gerechtfertigt bzw. im Hinblick darauf, dass es sich hier um „gefangene“ Kunden handele, nicht zumutbar.
- 104 Einige Stellungnahmen befassten sich mit den Auswirkungen der netzpunkttypspezifischen Briefmarke auf die Einspeisepunkte:
- 105 Grundsätzlich seien niedrige Entry-Entgelte zu begrüßen, da dadurch die Liquidität im Gasmarkt gesteigert werde, von der gleichermaßen Transitkunden und inländische Kunden profitieren könnten. Hierbei sei noch zu bewerten, dass die Absenkung der Einspeisetarife in den beiden Marktgebieten unterschiedlich stark ausfällt.
- 106 Ein anderer Marktteilnehmer warf die Frage auf wieso, in der Logik der Studie bleibend, auch inländische Kunden von dieser Reduktion an den Einspeisepunkten profitieren sollten.
- 107 Es wurde auch festgestellt, dass die Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke anfälliger für Prognosefehler sei und stärkeren Schwankungen bei den

Netzentgelten unterliege. Speziell der Netzpunktyp der Speicheranlagen sei kritisch zu bewerten. Hier sei mit jährlich stark schwankenden Kapazitätsbuchungen und damit auch mit stark schwankenden Entgelten zu rechnen, beispielsweise wenn aufgrund eines warmen Winters im darauf folgenden Sommer eine geringere Einspeicherung zu erwarten sei. Folge dann ein kalter Winter mit erhöhten tatsächlichen Buchungen, wären diese (ohne sachlichen Grund) hoch bepreist. Bei der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke seien solche Probleme nicht zu erwarten.

- 108 Schließlich wurde mehrfach auf den verspäteten Zeitpunkt hingewiesen, in dem der Vorschlag eingebracht wurde:
- 109 Die Art und Weise, in der die netzpunktypspezifische Briefmarke in die Konsultation eingeführt wurde, entspreche nicht den Vorgaben des Art. 26 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Es fehlten Angaben über die genaue Herleitung bzw. Gruppierung der Netzpunktypen sowie zu der Frage, welche Anpassungsfaktoren bei dieser Methode greifen würden. Dies schwäche die Rechtssicherheit der netzpunktypspezifischen Briefmarke ab. Auch sei die Einführung des Vorschlags in die Konsultation verspätet erfolgt.

e) Entgeltbefreiungen für u.a. Biogas

- 110 Vielfach wurde festgestellt, dass bei den Einspeiseprivilegien nunmehr auch die Vorgaben nach § 118 EnWG umgesetzt worden seien.
- 111 Solche Privilegien wurden von einigen Marktteilnehmern dem Grunde nach positiv bewertet. Hierzu wurde jedoch kritisch angemerkt, dass eine technologieoffene Formulierung gewählt werden solle. Im Hinblick auf anstehende Großprojekte seien die Auswirkungen in Zukunft auch nicht mehr zu vernachlässigen.
- 112 Andere Marktteilnehmer sprachen sich gegen die Entgeltbefreiung bestimmter Technologien aus. Dies stelle eine unzulässige Diskriminierung dar und verstoße gegen den Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit.

f) Gemeinsame Anwendung der Referenzpreismethode

- 113 Wie auch in der Vorabkonsultation sind Stellungnahmen zu der (in dieser Festlegung nicht geregelten) Frage, ob die Referenzpreismethode gemeinsam oder getrennt angewendet werden sollte, eingegangen. Hierbei wurde zum Teil darauf abgestellt, dass eine separate Anwendung zwingend sei:
- 114 Aus nationalen, rechtlichen Vorgaben ergebe sich, dass nur die Festlegung einer separat anzuwendenden Referenzpreismethode rechtmäßig sein könne. So sehe die GasNEV und die ARegV die Bildung netzbetreiberindividueller Entgelte vor. Nur die Fortführung der derzeit praktizierten getrennten Entgeltbildung der Fernleitungsnetzbetreiber sei rechtlich zulässig.

Insofern sei eine Ermessensreduzierung auf Null gegeben. Gebe das europäische Recht zwei Alternativen vor und sei eine davon nicht mit dem nationalen Recht vereinbar, so müsse die Behörde zwangsläufig die mit dem nationalen Recht vereinbare Alternative festlegen. Nichts anderes gelte für den Fall, dass das europäische Recht eine Grundregel und die Möglichkeit einer Ausnahme hierzu vorsehe. In der vorliegenden Konstellation müsse also von der Ausnahmemöglichkeit in Art. 10 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 Gebrauch gemacht werden.

- 115 Dem könne nicht entgegengehalten werden, dass Art. 10 Abs. 3 Unterabsatz 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 für den Fall der separaten Anwendung einer Referenzpreismethode einen wirksamen Ausgleichsmechanismus vorsehe. Anders als in der Vergangenheit bestehe mit der zitierten Vorschrift nunmehr eine Ermächtigungsgrundlage für einen solchen Ausgleichsmechanismus. Da der Ausgleichsmechanismus nachteilige Auswirkungen auf die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen verhindern müsse, müsse der Mechanismus an die gegenseitig erbrachte gaswirtschaftliche Leistung anknüpfen.
- 116 Die gemeinsame Anwendung einer Referenzpreismethode verstoße gegen europäisches Kartellrecht nach Art. 101 und 102 AEUV. Von der Kompetenz zur Festlegung einer separat anzuwendenden Referenzpreismethode müsse jedenfalls dann Gebrauch gemacht werden, wenn in dem Mitgliedsstaat die gemeinsame Anwendung zu einem kartellrechtlichen Verstoß führen würde. So stelle auch die Verordnung (EU) Nr. 2017/460 in Erwägungsgrund Nr. 10 klar, dass die Anwendung von Art. 101 und 102 AEUV unbeschadet bleiben solle.
- 117 Eine gemeinsame Entgeltbildung widerspreche dem europäischen Wettbewerbsrecht. Entgegen Art. 102 Unterabsatz 2 lit. a) AEUV entstünden abgesprochene Preise, die sich im Wettbewerb nicht eingestellt hätten, da sie in einem Missverhältnis zum wirtschaftlichen Wert der Dienstleistung stehen. Insofern wird auf die Ausführungen zur Heterogenität der Fernleitungsnetzbetreiber in Deutschland verwiesen. Die Entgeltbildung sei auch im Sinne von Art. 102 AEUV geeignet, den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen.
- 118 Es sind aber auch Stellungnahmen eingegangen, die sich explizit für eine gemeinsame Anwendung der Referenzpreismethode aussprechen:
- 119 So komme es nur bei einer gemeinsamen Anwendung der Referenzpreismethode zu einer sachgerechten Übereinstimmung zwischen dem Netzzugangsregime und dem Entgeltregime. Da die Fernleitungsnetzbetreiber ohnehin zur umfassenden Kooperation verpflichtet seien, müsse sich dies auch auf die Entgeltbildung auswirken.

2. Speicherrabatte gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer ii) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (Ziffer 2 des Tenors)

- 120 Die Stellungnahmen zu Speicherrabatten decken sich im Wesentlichen mit dem aus der Vorabkonsultation bekannten Vortrag. Die Möglichkeit von saisonalen Faktoren an Speichieranlagen wird zum Teil positiv aufgefasst, teilweise aber auch kritisch bewertet:
- 121 Anreize zur systemdienlichen Speichernutzung bestünden bereits über den Marktpreis. Die darüber hinaus erforderliche Gewährleistung von Speicherfüllständen zum Zweck der Netzdienlichkeit solle nach wie vor transparent über die bestehenden Instrumente (Lastflusszusagen und Long-Term-Options) erfolgen.
- 122 Da eine langfristige Temperaturprognose nicht möglich sei, könnten keine saisonalen Faktoren in netzdienlicher Höhe im Voraus festgelegt werden. Es sollten an allen Punkten einheitlich saisonale Faktoren ausgeschlossen werden.

3. Bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte gemäß Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (Ziffer 3 des Tenors)

- 123 Die Regelungen zu bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten wurden kritisch aufgefasst. Wie in der Vorabkonsultation wurde vorgetragen, dass in begründeten Sondersituationen eine differenzierte Betrachtung erforderlich sei.
- 124 Ergänzend und vertiefend wurde zur Anschlusssituation am Netzknotenpunkt Burghausen vorgetragen:
- 125 Bezogen auf BZK-Produkte am Speicher Haidach komme es zu einer Entgeltsteigerung um mehr als den Faktor 50 im Vergleich zur bisherigen Tarifierung. Die bisherige Tarifierung berücksichtige die geringe Transportleistung in diesem Bereich. Diese Regelung widerspreche dem Grundsatz einer verursachungsgerechten Entgeltbildung. Unterschiede in den Kosten dürften sich nicht aus einem Vergleich der Wertigkeit von Produkten (hier BZK im Vergleich zu unterbrechbaren Kapazitäten), sondern lediglich aus den jeweils verursachten Kosten ergeben. Auch unterstellt, es dürfe auf die Wertigkeit der Produkte abgestellt werden, erfolge eine nicht sachgerechte Entgeltbildung. Ein unterbrechbares Kapazitätsprodukt, das lediglich an einem Tag im Jahr unterbrochen werde und mit dem eine Distanz von 1.000 km überwunden werden könne, sei nicht objektiv minderwertiger als ein Produkt, das lediglich einen Transport über 1,1 km ermögliche.
- 126 Der in Österreich gelegene und nur über das deutsche Fernleitungsnetz angebundene Gasspeicher Haidach werde ganz überwiegend über Transporte aus Österreich befüllt und mehrheitlich über Transporte nach Österreich geleert. Dies sei anhand historischer Kapazitätsbuchungen erkennbar. Dem Speicher komme auch eine Bedeutung zur Aufrechterhaltung der Gasversorgungssicherheit in Österreich zu. Dieser sei bereits in

Krisenfällen eingesetzt worden, etwa während der „Ukraine-Gaskrise“ 2009. Die Erhöhung der Transporttarife um mehr als den Faktor 50 würde dazu führen, dass die Tarifierhöhung über dem aktuellen CEGH Sommer-Winter-Spread liegen würde. Die Nutzung des Speichers für den österreichischen Gasmarkt wäre damit prohibitiv teuer. Entgegen dem Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit läge damit eine Verzerrung des grenzüberschreitenden Handels vor. Zwar sei die direkte Anbindung des Speichers Haidach an das österreichische Fernleitungsnetz technisch möglich. Diese sei jedoch aufgrund der bisherigen technischen Möglichkeiten in Verbindung mit den bestehenden Entgelten nicht realisiert worden.

- 127 Ein hiervon betroffener Letztverbraucher am Netzknotenpunkt Burghausen hat ausführlich zu den wirtschaftlichen Konsequenzen der Entscheidung vorgetragen. Zudem sei der Fortbestand des von der Bundesnetzagentur als systemrelevant eingestuften Gaskraftwerkes am Standort Burghausen gefährdet.
- 128 Es wurde jedoch auch vorgetragen, dass eine solche Rabattierung angemessen zu sein habe, jedoch nicht mehr als doppelt so hoch sein dürfe wie die Rabattierung unterbrechbarer Produkte.
- 129 In diesem Zusammenhang wurde auch geltend gemacht, dass bei der Rabattierung für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte zu berücksichtigen sei, dass sich Einschränkungen bei der Zuordnungsmöglichkeit praktisch in Deutschland auf das Netzgebiet des jeweiligen Netzbetreibers beschränken. Dies führe zu einer massiven Einschränkung der Nutzungsmöglichkeit gegenüber einer FZK. Eine erhöhte Kostentragung durch diese Kapazitätsprodukte sei nicht gerechtfertigt, solange nicht eine netzbetreiberübergreifende Zuordnungsmöglichkeit umgesetzt wurde. Dies sei mit der Festlegung KASPAR der Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur angedacht (BK7-18-052).

4. Anpassungen hinsichtlich der Anwendung der Referenzpreismethode auf alle Ein- und Ausspeisepunkte gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (Ziffer 4 des Tenors)

- 130 In einer Stellungnahme wurde mehr Transparenz beim Anpassungsfaktor gefordert. Es solle dargelegt werden, welchen Anteil beispielsweise die verschiedensten Rabattierungen an dem Anpassungsfaktor haben. Die jährliche Anpassung des Anpassungsfaktors sei von den Fernleitungsnetzbetreibern transparent auszuweisen.

5. Fernleitungsdienstleistungen und Systemdienstleistungen gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. c Ziffer ii) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (Ziffern 5 bis 8 des Tenors)

a) Marktraumumstellungsumlage (Ziffer 5 des Tenors)

- 131 Von vielen Marktteilnehmern wird der Entfall der Marktraumumstellungsumlage an Kopplungspunkten begrüßt. Hinsichtlich dieser Änderung im Vergleich zur Vorabkonsultation ist aber auch eine kritische Stellungnahme eingegangen:
- 132 Es gebe keinen Grund, die Kopplungspunkte von der Marktraumumstellungsumlage zu befreien. Diese sei eine Systemdienstleistung. Hierzu genüge es, dass eines der Kriterien in Art. 4 Abs. 1 S. 1 lit. a oder lit. b der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 erfüllt werde. Dies sei jedenfalls insofern der Fall, als dass die Marktraumumstellung auch für Investitionskosten in den Fernleitungsnetzen ursächlich sei. Doch auch Kosten aus dem Bereich der Verteilernetzbetreiber seien auf die Kopplungspunkte umzulegen, was sich aus § 19a EnWG ergebe. Jedenfalls die bei den Fernleitungsnetzbetreibern anfallenden Kosten seien auf die Kopplungspunkte umzulegen.
- 133 Die Marktraumumstellung komme auch den Nutzern von Kopplungspunkten zu Gute und müsse daher auch an diesen Punkten erhoben werden. Zum einen handele es sich bei der Marktraumumstellung um eine europäische Aufgabe der gesamten Gaswirtschaft. Zum anderen seien Nutzer von Kopplungspunkten nicht reine Transitkunden. Hierunter könnten auch inländische Unternehmen fallen, die ausländische Kunden mit in Deutschland erworbenem Gas versorgen. Jedenfalls profitieren auch Transitkunden von der sich aus der Marktraumumstellung ergebenden Liquiditätssteigerung. Der Umstand, dass in historischen L-Gas-Netzen eher nur ein Import nach Deutschland erfolge, sei ein Zufall, der sich nicht entgeltseitig auswirken dürfe. Es sei auch nicht auszuschließen, dass in Zukunft Transitkunden doch ehemalige L-Gas-Netze nutzen werden. Jedenfalls werden von diesen Netznutzern H-Gas-Leitungen genutzt, die im Zuge der Marktraumumstellung verlegt werden müssten, bzw. die Transitkunden profitieren im Allgemeinen von der kapazitativen Wirkung solcher Leitungen.
- 134 Daneben sprachen sich viele Marktteilnehmer für einen Entfall der Marktraumumstellungsumlage auch an Speicheranlagen aus:
- 135 Diese sei eine nicht gerechtfertigte Doppelbelastung, da die Umlage auch bei der späteren Ausspeisung beim Endkunden erneut anfalle. Zudem seien Transite, bei denen eine Zwischenspeicherung erfolge, entgegen dem Ziel des Festlegungsentwurfs nicht von der Umlage befreit. Eine solche Regelung entspreche dem Sinn der Umlage, die Kosten der Marktraumumstellung gleichmäßig auf alle Letztverbraucher zu verteilen.
- 136 Netznutzer von Speicheranlagen würden genau wie Transitkunden nicht von der gestiegenen Liquidität der Marktgebiete profitieren. Vielmehr rechtfertigen sich die Nutzung von Speichern

und die damit entstehenden Kosten aufgrund von Marktengpässen. Eine erhöhte Liquidität beeinträchtigt also das Speichergeschäft.

- 137 Sofern über die Umlage auch Umstellungskosten von L-Gas-Speichern finanziert werden, sei allenfalls eine Belastung des Eigenverbrauchs von Speicheranlagen (insbesondere für den Verdichtereinsatz) mit der Umlage möglich.
- 138 Es wurde auch vorgetragen, dass zur besseren Planbarkeit Schätzungen zur Entwicklung der Marktraumumstellungsumlage veröffentlicht werden sollten.

b) Messstellenbetrieb einschließlich Messung (Ziffer 7 des Tenors)

- 139 Die Änderungen bei den Regelungen zum Messstellenbetrieb im Vergleich zur Vorabkonsultation wurden positiv aufgefasst. Es wurde lediglich angemerkt, dass die Messinfrastruktur im Eigentum eines nachgelagerten Verteilnetzbetreibers stehen könne. In diesen Fällen gingen die Kosten in den Netzentgelten des Verteilernetzbetreibers auf.

6. Bericht zum Mengenrisiko (Ziffer 10 des Tenors)

- 140 Die Einführung einer Berichtspflicht zum Mengenrisiko wurde unterschiedlich aufgefasst. Teilweise wurde eine solche Berichtspflicht positiv hervorgehoben:
- 141 Sofern ein Einbruch grenzüberschreitender Buchungen signifikante Entgeltsteigerungen für in Deutschland gelegene Kunden zur Folge hätte, sei dies zu vermeiden. Aus diesem Grund werde das vorgeschlagene Monitoring zur Entwicklung der Buchungen begrüßt. Hiermit könnten die Risiken aus der Festsetzung einheitlicher Tarife identifiziert und bei den regelmäßigen Verfahren nach Art. 26 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 adressiert werden. Die gesammelten Daten und Analysen seien zu veröffentlichen.
- 142 Aufgrund verschiedener Aspekte wurde die Berichtspflicht auch kritisiert:
- 143 Die angekündigte Berichtspflicht zum Mengenrisiko werde diesem nicht gerecht. Bei Kündigung von langfristigen Kapazitätsverträgen sei zweifelhaft, ob diese im selben Umfang wieder neu abgeschlossen werden, selbst wenn es zu einem Nachsteuern bei den Entgeltvorgaben durch die Regulierungsbehörde kommen würde. Dies gelte vor allem dann, wenn es zwischenzeitlich zur Umstrukturierung und Ausbau in anderen Mitgliedsstaaten kommen würde und diese durch langfristige Kapazitätsbuchungen abgesichert werden.
- 144 Etwaige Mengenverschiebungen könnten nicht nur von der Höhe des Entgelts, sondern auch von anderen, den Fernleitungsnetzbetreibern nicht bekannten Faktoren abhängen. Eine qualitative Bewertung der Mengenverschiebungen durch die Fernleitungsnetzbetreiber sei abzulehnen, zumal Kausalitäten nicht eindeutig zu belegen seien. Aufgrund der unterschiedlichen Positionen und Strategien der Unternehmen sei nicht zu erwarten, dass eine

einheitliche Bewertung erfolgen könne. Aufgrund des nur kurzen Betrachtungszeitraums bei den ersten Berichten könnten zudem falsche Schlussfolgerungen gezogen werden.

- 145 Ergänzend wurde vorgetragen, dass in dem Bericht auch erörtert werden sollte, ob es sich bei untertägigen Kapazitätsbuchungen um zusätzliche Buchungen handele oder ob lediglich eine Verschiebung aus dem Day-Ahead-Bereich erfolge.
- 146 Zu den Fristen für den Bericht wurde vorgetragen, dass die Auswirkungen der Festlegung einer Referenzpreismethode einem regelmäßigen Monitoring zu unterziehen seien. Jedoch seien die Fristen hierzu zu eng gesetzt. Die Zusammenlegung der Marktgebiete solle am 01.10.2021 erfolgen. Damit gelten im letzten Quartal des Entgeltjahres 2021 die Entgelte eines gemeinsamen Marktgebietes. Diese müssten 30 Tage von der Jahresauktion 2020 veröffentlicht werden. Somit müsste eine REGENT 2.0 für das gesamtdeutsche Marktgebiet bereits im März 2020 beschlossen werden, damit bis Mai 2020 die Entgelte berechnet werden könnten. Die vorgeschlagenen Zeitpunkte für das Monitoring orientierten sich hingegen an einem Festlegungszeitpunkt erst im März 2021.

7. Sonstiges

- 147 In eine Stellungnahme wurde die ausgeweitete Entgeltprognose in der Festlegung einschließlich zweisprachiger Erläuterungen begrüßt. Ein anderer Marktteilnehmer kritisierte, dass im Beschlussentwurf keine konkrete Befassung mit der Abweichung zwischen den bisher separat gebildeten Entgelten und den indikativen, erheblich hiervon abweichenden Entgelten erfolge.

V. Weiterer Verfahrensablauf, Stellungnahmen des Bundeskartellamts und von ACER

- 148 Am 19.12.2018 hat das Bundeskartellamt zu dem Festlegungsverfahren mit Bezug auf mögliche wettbewerbliche Auswirkungen Stellung genommen. Es sei nicht vollständig auszuschließen, dass die Festlegung einer einheitlichen Referenzpreismethode negative wettbewerbliche Auswirkungen haben könnte. Eine solche Methode könnte zu einheitlichen Entgelten führen und einen möglicherweise noch vorhandenen Restwettbewerb zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern wesentlich beeinträchtigen oder beseitigen. Als Anknüpfungspunkte für Effizienzwirkungen im Rahmen einer Legalfreistellung nach § 2 GWB bzw. Art. 101 Abs. 3 AEUV kämen verschiedene Aspekte in Betracht, etwa die Wirkung der Erlösobergrenzenregulierung auf die Preissetzungsanreize und auf die Auslastung der vorhandenen Kapazitäten, die Wirkung solcher Auslastungseffekte auf die relative Höhe der Netzentgelte der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber, die Rückwirkung dieser Entgelteffekte auf die Großhandelsmärkte (insbesondere mit Blick auf die Angreifbarkeit überkommener Marktpositionen und die Liquidität der Märkte), die Verteilungswirkungen der Erlösobergrenzenregulierung sowie die Wirkungen von Wettbewerbssimulationen durch verschiedene Mechanismen der Anreizregulierung.

- 149 Mit Beschlüssen vom 15.01.2019 wurden auf ihre Anträge vom 21.12.2018 und 27.12.2018 hin die Beigeladenen zu 8) und zu 9) zum Verfahren beigeladen.
- 150 Am 13.02.2019 hat ACER eine Stellungnahme gemäß Art. 27 Abs. 2 und 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 veröffentlicht. Hierin würdigt ACER die Beschlussentwürfe vom 17.10.2018 im Hinblick auf die in Art. 27 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Kriterien.
- 151 Im Sinne der Vollständigkeit fordert ACER eine nähere Begründung für die Verwendung der prognostizierten Kapazitätsbuchungen als einzigen Kostentreiber, einen Vergleich der Tarife in den Jahren 2019 und 2020 sowie klarstellende Angaben zum Anwendungszeitraum der Festlegung. ACER empfiehlt zudem, eine ausreichend detaillierte Darstellung der Fernleitungsnetzstruktur zum Gegenstand des Beschlusses zu machen.
- 152 Eine vollständige Bewertung der Referenzpreismethode anhand der in Art. 7 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Kriterien sei ACER nicht möglich gewesen. Zwar sei die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke transparent, diskriminierungsfrei und werde dem Mengenrisiko grundsätzlich gerecht. Zudem unterstützt ACER vor dem Hintergrund der anstehenden Zusammenlegung der Marktgebiete die gemeinsame Anwendung einer Referenzpreismethode. Im Hinblick auf die Aspekte der Verursachungsgerechtigkeit, der Vermeidung von Quersubventionierungen und der Verzerrung des grenzüberschreitenden Handels sei eine vollständige Bewertung jedoch nicht möglich gewesen. Hierzu müssten erweiterte Bewertungen durch die Bundesnetzagentur erfolgen. Dabei seien insbesondere die Stückkosten bei der Infrastruktur bezüglich der systemübergreifenden und systeminternen Netznutzung sowie die Komplexität der Fernleitungsnetze im Hinblick auf die Vermaschung zu untersuchen. Es solle auch bewertet werden, welche Auswirkungen die Referenzpreismethode auf die Tarife im Vergleich zur vorangegangenen Entgeltperiode hat, insbesondere bei Entgeltsteigerungen an Kopplungspunkten.
- 153 Bezüglich der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz seien Berechnungen möglichst mit den identischen Eingangsparametern wie bei der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke durchzuführen (etwa im Hinblick auf die Speicherrabatte). Zudem empfiehlt ACER bei der Bewertung der Kostenzuweisung nach Art. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 bei der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz die Distanz als Kostentreiber zu berücksichtigen.
- 154 Bezüglich der möglichen Realisation eines Mengenrisikos sollte der potentielle Rückgang von Buchungen erörtert werden.
- 155 Bezüglich des Entry-Exit-Splits ist nach Ansicht von ACER eine nähere Begründung dafür erforderlich, warum dieser nicht ex-ante festgelegt werden soll.
- 156 In Bezug auf Systemdienstleistungen werden eine nähere Erläuterung der Biogaskosten und eine Überprüfung der Systematik zum Ausgleich der Erlöse bei den verschiedenen

Systemdienstleistungen gefordert. In Bezug auf den Messstellenbetrieb und die Messung bei internen Bestellpunkten zu nachgelagerten Netzbetreibern wird eine diskriminierungsfreies System im Hinblick darauf gefordert, dass an diesen Punkten die Eigentumsstrukturen unterschiedlich ausfallen können.

- 157 Die Einspeiseprivilegien für Biogas und Power-to-Gas werden von ACER kritisch gesehen.
- 158 Am 18.02.2019 erfolgte die Veröffentlichung der Zusammenfassung der Stellungnahmen aus der abschließenden Konsultation in englischer Sprache nach Art. 26 Abs. 3 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.
- 159 Vom 11.03.2019 bis zum 18.03.2019 sind ergänzend die Regelungen zum Benchmarking gemäß Tenorziffern 3 a) und b) angehört worden. Hierbei wurde allen Fernleitungsnetzbetreibern und Beigeladenen sowie E-Control und ACER die Möglichkeit zur Stellungnahme gegeben.
- 160 In den meisten Stellungnahmen wurde die Bewertung von Wettbewerbssituationen durch die Bundesnetzagentur begrüßt. Dies sei jedoch nicht auf einzelne Punkte zu beschränken. Vielmehr sei ein allgemein anwendbarer Mechanismus festzulegen, mit dem alle Fernleitungsnetzbetreiber auf Wettbewerbssituationen reagieren könnten.
- 161 Andere Marktteilnehmer kritisierten die Bevorzugung inländischer Netznutzer. Außerdem entstehe eine Anreizwirkung zur Investition in grenznahe Gebiete.
- 162 Für die Einspeisepunkte Überacker 2 und Untergrundspeicher Haidach wurde ein einheitliches, sich aus dem Benchmarking ergebendes Entgelt in Höhe von indikativ 0,13 € pro kWh/h/a vorgeschlagen. Dieses Entgelt solle auch zur Anwendung kommen, wenn der Netzanschlusspunkt des Letztverbrauchers Wacker Chemie AG versorgt werde. Wirtschaftlich solle jedoch eine Gleichstellung mit den angehörten Regelungen erfolgen, so dass das Ausspeiseentgelt für den Netzanschlusspunkt von Wacker Chemie AG entsprechend hochzusetzen sei (indikativ auf 0,71 € pro kWh/h/a). Vom Ergebnis werde die gleiche Wirkung erzielt und es entstünden keine Verwirrungen und Fehlerquellen bei der Buchung der Einspeisekapazitäten.
- 163 Teilweise wurden die Restriktionen der Regelungen beim Ansatz von längeren Nutzungsdauern kritisiert. So sei etwa eine vorzeitige Beendigung des Speicherbetriebs unrealistisch. Auch die angenommene Höhe der Projektkosten wurde aus unterschiedlichen Gründen als überhöht bewertet.
- 164 Der Sachverhalt am Speicher Haidach betreffe auch die Open Grid Europe GmbH, die mit Haiming III einen entsprechenden Speicheranschlusspunkt habe und mit dem Punkt Überackern AGB auch einen Grenzübergangspunkt im Netzknotenpunkt Burghausen betreibe. Hier seien entsprechende Investitionen zum Speicheranschluss getätigt worden, die durch das Benchmarking entwertet würden.

- 165 Im Hinblick auf den grenzüberschreitenden Sachverhalt am Speicher Haidach sei auszuschließen, dass Gasmengen zu vergünstigten Tarifen aus Österreich kommend eingespeichert werden und sodann mit einer zu 75 % rabattierten Kapazität in das Marktgebiet NetConnect Germany ausgespeist werden.
- 166 Der Speicher 7Fields zeige außerdem, dass ein wirtschaftlicher Betrieb von in Österreich gelegenen Speichern auch ohne Sonderentgelte möglich sei. Die Wettbewerbssituation der Speicher werde durch die Regelung verzerrt.
- 167 Zur Frage, ob ein Direktleitungsbau tatsächlich drohe, wurde vorgetragen, dass dieser bereits an der Weigerung eines Grundstückseigentümers scheitern könne. Für Entschädigungszahlungen sei der Faktor 5 anzusetzen.
- 168 Bezüglich des Letztverbrauchers Wacker Chemie AG wurde vorgetragen, dass dieser zwar Anschlussnehmer und Anschlussnutzer sei, von der Festlegung jedoch alle Letztverbraucher am Standort Burghausen betroffen seien, die durch Weiterleitung oder Erdgasbereitstellung beliefert würden. Petent seien daher alle Letztverbraucher am Industriestandort.
- 169 Es wurden auch Argumente für den Ansatz geringerer Projektkosten vorgetragen, insbesondere aufgrund eines möglichen Konsortiums zum Leitungsbau mit dem Speicherbetreiber. Zudem sei der Mischzinssatz zu hoch angesetzt. Auch sei für den Fall des Ansatzes von Nutzungsdauern von mehr als vier Jahren eine Rekalkulation der Entgelte nicht sachgerecht. Die Annuität sei vielmehr über die gesamte Laufzeit zu fixieren.
- 170 Mit Beschluss vom 28.03.2019 wurde auf ihren Antrag vom 11.03.2019 hin die Beigeladenen zu 10) zum Verfahren beigeladen.

VI. Sonstiges

- 171 Nicht Gegenstand dieses Festlegungsverfahrens ist die Frage, ob die Referenzpreismethode abweichend von Art. 10 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 separat anzuwenden ist, Art. 10 Abs. 2 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460, was gemäß Art. 10 Abs. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ohnehin grundsätzlich nur befristet möglich wäre. Ein entsprechendes Festlegungsverfahren wurde durch die Beschlusskammer nicht eingeleitet. Das parallel eingeleitete Verfahren zur Einführung eines wirksamen Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern eines Marktgebietes (BK9-18/607, „AMELIE“) betrifft lediglich den bei der gemeinsamen Anwendung der Referenzpreismethode nach Art. 10 Abs. 3 S. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 einzuführenden Ausgleichsmechanismus.
- 172 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte Bezug genommen.

B.

- 173 Mit dieser Festlegung erlässt die Bundesnetzagentur gemäß Art. 27 Abs. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eine begründete Entscheidung zu allen in Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Punkten betreffend das Ein- und Ausspeisesystem bzw. Marktgebiet NetConnect Germany. Der Begriff des Ein- und Ausspeisesystems entspricht dem Begriff des Marktgebietes in § 2 Nr. 10 GasNZV.
- 174 Die vorgenommenen Entscheidungen fallen gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i.V.m. Art. 4 Abs. 1, Art. 4 Abs. 2, Art. 4 Abs. 4, Art. 6 Abs. 4 lit. a und c, Art. 27 Abs. 4 S. 1 und Art. 27 Abs. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sowie § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV i.V.m. § 28 S. 1 Nr. 3 ARegV in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

I. Festlegung einer Referenzpreismethode gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (Ziffer 1 des Tenors)

- 175 Die Entscheidung gemäß Ziffer 1 des Tenors zur Referenzpreismethode beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 27 Abs. 4 S. 1 und Art. 26 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.
- 176 Hiernach ist eine Referenzpreismethode zur Berechnung von Referenzpreisen für diejenigen Teil der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen festzulegen, der durch kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte zu erzielen ist, Art. 3 S. 2 Nr. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Der Referenzpreis ist der Preis für ein Kapazitätsprodukt für verbindliche Kapazitäten mit einer Laufzeit von einem Jahr, Art. 3 S. 2 Nr. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sind grundsätzlich durch kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte zu erzielen, Art. 4 Abs. 3 S. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.

1. Beschreibung der Referenzpreismethode gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

- 177 Gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ist die vorgesehene Referenzpreismethode zu beschreiben. Diese Beschreibung ergibt sich aus dem Wortlaut von Tenorziffer 1. Bei den kontrahierten Kapazitäten wurde abweichend zur Festlegung BK9-17/609 vom 19.07.2017 explizit klargestellt, dass auf die unangepassten kontrahierten Kapazitäten abzustellen ist, da Mehr- und Mindererlöse durch Multiplikatoren und Abschläge in der Systematik der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 nicht Teil der Referenzpreismethode, sondern (im zweiten Schritt) bei der Anpassung nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) Nr.

2017/460 zu berücksichtigen sind. Darüber hinaus wurde allgemein auf durchschnittliche kontrahierte Kapazitäten abgestellt, ohne einen (überflüssigen) Zeitraumbezug. Materielle Änderungen für den eigentlichen Referenzpreis ergeben sich dadurch nicht. Bei der Referenzpreismethode sind die prognostizierten Kapazitäten bezüglich des Zeitraums relevant, für den die Bildung des Referenzpreises erfolgt.

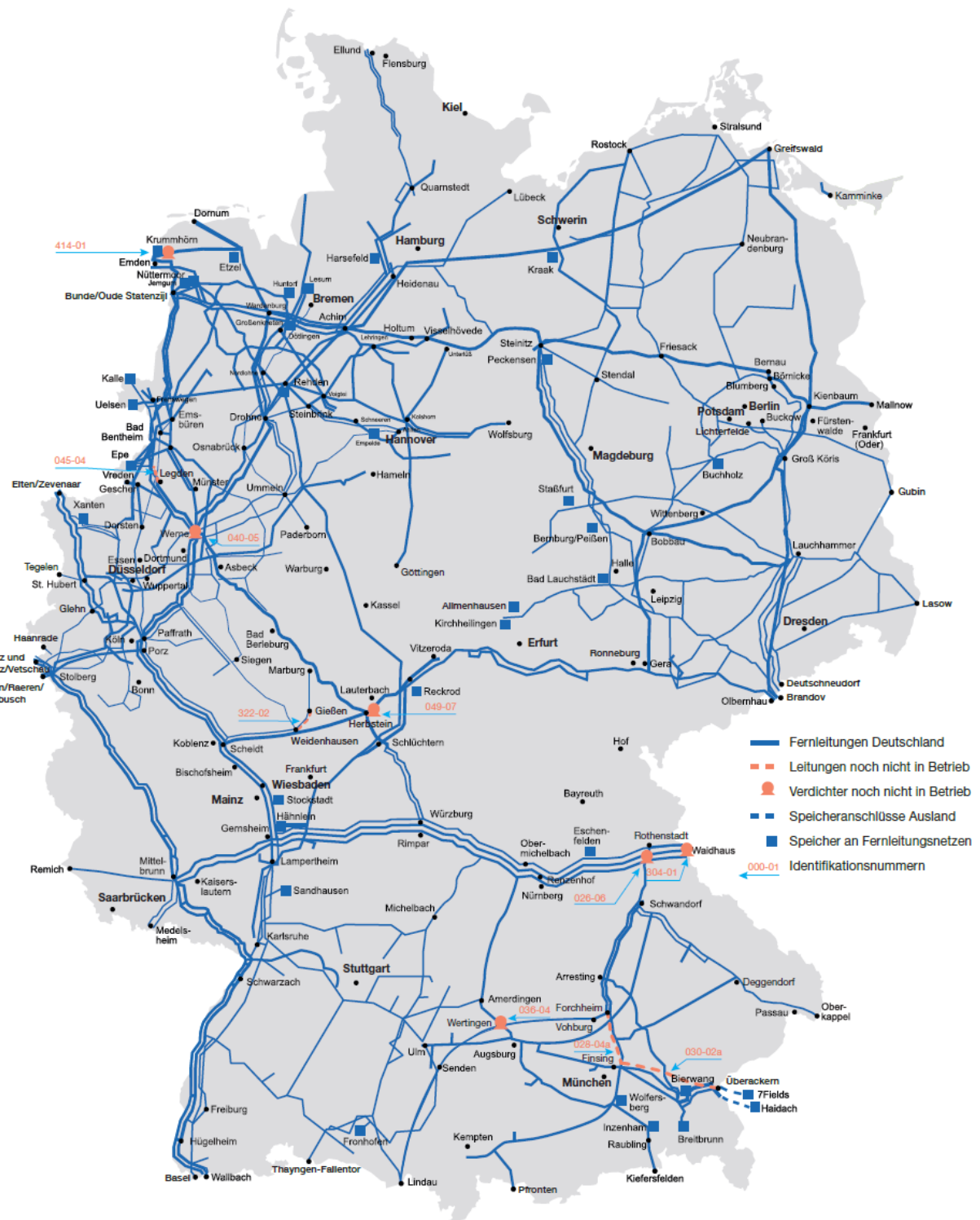
2. Parameter für die Referenzpreismethode gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer i) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

- 178 Nach Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer i) Unterziffern 1 und 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sind die indikativen Informationen gemäß Art. 30 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zu beschreiben, also die in der Referenzpreismethode verwendeten Parameter hinsichtlich der technischen Merkmale des Fernleitungsnetzes. Im Fall einer einheitlichen Briefmarke gemäß Tenorziffer 1 ist dies lediglich die prognostizierte kontrahierte Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten und die damit verbundenen Annahmen, Art. 30 Abs. 1 lit. a Ziffer ii) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.
- 179 Um diesen Punkt umzusetzen, hat die Bundesnetzagentur die für das Kalenderjahr 2020 prognostizierten, durchschnittlich kontrahierten, unangepassten Kapazitäten aller Ein- und Ausspeisepunkte abgefragt. Die Summe dieser Kapazitäten für das Marktgebiet NetConnect Germany ist in Anlage 1 ausgewiesen. Gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer i) Unterziffer 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ist zu begründen, wieso dieser Parameter angewandt wird. Die Begründung liegt darin, dass die jeweils gebuchte bzw. bestellte Kapazität ein wesentlicher Kostentreiber ist, also gemäß Art. 3 S. 2 Nr. 18 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ein wesentliches Element der Tätigkeiten der Fernleitungsnetzbetreiber, das Auswirkungen auf deren Kosten hat. Dieser Parameter ermöglicht eine sachgerechte, anteilige Zuordnung der durch die Vorhaltung des gesamten Leitungssystems verursachten Kosten auf die Nutzer des Leitungssystems. In Art. 5 Abs. 1 lit. a Ziffer ii) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 wird die prognostizierte kontrahierte Kapazität explizit als möglicher Kostentreiber genannt und auch die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 erkennt die prognostizierte Kapazität als einen Kostentreiber an. Nähere Begründungen zu der Geeignetheit als Kostentreiber und auch zum Verwerfen der Distanz als komplementären Kostentreiber vor dem Hintergrund der Komplexität und Vermaschung der deutschen Fernleitungsnetze finden sich in Abschnitt B.I.5.b). Die Beschlusskammer erachtet hingegen die technische Kapazität (im Sinne von Art. 2 Abs. 1 Nr. 18 der Verordnung (EU) Nr. 715/2009 die verbindliche Höchstkapazität, die der Fernleitungsnetzbetreiber den Netznutzern unter Berücksichtigung der Netzintegrität und der betrieblichen Anforderungen des Fernleitungsnetzes anbieten kann) generell nicht als geeigneten Kostentreiber. Beim Ansatz der technischen Kapazität ergibt sich lediglich eine abstrakte Betrachtung der Leistungsfähigkeit der einzelnen Ein- und Ausspeisepunkte. Es würde ein Bezug zur Verteilung der Kosten in einer

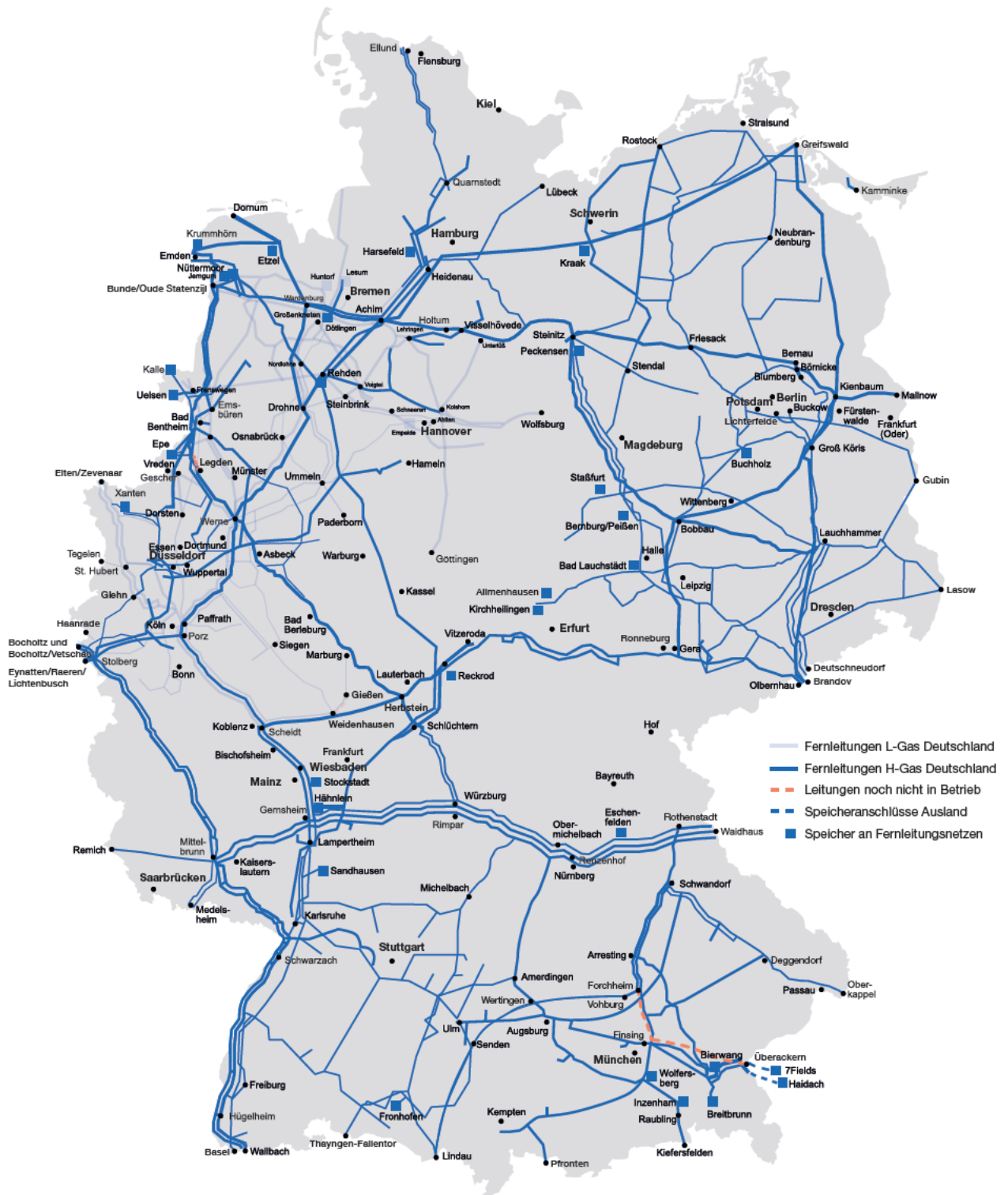
Entgeltperiode auf die Netznutzer fehlen, deren Buchungsverhalten (und damit die jeweils gebuchte bzw. bestellte Kapazität) maßgeblich ist für die Frage, in welchem Maße die bestehenden Kosten auf die Netznutzer zu verteilen sind. Während das Abstellen auf das tatsächliche Buchungsverhalten der Netznutzer die tatsächliche Nachfrage zeitlich weitestgehend aktuell wiedergibt, würde die Verwendung der technischen Kapazität eine starre unveränderliche Größe darstellen, die aus einer Investitionsentscheidung aus der Vergangenheit resultiert und die aktuelle gegebenenfalls veränderte Systemnutzung nicht in jedem Fall zuverlässig darstellen würde.

- 180 Neben den entsprechenden indikativen Informationen sind gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer i) Unterziffer 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 auch die angewandten Annahmen zu konsultieren. Den Fernleitungsnetzbetreibern war mit Tenorziffer 7 der Festlegung vom 19.07.2017 (BK9-17/609) auferlegt worden, unter anderem die Kapazitätsprognosen für das Jahr 2020 abzuschätzen. Entsprechend dieser Vorgabe haben die Fernleitungsnetzbetreiber die gebuchten bzw. bestellten Kapazitäten des Jahres 2018 durch Schätzungen fortgeschrieben und dabei in sachgerechter Weise Erkenntnisse wie den bundesweiten Netzentwicklungsplan, den Wegfall von Kunden, den geplante Ausbau der Infrastruktur, die Preisentwicklung bei der gemeinsamen Anwendung der Referenzpreismethode, die Trends der Vorjahre, Langfristprognosen der nachgelagerten Netzbetreiber, Entwicklung der Gasförderung in einzelnen Feldern und/oder die sich abzeichnende Verlagerung von Kapazitäten an maßgeblichen Punkten berücksichtigt. Anhaltspunkte für eine unsachgemäße Schätzung der Kapazitäten haben sich hierbei für die Bundesnetzagentur nicht ergeben.
- 181 Sofern Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer i) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 auf Art. 30 Abs. 1 lit. a Ziffer iv) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 verweist, ist festzuhalten, dass eine ausreichend detaillierte Darstellung der Fernleitungsnetzstruktur kein in der Referenzpreismethode verwendeter Parameter und damit nicht förmlich zu konsultieren ist sowie nicht zwingend Teil dieses Beschlusses sein muss. Aus Transparenzgründen und da hierauf noch im Rahmen der Darlegung der Komplexität des Fernleitungsnetzes im Rahmen von Art. 7 S. 2 lit. b) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 einzugehen sein wird, stellt die Beschlusskammer im Folgenden dennoch die Fernleitungsstruktur dar. Hierzu macht sie sich entsprechende Übersichtskarten aus dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2018 – 2028 zu Eigen. Dargestellt ist überblicksmäßig das gesamte deutsche Fernleitungsnetz über beide Gasqualitäten und über beide Marktgebiete:

182 Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 zum 31. Dezember 2017, Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2018 – 2028 vom 29.03.2018, S. 60.



183 Ergänzend ergeben sich aus den nachfolgenden Abbildungen übersichtsmäßig die entsprechenden H-Gas- und L-Gas-Strukturen. Dies ist insofern von Bedeutung, als dass die hier zu beschließende Referenzpreismethode auf qualitätsübergreifende Marktgebiete anzuwenden ist. Die Steigerung der Komplexität aufgrund des qualitätsübergreifenden Charakters der Marktgebiete ist insofern von Relevanz.

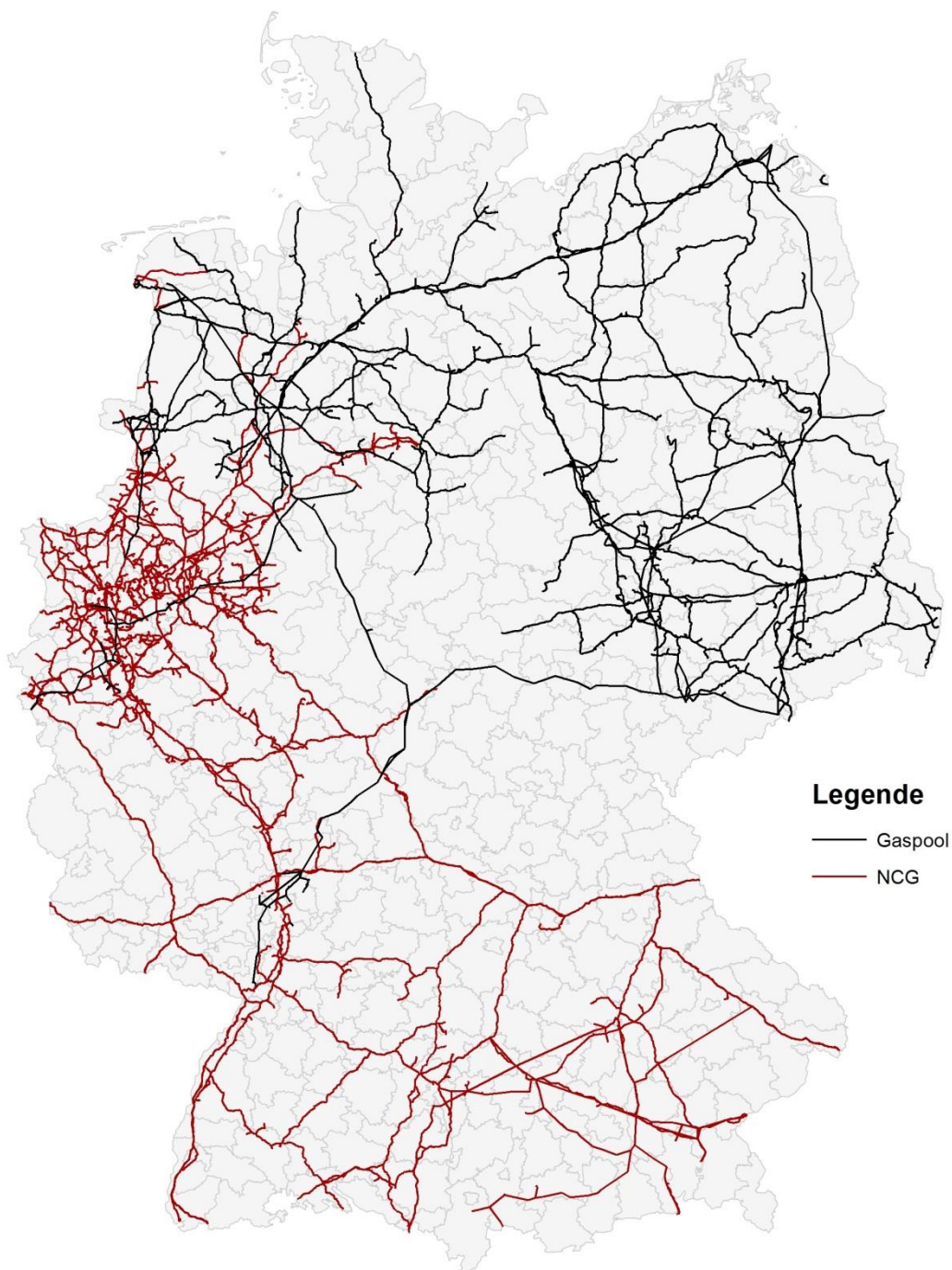


185 L-Gas Transportnetz zum 31. Dezember 2017, Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2018 – 2028 vom 29.03.2018, S. 56.



186 Darüber hinaus liegen der Bundesnetzagentur auch umfangreiche Daten zur Fernleitungsstruktur vor, die beispielhaft in der folgenden Abbildung visualisiert sind. Dabei erfolgt eine Darstellung getrennt nach den Marktgebieten NetConnect Germany und GASPOOL

187 Darstellung der Fernleitungsstruktur getrennt nach Marktgebieten (Quelle: Datenerhebung zum Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode, Stand 31.12.2015)



3. Indikative Referenzpreise gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer iii) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

- 188 Gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer iii) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sind die indikativen Referenzpreise der Konsultation zu unterziehen. Der indikative Referenzpreis für die bei der gemäß Art. 10 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 von allen Fernleitungsnetzbetreibern eines Ein- und Ausspeisesystems gemeinsam anzuwendenden Referenzpreismethode ist in der Anlage 1 für das Marktgebiet NetConnect Germany für die Referenzpreismethode gemäß Tenorziffer 1 (einheitliche Briefmarke) ausgewiesen. In Anlage 1 ist der indikative Referenzpreis vor und nach der Anpassung gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ausgewiesen. Der Preis vor der Anpassung berücksichtigt nicht, dass die prognostizierten kontrahierten Kapazitäten je nach Buchungsverhalten der Netznutzer zu unterschiedlichen Erlösen aufgrund von Multiplikatoren und Abschlägen führen. Eine Anpassung mit dem in Anlage 1 ausgewiesenen indikativen Faktor ermöglicht es den Fernleitungsnetzbetreibern, die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen auch tatsächlich zu erwirtschaften. Ausgehend von den Angaben der Netzbetreiber zu prognostizierten Kapazitäten und indikativen Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen hat die Beschlusskammer den indikativen Referenzpreis selbst berechnet. Dieser weicht von dem durch die Fernleitungsnetzbetreiber berechneten Referenzpreis ab, etwa aufgrund der abweichenden Annahme bei der Höhe der Abschläge bei Speicheranlage nach Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.
- 189 Zusammenfassungen von Kopplungspunkten gemäß Art. 19 Abs. 9 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 zu virtuellen Kopplungspunkten sind nicht abgebildet. Dies ist bei der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke aufgrund des ohnehin einheitlichen Referenzpreises auch nicht notwendig.

4. Prüfung der Kostenzuweisung gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer iv) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

- 190 Gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer iv) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sind die Ergebnisse und Bestandteile der Prüfungen der Kostenzuweisungen gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sowie die Einzelheiten dieser Bestandteile zu konsultieren.
- 191 Die Bewertung der Kostenzuweisung soll den Umfang der Quersubventionierung zwischen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung auf der Grundlage der vorgeschlagenen Referenzpreismethode angeben, Art. 5 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Unter der systeminternen Netznutzung ist gemäß Art. 3 S. 2 Nr. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 der Gastransport innerhalb eines Ein- und Ausspeisesystems an Kunden zu verstehen, die an dieses Ein- und Ausspeisesystem angeschlossen sind. Unter der systemübergreifenden Netznutzung ist gemäß Art. 3 S. 2 Nr. 9 der Verordnung (EU) Nr.

2017/460 der Gastransport innerhalb eines Ein- und Ausspeisesystems an Kunden zu verstehen, die an ein anderes Ein- und Ausspeisesystem angeschlossen sind.

- 192 Gemäß Art. 5 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 muss die Bewertung der Kostenzuweisung in Bezug auf Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen ausschließlich auf den Kostentreibern der technischen Kapazität, der prognostizierten kontrahierten Kapazität, der technischen Kapazität und der Distanz oder der prognostizierten kontrahierten Kapazität und der Distanz basieren. Da in der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke lediglich die prognostizierte kontrahierte Kapazität als Kostentreiber einfließt und gemäß Art. 5 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 die Bewertung der Kostenzuweisung auf der Grundlage der vorgeschlagenen Referenzpreismethode durchzuführen ist, hat die Beschlusskammer die Bewertung der Kostenzuweisung gemäß Art. 5 Abs. 1 lit. a Ziffer ii) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 basierend auf der prognostizierten kontrahierten Kapazität durchgeführt.
- 193 In Anlage 2 sind aufgeschlüsselt nach Typen von Ein- und Ausspeisepunkten (informativ) die jeweilige technische Kapazität, die prognostizierte kontrahierte Kapazität (die in Einzelfällen aufgrund unterbrechbarer Kapazitäten über der technischen Kapazität liegen kann) sowie die auf die systeminterne und systemübergreifende Netznutzung entfallenden Erlöse angegeben.
- 194 Folgende Arten von Einspeisepunkten werden ausgewiesen:
- NKP (GÜP) – Grenzübergangspunkt
 - NKP (MÜP) – Marktgebietsübergangspunkt
 - NAP (Ez) – Anschluss inländischer Erzeugungsanlagen
 - NAP (Sp) – Speicher
 - NAP (Bio) – Biogaseinspeisung sowie Power-to-Gas (PtG)
 - NAP (LNG) – Flüssigerdgas
- 195 Folgende Arten von Ausspeisepunkten werden ausgewiesen:
- NKP (GÜP) – Grenzübergangspunkt
 - NKP (MÜP) – Marktgebietsübergangspunkt
 - NKP (iB) – interne Bestellung eines nachgelagerten Verteilernetzbetreibers
 - NAP (Sp) – Speicher
 - NAP (Lv) – Anschluss eines Letztverbrauchers
- 196 Bei den Summen dieser Angaben handelt es sich um die Bestandteile der Prüfung der Kostenzuweisung; die jeweiligen Einzelwerte stellen die Einzelheiten dieser Bestandteile dar, vergleiche Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer iv) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Eine weitere Aufschlüsselung der Daten liegt der Beschlusskammer vor. Diese Daten stellen jedoch zum Teil Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse etwa von Letztverbrauchern dar und werden deswegen nicht vollständig öffentlich zugänglich gemacht. Außerdem können Kapazitätsprognosen an einzelnen Punkten auch Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse von Fernleitungsnetzbetreibern darstellen, da es sich um interne Einschätzungen des Kundenverhaltens handelt.

- 197 Die Herleitung der prognostizierten Kapazitäten wurde bereits im Rahmen von Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer i) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 erörtert. Maßgeblich für die Bewertung der Kostenzuweisung nach Art. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ist die Aufteilung der prognostizierten Erlöse auf die systeminterne und systemübergreifende Netznutzung.
- 198 Die Gesamterlöse waren gemäß Anlage 1 zur Festlegung vom 19.07.2017 (BK9-17/609) unter Berücksichtigung von Anpassungen aufgrund von beispielsweise Multiplikatoren, Rabatten und saisonalen Faktoren sowie den Anpassungen gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. a) bis c) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 durch die Fernleitungsnetzbetreiber anzugeben. Dabei konnte, da die entsprechenden Anpassungen für das Jahr 2020 noch nicht feststanden, auf die für das Jahr 2018 maßgeblichen Anpassungsfaktoren abgestellt werden. Aufgrund der Festlegung eines Multiplikators in Höhe von 2,0 für untertägige Kapazitätsprodukte durch die Festlegungen MARGIT (BK9-18/612) bzw. BEATE 2.0 (BK9-18/608) ergeben sich nur geringfügige Änderungen bei der Zuweisung der Erlöse, die eine erneute Prüfung der Kostenzuweisungen gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 nicht erforderlich machen. Auf eine ergänzende Prüfung der Kostenzuweisungen gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460, bei der die Erlöse lediglich anhand der unangepassten durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten ohne Berücksichtigung von Multiplikatoren etc. berechnet werden, hat die Beschlusskammer verzichtet, da eine solche Berechnung bei der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke in Verbindung mit einem kapazitätsgewichteten Entry-Exit-Split stets einen Vergleichsindex von 0 % ergeben würde. Abweichungen hiervon durch Berücksichtigung eines Rabatts an Speicheranlagen hätten keinen Aussagegehalt zur Bewertung einer Quersubventionierung zwischen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung. Ohnehin zeigt dieser Gedankengang, dass bei einer solchen Briefmarke als Referenzpreismethode und sich daraus ergebenden einheitlichen Referenzpreisen die Bewertung der Kostenzuweisung nach Art. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 bezogen auf die Referenzpreismethode keine Aussagen trifft. Es wird lediglich bewertet, ob außerhalb der Referenzpreismethode liegende Faktoren wie Multiplikatoren oder Abschläge für unterbrechbare Kapazitäten zu höheren oder geringeren Reservepreisen für die systeminterne oder systemübergreifende Netznutzung führen. Aus Transparenzgründen wird die Bewertung der Kostenzuweisung dennoch durchgeführt.
- 199 Die systeminterne Netznutzung bezeichnet den Gastransport innerhalb eines Ein- und Ausspeisesystems an Kunden, die an dieses Ein- und Ausspeisesystem angeschlossen sind, Art 3 S. 2 Nr. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Die systemübergreifende Netznutzung bezeichnet den Gastransport innerhalb eines Ein- und Ausspeisesystems an Kunden, die an ein anderes Ein- und Ausspeisesystem angeschlossen sind, Art. 3 S. 2 Nr. 9 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Aufgrund dieser Vorgaben gilt auch der Transport zwischen den Marktgebieten NetConnect Germany und GASPOOL als systemübergreifende Netznutzung. Auf der Ausspeiseseite entfallen somit die Erlöse an den Grenz- und Marktübergangspunkten auf die

systemübergreifende Netznutzung. Jedenfalls die Erlöse an den Ausspeisepunkten zu nachgelagerten Verteilernetzbetreibern und Letztverbrauchern entfallen auf die systeminterne Netznutzung. Die Erlöse an Ausspeisepunkten an Speichern (Einspeicherung) wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern als systeminterne Netznutzung aufgefasst. Die Frage der Zuordnung der Erlöse an Speichern kann nicht eindeutig beantwortet werden, da einerseits ein Ausspeisepunkt an einem Speicher innerhalb des Ein- und Ausspeisesystem liegt und wie ein Kunde behandelt werden kann, der an das Ein- und Ausspeisesystem angeschlossen ist. Dies würde eine Zuordnung zur systeminternen Netznutzung rechtfertigen. Andererseits ermöglicht die Einspeicherung eine spätere Ausspeicherung, die wiederum anteilig sowohl der systeminternen als auch der systemübergreifenden Netznutzung zu Gute kommen kann, wie die Berechnungslogik des Art. 5 Abs. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 generell für Einspeisepunkte zeigt.

- 200 Um die mögliche Bandbreite abzudecken, hat die Beschlusskammer die Bewertung der Kostenzuweisung deswegen mehrfach durchgeführt und die Erlöse an den Ausspeisepunkten an Speichern in den in Anlage 2 ausgewiesenen Varianten
- ausschließlich zur systeminternen Netznutzung (entsprechend der Bewertung der Fernleitungsnetzbetreiber)
 - anteilig entsprechend des Verhältnisses zwischen den prognostizierten kontrahierten Kapazitäten an unzweifelhaft der systeminternen bzw. systemübergreifenden Netznutzung dienenden Ausspeisepunkten (s.o., damit entfallen im Marktgebiet NetConnect Germany ca. 20 % und im Marktgebiet GASPOOL ca. 27 % auf die systemübergreifende Netznutzung)
 - pauschal je 50 % zur systeminternen / systemübergreifenden Netznutzung
 - ausschließlich zur systemübergreifenden Netznutzung zugerechnet.
- 201 Eine weitere Unschärfe besteht in der Frage, inwiefern die Erlöse bei Einspeisepunkten der systeminternen bzw. systemübergreifenden Netznutzung zuzuordnen sind. Die Vorgaben in Art. 5 Abs. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sehen einen pauschalen Ansatz vor. Demnach ergibt – sinngemäß – der Anteil der systemübergreifenden Ausspeisekapazitäten geteilt durch die Gesamtkapazitäten an den Einspeisepunkten das relevante Verhältnis für die Aufteilung der Erlöse an den Einspeisepunkten. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Erlösaufteilung überwiegend hierauf basierend durchgeführt (unter Annahme der Zuordnung der Ausspeisepunkten an Speichern zur systeminternen Netznutzung, s.o.). Im geringen Umfang wurde jedoch von der in Anlage 1 zur Festlegung vom 19.07.2017 (BK9-17/609) vorgesehen Möglichkeit Gebrauch gemacht, die Erlöse beispielsweise durch Restriktionen von Produkten mit Zuordnungsaufgaben genauer zuzuordnen. Im Marktgebiet GASPOOL erfolgte die Aufteilung auch basierend auf den angepassten, preisgewichteten Kapazitäten unter Berücksichtigung des ursprünglichen Speicherrabatts von lediglich 50 %. Als Variante der Bewertung der Kostenzuweisung wurden auch diese Angaben der Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigt.

202 Das Ergebnis der Bewertung der Kostenzuweisung unter Zugrundelegung der in Art. 5 Abs. 2, 3 und 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 dargelegten Rechenschritte ist in Anlage 2 ausgewiesen. Lediglich in der Variante der kompletten Zuordnung der Erlöse und Kapazitäten an Ausspeisepunkten zu Speichern zur systemübergreifenden Netznutzung ergibt sich ein Index von 15,33 %. In allen anderen Varianten ist der Vergleichsindex geringer als 10 %. Die komplette Zuordnung der Erlöse und Kapazitäten an Ausspeisepunkten zu Speichern zur systemübergreifenden Netznutzung ist jedoch keinesfalls sachgerecht und stellt auch eher einen theoretischen Fall dar. Sachgerecht ist höchstens eine anteilige Zuordnung zur systemexternen Netznutzung in Höhe von ca. 20 % (dies entspricht dem Verhältnis zwischen den prognostizierten kontrahierten Kapazitäten an unzweifelhaft der systeminternen bzw. systemübergreifenden Netznutzung dienenden Ausspeisepunkten). Doch selbst bei einer hälftigen Zuordnung zur systeminternen / systemübergreifenden Nutzung gilt der Test als bestanden und braucht deswegen im Ergebnis nach Art. 5 Abs. 6 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 nicht weiter erörtert zu werden.

5. Bewertung der Referenzpreismethode gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer v) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

203 Gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer v) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ist die Bewertung der vorgesehenen Referenzpreismethode gemäß Art. 7 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zu konsultieren und festzulegen. Außerdem ist gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer vi) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460, da die vorgesehene Referenzpreismethode nicht der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz gemäß Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 entspricht, ein Vergleich mit letzterer durchzuführen, zusammen mit einem Vergleich der jeweiligen Referenzpreise.

204 Nach Art. 7 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 muss die Referenzpreismethode mit Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 im Einklang stehen und darauf abzielen, es den Netznutzern zu ermöglichen, die Berechnung der Referenzpreise sowie deren genaue Prognose nachzuvollziehen, den bei der Erbringung der Fernleitungsdienstleistungen tatsächlich entstandenen Kosten unter Berücksichtigung der Komplexität des Fernleitungsnetzes Rechnung zu tragen, Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten und eine unzulässige Quersubventionierung zu verhindern, wobei unter anderem die Bewertungen der Kostenzuweisung gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zu berücksichtigen sind, sicherzustellen, dass ein erhebliches Mengenrisiko, insbesondere in Verbindung mit dem Gastransport über ein Ein- und Ausspeisesystem hinweg, nicht von den Endkunden dieses Ein- und Ausspeisesystems zu tragen ist, sowie zu gewährleisten, dass die resultierenden Referenzpreise den grenzüberschreitenden Handel nicht verzerren.

- 205 Gemäß Art. 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 müssen die genehmigten Tarife bzw. die Methoden zu ihrer Berechnung transparent sein, der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen, die Ist-Kosten widerspiegeln (soweit die Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, transparent sind und gleichzeitig eine angemessene Kapitalrendite umfassen, sowie gegebenenfalls die Tarifvergleiche der Regulierungsbehörden berücksichtigen). Die Tarife oder die Methoden zu ihrer Berechnung müssen auf nicht diskriminierende Weise angewandt werden. Sie müssen den effizienten Gashandel fördern und Wettbewerb erleichtern, während sie gleichzeitig Quersubventionierungen zwischen den Netznutzern vermeiden und Anreize für Investitionen und zur Aufrechterhaltung oder Herstellung der Interoperabilität der Fernleitungsnetze bieten. Die Tarife müssen für die Netznutzer nichtdiskriminierend sein und pro Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz oder pro Ausspeisepunkt aus dem Fernleitungsnetz getrennt voneinander festgelegt werden. Kostenaufteilungsmechanismen und Ratenfestlegungsmethoden bezüglich der Ein- und Ausspeisepunkte sind von den nationalen Regulierungsbehörden zu billigen. Gemäß Art. 13 Abs. 2 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 dürfen durch die Tarife für den Netzzugang weder die Marktliquidität eingeschränkt noch der Handel über die Grenzen verschiedener Fernleitungsnetze hinweg verzerrt werden.
- 206 Einige der Anforderungen in Art. 7 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 und Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 decken sich oder unterscheiden sich nur graduell, während andere Anforderungen nur in Art. 7 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 oder nur Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 genannt werden. Im Folgenden werden die einzelnen Anforderungen und die Vereinbarkeit der vorgesehenen Referenzpreismethode mit diesen Anforderungen dargelegt. Da in Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer vi) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ein methodischer Vergleich mit der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 angeordnet wird, wird bei jeder durch Art. 7 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 und Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 vorgegebenen Anforderung dieser methodische Vergleich durchgeführt. Ergänzend wird die im Workshop vom 07.11.2018 von einigen Netzbetreibern vorgeschlagene Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke anhand der genannten Kriterien im Vergleich bewertet.
- 207 Bezüglich dieser Methode wurde jedoch in Stellungnahmen vorgetragen, dass diese zu spät und unvollständig in die Konsultation eingeführt wurde. Hierbei ist richtig, dass für diese Referenzpreismethode nicht die gemäß Art. 26 Abs. 2 S. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 mindestens vorgesehene Konsultationsfrist von 2 Monaten bestand. Dies hätte ohne weiteres vermieden werden können, wäre der Vorschlag in der Vorabkonsultation eingebracht worden. Diese Vorabkonsultation hatte insbesondere den Zweck, es den Marktteilnehmern zu ermöglichen, frühzeitig alle aus ihrer Sicht für die Entscheidung nach Art. 26 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 maßgeblichen Aspekte in das Verfahren einzubringen.

208 Die verkürzte Konsultationsfrist konnte auch nicht – unabhängig davon, dass der Bundesnetzagentur hierbei ohnehin ein Verfahrensermessen zusteht – durch eine Neueröffnung der Konsultation geheilt werden. Entgegen der Auffassung einer Stellungnahme sind gemäß der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 verbindliche Entgelte nicht erst zum 15.10.2019, sondern bereits Anfang Juni 2019 für das Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 verbindlich zu veröffentlichen, vgl. Art. 29, 32 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Hierbei besteht aus Sicht der Beschlusskammer die Notwendigkeit, frühzeitig vor Juni 2019 die Beschlüsse nach Art. 10, 26, 27 und 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zu fassen. Nur so verbleibt den Fernleitungsnetzbetreibern ein angemessener Zeitraum für die gemeinsame Entgeltbestimmung, die neben Abstimmungsprozessen auch Vertragsschlüsse zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern erfordert. Eine Neueröffnung der Konsultation hätte zu einer Verzögerung geführt, bei der eine Beschlussfassung frühestens Ende Mai/Anfang Juni 2019 hätte erfolgen können (ausgehend vom 07.11.2018 hätten ein Monat für eine Datenerhebung, ein Monat für eine erneute Entwurfsfassung, zwei Monate Konsultationszeit, zwei Monate zum Zuwarten auf die Stellungnahme von ACER sowie ein weiterer Monat für die finale Beschlussfassung eingerechnet werden müssen). Eine Beschlussfassung wäre damit verspätet erfolgt.

209 Neben der verkürzten Konsultationsfrist wurde auch die Unvollständigkeit der Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke von einigen Marktteilnehmern gerügt. So sei die Gruppierung der Punkttypen nicht hinreichend begründet worden und es fehlten Angaben zu den Anpassungsfaktoren.

210 Diese Aspekte sprechen insofern gegen die Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke, als dass die Rechtssicherheit der Methode vermindert wird. Nach Ansicht der Beschlusskammer stellt jedoch auch die Rechtssicherheit einer Methode einen gewichtigen Aspekt dar, da die Rückabwicklung oder Modifizierung einer derartig weitreichenden Methodenfestlegung mit erheblichen wirtschaftlichen Auswirkungen und Schwierigkeiten verbunden wäre. Wie im Folgenden dargelegt wird, sprechen allerdings auch materielle Gründe gegen die Einführung einer netzpunkttypspezifischen Briefmarke.

211 Im Einzelnen:

a) Art. 7 S. 2 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

212 Gemäß Art. 7 S. 2 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 soll die Referenzpreismethode darauf abzielen, es den Netznutzern zu ermöglichen, die Berechnung der Referenzpreise sowie deren Prognose nachzuvollziehen. Damit wird die in Art. 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 geregelte allgemeine Anforderung der Transparenz der Tarife oder der Methoden zu ihrer Bestimmung näher konkretisiert.

213 Die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke wird dieser Anforderung gerecht. Die Berechnung erfolgt durch Division der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen durch die

prognostizierten kontrahierten Kapazitäten, so dass eine größtmögliche Nachvollziehbarkeit für alle Marktteilnehmer gewährleistet ist. Bei Anpassungen der Schätzung der beiden Inputparameter sind zudem die Auswirkungen auf die Referenzpreise direkt ersichtlich. Zudem sind diese Parameter gemäß Art. 30 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zu veröffentlichen, so dass insoweit eine größtmögliche Transparenz auch im Zeitverlauf gewährleistet ist. Auch die Nichtbepreisung von Biogas- und PtG-Einspeisepunkten ist ohne weiteres nachvollziehbar und somit transparent.

- 214 Im Vergleich hierzu erfüllt die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 die Anforderungen von Art. 7 S. 2 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 nicht bei der gegebenen Komplexität des hier relevanten Marktgebietes. Zur Berechnung und Nachvollziehung der Referenzpreise nach Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sind tiefgreifende Kenntnisse von Interna der Fernleitungsnetzbetreiber erforderlich, die Marktteilnehmer nicht haben können, da es sich zum Teil um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse Dritter Unternehmen (etwa im Fall von Kapazitätsprognosen von Letztverbrauchern) oder um sicherheitsrelevante Informationen wie die genauen Standorte und kapazitätsmäßige Bedeutung von Einrichtungen der Energieversorgung handelt. Auch erforderliche Gasflussszenarien nach Art. 3 S. 2 Nr. 20 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sind Interna, die von Marktteilnehmern nicht ohne weiteres nachvollzogen oder modelliert werden können. Bei Anwendung von Clustern (Art. 3 S. 2 Nr. 19 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460) zur Vereinfachung der Berechnung der Referenzpreismethode nach Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 kommt es zwar zu Erleichterungen bei der Berechnung, im Ergebnis aber auch zu einer gewissen Scheingenaugigkeit der Ergebnisse.
- 215 Zudem ist die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 wenig fehlerrobust. Fehler, die aufgrund der hohen Komplexität der Methode nicht auszuschließen sind, könnten aufgrund der fehlenden Nachvollziehbarkeit der Methode außerdem unentdeckt bleiben.
- 216 Auch die Prognosegüte ist bei der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke erheblich besser, da punktspezifische Kapazitätsprognosen aufgrund der Kumulierung der Werte und anschließenden Durchschnittsbildung nicht einen derart großen (punktspezifischen) Einfluss haben wie bei der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz. Bei der Briefmarke hängt die Güte der Prognose nur davon ab, wie gut die Prognose der Entwicklung der Gesamtkapazitäten ausfällt. Anders als bei der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ergeben sich bei der Referenzpreismethode der Briefmarke aufgrund der gemeinsam insgesamt atmenden Preise keine volatilen Entgelte aufgrund der Einführung neuer Punkte oder durch Lastflussverlagerungen.

- 217 Die Prognose der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen ist für jede Referenzpreismethode in gleichem Maße ausschlaggebend und daher für die vergleichende Bewertung von Referenzpreismethoden irrelevant.
- 218 Auch die vorgeschlagene Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke wird den Anforderungen von Art. 7 S. 2 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 grundsätzlich gerecht, wobei aufgrund der erhöhten Komplexität im Vergleich zur Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke die Transparenz etwas gemindert ist. Darüber hinaus bleiben bei dem Vorschlag einige Einzelfragen zur konkreten Berechnung offen. So kann die Aufteilung der Erlöse auf die einzelnen Punkttypen anhand der laufzeit- und anteilswertgewichteten Kapazitäten oder anhand der ungewichteten Kapazitäten vorgenommen werden. In der Eingabe zum Workshop vom 07.11.2018 werden beide Varianten erwähnt. Bei Verwendung der ungewichteten Kapazitäten stellt sich die Anschlussfrage, ob die Anpassung der netzpunkttypspezifischen Referenzpreise nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 gesamthaft erfolgen soll oder ob nicht eine punkttypinterne Anpassung die sachgerechte Lösung wäre. Bei einer gesamthaften Anpassung und auch bei Verwendung der angepassten Kapazitäten im ersten Schritt hätten andere Punkttypen beispielsweise die Rabatte für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte in Form von DZK zu tragen. Dies mag bei zwingend zu rabattierenden Speicherpunkten sachgerecht sein, ist jedoch im Übrigen im Hinblick auf Art. 7 S. 2 lit. b der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 näher zu erörtern. Jedenfalls erhöhen diese notwendigen Zwischenschritte die Komplexität der Methode.
- 219 Somit erfüllt die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke die Anforderungen des Art. 7 S. 2 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460, denn sie ermöglicht den Netznutzern, die Berechnung der Referenzpreise sowie deren Prognose nachzuvollziehen. Die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 wird diesen Anforderungen nicht annähernd so gut gerecht. Die vorgeschlagene Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke erfüllt diese Anforderungen ebenfalls, wenn auch nicht in gleichem Maß wie die Referenzpreismethode der Briefmarke. Zudem sind bezüglich dieser Methode einige Fragen zur konkreten Ausgestaltung wie dargelegt offen geblieben.

b) Art. 7 S. 2 lit. b der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

- 220 Gemäß Art. 7 S. 2 lit. b der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 soll die Referenzpreismethode darauf abzielen, den bei der Erbringung von Fernleitungsdienstleistungen tatsächlich entstandenen Kosten unter Berücksichtigung der Komplexität des Fernleitungsnetzes Rechnung zu tragen. Damit wird die in Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 geregelte Anforderung konkretisiert, dass die genehmigten Tarife oder Methoden zu ihrer Berechnung die Ist-Kosten widerspiegeln sollen (soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren

Netzbetreibers entsprechen, transparent sind und gleichzeitig eine angemessene Kapitalrendite umfassen).

- 221 Der einschränkende Klammerzusatz zu den Ist-Kosten in Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 wird durch die Vorgaben der GasNEV und der ARegV hinreichend erfüllt und ist lediglich für die Frage der Höhe der Erlösobergrenzen und damit auch der Höhe der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen, nicht jedoch für die methodische Bewertung einer Referenzpreismethode relevant. Dies bedeutet jedoch nicht, dass die Referenzpreismethode nach Ansicht der Beschlusskammer unabhängig von den Ist-Kosten festgelegt werden könnte, was in einigen Stellungnahmen unterstellt wurde. Im Gegenteil ist das Maß der Verursachungsgerechtigkeit ein zentraler Punkt für eine sachgerechte Referenzpreismethode. Im Anschluss an die abschließende Konsultation und die Stellungnahme von ACER vom 15.02.2019 hat die Beschlusskammer die Erwägungen zur Verursachungsgerechtigkeit gerade mit Hinblick auf die Komplexität der Fernleitungsnetze erweitert.

(1) Komplexität des Fernleitungsnetzes

- 222 Die Referenzpreismethode der Briefmarke wird dieser Anforderung vor dem Hintergrund der Komplexität des Marktgebietes NetConnect Germany gerecht. Das Marktgebiet NetConnect Germany ist ein hochkomplexes System bestehend aus 6 in allen Belangen kooperierender Fernleitungsnetzbetreibern. Diese betreiben ein Leitungsnetz von mehr als 21.000 km Länge mit 149 physischen und 77 buchbaren Einspeisepunkten sowie 2553 physischen und 873 buch- bzw. bestellbaren Ausspeisepunkten. Bei dieser Betrachtung werden Anlagen im Gemeinschaftseigentum oder durch gemeinsame Leitungsgesellschaften gehaltene Anlagen aufgrund der gestiegenen Komplexität der gemeinsamen Nutzung und des gemeinsamen Unterhalts doppelt berücksichtigt. Die Komplexität drückt sich auch in der hohen Anzahl von Verzweigungen (6418) und Vermaschungen (1152) aus. Datengrundlage für diese Angaben ist der Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode.
- 223 Neben diesen Kennziffern sprechen eine Vielzahl von weiteren Aspekten für eine hohe Komplexität im Sinne von Art. 7 S. 2 lit. b der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.
- 224 Die Marktgebiete NetConnect Germany und GASPOOL stellen zur Überzeugung der Beschlusskammer auch im europäischen Vergleich äußerst komplexe Fernleitungssysteme dar. Neben den oben genannten Kennzahlen ist ein Anhaltspunkt hierfür die umfangreiche Flexibilität, die die Systeme aufweisen. Mit Ausnahme von Frankreich und der Schweiz sind die Netze in der Lage, Gas von jedem Nachbarstaat bzw. benachbartem Marktgebiet auf fester Basis zu transportieren. Dementsprechend sind die Nachfrage nach Kapazitäten und der Gasfluss von preislichen Unterschieden zwischen Marktgebieten, politischen Entwicklungen und auch dem Wetter abhängig. Aus topologischen Gründen sind die deutschen Marktgebiete zudem ein bedeutender Standort für die Zwischenspeicherung von Gas. Diese grundsätzlichen

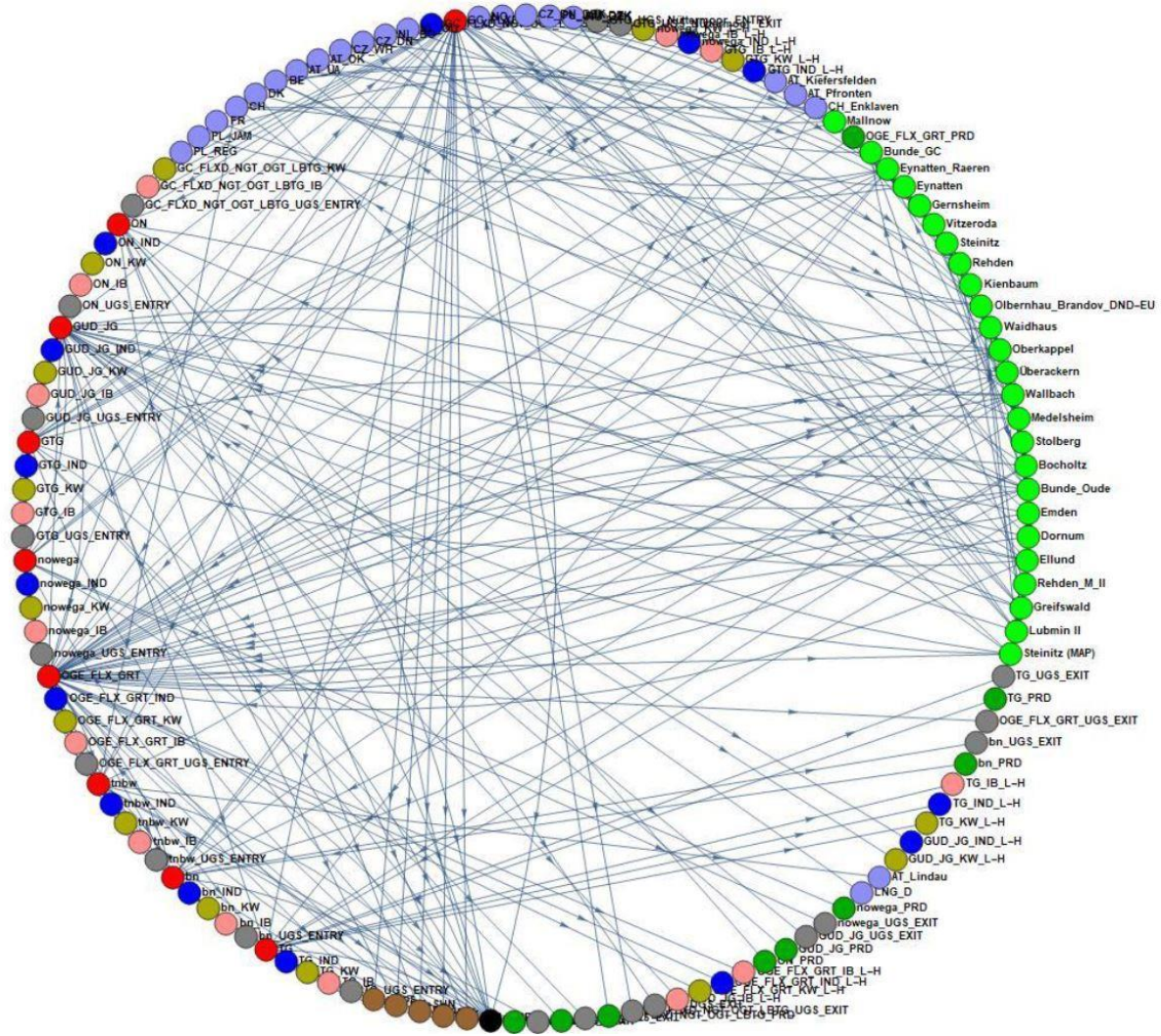
Erwägungen zeigen bereits, dass die deutschen Marktgebiete hochgradig vermascht und flexibel ausgestaltet sind.

- 225 Als Maß für die Komplexität des Systems kann weiter die Anzahl der möglichen Kombinationen von Ein- und Ausspeisepunkten herangezogen werden. Diese lag nach Angaben der Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet GASPOOL bereits 2009 bei 116.281 möglichen Kombinationen sowie im Marktgebiet NCG bereits 2011 bei 380.397 möglichen Kombinationen. Im Falle der geplanten Zusammenlegung zum 01.10.2021 der beiden Marktgebiete wird diese auf 948.780 mögliche Kombinationen anwachsen.¹ Die jeweils hohe Anzahl an Kombinationsmöglichkeiten zeigt, dass jedes Marktgebiet bereits für sich ein hinreichend komplexes System darstellt. Diese Komplexität wird sich zudem zukünftig deutlich vervielfachen. Vor dem Hintergrund der anstehenden Marktgebietszusammenlegung stellt die Komplexität des deutschen Fernleitungssystems die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Ermittlung des zukünftig zugrunde zu legenden Kapazitätsgerüsts vor besondere Herausforderungen. So ergeben sich aus dem, in diesem Zusammenhang zur Beschreibung der Netztopologie, verwendeten Knoten-Kanten-Modell über verschiedene Szenarien hinweg nach Angaben der Fernleitungsnetzbetreiber circa 60-70 Mio. zu analysierende Ergebniswerte.²
- 226 Das zugrunde gelegte Knoten-Kanten-Modell wird durch die nachstehende graphische Darstellung der Ferngasnetzbetreiber illustriert.³ Neben der grundsätzlich auffallenden Vielzahl an Kanten, die von den verschiedenen Knotenpunkten ausgehen, sticht insbesondere die Vielzahl von Kanten hervor, die von den rot dargestellten Knotenpunkten ausgehen. Diese stellen im Modell Knotenpunkte dar, die mehreren Fernleitungsnetzbetreibern zuzuordnen sind. Hierdurch werden die Komplexität des deutschen Fernleitungssystems insgesamt sowie die starke Vermaschung der einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber untereinander deutlich.

¹ Präsentation der Fernleitungsnetzbetreiber zum Marktdialog auf der E-world energy & water am 06.02.2019 in Essen, abrufbar unter: http://www.marktgebietszusammenlegung.de/wp-content/uploads/Praesentation_eworld_2019_02_06_DE.pdf , Folie 26
Stand des Abrufs: 13.02.2019.

² Ebenda.

³ Ebenda.



227 Aufgrund dieser Umstände ist aus kapazitiver Sicht ein hohes Maß an Zusammenarbeit zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern erforderlich. Während aus der Perspektive des Zugangs zu den Fernleitungsnetzen seit Beginn der Regulierung sukzessive die Marktgebiete durch Kooperation zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern zusammengeführt wurden und damit hoch liquide Märkte geschaffen wurden, gab es keine entsprechenden Regelungen, die zu einer Bepreisung der hierfür zwingend erforderlichen Leistungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern geführt hätten. Es blieb aus der Perspektive der Entgelte – trotz der Zusammenführung der Marktgebiete – bei einer separaten Bepreisung, obwohl unstrittig ist, dass die im gemeinsamen Marktgebiet ausgewiesenen Kapazitäten z.T. vom jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber nur unter Nutzung der Infrastruktur anderer Netzbetreiber ausgewiesen werden können. Die Beschlusskammer hat sich über einen Zeitraum von mehreren Jahren mit dieser Thematik befasst und unter Beteiligung aller Marktakteure versucht, eine sachgerechte Entgeltregelung hierfür zu finden, was letztlich an rechtlichen Hindernissen scheiterte. Die Darstellung dieser Verfahren ist für das Verständnis der Erwägungen der Beschlusskammer, die letztlich zu einer einheitlichen Entgeltbildung führen, erforderlich:

- 228 Im Jahr 2009 wandte sich die Beschlusskammer an die Fernleitungsnetzbetreiber, um mit diesen die Frage einer horizontalen Kostenwälzung zu erörtern. Dabei wurde es von Seiten der Fernleitungsnetzbetreiber als sachgerecht angesehen, einem anderen Marktgebietspartner an Netzkoppelpunkten innerhalb eines Marktgebiets bereitgestellte Kapazitäten nicht zu bepreisen. Vor dem Hintergrund der noch nicht abgeschlossenen Marktgebietszusammenlegungen hat die Beschlusskammer dieses Vorgehen zunächst akzeptiert, jedoch bereits damals angekündigt, die Sachgerechtigkeit des Verfahrens erneut zu überprüfen, wenn aus Sicht der Beschlusskammer Anhaltspunkte dafür vorliegen, dass durch die Praxis der Fernleitungsnetzbetreiber falsche Anreize im Markt gesetzt werden.
- 229 Nach den Erfahrungen der ersten Regulierungsperiode (2009 bis 2012) ist die Beschlusskammer zu dem Schluss gelangt, dass im bestehenden System das Buchungsverhalten von Netznutzern die Netzbetreiber zwingt, von einer sachgerechten Kostenallokation immer mehr abzuweichen und stattdessen eine Mehrbelastung von gefangenen Kunden vorzunehmen. Zudem war davon auszugehen, dass aufgrund der Zusammenlegung der Marktgebiete eine sachgerechte Kostenallokation im bestehenden System fraglich ist.
- 230 Aus diesem Grund teilte die Beschlusskammer 9 den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern mit Schreiben vom 26.07.2013 mit, dass sie beabsichtigt, eine Festlegung zu einer horizontalen Kostenwälzung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern zu treffen. Mit selbigem Schreiben wurden die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber eingeladen, an einer ersten Konsultationsveranstaltung zur gemeinsamen Erörterung der Überlegungen teilzunehmen.
- 231 Die Beschlusskammer führte in den Folgemonaten diverse bilaterale Gespräche mit den Marktbeteiligten und erörterte verschiedene methodische Ansätze einer horizontalen Kostenwälzung. Diese verschiedenen Ansätze wurden den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern in einer weiteren Konsultationsveranstaltung am 25.11.2014 in Bonn präsentiert und mit diesen diskutiert. Dabei machte die Beschlusskammer deutlich, dass man die Methodik, welche eine Kostenwälzung analog einer vertikalen Kostenwälzung vorsieht, favorisiere.
- 232 Hiergegen wurde seitens der Branche unter anderem vorgetragen, dass der Wegfall der bisherigen Marktgebietskooperation drohe. Auch würden durch die geplante Kostenwälzung weitere Verzerrungen der Verursachungsgerechtigkeit hervorgerufen, weil durch das präferierte Modell nur die gaswirtschaftliche Leistung des gasabgebenden Fernleitungsnetzbetreibers berücksichtigt werde. Der Abtransport vom Überspeisepunkt stelle aber ebenfalls eine gaswirtschaftliche Leistung dar, die gleichermaßen zu vergüten sei.
- 233 Im Anschluss prüfte die Beschlusskammer sodann die sogenannte Methodik einer „Vor- und Rückwälzung“. Bei diesem Ansatz hätten sowohl der die Kapazität bereitstellende strömungsmechanisch vorgelagerte Fernleitungsnetzbetreiber als auch der gasaufnehmende

strömungsmechanisch nachgelagerte Netzbetreiber für die gaswirtschaftliche Leistung des jeweils anderen zahlen müssen. Es wäre sowohl die gaswirtschaftliche Leistung des gasabgebenden Fernleitungsnetzbetreibers, der die Kapazität am Netzkopplungspunkt innerhalb des Marktgebiets zur Verfügung stellt, als auch die des gasaufnehmenden Netzbetreibers, der das Gas abtransportiert, durch ein Entgelt honoriert worden. Auch die innerhalb von Leitungsgesellschaften mitgenutzte Kapazität des anderen an der Leitungsgesellschaft beteiligten Fernleitungsnetzbetreibers wäre tarifiert worden.

- 234 Hiergegen wurde durch einen Teil der Branche vorgetragen, dass hinsichtlich der unterbrechbar bzw. nach Können und Vermögen in Leitungsgesellschaften einzubeziehenden Kapazitäten eine Bestimmung der gaswirtschaftlichen Leistung unmöglich sei.
- 235 Die Beschlusskammer hat sodann eine Datenabfrage hinsichtlich der beschriebenen gaswirtschaftlichen Leistungen durchgeführt. Nach Auswertung der übermittelten Daten kam die Beschlusskammer zu dem Ergebnis, dass die vertraglichen Vereinbarungen über maximal zur Verfügung gestellte feste Kapazitäten an physikalischen Netzkoppelpunkten zwischen Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb eines Marktgebietes keine hinreichend belastbare Grundlage für eine Bepreisung bilden.
- 236 Um die aufgetretenen Probleme und das beabsichtigte weitere Vorgehen zu erörtern und zu diskutieren, lud die Beschlusskammer die Fernleitungsnetzbetreiber und Verbände zu einem weiteren Konsultationstermin nach Bonn ein, der am 19.11.2015 stattfand. In diesem Termin wurde die Problematik mit den vertraglichen Vereinbarungen umfassend diskutiert, wobei sich keine neuen Lösungsmöglichkeiten aufgetan haben. Die Beschlusskammer deutete aus diesem Grund an, dass man prüfen werde, ob eine Bepreisung der tatsächlichen Lastflüsse eine sach- und verursachungsgerechte Alternative zu vertraglich vereinbarten Kapazitäten darstellen kann. Vor diesem Hintergrund wurde den Fernleitungsnetzbetreibern eine neuerliche Datenabfrage hinsichtlich der Lastflussdaten in Aussicht gestellt.
- 237 Mit Schreiben vom 01.12.2015 bat die Beschlusskammer dann um Übermittlung aller Stundenwerte des gemessenen Lastflusses an allen physikalischen Netzkopplungspunkten zwischen Fernleitungsnetzbetreibern bzw. der allokierten Werte an allen Ein- und Ausspeisepunkten an Leitungsgesellschaften für die vergangenen drei Kalenderjahre. Nach Übermittlung der Daten wurden diese ausgewertet und die gewonnenen Erkenntnisse bewertet. Die Beschlusskammer musste dabei feststellen, dass auch tatsächliche Lastflüsse an Netzkopplungspunkten keine hinreichend belastbare Grundlage für eine Bepreisung bilden. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass ein gemeinsames Fahrplanmanagement im Marktgebiet die genaue Zuordnung von Flüssen, vor allem an Netzkopplungspunkten zu Leitungsgesellschaften und innerhalb von Leitungsgesellschaften, teilweise unmöglich macht.
- 238 Aus diesem Grund hat die Beschlusskammer von der angedachten Methodik der „Vor- und Rückwälzung“ Abstand genommen. In der Folge wurde eine einfach umzusetzende Methodik

einer Kostenwälzung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern entwickelt. Die Methodik sollte einen kapazitätsgewichteten Entry-Exit-Split für jeden Fernleitungsnetzbetreiber vorgeben. Sodann sollten die der Einspeiseseite zugeordneten Kosten auf alle Einspeisepunkte des jeweiligen Marktgebietes gewälzt werden, woraus im Ergebnis ein einheitliches Einspeiseentgelt für eine feste, frei zuordenbare Jahreskapazität in einem Marktgebiet resultiert hätte. Diese Vorgaben sollten mit Wirkung zum 01.01.2018 gemäß der Festlegung BK9-13/607 vom 22.06.2016 umgesetzt werden. Gegen diese Festlegung wurde jedoch Beschwerde eingelegt. In der mündlichen Verhandlung vor dem OLG Düsseldorf vom 11.10.2017 wurde die Festlegung durch die Bundesnetzagentur aufgehoben. Hintergrund waren insbesondere Zweifel am Vorliegen einer tauglichen Ermächtigungsgrundlage. Somit verblieb es seitdem bei einer separaten Entgeltbildung ohne einen Ausgleichsmechanismus, der gemäß Art. 10 Abs. 3 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 jedoch mit Wirkung ab dem 01.01.2020 bei einer separaten Anwendung einer jedweden Referenzpreismethode zwingend erforderlich wäre.

- 239 Diese Historie zeigt zweierlei Dinge: Zum einen ist die konkrete Ausgestaltung eines wirksamen Ausgleichsmechanismus bei separater Anwendung einer Referenzpreismethode, der nach Ansicht der Beschlusskammer und weiterer Marktteilnehmer die gaswirtschaftlichen Leistungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern berücksichtigen muss, in den hoch komplexen Marktgebieten NetConnect Germany und Gaspool in der interessengetriebenen Gemengelage zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern konsensual nicht möglich. Zum anderen ist eine behördliche Anordnung eines solchen Mechanismus mit äußerster Schwierigkeit verbunden bzw. ist die Ermittlung des konkreten Wertes der gegenseitigen gaswirtschaftlichen Leistungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern nahezu ausgeschlossen bzw. anhand der vorliegenden Daten nicht möglich.
- 240 Dieser Befund hängt insofern mit den Aspekten der Komplexität der Fernleitungsnetze und der Verursachungsgerechtigkeit von Referenzpreismethoden zusammen, als dass seitens einiger Branchenvertreter unterstellt wird, dass die separate Entgeltbildung etwa im Jahr 2019 eine uneingeschränkt verursachungsgerechte Vorgehensweise darstelle.
- 241 Bevor dargelegt wird, an welchen Mängeln diese Einschätzung vor dem Hintergrund der bisherigen Entgeltbildung leidet, wird im Folgenden weiter die Komplexität der Marktgebiete dargelegt.
- 242 Der Beschlusskammer ist die Komplexität der Marktgebiete auch aus anderen Prozessen gut bekannt. So wurde durch die Bundesnetzagentur zuletzt für die dritte Regulierungsperiode ein Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber durchgeführt. Im Zuge der Datenerhebung und Plausibilisierung der Vergleichsparameter für dieses Verfahren sowie der daraus erfolgten Bildung von Vergleichsparametern wurde mehrfach die Komplexität der Netzstrukturen diskutiert und auch erörtert, wie diese in zahlenmäßig erfassbaren Parametern abgebildet werden könnte. So wurden zur Abbildung der netztechnischen Flexibilitäts- und

Komplexitätserfordernisse zusätzliche Parameter gebildet. Ausgehend davon, dass Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Konsultation darauf hingewiesen haben, dass jede Verzweigung die Rohrreibungszahl erhöhe (insbesondere, weil an Verzweigungen oft Regler, Schieber etc. angebracht seien) und überdies die Komplexität der Netzsteuerung und der generelle Flexibilitätsbedarf der Netze mit der Anzahl der Verzweigungen und Maschen steige, wurde je Netzbetreiber die Anzahl der Verzweigungen und die Zahl der unabhängigen Maschen erfasst.

- 243 Wie bereits erwähnt, liegen bei diesen Parametern (aggregiert je Marktgebiet angesichts der gemeinsam anzuwendenden Referenzpreismethode) hohe Werte vor (6418 Verzweigungen und 1152 Vermaschungen im Marktgebiet NetConnect Germany sowie 1197 Verzweigungen und 146 Vermaschungen im Marktgebiet GASPOOL).
- 244 Ergänzend hierzu wurde im Prozess zum Effizienzvergleich abermals deutlich, dass den Fernleitungsnetzbetreibern die Aufteilung von gemessenen Last- und Arbeitswerten an gemeinsam betriebenen Leitungen kaum sachgerecht möglich ist. Wie erörtert stellt die Kenntnis solcher Zuordnungen jedoch eine Voraussetzung für eine weitergehende Allokation von Kosten oder einen Ausgleichsmechanismus bei einer separat anzuwendenden Referenzpreismethode dar.
- 245 Alle diese Aspekte in Verbindung mit den Erfahrungen der Bundesnetzagentur bezüglich der Prozesse der vergangenen und der anstehenden Zusammenlegung von Marktgebieten lassen den Schluss zu, dass die Marktgebiete NetConnect Germany und GASPOOL eine vermaschte Struktur aufweisen und der Grad der Vermaschung derart groß ist, dass die Referenzpreismethode einer einheitlichen Briefmarke die bestmögliche Kostenzuordnung darstellt und grundsätzlich gerechtfertigt ist. Insbesondere ist aufgrund dieser Umstände der Kostentreiber der Distanz nicht geeignet, die Kosten auf einzelne Ein- und Ausspeisepunkte zu allokieren. Hierfür wäre vielmehr ein stabiles Gasflussszenario erforderlich. Die Realität ist hingegen von vielen verschiedenen Gasflussszenarien geprägt, die mit Hilfe der komplexen Marktgebiete bewältigt werden können.
- 246 Diese Erwägungen werden noch verstärkt durch die anstehende Zusammenlegung der Marktgebiete voraussichtlich zum 01.10.2021. Naturgemäß wird es hierbei zu einer weiteren Steigerung der Komplexität kommen, da eine Vielzahl von weiteren Kombinationsmöglichkeiten von Ein- und Ausspeisepunkten berücksichtigt werden muss. Vor dem Hintergrund der kurzen Zeitdauer der Geltung dieser Festlegung von voraussichtlich weniger als zwei Jahren ist daher auch eine vereinfachte Entgeltmethode sachgerecht, die sodann auf das gemeinsame Marktgebiet übertragen werden kann.

(2) Anteile von bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten

- 247 Ein weiterer Aspekt, der für oder gegen die Komplexität der Fernleitungsnetze sprechen kann, ist das Vorhandensein und der Anteil von bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten. Um diesen Aspekt näher erörtern zu können, hat die Beschlusskammer die Anteile dieser Kapazitätsbuchungen ausgewertet. In der Anlage 5 sind aufgeteilt auf die Marktgebiete und die einzelnen Punkttypen die im Jahr 2019 gebuchten Kapazitäten dargestellt. Hierbei sind FZK, zusammengefasst alle bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukte (bedingt fester, frei zuordenbarer Kapazität (bFZK), DZK und BZK) sowie die unterbrechbaren Buchungen aufgelistet. Je Punkttyp sind sodann die Anteilswerte dargestellt. Bei der Anteilsberechnung werden die unterbrechbaren Kapazitätsbuchungen außer Acht gelassen, da diese unabhängig von der technischen Leistungsfähigkeit des Netzes darstellbar sind. Die Daten basieren auf den Prognosen der Fernleitungsnetzbetreiber zur Entgeltbildung für das Jahr 2019.
- 248 Aus den Daten lassen sich mehrere Rückschlüsse ziehen. So ist es zutreffend, dass an einzelnen Punkttypen ein erheblicher Anteil der Buchungen mittels bedingter verbindlicher Kapazitätsprodukte erfolgt. So werden im Marktgebiet NetConnect Germany ca. 50 % der Buchungen an Kopplungspunkten auf der Einspeiseseite und ca. 40 % der Buchungen an Kopplungspunkten auf der Ausspeiseite über bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte abgewickelt. Hingegen werden interne Bestellungen zu nachgelagerten Netzbetreibern ausschließlich und Buchungen von Letztverbrauchern nur zu einem sehr geringen Anteil (ca. 5 %) über solche Produkte abgewickelt. Es ist auch ersichtlich, dass an Ein- und Ausspeisepunkten zu Speicheranlagen im Marktgebiet NetConnect Germany zu einem Großteil (ca. 80 bis 90 %) solche Produkte genutzt werden. Diese Buchungen bei Letztverbrauchern und Speicheranlagen werden jedoch zu einem großen Teil nunmehr durch das Benchmarking nach Tenorziffern 3.a)) und 3.b)(5)) abgebildet und fallen somit aus dem Anwendungsbereich der Referenzpreismethode heraus.
- 249 Im Marktgebiet GASPOOL erfolgt ebenso an den Kopplungspunkten ein guter Teil der Buchungen mittels bedingter verbindlicher Kapazitätsprodukte (ca. 50 % an den Einspeisepunkten und ca. 35 % an den Ausspeisepunkten), während solche Produkte bei internen Bestellpunkten und Punkten zu Letztverbrauchern nicht ausgewiesen werden. Im Marktgebiet GASPOOL werden auch an Ein- und Ausspeisepunkten zu Speicheranlagen überwiegend unbedingte feste Kapazitäten gebucht.
- 250 Zusammenfassend lässt sich sagen, dass an Kopplungspunkten ein erheblicher, aber nicht überwiegender Teil der Buchungen mittels bedingter verbindlicher Kapazitätsprodukte erfolgt. An inländischen Ausspeisepunkten erfolgt dies nicht oder nur im geringen Maße. An Speicherpunkten hingegen liegt ein uneinheitliches Bild bezüglich der beiden Marktgebiete vor.
- 251 Aus diesen Tatsachen lässt sich zur Überzeugung der Beschlusskammer jedoch nicht ableiten, dass in den Marktgebieten NetConnect Germany und GASPOOL aufgrund des Anteils der

bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukte von einem nur geringen Maß an Komplexität bzw. einer nur geringen Vermaschung auszugehen ist. Bei einer Gesamtbetrachtung ergibt sich dies bereits aus der Tatsache, dass der ganz überwiegende Anteil der Buchungen an den Ein- und Ausspeisepunkten über feste, frei zuordenbare Kapazitätsprodukte erfolgt. Dieser Anteil liegt für das Marktgebiet NetConnect Germany bei ca. 75 % und für das Marktgebiet Gaspool bei ca. 79 % (wiederum bemessen an den gesamten Kapazitätsbuchungen ohne unterbrechbare Kapazitäten). Bei dieser Gesamtbetrachtung stellen die Buchungen von bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten jedenfalls nicht den Regelfall dar. Prägend für die Marktgebiete sind also, feste, frei zuordenbare Kapazitäten, mittels derer liquide Märkte geschaffen werden. So sind Fernleitungsnetzbetreiber auch verpflichtet, bei der Kapazitätsberechnung und der Durchführung von Lastflusssimulationen mit dem Ziel zusammenzuarbeiten, die technischen Kapazitäten zu maximieren und in ausreichendem Maße frei zuordenbare Kapazitäten anzubieten (vgl. § 9 Abs. 2 und 3 GasNZV).

- 252 Auch bei einer Betrachtung nur der Kopplungspunkte mit jeweils nicht zu vernachlässigenden Anteilen an Buchungen in Form von bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten kann nicht der Schluss gezogen werden, dass für diesen Teil der Fernleitungsnetze nur eine geringe Komplexität vorliegt. Eher ist das Gegenteil der Fall: Soweit an einer sogenannten Transitleitung bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte ausgewiesen werden, bedeutet dies, dass das Marktgebiet, dem diese Leitung zugeordnet ist, derart komplex ist, dass die Ausweisung von festen, frei zuordenbaren Kapazitätsprodukten eben nicht möglich ist. Letztlich ist vorliegend auch nicht fraglich, ob eine einzelne Leitung komplex ist oder nicht, sondern ob das Gesamtsystem komplex ist.
- 253 Trotz wiederholter entsprechender Stellungnahmen konnte zur Überzeugung der Beschlusskammer auch nicht konkret dargelegt werden, dass es so etwas wie reine Transitleitungen gibt. Vielmehr ist jede Leitung grundsätzlich in das entsprechende Marktgebiet eingebunden. Selbst bei den Netzbetreibern, die ausschließlich sogenannte Transitleitungen betreiben, sprechen gewisse Aspekte durchaus für eine hinreichende Einbindung in die komplexen Marktgebiete:
- 254 So betreibt die Fluxys Deutschland GmbH die Leitung NEL (gemeinsam mit der NEL Gastransport GmbH) und weist auf dieser ausschließlich DZK aus. Nun ist es jedoch mitnichten so, dass hier ausschließlich eine Punkt-zu-Punkt Verbindung von Greifswald zum Punkt Achim II verfügbar ist. Vielmehr existiert auch ein DZK-Produkt, das mit einer Vielzahl von Ausspeisepunkten im Fernleitungsnetz der GASCADE Gastransport GmbH kombinierbar ist, darunter auch der Speicher Rehden. Dies zeigt die zumindest teilweise Integration einer solchen Leitung in das Marktgebiet. Gleiches gilt für die NEL Gastransport GmbH, die ebenso auf der NEL aktiv ist und zusätzlich auch Kombinationsmöglichkeiten mit Punkten des Netzbetreibers Gasunie Deutschland Transport Services GmbH anbietet.

- 255 Ein weiteres Beispiel ist die Fluxys TENP GmbH, bei der ca. 56 % der Buchungen bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte sind. Dieser Anteil zeigt bereits, dass auch diese Leitung prinzipiell in das Marktgebiet eingebunden ist. Zudem sind in der Vergangenheit an der TENP Investitionsmaßnahmen durchgeführt worden und weitere in Planung und Durchführung mit dem Ziel, Kapazitäten auch in Süd-Nord-Richtung zu schaffen. Auch dieser Aspekt verdeutlicht ein gewisses Maß an Komplexität dieser Leitung. So sind seit Oktober 2018 auf der TENP Flüsse in Süd-Nord-Richtung möglich. Darüber hinaus soll durch den Bau einer Deodorierungsanlage neben dem Import von Erdgas von Norden (Niederlande, Norwegen) nun auch der Import aus dem Süden (Italien, Schweiz, Frankreich) nach Deutschland ermöglicht werden. Dies diene der bedarfsgerechten Flexibilisierung der Erdgasimporte und ziele neben der Diversifizierung der Gasmärkte insbesondere darauf ab, die Versorgungssicherheit von Baden-Württemberg mit Erdgas zu gewährleisten und die „L-/H-Gasumstellung“ in Nordwestdeutschland durch zusätzliche Importe nach Südwestdeutschland zu unterstützen. Diese Aspekte zeigen, dass auch bei einer Leitung wie der TENP nicht von einer reinen Transitleitung gesprochen werden kann.
- 256 Auch die GRTgaz Deutschland GmbH weist zwar auf der MEGAL einen hohen Anteil an bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten aus (ca. 70 %). Jedoch zeigt dies gleichzeitig auch, dass hier ein nicht unerheblicher Teil der Kapazitäten frei im Marktgebiet zuordenbar ist.
- 257 Diese Umstände verdeutlichen damit, dass es so etwas wie reine Transitleitungen ohnehin nicht gibt und trotz der Anteile der bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukte eine grundsätzliche Einbindung in die Marktgebiete besteht. Rückschlüsse dahingehend, dass die Marktgebiete als wenig komplex zu bewerten sind, lassen sich daraus nicht ableiten.
- 258 Sofern auf der Leitung OPAL von den Fernleitungsnetzbetreibern OPAL Gastransport GmbH & Co. KG sowie Lubmin-Brandov Gastransport GmbH keine frei zuordenbaren Kapazitäten vermarktet werden, ist dies ein Sonderfall, der auch mit der weitgehenden Ausnahmegenehmigung nach § 28a EnWG der Leitung zusammenhängt. Das heißt, dass die Punkt-zu-Punkt erfolgende Transitverbindung hier ohnehin von der Regulierung ausgenommen ist. Im sogenannten teilregulierten Bereich werden durch die OPAL Gastransport GmbH & Co. KG auch feste, frei zuordenbare Kapazitäten zu 2,79 €/kWh/h/a angeboten.
- 259 Die Lubmin-Brandov Gastransport GmbH bietet auf der OPAL ausschließlich Buchungen für den Einspeisepunkt Lubmin mit einer Nutzungsbeschränkung an. Die Nutzung ist durch die Übernahmemöglichkeit der in Groß Körös angrenzenden Fernleitungsnetze der marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber GASCADE Gastransport GmbH und ONTRAS – VNG Gastransport GmbH beschränkt, so dass auch dieser Umstand von einer gewissen Einbindung in das Marktgebiet zeugt.
- 260 Losgelöst von diesen fallspezifischen Erwägungen sprechen auch allgemeine Aspekte dafür, dass sich aus dem Vorhandensein oder dem Anteil von bedingten verbindlichen

Kapazitätsprodukten keine eindeutigen Rückschlüsse entgegen der Komplexität der Marktgebiete ableiten lassen. So besteht bei dem überwiegenden Teil dieser Produkte zumindest ein unterbrechbarer Zugang zum virtuellen Handlungspunkt. Sofern dies bei BZK-Produkten nicht der Fall ist, soll gemäß dem zurzeit angehörten Verfahren BK7-18-052 (KASPAR) in Zukunft jedoch stets ein unterbrechbarer Zugang zum virtuellen Handlungspunkt bestehen. In Verbindung mit den relativ geringen Unterbrechungswahrscheinlichkeiten in den Marktgebieten (siehe Anlage I der hiermit zeitgleich erlassenen Festlegung BK9-18/612 für die Unterbrechungswahrscheinlichkeit an Kopplungspunkten, dort mit einem Sicherheitszuschlag von 10 Prozentpunkten) ergibt sich daraus, dass selbst bei bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten wie DZK eine grundsätzliche Einbindung in das Marktgebiet besteht.

261 Sofern bei Kapazitätsprodukten in Form von bFZK die Festigkeit an bestimmte Temperaturen oder Druckverhältnisse im Netz gebunden ist, spricht dies auch eher für komplexe als für simple Netzstrukturen.

262 Abschließend lässt sich damit sagen, dass der Anteil von bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten kein Faktor ist, der gegen die Komplexität der Fernleitungsnetze und damit gegen die Referenzpreismethode einer einheitlichen Briefmarke spricht.

(3) Kosten- und Entgeltstrukturen im Jahr 2019

263 Diesen Erwägungen zur Komplexität der Marktgebiete kann zur Überzeugung der Beschlusskammer nicht die Kostenstruktur einzelner Fernleitungsnetzbetreiber pauschal entgegengehalten werden. Zwar ist es denkbar, dass Leitungen mit größeren Durchmessern grundsätzlich geringere Stückkosten pro Kapazität ermöglichen. Damit ist ein hypothetischer, reiner Transit grundsätzlich mit geringeren Stückkosten verbunden als die Verteilung in der Fläche. Wie bereits ausgeführt, ist es aber zweifelhaft, ob es so etwas wie reine Transitleitungen in den deutschen Marktgebieten gibt. Denn sämtliche Leitungen sind grundsätzlich in die Marktgebiete eingebunden, deren Zweck es ist, das Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten zu ermöglichen. Die Begrifflichkeit einer „Transitleitung“ widerspricht also bereits der Grundidee eines Marktgebietes.

264 Nichtsdestotrotz kommt die Beschlusskammer der Anregung von ACER nach, die Kostenstrukturen der Fernleitungsnetzbetreiber näher zu analysieren. ACER ist der Ansicht, dass die Tarife des Jahres 2019, in dem eine separate Tarifierung ohne jeglichen Ausgleichsmechanismus stattfindet, einen ungefähren Vergleichsmaßstab für die spezifischen Kosten bilden können, die mit der systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung verbunden sind (Rn. 44 der Stellungnahme von ACER vom 13.02.2019).

265 Dem ist zunächst grundsätzlich entgegenzuhalten, dass basierend auf einer separaten Entgeltberechnung in einem Marktgebiet mit mehreren Fernleitungsnetzbetreibern keine verursachungsgerechte Kostenzuordnung erfolgen kann. Dies ergibt sich bereits rechtlich aus

Art. 10 Abs. 3 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460, wonach in einer solchen Konstellation zwingend ein Ausgleichsmechanismus einzuführen ist. Ein solcher Mechanismus, der, wie bereits festgestellt, bisher nicht bestand, hätte die Verschiebung von Erlösen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern zur Folge. Es kann daher hieraus keine grundsätzliche Aussage zu den mit einer bestimmten gaswirtschaftlichen Leistung in einem Marktgebiet verbundenen Kosten abgeleitet werden.

- 266 Ergänzend zu den Konsultationsfassungen hat die Beschlusskammer einen Vergleich der Ist-Tarife des Jahres 2019 und der indikativen Tarife für das Jahr 2020 durchgeführt. Eine entsprechende Übersicht ist in Anlage 6 ausgewiesen. Dort sind je Fernleitungsnetzbetreiber für beide Marktgebiete die Eingangsparameter für die Entgeltbildung in Form der prognostizierten, unangepassten Kapazitätsbuchungen sowie die jeweiligen zulässigen Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen ausgewiesen. Für das Jahr 2019 ist je Fernleitungsnetzbetreiber ein Referenzpreis ausgewiesen. Sofern der jeweilige Fernleitungsnetzbetreiber im Jahr 2019 keinen einheitlichen Referenzpreis ausgewiesen hat, wird hier ein anhand der Kapazitätsprognose gewichteter Durchschnittspreis ausgewiesen. Dies betrifft die Fernleitungsnetzbetreiber Thyssengas GmbH, ONTRAS Gastransport GmbH, bayernets GmbH sowie Fluxys Deutschland GmbH.
- 267 Hierbei muss auch beachtet werden, dass einige Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet GASPOOL in ihren Preisblättern und auch in ihren Verprobungsrechnungen keine Referenzpreise ausweisen, da diese Netzbetreiber keine FZK anbieten (dies betrifft NEL Gastransport GmbH, Fluxys Deutschland GmbH, Lubmin-Brandov Gastransport GmbH und OPAL Gastransport GmbH & Co. KG). Ein Vergleich mit dem gemeinsamen Referenzpreis für das Jahr 2020 wäre daher verzerrt. Um diesen Umstand sachgerecht abzubilden, hat die Beschlusskammer die entsprechenden Entgelte um 11,11 % (gerundet) erhöht. Dies entspricht einem Abschlag auf den hypothetischen Referenzpreis von 10 %, wie er in der Regel für entsprechende Produkte angewandt wird. Ein ähnliches Vorgehen findet sich beim Netzbetreiber OPAL Gastransport GmbH & Co. KG, der in seinem Preisblatt für das Jahr 2019 unter Anwendung dieser Faktoren einen hypothetischen Referenzpreis ausweist.
- 268 Wie erörtert sind bestimmte Leitungsstrukturen mit geringeren Stückkosten verbunden. Im Folgenden wird jedoch aufgezeigt, dass aufgrund mehrerer Umstände hieraus nicht vereinfachend der Schluss gezogen werden kann, dass sich diese geringeren Stückkosten eins zu eins in den Tarifen widerspiegeln müssten. Hierzu betrachtet die Beschlusskammer im folgenden Fernleitungsnetzbetreiber, die bei einer separaten Betrachtung im Jahr 2019 auffallend geringe Referenzpreise aufweisen:
- 269 Der Fernleitungsnetzbetreiber Open Grid Europe GmbH weist im Marktgebiet GASPOOL Kapazitäten aus, die im Jahr 2019 einen Referenzpreis von lediglich 1,84 € pro kWh/h/a haben. Hierbei handelt es sich um die Kapazitäten, die ehemals von der jordgas Transport GmbH

vermarktet wurden und aufgrund von Netzübergängen nun von der Open Grid Europe GmbH vermarktet werden. Genau diese Fernleitungsstruktur der ehemaligen jordgas Transport GmbH ist jedoch ein Beispiel dafür, dass eine isolierte Betrachtung nicht sachgerecht ist. So verfügte dieser Netzbetreiber lediglich über einen Einspeisekopplungspunkt (Dornum) und im Übrigen über Ein- und Ausspeisepunkte am Speicher Etzel. Das heißt der Abtransport der eingespeisten Gasmengen erfolgt zwangsweise über andere Fernleitungsnetzbetreiber mit anderen Kostenstrukturen, auf die Open Grid Europe GmbH im Marktgebiet GASPOOL jedoch angewiesen ist. Die Betrachtung des vermeintlich günstigen Referenzpreises von 1,84 € pro kWh/h/a kann also nicht isoliert erfolgen. Vielmehr müsste ein zusätzlicher Ausgleichsmechanismus erörtert werden, der zu einer Erhöhung des Tarifes führen würde. Wie hoch diese Erhöhung genau ausfallen müsste, ist nicht Gegenstand dieses Beschlusses.

- 270 Der Fernleitungsnetzbetreiber NEL Gastransport GmbH weist im Marktgebiet GASPOOL Kapazitäten aus, die im Jahr 2019 einen hypothetischen Referenzpreis von lediglich 2,24 € pro kWh/h/a haben. Der Netzbetreiber vermarktet jedoch nahezu ausschließlich Einspeisekapazitäten am Kopplungspunkt Greifswald in Form von DZK, die auch mit Punkten in den Netzen von GASCADE Gastransport GmbH sowie Gasunie Deutschland Transport Services GmbH kombinierbar sind (s.o.). Die isolierte Betrachtung allein der Kosten der NEL Gastransport GmbH ist also nicht sachgerecht. Zudem ist auffällig, dass die Fernleitungsnetzbetreiber NEL Gastransport GmbH sowie Fluxys Deutschland GmbH sehr unterschiedliche Tarife aufweisen, obwohl beide die Leitung NEL mit unterschiedlichem Anteil an den Gesamtkapazitäten dieser Leitung betreiben. Die Fluxys Deutschland GmbH weist für das Jahr 2019 einen hypothetischen Referenzpreis von 4,40 € pro kWh/h/a aus und geht für das Jahr 2020 von einem Referenzpreis (bei separater Rechnung) von 3,78 € aus, also weit mehr als eine einheitliche Briefmarke in Höhe von 3,27 € pro kWh/h/a. Solche Umstände verdeutlichen, dass bei Betrachtung von Vergangenheitswerten der Tarife keine verlässlichen Rückschlüsse für eine verursachungsgerechte Entgeltbildung für ein gesamtes Marktgebiet gewonnen werden können.
- 271 Der Fernleitungsnetzbetreiber Lubmin-Brandov Gastransport GmbH weist im Marktgebiet GASPOOL Kapazitäten aus, die im Jahr 2019 einen hypothetischen Referenzpreis von lediglich 2,08 € pro kWh/h/a haben. Hierbei handelt es sich jedoch ausschließlich um Einspeisekapazitäten am Kopplungspunkt Lubmin in Form von DZK. Die Nutzung ist hierbei durch die Übernahmemöglichkeit der in Groß Körös angrenzenden Fernleitungsnetze der marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber GASCADE Gastransport GmbH und ONTRAS Gastransport GmbH beschränkt. Auch an diesem Beispiel zeigt sich, dass die isolierte Betrachtung von Tarifen nicht sachgerecht ist.
- 272 Der Fernleitungsnetzbetreiber GTG Nord weist im Marktgebiet GASPOOL Kapazitäten aus, die im Jahr 2019 einen Referenzpreis von lediglich 1,16 € pro kWh/h/a haben. Von den Buchungen

bzw. Bestellungen auf der Ausspeiseseite dient der Netzbetreiber nahezu ausschließlich der Aufspeisung nachgelagerter Netzbetreiber. Auf der Einspeiseseite werden beim Netzbetreiber nahezu ausschließlich temperaturabhängige bFZK sowie DZK mit entsprechenden Zuordnungsaufgaben gebucht. Dieses Beispiel zeigt, dass es keineswegs sogenannte Transitleitungen sein müssen, die von dem einen oder anderen Tarifsystem profitieren.

- 273 Der Fernleitungsnetzbetreiber OPAL Gastransport GmbH weist im Marktgebiet GASPOOL Kapazitäten aus, die im Jahr 2019 einen hypothetischen Referenzpreis von lediglich 0,61 € pro kWh/h/a haben. Die Buchungen bestehen auf der Einspeiseseite aus überwiegend bedingt verbindlichen Kapazitäten (DZK) am Kopplungspunkt Greifswald. Auf der Ausspeiseseite werden lediglich unterbrechbare Kapazitäten am Kopplungspunkt Brandov vermarktet. Frei zuordenbare Kapazitäten werden hingegen nicht vermarktet. Die Auflagen für die DZK sehen vor, dass entsprechende Ausspeisepunkte im Fernleitungsnetz der ONTRAS Gastransport GmbH zugeordnet werden müssen. Auch hier zeigt sich, dass eine isolierte Betrachtung nicht sachgerecht ist. Zudem ergeben sich auf der OPAL Sondereffekte aufgrund der Aufteilung der Kapazitäten in einen Bereich, der von der Regulierung ausgenommen ist, in einen teilregulierten Bereich und in den hier betrachteten Bereich, der voll der Regulierung unterliegt. Im teilregulierten Bereich beträgt der Referenzpreis 2,79 € pro kWh/h/a und liegt damit deutlich näher an einem einheitlichen Referenzpreis von 3,27 € für das Jahr 2020. Zudem ist der geringe Referenzpreis im regulierten Bereich auch auf Sondereffekte aus den Wirkungen des Regulierungskontos zurückzuführen.
- 274 Der Fernleitungsnetzbetreiber GRTgaz Deutschland GmbH weist im Marktgebiet NetConnect Germany Kapazitäten aus, die im Jahr 2019 einen Referenzpreis von 2,23 € pro kWh/h/a haben. Dem liegen nahezu ausschließlich Buchungen an Kopplungspunkten zu Tschechien, Frankreich und Österreich und zum Marktgebiet GASPOOL zu Grunde. Die Buchungen verteilen sich auf feste, frei zuordenbare Kapazitäten (ca. 28 %), auf DZK (ca. 60 %) sowie auf bFZK (ca. 12 %, Anteilsberechnung jeweils ohne unterbrechbare Kapazitäten). Zunächst ist festzuhalten, dass nahezu ein Drittel der Kapazitäten frei zuordenbar und somit in das Marktgebiet integriert sind. Die bFZK sind grundsätzlich fest sowie im gesamten Marktgebiet frei zuordenbar und haben Zugang zum virtuellen Handelspunkt. Sie werden nur dann zu unterbrechbaren Kapazitäten, wenn durch die aktuellen Nominierungen im Marktgebiet der physische Fluss an den Stationen Rimpf und Gernsheim in nördliche Richtung in das System von Open Grid Europe GmbH einen bestimmten, von Open Grid Europe GmbH festgelegten Grenzwert überschreitet und die Vortagesprognose für die Tagesmitteltemperatur an der Wetterstation Essen größer als Null Grad Celsius ist. Diese Bedingungen zeigen, in welcher Komplexität die Netze verflochten sind, auch bei einer vermeintlichen Transitleitung wie der MEGAL.

- 275 Die DZK der GRTgaz Deutschland GmbH sind nur dann fest, wenn ein bilanziell ausgeglichener Transport zwischen Ein- und Ausspeisekapazitäten im Netz von GRTgaz Deutschland GmbH besteht. Hierin mag eine Transitleistung innerhalb des Marktgebiets NetConnect Germany gesehen werden. Allerdings wäre das eine unvollständige Betrachtung, da DZK-Produkte stets auch einen unterbrechbaren Zugang zum virtuellen Handlungspunkt gewähren. Aufgrund der generell sehr geringen Unterbrechungswahrscheinlichkeiten besteht hierin ein nicht zu verachtender wirtschaftlicher Wert, der bei einer gemeinsamen Entgeltbildung richtigerweise nicht mehr allein die Kosten von GRTgaz Deutschland GmbH widerspiegelt. Zudem muss bei dieser Bewertung der Umstand einfließen, dass sämtliche bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte im Vergleich zum Referenzpreis rabattiert werden (siehe zur Höhe der Rabattierung Abschnitt B.III).
- 276 Ein weiterer Aspekt, der am Beispiel der MEGAL erörtert werden kann, ist die Konstellation von Leitungsgesellschaften. Eine Vielzahl von Leitungen mit größeren Durchmessern in den deutschen Marktgebieten wird von mehreren Fernleitungsnetzbetreibern gemeinsam vermarktet. Dies betrifft neben der MEGAL (GRTgaz Deutschland GmbH und Open Grid Europe GmbH) auch die OPAL (OPAL Gastransport GmbH & Co. KG mit Lubmin-Brandov Gastransport GmbH), die NEL (NEL Gastransport GmbH, Fluxys Deutschland GmbH sowie Gasunie Deutschland Transport Services GmbH), die TENP (Open Grid Europe GmbH und Fluxys TENP GmbH), die NETG (Open Grid Europe GmbH und Thyssengas GmbH), die DEUDAN (Open Grid Europe GmbH und Gasunie Deutschland Transport Services GmbH) sowie die NETRA (Gasunie Deutschland Transport Services GmbH und Open Grid Europe GmbH). Daneben gibt es auch Leitungen, die im Bruchteilseigentum mehrerer Fernleitungsnetzbetreiber stehen. Dieses gemeinsame Betreiben von maßgeblichen Fernleitungsinfrastrukturen zeigt bereits, dass eine separate Betrachtung der Kosten bei der Frage, zu welchen Preisen diese Infrastrukturen in einem gemeinsamen Marktgebiet vermarktet werden sollen, wenig sachgerecht erscheint. Hinzu kommt, dass die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber nach Können und Vermögen verpflichtet sind, die ihnen zustehenden Kapazitätsanteile in diesen Gemeinschaftsleitungen den anderen Partnern zur Verfügung zu stellen, sofern diese nicht selbst vermarktet werden konnten. Dies kann dazu führen, dass ein Fernleitungsnetzbetreiber mit vermeintlich geringen Kosten auf unterbrechbarer Basis den Anteil einer Gemeinschaftsleitung eines anderen Fernleitungsnetzbetreibers mit vermarkten kann. Dies stellt offensichtlich einen Umstand dar, der eine separate Betrachtung der Entgelte und die Zuweisung netzbetreiberindividueller Kosten nicht sachgerecht erscheinen lässt. Diese Problematik wird jedoch mit der Einführung von virtuellen Kopplungspunkten, an denen ein einheitliches Mischentgelt ausgewiesen werden muss, in Zukunft abgeschwächt.
- 277 Schließlich ist in Bezug zu GRTgaz Deutschland GmbH auch die Entwicklung des Referenzpreises im Vergleich von 2019 auf 2020 bei einer separaten Berechnung ein Aspekt, der zeigt, dass aus der separaten Entgeltbildung in der Vergangenheit nur bedingt

Rückschlüsse auf die Verursachungsgerechtigkeit von Entgeltsystem gezogen werden können. Während GRTgaz Deutschland GmbH für das Jahr 2019 einen Referenzpreis von 2,23 € pro kWh/h/a ausweist, soll sich dieser indikativ für das Jahr 2020 auf 3,16 € pro kWh/h/a erhöhen. Dies stellt eine Steigerung von ca. 42 % dar. Zurückzuführen ist dies offenbar auf eine stark nach unten korrigierte Annahme zur Höhe des Kapazitätsbuchungen sowie einer leicht gestiegenen Erlösobergrenze für das Jahr 2020. Im Jahr 2018 lag der Referenzpreis bei 2,89 € pro kWh/h/a. Derartige Preisschwankungen bei einer sogenannten Transitleitung verdeutlichen die Ungeeignetheit des Vorhabens, hieraus Rückschlüsse für eine verursachungsgerechte Entgeltmethode zu ziehen.

- 278 Damit zeigt sich selbst bei einem Fernleitungsnetzbetreiber wie GRTgaz Deutschland GmbH, dass aus einer Kapazitäts- und Erlössituation im Zeitverlauf in einem derart komplexen Marktgebiet nicht die Sachgerechtigkeit der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke in Frage gestellt werden kann.
- 279 Aus technischer Sicht ist außerdem festzuhalten, dass auf der MEGAL bidirektionale Flüsse möglich sind. Es handelt sich also nicht um ein Leitungssystem, das ausschließlich der Versorgung Frankreichs mittels Ost-West-Flüssen dient.
- 280 Neben den erörterten Fernleitungsnetzbetreibern mit geringen Referenzpreisen im Jahr 2019 gibt es jedoch auch Fernleitungsnetzbetreiber, die ausschließlich größere Leitungen betreiben und in Relation auffällig hohe Tarife aufweisen.
- 281 Der Fernleitungsnetzbetreiber Fluxys Deutschland GmbH weist im Marktgebiet GASPOOL Kapazitäten aus, die im Jahr 2019 einen hypothetischen Referenzpreis von 4,40 € pro kWh/h/a haben. Dieser liegt deutlich höher als der Referenzpreis gemäß einer einheitlichen Briefmarke für das Jahr 2020 in Höhe von 3,27 € pro kWh/h/a. Auch für das Jahr 2020 hat die Fluxys Deutschland GmbH einen Referenzpreis bei einer separaten Berechnung in Höhe von indikativ 3,78 € pro kWh/h/a angegeben. Der Vergleich mit den in Relation hierzu günstigeren Tarifen der NEL Gastransport GmbH, die gemeinsam mit der Fluxys Deutschland GmbH die NEL betreibt, zeigt deutlich, dass eine separate Entgeltbildung insbesondere bei Leitungsgesellschaften in einem gemeinsamen Marktgebiet nicht sachgerecht ist. Auch zeigt dieser Vergleich, dass sich aus den Tarifen der Vergangenheit keine Rückschlüsse bezüglich der Stückkosten verschiedener gaswirtschaftlicher Leistungen ziehen lassen.
- 282 Ein weiteres Beispiel für einen Fernleitungsnetzbetreiber mit hohen und stark schwankenden Entgelten ist die Fluxys TENP GmbH. Diese betreibt gemeinsam mit der Open Grid Europe GmbH die Leitung TENP mit den Grenzübergangspunkten Bocholtz (Niederlande), Eynatten (Belgien) und Wallbach (Schweiz). Im Jahr 2018 wurde hier ein Referenzpreis von 1,63 € pro kWh/h/a ausgewiesen. Aufgrund von Korrosionsschäden musste jedoch ein Leitungsstrang der TENP stellenweise außer Betrieb genommen werden. Dies führte dazu, dass am Kopplungspunkt Wallbach nur ca. 50 % der Kapazitäten zur Verfügung stehen. Zunächst war

ein voller Betrieb der Leitung ab dem 01.04.2019 geplant. Dieses Datum musste jedoch auf den 01.10.2020 verschoben werden. Ein möglicher noch längerer Ausfall wurde im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2018 bis 2028 durch die Fernleitungsnetzbetreiber abgebildet.

- 283 Eine entsprechend geringere Kapazitätsprognose führte dazu, dass für das Jahr 2019 ein Referenzpreis von 3,30 € pro kWh/h/a ausgewiesen wird, was mehr als eine Verdoppelung des Tarifes darstellt. Für das Jahr 2020 hat die Fluxys TENP GmbH zum damaligen Zeitpunkt der Datenlieferung offenbar mit den vollen Kapazitäten auf der TENP gerechnet und weist bei einer separaten Berechnung eines Referenzpreises diesen in Höhe von indikativ 1,68 € pro kWh/h/a aus. Angesichts der frühestens ab dem 01.10.2020 zur Verfügung stehenden vollen Kapazität könnte ein solcher Referenzpreis jedoch voraussichtlich nicht ausgewiesen werden.
- 284 Derartige Entwicklungen zeigen, dass insbesondere auf älteren, größtenteils abgeschriebenen Leitungen es zu extremen Verwerfungen bei den Entgelten kommen kann, sofern Entgelte je Fernleitungsnetzbetreiber gebildet werden. Der Netzbetreiber Open Grid Europe GmbH weist hingegen nicht derartige Schwankungen auf, da dieser im Jahr 2019 in seinem Netzgebiet eine einheitliche Briefmarke als Referenzpreismethode anwendet.
- 285 Die Open Grid Europe GmbH macht ohnehin einen Großteil des Marktgebietes NetConnect Germany aus, da sie ca. 50 % der gebuchten Kapazitäten und ca. 60 % der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen auf sich vereint. Dabei stellt die Open Grid Europe GmbH auch einen repräsentativen Schnitt des gesamten Marktgebiets dar, was die Buchungen von Kapazitäten an verschiedenen Punkttypen betrifft. So entfallen im gesamten Marktgebiet auf Ein- und Ausspeiseseite ca. 43 % der Kapazitätsbuchungen auf Kopplungspunkte, während dieser Anteil bei der Open Grid Europe GmbH ca. 40 % ausmacht. Die Anteile der Buchungen bei Letztverbrauchern, Speichern und nachgelagerten Netzbetreibern sind ebenso vergleichbar und weichen je nur wenige Prozentpunkte im Vergleich zum gesamten Marktgebiet ab. Auch ist die Open Grid Europe GmbH - wie dargelegt - an den großen Transitleitungen des Marktgebietes NetConnect Germany maßgeblich beteiligt. Bis jetzt hat die Open Grid Europe GmbH jedoch selbst ein Briefmarkenentgelt ausgewiesen, welches mit dem indikativen gemeinsam berechneten Briefmarkenentgelt (4,21 € pro kWh/h/a für 2020) von der Höhe zumindest vergleichbar ist. So weist die Open Grid Europe GmbH für 2019 einen Referenzpreis von 4,09 € pro kWh/h/a und für 2020 indikativ von 4,50 € pro kWh/h/a aus. Sofern man also aus den Vergangenheitswerten Rückschlüsse für eine verursachungsgerechte gemeinsame Entgeltbildung im Marktgebiet ziehen möchte, legt dies eher die Sachgerechtigkeit einer gemeinsam anzuwendenden einheitlichen Briefmarke nahe.
- 286 Im Marktgebiet GASPOOL stellt die GASCADE Gastransport GmbH den größten Fernleitungsnetzbetreiber dar, was den Anteil an den gebuchten Kapazitäten (2019 ca. 46 %, 2020 ca. 41 %) und auch den Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen betrifft (2019 ca. 30 %, 2020 ca. 33 %). Auch hier weist dieser Fernleitungsnetzbetreiber im Vergleich zum Marktgebiet

GASPOOL vergleichbare Anteile der Punkttypen an den gesamten Kapazitätsbuchungen aus Beispielsweise entfallen im Marktgebiet GASPOOL ca. 40 % der Kapazitätsbuchungen auf Kopplungspunkte, während dieser Anteil bei GASCADE Gastransport GmbH ca. 46 % beträgt. Auch die GASCADE Gastransport GmbH verwendet für das Jahr 2019 eine Briefmarke als Referenzpreismethode und ermittelt mit 2,64 € pro kWh/h/a einen Referenzpreis, der vordergründig betrachtet ca. 20 % unter dem für das Jahr 2020 indikativ berechneten gemeinsamen Referenzpreis liegt. Hierbei muss allerdings beachtet werden, dass im Marktgebiet GASPOOL für das Jahr 2020 um ca. 7 % geringere Kapazitäten und um ca. 6 % höhere Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen angenommen wurden (siehe Anlage 6). Bereinigt um diese Effekte weist also auch die GASCADE Gastransport GmbH bereits 2019 einen vergleichbaren Referenzpreis aus.

- 287 So lässt sich auch aus diesen Umständen eigentlich nur die Sachgerechtigkeit eines Briefmarkensystems ableiten. Ohnehin wenden nahezu alle Fernleitungsnetzbetreiber im Jahr 2019 eine einheitliche Briefmarkenmethodik an, darunter auch die Fernleitungsnetzbetreiber, die den Vorschlag einer netzpunkttypspezifischen Briefmarke in das Verfahren eingebracht haben.
- 288 Somit lassen sich auch aus den Kosten- und Entgeltstrukturen des Jahres 2019 keine überzeugenden Erwägungen gegen die Referenzpreismethode einer einheitlichen Briefmarke ableiten.

(4) Vergleich der Entgelte der Jahre 2019 und 2020

- 289 Entsprechend der Anregung von ACER stellt die Beschlusskammer einen erweiterten Vergleich der Entgelte für die Jahre 2019 und 2020 in ihre Erwägungen ein (vgl. Art. 26 Abs. 1 lit. d i.V.m. Art. 30 Abs. 2 lit. a Ziffer i der Verordnung (EU) Nr. 2017/460). Während in der Anlage 3 die punktspezifischen Referenzpreise für das Jahr 2019 ausgewiesen sind, enthält die Anlage 7 eine Übersicht der Referenzpreise je Punkttyp. Hierbei wurden die Referenzpreise 2019 anhand der prognostizierten Kapazitätsbuchungen an den entsprechenden Punkten gewichtet. Die einzelnen Referenzpreise werden im Jahr 2019, wie bereits erörtert, anhand verschiedener Referenzpreismethoden (in der Regel jedoch Briefmarkenmodelle) separat ohne einen Ausgleichsmechanismus bestimmt.
- 290 Bezüglich der Anpassungen und Gewichtungen der Preise des Jahres 2019 war die Vorgehensweise wie in Abschnitt (3) dargelegt. Erst auf diese Weise sind die Durchschnittspreise je Punkttyp des Jahres 2019 mit dem Referenzpreis des Jahres 2020 vergleichbar.
- 291 Grundsätzliche Änderungen der Tarife ergeben sich dabei auch unabhängig von der Referenzpreismethode. So haben die Fernleitungsnetzbetreiber des Marktgebietes GASPOOL für das Jahr 2020 bei einer gemeinsam berechneten einheitlichen Briefmarke als

Referenzpreismethode um ca. 7 % geringere kontrahierte Kapazitäten als im Jahr 2019 angenommen. Gleichzeitig wurde mit um ca. 6 % gestiegenen Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen im Vergleich zu 2019 kalkuliert (siehe hierzu Anlage 6). Tendenziell ergeben sich allein daraus entsprechende Steigerungen der Entgelte.

292 Die Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet NetConnect Germany haben ebenso mit um ca. 6 % geringeren kontrahierten Kapazitäten sowie um ca. 2 % höheren Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen kalkuliert (siehe Anlage 6). Auch hieraus ergeben sich tendenziell entsprechende Steigerungen der Entgelte. Auch der erhöhte Speicherrabatt für das Jahr 2020 ist ein Faktor, der zu einer grundsätzlichen Erhöhung der Referenzpreise führt.

293 Bereits aus den dargelegten Verschiebungen von Kapazitäten und Erlösen ist ersichtlich, dass die Entgelte der Jahre 2019 und 2020 nicht ohne weiteres verglichen werden können. Insbesondere Unterschiede in der angenommenen Auslastung der Fernleitungsnetze können zu nicht unerheblichen Änderungen bei den Entgelten führen. So hat die GRTgaz Deutschland GmbH für das Jahr 2020 mit um ca. 25 % geringeren Kapazitäten kalkuliert, und zwar unabhängig davon, ob eine Referenzpreismethode gemeinsam oder separat angewandt wird. Zur Überzeugung der Beschlusskammer zeigt dieses Beispiel deutlich, dass die daraus resultierende Entgeltschwankung von indikativ 40 % auf einer sogenannten Transitleitung ein Umstand ist, der die Anwendung einer einheitlichen Briefmarke als Referenzpreismethode eher stützt.

294 In Anlage 7 ist sodann je Punkttyp die Entwicklung der Referenzpreise von 2019 auf 2020 ersichtlich. Im Marktgebiet NetConnect Germany kommt es insgesamt zu Steigerungen der Entgelte. An den Kopplungspunkten kommt es zu höheren Steigerungen (20 % an Einspeisepunkten in Form von Grenzübergangspunkten, 30 % an Ausspeisepunkten in Form von Grenzübergangspunkten) als etwa bei Letztverbrauchern (2 % Steigerung) oder bei internen Bestellungen (1 % Steigerung). Der Referenzpreis an Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen steigt um 22 % bzw. um 20 %.

295 Im Marktgebiet GASPOOL liegt die Steigerung an Kopplungspunkten in Form von Grenzübergangspunkten bei 23 % für Einspeisepunkten und 13 % für Ausspeisepunkte. Die Entgelte für Marktgebietsübergangspunkte auf der Ausspeiseseite (die ansonsten von den Buchungshöhen kaum Relevanz haben) steigen um 23 %. Hingegen erfahren die Entgelte bei den Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern eine Steigerung von nur 1 %. Bei internen Bestellpunkten zu nachgelagerten Netzbetreibern erfolgt eine Absenkung um 9 %. Der Referenzpreis an Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen steigt um 15 % bzw. um 12 %.

296 Diese Vergleiche machen zwar auf der einen Seite deutlich, dass es durch die Anwendung einer gemeinsamen, einheitlichen Referenzpreismethode im Vergleich zur Vergangenheit zu einer Besserstellung von inländischen Punkten zu Lasten von Kopplungspunkten kommt. Wie bereits

mehrfach dargelegt, ist dies jedoch ein Vergleich, der auf der anderen Seite nicht berücksichtigt, dass die bisherige Entgeltbildung keinen Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern vorsieht. Ein solcher Ausgleichsmechanismus müsste berücksichtigen, dass wie erörtert insbesondere bisher kostengünstige Fernleitungsnetzbetreiber von der Integration in das jeweilige Marktgebiet profitieren, ohne an den Gesamtkosten sachgerecht beteiligt zu werden. Dies gilt insbesondere für die erörterten vermeintlich preiswerten Fernleitungsnetzbetreiber, die lediglich Einspeisekapazitäten vermarkten und zwingend auf andere Fernleitungsnetzbetreiber angewiesen sind, und für Fernleitungsnetzbetreiber, die Anteile von Leitungsgesellschaften vermarkten, ohne die entsprechenden Kosten tragen zu müssen.

- 297 Ebendiese Beteiligung an den Kosten erfolgt bei der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke. Diese nimmt zwar keine direkte Kostenallokation vor. Wie die Erwägungen zur Komplexität der Fernleitungsnetze zeigen, wäre eine solche Allokation aber auch angesichts der vermaschten Strukturen und wechselseitigen Leistungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern nicht sachgerecht durchführbar, da das Fernleitungssystem in Deutschland dadurch überwiegend einen Gemeinkostencharakter aufweist. Auch im Zuge der Konsultationen dieser Festlegung wurde keine handhabbare und sachgerechte Vorgehensweise vorgetragen, wie eine solche Zuordnung aussehen könnte. Auf den Vorschlag einer netzpunkttypspezifischen Briefmarke wird hierbei noch eingegangen.
- 298 Daher hält die Beschlusskammer an den bisherigen Erwägungen zur Einführung einer einheitlichen Briefmarke als Referenzpreismethode fest.

(5) Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke

- 299 Zunächst ist festzuhalten, dass im bestehenden Entry-Exit-System von Transportpfaden unabhängige Entgelte erhoben werden müssen, vgl. Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009. Entsprechend Erwägungsgrund Nr. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sind nach der Einführung des Konzepts des Ein- und Ausspeisesystems in der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 die Fernleitungskosten nicht mehr direkt mit einer bestimmten Route verbunden, da die Netznutzer Ein- und Ausspeisekapazitäten getrennt kontrahieren und Gas zwischen beliebigen Ein- und Ausspeisepunkten transportieren lassen können. In diesem Rahmen entscheidet der Fernleitungsnetzbetreiber über den effizientesten Weg, auf dem er das Gas durch das Netz leitet.
- 300 Durch die bei unbedingten Kapazitätsprodukten stets gegebene Erreichbarkeit des virtuellen Handlungspunktes erfolgt eine Abstrahierung der Buchungen vom tatsächlichen Netzbetrieb. Aus Sicht der Beschlusskammer sollten diese Aspekte von der Referenzpreismethode aufgegriffen und gefestigt und keinesfalls konterkariert werden. Die Referenzpreismethode der Briefmarke vermag es einerseits, ein gewisses Maß an Kostengerechtigkeit herzustellen, indem auf den

anerkannten Kostentreiber der voraussichtlich gebuchten Kapazitäten abgestellt wird und damit im Wesentlichen die Vorhaltekosten des Leitungsnetzes abgebildet werden. Andererseits würdigt die Methode die Abstrahierung von Kontraktpfaden, indem sie die Distanzen außer Acht lässt, und bepreist damit letztlich das Betreten bzw. Verlassen des Marktgebietes. Für den Transportkunden steht der Service im Vordergrund und nicht der konkrete physische Transport, so dass grundsätzlich keine direkte Verbindung zwischen einer Buchung und der Nutzung konkreter Infrastruktur besteht. Ausnahmen hierzu können bestehen, etwa im Fall von Bedingungen für verbindliche Kapazitätsprodukte, wie es bei Produkten mit Zuordnungsbeschränkungen der Fall ist. Solche Ausnahmefälle müssen aber gemäß Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 nicht in der Referenzpreismethode selbst angelegt sein, sondern sind lediglich bei der Festsetzung der Fernleitungsentgelte (und nicht der Referenzpreise) bei Bedarf zu berücksichtigen.

- 301 Eine weitergehende Kostenzuordnung etwa einzelner Leitungen zu bestimmten Buchungen ist in den komplexen und vermaschten deutschen Marktgebieten hingegen nicht möglich. Konkrete Vorschläge für einen solchen Mechanismus zur Kostenaufteilung wurden im Verlauf der mehrfachen Konsultationen nicht vorgetragen. Die Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke stellt in dieser Hinsicht auch nicht den Versuch dar, die Kosten einzelner Leitungen zu allokatieren. Vielmehr erfolgt ein pauschalierender Ansatz ausgehend von den Erlösobergrenzen der Fernleitungsnetzbetreiber und deren jeweiligen Buchungsanteilen an den verschiedenen Gruppen von Punkttypen. So macht der Vorschlag dieser Referenzpreismethode deutlich, dass insbesondere auf der Einspeiseseite eine solche Allokation ausscheidet, da hier keine klare Differenzierung nach systeminterner und systemübergreifender Netznutzung möglich ist. Die Allokation auf der Ausspeiseseite erfolgt hier auch nicht nach konkreten Kostenstrukturen, sondern lediglich abstrahiert anhand der Anteile der Kapazitätsbuchungen. Es erfolgt also keine genauere Zuordnung von Kosten als bei einer einheitlichen Briefmarke, sondern lediglich eine andere, scheingenaue Zuordnung.
- 302 Die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz hingegen basiert neben dem Kostentreiber der Kapazität auf dem Kostentreiber der Distanz. Dies kann beispielsweise in linearen Systemen eine sachgerechte weitere Differenzierung sein, die zu mehr Kostengerechtigkeit führt. Je komplexer das System ist, desto geringer ist aber die Wahrscheinlichkeit, dass eine starre Kombination von Kapazität und Distanz zu einem tatsächlich verursachungsgerechten Entgelt führt. Wie erörtert verhindert jedoch die Komplexität und Vermaschung der deutschen Fernleitungsnetze, dass die Distanz als sachgerechter Kostentreiber zu sehen wäre. Dies gilt auch vor dem Hintergrund der vollständigen bilanziellen Integration der H-Gas- und L-Gas-Netze, bei denen in der Regel gar keine physische Verbindung besteht, anhand der eine Distanz berechnet werden könnte.

- 303 Dabei kann allgemein festgestellt werden, dass durch die Bildung durchschnittlicher Preise zumindest eine (offene oder verdeckte) willkürliche Kostenallokation ausgeschlossen wird. Ein wesentlicher weiterer Faktor für eine hinreichende Kostenverursachungsgerechtigkeit sind Multiplikatoren nach Art. 13 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460, mit denen bei unterjährigen Kapazitätsbuchungen ein angemessener Kostentragungsanteil an den ganzjährig anfallenden Vorhaltekosten des Leitungsnetzes gewährleistet wird. Ein weiterer Aspekt, der zu mehr Kostenverursachungsgerechtigkeit führt, ist die Berücksichtigung von Bedingungen für verbindliche Kapazitätsprodukte, Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Sofern mit einem Kapazitätsprodukt beispielsweise die feste Erreichbarkeit des virtuellen Handlungspunktes nicht gewährleistet ist, ist ein entsprechender Abschlag auf das Entgelt sachgerecht. Diese Aspekte liegen zwar außerhalb der Referenzpreismethode. Sie zeigen jedoch, dass die Frage der Kostenverursachungsgerechtigkeit im Gesamtsystem der Entgeltbildung auch bei einer netzbetreiberübergreifenden Briefmarke erfüllt wird.
- 304 Der Referenzpreismethode der Briefmarke mag entgegengehalten werden, dass sie gar nicht erst versucht, eine direkte Kostenzuordnung durchzuführen. Andererseits wird dadurch auch verhindert, dass innerhalb einer komplexen Methode eine unsachgemäße, intransparente Kostenallokation stattfindet, die für Marktteilnehmer nicht ohne weiteres nachvollziehbar ist. So führt die Berücksichtigung des Kostentreibers der „Distanz“ nicht zwangsläufig dazu, dass die Besonderheiten der Fernleitungsnetze exakter abgebildet werden. Hierbei ist festzustellen, dass bei der Methode der kapazitätsgewichteten Distanz andere bedeutende Kostentreiber, wie z.B. die Druckdifferenz zwischen Eingangs- und Ausgangsgasdruck außer Acht gelassen werden. Somit besteht die Gefahr einer Übergewichtung des Kostentreibers der Distanz im Vergleich zu anderen potentiellen Kostentreibern.
- 305 Insbesondere bei Betrachtung des Handels über den virtuellen Handlungspunkt wird deutlich, dass die kapazitätsgewichtete Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 Schwächen aufweist, denn sie ignoriert diesen Sachverhalt, während bei der Referenzpreismethode der Briefmarke ein einheitlicher Preis für den Zugang zum virtuellen Handlungspunkt gewährleistet ist. Zur Überzeugung der Beschlusskammer kann diesem Aspekt nicht pauschal entgegengehalten werden, dass es unterschiedliche Tarife für den Zugang zum virtuellen Handlungspunkt geben müsste. Dies kann in Fernleitungssystemen angebracht sein, bei denen aufgrund von stabilen Flüssen und klaren Aufkommensquellen näherungsweise bestimmt werden kann, wo ein virtueller Handlungspunkt zu verorten wäre. Dies erfolgt beispielsweise in Österreich, wo aufgrund der Netzcharakteristik und der Flüsse der Kopplungspunkt Baumgarten als virtueller Referenzpunkt bestimmt werden kann. Bei den vermaschten und komplexen deutschen Fernleitungsnetzen ist eine solche Vorgehensweise jedoch ausgeschlossen. Vor diesem Hintergrund kann zur Überzeugung der Beschlusskammer auch nicht davon gesprochen werden, dass der eine oder andere Punkt bzw. generell der eine oder andere Punkttyp (z.B.

Kopplungspunkte oder Punkte zu Letztverbrauchern) einen Zugang zum virtuellen Handelspunkt zu geringeren oder höheren Kosten ermöglicht.

306 Schließlich lassen die Vorgaben in Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 die Besonderheiten eines komplexen, von einer Vielzahl von Fernleitungsnetzbetreibern aufgespannten und qualitätsübergreifenden Marktgebietes außer Acht. Unterschiedliche Annahmen oder Ausgestaltung der Verbindung der H- und L-Gas-Netze würden zu unterschiedlichen Entgelten führen, ohne dass es hierzu zwingende Gründe im Sinne einer kostenverursachungsgerechten Entgeltbildung gäbe.

307 Auch das Einspeiseprivileg für Biogas und Gas aus PtG-Anlagen steht der Verursachungsgerechtigkeit nicht entgegen, sondern ist der Komplexität des Fernleitungsnetzes und den Folgewirkungen entsprechender Einspeisungen ins Fernleitungsnetz geschuldet. Durch die dezentrale inländische Einspeisung eines Erdgasäquivalents wird das Netz entlastet, da die entsprechenden Mengen nicht mehr aus ausländischen Quellen importiert werden müssen. Die Einspeisung erfolgt räumlich näher am Verbrauch, der Transportbedarf sinkt also. Hieraus resultiert eine Kostenreduktion, die den entsprechenden Einspeisepunkten direkt zugeordnet werden kann. Zudem werden die Kosten für die zur Einspeisung verwendete technische Infrastruktur beim Biogas anders als bei anderen Einspeisepunkten nicht über die der Referenzpreismethode unterfallenden Fernleitungsentgelte, sondern über die Biogasumlage abgedeckt. Netzkunden, die Biogas transportieren, werden also nicht vollständig von den Kosten der Einspeisung befreit, sondern zahlen diese zumindest anteilig über die bei der Ausspeisung zu entrichtende Biogasumlage. Es ist somit verursachungsgerecht, diese Punkte von Einspeiseentgelten zu befreien. Im Verlauf des Verfahrens wurde das Einspeiseprivileg erweitert auf Wasserstoff, welcher durch Wasserelektrolyse erzeugt wird, und auf Gas, welches durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist. Die Beschlusskammer hält daran fest, bei derartigen Technologien eine Entgeltbefreiung vorzunehmen. Sofern in der Zukunft weitere Technologien ähnliche Effekte aufweisen und gegebenenfalls auch aus klimapolitischen Erwägungen eine Entgeltbefreiung angebracht sein könnte, steht es den Marktteilnehmern frei, derartige Aspekte im Zuge der künftigen Konsultationsverfahren, welche ohnehin regelmäßig zu erfolgen haben, vorzutragen. Eine allgemeine, technologieoffene Regelung birgt hingegen die Gefahr, dass Sachverhalte hierunter subsumiert werden, bei denen eine Entgeltbefreiung nicht gerechtfertigt ist. Im Zuge einer spezifisch festzulegenden Referenzpreismethode hält die Beschlusskammer abstrakte Ausnahmen von ebendieser für nicht sachgerecht.

308 Um die Auswirkungen dieser Entgeltbefreiung auch in Zukunft bei einer Steigerung des Anteils dieser Technologien berücksichtigen zu können, sieht die Berichtspflicht zum Mengenrisiko einen entsprechenden Teil zu entgangenen Erlösen aus diesem Ausnahmetatbestand vor.

309 Somit lässt sich festhalten, dass die Referenzpreismethode der Briefmarke die zur Erbringung der Fernleitungsdienstleistung tatsächlich entstandenen Kosten ausreichend Rechnung trägt und dabei die Komplexität der Fernleitungsnetze berücksichtigt werden. Die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 vermag bei den Gegebenheiten des Marktgebietes NetConnect Germany trotz einer erheblich gesteigerten Methodenkomplexität keine größere Kostenverursachungsgerechtigkeit herbeiführen.

(6) Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke

310 Mit der vorgeschlagenen Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke wird der Versuch unternommen, den tatsächlich entstandenen Kosten der Kapazitätsbuchungen unter Berücksichtigung der Komplexität der Fernleitungsnetze durch eine Ausdifferenzierung besser Rechnung zu tragen. Dabei erfolgt die Annahme, dass die systemübergreifende Netznutzung geringere Kosten verursache und dementsprechend bereits im Grundsatz geringer zu bepreisen sei als die systeminterne Netznutzung. Hierfür wird im Wesentlichen darauf abgestellt, dass für systemübergreifende Flüsse kostengünstigere Leitungssysteme relevant seien.

311 Diesbezüglich ist bereits fraglich, ob diese Annahme uneingeschränkt Geltung hat. Die Grundannahme hierzu ist, dass bei statischer Betrachtung einer Leitung mit größeren Durchmesser in Verbindung mit der Unterstellung, diese Leitung werde für die systemübergreifende Netznutzung verwendet, die Kosten pro Kapazitätseinheit geringer ausfallen, als bei Betrachtung von Leitungen mit geringeren Durchmesser oder bei Betrachtung eines komplexeren Leitungssystems im Fernleitungsbereich mit auch verteilender Funktion. Diese Herangehensweise lässt aber außer Acht, dass in komplexen Ein- und Ausspeisesystem mit einer Vielzahl von kooperierenden Fernleitungsnetzbetreibern stets auch eine gewisse Leistungserbringung der Fernleitungsnetzbetreiber untereinander erfolgt.

312 Bereits die Unterstellung, dass es so etwas wie eine idealtypische systemübergreifende Netznutzung gibt, ist zweifelhaft. Ungeachtet der Regelungen in Art. 3 S. 2 Nr. 8 und 9 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zur Definition der systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung und der daran anknüpfenden Bewertung der Kostenzuweisung nach Art. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ist zu bezweifeln, ob eine solche Zuordnung in einem Ein- und Ausspeisesystem zweifelsfrei möglich ist. Die Regelung des Art. 5 Abs. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zeigt, dass die Abgrenzung insbesondere auf der Einspeiseseite nur mit Hilfe von grob pauschalierenden Annahmen möglich ist.

313 Der Erwägungsgrund Nr. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 stellt in diesem Zusammenhang auch klar, dass nach der Einführung des Konzepts des Ein- und Ausspeisesystems in der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 die Fernleitungskosten nicht mehr direkt mit einer bestimmten

Route verbunden sind, da die Netznutzer Ein- und Ausspeisekapazitäten getrennt kontrahieren und Gas zwischen beliebigen Ein- und Ausspeisepunkten transportieren lassen können. Hierbei sollten auch nicht von möglichen bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten mit Zuordnungsaufgaben wie DZK Rückschlüsse auf die Referenzpreismethode gezogen werden, denn diese ermittelt den Referenzpreis für ein verbindliches Kapazitätsprodukt ohne jegliche Zuordnungsaufgaben. Vielmehr sind diese Zuordnungsaufgaben gesondert bei der Festsetzung der Fernleitungsentgelte nach Art. 4 Abs. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zu berücksichtigen und ein sachgerechter Rabatt auf den Referenzpreis zu gewähren. Jedenfalls DZK-Produkte erlauben außerdem einen unterbrechbaren Zugang zum VHP, so dass hier prinzipiell kein idealtypischer Transitfluss unterstellt werden kann.

- 314 Innerhalb der vorgeschlagenen Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke zeigt sich sodann auch, dass die angepeilte Kostenzuordnung nur sehr beschränkt praktiziert werden soll. Die Begründung der vier aufgezeigten Punkttypen beschränkt sich im Wesentlichen darauf, dass die Ausspeisepunkte in Form von Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten eine Gruppe bilden müssten, da der grenzüberschreitende Transport eine andere Kostenstruktur aufweise. Allein dies kann jedoch nicht die abschließende Entscheidungsgrundlage für die Zuordnung aller vier Punkttypen sein. So wäre auch zu erörtern, inwiefern die Zuordnung zu den drei übrigen Gruppen sachgerecht anhand von typischen Kosten erfolgen kann. Der Vorschlag der netzpunkttypspezifischen Briefmarke legt die übrigen Gruppen von Punkttypen fest, ohne jedoch ebendies zu begründen.
- 315 Die Beschlusskammer ist überzeugt, dass die Kostenzuordnung per Kapazitätsbuchung bei der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke jedenfalls auf dieser Ebene eine sachgerechte Zuordnung der tatsächlich entstandenen Kosten darstellt. Von diesem Grundsatz abweichende pauschale Belastungen und Entlastungen einzelner Punkttypen erachtet die Beschlusskammer für begründungspflichtig und sieht nach dem Vorbringen im Rahmen der vorläufigen und abschließenden Konsultation keine hinreichende Grundlage dafür, von der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke abzuweichen.
- 316 Bereits im Ansatz ist dem Vorschlag entgegen zu halten, dass mit der netzpunkttypspezifischen Briefmarke keine konsequente Verteilung von Kosten erfolgt. Denn letztlich werden keine Kosten den einzelnen Punkttypen zugeordnet, sondern Anteile an den Gesamtbuchungen. Sodann würden sich bei einer Verschiebung der Buchungsanteile in den Folgejahren die entsprechenden Entgelte abändern, wobei jedoch der eigentliche Kostenanteil unverändert bleiben müsste. Es bliebe jedoch unklar, wieso sich beispielsweise im Rahmen einer methodischen Kostenzuordnung bei höheren oder geringeren Transitbuchungen der Kostenblock für den Transit verändern sollte. Dieser Umstand kann der einheitlichen Briefmarke nicht entgegengehalten werden, da bei dieser anhand der Buchungen lediglich der Gesamtkostenblock gleichmäßig und diskriminierungsfrei verteilt wird.

- 317 Da bei der netzpunkttypspezifischen Briefmarke eine Verteilung der Kosten anhand der Kapazitätsprognosen erfolgt, entsteht auch grundsätzlich ein Einfallstor für eine unsachgerechte Kostenverteilung. So ist es nicht auszuschließen, dass beispielsweise die Prognose an den Kopplungspunkten zu gering angesetzt wird mit der Folge, dass an den Kopplungspunkten ein höherer Referenzpreis errechnet wird. Die entstehenden Mehrerlöse müssten in den Folgejahren auch an inländischen Punkten ausgeschüttet werden. Dies würde zu einer unsachgemäßen Verschiebung der Erlöse zu Gunsten der inländischen Punkte führen. Hingegen haben Fehlprognosen bei einer einheitlichen Briefmarke stets nur Mehr- und Mindererlöse zur Folge, die gleichmäßig über das Regulierungskonto ausgeglichen werden.
- 318 Daneben wirft die vorgeschlagene Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke Folgefragen mit Bezug zur Kostenzuordnung auf. So sind in einer Vielzahl von Fällen Letztverbraucher oder nachgelagerte Netzbetreiber an großen Leitungen angeschlossen, die auch Transitzwecke erfüllen und die gemäß des Vorschlags als besonders kostengünstig angesehen werden. Trotzdem müssten diese Letztverbraucher und nachgelagerten Netzbetreiber gemäß dem Vorschlag der netzpunkttypspezifischen Briefmarke erhöhte Entgelte entrichten. Einen sachlichen Grund hierfür gäbe es jedoch nicht.
- 319 Letztlich ergibt sich aus der vorgeschlagenen Methode eine Entgelt differenzierung anhand der Eigentumsstrukturen der Fernleitungsnetzbetreiber, die mit unterschiedlichen Kosten jeweils von den Kapazitäten her unterschiedliche Anteile an den einzelnen Punkttypen haben. Hierin kann die Beschlusskammer keinen Ansatz erkennen, der verursachungsgerechter wäre als eine einheitliche Briefmarke. Dadurch, dass insbesondere der Fernleitungsnetzbetreiber Open Grid Europe GmbH einen überwiegenden Anteil des Marktgebietes NetConnect Germany ausmacht und dabei von den Kapazitätsanteilen bei den Netzpunkttypen nahezu identisch ist mit dem gesamten Marktgebiet (siehe hierzu Randnummer 285), würden sich gerade aus dem größten Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet NetConnect Germany de facto keine Konsequenzen bezüglich der Entgeltverschiebung im Vergleich zur einheitlichen Briefmarke ergeben. Auch dies legt nahe, dass die Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke keine schlüssige Kostenallokation auf die einzelnen Punkttypen vornimmt.
- 320 Ein weiterer Aspekt ist die Zuordnung von Mindererlösen durch Abschläge auf den Referenzpreis. Während bei der Referenzpreismethode der Briefmarke über Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 diese Mindererlöse etwa aufgrund von Rabatten für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte entsprechend der einheitlich anzuwendenden Referenzpreismethode auch auf alle Punkte umgelegt werden, sollen diese bei der vorgeschlagenen Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke eben nicht innerhalb der Gruppen verbleiben, sondern auch von anderen Punkttypen getragen werden. Hier bleibt unklar, wieso eine einmal durchgeführte Kostenzuordnung wieder durchbrochen werden sollte. Für den Fall von Speicheranlagen lässt sich dies insofern argumentieren, als

dass diese den Abschlag nach Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 logisch betrachtet nicht selbst tragen können. Für den Fall von beispielsweise Ausspeisepunkten in Form von Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten ist dies jedoch nicht ohne weiteres ersichtlich. Diesbezüglich sind trotz eines entsprechenden Hinweises durch die Beschlusskammer auch keine substantiierten Stellungnahmen im Anschluss an die abschließende Konsultation eingegangen.

- 321 Im Hinblick auf die anstehende Zusammenlegung der Marktgebiete nach § 21 Abs. 1 S. 2 GasNZV spätestens zum 01.04.2022 strebt die Beschlusskammer zudem einheitliche Referenzpreismethoden für die Marktgebiete NetConnect Germany und GASPOOL an. Während die vorgeschlagene Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke zwar konzeptuell eine einheitliche Methode darstellen würde, ergeben sich jedoch im Ergebnis unterschiedliche Entwicklungen der Referenzpreise im Vergleich zur Referenzpreismethode der Briefmarke. Gemäß der unter Vorbehalt erfolgten Berechnungen der Beschlusskammer 9 zum Workshop vom 07.11.2018 ergaben sich zwischen den Marktgebieten zwar keine gegenläufigen, jedoch erheblich abweichende Entwicklungen. Während beim Marktgebiet NetConnect Germany etwa der Referenzpreis an den Einspeisepunkten im Vergleich zur einheitlichen Briefmarke nahezu unverändert bleiben würden, ergäbe sich im Marktgebiet GASPOOL ein Abschlag von mehr als 10 %.
- 322 Auch die unterschiedlichen Entwicklungen bei den Ausspeisepunkten in Form von Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten lassen Zweifel daran aufkommen, ob die mit der vorgeschlagene Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke verfolgten Ziele überhaupt erreicht werden können. So beträgt der Abschlag bei diesen Punkten im Marktgebiet NetConnect Germany zwar mehr als 10 %, im Marktgebiet GASPOOL jedoch lediglich etwas über 2 %. Vor dem Hintergrund, dass seitens der den Vorschlag einbringenden Netzbetreiber für beide Marktgebiete einheitlich mit wesentlich geringeren Kosten bei diesen Punkttypen argumentiert wird, ist nicht ersichtlich, dass die vorgeschlagene Methode mit dieser Prämisse in einem hinreichenden Grad übereinstimmt.
- 323 Aufgrund der aufgezeigten Erwägungen erachtet die Beschlusskammer die vorgeschlagene Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke im Hinblick auf Aspekte der Verursachungsgerechtigkeit unter Berücksichtigung der Komplexität der Fernleitungsnetze nicht als vorzugswürdig gegenüber der Referenzpreismethode der Briefmarke.

(7) Weitere Referenzpreismethoden

- 324 Neben der Referenzpreismethoden der einheitlichen Briefmarke, der netzpunkttypspezifischen Briefmarke und der kapazitätsgewichteten Distanz wurde seitens ACER die Referenzpreismethode einer Matrix geltend gemacht. Diese sei dann zu erörtern, wenn nach

näheren Bewertungen die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke sich als nicht verursachungsgerecht herausstellen sollte.

- 325 Zum einen kann zur Überzeugung der Beschlusskammer die Verursachungsgerechtigkeit der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke insbesondere vor dem Hintergrund der Komplexität der Fernleitungsnetze dargelegt werden. Zum anderen stellt die Referenzpreismethode einer Matrix für die deutschen Fernleitungsnetze keine gangbare Methode dar. Diese Referenzpreismethode erfordert zunächst eine Fülle von Eingangsparametern: Ausgehend von einer vollständigen kartographischen Hinterlegung des gesamten Netzes müssen für jeden einzelnen Leitungsabschnitt die Länge, die Kapazität sowie die Errichtungskosten bekannt sein. Zudem müssen für jede Kombinationen von Ein- und Ausspeisepunkten die entsprechenden Leitungsabschnitte zugeordnet werden. Dies kann realistischer Weise nur geschehen, wenn das Fernleitungsnetz einen stabilen, typischen Fluss aufweist. Eine solche Zuordnung ist hingegen in einem vermaschten Netz mit der Möglichkeit, diesen von verschiedenen Seiten aufzuspeisen, nicht sachgerecht möglich. Zudem spricht die Integration der L-Gas- und H-Gas-Netze entschieden gegen eine solche Pfadbildung. Eine entsprechende Matrix hätte sodann für die Marktgebiete NetConnect Germany und GASPOOL hunderttausende und bei der Zusammenlegung der Marktgebiete nahezu eine Million Werte.
- 326 Eine solche Methode wäre zudem hochgradig intransparent für Netznutzer und in vielerlei Hinsicht in den Ergebnissen von Annahmen abhängig, die bei den Berechnungsschritten durchgeführt werden müssten.

c) Art. 7 S. 2 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

- 327 Gemäß Art. 7 S. 2 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 soll die Referenzpreismethode darauf abzielen, Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten und eine unzulässige Quersubventionierung zu verhindern, wobei unter anderem die Bewertung der Kostenzuweisung gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zu berücksichtigen ist. Damit wird die in Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 geregelte Anforderung konkretisiert, dass die genehmigten Tarife oder Methoden zu ihrer Berechnung auf nichtdiskriminierende Weise anzuwenden und Quersubventionierungen zwischen den Netznutzern zu vermeiden sind.
- 328 Die Referenzpreismethode der Briefmarke wird diesen Anforderungen gerecht, denn sie gewährleistet aufgrund der Gleichbehandlung aller prognostizierten Kapazitätsbuchungen die Gleichbehandlung aller Netznutzer und damit Diskriminierungsfreiheit. Die vorzunehmende Aufteilung der Erlöse auf die Einspeise- und Ausspeisepunkte (Entry-Exit-Split) erfolgt diskriminierungsfrei allein anhand der prognostizierten gebuchten Kapazitäten für eine verursachungsgerechte Kostenzuordnung. Einzelne Netznutzer oder Gruppen von Netznutzern werden hierbei nicht bevor- oder benachteiligt, denn gleiche Leistungen werden identisch

bepreist. Insbesondere ist der Referenzpreis für den Zugang zum virtuellen Handelspunkt stets identisch.

- 329 Dass keine unzulässige Quersubventionierung erfolgt, verdeutlichen auch die unter Abschnitt B.I.4 dargelegten Ergebnisse der Bewertung der Kostenzuweisung nach Art. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.
- 330 Auch die Nichtbepreisung der Biogas- und PtG-Einspeisung entfaltet keine diskriminierende Wirkung. Wie oben unter b) erläutert sind mit der Einspeisung dieses Gases kostensenkende Effekte verbunden, welche eine von anderen Einspeisepunkten abweichende Behandlung rechtfertigen. Die Ungleichbehandlung mit anderen dezentralen Einspeisepunkten an konventionellen Erdgaslagerstätten liegt darin begründet, dass es sich bei diesen um endliche und klimaschädliche Ressourcen handelt, deren Verbrauch nicht mit zusätzlichen Vergünstigungen angereizt werden soll. Die Einspeisung von Biogas dient hingegen dem Ziel einer zunehmenden Verwendung klimaneutraler Rohstoffe und soll somit auch langfristig ihre netzdienliche Wirkung entfalten. PtG-Anlagen sollen ebenfalls dauerhaft dem Netz dienen und für eine Kopplung der Sektoren Strom und Gas sorgen, um die Speicherung überschüssiger Strommengen zu ermöglichen, die aufgrund der zunehmenden Erzeugung aus erneuerbaren Quellen immer häufiger auftreten.
- 331 Die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 wird diesen Anforderungen hingegen nicht in gleichem Maße gerecht. Der starre Ansatz eines Entry-Exit-Splits von 50/50 gemäß Art. 8 Abs. 1 lit. e der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 verhindert eine sachgerechte, dem jeweiligen Einzelfall entsprechende Allokation der Kosten bzw. Erlöse auf die Ein- und Ausspeisepunkte. Der Zugang zum virtuellen Handelspunkt wird unterschiedlich bepreist, wofür es in einem vermaschten Fernleitungsnetz keine sachliche, sich aus der Distanz ergebende Rechtfertigung bzw. keine Verortung dieser Problematik in den detaillierten Vorgaben des Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 gibt. Wegen weiterer Einzelheiten zur Bewertung der Kostenzuweisung bei der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz wird auf die Abschnitte B.I.5.e) und B.I.6 verwiesen.
- 332 Auch die vorgeschlagene Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke wird diesen Anforderungen nicht in gleichem Maße gerecht. Zwar könnte die höhere Bepreisung von Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern und nachgelagerten Netzbetreibern dadurch gerechtfertigt werden, dass diese im Vergleich zu Ausspeisepunkten in Form von Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten höhere Kosten verursachen. Jedoch ist bereits diese Annahme zu bezweifeln (siehe die Ausführungen unter Abschnitt B.I.5.b). Darüber hinaus wurde durch die den Vorschlag einbringenden Netzbetreiber auch nicht vorgetragen oder begründet, dass eine Preisdifferenzierung in Form eines Abschlags auf den Referenzpreis auch an Speicheranlagen (unabhängig von Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460) und an den sonstigen Einspeisepunkten gerechtfertigt wäre, wie sie sich gemäß den unverbindlichen Rechnungen der

Beschlusskammer bei Anwendung der vorgeschlagenen Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke ergeben würden. Schließlich wäre innerhalb der vorgeschlagenen Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke näher zu rechtfertigen, wieso bei identischen technischen und kostenrechnerischen Annahmen die relative Preisdifferenzierung zwischen den Marktgebieten NetConnect Germany und GASPOOL derart unterschiedlich ausfallen würde.

333 Gemäß Art. 7 S. 2 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sind zudem die Bewertung der Kostenzuweisung nach Art. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 bei der Prüfung, ob eine Referenzpreismethode diskriminierungsfrei ist und eine unzulässige Quersubventionierung verhindert, zu berücksichtigen. Hierbei zeigt sich, dass gemäß den unverbindlichen Berechnungen der Beschlusskammer zumindest im Marktgebiet NetConnect Germany die Begründungspflicht nach Art. 5 Abs. 6 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ausgelöst wird. Wie erörtert lässt sich die hiermit aufgezeigte Quersubventionierung zu Lasten der systeminternen Netznutzung nicht einwandfrei rechtfertigen. Aufgrund der dargelegten Zusammenlegung der Marktgebiete ist diese Erwägung, wenn auch in abgemilderter Form, ebenso für das Ein- und Ausspeisesystem GASPOOL relevant. Trotz eines entsprechenden Hinweises der Beschlusskammer sind zu diesem Aspekt keine substantiierten Stellungnahmen eingegangen.

334 Aufgrund dieser Erwägungen erachtet die Beschlusskammer die vorgeschlagene Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke im Hinblick auf die zu gewährleistende Diskriminierungsfreiheit und das Verhindern einer unzulässigen Quersubventionierung unter Berücksichtigung der Bewertung der Kostenzuweisung nach Art. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 nicht als vorzugswürdig gegenüber der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke.

d) Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

335 Gemäß Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 soll die Referenzpreismethode darauf abzielen, sicherzustellen, dass ein erhebliches Mengenrisiko, insbesondere in Verbindung mit dem Gastransport über ein Ein- und Ausspeisesystem hinweg, nicht von den Endkunden dieses Ein- und Ausspeisesystems zu tragen ist. Eine direkte Entsprechung hierzu findet sich nicht in Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009.

336 Hierzu heißt es in Erwägungsgrund Nr. 6 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460, dass die Fernleitungsnetzbetreiber in manchen Ein- und Ausspeisesystemen erheblich mehr Gas in andere Systeme als zu Verbrauchszwecken in ihr eigenes Ein- und Ausspeisesystem transportieren. Die Referenzpreismethoden sollten daher die erforderlichen Sicherheitsmechanismen umfassen, um „gefangene“ Kunden vor den Risiken zu schützen, die mit großen Transitflüssen einhergehen.

- 337 Im Ein- und Ausspeisesystem NetConnect Germany wird jedoch nicht erheblich mehr, sondern im Gegenteil weniger Gas in andere Systeme als zu Verbrauchszwecken im eigenen Ein- und Ausspeisesystem transportiert. Dies gilt unabhängig davon, ob dabei eine Bewertung anhand der gebuchten Kapazitäten oder anhand des tatsächlichen Gasflusses vorgenommen wird. Es ist also bereits fraglich, ob diese Anforderung nach Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 überhaupt für die Referenzpreismethode, die für das Ein- und Ausspeisesystem NetConnect Germany festgelegt wird, relevant ist.
- 338 Es ist auch fraglich, ob das hiermit verbundene Risiko einer starken Senkung der Kapazitätsnachfrage für die marktgebietsübergreifende Netznutzung überhaupt durch die Referenzpreismethode adressiert werden kann. Die Systematik einer Referenzpreismethode geht (im Fall eines Regulierungssystem mit einer Erlösobergrenze gemäß ARegV, vgl. Art. 3 S. 2 Nr. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460) von bestimmten Erlösen aus, die mit Fernleitungsentgelten zu erzielen sind. Entgelte und Erlöse haben stets Bezug zu einer Entgeltperiode, vgl. Art. 3 S. 2 Nr. 23 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Realisiert sich das hier adressierte Mengenrisiko, kann ein Ausgleich über das Regulierungskonto gemäß Art. 17 ff. der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 in der Zukunft erfolgen. Für die laufende Entgeltperiode kann lediglich eine möglichst exakte Prognose der gebuchten Kapazitäten als Grundlage für die Entgeltbildung herangezogen werden.
- 339 Die Referenzpreismethode der Briefmarke bietet zumindest den Vorteil, dass sich aufgrund der Durchschnittsbildung nur geringe Schwankungen ergeben, wenn einzelne Fluss- und Lastverlagerungen stattfinden oder diese völlig entfallen. Die Methode ist also nicht von einer möglichst genauen punktspezifischen Kapazitätsprognose abhängig. Aufgrund der Durchschnittsbildung und der diskriminierungsfreien Entgeltbildung unabhängig von der Typisierung von Ein- und Ausspeisepunkten wird das Mengenrisiko von allen (zukünftigen) Netznutzern gleichermaßen getragen.
- 340 Weitergehende Lösungen etwa in Form eines Systemwechsels zu einem Regulierungssystem mit Preisobergrenze (Art. 3 S. 2 Nr. 17 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460) sind im Rahmen der Bewertung der Referenzpreismethode anhand der Kriterien in Art. 7 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 nicht relevant. Bezogen auf das Regulierungskonto ist durch Art. 19 Abs. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zwingend vorgegeben, dass nur ein Regulierungskonto genutzt werden darf, so dass beispielsweise separate Regulierungskonten für die systemübergreifende und systeminterne Netznutzung ausgeschlossen wären. Verbleibenden Mengenrisiken wird durch eine möglichst genaue Prognose der gebuchten Kapazitäten durch die Fernleitungsnetzbetreiber entgegengewirkt. Die Güte der Prognose kann jedoch nicht abstrakt festgelegt werden.
- 341 Im Vergleich zur Referenzpreismethode der Briefmarke erfüllt die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 das Kriterium

nach Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 aufgrund der schlechteren Prognosegüte weniger gut. Die Methode führt zu punktspezifisch relativ stark voneinander abweichenden Entgelten und macht eine Prognose des Händlerverhaltens damit erheblich schwieriger als die Referenzpreismethode der Briefmarke. Tendenziell könnten sich also unter Umständen bei der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 höhere Beträge auf dem Regulierungskonto einstellen, was die Problematik der Abwälzung des Mengenrisikos auf Endkunden des Ein- und Ausspeisesystems erhöhen würde.

- 342 Die Nichtbepreisung der Biogas- und PtG-Einspeisung hat aufgrund der geringen monetären Bedeutung (siehe unter Abschnitt B.I.5.e)) keine Relevanz für das Mengenrisiko.
- 343 Somit lässt sich festhalten, dass die Referenzpreismethode der Briefmarke aufgrund der geringeren Anfälligkeit für Prognosefehler die Anforderungen des Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zumindest besser erfüllt als die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.
- 344 Im Rahmen der Konsultationen wurde an die Beschlusskammer die Befürchtung herangetragen, dass es zu einer generellen Abnahme der systemübergreifenden Netznutzung und damit tendenziell zu höheren Entgelten aufgrund des Entfalls entsprechender Kostenträger kommen könnte. Hierbei wurde jedoch lediglich das abstrakte Risiko der Verlagerung von Transitflüssen aufgezeigt. Konkrete Alternativrouten wurden nicht genannt. Ergänzend wurde vorgetragen, dass auch durch ein Ausweichen auf alternative Bezugsquellen wie LNG oder den Nachfragerückgang in Zielregionen ein Wegfall von systemübergreifenden Kapazitätsbuchungen stattfinden könnte. Auch vor diesem Hintergrund wurde die Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke vorgeschlagen.
- 345 Hierbei werden nach Ansicht der Beschlusskammer jedoch die Aspekte der Verursachungsgerechtigkeit und des Mengenrisikos vermengt. Auch eine absolut verursachungsgerechte Referenzpreismethode kann das aufgezeigte Mengenrisiko aufweisen. Maßnahmen, die das Mengenrisiko abmildern, können also, sofern sie gerechtfertigt sind, nicht verursachungsgerecht sein.
- 346 Ausgehend von dem bisherigen Vorbringen sieht die Beschlusskammer jedoch nach wie vor keinen Anlass dafür, dass sich das Mengenrisiko unmittelbar verwirklichen könnte. Im Rahmen der Konsultationen wurde ohnehin vorgetragen, dass sich das Mengenrisiko nicht abrupt mit der Anwendung der Referenzpreismethode der Briefmarke realisieren würde. Andere Marktteilnehmer führten aus, dass die angenommenen Preiselastizitäten bei Anwendung einer einheitlichen Briefmarke als Referenzpreismethode unrealistisch seien und dass auch bei den inländischen Netznutzern eine entsprechende Preiselastizität unterstellt werden könnte.

- 347 Eine konkrete ex ante Bewertung des Mengenrisikos und der Entwicklung der Gasflüsse in Europa ist zur Überzeugung der Beschlusskammer nicht zweifelsfrei möglich. Neben den angeführten Befürchtungen lassen andere Aspekte auch eine gesteigerte Nachfrage möglich erscheinen. Hierunter fallen insbesondere die Neubauprojekte zur North Stream 2 in Verbindung mit den entsprechenden Leitungen zum Abtransport der Mengen (EUGAL), die fortschreitenden Pläne zur Errichtung von LNG-Terminals in Deutschland und der Neubau von Gaskraftwerken im Rahmen der Energiewende.
- 348 Dennoch hat die Beschlusskammer die in Tenorziffer 10 festgelegte Berichtspflicht in diesen Beschluss aufgenommen. Mit Hilfe der Berichte wird die Beschlusskammer in die Lage versetzt, das Mengenrisiko nach Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ausgehend von den tatsächlichen Entwicklungen bewerten zu können. Die Entscheidung zur Referenzpreismethode sowie der weiteren in Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Punkte ergeht gemäß Art. 27 Abs. 5 S. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 in regelmäßigen Abständen. Bereits Anfang 2020 ist angesichts der sich abzeichnenden Zusammenlegung der Marktgebiete eine neue Entscheidung u.a. zur Referenzpreismethode erforderlich. Vor diesem Hintergrund können die Erkenntnisse aus den Berichten zeitnah in die erneute Festlegung unter Berücksichtigung der Entwicklungen der Buchungen eingearbeitet werden. Inwiefern dies zu erforderlichen Anpassungen bei der Referenzpreismethode führen wird, kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht abschließend entschieden werden.
- 349 Schließlich ist aufgrund der unterschiedlichen Preisentwicklungen in den Marktgebieten NetConnect Germany und GASPOOL und der teilweise nur geringen Rabattierung der systemübergreifenden Netznutzung fraglich, ob einem angenommenen Mengenrisiko mit der vorgeschlagenen Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke adäquat begegnet werden kann. Zudem zeigen die Vergleiche der Tarife der Jahre 2019 und 2020, dass es auch bei der bisher praktizierten separaten Preisbildung (deren Sachgerechtigkeit auch von Fernleitungsnetzbetreibern vorgetragen wird, die die netzpunkttypspezifische Briefmarke vorschlagen) zu erheblichen Schwankungen der Entgelte kommen kann (siehe hierzu Abschnitt B.I.5.b)(4)).
- 350 In den Stellungnahmen wurde auch auf die Möglichkeit erheblicher Schwankungen der Netzentgelte an Speicheranlagen hingewiesen. Diese würden sich allein aufgrund der Wetterverhältnisse einstellen. Dieser Umstand würde eintreten, sofern ein Ausgleich der Mehr- und Mindererlöse je Punkttyp erfolgt. Dies scheint zumindest ein vertretbarer Mechanismus zum Ausgleich der Mehr- und Mindererlöse über mehrere Entgeltperioden hinweg zu sein. Denn sofern mit der netzpunkttypspezifischen Briefmarke die Kosten auf Punkttypen allokiert werden, könnten auch die entsprechenden Mehr- und Mindererlöse nicht über alle Punkttypen, sondern je Punkttyp auszugleichen sein. Andernfalls käme es beispielsweise bei einem Buchungsrückgang an inländischen Punkten zu einer zukünftigen Belastung der

Kopplungspunkte mit Kosten, die gemäß dem Vorbringen zur netzpunkttypspezifischen Briefmarke zuvor sachgerecht auf die inländischen Punkte verteilt wurden. Dies zeigt, dass die netzpunkttypspezifische Briefmarke erheblich anfälliger für Entgeltschwankungen wäre als eine einheitliche Briefmarke bzw. bei einer gesamthaften Allokation der Mehr- und Mindererlöse die selbst aufgestellten Grundsätze der Zuordnung der Kosten durchbrochen werden müssten.

351 Aufgrund der aufgezeigten Erwägungen erachtet die Beschlusskammer die vorgeschlagene Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke im Hinblick auf das Mengenrisiko nicht als vorzugswürdig gegenüber der Referenzpreismethode der Briefmarke.

e) Art. 7 S. 2 lit. e der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

352 Gemäß Art. 7 S. 2 lit. e der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 soll die Referenzpreismethode darauf abzielen, zu gewährleisten, dass die resultierenden Referenzpreise den grenzüberschreitenden Handel nicht verzerren. Ergänzend hierzu regelt Art. 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009, dass die genehmigten Tarife bzw. die Methoden zu ihrer Berechnung den effizienten Gashandel fördern und Wettbewerb erleichtern müssen. Gemäß Art. 13 Abs. 2 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 dürfen durch die Tarife für den Netzzugang weder die Marktliquidität eingeschränkt noch der Handel über die Grenzen verschiedener Fernleitungsnetze hinweg verzerrt werden.

353 Vom Wortlaut ergeben sich für verschiedene Aspekte unterschiedliche Anforderungen an die Referenzpreismethode. Art. 7 S. 2 lit. e der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 lässt es genügen, dass die resultierenden Referenzpreise den grenzüberschreitenden Handel lediglich nicht verzerren. Diese Anforderung wird in Art. 13 Abs. 2 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 ebenfalls genannt, allerdings mit Bezug auf die Grenzen verschiedener Fernleitungsnetze. Während der grenzüberschreitende Handel gemäß Art. 7 S. 2 lit. e der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 im Kontext des Erdgasbinnenmarktes grenzüberschreitend im Sinne von mehrere Mitgliedsstaaten betreffend meint, ist Art. 13 Abs. 2 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 vom Wortlaut abweichend gefasst, da auf die Grenzen von Fernleitungsnetzen Bezug genommen wird. Letzteres kann vom Wortlaut nicht nur Grenzen zwischen Ein- und Ausspeisesystem innerhalb von Mitgliedsstaaten (wie Marktgebietsübergangspunkte zwischen den Marktgebieten NetConnect Germany und GASPOOL), sondern auch Grenzüberschreitung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb eines Ein- und Ausspeisesystems betreffen. In dem genannten europäischen Kontext ist jedoch davon auszugehen, dass nach der Einführung des Konzepts des Ein- und Ausspeisesystems hiermit der Handel über mehrere Ein- und Ausspeisesysteme hinweg gemeint ist, unabhängig davon, ob dabei die Grenze eines Mitgliedsstaates überschritten wird oder nicht. Bei der Bewertung nach Art. 7 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sollte es aus Gründen der Diskriminierungsfreiheit auch keinen Unterschied machen, ob Handel zwischen Ein- und Ausspeisesystemen einen oder mehrere

Mitgliedsstaaten betreffen; die Referenzpreismethode sollte diesbezüglich keine Differenzierungen treffen.

- 354 Letztlich sind diese Fragen von Ihrer tatsächlichen Bedeutung nicht ausschlaggebend, da, gemessen an den voraussichtlichen Kapazitätsbuchungen, der Anteil der prognostizierten Kapazitätsbuchungen an den innerdeutschen Marktgebietsgrenzen gemessen an den Gesamtbuchungen lediglich ca. 3 % beträgt.
- 355 Unter diesen Prämissen stellt sich also die Frage, ob durch die Referenzpreismethode und der damit einhergehenden Entgeltbildung an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten eine Verzerrung des Handels stattfindet. Letztlich läuft dies darauf hinaus, ob an diesen Punkten ein kostenverursachungsgerechter Tarif gebildet wird. Es wurde bereits dargelegt, dass die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke darauf abzielt, den bei der Erbringung der Fernleitungsdienstleistungen tatsächlich entstandenen Kosten unter Berücksichtigung der Komplexität des Fernleitungsnetzes Rechnung zu tragen, Art. 7 S. 2 lit. b der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Eine darüber hinausgehende Förderung des grenzüberschreitenden Handels durch eine Quersubventionierung zu Lasten der systeminternen Netznutzung ist nicht angebracht. In Ausnahmefällen mag dies eine gerechtfertigte und zulässige Quersubventionierung im Sinne von Art. 7 S. 2 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 darstellen, etwa im Fall der Festlegung von Multiplikatoren im Wertebereich zwischen 0 und 1 für Tages-Standardkapazitätsprodukte sowie untertägige Standardkapazitätsprodukte zur Förderung des kurzfristigen Handels in ausreichend begründeten Fällen, Art. 13 Abs. 1 lit. b S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Jedenfalls kann es aber nicht zwingend sein, eine Referenzpreismethode festzulegen, die durch Quersubventionierung den grenzüberschreitenden Gashandel fördert. Dies würde auch den Grundannahmen der Bewertung der Kostenzuweisung gemäß Art. 7 S. 2 lit. c i.V.m. Art. 5 Verordnung (EU) Nr. 2017/460 widersprechen, da eine exzessive Förderung des grenzüberschreitenden Handels stets zu einem rechtfertigungsbedürftigen Ergebnis der Bewertung führen würde (vgl. Art. 5 Abs. 6 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460).
- 356 Anhaltspunkte dafür, dass die Referenzpreismethode der Briefmarke den effizienten Gashandel nicht fördert und den Wettbewerb nicht erleichtert (Art. 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009), bestehen keine. Es handelt sich bei der festgelegten Referenzpreismethode um eine einfache, nachvollziehbare Methode, die den Netznutzern die Berechnung der Entgelte und die Prognose künftiger Entgelte erleichtert und die Transaktionskosten im Vergleich zu einer komplexeren Referenzpreismethode senkt. Gleiches gilt für eine etwaige Einschränkung der Marktliquidität gemäß Art. 13 Abs. 2 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009.
- 357 Im Zuge der eingereichten Berichte nach Tenorziffer 7 der Festlegung vom 19.07.2017 (BK9-17/609) führten Fernleitungsnetzbetreiber aus, dass bei einer Referenzpreismethode der Briefmarke eine Verzerrung des grenzüberschreitenden Handels nicht stattfindet. Schon heute

werde von fast allen Fernleitungsnetzbetreibern die Referenzpreismethode der Briefmarke angewandt, ohne dass derartige Verzerrungen erkennbar seien. Es bestehe eine hohe Konvergenz zwischen den Marktgebieten GASPOOL, NetConnect Germany sowie TTF einschließlich hoher Lastflüsse an den einzelnen Grenzen.

358 Schließlich kann für die Beurteilung, ob die Referenzpreismethode den grenzüberschreitenden Handel verzerrt, auch das Ergebnis der Bewertung der Kostenzuweisung herangezogen werden. Die Ergebnisse der Berechnungen nach Art. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 legen nahe, dass keine Benachteiligung der systemübergreifenden Netznutzung vorliegt.

359 Die Nichtbepreisung der Einspeisung von Biogas und Gas aus PtG-Anlagen führt dazu, dass sich die Entgelte an anderen Ein- und Ausspeisepunkten entsprechend erhöhen, wovon auch der grenzüberschreitende Handel tangiert wird. Aufgrund der jedenfalls im Fernleitungsnetz sehr niedrigen Anzahl von Biogas- und PtG-Anlagen und der vergleichsweise niedrigen Einspeisekapazitäten sind diese indirekten Auswirkungen monetär jedoch sehr gering und vernachlässigbar. Wie aus Anlage 2 i.V.m. mit dem indikativen Referenzpreis gemäß Anlage 1 ersichtlich handelt es sich hierbei um entgangene Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen in Höhe von 0,01 % der gesamten Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen. Zudem gibt es für das Einspeiseprivileg wie oben aufgeführt gewichtige Gründe, die diesen geringfügigen Effekt auf andere Sachverhalte rechtfertigen. Überdies steht das Einspeiseprivileg für Biogas in einem engen Zusammenhang mit der Biogasumlage, welche die Einspeisung zu einem beträchtlichen Teil finanziert, aber die Kopplungspunkte im Unterschied zu anderen Ausspeisepunkten gerade nicht belastet. Gäbe es diese Biogasumlage nicht, wären die Kosten dieser Einspeisepunkte als Teil der allgemeinen Netzkosten auf alle Punkte, also auch auf Kopplungspunkte zu verteilen. Aus dem Zusammenspiel von Biogasumlage und Einspeiseprivileg ergibt sich in Summe also nicht zwingend eine Schlechterstellung des grenzüberschreitenden Handels.

360 Die Beschlusskammer hat, ausgehend von den Angaben der Fernleitungsnetzbetreiber zu den punktspezifischen Referenzpreisen, gemäß der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz gemäß Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 und den Kapazitätsprognosen die sich voraussichtlich einstellenden Erlöse an den Einzelpunkten berechnet und aufbauend auf diesen Werten die Bewertung der Kostenzuweisung auch indikativ für die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz durchgeführt. Bei dieser Variante des Tests wurden allein die sich aus Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ergebenden Referenzpreise und die prognostizierten Kapazitäten herangezogen unter Außerachtlassung von Multiplikatoren und Abschlägen, um den reinen Effekt der Distanzgewichtung aufzuzeigen. Dabei wurde die Schwelle von 10 % gemäß Art. 5 Abs. 6 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 erheblich überschritten (siehe Anlag 2). Zwar floss bei dieser Betrachtung nicht der Kostentreiber der Distanz in die Bewertung ein. Diese Betrachtung zeigt aber dennoch deutlich, dass aufgrund der (wegen der geographischen Gegebenheiten

naheliegenden) größeren durchschnittlichen Distanzen bei der systemübergreifenden Netznutzung ebendiese Punkte bei der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz mit höheren Entgelten belastet werden. Darin muss noch keine Verzerrung des grenzüberschreitenden Handels liegen; wenn durch den pauschalen und unbedingten Ansatzes des Kostentreibers der Distanz tatsächlich eine höhere Kostenverursachungsgerechtigkeit gegeben wäre, was jedoch angesichts der Komplexität der Fernleitungsnetze zumindest zweifelhaft ist, siehe die Ausführungen unter Abschnitt B.I.5.b). Es besteht jedoch zumindest die Gefahr einer Verzerrung des grenzüberschreitenden Handels beim Ansatz der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz, so dass diese im Vergleich zur Referenzpreismethode der Briefmarke das Kriterium gemäß Art. 7 S. 2 lit. e der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 weniger gut erfüllt.

- 361 Dabei fallen die Erhöhungen im Vergleich zur Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz zum Teil erheblich aus. Insofern wird auf die Ausführungen unter Abschnitt B.I.6 verwiesen.
- 362 Hierbei hält die Beschlusskammer daran fest, die Bewertung der Kostenzuweisung ohne Distanz als Kostentreiber durchzuführen. Auch bei der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz könnten allein Aussagen zu außerhalb der Referenzpreismethode liegenden Sachverhalten wie Speicherrabatten etc. getroffen werden, sofern die Kostentreiber für die Kostenbewertung (hier die kapazitätsgewichtete durchschnittliche Distanz je Punkt) wie die Kapazitäten und Erlöse entsprechend Art. 5 Abs. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 gewichtet werden und ein kapazitätsgewichteter Entry-Exit-Split angesetzt wird. Bei einer anderen Gewichtung der Kostentreiber, beispielsweise an Einspeisepunkten getrennt nach der systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung, würden sich rechnerisch andere Ergebnisse ergeben. Hiermit würde allerdings lediglich zu Tage treten, dass Art. 5 und Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 unterschiedliche Berechnungen vorsehen. Mit anderen Worten würde bei der Bewertung der Kostenzuweisung schlicht festgestellt, dass Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 Einspeisepunkten einen jeweiligen Referenzpreis zuweist und bei der Buchung nicht differenziert wird, ob der Zweck der Buchung systemintern oder systemübergreifend ist (was in einem Ein- und Ausspeisesystem und der Buchung von frei zuordenbaren Kapazitäten auch gar nicht möglich ist).
- 363 Im Hinblick auf die vorgeschlagene Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke mag es sein, dass durch eine generelle Verteuerung der inländischen Ausspeisepunkte (im Vergleich zur einheitlichen Briefmarke) und der damit einhergehenden Entgeltminderung an Ausspeisepunkten zu benachbarten Ein- und Ausspeisesystemen der grenzüberschreitende Handel durch eine solche Subventionierung gefördert wird. Die damit einhergehenden Fragen mit Bezug zur Verursachungsgerechtigkeit, zur Diskriminierungsfreiheit und zum Mengenrisiko wurden bereits unter den Abschnitten B.I.5.b) bis B.I.5.d) erörtert. Diese

Erwägungen lassen wie aufgezeigt nicht den Schluss zu, dass eine Förderung des grenzüberschreitenden Handels angebracht ist. Außerdem ist betreffend das Marktgebiet GASPOOL ohnehin bei der vorgeschlagenen Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke kein eindeutiges Preissignal in dieser Hinsicht ersichtlich. So werden hier im Wesentlichen die Einspeisepunkte zu Lasten der inländischen Ausspeisepunkte verbilligt; von verbilligten Einspeisepunkten profitieren jedoch im Ergebnis alle Netznutzer (mit Ausnahme solcher, die sich lediglich am VHP eindecken). Die Referenzpreismethode der Briefmarke hingegen erfüllt genau die Kriterien in Art. 7 S. 2 lit. e der Verordnung (EU) Nr. 2017/460, da sie den grenzüberschreitenden Handel durch die Gleichbehandlung nicht verzerrt.

364 Schließlich erfolgt (wenn auch nicht im Rahmen der Referenzpreismethode, sondern im Rahmen der Systemdienstleistung der Marktraumumstellungsumlage) eine Entlastung des grenzüberschreitenden Handels durch das Entfallen der Marktraumumstellungsumlage an Kopplungspunkten. Auch wenn sich dieser Aspekt nicht aus der Referenzpreismethode ergibt, kann er bei deren Festsetzung aufgrund der nicht unerheblichen finanziellen Auswirkungen nicht völlig unberücksichtigt bleiben. Sofern also ein Vergleich mit den Entgelten 2019 erfolgt, müsste dabei auch berücksichtigt werden, dass in 2019 auf diese Entgelte an Kopplungspunkten noch eine Marktraumumstellungsumlage von 0,32 € pro kWh/h/a aufzuschlagen ist, während diese Umlage von indikativ 0,65 € pro kWh/h/a ab dem Jahr 2020 an Kopplungspunkten nicht mehr anfällt.

f) Zwischenergebnis für Art. 7 S. 2 lit. a bis e der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

365 In der Gesamtschau der Kriterien nach Art. 7 S. 2 lit. a bis e der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 erfüllt die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke alle Anforderungen und schneidet im Vergleich zur Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 besser ab. Eine etwaige geringere Kostenverursachungsgerechtigkeit durch Durchschnittsentgelte wird durch die weitaus höhere Transparenz und Prognosegüte ausgeglichen. Die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke gewährleistet in hohem Maße die Diskriminierungsfreiheit der Entgeltbildung. Auch der Zugang zum virtuellen Handlungspunkt wird durch die Referenzpreismethode der Briefmarke in sachgerechter Weise einheitlich bepreist, ohne dass hierzu eine Anpassung nach Art. 6 Abs. 4 lit. b der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 durchgeführt werden müsste. Wie erörtert sprechen auch keine durchschlagenden Gründe dafür, statt der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke die vorgeschlagene netzpunkttypspezifische Briefmarke festzulegen. Das etwaige Mengenrisiko wird durch die erörterte Berichtspflicht adäquat adressiert.

g) Art. 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009

366 Darüber hinaus ergeben sich aus dem Verweis gemäß Art. 7 S. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 auf Art. 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 weitere Kriterien zur Bewertung der Referenzpreismethode, die nicht bereits von Art. 7 S. 2 lit. a bis e der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 näher spezifiziert sind. Gemäß Art. 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 müssen die genehmigten Tarife bzw. die Methoden zu ihrer Berechnung nämlich auch der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen und Anreize für Investitionen und zur Aufrechterhaltung oder Herstellung der Interoperabilität der Fernleitungsnetze bieten.

367 Aus Sicht der Beschlusskammer kann insbesondere eine transparente und einfach nachvollziehbare Referenzpreismethode wie die einheitliche Briefmarke zur Interoperabilität der Fernleitungsnetze beitragen und leistet dies besser, als eine mit schwierigen Abstimmungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern zu berechnende Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Gerade die Entgeltbildung an virtuellen Kopplungspunkten nach Art. 22 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460, die einer Abstimmung zwischen den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern bedarf, wird durch eine ohnehin einheitliche Bepreisung erheblich erleichtert. Dies gilt insbesondere für den Fall, dass nur aufgrund der Beteiligung an Leitungsgesellschaften überhaupt mehrere Fernleitungsnetzbetreiber die entsprechenden Kopplungspunkte anbieten und es hier in der Vergangenheit zu Diskrepanzen zwischen den grundsätzlichen Kapazitätsrechten und den vermarkteten Kapazitäten gekommen ist. Auch die vorgeschlagene Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke mag dieses Kriterium erfüllen. Aspekte der Netzintegrität und der Anreize für Investitionen hingegen werden von einer abstrakten Referenzpreismethode aus Sicht der Beschlusskammer nicht berührt. Diese sind hinreichend durch die Regelungen der GasNEV und der ARegV adressiert.

h) Verhältnismäßigkeit der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke

368 Die festgelegte Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke, die gemäß Art. 10 Abs. 1 der Verordnung gemeinsam durch die Fernleitungsnetzbetreiber anzuwenden ist, ist auch verhältnismäßig.

369 Der legitime öffentliche Zweck der Referenzpreismethode ist nicht, wie teilweise angenommen, die Quersubventionierung eines Teils der Netznutzer, sondern die Festlegung einer insbesondere transparenten, verursachungsgerechten und diskriminierungsfreien Methode zur Ermittlung von Referenzpreisen. Wie ausführlich in den Abschnitten B.I.2, B.I.4, sowie B.I.5.a) bis B.I.5.g) dargelegt, ist die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke geeignet, diesen Anforderungen gerecht zu werden.

- 370 Andere Referenzpreismethoden, die diese Zwecke in gleichem Maße erfüllen, sind nicht gegeben, so dass die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke auch erforderlich ist. Soweit in Stellungnahmen auf den status quo einer separaten Entgeltbildung verwiesen wird, ist dieser Zustand aufgrund eines fehlenden Ausgleichsmechanismus bereits rechtlich unzulässig (siehe hierzu Abschnitte B.I.5.b)(3) und B.I.5.b)(4)). Die Festlegung eines Ausgleichsmechanismus bei Anwendung einer separat anzuwendenden Referenzpreismethode ist nicht Gegenstand dieses Beschlusses und wäre wie unter Abschnitt B.I.5.b)(1) dargelegt mit erheblichen rechtlichen und tatsächlichen Schwierigkeiten verbunden. Zudem wäre nicht auszuschließen, dass ein solcher Ausgleichsmechanismus zu vergleichbaren Ausgleichszahlungen wie bei einer gemeinsam anzuwendenden Referenzpreismethode führen würde. Andere Referenzpreismethoden wie z.B. die vorgeschlagene netzpunkttypspezifische Briefmarke werden den Anforderungen, wie dargelegt, nicht in gleichem Umfang gerecht. Außerdem leidet die Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke in dem vorliegenden Verfahren an der verspäteten und unvollständigen Einbringung in das Konsultationsverfahren, welches im Übrigen von der Beschlusskammer mit großzügigen Vorlaufzeiten und Fristen zu Stellungnahmen versehen wurde.
- 371 Die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke stellt sich auch als angemessen dar. Sofern sie zu Mehr- und Mindererlösen bei bestimmten Fernleitungsnetzbetreibern führt und dies entsprechende Ausgleichszahlungen zur Folge hat, ist dies in einem Ein- und Ausspeisesystem mit mehreren Fernleitungsnetzbetreibern systemimmanent. Bei jedweder Referenzpreismethode wird es in dieser Konstellation Zahler und Empfänger geben. Das würde uneingeschränkt auch für die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz sowie für die Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke gelten. An diesem Kriterium ist eine Referenzpreismethode nach Art. 7 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 jedoch nicht zu messen, sondern an der Frage, ob die Methode für das Gesamtsystem transparent, verursachungsgerecht und diskriminierungsfrei ist. Diese Kriterien werden jedoch nicht per se dadurch erfüllt, dass eine Referenzpreismethode mit dem Ziel minimaler Ausgleichszahlungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern festgelegt wird. So kann es im Ergebnis auch nicht darauf ankommen, welche Fernleitungsnetzbetreiber Minder- und welche Fernleitungsnetzbetreiber Mehrerlöse nach der gemeinsamen Anwendung einer Referenzpreismethode erzielen, sofern ebendiese Methode für das konkrete Ein- und Ausspeisesystem transparent, verursachungsgerecht und diskriminierungsfrei ist. Es mag sein, dass bei der Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke die Mehrerlöse bei manchen Fernleitungsnetzbetreibern geringer ausfallen und dementsprechend geringere Ausgleichszahlungen von diesen zu leisten sind. Dieser Umstand bedeutet jedoch spiegelbildlich, dass andere Fernleitungsnetzbetreiber bei dieser Methode im Vergleich zu einer einheitlichen Briefmarke zusätzlich belastet werden. Von einer konkreten Belastung lässt sich zudem kaum sprechen, da unabhängig von der Referenzpreismethode jeder

Fernleitungsnetzbetreiber seine Erlösobergrenze erwirtschaften darf. Etwaige zusätzliche Risiken aufgrund der Pflicht, Mehrerlöse im Vergleich zum bisherigen status quo zu erwirtschaften, sind durch die Festlegung eines wirksamen Ausgleichsmechanismus nach Art. 10 Abs. 3 S.1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 abgebildet.

372 Im Übrigen ist rechtlich durch die Vorschriften der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zwingend vorgesehen, dass konkrete behördliche Vorgaben zur Bestimmung der Entgelte für Fernleitungs- und Systemdienstleistungen ergehen. Insofern ist die Freiheit der Fernleitungsnetzbetreiber, die in Ihrem Eigentum stehende Infrastruktur zu nutzen (Art. 14 Abs. 1 GG) und Entgelte für ihre Leistungen vorzusehen (Art. 12 Abs. 1 S. 2 GG), ohnehin nicht mehr vorgesehen. Da diese Vorgaben transparent, verursachungsgerecht und diskriminierungsfrei ausgestaltet sind, erachtet die Beschlusskammer die Vorgaben als angemessen.

6. Vergleich mit der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz einschließlich der indikativen Referenzpreise gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer vi) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

373 Gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer vi) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ist neben dem methodischen Vergleich der vorgesehenen Referenzpreismethode mit der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ein Vergleich der jeweiligen indikativen Referenzpreise vorgesehen, Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer iii) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.

374 Anlage 3 weist die punktspezifischen Referenzpreise gemäß der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 aus (nach der Anpassung nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460). Die sich bei der Referenzpreismethode der Briefmarke ergebenden Referenzpreise sind ebenso in Anlage 3 ausgewiesen. Der Ausweis erfolgt jeweils vor und nach der Anpassung gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Zusätzlich sind in Anlage 2 je Art von Punkt die durchschnittlichen Referenzpreise bei der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz (gewichtet mit der prognostizierten kontrahierten Kapazität) sowie die relativen Preisdifferenzen im Vergleich zur Referenzpreismethode der Briefmarke ausgewiesen. Änderungen zur vorgesehenen Referenzpreismethode ergeben sich nicht nur aus der Berücksichtigung der Distanz, sondern auch aufgrund des Entry-Exit-Splits von 50/50 gemäß Art. 8 Abs. 1 lit. e der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Die einzelnen Preisdifferenzen können Anlage 3 entnommen werden, insbesondere in Bezug auf die Preisdifferenzen an Kopplungspunkten.

375 Zusätzlich hat die Beschlusskammer eine Anpassung im Hinblick auf den Entry-Exit-Split vorgenommen und näherungsweise Referenzpreise gemäß der Referenzpreismethode der

kapazitätsgewichteten Distanz berechnet, die sich bei einem Entry-Exit-Split gemäß der einheitlichen Briefmarke ergeben würde. Diese sind ebenso in der Anlage 2 ausgewiesen.

- 376 Sofern die Berechnungen der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz durch die Fernleitungsnetzbetreiber mit einem Speicherrabatt von 50 % erfolgte, würde eine Anpassung des Rabattes auf 75 % lediglich zu insgesamt höheren Referenzpreisen auch an Kopplungspunkte führen.
- 377 Bei der Auswertung der Differenzen tritt deutlich zu Tage, dass eine Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz zu einer Preissteigerung an Kopplungspunkten führt. Dies gilt auch bei einer Berechnung mit einem angepassten Entry-Exit-Split. Vor diesem Hintergrund stellt die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke im Vergleich zur in der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 vorgesehenen Referenzpreismethode bereits eine Privilegierung der Kopplungspunkte dar.
- 378 So müssten im Marktgebiet NetConnect Germany für die Buchung an Kopplungspunkten (Ein- und Ausspeisung) bei der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz mit einem angepassten Entry-Exit-Split durchschnittlich 9,27 € pro kWh/h/a berechnet werden (statt 8,42 € pro kWh/h/a gemäß einer einheitlichen Briefmarke). Für das Marktgebiet GASPOOL wären durchschnittlich 6,63 € pro kWh/h/a statt 6,53 € pro kWh/h/a zu entrichten.
- 379 Konkret ergäbe sich beispielsweise bei der MEGAL im Fall einer Einspeisung an der Grenze zu Tschechien und einer Ausspeisung nach Frankreich ein Referenzpreis bei einer einheitlichen Briefmarke von zweimal 4,21 € pro kWh/h/a, also 8,42 € pro kWh/h/a. Beim Ansatz der kapazitätsgewichteten Distanz ergäbe sich ein Referenzpreis von insgesamt 9,29 € pro kWh/h/a bei einem Entry-Exit-Split von 50/50 bzw. näherungsweise 8,40 € pro kWh/h/a bei einem Entry-Exit-Split entsprechend der einheitlichen Briefmarke. Dies verdeutlicht, dass bei Berücksichtigung der Distanz als Kostentreiber die Tarife an sogenannten Transitleitungen steigen bzw. im Bereich eines Briefmarkenentgelts liegen können.

7. Zulässige Erlöse, Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sowie Kennzahlen für die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. b der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

- 380 Thematisch im Zusammenhang mit der gemäß Tenorziffer 1 festgelegten Referenzpreismethode sind die Anforderungen von Art. 26 Abs. 1 lit. b i.V.m. Art. 30 Abs. 1 lit. b Ziffern i, iv und v der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zu sehen. Hiernach sind die indikativen Informationen zu den zulässigen Erlösen der Fernleitungsnetzbetreiber, davon die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sowie Kennzahlen für die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen (hier relevant nur der Entry-Exit-Split und die Aufteilung nach systeminterner / systemübergreifender Netznutzung gemäß Art. 30 Abs. 1 lit. b Ziffer v Unterziffern 2 und 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460) zu veröffentlichen. Diese indikativen Informationen sind in

Anlage 1 ausgewiesen. Nach Auffassung der Beschlusskammer wurde durch die Fernleitungsnetzbetreiber eine angemessene Schätzung unter Einbeziehung aller zu diesem Zeitpunkt vorhandener und gesicherter Erkenntnisse vorgenommen. Durch die Bildung von Kostenstellen wurden davon die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen bestimmt. Auch bei dieser Abschätzung durch die Fernleitungsnetzbetreiber haben sich nach Auffassung der Beschlusskammer keine Beanstandungen ergeben. Die Kennzahlen gemäß Art. 30 Abs. 1 lit. b Ziffer v Unterziffern 2 und 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sind in Anlage 1 ausgewiesen. Der Entry-Exit-Split stellt eine konsequente Gewichtung der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen auf die Ein- und Ausspeisepunkte anhand der prognostizierten Kapazitäten dar. Da die Höhe der Kapazitätsbuchung dabei grundsätzlich als Indikator für die Inanspruchnahme der entscheidenden Kostentreibergröße und somit der Höhe der mit ihr verbundenen Kosten zu werten ist, reflektiert der (indirekt) festgelegte kapazitätsgewichtete Entry-Exit-Split die der Ein- und Ausspeiseseite sach- und verursachungsgerecht zuzuordnenden Kosten bzw. Erlöse.

381 Alternativ hierzu könnte der Entry-Exit-Split ex ante mit einem fixen Wert festgelegt werden. Eine solche Festlegung hat jedoch stets einen pauschalierenden Charakter, da eine konkrete Kostenzuordnung auf die Ein- und Ausspeiseseite nicht möglich ist. Sofern typisierende Annahmen getroffen werden, dass beispielsweise Kosten auf die Ausspeisepunkte verlagert werden müssten, da diese tendenziell günstiger seien als Einspeisepunkte, wird dem auch der implizit festgelegte kapazitätsgewichtete Entry-Exit-Split bei der Buchungssituation in den deutschen Marktgebieten gerecht. Er führt auch insofern zu einer Entlastung der Einspeisepunkte und der damit angenommenen erhöhten Liquidität am virtuellen Handlungspunkt. Durchschlagende, substantiierte Anhaltspunkte für einen abweichenden Entry-Exit-Split wurden im Rahmen der Konsultationen nicht vorgetragen. Eine Kapazitätsgewichtung stellt hingegen einen objektiven und transparenten Maßstab dar.

8. Vereinfachtes Entgeltmodell gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. d der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

382 Gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. d i.V.m. Art. 30 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ist indikativ ein vereinfachtes Entgeltmodell zu konsultieren.

383 Was die Vorgaben gemäß Art. 30 Abs. 2 lit. a Ziffer ii sowie lit. b der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 betrifft, hat die Beschlusskammer in Anlage 4 ein vereinfachtes Entgeltmodell zur Verfügung gestellt, mit dem die Entwicklung der Fernleitungsentgelte für den restlichen Zeitraum der dritten Regulierungsperiode abgeschätzt werden kann. Dabei wird die spätestens zum 01.04.2022 zu erfolgende Marktgebietszusammenlegung der beiden Marktgebiete gemäß § 21 Abs. 1 S. 2 GasNZV vereinfacht simuliert, indem die Kapazitäten an Marktgebietsübergangspunkten bei der Berechnung der Referenzpreise außer Acht gelassen

werden. Die Entwicklung der sonstigen Kapazitäten aufgrund der Marktgebietszusammenlegung und sonstiger Umstände ist für die Beschlusskammer zu diesem Zeitpunkt nicht abzuschätzen. Indikativ sind auch Referenzpreise bei getrennten Marktgebieten ausgewiesen. Nähere Annahmen zur Entwicklung der Kapazitäten und der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen bis auf den Verbraucherpreisgesamtindex (§ 8 ARegV) und den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (§ 9 ARegV) fließen in das Entgeltmodell nicht ein. Derartige Prognosen für das Jahr 2021 wären zum jetzigen Zeitpunkt zu sehr getrieben von Annahmen und damit kein hilfreicher Indikator für die Entwicklung der Entgelte. Die Beschlusskammer erachtet es als ausreichend, dass die Fernleitungsnetzbetreiber ab dem Entgeltjahr 2020 Prognosen aufstellen werden und dabei die erfolgte Umsetzung der Vorgaben der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 in die Prognosen einbeziehen. Annahmen über die Entwicklung der relevanten Erlösobergrenzen und Kapazitäten können im Modell vom jeweiligen Anwender getroffen werden.

384 In der Anlage 3 werden zudem die für das Entgeltjahr 2019 gültigen Referenzpreise ausgewiesen. Diese beruhen auf individuellen Berechnungen der Fernleitungsnetzbetreiber und basieren auf nicht unbedingt einheitlichen Referenzpreismethoden.

II. Speicherrabatte gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer ii) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (Ziffer 2 des Tenors)

385 Die Entscheidung gemäß Ziffer 2 des Tenors beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 27 Abs. 4 S. 1, Art. 26 Abs. 1 lit. a und Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 schreibt vor, dass auf kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speichieranlagen ein Abschlag in Höhe von mindestens 50 % angewandt wird, sofern und soweit eine Speicheranlage, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilnetz verbunden ist, nicht als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt wird. Der Rabatt wird durch die Verordnung nach oben nicht begrenzt; vorgegeben ist nur, dass es einen Mindestrabatt in Höhe von 50 % geben muss. Vorgegeben ist daneben, dass der Rabatt nur unter einer Bedingung angewandt werden darf: Wird eine Speicheranlage, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilnetz verbunden ist, als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt, darf insoweit ein Rabatt nicht zur Anwendung gelangen. Ausweislich des Erwägungsgrunds 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 können Speichieranlagen einen allgemeinen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemflexibilität in Fernleitungsnetzen leisten. Diesem Umstand soll in Form eines Abschlags auf das Fernleitungsentgelt Rechnung getragen werden. Außerdem soll – wohl im Interesse einer verursachungsgerechten Entgeltfestsetzung – eine doppelte Entgelterhebung für die Fernleitung von und zu Speichieranlagen vermieden werden.

- 386 Diese Erwägungen sind zutreffend und bei der Festlegung des bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen anzuwendenden Rabatts von besonderer Bedeutung. Tatsächlich leisten Speicheranlagen hinsichtlich Versorgungssicherheit und Systemflexibilität einen beachtlichen Beitrag. In bestimmten Bedarfs- oder Knappheitssituationen, etwa bei kalten Temperaturen oder in Wintermonaten, können durch Speicheranlagen Gasengpässe ausgeglichen werden. Durch einen in der Speicheranlage angelegten Gasvorrat kann dem Netz Gas zur Verfügung gestellt werden, wenn der Bedarf hoch ist und anderweitig möglicherweise nicht gedeckt werden kann. Insoweit kann eine Speicheranlage in bestimmtem Umfang eine netzersetzende Funktion einnehmen. Ebenso spielen Speicheranlagen eine wichtige Rolle bei der Bereithaltung von Regelenergie.
- 387 Daneben ist es jedenfalls auch unter dem Aspekt der verursachungsgerechten Entgeltfestsetzung sachgerecht, die Entgelte an Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen zwingend mit einem Rabatt zu versehen. Für die Kapazität, die in die Speicheranlage ein- und später wieder aus der Speicheranlage ausgespeist wird, wird bereits ein Einspeiseentgelt bei der Einspeisung in das Fernleitungsnetz sowie ein Ausspeiseentgelt für die Ausspeisung beim Endkunden, beim Marktgebietswechsel oder beim Transit berechnet. Speicheranlagennutzer werden damit an den Kosten der Transportinfrastruktur bereits beteiligt. Durch ein zusätzliches vollständiges Ein- und Ausspeiseentgelt an Speicheranlagen käme es faktisch zu einer nach den Erwägungen der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zu vermeidenden Doppelbelastung; es fielen insgesamt doppelt so hohe Entgelte an, obwohl die Ein- und Ausspeicherung für den Netzbetreiber in der Regel nicht zu doppelten Kosten führt und das Netz nicht doppelt belastet.
- 388 Kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte sind daher bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen mit einem Rabatt in Höhe von 75 % zu versehen, sofern und soweit eine Speicheranlage, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden ist, nicht als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt wird. Dieser Rabatt ist auf das Entgelt für das jeweilige gebuchte Kapazitätsprodukt anzuwenden. Welches Entgelt als Grundlage für die Rabattierung heranzuziehen ist, richtet sich also danach, ob ein festes, eine unterbrechbares oder ein mit einer Bedingung verbundenes Kapazitätsprodukt gebucht werden soll.
- 389 Dabei erachtet die Beschlusskammer einen Rabatt in Höhe von 75 % für sachgerecht. Von Seiten einiger Marktteilnehmer wird oftmals ein noch höherer Rabatt bis hin zu einem Rabatt in Höhe von 100 % und damit einer vollständigen Entgeltbefreiung bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen angeregt. Die Netzbetreiber setzen dagegen mehrheitlich – und in Übereinstimmung mit den vormals insoweit geltenden nationalen Vorgaben durch den Beschluss vom 24.03.2015, Az. BK9-14/608 – einen Rabatt in Höhe von 50% an. Mit der festgesetzten Rabattierung in Höhe von 75 % wird nach Auffassung der Beschlusskammer indes der in der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 geforderten Verursachungsgerechtigkeit der Entgeltbildung an Speicheranschlussspunkten Rechnung getragen und gleichzeitig der

allgemeine Beitrag der Speicheranlagen zur Versorgungssicherheit und Systemflexibilität angemessen abgebildet. Damit werden die Ein- und Ausspeisenentgelte an Speicheranlagen um einen beträchtlichen Betrag verringert, der nach Auffassung der Beschlusskammer nicht nur den durch Speicheranlagen geleisteten Beitrag zur Versorgungssicherheit reflektiert, sondern gleichzeitig auch zu einer die Versorgungssicherheit unterstützenden, weiteren Attraktivitätssteigerung der Speicheranlagenutzung führt. Darüber hinaus werden mit dem festgelegten Rabatt aus Sicht der Beschlusskammer angemessen die Kosten berücksichtigt, die in einem Netz bei einem Transport unter Speicheranlagenutzung entstehen. Einerseits wird dem Umstand Rechnung getragen, dass eine doppelte Entgelterhebung nicht gerechtfertigt wäre. Andererseits wird aber auch berücksichtigt, dass bei einem Gastransport unter Nutzung einer Speicheranlage die Netzinfrastruktur in der Regel durchaus zusätzlich belastet wird, sodass eine vollständige Entgeltbefreiung mittels eines Rabatts in Höhe von 100 % nicht in Betracht kommt. Denn andernfalls wären die bei diesem Transport entstehenden Kosten mittelbar stets über alle Netznutzer zu tragen und würden in keiner Weise bei demjenigen allokiert, der die Netznutzung insoweit veranlasst hat oder davon profitiert. Schließlich wird durch den Rabatt in Höhe von 75 % ein Ausgleich der widerstreitenden Interessen – einerseits die Forderungen mancher Marktteilnehmer nach einem höheren Rabatt von bis zu 100 % und andererseits die Forderung nach einer Beschränkung auf den angeordneten Mindestrabatt von 50 % – hergestellt.

- 390 Kapazitätsbuchungen an Anschlusspunkten an Speicheranlagen, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden sind, sind nur dann mit dem Rabatt zu versehen, wenn gegenüber dem Netzbetreiber nachgewiesen wurde, dass von dem jeweiligen Nutzer bei der konkreten Nutzung (also im Fall einer Kapazitätsbuchung, nicht generell auf Ebene der Speicheranlage) die Speicheranlage nicht zu einem rabattierten Marktgebietswechsel, einem rabattierten Grenzübergang oder für Gastauschgeschäfte innerhalb der Speicheranlage („Swapgeschäfte“) mit einem nachfolgenden rabattierten Marktgebietswechsel oder rabattierten Grenzübergang genutzt werden kann. Dies folgt aus der Vorgabe in Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460, nach der ein Rabatt auf Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen nur dann zu gewähren ist, sofern und soweit eine Speicheranlage nicht als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt wird. Wie Erwägungsgrund 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zu entnehmen ist, ist Hintergrund für diese Vorgabe das Diskriminierungspotenzial, das bei solchen Speicheranlagen bei einer Anwendung rabattierter Ein- und Ausspeiseentgelte darin besteht, dass sie wie ein Kopplungspunkt genutzt werden können, diese Nutzung bei Anwendung des Rabatts aber rabattiert wäre. Netznutzer, die einen normalen Kopplungspunkt ohne einen Rabatt buchen (müssen), würden mithin benachteiligt, da sie für einen Marktgebietswechsel oder einen Grenzübergang an einem Kopplungspunkt ein höheres Fernleitungsentgelt zu entrichten hätten, als der Netznutzer, der die Speicheranlage als „rabattierten“ Kopplungspunkt nutzt.

391 Um sicher auszuschließen, dass die Speicheranlage, an der ein rabattiertes Fernleitungsentgelt festgesetzt wird, als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt werden kann, und dass es insoweit zu Diskriminierungen von bestimmten Netznutzern kommt, bestünde die Möglichkeit, die Fernleitungsentgelte an den Ein- und Ausspeisepunkten an solchen Speicheranlagen gänzlich von der Rabattierung auszunehmen, sie also ohne jeden Rabatt festzusetzen. Dies widerspräche nach Auffassung der Beschlusskammer jedoch dem in der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zum Ausdruck kommenden Willen, Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen generell zu rabattieren, und ließe den auch durch Speicheranlagen, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden sind, unbestreitbar geleisteten Beitrag zur Versorgungssicherheit und zur Systemflexibilität unberücksichtigt. Ein ausnahmsloses Verbot der Rabattierung der Kapazitätsentgelte an diesen Speicheranlagen ist daher nicht sachgerecht. Daher erscheint es der Beschlusskammer angezeigt, die zwingende Anwendung des Rabatts in Höhe von 75 % auf die Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an diesen Speicheranlagen unter Bedingungen zuzulassen. Danach ist die Anwendung dieses Rabatts dann vorzuschreiben, wenn dem Netzbetreiber im jeweiligen Einzelfall dargelegt wurde, dass die Speicheranlage – etwa aufgrund vertraglicher Verbote – in dem konkreten Fall (also im Fall dieser Kapazitätsbuchung, nicht generell auf Ebene der Speicheranlage) nicht als „rabattierter“ Kopplungspunkt genutzt wird. Dies ist vom Speicherbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber nachzuweisen. In den Fällen, in denen dieser Nachweis nicht gelingt, ist das nach der Referenzpreismethode ermittelte Entgelt ohne die Gewährung eines Rabatts anzusetzen. Ebenfalls ist das nach der Referenzpreismethode ermittelte Entgelt ohne die Gewährung eines Rabatts anzusetzen, wenn in dem entsprechenden Buchungsfall die Speicheranlage von vornherein als Kopplungspunkt genutzt werden können soll. An Speicheranlagen, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden sind, gibt es demnach in jeder Buchungssituation eines Netz- und Speichernutzers nur zwei Alternativen: Erstens kann die Speicheranlage vom Netz- und Speichernutzer wie eine Speicheranlage ohne die Möglichkeit einer Nutzung als Kopplungspunkt genutzt werden; in diesem Fall ist eine Ausspeisung und Einspeisung der mit der entsprechenden Kapazität eingespeicherten Gasmengen nur innerhalb Deutschlands und innerhalb desselben Marktgebiets möglich; in diesen Fällen ist auf das Fernleitungsentgelt ein Rabatt in Höhe von 75 % anzuwenden. Zweitens kann die Speicheranlage vom Netz- und Speichernutzer als Kopplungspunkt genutzt werden; dann ist eine Ausspeisung und Einspeisung der mit der entsprechenden Kapazität eingespeicherten Gasmengen auch in andere Marktgebiete oder Nachbarstaaten möglich; in diesen Fällen ist ein Rabatt jedoch nicht anzuwenden. Die Zuordnung einer Speicheranlage insgesamt zu diesen Alternativen ist nicht erforderlich, vielmehr ist eine differenzierte Betrachtung auf Ebene der jeweiligen Buchung durchzuführen.

- 392 Rabattiert und nicht rabattiert eingespeicherte Gasmengen stehen an allen Speichern, also an solchen, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden sind und an solchen, die nur mit einem Fernleitungsnetz verbunden sind, uneingeschränkt zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in den entsprechenden Marktgebieten zur Verfügung. Während dies in der Vergangenheit bei rabattiert eingespeicherten Mengen zum hierzu gegebenenfalls erforderlichen Marktgebietsübertritt eines Umbuchungsentgelts bedurft hätte, ist nunmehr in dieser Konstellation die Buchung einer rabattierten Einspeisekapazität in das ursprüngliche Marktgebiet und einer Kapazität zum Marktgebietsübertritt erforderlich.
- 393 Anstelle solcher Buchungen kann auf Antrag des Transportkunden durch den betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber auch eine Fakturierung der entsprechenden Entgelte erfolgen. Da das Gas ohnehin im Speicher verbleibt bzw. lediglich in das angrenzende Marktgebiet ausgespeichert werden soll, sind entsprechende Buchungen von realen Kapazitäten regulatorisch nicht erforderlich. Sofern ein Netz- und Speichernutzer zur Ausspeicherung rabattiert eingespeicherter Mengen in das gleiche Marktgebiet eine unrabattierte Kapazität verwenden möchte, steht ihm dies frei. Ein Zwang zur Neubuchung einer rabattierten Kapazität ist nicht sachgerecht.
- 394 Sollten unrabattiert eingespeicherte Mengen nachweislich wieder in das ursprüngliche Marktgebiet eingespeist werden, kann hierzu eine rabattierte Einspeisekapazität verwendet werden. In diesen Fällen wird die Speicheranlage bei der Ausspeicherung nicht als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt, so dass die Ausnahmeregelung in Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zum grundsätzlich zu gewährenden Rabatt an Speicheranlagen für die Einspeisekapazität nicht greift. Mit der unrabattierten Ausspeisekapazität und der entsprechenden Zuordnung der Mengen wurde hingegen vom einspeichernden Netz- und Speichernutzer die volle Flexibilität der potentiellen Nutzung des Speichers auch als Alternative zu einem Kopplungspunkt erworben und ist entsprechend unrabattiert zu bepreisen. Eine nachträgliche Rabattierung der zur Einspeicherung dieser Mengen genutzten Ausspeisekapazität kommt damit nicht in Betracht. Dies gilt sowohl für den Fall, dass zwischen der Ein- und Ausspeicherung (gegebenenfalls mehrfacher) Handel der Gasmengen stattfindet, als auch für den Fall, dass die Mengen beim einspeichernden Netz- und Speichernutzer verbleiben. In diesen Fällen verbleibt es einerseits bezogen auf die Einspeicherung bei einer unrabattierten Ausspeisekapazität, mit der die volle Flexibilität erworben wurde, und andererseits bei der Ausspeicherung bei der Möglichkeit der Nutzung einer rabattierten Einspeisekapazität in das ursprüngliche Marktgebiet, bei deren Inanspruchnahme keine Nutzung als Alternative zu einem Kopplungspunkt erfolgt. Es sind also die Buchungen der Aus- und Einspeisekapazitäten und die damit verbundene Ein- und Ausspeicherung isoliert zu betrachten. Es ist nicht sachgerecht, dem Erwerber bzw. Inhaber der Mengen den Rabatt für die Einspeisekapazität zu verwehren, sofern ein Marktgebietsübertritt nicht stattfindet. Sachgerecht ist es hingegen, bei der Ausspeisekapazität keinen Rabatt anzusetzen, da der Erwerb der

Flexibilität zu bepreisen ist. Ob also eine Nutzung oder Nichtnutzung als Alternative zu einem Kopplungspunkt besteht, bestimmt der Netznutzer bei der Buchung der entsprechenden Kapazitäten.

- 395 Anders als noch nach den vormals insoweit geltenden nationalen Vorgaben durch den Beschluss vom 24.03.2015, Az. BK9-14/608, gibt es keine Möglichkeit mehr, mittels des dort sog. Umbuchungsentgelts eine durch einen rabattierten Marktgebiets- oder Grenzübergang eintretende Diskriminierung – möglicherweise erst ex post – auszugleichen. Unabhängig davon, dass diese Möglichkeit der Umbuchung unter dem Regime der Beschlusses vom 24.03.2015, Az. BK9-14/608 nach den Erkenntnissen der Beschlusskammer kaum genutzt wurde, sieht Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 die Vermeidung oder den Ausgleich einer solchen Diskriminierung mittels eines zusätzlich zum Fernleitungsentgelt erhobenen Entgelts nicht vor. Dies lässt sich der Historie der Verordnung entnehmen: Ursprünglich war in Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eine Formulierung vorgesehen, nach der bei der Festsetzung der Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden sind, die Festlegung einer Rabattierung unter Berücksichtigung einer Transfergebühr möglich sein sollte. Diese Formulierung wurde jedoch gestrichen und durch die nunmehr geltende Fassung ersetzt, in der von einer solchen Gebühr keine Rede mehr ist; dies belegt, dass ein entsprechender Mechanismus in der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 nicht vorgesehen ist. Ebenfalls spricht die Formulierung in Erwägungsgrund 4 der Verordnung, nach der diese Mechanismen zur Vermeidung einer Diskriminierung enthalten soll, dafür, dass jedwede Diskriminierung von vornherein vermieden und nicht erst ex post durch bestimmte Werkzeuge ausgeglichen werden soll.
- 396 Es kann vorkommen, dass Netz- und Speichernutzer Gasmengen in Speichern einem Rabattkonto unter der Annahme zugeordnet haben, dass diese Mengen bei Entrichtung eines Umbuchungsentgeltes flexibel eingesetzt werden können. Aufgrund des Entfalls des Umbuchungsentgelts wird diese Option jedoch aus rechtlichen Gründen nicht mehr in der erwarteten Art und Weise bestehen. Wegen dieser Änderung des Regimes sieht es die Beschlusskammer als sachgerecht an, dass einmalig zum 01.01.2020 diese Mengen einem unrabattierten Konto zugewiesen werden können.
- 397 Andere ganzjährige Rabatte als der einheitliche Rabatt in Höhe von 75 % für Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen sind nicht zulässig. Soweit die Verordnung (EU) Nr. 2017/460 die Anwendung saisonaler Faktoren regelt, betrifft dies nur Kopplungspunkte. Aus rechtlicher Sicht gibt es nach der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 mangels Ermächtigungsgrundlage keine Möglichkeit, basierend auf dieser saisonale Faktoren an Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen zu regeln. Dementsprechend soll die Anwendung oder Nichtanwendung saisonaler Faktoren an anderen Punkten als

Kopplungspunkten durch die auf nationalem Recht gestützte Festlegung BEATE 2.0 (BK9-18/608) erfolgen. Soweit nach nationalem Recht oder darauf basierenden Festlegungen die Anwendung saisonaler Faktoren zulässig ist, steht Tenorziffer 2 dieser Festlegung dem nicht entgegen. Denn aus Sicht der Beschlusskammer stellen saisonale Faktoren keine Rabatte im Sinne dieser Festlegung dar.

III. Bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte gemäß Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sowie Benchmarking nach Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (Ziffer 3 des Tenors)

398 Die Entscheidung gemäß Ziffer 3 des Tenors ergeht auf Grundlage von § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m Art. 4 Abs. 2, Art. 6 Abs. 4 lit. a sowie Art. 7 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 i.V.m Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009.

a) Bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte gemäß Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

399 Nach Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 können bei der Festsetzung der Fernleitungsentgelte die Bedingungen für verbindliche Produkte berücksichtigt werden. Weitere Vorgaben enthält Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 nicht. Maßstäbe für eine festzulegende Rabattierung lassen sich jedoch aus Art. 7 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 i. V. m Art. 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 entnehmen. Danach müssen die Fernleitungsentgelte u. a. diskriminierungsfrei sein und daneben einen effizienten Gashandel und Wettbewerb erleichtern, während gleichzeitig unzulässige Quersubventionen zwischen Netznutzern vermieden werden. Aus diesen allgemeinen Vorgaben ergibt sich, dass die Rabattierung der Entgelte für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte – ebenso wie Entgelte für verbindliche und unterbrechbare Standardkapazitätsprodukte – insgesamt sachgerecht ausgestaltet sein muss.

400 Die Entgelte für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte mit Ausnahme der Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen dürfen unter Berücksichtigung dieser Sachgerechtigkeitserwägungen, insbesondere im Hinblick auf das Verbot unzulässiger Quersubventionierung, durch die Rabattierung nicht niedriger sein als die Kapazitätsentgelte für das am geringsten rabattierte unterbrechbare Standardkapazitätsprodukt an diesem Punkt. Unter bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte fallen sämtliche Kapazitätsprodukte, die weder ein verbindliches Kapazitätsprodukt ohne jede Bedingung, noch ein unterbrechbares Kapazitätsprodukt sind. In Betracht kommen mithin etwa Kapazitätsprodukte mit bedingt fester, frei zuordenbarer Kapazität (bFZK) oder Produkte mit fester, dynamisch zuordenbarer Kapazität (DZK). Für die Festsetzung der Entgelte für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte ist somit ein Korridor vorgegeben, der nach oben

durch das Entgelt für ein verbindliches Kapazitätsprodukt ohne jede Bedingung und nach unten durch das Entgelt für ein unterbrechbares Kapazitätsprodukt beschränkt ist.

- 401 Die durch das Entgelt für ein unterbrechbares Produkt gezogene Untergrenze rechtfertigt sich dadurch, dass bei objektiver Betrachtung eine unterbrechbare Kapazität im Vergleich zu den übrigen Kapazitäten ein minderwertiges Produkt darstellt. Ein unterbrechbares Kapazitätsprodukt ist stets unterbrechbar. Ein Netzkunde muss – auch wenn die Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung sehr gering sein mag – stets damit rechnen, dass eine unterbrechbare Kapazität auch tatsächlich unterbrochen wird. Unter keiner Bedingung entfällt diese (faktisch oftmals unwahrscheinliche) Unterbrechungsmöglichkeit. Dies ist bei bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten dagegen schon definitionsgemäß nicht der Fall. Auch wenn diese ebenfalls – in Abhängigkeit des gewählten Produkts – unterschiedliche Einschränkung mit sich bringen und deshalb unterschiedlich bewertet werden können, so haben sie doch stets einen Produktteil, der als verbindliche Kapazität zu qualifizieren ist. Hier kann der Netzkunde anders als bei unterbrechbaren Kapazitäten sicher sein, dass er das gebuchte Produkt auch sicher nutzen kann, soweit er sich im Rahmen der mit dem verbindlichen Kapazitätsprodukt verknüpften Bedingung bewegt. Wegen dieses „verbindlichen Produktteils“ sind die bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukte gegenüber den unterbrechbaren objektiv als höherwertig zu qualifizieren; unterbrechbare Kapazitäten stellen in diesem Sinne das objektiv „minderwertigste“ Produkt dar. Dementsprechend ist es sachgerecht, wenn der Netzbetreiber für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte auch kein geringeres Entgelt als für unterbrechbare Kapazitäten festsetzen darf.
- 402 Die Rabattierung für ein bestimmtes bedingtes verbindliches Kapazitätsprodukt eines Netzbetreibers darf sich nicht in Abhängigkeit davon unterscheiden, ob es sich um untertägiges, um ein Tages-, um ein Monats-, um ein Quartals- oder um ein Jahres-Standardkapazitätsprodukt handelt. Die Höhe der Rabattierung richtet sich nach der Bewertung der jeweiligen Bedingung; nach Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ist es die Bedingung des verbindlichen Kapazitätsprodukts, die bei der Festsetzung der Preise berücksichtigt werden kann. Diese Bedingung ist etwa bei einem Tages-Standardkapazitätsprodukt objektiv aber nicht anders zu bewerten als beispielsweise bei einem Monats-Standardkapazitätsprodukt. Im Ergebnis führt dies dazu, dass ein bestimmtes bedingtes verbindliches Kapazitätsprodukte stets den identischen Rabatt hat, gleich welche Laufzeit das Standardkapazitätsprodukt hat. Dabei richtet sich die durch das Entgelt für ein unterbrechbares Kapazitätsprodukt nach unten gezogene Grenze nach dem niedrigsten Rabatt, der nach den Vorgaben des Art. 16 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 für ein Standardkapazitätsprodukt am entsprechenden Punkt ermittelt wird. Nähme man nicht diesen niedrigsten Rabatt, hätte dies zur Folge, dass ein bedingtes verbindliches Kapazitätsprodukt mit beliebiger Laufzeit höher rabattiert werden könnte als das entsprechende unterbrechbare Standardkapazitätsprodukt. Dies wäre ersichtlich sachwidrig und würde die bereits begründete Vorgabe, dass Entgelte für

bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte nicht niedriger sein dürfen als Entgelte für das am geringsten rabattierte unterbrechbares Standardkapazitätsprodukt an diesem Punkt, von vornherein aushöhlen.

- 403 Die Vorgabe der Tenorziffer 3 gilt für die kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen nur unter der Maßgabe, dass zuvor der gemäß Tenorziffer 2 festgelegte Rabatt auf das Fernleitungsentgelt anzuwenden ist. Dies hat zwar zur Folge, dass das Entgelt für ein verbindliches Kapazitätsprodukt an einer Speicheranlage niedriger sein kann als das Entgelt für ein unterbrechbares Kapazitätsprodukt an Kopplungspunkten. Dies ist jedoch im Interesse des allgemeinen Beitrags, den Speicheranlagen zur Versorgungssicherheit und Systemflexibilität leisten können und schließlich auch im Interesse einer verursachungsgerechten Bepreisung – eine doppelte Entgelterhebung für die Fernleitung von und zu Speicheranlagen soll vermieden werden – sachgerecht. Ausdrücklich werden diese Aspekte in Erwägungsgrund 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 aufgeführt. Aus diesem Grund ordnet Art. 9 Abs. 1 der Verordnung denn auch an, dass Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen mit einem Rabatt von mindestens 50 % zu versehen sind, sofern und soweit eine Speicheranlage, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden ist, nicht als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt wird.
- 404 Aus der Vorgabe in Tenorziffer 3 ergeben sich keine Widersprüche hinsichtlich der Anforderungen, die Art. 7 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 an die gewählte Referenzpreismethode stellt. Zunächst wird die Nachvollziehbarkeit der Referenzpreise im Sinne von Art. 7 S. 2 lit. a) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 nicht berührt: Die sich aus den Rabatten für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte ergebenden Preise in Verbindung mit den jeweiligen vertraglichen Bedingungen der Fernleitungsnetzbetreiber sind transparent und nachvollziehbar. Der Effekt der Rabattierung auf die übrigen Preise ist durch den Mechanismus der Anpassung nach Art. 6 Abs. 4 lit. c) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 nachvollziehbar. Grundsätzlich leistet die Briefmarke hinsichtlich der verbindlichen Kapazitätsprodukte eine gute und ausreichende Kostenreflektivität im Sinne von Art. 7 S. 2 lit. b) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Die hier in Betracht kommenden Bedingungen und die daraus resultierende Minderwertigkeit rechtfertigen jedoch einen Rabatt, der sich oberhalb des Rahmes dessen bewegt, was die Verordnung (EU) Nr. 2017/460 für objektiv noch schlechtere unterbrechbare Standardkapazitätsprodukte in Art. 16 vorsieht. Damit ist auch Diskriminierungsfreiheit im Sinne von Art. 7 lit. c) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 gewährleistet. Im Gegenteil wäre schwer zu rechtfertigen, wenn Netznutzer für ein minderwertiges Produkt den gleichen Preis zahlen sollten wie für ein verbindliches Standardkapazitätsprodukt.
- 405 Aufgrund des sich ohnehin abzeichnenden Wegfalls von Kapazitätsprodukten, die keinerlei Zugang zum virtuellen Handelspunkt ermöglichen, ist eine ausnahmslose Orientierung der Entgelte für bedingte Kapazitätsprodukte am Referenzpreis auch uneingeschränkt sachgerecht.

406 Nach alledem liegen die von den Netzbetreibern indikativ mitgeteilten Rabatte für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte mit Ausnahme der Punkte „Überackern 2“, „Untergrundspeicher Haidach“ sowie bezüglich des Letztverbrauchers Wacker Chemie AG. innerhalb des gesetzten Korridors. Insoweit wird auch auf die Festlegung zu Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (BK9-18/612) verwiesen. Soweit für die Punkte „Überackern 2“, „Untergrundspeicher Haidach“, und den Letztverbraucher Wacker Chemie AG erhöhte Rabatte ausgewiesen wurden, wird dieser Sachverhalt im Rahmen des Benchmarking nach Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 im Folgenden adressiert.

b) Benchmarking nach Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

407 Gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 kann ein Benchmarking der nationalen Regulierungsbehörde erfolgen, wobei die Referenzpreise an einem bestimmten Ein- und Ausspeisepunkt so angepasst werden, dass die sich ergebenden Preise eine wettbewerbsfähige Höhe erreichen.

408 Ausgangspunkt der Regelung ist, dass in bestimmten Konstellationen ein Wettbewerb zwischen Fernleitungsnetzen (z.B. bei alternativen Transportrouten über andere Länder) bestehen kann. Bei Anwendung einer festgelegten Referenzpreismethode bestünde für den betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber keine Möglichkeit, auf diese Wettbewerbssituation zu reagieren.

409 In der hier vorliegenden Konstellation ist der Ausgangspunkt des Benchmarkings jedoch nicht ein tatsächlich bestehender Wettbewerb, sondern drohender Wettbewerb in Form eines drohenden Direktleitungsbaus. Aufgrund der besonderen Netzsituation am Netzknotenpunkt Burghausen in der Grenzregion zu Österreich sind dort Ein- und Ausspeisepunkte zwar förmlich in das Marktgebiet NetConnect Germany eingebunden, verfügen jedoch nicht über einen uneingeschränkten Zugang zum virtuellen Handlungspunkt. Die bisherige Tarifierung sah für sogenannte Kurzstreckenprodukte/BZK bei der bayernets GmbH, die lediglich den Zugang zum österreichischen Marktgebiet ermöglicht haben, stark rabattierte Entgelte vor.

410 Betroffen von der besonderen Netzsituation sind die Wacker Chemie AG als Letztverbraucher, Anschlussnehmer und Anschlussnutzer sowie die astora GmbH & Co. KG sowie GSA LLC als Speicherbetreiber. Diese werden hier auch als Petenten bezeichnet. Die Wacker Chemie AG betreibt am Standort Burghausen nicht nur ein Chemiewerk, sondern auch ein nach § 13f Abs. 2 EnWG als systemrelevant eingestuftes Gaskraftwerk, welches den Standort Burghausen mit Prozessenergie (Dampf und Elektrizität) versorgt. Hierbei stellt die Beschlusskammer ausschließlich auf den Anschlussnehmer und Anschlussnutzer Wacker Chemie AG als Petenten ab. Dass hinter dem Anschlusspunkt durch Vereinbarungen auch sonstige Letztverbraucher betroffen sind, ist nur für das entsprechende Innenverhältnis relevant.

411 Die astora GmbH & Co. KG sowie die GSA LLC vermarkten den Speicher Haidach, welcher auf österreichischem Staatsgebiet gelegen ist und über die Netze der bayernets GmbH sowie der

Open Grid Europe GmbH an das Marktgebiet NetConnect Germany angeschlossen ist. Zu einem überwiegenden Teil erfolgt die Befüllung und Entleerung des Speichers jedoch von bzw. nach Österreich. Die entsprechenden Netzsegmente sind lediglich 1.300 Meter (Grenzübergangspunkt Überackern 2 bis Speicheranschlusspunkt Haidach) bzw. 900 Meter lang (Speicheranschlusspunkt Haidach bis Letztverbraucher Wacker Chemie AG).

- 412 Die bisherige Entgeltbildung sah Abschläge in Höhe von ca. 98 % auf den Referenzpreis sowie bei den Speicherpunkten darüber hinaus die Anwendung von Speicherrabatten vor. Bei Anwendung einer Referenzpreismethode käme es trotz einer Rabattierung dieser bedingt verbindlichen Kapazitätsprodukte im Rahmen der unter Abschnitt B.III.a) dargelegten Grundsätze zu massiven Entgeltsteigerungen an den entsprechenden Punkten (bis zum Faktor 50).
- 413 Vor dem Hintergrund dieser Entgeltsteigerungen haben die Petenten in Erwägung gezogen, sich unmittelbar an das österreichische Fernleitungsnetz anzuschließen, da diese Alternative wirtschaftlicher ausfallen würde als die Entrichtung der nunmehr nur gering rabattierten Entgelte bei der bayernets GmbH. Dies würde jedoch nicht nur zu einer volkswirtschaftlich und netztechnisch ineffizienten parallelen Infrastruktur, sondern auch zu einem Entfall der – wenn auch stark rabattierten – Buchungen im Marktgebiet NetConnect Germany bei einem gleichbleibenden Kostenblock führen. Um dies zu verhindern, führt die Beschlusskammer das Benchmarking gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 durch. Dieses erfolgt bezüglich der bayernets GmbH, da bei dieser der Wegfall der bisher erfolgten Kapazitätsbuchungen droht. Der Anschluss des Speichers Haidach auch an das Netz der Open Grid Europe GmbH ist insofern unbeachtlich für das Benchmarking. Auch ist ein bestehender oder weiterer Anschluss an das Marktgebiet NetConnect Germany mit Zugang zum virtuellen Handlungspunkt nicht relevant, da es bei der Betrachtung eines drohenden Direktleitungsbaus um den Zugang ausschließlich zum österreichischen Marktgebiet, also um einen anderen Sachverhalt geht. Auch ein etwaiger Vergleich mit dem Speicher 7Fields trägt nicht, denn dieser ist bereits an beide Marktgebiete angeschlossen. Die hierfür erforderliche Anschlussleitung ist in den entsprechenden Entgelten im Fall von 7Fields eingepreist, so dass mit dem hier ausgewiesenen reduzierten Entgelt für den Speicher Haidach im Ergebnis eine wirtschaftliche Gleichstellung der Speicher erfolgt.
- 414 Hierbei handelt es sich um einen Ausnahmetatbestand, der an strenge Kriterien zu knüpfen ist. Keinesfalls darf durch Ausnahmeregelungen das gesamte, verursachungsgerechte Entgeltsystem konterkariert werden, zumal jede eingeräumte Rabattierung zu einer Erhöhung des Referenzpreises zu Lasten der anderen Netznutzer führt. Diese Mehrbelastung würde jedoch noch höher ausfallen, wenn die Buchungen aufgrund des Direktleitungsbaus gänzlich entfallen, da hiermit keine Kostensenkung bei der bayernets GmbH verbunden wäre. Im Ergebnis erfolgt also keine Schlechterstellung der sonstigen Netznutzer.

- 415 Die Beschlusskammer ist zur Überzeugung gelangt, dass bei den Petenten ein Direktleitungsbau zum Anschluss an das österreichische Marktgebiet tatsächlich droht. Hierzu hat sich die Beschlusskammer entsprechende Projektierungen mit Kostenschätzungen vorlegen lassen und Investitionsrechnungen auf Basis der Annuitätenmethode durchgeführt. Im Ergebnis stellt sich der Direktleitungsbau für die Petenten als wirtschaftlicher dar als die Errichtung nunmehr weniger stark rabattierter Netzentgelte. Für den Petenten Wacker Chemie AG wurde hierbei aus mehreren vorgelegten alternativen Projektierungen der unmittelbare Anschluss an den Grenzübergangspunkt Überackern 2 angenommen. Dies stellt die Projektalternative mit den höchsten geschätzten Investitionskosten dar. Zur Überzeugung der Beschlusskammer kommt bei dieser Betrachtung ein Anschluss nur an den Speicheranschlusspunkt Haidach nicht in Betracht, weil diese Alternative von weiteren Faktoren (u.a. Verfügbarkeit von Kapazitäten im Speicher selbst) abhängig wäre. Auch ein Projektkonsortium zur Realisierung einer gemeinsamen Leitung vom Speicheranschlusspunkt zum Grenzübergangspunkt ist kein hinreichend dargelegtes, drohendes Szenario. Hierzu genügt keineswegs, dass ein Petent einseitig die Sinnhaftigkeit eines solchen Konsortiums erörtert. Beim Ansatz zu geringer Investitionskosten behält sich die Beschlusskammer die Einleitung eines Missbrauchsverfahrens vor. Ohnehin sind sämtliche Kalkulationen und Rekalkulationen der Bundesnetzagentur vorzulegen. Über die Angaben zu den geschätzten Kosten hinaus wurden durch die Beschlusskammer jedoch erhöhte Kosten für Dienstbarkeiten angesetzt. Da eine zwangsweise Enteignung der betroffenen Grundstückseigentümer aufgrund der bestehenden Versorgungslage ausscheidet, sind entsprechend erhöhte Kosten für die Dienstbarkeiten zu erwarten. Daher hat die Beschlusskammer diese Kostenposition pauschal mit dem Faktor 5 angesetzt, was dem vollständigen Verkehrswert der Grundstücke entspricht.
- 416 Für die Petenten am Speicher Haidach wurde aus mehreren vorgelegten alternativen Projektierungen nicht die Errichtung einer Direktleitung, sondern die Errichtung einer grenznahen Übergabestation am Punkt Überackern 2 angenommen. Hierbei würde ein direkter Anschluss an das österreichische Netz erfolgen. Auch dies stellt die Projektalternative mit den höchsten geschätzten Investitionskosten dar. Hintergrund ist der Umstand, dass die Errichtung einer Station am Grenzübergangspunkt realistischer erscheint als der Bau einer Parallelleitung, die den Grenzfluss Salzach queren müsste. Zudem ist wie erwähnt die Beschaffung von Dienstbarkeiten für einen Leitungsbau problematisch (wenn auch nicht ausgeschlossen).
- 417 Ausgehend von den so ermittelten Projektkosten hat die Beschlusskammer eine Kapitalkostenannuität berechnet sowie jährliche Betriebskosten in Höhe von 2 % der Investitionskosten angesetzt. Hierbei ist ein Mischzins von 4,27 % sowie eine Laufzeit von 4 Jahren angesetzt worden. Die Ermittlung der jährlichen Betriebskosten sowie des Mischzinses folgt den im Leitfaden der Regulierungsbehörden zur Ermittlung von Sonderentgelten nach § 20 Abs. 2 GasNEV (Entgelte zur Vermeidung von Direktleitungsbau) dargelegten Grundsätzen. Diese können für den vorliegenden Fall herangezogen werden, da die Regelung des § 20 Abs.

2 GasNEV wie auch das in diesem Fall vorgenommene Benchmarking eine Reduktion des Netzentgelts zur Vermeidung von drohendem Direktleitungsbau vorsehen. Aus der Tatsache, dass dies im Falle von § 20 Abs. 2 GasNEV Verteilernetzbereiche und im vorliegenden Fall einen Fernleitungsnetzbetreiber betrifft, ergeben sich keine Unterschiede in der Betrachtung des drohenden Direktleitungsbaus. Abweichungen von dieser kalkulatorischen Betrachtung sind lediglich bei tatsächlicher Realisierung des Direktleitungsbaus möglich.

- 418 Bezüglich der Laufzeit der Annuität wurden bei den im Tenor ausgewiesenen Entgelten entsprechend dem Leitfaden der Regulierungsbehörden zur Ermittlung von Sonderentgelten nach § 20 Abs. 2 GasNEV 4 Jahre angesetzt. Hinsichtlich der angenommenen Kapazitäten wurde beim Letztverbraucher Wacker Chemie AG die typische Buchungshöhe sowie beim Speicher Haidach lediglich die bestehenden Langfristverträge angesetzt. Der Ansatz lediglich der feststehenden Langfristbuchungen führt zu einem höheren indikativen Entgelt. Da es sich jedenfalls bei den Angaben zu den genannten Kapazitätsbuchungen um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Petenten handelt, sind nähere Angaben zu den Kalkulationen nicht möglich.
- 419 Im Vergleich zur angehörten Fassung wurde die Ausgestaltung der Tarifierung der entsprechenden Einspeisekapazitäten an den Punkten Überackern 2 und Untergrundspeicher Haidach vereinheitlicht. So ist dort stets das sich aus Tenorziffer 3 b) ergebende Entgelt für die hier relevanten, beschränkten Produkte auszuweisen. Im Ergebnis ist jedoch der Transport zum Netzanschlusspunkt des Letztverbrauchers Wacker Chemie AG durch eine entsprechende Erhöhung des Entgelts für die Ausspeisekapazität so zu tarifieren, dass eine wirtschaftliche Gleichstellung zu einem hypothetischen Direktleitungsbau und der damit verbundenen Annuität gegeben ist.
- 420 Die anhand dieser kalkulatorischen Nutzungsdauer ermittelten Entgelte unterliegen keinen weiteren Voraussetzungen. Wird der Bundesnetzagentur gegenüber jedoch nachgewiesen, dass eine höhere kalkulatorische Nutzungsdauer sachgerecht ist, können entsprechend weiter reduzierte Entgelte ausgewiesen werden. Um das Risiko auszuschließen, dass entsprechende Buchungen unterbleiben und der angenommene Deckungsbetrag nicht bei der bayernets GmbH eingeht, müssen sich in diesem Fall der jeweilige Petent bzw. die Petenten jedoch zur Deckung des Differenzbetrages zwischen den tatsächlichen Erlösen und den angesetzten jährlichen Gesamtkosten über die gesamte Dauer der angenommenen Nutzungsdauer verpflichten. Sollte es über die angenommene kalkulatorische Laufzeit von mehr als vier Jahren zu einer Unterdeckung kommen, wird die Bundesnetzagentur im Rahmen der Prüfung des Regulierungskontos nach § 5 ARegV diese stets als erzielbare Erlöse betrachten. Daher sollte der Netzbetreiber alle wirtschaftlichen zumutbaren Maßnahmen ergreifen bzw. einfordern, um die Vertragserfüllung seitens des oder der Petenten durch eine entsprechende Sicherheit sicherzustellen.

- 421 Diesen Vorgaben kann nicht entgegengehalten werden, dass beispielsweise der Speicherbetrieb ohnehin langfristig erfolge und eine entsprechende Verpflichtung nicht notwendig sei. Denn erfolgt der Speicherbetrieb tatsächlich langfristig und kommt es zu entsprechenden Buchungen, stellt die Verpflichtung im Ergebnis keine Belastung für die Petenten dar.
- 422 Die entsprechende Vereinbarung ist der Bundesnetzagentur vorzulegen. Damit wird diese in die Lage versetzt, zu prüfen, ob entsprechend der Vorgaben zum Benchmarking in sachgerechter Weise eine verlängerte Nutzungsdauer angesetzt wurde und die hierfür erforderlichen Voraussetzungen erfüllt wurden.
- 423 Zu Beginn jeder Regulierungsperiode ist das reduzierte Entgelt neu zu kalkulieren. Sollte es hierbei insbesondere aufgrund geänderter Zinssätze zu einem geringeren oder höheren Entgelt kommen, so ist dieses neue Entgelt zwingend maßgeblich. Bei anfänglicher Annahme einer kalkulatorischen Nutzungsdauer von mehr als vier Jahren ist daher die damit einhergehende Zahlungsverpflichtung des Petenten entsprechend dynamisch auszugestalten. Aus der Rekalkulation kann sich eine Absenkung oder Erhöhung der Entgelte ergeben. Diese Chancen und Risiken sind lediglich bei einem tatsächlichen Direktleitungsbau vermeidbar (wobei sich auch hier bei Refinanzierungen Änderungen der Kosten ergeben können). Die Rekalkulation ist der Bundesnetzagentur vorzulegen. Dies gilt auch für den Fall, dass eine Rekalkulation etwa aufgrund einer angepassten Nutzungsdauern oder angepasster Projektkosten erfolgt.
- 424 Die aufgrund des Benchmarkings reduzierten Entgelte sind nur bei Kombination der im Tenor ausgewiesenen Ein- und Ausspeisepunkte gültig. Ein reduzierter Zugang zum übrigen Marktgebiet, auch auf unterbrechbarer Basis, muss ausgeschlossen werden, denn dieser Zugang wäre durch die hypothetische Direktleitung nicht möglich. Ergänzend ist für eingespeicherte Gasmengen vorgesehen, dass diese nicht in unsachgemäßer Weise einen vergünstigten Marktgebietsübertritt vollziehen können. Insofern erfolgt eine Gleichbehandlung mit anderen Speichern, die an mehrere Marktgebiete angeschlossen sind. Sofern Gas unter Nutzung der gemäß des Benchmarking reduzierten Entgelte eingespeichert wird, gelten diese Gasmengen als aus dem österreichischen Marktgebiet kommend, unabhängig von der tatsächlichen Flusssituation.
- 425 Generell sind auch unterjährige Buchungen unter Anwendung entsprechender Multiplikatoren zulässig. Bezüglich des Speichers Haidach sind jedoch weitere Rabatte nach Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 nicht zusätzlich anzuwenden, da bereits eine Kalkulation des Reservepreises für die Buchung erfolgt ist. Ein zusätzlicher Speicherrabatt würde zu einer systematischen Unterdeckung der kalkulierten Kosten zu Lasten der übrigen Netznutzer führen.
- 426 Durch die Regelungen werden keine Anreize geschaffen, in grenznahen Gebieten Investitionen in gasabnehmende Infrastrukturen zu tätigen. Denn es erfolgt gerade kein verbilligter Zugang

zum virtuellen Handlungspunkt. Etwaige Petenten werden wirtschaftlich schlicht so gestellt, wie sie stünden, wenn sie sich unmittelbar an ein anderes Marktgebiet anschließen würden.

- 427 Die hier dargelegten Grundsätze und Kalkulationen betreffen einen eindeutig abgrenzbaren Sonderfall, der aufgrund des grenzüberschreitenden Sachverhalts auch einen europäischen Bezug aufweist. Im Übrigen verbleibt es gemäß Art. 6 Abs. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 bei der Anwendung der Referenzpreismethode auf alle Ein- und Ausspeisepunkte. Sofern für andere bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte die grundsätzlichen Regelungen gemäß Abschnitt B.III.a) einschlägig sind, ist dies sachgerecht. Dies ergibt sich insbesondere aus der Erreichbarkeit des virtuellen Handlungspunktes und dem Umstand, dass es in einem größeren Maßstab (etwa zur Verbindung von Kopplungspunkten) Direktleitungen nicht geben kann. Diese Konstellationen wären vielmehr als Fernleitungsnetzbetreiber einzuordnen.
- 428 Die Beschlusskammer ist auch nicht gehalten, ergänzend zur Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke einen abstrakten, allgemein anwendbaren Mechanismus festzulegen, der eine Reaktion auf Wettbewerbssituationen ermöglicht. Dieser Mechanismus ist, wie dargelegt, bereits in Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 angelegt und kann gemäß des Verordnungswortlautes im konkreten Einzelfall nur aufgrund einer Entscheidung der nationalen Regulierungsbehörde zur Anwendung kommen. Konkrete, nachweisliche Wettbewerbssituationen sind im Laufe des Verfahrens nicht an die Bundesnetzagentur herangetragen worden.

IV. Anpassungen hinsichtlich der Anwendung der Referenzpreismethode auf alle Ein- und Ausspeisepunkte gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (Ziffer 4 des Tenors)

- 429 Die Anordnungen in Ziffer 4 des Tenors ergehen auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.
- 430 Anpassungen nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sind erforderlich, da bei der Referenzpreismethode lediglich prognostizierte, durchschnittlich kontrahierte, unangepasste Kapazitäten in die Berechnungen einfließen, ohne dass beispielsweise Anpassungen nach Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 bei Ein- und Ausspeisepunkten aus bzw. in Speicheranlagen, Multiplikatoren nach Art. 13 und 14 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 oder Abschläge nach Art. 16 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zur Gewichtung der Kapazitäten berücksichtigt werden.
- 431 Mit der Festlegung BK9-17/609 vom 19.07.2017 wurde bereits entschieden, dass Anpassungen nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 an allen Ein- und Ausspeisepunkten mit dem Ziel, die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen tatsächlich vereinnahmen zu können, vom jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber vorzunehmen sind (Zuständigkeit für die Anpassung).

Mit der Tenorziffer 4 dieser Festlegung wird geregelt, dass die Änderung der Referenzpreise an allen Punkten durch Multiplikation mit einer Konstanten zu erfolgen hat. Die Multiplikation mit einer Konstanten hat im Gegensatz zur Addition bzw. Subtraktion einer Konstanten den Vorteil, dass die sich aus dem unangepassten Referenzpreis ergebenden Mehr- oder Mindererlöse diskriminierungsfrei an allen Ein- und Ausspeisepunkten auf- bzw. abgeschlagen werden und dabei der Abstand der rabattierten Ein- und Ausspeisepunkten (etwa an Speichern sowie bei Ein- und Ausspeisepunkten, an denen Bedingungen für verbindliche Kapazitätsprodukte gelten) zu unrabattierten Ein- und Ausspeisepunkten gewahrt wird.

432 Aufgrund der jährlichen Entgeltbildung ist auch der Anpassungsfaktor durch die Fernleitungsnetzbetreiber jährlich neu zu bilden und transparent im Rahmen der Veröffentlichungen nach Art. 30 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 auszuweisen.

V. Fernleistungsdienstleistungen und Systemdienstleistungen gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. c Ziffer ii) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (Ziffern 5 bis 8 des Tenors)

433 Nach Art. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sind Entgelte für Fernleistungsdienstleistungen und für Systemdienstleistungen zu erheben. Fernleistungsdienstleistungen sind gemäß Art. 3 Nr. 12 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 vom Fernleitungsnetzbetreiber innerhalb des Ein- und Ausspeisesystems zum Zweck der Fernleitung erbrachte regulierte Dienstleistungen. Systemdienstleistungen sind gemäß Art. 3 Nr. 15 vom Fernleiter erbrachte regulierte Dienstleistungen mit Ausnahme der Fernleistungsdienstleistungen und der Dienstleistungen, die der Verordnung (EU) Nr. 312/2014 unterliegen. Gemäß Art. 4 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 gelten solche Dienstleistungen als Fernleistungsdienstleistungen, deren Kosten auf die Kostentreiber technische und prognostizierte Kapazität und Distanz zurückgehen und deren Kosten im Zusammenhang mit Investitionen in Infrastruktur, die zum regulierten Anlagevermögen („Regulated Asset Base“, RAB) für die Erbringung von Fernleistungsdienstleistungen gehört, sowie mit dem Betrieb dieser Infrastruktur stehen. Unter Kostentreibern sind dabei nach Art. 3 Nr. 18 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 wesentliche Elemente der Tätigkeiten eines Fernleitungsnetzbetreibers zu verstehen, die Auswirkungen auf seine Kosten haben. Wird eines dieser beiden Kriterien nicht erfüllt, kann eine bestimmte Dienstleistung entweder als Fernleitungs- oder als Systemdienstleistung betrachtet werden. Der Begriff der „Systemdienstleistung“ ist in diesem Kontext nicht identisch mit der Systemdienstleistung im Sinne der deutschen GasNEV, sondern – quasi negativ – durch Abgrenzung vom Begriff der Fernleistungsdienstleistung definiert (vgl. auch den Wortlaut der englischen Fassung der Verordnung (EU) Nr. 2017/460: „non-transmission service“) und damit in seinem Anwendungsbereich weiter gefasst. Die Entgelte für Systemdienstleistungen müssen nach Art. 4 Abs. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 verursachungsgerecht, nichtdiskriminierend, objektiv und transparent sein und werden den Empfängern der Systemdienstleistung mit dem Ziel berechnet, die Quersubventionierung zwischen Netznutzern

innerhalb und/oder außerhalb der Bundesrepublik Deutschland zu minimieren. Kommt eine bestimmte Systemdienstleistung nach Ansicht der Bundesnetzagentur allen Netznutzern zugute, werden die Kosten dieser Dienstleistung von allen Netznutzern getragen.

1. Marktraumumstellungsumlage (Ziffer 5 des Tenors)

- 434 Die Anordnungen in Ziffer 5 des Tenors ergehen auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 27 Abs. 4 S. 1, Art. 26 Abs. 1 lit. c Ziffer ii, Art. 4 Abs. 1 und 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.
- 435 Die Übernahme der Umstellungskosten als solche durch die Netzbetreiber und in letzter Konsequenz durch bestimmte Netzkunden bedarf vor dem Hintergrund der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 keiner besonderen Erörterung. Der deutsche Gesetzgeber hat in § 19a Abs. 1 S. 1 EnWG angeordnet, dass die notwendigen technischen Anpassungen der Netzanschlüsse, Kundenanlagen und Verbrauchsgeräte zu den zwingenden Aufgaben eines Netzbetreibers gehört. Diese Bestimmung hat für sich genommen noch keinen unmittelbaren Bezug zur Entgeltbildung und liegt somit außerhalb des Anwendungsbereichs der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Indem der Gesetzgeber zudem in § 19a Abs. 1 S. 3 EnWG eine bundesweite Umlage dieser Kosten anordnet, die denknötwendig nur über die das Gesamtsystem aufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber erfolgen kann, ist zudem die Übernahme aller auf Verteilnetzebene entstehenden Kosten durch die Fernleitungsnetzbetreiber festgeschrieben. Auch dies betrifft im ersten Schritt nur die Kostenseite, nicht die von der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 geregelten Entgelte. Zu erörtern und an den Maßstäben der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zu messen ist hingegen die Umsetzung der gegebenen Kosten in Entgelte.
- 436 Die Marktraumumstellungsumlage wird gemäß Art. 4 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 als Systemdienstleistung eingestuft. Die Kosten der Umstellung gehen nicht i.S.d. Art. 4 Abs. 1 S. 1 lit. a) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 auf die Kostentreiber Kapazität und Distanz zurück und stehen nur zu einem geringen Teil im Zusammenhang mit Investitionen in Infrastruktur, die zum regulierten Anlagevermögen für die Erbringung von Fernleitungsdienstleistungen i.S.d. Art. 4 Abs. 1 S. 1 lit. b) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 gehört. Wesentlicher Kostentreiber sind stattdessen die umzustellenden Verbrauchsgeräte der Anschlusskunden. Hierfür entstehen zum einen Kosten für die Anpassung der Geräte an sich, also in der Regel der Austausch einer Düse. Zum anderen entstehen erhebliche Personal- und Organisationskosten, da die Bevölkerung der betroffenen Gebiete durch Informationskampagnen auf die Umstellung vorbereitet und sodann sowohl für die Erfassung der vorhanden Geräte, für den eigentliche Umstellung und schließlich für die Sicherheits- und Qualitätskontrolle jeweils innerhalb begrenzter Zeitfenster technisches Personal in jeden einzelnen Haushalt in einem Umstellungsgebiet entsandt werden muss. Die Verbrauchsgeräte befinden sich mehrheitlich in den Netzgebieten der nachgelagerten Verteilnetzbetreiber und

werden von diesen umgestellt, die entsprechenden Kosten werden also nur über den Umlagemechanismus bei den Ausspeiseentgelten der Fernleitungsnetzbetreiber allokiert. Den Fernleitungsnetzbetreibern selbst obliegt lediglich die Umstellung einiger direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossener Industriekunden, wobei aber auch hier nicht das eigene Anlagevermögen, sondern jenes dieser Anschlusskunden tangiert wird. Nur soweit auch technische Veränderungen am Fernleitungsnetz vorgenommen werden müssen, weil sich z.B. infolge der Umstellung Flussrichtungen verändern und das Netz hierauf bisher nicht vorbereitet war oder nachgelagerte Netzbetreiber, die sich im laufenden Umstellungsprozess befinden, teilweise mit L-Gas und teilweise mit H-Gas versorgt werden müssen, und hierfür eine zusätzliche Anschlussleitung geschaffen werden muss, ist das regulierte Anlagevermögen der Fernleitungsnetzbetreiber betroffen. Solche Kosten machen jedoch nur einen geringen Anteil an den gesamten Umstellungskosten aus. Der auf das Entgelt aufgeschlagene Wälzungsbetrag ist lediglich ein abstrakter Wert, in dem die Kosten aller Fernleitungsnetzbetreiber anteilig erfasst sind.

437 Die Einzelheiten des Umlagemechanismus sind von den Fernleitungsnetzbetreibern und den betroffenen Verteilnetzbetreibern durch Vereinbarung festzulegen. Zum Zeitpunkt der Beschlussfassung wird dies durch die entsprechenden Bestimmungen der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen in der Fassung vom 30.03.2018 (KOV) gewährleistet, welche nach Einschätzung der Beschlusskammer weitgehend den Bestimmungen dieses Beschlusses und jenen des Art. 4 Abs. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genügt und lediglich dahingehend anzupassen ist, dass Kopplungspunkte und Speicherpunkte von der Marktraumumstellungsumlage auszunehmen sind und ein Plan-Ist-Abgleich für Differenzen aus unzutreffenden Kapazitätsprognosen einzuführen ist.

438 Die Kosten der Marktraumumstellung werden gemäß Art. 4 Abs. 4 S. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 von allen Netznutzern an den Ausspeisepunkten mit Ausnahme von Kopplungspunkten und Speicherpunkten getragen, da sie allen Netznutzern zugutekommen. Alle betroffenen Kunden profitieren von der Umstellung der Netze und der damit verbundenen erhöhten Liquidität in ihrem jeweiligen Marktgebiet. Dies gilt ungeachtet der auch schon bisher vorhandenen Möglichkeit einer kostenfreien Konvertierung von L-Gas zu H-Gas nach dem Beschluss BK7-11-002 vom 27.03.2012 (Konni Gas), da diese wirtschaftliche bzw. bilanzielle Möglichkeit nicht losgelöst von ihren technisch-physikalischen Voraussetzungen betrachtet werden kann und nur die Umstellung der Netze sicherstellt, dass auch weiterhin dauerhaft über das gesamte Marktgebiet hinweg mit Gas gehandelt werden kann. Transitkunden profitieren demgegenüber nach Auffassung der Beschlusskammer nicht oder zumindest nur in vernachlässigbarer Größenordnung von der Marktraumumstellung. Die Umstellung betrifft im Wesentlichen nicht die Netze selbst, sondern die daran angeschlossenen Verbrauchsgeräte deutscher Endkunden, welche von Transitkunden ohnehin nicht beliefert werden. Zudem

werden die Kopplungspunkte in den bisherigen L-Gas-Netzen typischerweise nur für den Import genutzt, während die bisher von der Marktraumumstellungsumlage tangierte Ausspeisung in die Marktgebiete benachbarter Staaten in der Regel ausschließlich in H-Gas-Netzen stattfindet, welche keiner Umstellung bedürfen. Auch nach der Umstellung wird der Transit von H-Gas durch Deutschland aufgrund der geographischen und netztechnischen Gegebenheiten voraussichtlich weiterhin durch historische H-Gas-Netze und nicht durch ehemalige L-Gas-Netze erfolgen. Eine Quersubventionierung inländischer Kunden durch den grenzüberschreitenden Handel über die Marktraumumstellungsumlage ist bei dieser Ausgestaltung ausgeschlossen. Ferner hat sich die Beschlusskammer im Lichte der Stellungnahmen zur Konsultation dazu entschieden, die Speicherpunkte von der Umlage zu befreien. Andernfalls würde Gas, welches zuerst eingespeichert und später an Endkunden ausgespeist wird, im Ergebnis zweimal mit der Umlage belegt. Darüber hinaus werden Speicher auch von Transitzustandkunden genutzt, sodass diese indirekt doch zur Finanzierung der Gasumstellung herangezogen würden.

439 Mehr- oder Mindererlöse aus dem Umlagemechanismus werden über besondere Mechanismen ausgeglichen. Für Differenzen, welche aus Abweichungen bei den angefallenen Kosten entstehen, wird für jeden Fernleitungsnetzbetreiber ein jährlicher Plan-Ist-Abgleich durchgeführt und die jeweilige Differenz im jeweils übernächsten Jahr in der Umlage berücksichtigt. Differenzen, welche aus Abweichungen bei den gebuchten Kapazitäten entstehen, wurden bisher über das Regulierungskonto der einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber ausgeglichen. Die Beschlusskammer ist – insbesondere im Lichte ihrer Diskussionen mit ACER – zu der Einschätzung gelangt, dass dieses System nicht verursachungsgerecht ist, da es dazu führt, dass Mehr- und Mindererlöse aus der Marktraumumstellung mit Mehr- und Mindererlösen aus Transportdienstleistungen vermischt und somit indirekt alle Punkte im System von der Umlage beeinflusst werden. Deshalb ordnet sie nunmehr einen gesonderten Plan-Ist-Abgleich an, in welchem jeder Fernleitungsnetzbetreiber jährlich die Differenzen aus prognostizierten und gebuchten Kapazitäten und die hieraus resultierenden Mehr- und Mindererlöse aus der Umlage ermittelt, damit diese im Rahmen der Umlage selbst ausgeglichen werden können. Die Regelungen zum Ausschüttungszeitraum und zur Verzinsung entsprechen jenen, welche für den Ausgleich von Kostendifferenzen schon bisher in der KOV vorgesehen waren. Damit gilt nun auch für Mengendifferenzen ein sofortiger Ausgleich und keine annuitätische Ausschüttung über drei Jahre mehr. Die Berechnung der Zinsen erfolgt weiterhin entsprechend § 5 Abs. 2 ARegV. Drittens schließlich erfolgen – wie bisher – Ausgleichszahlungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern des Marktgebiets, um zu vermeiden, dass einzelne Fernleitungsnetzbetreiber aus der Umlage höhere oder niedrigere Erlöse erzielen, als es den Umstellungskosten entspricht, die spezifisch in ihrem Netzgebiet anfallen.

440 Das indikative Entgelt für die Marktraumumstellungsumlage und sein Anteil an den zulässigen Gesamterlösen je Marktgebiet ergeben sich aus Anlagen 1 und 4.

2. Biogasumlage (Ziffer 6 des Tenors)

- 441 Die Anordnungen in Ziffer 6 des Tenors ergehen auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 27 Abs. 4 S. 1, Art. 26 Abs. 1 lit. c Ziffer ii, Art. 4 Abs. 1 und 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.
- 442 Auch beim Biogas steht die grundsätzliche Entscheidung des deutschen Verordnungsgebers, den Netzbetreibern nach § 20a GasNEV und den §§ 33 ff. GasNZV gewisse Kosten aufzuerlegen und diese gemäß § 20b GasNEV über eine bundesweite Umlage abzuwickeln, hinsichtlich der von den Fernleitungsnetzbetreibern zu tragenden Kosten außerhalb des Anwendungsbereichs der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Zu erörtern ist wiederum die Umsetzung dieser Fernleitungskosten in konkrete Entgelte.
- 443 Die Biogasumlage wird gemäß Art. 4 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 als Systemdienstleistung eingestuft. Die Kosten der Biogaseinspeisung gehen nicht i.S.d. Art. 4 Abs. 1 S. 1 lit. a) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 auf die Kostentreiber Kapazität und Distanz zurück und stehen nur zu einem geringen Teil im Zusammenhang mit Investitionen in Infrastruktur, die zum regulierten Anlagevermögen für die Erbringung von Fernleitungsdienstleistungen i.S.d. Art. 4 Abs. 1 S. 1 lit. b) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 gehört. Wesentlicher Kostentreiber sind stattdessen die an das Netz angeschlossenen Biogasanlagen. Nach § 33 Abs. 1 GasNZV haben die Netzbetreiber den Netzanschluss der Biogasanlagen sicherzustellen und tragen hierfür im Regelfall 75 Prozent der Kosten. Die hierbei errichtete Biogaseinspeiseanlage und deren Verbindungsleitung zum Bestandsnetz stellen unzweifelhaft Investitionen in das Anlagevermögen des Netzbetreibers dar. Ferner ist der Netzbetreiber nach § 33 Abs. 2 GasNZV zu Wartung und Betrieb des Netzanschlusses bzw. der Einspeiseanlage verantwortlich. Hierbei handelt es sich nicht um Investitionen, sondern um operative Kosten, mögen sie auch einen deutlichen Bezug zu der zum regulierten Anlagevermögen gehörenden Einspeiseanlage haben. Nach § 34 Abs. 2 S. 3 und 4 sowie § 33 Abs. 10 GasNZV hat der Netzbetreiber alle wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen zur Gewährleistung einer ganzjährigen Einspeisung des Biogases zu treffen und nötigenfalls die Kapazität seines Netzes entsprechend zu erhöhen oder sogar Anlagen für die Rückverdichtung und Deodorierung des Gases zum Zwecke der Rückspeisung in vorgelagerte Netze zu errichten. Diese Maßnahmen sind Investitionen und können zu Zuwächsen im regulierten Anlagevermögen in erheblichem Maße führen. § 35 GasNZV verpflichtet die Marktgebietsverantwortlichen zur Einrichtung eines erweiterten Bilanzausgleichs für die Ein- und Ausspeisung von Biogas. Hierdurch entstehen lediglich operative Kosten, die überdies zunächst nicht die Netzbetreiber, sondern die von diesen benannten Marktgebietsverantwortlichen betreffen, aber gleichwohl über die Biogasumlage verteilt werden. Nach § 36 Abs. 3 und 4 GasNZV hat der Netzbetreiber auf eigene Kosten gewisse Teile der chemischen Aufbereitung des Biogases für die Einspeisung ins Netz sowie die Odorierung und Messung zu übernehmen.

Teilweise stehen diese Kosten im Zusammenhang mit Investitionen ins regulierte Anlagevermögen, da die zu errichtende Einspeiseanlage die technischen Voraussetzungen für diese Aufgaben erfüllen muss; im Übrigen handelt es sich um laufende Betriebskosten. Schlussendlich zahlt der Netzbetreiber dem Transportkunden, der unmittelbar Biogas in sein Netz einspeist, gemäß § 20 a GasNEV ein Entgelt in Höhe von 0,007 € je Kilowattstunde für zehn Jahre ab Inbetriebnahme des jeweiligen Netzanschlusses. Diese Bestimmung wurde vom Verordnungsgeber eingeführt, da bei der dezentralen Einspeisung von Biogas die der Einspeisung vorgelagerten Netze nicht in Anspruch genommen und dadurch Netzentgelte vermieden werden. Diese vermiedenen Netzentgelte werden dem Transportkunden vom Netzbetreiber, in dessen Netz das Biogas eingespeist wird, mit dem Pauschalbetrag von 0,007 €/kWh erstattet. Dies gilt unabhängig von der Netzebene, in die eingespeist wird, also auch auf Fernleitungsebene. Die genannten Kosten haben offensichtlich keinen Bezug zum regulierten Anlagevermögen. Sie haben auch keinen direkten Bezug zur Kapazität, da sie nur an die Menge des eingespeisten Gases anknüpfen. Insgesamt lässt sich festhalten, dass einige (regelmäßig besonders gewichtige) Bestandteile der Biogaslage im Zusammenhang mit Investitionen in reguliertes Anlagevermögen stehen. Ähnlich wie bei der Marktraumumstellung gilt jedoch auch hier, dass es sich dabei ganz überwiegend um Kosten von Verteilnetzbetreibern, folglich also nicht um das regulierte Anlagevermögen der Fernleitungsnetzbetreiber handelt. Nur ein sehr geringer Anteil der Biogasanlagen ist unmittelbar an das Fernleitungsnetz angeschlossen. Dementsprechend bildet auch die Biogaslage nur zu einem sehr geringen Anteil Kosten ab, die auf Investitionen in das Anlagevermögen der Fernleitungsnetzbetreiber zurückgehen. Überdies gilt auch hier, dass der von jedem Fernleitungsnetzbetreiber zu vereinnahmende Wälzungsbetrag Ergebnis einer Gesamtbetrachtung aller von den Fernleitungsnetzen getragenen Biogaskosten ist und nur noch mittelbaren Bezug zu seinen individuellen Kosten hat.

444 Die Einzelheiten des Umlagemechanismus sind von den Fernleitungsnetzbetreibern und den betroffenen Verteilnetzbetreibern durch Vereinbarung festzulegen. Zum Zeitpunkt der Beschlussfassung wird dies durch die entsprechenden Bestimmungen der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen in der Fassung vom 30.03.2018 (KOV) gewährleistet, welche nach Einschätzung der Beschlusskammer sowohl den Bestimmungen dieses Beschlusses als auch jenen des Art. 4 Abs. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genügt und lediglich dahingehend anzupassen ist, dass ein Plan-Ist-Abgleich für Differenzen aus unzutreffenden Kapazitätsprognosen einzuführen ist.

445 Die bei den Fernleitungsnetzbetreibern entstehenden Kosten der Biogaseinspeisung werden gemäß Art. 4 Abs. 4 S. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 von allen Netznutzern getragen, da sie allen Netznutzern zugutekommen. Alle Kunden profitieren von der dezentralen Einspeisung von Biogas und der damit verbundenen erhöhten Liquidität in ihrem jeweiligen Marktgebiet.

Kopplungspunkte werden hiervon jedoch ausgenommen. Da die Förderung der Einspeisung nicht nur die Liquidität in den Netzen erhöht, sondern sich im Ergebnis auch als wirtschaftliche Unterstützung der in Deutschland ansässigen Biogasproduktion auswirkt, während im Ausland produzierende Unternehmen nicht davon profitieren können, erscheint es zur Vermeidung diskriminierender Effekte angemessen, auch ausschließlich innerdeutsche Ausspeisepunkte mit den entsprechenden Kosten zu belasten. Ferner werden Ausspeisepunkte zu Speichern ausgenommen. Speicher leisten bereits einen Beitrag zur Dezentralisierung der Erdgasversorgung und sollten daher nicht zusätzlich belastet werden.

446 Mehr- oder Mindererlöse aus dem Umlagemechanismus werden über besondere Mechanismen ausgeglichen. Für Differenzen, welche aus Abweichungen bei den angefallenen Kosten entstehen, wird für jeden Fernleitungsnetzbetreiber ein jährlicher Plan-Ist-Abgleich durchgeführt und die jeweilige Differenz im jeweils übernächsten Jahr in der Umlage berücksichtigt. Differenzen, welche aus Abweichungen bei den gebuchten Kapazitäten entstehen, wurden bisher über das Regulierungskonto der einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber ausgeglichen. Die Beschlusskammer ist – insbesondere im Lichte ihrer Diskussionen mit ACER nach Abschluss des Konsultationsverfahrens – zu der Einschätzung gelangt, dass dieses System nicht verursachungsgerecht ist, da es dazu führt, dass Mehr- und Mindererlöse aus der BiogASFörderung mit Mehr- und Mindererlösen aus Transportdienstleistungen vermischt werden und somit indirekt alle Punkte im System von der Umlage beeinflusst werden. Deshalb ordnet sie nunmehr einen gesonderten Plan-Ist-Abgleich an, in welchem jeder Fernleitungsnetzbetreiber jährlich die Differenzen aus prognostizierten und gebuchten Kapazitäten und die hieraus resultierenden Mehr- und Mindererlöse aus der Umlage ermittelt, damit diese im Rahmen der Umlage selbst ausgeglichen werden können. Die Regelungen zum Ausschüttungszeitraum und zur Verzinsung entsprechen jenen, welche für den Ausgleich von Kostendifferenzen schon bisher in der KOV vorgesehen waren. Damit gilt nun auch für Mengendifferenzen ein sofortiger Ausgleich und keine annuitätische Ausschüttung über drei Jahre mehr. Die Berechnung der Zinsen erfolgt weiterhin entsprechend § 5 Abs. 2 ARegV. Drittens schließlich erfolgen – wie bisher – Ausgleichszahlungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern des Marktgebiets, um zu vermeiden, dass einzelne Fernleitungsnetzbetreiber aus der Umlage höhere oder niedrigere Erlöse erzielen, als es den Biogaskosten entspricht, die spezifisch in ihrem Netzgebiet anfallen.

447 Das indikative Entgelt für die Biogasumlage und sein Anteil an den zulässigen Gesamterlösen je Marktgebiet ergeben sich aus Anlagen 1 und 4.

3. Messstellenbetrieb einschließlich Messung (Ziffer 7 des Tenors)

- 448 Die Anordnungen in Ziffer 7 des Tenors ergehen auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 27 Abs. 4 S. 1, Art. 26 Abs. 1 lit. c Ziffer ii, Art. 4 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.
- 449 Der Messstellenbetrieb einschließlich Messung wird gemäß Art. 4 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 an Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern und zu nachgelagerten Verteilnetzen als Systemdienstleistung, an allen übrigen Punkten hingegen als Fernleitungsdienstleistung eingestuft. Die Kosten des Messstellenbetriebs gehen nicht auf den Kostentreiber Distanz, aber zumindest teilweise auf den Kostentreiber Kapazität i.S. d. Art. 4 Abs. 1 S. 1 a) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zurück. Je größer die Ausspeisekapazität an einem bestimmten Punkt im Netz ist, desto leistungsfähiger und somit kostenintensiver muss im Regelfall auch die vorhandene Messinfrastruktur sein, wenngleich dieser Zusammenhang zumindest auf der Kostenseite nach den Erkenntnissen der Beschlusskammer nicht immer zwingend ist. Ferner stehen die Kosten im Normalfall im Zusammenhang mit Investitionen in Infrastruktur, die zum regulierten Anlagevermögen i.S. d. Art. 4 Abs. 1 S. 1 b) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 gehört, nämlich in eben diese Messinfrastruktur. Auch dieser Zusammenhang besteht indes nicht immer, da einige Fernleitungsnetzbetreiber ihre Messstellen lediglich operativ betreiben, ohne jedoch das Eigentum an ihnen zu erwerben. Überdies gehen die Kosten der zum Messstellenbetrieb gehörenden Messung, die bei vielen Fernleitungsnetzbetreibern einen ganz erheblichen Bestandteil der Messstellenbetriebskosten ausmachen, weder auf die Kostentreiber Kapazität und Distanz zurück noch stehen sie im Zusammenhang mit Investitionen in die Infrastruktur. Da die Kriterien des Art. 4 Abs. 1 S. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 somit nicht eindeutig erfüllt sind, obliegt die Einordnung nach Art. 4 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 der Beschlusskammer.
- 450 Hinsichtlich der Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern ist eine Qualifizierung als Systemdienstleistung sinnvoll, da es sich insoweit nicht um rein interne Maßnahmen zur Netzsteuerung, sondern um Vorgänge handelt, die durch einzelne klar abgrenzbare Verbraucher bzw. durch die diese Verbraucher mit Gas versorgenden Netzkunden verursacht werden. Deshalb sollten auch die dadurch entstehenden Kosten bei diesen Kunden allokiert werden. Überdies führt die Ausweisung gesonderter Entgelte für den Messstellenbetrieb zu Transparenz und zur Vergleichbarkeit mit anderen Anbietern derselben Leistung, sodass der angeschlossene Letztverbraucher auf fundierter Grundlage darüber entscheiden kann, ob er den Messstellenbetrieb vom Netzbetreiber vornehmen lassen oder nach § 5 Abs. 1 MsbG einen anderen Messstellenbetreiber beauftragen will.
- 451 Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die in ihrem jeweiligen System maßgeblichen Kostentreiber für den Messstellenbetrieb bei Letztverbrauchern zu ermitteln und in sachgerechter Weise den einzelnen Ausspeisepunkten zuzuordnen. Dabei können neben den

Messstellenbetriebsentgelten auch separate Entgelte für die Messung nach einer gesonderten Methodik ermittelt und ausgewiesen werden, wenn diese Differenzierung nach den Kostenstrukturen und der Ausgestaltung der erbrachten Dienstleistungen sachgerecht ist. Die Messstellenbetriebsentgelte (und ggf. Messentgelte) müssen den Kriterien des Art. 4 Abs. 4 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genügen. Im Übrigen überlässt die Beschlusskammer die Ausgestaltung der anzuwendenden Entgeltmethodik den einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern. Dies tut sie zum einen vor dem Hintergrund, dass sich die gewachsenen Strukturen im Messwesen und die sich auf deren Grundlage herausgebildeten bisher angewendeten Methoden der Entgeltbildung teilweise sehr stark unterscheiden und Vereinheitlichungsversuche durch die Beschlusskammer sich als schwierig und vielfach nicht sinnvoll erwiesen haben. Zum anderen ist der Bedarf nach regulatorischen Eingriffen beim Messstellenbetrieb weniger stark geboten als in anderen Bereichen. Beim Messstellenbetrieb verfügen Netzbetreiber seit Inkrafttreten des MsbG nicht mehr über eine natürliche Monopolstellung, sondern befinden sich in einem Wettbewerbsverhältnis mit anderen unabhängigen Messstellenbetreibern. Damit sollte grundsätzlich eine Herausbildung angemessener Preise über Marktmechanismen gewährleistet sein, weshalb für staatlich-regelnde Eingriffe Zurückhaltung geboten ist. Marktstörungen drohen allenfalls durch Quersubventionierung des Messstellenbetriebs aus anderen regulierten Geschäftsbereichen, was allerdings keine Frage der Entgeltmethodik, sondern der Kostenzuordnung ist, welche ohnehin der Aufsicht der Bundesnetzagentur unterliegt. Im Rahmen der diesen Beschluss vorbereitenden Datenerhebung haben alle Fernleitungsnetzbetreiber, die Messstellen an Anschlusspunkten zu Letztverbrauchern betreiben, die gegenwärtig von ihnen angewendete Methodik zur Bildung der entsprechenden Entgelte gegenüber der Beschlusskammer erläutert. Dabei sind der Beschlusskammer keine Gestaltungen zur Kenntnis gelangt, die nach ihrer Einschätzung nicht verursachungsgerecht, nichtdiskriminierend, objektiv und transparent sind oder zu einer Quersubventionierung zwischen Netznutzern führen.

452 Der Ausgleich von Mehr- oder Mindererlösen, welche entstehen können, wenn sich die Zahl der Anschlussnutzer, bei denen der Messstellenbetrieb durch den Netzbetreiber durchgeführt wird, im Zeitablauf verändert, erfolgt über ein gesondertes Regulierungskonto. Dies ist notwendig, um eine Beeinflussung der Fernleitungsentgelte durch Differenzen aus dem Bereich des Messstellenbetriebs zu vermeiden. Der Messstellenbetrieb wird nur von einer klar abgrenzbaren Gruppe innerhalb der Gesamtheit der Nutzkunden in Anspruch genommen, welche allein die Kosten hierfür zu tragen hat, weshalb auch positive und negative Effekte aus hierbei anfallenden Differenzbeträgen allein bei dieser Gruppe zu allokalieren sind. Ein gesondertes Regulierungskonto steht nicht im Widerspruch zu Art. 19 Abs. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Zwar hat hiernach jeder Fernleitungsnetzbetreiber nur ein Regulierungskonto zu nutzen. Allerdings bezieht sich diese Norm – wie Kapitel IV der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 insgesamt – nur auf Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen, die über ein solches Konto

auszugleichen sind. Art. 17 Abs. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 bestimmt sodann, dass diese Bestimmungen mutatis mutandis auf Erlöse aus Systemdienstleistungen angewendet werden können. Nähere Bestimmungen darüber, wie dies im Einzelnen zu geschehen hat und in welchem Verhältnis der Ausgleich von Erlösen aus Systemdienstleistungen zum Ausgleich der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen in diesem Fall stehen sollen, fehlen. Da die Nutzung des Regulierungskontos für Systemdienstleistungen schon im Grundsatz nicht zwingend vorgegeben ist und auch alternative Ausgleichsmechanismen zugelassen sind, kann die Einrichtung eines eigenständigen Regulierungskontos mit identischer Funktionsweise nicht unzulässig sein. Überdies genügt nur diese Ausgestaltung den Vorgaben des Art. 4 Abs. 4 S. 2 lit. a) und des Art. 7 S. 2 lit. c) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460, wonach sowohl der für Fernleitungsdienstleistungen maßgebliche Referenzpreis als auch die Systemdienstleistungsentgelte frei von (auch wechselseitigen) Quersubventionierungen zu bilden sind. Die Vorgaben des § 5 ARegV zur Führung und Prüfung des Regulierungskontos finden auf beide Konten gleichermaßen unverändert Anwendung, lediglich bei der Ausschüttung der Salden nach § 5 Abs. 3 S. 2 ARegV erfolgt neben der Erhöhung oder Absenkung der (nach wie vor einheitlichen) Erlösobergrenze künftig eine Differenzierung nach Beträgen, die bei der Bildung von Fernleitungsnetzentgelten und bei der Bildung von Messstellenbetriebsentgelten zu berücksichtigen sind.

453 Davon abweichend wird für einen Übergangszeitraum noch eine Abwicklung über das bisherige Regulierungskonto gemeinsam mit dem Ausgleich der Differenzen aus Fernleitungsdienstleistungen vorgenommen. Nach den Erkenntnissen der Beschlusskammer erfolgte die Abgrenzung zwischen den Kosten für den Messstellenbetrieb bzw. die Messung und sonstigen Kosten bisher bei den einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern sehr uneinheitlich und nicht notwendigerweise im Einklang mit den in diesem Beschluss vorgegebenen Grundsätzen. Um den Systemwechsel von daraus resultierenden Effekten freizuhalten, erfolgt die Auftrennung von Messstellenbetriebskosten und Fernleitungskosten im Regulierungskonto erst, sobald diese nach einheitlichen und eindeutigen Regeln abgegrenzt wurden, aber nicht für noch auszugleichende Differenzen, die bei Inkrafttreten dieses Beschlusses bereits auf dem Regulierungskonto aufgelaufen sind. Die getrennte Ausschüttung wird somit erstmals in den Entgelten für das Kalenderjahr 2022 berücksichtigt, in welche die im Kalenderjahr 2021 ermittelten Werte aus dem Kalenderjahr 2020 einfließen.

454 Die indikativen Messstellenbetriebsentgelte für die einzelnen Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern, welche die Fernleitungsnetzbetreiber der Beschlusskammer mitgeteilt haben, und ihr Anteil an den zulässigen Gesamterlösen je Fernleitungsnetzbetreiber ergeben sich aus den Anlagen 1 und 3.

455 Ferner hat sich die Beschlusskammer – insbesondere unter Würdigung entsprechender Hinweise von ACER – dazu entschlossen, auch den Messstellenbetrieb an Ausspeisepunkten

zu nachgelagerten Verteilnetzen als Systemdienstleistung zu qualifizieren, soweit dieser nicht durch den Verteilnetzbetreiber, sondern durch den Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt. Andernfalls käme es zu einer Ungleichbehandlung von Endkunden, welche direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossen sind, und jenen, welche über ein Verteilnetz versorgt werden. Erstgenannte würden dann nicht nur den sie selbst betreffenden Messstellenbetrieb finanzieren, sondern auch jenen, der ausschließlich für die Kunden in einem bestimmten Verteilnetz durchgeführt wird. Anders als bei den Ausspeisepunkten zu einzelnen Letztverbrauchern findet hier jedoch das MsbG keine Anwendung, der Fernleitungsnetzbetreiber steht also nicht im Wettbewerb mit konkurrierenden Messdienstleistern. Somit kann die genaue Ausgestaltung des Entgeltsystems hier nicht im Vertrauen auf Marktmechanismen den Fernleitungsnetzbetreibern selbst überantwortet werden. Deshalb ordnet die Beschlusskammer an, dass die Kosten einer Messstelle am Verbindungspunkt zu einem Verteilnetz vom jeweiligen Verteilnetzbetreiber zu tragen sind. Diese Bestimmung ordnet die Kosten direkt dem entsprechenden Verursacher zu, sie ist ferner diskriminierungsfrei und aufgrund ihrer Einfachheit objektiv und transparent. Das daraus resultierende Systemdienstleistungsentgelt ist im Rahmen des internen Bestellprozesses von Verteilnetzbetreiber zu entrichten, der es sodann in Form von vorgelagerten Netzkosten an seine eigenen Kunden weitergeben kann.

- 456 Eine Regelung zum Regulierungskonto oder zu sonstigen Ausgleichsmechanismen ist entbehrlich. Da die von dem jeweiligen Kunden zu entrichtenden Entgelte genau den von ihm verursachten Kosten entsprechen, sind Mehr- oder Mindererlöse nicht zu erwarten.
- 457 Die indikativen Messstellenbetriebsentgelte für die einzelnen Ausspeisepunkte zu den nachgelagerten Verteilnetzen konnten von der Beschlusskammer nicht mehr rechtzeitig vor Verfahrensabschluss ermittelt werden, da sie erst in einem sehr späten Stadium des Verfahrens zu der Erkenntnis einer Notwendigkeit dieser Entgelte, welche in der Konsultationsfassung noch nicht vorgesehen waren, gelangt ist und eine zügige Beschlussfassung nicht nur aufgrund der Fristenregelung des Art. 27 Abs. 4 S. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 geboten war, sondern auch um den Fernleitungsnetzbetreibern noch ausreichend Zeit für die Kalkulation ihrer Entgelte für das Jahr 2020 zu geben. Da es sich hier um einen Ausnahmesachverhalt handelt, sind die Auswirkungen etwa auf die Aufteilung der Erlöse auf solche aus Fernleitungs- und Systemdienstleistungen vernachlässigbar.
- 458 Der Betrieb von Messstellen an Kopplungspunkten und Speicherpunkten wird demgegenüber als Fernleitungsdienstleistung eingestuft. Es handelt sich hierbei um Vorgänge, die nicht einzelnen Netzkunden zurechenbar sind, sondern jeweils eine Vielzahl von Netznutzern betreffen. Auch insoweit wäre zwar eine punktspezifische Allokation möglich, um zumindest den Teil der Netznutzer, der die jeweiligen Punkte nutzt, verursachungsgerecht mit den entsprechenden Kosten zu belasten. Es ist jedoch nicht begründbar, warum gerade beim Messstellenbetrieb eine solche präzise Kostenzuordnung erfolgen sollte, während alle anderen

Kosten, etwa für die Nutzung ganz bestimmter Leitungsabschnitte, als allgemeines Transportentgelt gleichmäßig über alle Nutzer verteilt werden. Auch eine Beeinträchtigung des Wettbewerbs im Messwesen kommt nicht in Betracht, da das MsbG an den betroffenen Ausspeisepunkten ohnehin keine Anwendung findet und ein Markt für konkurrierende Messstellenbetreiber mangels potentieller Auftraggeber (abgesehen von den Netzbetreibern selbst) nicht besteht.

4. Nominierungsersatzverfahren (Ziffer 8 des Tenors)

- 459 Die Anordnungen in Ziffer 8 des Tenors ergehen auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 27 Abs. 4 S. 1, Art. 26 Abs. 1 lit. c Ziffer ii, Art. 4 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.
- 460 Bei dem Nominierungsersatzverfahren gemäß § 15 Abs. 3 GasNZV handelt es sich um eine Systemdienstleistung. Es ist keine Fernleitungsdienstleistung gemäß Art. 4 Abs. 1 S. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Die Kosten des Nominierungsersatzverfahrens gehen nicht i.S.d. Art. 4 Abs. 1 S. 1 lit. a) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 auf die Kostentreiber Kapazität und Distanz zurück und stehen nicht im Zusammenhang mit Investitionen in Infrastruktur, die zum regulierten Anlagevermögen für die Erbringung von Fernleitungsdienstleistungen i.S.d. Art. 4 Abs. 1 S. 1 lit. b) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 gehört. Es handelt sich um einen Vorgang, der nur einen wirtschaftlichen, aber keinen technischen Bezug zum Gastransport hat.
- 461 Es ist verursachungsgerecht und nicht-diskriminierend gemäß Art. 4 Abs. 4 S. 2 lit. a) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460, denjenigen Netzkunden, der ein Nominierungsersatzverfahren in Anspruch nimmt, die Kosten dieses Verfahren tragen zu lassen. Dies ist ferner objektiv, transparent und ohne quer-subventionierende Wirkung i.S.d. Art. 4 Abs. 4 S. 2 lit. b) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.
- 462 Die indikativen Entgelte für das Nominierungsersatzverfahren und ihre Anteile an den zulässigen Gesamterlösen der einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber ergeben sich aus Anlage 4. Im Rahmen der Datenerhebung für das Konsultationsverfahren haben lediglich zwei Fernleitungsnetzbetreiber Angaben zu Entgelten für Nominierungsersatzverfahren gemacht. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass ein solches Verfahren bei allen Netzbetreibern ähnliche Kosten verursachen würde. Deshalb betrachtet sie die beiden übermittelten Angaben als repräsentativ und hat für alle anderen Netzbetreiber den Mittelwert als indikatives Entgelt angesetzt. Gleichwohl gaben alle Fernleitungsnetzbetreiber übereinstimmend an, für das Jahr 2020 keine Entgelte aus Nominierungsersatzverfahren zu erwarten. Der Anteil an den zulässigen Erlösen wird deshalb durchweg mit 0 % ausgewiesen.

VI. Zeitliche Geltung der Festlegung gemäß Art. 27 Abs. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (Ziffer 9 des Tenors)

- 463 Die Anordnungen in Ziffer 9 des Tenors ergehen auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 27 Abs. 4 S. 1 und Art. 27 Abs. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.
- 464 Gemäß Art. 27 Abs. 5 S. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ist das Verfahren gemäß Art. 26 und 27 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 einschließlich der Berechnung und Veröffentlichung der Entgelte spätestens zum 31.05.2019 abzuschließen. Die Entgelte, die in der zum 31.05.2019 laufenden Entgeltperiode gelten, bleiben bis zum Ende dieser Entgeltperiode anwendbar, d.h. die für die Entgeltperiode 2019 (vgl. § 20 Abs. 1 S. 1 EnWG zur jährlichen Entgeltbildung) veröffentlichten Entgelte bleiben bis zum 31.12.2019 in Kraft. Ab dem 01.01.2020 gelten die Entgeltvorgaben gemäß der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sowie auf Grundlage dieser Verordnung ergangenen Entscheidungen der Bundesnetzagentur. Ziffer 9 des Tenors stellt sicher, dass die in den Ziffern 1 bis 8 tenorierten Vorgaben entsprechend Art. 27 Abs. 5 S. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 erst ab diesem Zeitpunkt gelten und bis dahin die Entgeltbildung anhand der bisherigen nationalen Vorgaben erfolgen kann.
- 465 Klarstellend sei erwähnt, dass der Beginn und die Dauer von Regulierungsperioden und Entgeltperioden von dieser Festlegung nicht geregelt werden. Die Regulierungsperioden dauern gemäß § 3 Abs. 2 ARegV fünf Jahre. Die dritte Regulierungsperiode läuft vom 01.01.2018 bis zum 31.12.2022, siehe § 3 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 34 Abs. 1b S. 1 ARegV. Die Entgeltperiode ist stets das Kalenderjahr, § 17 Abs. 3 S. 1 ARegV.
- 466 Eine neue Entscheidung nach Art. 26 und 27 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 muss spätestens nach 5 Jahren ergehen, Art. 27 Abs. 5 S. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460. Die Marktgebietszusammenlegung voraussichtlich zum 01.10.2021 macht jedoch eine frühere Entscheidung erforderlich (siehe hierzu Abschnitt VII).

VII. Vorlageverpflichtung und Berichtspflicht gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV i.V.m. § 28 S. 1 Nr. 3 ARegV (Ziffer 10 des Tenors)

- 467 Die Anordnungen in Ziffer 10 des Tenors ergeht auf Grundlage von § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV i.V.m. § 28 S. 1 Nr. 3 ARegV.
- 468 Gemäß Tenorziffer 10 a) besteht im Hinblick auf die von Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 vorgegebenen Punkte eine Anzeigepflicht. Sollte vor der Wiederholung dieses Verfahrens gemäß Art. 27 Abs. 5 S. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ein neuer, in dieser Festlegung nicht berücksichtigter Sachverhalt insbesondere in Form von neuen Bedingungen für verbindliche Kapazitätsprodukte oder neuen Systemdienstleistungen bei einem im Marktgebiet NetConnect Germany tätigen Fernleitungsnetzbetreiber auftreten, der eine

Neubewertung der in Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Punkte erforderlich machen könnte, ist dieser Sachverhalt unverzüglich der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Darüber hinaus ist gemäß Tenorziffer 10 b) grundsätzlich nach Abschluss einer Entgeltperiode ein Bericht zu erstellen, mit dem das Mengenrisiko nach Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 bewertet werden kann.

- 469 Zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 des EnWG genannten Zwecke kann die Regulierungsbehörde Entscheidungen durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 des EnWG treffen zu Umfang, Zeitpunkt und Form der nach den §§ 27 und 28 ARegV zu erhebenden und mitzuteilenden Daten, § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV. Gemäß § 28 S. 1 Nr. 3 ARegV haben die Netzbetreiber der Regulierungsbehörde die zur Überprüfung der Netzentgelte nach § 17 ARegV notwendigen Daten, insbesondere die in dem Bericht nach § 28 der GasNEV enthaltenen Daten, mitzuteilen.
- 470 Zur laufenden Überprüfung und Einschätzung insbesondere von Netzentgelten und Entgelten für Systemdienstleistungen anhand der durch Verordnung (EU) Nr. 2017/460 aufgestellten Kriterien ist es erforderlich, dass die Bundesnetzagentur rechtzeitig Kenntnis von neuen Sachverhalten erlangt, die möglicherweise eine neue Konsultationspflicht nach Art. 26 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 auslösen können. Bei gravierenden Änderungen kommt insbesondere eine Vorziehung der gemäß Art. 27 Abs. 5 S. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 mindestens alle fünf Jahre zu wiederholenden Konsultation in Betracht. Vor diesem Hintergrund ist eine verbindliche Meldepflicht wie durch Tenorziffer 10 a) angeordnet erforderlich und angemessen.
- 471 Darüber hinaus wird die Bundesnetzagentur durch den Bericht gemäß Tenorziffer 10 b) in die Lage versetzt, die Auswirkungen der gemeinsam anzuwendenden, festgelegten Referenzpreismethode insbesondere auf das Buchungsverhalten von Netznutzern zu eruieren. Dabei kann der Bericht ein erster Anhaltspunkt für Änderungen des Buchungsverhaltens sein. Zwar wird - wie erörtert - im vorliegenden Ein- und Ausspeisesystem nicht erheblich mehr Gas in andere Systeme als zu Verbrauchszwecken im eigenen System transportiert, so dass entsprechend Erwägungsgrund Nr. 6 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 Sicherheitsmechanismen zum Schutz „gefangener“ Kunden vor den Risiken großer Transitflüsse nicht per se erforderlich sind. Im Zuge der Konsultationen wurde jedoch an die Bundesnetzagentur wiederholt die Besorgnis herangetragen, durch die gemeinsame Anwendung der festgelegten Referenzpreismethode könnte es zu einem Wegfall von Buchungen kommen, die dem Transit zuzuordnen seien. Sofern sich aus dem Bericht Anhaltspunkte hierfür ergeben, können diese (in Verbindung mit weiterer Aufklärung der Entwicklungen) in den folgenden Festlegungsverfahren, die gemäß Art. 26 Abs. 5 S. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zyklisch durchzuführen sind, berücksichtigt werden. Die Berichtspflicht gilt, entsprechend der Laufzeit dieser Festlegung, bis gemäß Art. 26 Abs. 5 der

Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eine neue Entscheidung zur Referenzpreismethode sowie der weiteren in Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Punkte ergeht.

- 472 Da gemäß Art. 10 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 die Referenzpreismethode durch die Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam anzuwenden ist und diese den Veröffentlichungspflichten nach Art. 29, 30 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 gemäß Art. 10 Abs. 8 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 gemeinsam nachzukommen haben, erachtet die Beschlusskammer auch eine gemeinsame Berichtspflicht gemäß Tenorziffer 10 S. 2 ff. als zweckdienlich. Aufgrund der in diesem Beschluss mehrfach erörterten Kooperationspflicht der Fernleitungsnetzbetreiber ist eine solche abgestimmte Vorgehensweise auch sachgerecht. Sofern einzelne Fernleitungsnetzbetreiber abweichende Stellungnahmen einreichen möchten, steht dies ihnen selbstverständlich frei.
- 473 Die Abfrage bezieht sich neben der technischen Kapazität einerseits auf die prognostizierte, durchschnittlich kontrahierte, unangepassten Kapazität (wie sie auch in die Referenzpreismethode vor der Anpassung nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 einfließt) und andererseits auf die entsprechend durch Multiplikatoren und Abschläge angepasste Kapazität (die die oben genannte Anpassung erforderlich macht).
- 474 Soweit den Fernleitungsnetzbetreibern unmöglich sein sollte zu erörtern, inwiefern die Entwicklung auf wesentlichen Änderungen der technischen Kapazität, dem Buchungsverhalten von Netznutzern oder sonstigen Gründen beruht, ist dies im Bericht zu begründen.
- 475 Ein Zwischenbericht zum 31.08.2019 ist insofern erforderlich, als dass bei einer späteren Einreichung der Bericht nicht mehr in die voraussichtlich Anfang 2020 zu treffende Entscheidung nach Art. 26 und 27 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 hinsichtlich des voraussichtlich ab Oktober 2021 gemeinsamen Marktgebietes einfließen könnte.
- 476 Darüber hinaus sieht die Berichtspflicht vor, dass die entgangenen Erlöse aufgrund der Entgeltbefreiungen für Biogas und Power-to-Gas aufgezeigt werden. Dadurch werden die Bundesnetzagentur und der Markt in die Lage versetzt, die Entwicklung der monetären Auswirkungen dieser Regelung besser nachzuvollziehen.
- 477 Der Bericht ist durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu veröffentlichen. Dies entspricht der Forderung einiger Marktteilnehmer aus der Konsultation, die gesammelten Daten und Analysen öffentlich zugänglich zu machen. Dies erachtet die Beschlusskammer für sachgerecht, da die vorliegenden Fragen ohnehin öffentlich und umfassend zu konsultieren sind.
- 478 In den Folgeentscheidungen nach Art. 26 und 27 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 wird jeweils zu prüfen sein, ob eine Fortführung der Berichtspflicht erforderlich ist.

VIII. Sonstiges

- 479 Die Anlagen 1 bis 7 sind Bestandteil dieses Beschlusses.

480 Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

481 Da die Festlegung gegenüber allen im Marktgebiet NetConnect Germany tätigen Fernleitungsnetzbetreibern i.S.d. § 3 Nr. 5 EnWG erfolgt, ersetzt die Beschlusskammer die Zustellung nach § 73 Abs. 1 S. 1 EnWG gemäß § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG durch eine öffentliche Bekanntmachung der Festlegung. Die öffentliche Bekanntmachung wird gemäß § 73 Abs. 1a S. 2 EnWG dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Regulierungsbehörde im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden. Die Festlegung gilt nach § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Regulierungsbehörde zwei Wochen verstrichen sind.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der 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 der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Bonn, den 29.03.2019

Vorsitzender

Beisitzerin

Beisitzerin

Helmut Fuß

Anne Zeidler

Dr. Ulrike Schimmel

Sämtliche Angaben sind indikative, unverbindliche Prognosen für das Jahr 2020.
All information comprise indicative, non-binding forecasts for the year 2020.

Rechtsnorm der Verordnung (EU) 2017/460 ("NC TAR") Article of Regulation (EU) 2017/460 ("NC TAR")	Beschreibung Description	Wert Value	Einheit / Prozent Unit / Percentage
Art. 26 (1) a) i) NC TAR, Art. 30 (1) a) ii) NC TAR	Prognostizierte kontrahierte Kapazität Forecasted contracted capacity	332.727.214,21	kWh/h
Art. 26 (1) a) ii) NC TAR, Art. 9 (1) NC TAR	Speicherrabatte Discount for storage	75	%
Art. 26 (1) a) iii) NC TAR	Indikativer Referenzpreis vor Anpassung gemäß Art. 6 (4) c) NC TAR Indicative reference price before rescaling according to Art. 6 (4) c) NC TAR	3,92	€ pro kWh/h/a
	Anpassungsfaktor gemäß Art. 6 (4) c) NC TAR Rescaling factor according to Art. 6 (4) c) NC TAR	1,08	-
	Indikativer Referenzpreis nach Anpassung gemäß Art. 6 (4) c) NC TAR Indicative reference price after rescaling according to Art. 6 (4) c) NC TAR	4,21	€ pro kWh/h/a
Art. 26 (1) b) NC TAR, Art. 30 (1) b) i) NC TAR	Zulässige Erlöse der Fernleitungsnetzbetreiber des Marktgebietes Allowed revenues of the transmission system operators of the entry-exit system	1.560.535.869,23	€
Art. 26 (1) b) NC TAR, Art. 30 (1) b) iv) NC TAR	Davon Erlöse aus Fernleistungsdienstleistungen Of which transmission services revenues	1.303.030.999,29	€
Art. 26 (1) b) NC TAR, Art. 30 (1) b) v) (1) NC TAR	Kapazitäts-/Arbeitsaufteilung Capacity-commodity split	100/0	%
Art. 26 (1) b) NC TAR, Art. 30 (1) b) v) (2) NC TAR	Entry-Exit-Split, Hier: Entry Entry-exit split, here: Entry	31,94	%
	Entry-Exit-Split, Hier: Exit Entry-exit split, here: Exit	68,06	%
Art. 26 (1) b) NC TAR, Art. 30 (1) b) v) (3) NC TAR	Systeminterne Netznutzung Intra-system network use	74,96	%
Art. 26 (1) b) NC TAR, Art. 30 (1) b) v) (3) NC TAR	Systemübergreifende Netznutzung Cross-system network use	25,04	%
Art. 26 (1) c) ii) Nr. 2 NC TAR	Anteil der Zielerlöse, die Prognosen zufolge durch Systemdienstleistungsentgelte erzielt werden Share of the allowed revenue forecasted to be recovered from non-transmission service tariffs	256.898.637,21	€
Art. 26 (1) c) ii) Nr. 2 NC TAR	davon Biogas of which biogas	146.022.955,88	€
Art. 26 (1) c) ii) Nr. 2 NC TAR	davon Marktraumumstellung of which market area conversion	110.269.448,61	€
Art. 26 (1) c) ii) Nr. 2 NC TAR	davon Messstellenbetrieb und Messung an Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern of which meter operation and metering at exit points to end user connections	606.232,73	€
Art. 26 (1) c) ii) Nr. 4 NC TAR	Indikative Systemdienstleistungsentgelte - Hier: Biogas Indicative non-transmission tariffs - here: biogas	0,86	€ pro kWh/h/a
Art. 26 (1) c) ii) Nr. 4 NC TAR	Indikative Systemdienstleistungsentgelte - Hier: Marktraumumstellung Indicative non-transmission tariffs - here: market area conversion	0,65	€ pro kWh/h/a

Sämtliche Angaben sind indikative, unverbindliche Prognosen für das Jahr 2020
All information comprise indicative, non-binding forecasts for the year 2020.

		En(try)/Ex(it)	Art des Punktes Type of point	Technische Kapazität in kWh/h Technical capacity in kWh/h	Prognostizierte kontrahierte Kapazität in kWh/h Forecasted contracted capacity in kWh/h	Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen in € Transmission service revenues in €	Durchschnittspreis bei Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz (Entry-Exit-Split 50/50; gewichtet mit der prognostizierten kontrahierten Kapazität) in € Average price using capacity weighted distance reference price methodology (Entry-Exit-Split 50/50; weighted with the forecasted contracted capacity) in €	Preisdifferenz zwischen dem indikativen Referenzpreis gemäß vorgesehener Referenzpreismethode sowie bei kapazitätsgewichteter Distanz mit einem Entry-Exit-Split von 50/50 (jeweils nach Anpassung gemäß Art. 6 (4) c) NC TAR) Price difference between the indicative reference price according to the proposed reference price methodology and with capacity weighted distance with an entry-exit-split of 50/50 (in each case after rescaling in accordance with Article 6(4)(c) NC TAR)	Durchschnittspreis bei Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz (Entry-Exit-Split 31,94/68,06; gewichtet mit der prognostizierten kontrahierten Kapazität) in € Average price using capacity weighted distance reference price methodology (Entry-Exit-Split 31,94/68,06; weighted with the forecasted contracted capacity) in €	Preisdifferenz zwischen dem indikativen Referenzpreis gemäß vorgesehener Referenzpreismethode sowie bei kapazitätsgewichteter Distanz mit einem Entry-Exit-Split von 31,94/68,06 (jeweils nach Anpassung gemäß Art. 6 (4) c) NC TAR) Price difference between the indicative reference price according to the proposed reference price methodology and with capacity weighted distance with an entry-exit-split of 31,94/68,06 (in each case after rescaling in accordance with Article 6(4)(c) NC TAR)		
Art. 26 (1) a) iv) NC TAR, Art. 5 NC TAR		En	NKP (GÜP)	132.905.658,00	88.563.137,97	371.778.586,05	6,39	52%	4,24	1%		
Bewertung der Kostenzuweisung Entry: • NKP (GÜP) – Grenzübergangspunkt • NKP (MÜP) – Marktgebietsübergangspunkt • NAP (Ez) – Anschluss inländischer Erzeugungsanlagen • NAP (Sp) – Speicher • NAP (Bio) – Biogaseinspeisung sowie Power-to-Gas (PtG) • NAP (LNG) – Flüssigerdgas Exit: • NKP (GÜP) – Grenzübergangspunkt • NKP (MÜP) – Marktgebietsübergangspunkt • NKP (IB) – interne Bestellung eines nachgelagerten Verteilernetzbetreibers • NAP (Sp) – Speicher • NAP (Lv) – Anschluss eines Letztverbrauchers	Cost allocation assessment Entry: • NKP (GÜP) – cross-border interconnection point • NKP (MÜP) – market area interconnection point • NAP (Ez) – connection of domestic production facilities • NAP (Sp) – storage • NAP (Bio) – biogas input and power-to-gas (PtG) • NAP (LNG) – liquid natural gas Exit: • NKP (GÜP) – cross-border interconnection point • NKP (MÜP) – market area interconnection point • NKP (IB) – internal booking of a downstream distribution system operator • NAP (Sp) – storage • NAP (Lv) – end user connection	En	NKP (MÜP)	18.579.680,00	8.467.107,23	34.299.454,69	7,13	69%	4,74	13%		
		En	NAP (Ez)	6.000,00	6.700,00	39.490,38	7,83	86%	5,20	24%		
		En	NAP (Sp)	80.477.424,00	13.038.326,15	10.041.821,57	7,16	70%	4,76	13%		
		En	NAP (Bio)	31.670,00	30.270,00	0,00	5,67	35%	3,77	-10%		
		En	NAP (LNG)	0,00	0,00	0,00	0,00	0%	0,00	0%		
		Ex	NKP (GÜP)	75.306.346,20	42.377.903,45	165.266.631,04	3,68	-13%	5,02	19%		
		Ex	NKP (MÜP)	2.635.531,00	14.321,00	75.746,65	3,84	-9%	5,25	25%		
		Ex	NKP (IB)	153.679.464,80	156.161.965,80	657.205.851,50	2,94	-30%	4,01	-5%		
		Ex	NAP (Sp)	45.953.352,00	10.464.594,18	6.725.765,25	3,43	-19%	4,69	11%		
		Ex	NAP (Lv)	22.293.443,00	13.633.158,43	57.597.652,17	2,92	-31%	3,99	-5%		
		Bestandteile der Bewertung		Werte gemäß Netzbetreiberangaben		Art. 5 (5) NC TAR	Art. 5 (5) NC TAR	Art. 5 (5) NC TAR	Art. 5 (5) NC TAR	Werte bei kapazitätsgewichteter Distanz gemäß Art. 8 NC TAR		
		Components of the assessment		Values according to input by network operators		Exit-Speicher systemintern	Exit-Speicher anteilig (20 % systemübergreifend)	Exit-Speicher 50/50	Exit-Speicher systemübergreifend	Values in case of capacity weighted distance according to Art. 8 NC TAR		
		Prognostizierte kontrahierte Kapazität in kWh/h		332.727.214,21		332.727.214,21	332.727.214,21	332.727.214,21	332.727.214,21	332.757.484,21		
		Forecasted contracted capacity in kWh/h		976.703.737,34		977.461.257,29	968.215.491,67	954.322.173,19	931.183.089,08	902.907.599,34		
Revenue intra cap in €		247.973.035,31		247.973.035,31	243.791.660,42	237.508.441,13	227.043.846,95	247.973.035,31				
Revenue cross cap in €		326.327.261,95		325.569.742,00	334.815.507,62	348.708.826,10	371.847.910,20	400.123.399,95				
Driver intra cap in kWh/h		84.784.448,90		84.784.448,90	88.965.823,78	95.249.043,08	105.713.637,26	84.784.448,90				
Driver cross cap in kWh/h		3,94		3,94	3,97	4,02	4,10	3,64				
Ratio intra cap		3,85		3,84	3,76	3,66	3,52	4,72				
Ratio cross cap		2,31%		2,62%	5,38%	9,30%	15,33%	25,79%				
Comp cap												

Sämtliche Angaben sind indikative, unverbindliche Prognosen für das Jahr 2020
All information comprise indicative, non-binding forecasts for the year 2020.

Art. 26 (1) a) v) NC TAR, Art. 26 (1) a) iii) NC TAR				Art. 26 (1) a) iii) NCTAR			Art. 26 (1) d) NC TAR, Art. 30 (2) a) i) NC TAR		Art. 26 (1) c) ii) Nr. 2 und 4 NC TAR (Prognostizierte Entgelte für Messtellenbetrieb und Messung an Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern) Art. 26 (1) c) ii) Nr. 2 und 4 NC TAR (indicative tariffs for meter operation and metering at exit points to end user connections)			
En(t)/y) / Ex(t)	Fernleitungsnetzbetreiber Transmission system operator	Art des Punktes Type of point	Bezeichnung des Punktes / der Zone Designation of point / zone	Art. 8 NC TAR Indikativer Referenzpreis bei kapazitätsgewichteter Distanz in € pro kWh/h/a Indicative reference price as per capacity weighted distance in € per kWh/h/a	Indikativer Referenzpreis gemäß vorgesehener Referenzpreismethode vor Anpassung gemäß Art. 6 (4) c) NC TAR in € pro kWh/h/a Indicative reference price as per proposed reference price methodology before rescaling according to Art. 6 (4) c) NC TAR in € per kWh/h/a	Indikativer Referenzpreis gemäß vorgesehener Referenzpreismethode nach Anpassung gemäß Art. 6 (4) c) NC TAR in € pro kWh/h/a Indicative reference price as per proposed reference price methodology after rescaling according to Art. 6 (4) c) NC TAR in € per kWh/h/a	Referenzpreis 2019 in € pro kWh/h/a Reference price 2019 in € per kWh/h/a	Prognostiziertes Messtellenbetriebsentgelt an Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern Indicative tariffs for meter operation at exit points to end user connections	Einheit Unit	Prognostiziertes Messentgelt an Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern Indicative tariffs for metering at exit points to end user connections	Einheit Unit	
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Achim II	8,26	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Ahlten	7,45	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NAP (EZ)	Bad Bentheim, Dellmannstraße 2	6,05	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Bocholtz	4,84	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Bunder Tief	7,48	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Dornum	8,77	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Drohne NOWAL	6,15	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Ellund	11,73	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Elten	6,06	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Emden EPT	8,07	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NAP (EZ)	Engerhufe	7,83	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Etzel	8,09	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Etzel (Speicher Crystal), Bitzenlander Weg 10	8,09	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Etzel (Speicher ESE), Bitzenlander Weg 3	8,09	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Eytratten-Raeren	4,79	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Friedeberg-Etzel, Bitzenlander Weg 2	8,09	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Friedeberg-Etzel, Schienenstrang, EGL	8,09	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Haiming 2 7f	7,44	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Kienbaum	13,87	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Medelsheim	4,84	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NAP (Bio)	Merzig, Waldweiser Straße (Biogas)	5,74	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Oberkappel	8,07	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Oude Statenijl	7,49	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Remich	6,07	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Speicher Bierwang	7,03	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Speicher Breitenrum	7,19	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Speicher Epe H	5,71	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Speicher Epe L	5,96	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Speicher Eschenfelden	5,36	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Speicher Gronau-Epe H1	5,71	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Speicher Gronau-Epe L1	5,96	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Speicher Gronau-Epe L2	5,96	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Speicher Krummhörn	8,00	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Steinbrink	6,33	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Steinitz	10,63	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Tegelen	5,48	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Überackern	7,44	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Vitzeroda MUP	5,34	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Vreden	5,58	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Waldhaus	6,12	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Wallbach	6,66	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Wardenburg	7,33	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Zone GASCADE	3,69	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Zone GUD (L)	5,94	3,92	4,21	4,09					
En	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Zone MND GSG	3,69	3,92	4,21	4,09					
En	Thysengas GmbH	NKP (MUP)	Embsären	5,84	3,92	4,21	3,20					
En	Thysengas GmbH	NKP (GUP)	Emden EMS/ EPT	8,07	3,92	4,21	3,20					
En	Thysengas GmbH	NAP (Sp)	Leer - Mooräcker - 3 (70096 Nöttermoor H UGS-E)	7,70	3,92	4,21	1,60					
En	Thysengas GmbH	NAP (Sp)	Leer - Mooräcker - 3 (70096 Jemgum I UGS-E)	7,70	3,92	4,21	1,60					
En	Thysengas GmbH	NAP (Sp)	Epe - III (UGS-E)	5,71	3,92	4,21	1,60					
En	Thysengas GmbH	NKP (GUP)	Zevenaar	6,06	3,92	4,21	3,20					
En	Thysengas GmbH	NKP (GUP)	Lichtenbusch	4,79	3,92	4,21	3,20					
En	Thysengas GmbH	NKP (MUP)	Broichweiden Süd	4,66	3,92	4,21	3,20					
En	Thysengas GmbH	NKP (GUP)	Bocholtz - Vetschau	4,86	3,92	4,21	3,20					
En	Thysengas GmbH	NAP (Bio)	BGEA - Berghelm - Paffendorf	5,17	3,92	4,21	0,00					
En	Thysengas GmbH	NAP (Sp)	Gronau - Epe - 11 (UGS-E)	5,71	3,92	4,21	1,60					
En	Thysengas GmbH	NAP (Sp)	Emlichheim - Kalle - 1 (UGS-E)	6,28	3,92	4,21	1,60					
En	Thysengas GmbH	NAP (Sp)	Gronau - Epe - 13 (UGS-E)	5,71	3,92	4,21	1,60					
En	Thysengas GmbH	NAP (Bio)	BGEA - Rosendahl - Hoesen - Brookalle	5,27	3,92	4,21	0,00					
En	Thysengas GmbH	NAP (Sp)	Epe/Xanten I (UGS-E)	5,71	3,92	4,21	1,60					
En	Fluxys TENP GmbH	NKP (GUP)	Bocholtz	4,84	3,92	4,21	3,30					
En	Fluxys TENP GmbH	NKP (GUP)	Eymatten	4,79	3,92	4,21	3,30					
En	Fluxys TENP GmbH	NKP (GUP)	Wallbach	6,66	3,92	4,21	3,30					
En	GRTgaz Deutschland GmbH	NKP (MUP)	Gernsheim	3,80	3,92	4,21	2,23					
En	GRTgaz Deutschland GmbH	NKP (GUP)	Medelsheim	4,94	3,92	4,21	2,23					
En	GRTgaz Deutschland GmbH	NKP (GUP)	Oberkappel	8,07	3,92	4,21	2,23					
En	GRTgaz Deutschland GmbH	NKP (GUP)	Waldhaus	6,12	3,92	4,21	2,23					
En	terraneis bw GmbH	NKP (MUP)	Lampertheim IV	3,91	3,92	4,21	4,43					
En	terraneis bw GmbH	NAP (Bio)	Hahnemann	6,10	3,92	4,21	4,43					
En	bayernets GmbH	NAP (Sp)	Haiming 2-7f/bn Entnahme	7,44	3,92	4,21	3,15					
En	bayernets GmbH	NAP (Sp)	Haiming 2-RAGE3/bn Entnahme	7,44	3,92	4,21	3,15					
En	bayernets GmbH	NAP (Sp)	Irzenhain-West USP Entnahme	6,93	3,92	4,21	3,43					
En	bayernets GmbH	NAP (Bio)	Mammendorf BGEA	5,98	3,92	4,21	0,00					
En	bayernets GmbH	NKP (GUP)	Überackern	7,44	3,92	4,21	3,15					
En	bayernets GmbH	NKP (GUP)	Überackern 2	7,44	3,92	4,21	3,15					
En	bayernets GmbH	NAP (Sp)	USP Haidach/Entnahme	7,44	3,92	4,21	3,15					

En	bayererns GmbH	NAP (Sp)	Wolferberg/USP Entnahme	6,50	3,92	4,21	3,15			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Aarbergen	2,65	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IMUP)	Achim II	4,02	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IMUP)	Ahlten	4,15	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Alfter, Witterschlick, Gartenweg	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Andernach, Hafenstraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Andernach, Ostka	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Abtlar, Herborner Straße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Attendorf 2	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Bad Hönningen, Sprudelstraße I und II	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Barsinghausen, Hainmoversche Straße	3,46	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Barsinghausen, Hermann-Bahlsen-Straße	3,46	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Bergkamen, Fritz-Husemann-Straße	3,46	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Bielefeld, Theesen, Untere Wende	3,46	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (GÜP)	Bocholtz	3,02	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Bochum, Castroper Straße 228	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Bochum, Goldammer Straße	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Bochum, Wohlfahrtsstraße 110	2,79	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Bonn, Alter Heerweg 2	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Bonn, Am Josephinum	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Bonn, Gartenstraße 7	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Bonn, Pöschelstraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Brackwede	3,46	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IMUP)	Bunder Tief	3,68	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Burscheid, Höhestraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Castrop-Rauxel, Von-Hoffmann-Straße	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Darmstadt, Taubeheschhienweg	3,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Dillenburg 1	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Dillenburg, Am Güterbahnhof	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (GÜP)	Dornum	4,15	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Dortmund, Burgholzstraße	2,79	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Dortmund, Dorffelder Allee	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Dortmund, Ostkirchstraße 177	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Dortmund, Springrumstraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IMUP)	Drohne NOWAL	3,25	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Duisburg, Homburg, Eisenbahnstraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Duisburg, Huckingen, Ehinger Straße 200	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Duisburg, Huckingen, Mannesmannstraße	2,79	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Duisburg, Lössort Straße	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Duisburg, Mündelheim, Krefelder Straße	2,79	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Duisburg, Mündelheim, Krefelder Straße - KAP01	2,79	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Duisburg, Varziner Straße 49	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Duisburg, Wanheimer Straße 160 (700476)	2,79	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Duisburg, Werthauer Straße 123 (Kessel)	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Duisburg, Werthauer Straße 182	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Duisburg-Bruckhausen, Kaiser-Wilhelm-Straße (H) (700476)	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Duisburg-Bruckhausen, Kaiser-Wilhelm-Straße (L) (700476)	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Duisburg-Laar, Friedrich-Ebert-Straße 160 - KAP01 (700476)	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Duisburg-Laar, Friedrich-Ebert-Straße 160 (700476)	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Duisburg-Wanheim, Friemersheimer Str. 40	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Duisburg-Wedau 1	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Düsseldorf 4	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Düsseldorff Oberbilik	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Düsseldorff, Bernrath, Schwarzer Weg	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Düsseldorff, Böhlerstraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Düsseldorff, Henkelstraße 170	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Düsseldorff, Henkelstraße 170 - KAP01	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Düsseldorff, Oenschachstraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Ehringhausen, Am Bahnhof	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (GÜP)	Eilund	5,64	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (GÜP)	Eiten	3,42	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (GÜP)	Emden EPT	3,87	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Essen 1	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Essen, Am Technologiepark (Nord / Station 2)	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Essen, Am Technologiepark (Süd / Station 1)	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Essen, Gladbecker Straße 404, Prüfstand	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Essen, Karnap, Arenbergerstraße 45	2,79	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Essen, Ruhrau 50	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Essen, Ruhrgasstraße 50	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Essen-Ostviertel 1	2,79	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IMUP)	Etzel	3,87	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Etzel (Speicher Crystal), Bitzenlander Weg 10	3,87	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Etzel (Speicher ESE), Bitzenlander Weg 3	3,87	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Euskirchen-Statzheim 2	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (GÜP)	Eynatten-Raeren	3,01	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Friedeburg-Etzel, Bitzenlander Weg 2	3,87	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Friedeburg-Etzel, Bitzenlander Weg 3, Heizgas	2,79	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Friedeburg-Etzel, Bitzenlander Weg 4 Heizgas	2,79	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Friedeburg-Etzel, Schienenstrang EGI	3,87	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, Heizgas, EGI	2,79	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Gelsenkirchen, Gelsenbergstraße	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Gelsenkirchen, Kurt-Schumacher-Str. 100	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Gelsenkirchen, Kurt-Schumacher-Straße 95	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Gelsenkirchen, Ueckingstraße	2,79	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Gewelsberg 1	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Gewelsberg, Flurstraße	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Gladbeck, Am Wiesenbusch (Glück Auf)	3,46	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Gladbeck, Am Wiesenbusch (Spinne West / Not-NAP)	3,46	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Grewenbroich 1	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Großkrotzenburg, Hainauer Landstraße	2,65	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Hagen, Schwannstraße	2,65	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Hagen, Weststraße 10	2,65	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Hagen-Halden	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Halger, Mahlwerke-Kreutz-Straße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Hammig 2 F	3,21	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Hamm, Hafenstraße	3,46	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Hamm, Trianelstraße 1	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Hattingen, Schmiedestraße 1	2,65	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Herborn, Dr.-Siegfried-Straße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Herborn, Junostraße 1	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	

Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Hilden, Weststraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Karlsruhe 3	3,03	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Karlsruhe 5	3,03	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Karlsruhe, Dea-Scholven-Str. 9	3,03	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Karlsruhe, Dea-Scholven-Straße	3,03	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Karlsruhe, Nördliche Raffineriestraße 1	3,03	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Karlsruhe-Rheinhafen 1	3,03	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Kiefersfelden-Kufstein	3,67	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Kienbaum	6,55	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Kirchen 1	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Köln Niehl 2	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Köln-Port, Poststraße	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Königswinter, Am Ziegelofen	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Krefeld, Düsseldorfer Straße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Krefeld, Oberschlesienstraße 16	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Krefeld, Oberschlesienstraße 16 - KAP01	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Krefeld, Oberschlesienstraße 16 - KAP02	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Kreuztal, Buschhütten, Mühlbergstraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Kreuztal, Hammerstraße 11	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Krummhörn-Loquard	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Langenfeld (Rheinland), Industriestraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Leiden, Aschecker Straße (Not-NAP)	2,79	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Limburg-Staffel, Elzer Straße 23	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Lindlar, Kaiserau 2	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Lindlar, Oberlepp	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Lindlar-Kaiserau, Kaiserau (L 97)	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Lollar, Justus-Kilian-Straße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Lünen, Josef-Rethmann-Straße	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Lünen, Josef-Rethmann-Straße 4 - KAP01	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Marl, Hagenbergstraße	3,46	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Merleisheim	3,17	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Merbeck-Moers (H)	2,79	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Meerbusch, Nibbelsweg	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Menden, Kalkofenstraße 18	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Mettmann, Flurstraße 15-17	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Mettmann, Laubach	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Moers 1	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Moers, Am Holtmannshof	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Moers, Franz-Haniel-Str. 41, NAP-HW	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Moers, Genender Weg	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Moers, Schlägelstraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Mönheim am Rhein, Alfred-Nobel-Straße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Mülheim, Friedrich-Ebert-Straße	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Mülheim, Marienstrasse	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Mülheim, Wiesenstraße	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Neuss, Floßhafenstraße 16	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Neuss, Gladbacher Straße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Neuss, Kolbenzer Straße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Neuwied, Heldenbergstraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Nürnberg-Gebendorf, Hainbergstraße (700476)	3,23	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Oberhausen, Buschhausener Straße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Oberhausen, Flugstraße	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Oberhausen, Steinbrückenstraße 1 (700476)	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Oberhausen, Wellensteinstraße	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Oberkappel	3,90	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Olpe-Lüttringhausen, Dorfstraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Osnaabrück 2	3,46	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Osnaabrück, Burg Greetseh	3,46	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Osde Stenzenj	3,68	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Radevormwald, Krebsöge	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Ratingen, Dechenstraße	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Remich	3,68	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Remscheid, Am Langen Siepen	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Remscheid, Bahstraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Remscheid, Berghäuser Straße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Remscheid, Grüneplatz	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Remscheid, Güldenwerther Bahnhofstraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Remscheid, Lempstraße II	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Remscheid, Limkauer Straße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Remscheid, Luckhauser Str.	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Remscheid, Presover Straße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Remscheid, Tannenstraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Remscheid, Wellershausen	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Remscheid-Lennep, Rader Str.	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Remscheid-Lüttringhausen, Alte Pulvermühle	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Remscheid-Lüttringhausen, Remscheider Straße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Remscheid-Lüttringhausen, Rosentalstr.	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Remscheid-Lüttringhausen, Rosentalstraße - KAP01	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Remscheid-Lüttringhausen, Walter-Freitag-Str. II	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Rinsteln, Stoveesandstraße	3,46	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Rüsselsheim, Am Mäindamm	2,65	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Rüsselsheim, Rugbyring, B 43	2,65	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Schwerte, Eisenindustrielestraße 1	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Siegen, Obere Kaiserstraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Sinn, Friedrich-Ebert-Straße 2-4	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Sinn, Friedrich-Ebert-Straße 9	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Sinn, Unterm Ruhenstein 1	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Sinn, Wetzlarer Straße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Sinn, Weislerer Straße 13	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Södingen 1	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Södingen, Föcher Straße	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Speicher Bierwang	3,38	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Speicher Breitbrunn	3,49	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Speicher Epe H	3,12	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Speicher Epe I	3,37	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Speicher Eschenfelden	2,64	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Speicher Gronau-Epe H1	3,12	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Speicher Gronau-Epe L1	3,37	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Speicher Gronau-Epe L2	3,37	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Speicher Krummhörn	3,85	3,92	4,21	4,09			

Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Steinbrink	3,64	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Steinlz	5,07	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Taurusstein, Am Zugmantel (ß 417)	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Tegelen	3,26	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Tönisvorst, Maysweg 10	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Trosdorf, Mendenier Straße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Überakern	3,21	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Wilseck, Ziegeleistraße 1	3,23	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Vitzroda MUP	3,04	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Vohburg, Paarstraße	3,23	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Vreden	3,14	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Waldhaus	2,75	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (GUP)	Wallbach	4,21	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Wardenburg	3,62	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Weilheimer, Flachglasstraße	3,23	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Weinheim, Langmaasweg	2,65	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Werdohl 4	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Werdohl, plettenberger Str. 12	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Werdohl-Everlingsen, Auf der Mark 1	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Werne, Evenkamp, Föhrenkampweg	2,79	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Werne, Stockum, Hammer Straße (L)	3,46	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Wesseling, Brechtstraße	2,65	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Wesseling, Bikogsweg	2,65	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Wetzlar, Buderstraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Wetzlar, Sophienstraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Wiefelstede-Dringeburg (700476)	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Wiesbaden, Mainz-Kastel, Anna-Biele-Straße, NAP	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Wietmarschen, Pfledebahn	2,79	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Willich, Krusestraße	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Willich, Wekeln, NAP-BHKW	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Willich-Anrath, Gartenstraße, NAP-BHKW	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Wipperfurth	2,76	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Witten, Arthur-Himbäusen Straße 92	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Witten, Gasstraße	2,65	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Witten, Mannesmannstraße	2,65	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Witten, Schottstraße	2,65	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Witten-Arnhe	2,65	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Worms, Mainzer Straße 183	2,65	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Wulftrath, Flandersbacher Straße 72 (700475)	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Lv)	Wuppertal, Hähnenfurth, Schliehenweg	2,79	3,92	4,21	4,09	7,50	€/d	
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Zone GASCADE	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (MUP)	Zone GUD (L)	3,46	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NAP (Sp)	Zone MNG GIG	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Messenkamp	3,46	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	AVU H1	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Bad Honnef	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Bekern 1	3,23	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Bergisches Land	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Bonn L1	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Bonn L2	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Saar-Pfalz 1	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Saar-Pfalz 2	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Hunswick - Eifel	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Pfleddenheim	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Lampertheim 21	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Dormagen Chempark L	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Leverkusen Chempark L	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Uerdingen, Rheinhausen Straße	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Monheim am Rhein, Alfred-Nobel-Str. 52	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	DEW H1	2,79	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	DEW L1	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Herdecke, Seeweg	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	ELE H1	2,79	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	ELE L1	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Hannover 1	3,46	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Butzbach	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Hamm	3,46	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Hessen	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	EM Mitte H1	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Franken 1	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Cochem	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Koblenz	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Limburg	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	DLK 2	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	AZ Darmstadt	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Moers	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	RGE L1	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	RGE H1	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	ESWE-Taurusstein	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Legden, Asbecker Str.	2,79	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Remscheid	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Worms-Nord	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Vitzroda	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	OGR Bayerischer Wald	3,23	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	OGR Hauptnetz West	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	OGR Hauptnetz Ost	3,23	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Großostheim	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	GUT Süd	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Hombrodt Ohm	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	GUT Nord	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Garbsen	3,46	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Wetzlar	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Kaast-Eickendorf, Am Feldrand	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Giefraath	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Infra Fürth H1	3,23	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Frankfurt, Sindlingen	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Hürth	2,76	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Frankfurt, Griesheim, Lärchenstraße	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	KMW 1	2,65	3,92	4,21	4,09			
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Krötzingen 2	2,65	3,92	4,21	4,09			

Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Würzburg II AZ	2,65	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Jügesheim III	2,65	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Nürnberg	3,23	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Gießen	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Münster	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	24/7 H1	2,65	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Blumberg	2,79	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Duisburg H1	2,79	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Düsseldorf	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Grevenbroich	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	St. Tönis	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Tönisvorst-Vorst, Alan-Kollenburg-Straße I	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Krefeld	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	NRM H1	2,65	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Oberhausen	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Lich	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Yossensack	2,65	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Köln 1	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Köln 2	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	BELKAW I	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Dormagen	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Leichlingen	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Leverkusen	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Marienthal-Reichshof	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Mettmann	2,79	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Rommerskirchen-Eckum, Hermeshoven	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Königswinter	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Niederkassel	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Rhein-Sieg	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Bad Nauheim	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Burscheid	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Delmerhorst-Annenheide	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Dißel	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Erikath	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Essen H1	2,79	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Friedberg	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Georgsmarienhütte, Kloster Oesede, GD1	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Gronau-Epe H3	2,79	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Halger	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Herborn	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Herford, Werrestraße (II)	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Hilfen	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Hockenheim, Hubbucker Ring	2,65	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Karlsruhe 1	3,03	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Kempen	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Langenfeld	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Wetter	2,65	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Marburg-Dreilinden	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Nittetal	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Neuss	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Neuwied	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Radevormwald L1	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Radevormwald-Obernkfeld	2,65	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Ratingen L1	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Ratingen H1	2,79	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Rinteln	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Bückeburg	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Stadthagen	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Troisdorf	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Viernheim, Am Straßenheimer Weg	2,65	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Weilburg	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Willich	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Wissau	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Witteln H1	2,65	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Wülfrath H1	2,79	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Wunstorf	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Osnabrück	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Osnabrück, Schellenbergstraße	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Södingen	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Süwag H1	2,65	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Süwag L1	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Teutoburg	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Minfeld 1	3,03	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Philippburg	2,65	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Meersbusch	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Betzdorf / Kirchen	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Westerwald Nord	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Westfalen	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Ahlen	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Attendorf	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Bad Berleburg - Winterberg	2,65	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Beckum	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Bielefeld 1	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Bohnholz-Ostercappeln	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Bursbach-Neunkirchen	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Dorsten	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Freudenberg	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Halle	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Isenbüchel	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Kamp-Lintfort	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Kreuztal	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Lünen H1	2,65	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Nachrodt-Wiblingwerde	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Nord	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Nordost I	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Nordost II	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Olpe	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Petershagen	3,46	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Plettenberg	2,76	3,92	4,21	4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (B)	Porta Westfalica	3,46	3,92	4,21	4,09

Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Rheda Wiedenbrück	3,46	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Schwerte 1	2,76	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Siegen	2,76	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Südwestfalen	2,76	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Werdohl	2,76	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Zone Hagen	2,65	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Athlen, Hammer Straße (II)	3,46	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Bad Essen 1	3,46	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Beckum, Am Stichelbach (II)	3,46	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Belm, Am Appelhügel	3,46	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Bochum, Langendreer, Oesterheidestraße (II)	2,79	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Bochum, Steepel, In den Hegen 20 (II)	2,79	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Castrop-Rauxel, Bladenhorst	2,79	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Dissen, Zur Schollege (I)	3,46	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Gescher, Hochmoor, Klyer Damm (II)	3,46	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Hamm, Uentrop, Auf dem Südfelde (II)	3,46	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Herringhausen, II (Richtung Porta Westfalica)	3,46	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Herdecke, Am Bleichstein (II)	2,65	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Georgsmarienhütte-Hiller	2,79	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Kerpen, Lothfinger Straße	2,76	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Kirchen (Sieg), Brachbach, Industriestraße (II)	2,76	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Mari, Rembachstraße	3,46	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Selm, Cappenberg, Cappenberg Damm (II)	2,79	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Sendenhorst, Albersloh-Storp, (II)	3,46	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Söhren, Dill	2,65	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Stemwedde, Reininger Str.	3,46	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Stemlagen, (II)	3,46	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Velbert, Längenberg	2,65	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	GM-Hütte - Bissendorf	3,46	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Billerbeek, Beerlage	3,46	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Haan L1	2,76	3,92	4,21									4,09
Ex	Open Grid Europe GmbH	NKP (IB)	Hain-Am Weinberg	2,65	3,92	4,21									4,09
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Übach-Palenberg - Carlstraße II	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Übach-Palenberg - 52531 - Carlstraße I	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Stolberg (Rhd.), 52222 - Münsterbachstraße	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Aachen - STAWAG Stadtwerke Aachen AG	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Eschweiler	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Aldorf - regionetz GmbH - II (und 13 weitere Städte/ Gemeinden)	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	enwor 1 - enwor-energie & wasser vor ort GmbH	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Jülich - Forschungszentrum Jülich	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Linnich - Rurallee	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Jülich - 52428 - Ruralestraße	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Jülich - 52423 - Bahnhofstraße I	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Niederzier - 52382 - Aachener Straße	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Aldenhoven - Industriestraße	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Jülich - 52428 - Bahnhofstraße II	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Jülich - 52428 - L252	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Jülich - Stadtwerke Jülich GmbH	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	NGW VII - Gelsenwasser Energienetze GmbH	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Herzogenrath - 52134 - K29	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Herzogenrath - 52134 - Eygelshovener Straße	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Eschweiler - 52249 - E40	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Düren - Veldener Straße III	2,76	3,92	4,21		1868,89	€/a	190,91				€/a	
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Düren - Letzungspartner GmbH	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Inden - regionetz GmbH - III	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Düren - Veldener Straße	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Kreuzau - Westnetz GmbH - Kreuzau-Blatzheim	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Düren - NUON Energie und Service GmbH	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Berghelm - K22	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Elsdorf - 50189 - Eisenbahnstraße	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Berghelm - Westnetz GmbH - III	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Westnetz GmbH - I Berghelm-Horrem-Kerpen	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Elsdorf - Westnetz GmbH	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Berghelm - Westnetz GmbH - II	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Köln - Dieselstraße	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Brühl - 50321 - Bergerstraße	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Wesseling - 50389 - Kronenweg	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Köln - Godorf - Godorfer Hauptstraße 150	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Brühl - Stadtwerke Brühl GmbH	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Rhein-Erft - Rheinische Netzgesellschaft mbH	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Köln I - Rheinische Netzgesellschaft mbH	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Köln II - Rheinische Netzgesellschaft mbH	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Bergisch Gladbach - Tannenbergstraße	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Engelskirchen - Oststraße	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	BELKAW II - Rheinische Netzgesellschaft mbH	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	BELKAW I - Rheinische Netzgesellschaft mbH	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Wuppertal II - Wuppertaler Stadtwerke AG	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Wiehl - 51674 - Biestener Straße	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Wiehl - 51674 - Hauptstraße I	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Wiehl - 51674 - Hauptstraße II	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Aggertal - Rheinische Netzgesellschaft mbH	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Heinsberg - NUON Energie und Sevice GmbH	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Grevenbröich - I	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Mäncheingladbach - Öttinger Brunerei	2,76	3,92	4,21		1119,36	€/a	242,48				€/a	
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	NVV II - NEW NETZ GmbH (Niederrheinische Versorgung und Verkehr AG)	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	NVV I - NEW NETZ GmbH (Niederrheinische Versorgung und Verkehr AG)	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Düsseldorf - Reisholz	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Düsseldorf - Netzgesellschaft Düsseldorf mbH	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Schwalmtal - Dülmener Straße	2,76	3,92	4,21		93,54	€/a	30,05				€/a	
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Viersen - Fuchs - Am Bahnhof	2,76	3,92	4,21		475,91	€/a	103,09				€/a	
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Viersen - 41749 - Söcheln	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Schwalmtal - NEW Schwalmtal-Netze GmbH	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Viersen - NEW NETZ GmbH	2,76	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Duisburg - Diesterwegstraße (Heizzentrale)	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Duisburg - Duisburger Straße (Erdgastankstelle)	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Duisburg - Willy-Brandt-Ring	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Duisburg I - Stadtwerke Duisburg AG	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Essen - Kettwig - August-Thyssen-Straße	2,79	3,92	4,21		74,76	€/a	262,95				€/a	
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Nevelges	2,79	3,92	4,21									5,47
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Heiligenhaus - Stadtwerke Heiligenhaus GmbH	2,79	3,92	4,21									5,47

Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Velbert I - Stadtwerke Velbert GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Wuppertal I - Wuppertaler Stadtwerke AG	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Mülheim/Ruhr - Gustavstraße I	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Mülheim an der Ruhr - medi GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	NGW V - Gelsenwasser Energienetze GmbH	2,76	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Kamp-Lintfort - Westnetz GmbH	2,76	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Geldern - Stadtwerke Geldern Netz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	NGW VIII - Gelsenwasser Energienetze GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Duisburg - 47139 - K6	2,76	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	NGW III - Gelsenwasser Energienetze GmbH	2,76	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	NGW IV - Gelsenwasser Energienetze GmbH	2,76	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Rheinberg - Xantener Straße IVV/VI (L)	2,76	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Dinslaken - Kregelstraße I	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Dinslaken - Luisenstraße	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Dinslaken - 46537 - Gerhard-Malina-Straße	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Voerde (Niederhein) - Spellener Straße	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Voerde (Niederhein) - Schlieusenstraße	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Dinslaken - Kregelstraße II	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Dinslaken - Otto-Brenner-Straße	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Dinslaken - Magnusstraße	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Dinslaken - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	NGW I - Gelsenwasser Energienetze GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Rheinberg - Xantener Straße IX	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Rheinberg - Xantener Straße I/II/IX/XII (H)	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Rheinberg - Xantener Straße VII/VIII/X (H)	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Rheinberg - Xantener Straße I/III (H)	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Oberhausen - Oberhausener Netzgesellschaft mbH	2,76	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Goch - Feldstraße	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Kleve - 47533 - B9	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Kalkar - 47546 - Uedemer Straße	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Kalkar - Appeldorn - Reeser Straße 280	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Kalkar - Appeldorn - Reeser Straße 280 II	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Goch - Stadtwerke Goch GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Kalkar I - Gelsenwasser Energienetze GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Kleve I - Stadtwerke Kleve GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	NGW IX - Gelsenwasser Energienetze GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Kranenburg - Stadtwerke Goch GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Emmerich - 46446 - Fackeldeystraße I	2,76	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Emmerich - Fackeldeystraße II	2,76	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Emmerich - Am Halben Mond	2,76	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Emmerich - 46446 - U6	2,76	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Emmerich - 46446 - U15	2,76	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Emmerich - 46446 - Hillenstraße	2,76	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Emmerich - 46446 - Kupferstraße I	2,76	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Emmerich - 46446 - Kupferstraße II	2,76	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Kleve - Kellen-Spyck - Rheinstraße	2,76	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Emmerich - Stadtwerke Emmerich GmbH	2,76	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Kalkar II - Gelsenwasser Energienetze GmbH	2,76	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Wesel - Abelstraße	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Wesel - 46485 - Holzstraße	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	NGW II - Gelsenwasser Energienetze GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Wesel - Stadtwerke Wesel GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Isselburg - 46449 - K6	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	NGW VI - Gelsenwasser Energienetze GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Rees - Stadtwerke Rees GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Rees - 46459 - Aspelier Weg	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Bocholt - Bocholter Energie- und Wasserversorgung GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Rhede - Stadtwerke Rhede GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Bochum - Lär - Opeeling I	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Bochum - Querenburg - Schattbachstraße	2,79	3,92	4,21	5,47			284,26	€/a	999,87	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Herne - Herzogstraße 28	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Herne, Holstenerhäuser Straße	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Bochum - Stadtwerke Bochum Netz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Herne - Stadtwerke Herne AG	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Recklinghausen - Hellbachstraße II	2,79	3,92	4,21	5,47			1027,70	€/a	104,98	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Recklinghausen - Hellbachstraße III	2,79	3,92	4,21	5,47			1214,78	€/a	124,09	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Recklinghausen - Hillerheide - Rumpplerstraße 14	2,79	3,92	4,21	5,47			1457,73	€/a	148,91	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Herren - Hohewardstraße 350	2,79	3,92	4,21	5,47			14,02	€/a	49,30	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Herren - Hohewardstraße 348 d	2,79	3,92	4,21	5,47			8,78	€/a	30,90	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Herten - Hohewardstraße 349 a	2,79	3,92	4,21	122,93	€/a		34,95	€/a	122,93	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Herten - Hohewardstraße 351 a	2,79	3,92	4,21	5,47			8,78	€/a	30,90	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Herten - Hohewardstraße 355	2,79	3,92	4,21	5,47			7,85	€/a	27,61	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Herten - Hohewardstraße 352	2,79	3,92	4,21	5,47			11,96	€/a	42,07	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Herten - Hohewardstraße 352 i	2,79	3,92	4,21	5,47			8,78	€/a	30,90	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Herten - Hohewardstraße 349 b	2,79	3,92	4,21	5,47			4,67	€/a	16,43	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Recklinghausen - Hillerheide - Rumpplerstraße 14 III	2,79	3,92	4,21	5,47			9,34	€/a	32,87	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Recklinghausen - Hillerheide - Rumpplerstraße 14 IV	2,79	3,92	4,21	5,47			18,69	€/a	65,74	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Herten - Hohewardstraße 345	2,79	3,92	4,21	5,47			971,82	€/a	99,28	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Herten - Granger Straße 2	2,79	3,92	4,21	5,47			168,20	€/a	17,18	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Herten - Hertener Stadtwerke GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Recklinghausen - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Castrop-Rauxel - 44579 - Habinghorst - Moselstraße 1	2,79	3,92	4,21	5,47			1158,71	€/a	118,37	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Castrop-Rauxel - Weeserstraße II	2,79	3,92	4,21	5,47			1868,89	€/a	190,91	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Castrop-Rauxel - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Oer-Erkenschwick - 45739 - Hübelkamp	2,79	3,92	5,47	2149,22	€/a		5,47	2149,22	€/a	219,55	€/a		
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Datteln - August-Becker-Straße	2,79	3,92	4,21	5,47			560,67	€/a	57,27	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Waltrip - Riphaustraße I	2,79	3,92	4,21	5,47			84,10	€/a	295,82	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Datteln - Bahnhofstraße 90	2,79	3,92	4,21	5,47			934,44	€/a	95,46	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Datteln - Zur Seilscheibe	2,79	3,92	4,21	5,47			5606,67	€/a	572,74	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Datteln - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Oer-Erkenschwick - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Waltrip - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Unna - Königsborn - Dortheenstrasse	2,79	3,92	4,21	5,47			2616,45	€/a	267,28	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Holzwickede - Büchstraße II	2,79	3,92	4,21	5,47			487,59	€/a	49,81	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Holzwickede - Schalkerampstraße III	2,79	3,92	4,21	5,47			2336,11	€/a	238,64	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Unna - Königsborn - Fornerstraße 17	2,79	3,92	4,21	5,47			3364,00	€/a	343,65	€/a			
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Fröndenberg - Stadtwerke Fröndenberg GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Holzwickede - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Unna - Stadtwerke Unna GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47									
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Werne - Kraftwerk Gerstenwerk	2,79	3,92	4,21	5,47									

Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Bergkamen - Heilweg 36	2,79	3,92	4,21	5,47	262,39	€/a	26,80	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Bergkamen - Erich-Ottenhauer-Straße 10	2,79	3,92	4,21	5,47	1498,11	€/a	152,73	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Bergkamen - GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Bönen - GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Kamen - GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Werne - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Karl - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Offen - Hüllener Straße	2,79	3,92	4,21	5,47	11,21	€/a	1,15	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Lüdinghausen - Am Rohkamp II	2,79	3,92	4,21	5,47	1137,03	€/a	116,15	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Lüdinghausen	2,79	3,92	4,21	5,47	2896,78	€/a	295,92	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Offen - Gelsenwasser Energienetze GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Lüdinghausen - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Haltern - 45721 - Sythen - Quarzwerkstraße 160	2,79	3,92	4,21	5,47	5606,67	€/a	572,74	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Haltern II - Gelsenwasser Energienetze GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Haltern I - Stadtwerke Haltern GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Borken - Stadtwerke Borken GmbH - Borken Stadt	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Borken - Stadtwerke Borken GmbH - Rökem-Velen-Vreden-Borken-Roesfeld	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Dülmen - Stadtwerke Dülmen GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Vreden - Ausbachstraße	2,79	3,92	4,21	5,47	4298,45	€/a	439,10	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Gescher - 48712 - Stadtholmer Straße II	2,79	3,92	4,21	5,47	1999,71	€/a	204,28	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Gescher - Stadtwerke Gescher GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Stadthorn - SVS-Versorgungsbetriebe GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Südlohn - SVS-Versorgungsbetriebe GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Vreden - SVS-Versorgungsbetriebe GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Billerbeck - Josef-Suwelack-Straße	2,79	3,92	4,21	5,47	10278,89	€/a	1050,03	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Rosendahl - Milchler Straße	2,79	3,92	4,21	5,47	822,87	€/a	84,06	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Billerbeck - Josef-Suwelack-Straße II	2,79	3,92	4,21	5,47	528,79	€/a	114,55	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Billerbeck - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Coesfeld - Stadtwerke Coesfeld GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Darup - Gelsenwasser Energienetze GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Legden - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Rosendahl - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Everswinkel - 48351 - Münsterstraße II	2,79	3,92	4,21	5,47	2261,36	€/a	231,01	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Everswinkel - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Greven - Stadtwerke Greven GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Ostbevern - Stadtwerke ETO GmbH & Co. KG	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Telgte - Stadtwerke Telgte GmbH & Co. KG	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Ahaus - Stadtwerke Ahaus GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Gronau - Goorbach	2,79	3,92	4,21	5,47	504,60	€/a	51,55	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Gronau - III	2,79	3,92	4,21	5,47	448,53	€/a	45,82	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Nordhorn - Bookfeld	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Gronau - Stadtwerke Gronau GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Hiesl - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Metelen - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Schöppingen - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Ochtrup-Stadt - Stadtwerke Ochtrup GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Emsdetten - Stadtwerke Emsdetten GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Nordwalde - Gelsenwasser Energienetze GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Saerbeck - Gelsenwasser Energienetze GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Steinfurt - Stadtwerke Steinfurt Netz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Rheine - Neuenkirchener Straße	2,79	3,92	4,21	5,47	685,32	€/a	70,01	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Neuenkirchen - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Rheine - Energie- und Wasserversorgung Rheine GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Salzhagen-Holsterfeld - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Wettringen - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Warendorf - Waldenburger Straße	2,79	3,92	4,21	5,47	112,13	€/a	11,45	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Ennigerloh - Zur Annelsee 11	2,79	3,92	4,21	5,47	186,89	€/a	19,09	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Sassenberg - 48336 - Fichtorf - Ravensberger Straße II	2,79	3,92	4,21	5,47	2803,33	€/a	286,37	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Ennigerloh I - Stadtwerke Ennigerloh GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Sassenberg - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Warendorf - Warendorfer Energieversorgung GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Harsewinkel - 33428 - Marienfeld - Bielefelder Straße 45	2,79	3,92	4,21	5,47	41,12	€/a	144,62	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Harsewinkel - 33428 - Tüllmede II	2,79	3,92	4,21	5,47	2950,22	€/a	305,46	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Berlen - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Harsewinkel - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Herzebrock-Clarholz - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Oldes - Energieversorgung Oldes GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Rheda-Wiedenbrück - II (AUREA) - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Lippstadt - Beckumer Straße	2,79	3,92	4,21	5,47	396,59	€/a	85,91	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Langenberg (Ostwestfalen) - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Wadersloh - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Wickede - 58739 - Wimbern - Am Graben 2 II	2,79	3,92	4,21	5,47	93,44	€/a	9,55	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Wickede - Wimbern - Mendener Straße 52	2,79	3,92	4,21	5,47	261,64	€/a	26,73	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Wickede - Wimbern - Mendener Straße 26	2,79	3,92	4,21	5,47	28,03	€/a	2,86	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Wickede - I	2,79	3,92	4,21	5,47	322,76	€/a	32,97	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Wickede - 58739 - Hauptstraße 6	2,79	3,92	4,21	5,47	3420,07	€/a	349,37	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Wickede - Kirchstraße	2,79	3,92	4,21	5,47	256,04	€/a	26,16	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Wickede - 58739 - Erlenstraße 50	2,79	3,92	4,21	5,47	317,71	€/a	32,46	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Wickede - Marscheidstraße II	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Wickede - Westerhaar	2,79	3,92	4,21	5,47	833,52	€/a	85,15	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Welver - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Werl - Stadtwerke Werl GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Wickede - Gemeindegewerke Wickede (Ruhr) GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Möhnesee - Echnrup - Tegehof II	2,79	3,92	4,21	5,47	21,87	€/a	76,91	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Ense - Ostsenweg	2,79	3,92	4,21	5,47	747,56	€/a	76,37	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Ense - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Möhnesee - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Lippetal - Niederbauer - Ostinghausener Straße 16 (I)	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Baß Sassenhof - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Lippetal - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Büren - Weine - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Erwitte - Hüchtchenweg	2,79	3,92	4,21	5,47	949,40	€/a	96,98	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Erwitte - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Garake - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NKP (IB)	Arnöchte - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Arnsberg - 59759 - Bruchhausen - Bruchhausener Straße 2 I	2,79	3,92	4,21	5,47	6914,89	€/a	706,38	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Arnsberg - 59759 - Bruchhausen - Westring 19-21	2,79	3,92	4,21	5,47	841,00	€/a	85,91	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Arnsberg - 59759 - Bruchhausen - Bruchhausener Straße 2 II	2,79	3,92	4,21	5,47	13,08	€/a	46,02	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Arnsberg - 59759 - Nehem-Hüsten - Heidestraße	2,79	3,92	4,21	5,47	747,56	€/a	76,37	€/a
Ex	Thysengas GmbH	NAP (Lv)	Arnsberg - 59821 - Heidefelder Straße II	2,79	3,92	4,21	5,47	560,67	€/a	57,27	€/a

Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Amsberg - Altes Feld 3D	2,79	3,92	4,21	5,47	467,22	€/a	47,73	€/a
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Amsberg - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Amsberg - II	2,79	3,92	4,21	5,47	4354,51	€/a	444,83	€/a
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Sundern - 59846 - Hachen - Hachener Straße	2,79	3,92	4,21	5,47	46,72	€/a	4,77	€/a
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Sundern - 59846 - Hachen - Am Lindhövel I	2,79	3,92	4,21	5,47	242,96	€/a	24,82	€/a
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Sundern - 59846 - Hachen - Am Lindhövel II	2,79	3,92	4,21	5,47	105,97	€/a	10,82	€/a
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Sundern - 59846 - Selscheder Weg II	2,79	3,92	4,21	5,47	598,04	€/a	61,09	€/a
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Sundern - Hachen - Am Lindhövel 5a	2,79	3,92	4,21	5,47	41,12	€/a	144,62	€/a
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Sundern - Hachen - Am Lindhövel 7a	2,79	3,92	4,21	5,47	41,12	€/a	144,62	€/a
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Sundern I - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Sundern - II (Hövel) - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Warstein - Zum Rotkramp	2,79	3,92	4,21	5,47	2803,33	€/a	286,37	€/a
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Warstein - Warsteiner Brauerei	2,79	3,92	4,21	5,47	1815,52	€/a	393,28	€/a
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Rüthen - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Warstein - Warsteiner Verbundgesellschaft mbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Schmallenberg - Winkhausen 19	2,79	3,92	4,21	5,47	16,82	€/a	59,16	€/a
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Eislohe - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Schmallenberg - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Olberg - Oventrop - In den dichten Weiden	2,79	3,92	4,21	5,47	953,13	€/a	97,37	€/a
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Olberg - Hüttenstraße	2,79	3,92	4,21	5,47	747,56	€/a	76,37	€/a
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Bestwig - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Meschede I - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	ThyssenGas GmbH	NKP (IB)	Olberg I - Westnetz GmbH	2,79	3,92	4,21	5,47				
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Lv)	Meschede - II	2,79	3,92	4,21	5,47	4672,22	€/a	477,28	€/a
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Sp)	Leer - Mooräcker - 4 (700096 Jemgum I UGS-A)	2,79	3,92	4,21	1,60				
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Sp)	Leer - Mooräcker - 2 (700096 Nüttermoor H UGS-A)	2,79	3,92	4,21	1,60				
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Sp)	Epe - IV (UGS-A)	2,79	3,92	4,21	1,60				
Ex	ThyssenGas GmbH	NAP (Sp)	Epe/Xanten II (UGS-A)	2,79	3,92	4,21	1,60				
Ex	Fluay TENP GmbH	NKP (GUP)	Eynatten	3,02	3,92	4,21	3,30				
Ex	Fluay TENP GmbH	NKP (GUP)	Wallbach	4,21	3,92	4,21	3,30				
Ex	GRTag Deutschland GmbH	NKP (MUP)	Gernshelm	2,62	3,92	4,21	2,23				
Ex	GRTag Deutschland GmbH	NKP (GUP)	Medelshelm	3,17	3,92	4,21	2,23				
Ex	GRTag Deutschland GmbH	NKP (GUP)	Oberkapfel	3,50	3,92	4,21	2,23				
Ex	GRTag Deutschland GmbH	NKP (GUP)	Waldhaus	2,75	3,92	4,21	2,23				
Ex	GRTag Deutschland GmbH	NKP (IB)	Ramstein	2,65	3,92	4,21	2,23				
Ex	GRTag Deutschland GmbH	NKP (IB)	Worms	2,65	3,92	4,21	2,23				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Aalen	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Baden-Baden	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Badenova	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Biberach	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC 24/7	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Bruchsal	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Crailsheim	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Ellwangen	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC EnBW-Nord	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC EnBW-ODR	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC EnBW-Stuttgart	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Erftheim	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Essingen-Oberkochen	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC NGS-Nordbaden	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC NGS-Ost	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Ettlingen	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Fichtel	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC GVO	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Gaggenau	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Heidelberg	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Giengen	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Heidenheim	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Heilbronn	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Königsbrunn	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Konstanz	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Neckarsulm	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Oberschwaben	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Singen	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Bretten	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Kuppenheim	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Pforzheim	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Mühlacker	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Radolfzell	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Rastatt	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Reutlingen	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Stetten	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Rottweil	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Schramberg	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Schwäbisch-Gmünd	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Schwäbisch-Hall	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Stockach	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Galldorf	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Tauberfranken	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Triberg	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Tübingen	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Ulm	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Villingen-Schwenningen	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (IB)	RC Waldorf	3,03	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (GUP)	RC Basel	4,14	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NKP (GUP)	RC Lindau	3,79	3,92	4,21	4,43				
Ex	terraneis bw GmbH	NAP (Lv)	RC Neuenheimerfeld 2	3,03	3,92	4,21	4,43	0,02336	€/kWh/h/a	0,0026	€/kWh/h/a
Ex	terraneis bw GmbH	NAP (Lv)	RC Hornberg	3,03	3,92	4,21	4,43	0,02336	€/kWh/h/a	0,0026	€/kWh/h/a
Ex	terraneis bw GmbH	NAP (Lv)	RC Aulendorf	3,03	3,92	4,21	4,43	0,02336	€/kWh/h/a	0,0026	€/kWh/h/a
Ex	terraneis bw GmbH	NAP (Lv)	RC Willstätt-Ost	3,03	3,92	4,21	4,43	0,02336	€/kWh/h/a	0,0026	€/kWh/h/a
Ex	terraneis bw GmbH	NAP (Lv)	RC Wössingen	3,03	3,92	4,21	4,43	0,02336	€/kWh/h/a	0,0026	€/kWh/h/a
Ex	terraneis bw GmbH	NAP (Lv)	RC Eduard Merkle	3,03	3,92	4,21	4,43	0,02336	€/kWh/h/a	0,0026	€/kWh/h/a
Ex	terraneis bw GmbH	NAP (Lv)	RC Deutsche Terrazzo Verkaufsstelle	3,03	3,92	4,21	4,43	0,02336	€/kWh/h/a	0,0026	€/kWh/h/a
Ex	terraneis bw GmbH	NAP (Lv)	RC Ethelens Merkle	3,03	3,92	4,21	4,43	0,02336	€/kWh/h/a	0,0026	€/kWh/h/a
Ex	terraneis bw GmbH	NAP (Lv)	RC Wasserkraftwerke Pulvermühle	3,03	3,92	4,21	4,43	0,02336	€/kWh/h/a	0,0026	€/kWh/h/a
Ex	terraneis bw GmbH	NAP (Lv)	RC Pflanzenöl-Strom	3,03	3,92	4,21	4,43	0,02336	€/kWh/h/a	0,0026	€/kWh/h/a
Ex	terraneis bw GmbH	NAP (Lv)	RC Naturenergie Lauter	3,03	3,92	4,21	4,43	0,02336	€/kWh/h/a	0,0026	€/kWh/h/a
Ex	terraneis bw GmbH	NAP (Lv)	RC Tullau	3,03	3,92	4,21	4,43	0,02336	€/kWh/h/a	0,0026	€/kWh/h/a
Ex	terraneis bw GmbH	NAP (Lv)	RC BHKW Halmminest	3,03	3,92	4,21	4,43	0,02336	€/kWh/h/a	0,0026	€/kWh/h/a
Ex	terraneis bw GmbH	NAP (Lv)	Papierfabrik Palm	3,03	3,92	4,21	4,43	0,02336	€/kWh/h/a	0,0026	€/kWh/h/a

Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-1105-7	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-1102-7	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-0402-7	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-7103-7	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-2202-7	3,23	3,92	4,21	3,15											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-1005-7	3,23	3,92	4,21	1,65											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-1007-7	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-0123-7	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-3522-2	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-8621-2	0,00	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-1105-7	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-3925-7	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-3601-7	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-3604-7	3,23	3,92	4,21	3,15											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-1028-2	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-0509-7	3,23	3,92	4,21	3,15											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-2607-7	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-1302-7	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-2501-7	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-4431-2	3,23	3,92	4,21	3,15		730,00	€/a	248,20	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-7531-2	3,23	3,92	4,21	4,09		730,00	€/a	248,20	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-2335-2	3,23	3,92	4,21	4,09		730,00	€/a	248,20	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-2232-2	3,23	3,92	4,21	4,09		730,00	€/a	248,20	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-8303-2	3,23	3,92	4,21	3,15											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-2432-2	3,23	3,92	4,21	4,09		1460,00	€/a	496,40	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-8101-2	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-9802-2	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Lv)	700069-9205-2	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Sp)	Haiming 2-7f/bn Einpressen	3,51	3,92	4,21	3,15		730,00	€/a	248,20	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NAP (Sp)	Haiming 2-RAGES/bn Einpressen	3,51	3,92	4,21	3,15		730,00	€/a	248,20	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NAP (Sp)	Inzenham-West USP Einpressen	3,49	3,92	4,21	3,43		730,00	€/a	248,20	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NAP (Sp)	USP Haidach/Einpressen	3,51	3,92	4,21	3,15											
Ex	bayernets GmbH	NAP (Sp)	Wollensberg/USP Einpressen	3,29	3,92	4,21	3,15											
Ex	bayernets GmbH	NKP (GÜP)	Überackern	3,51	3,92	4,21	3,15											
Ex	bayernets GmbH	NKP (GÜP)	Überackern 2	3,51	3,92	4,21	3,15		1460,00	€/a	496,40	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NKP (GÜP)	Zone Kiefernfelden-Pfronten	3,67	3,92	4,21	3,59											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Ausspeisezone Alchach-Frsching	3,23	3,92	4,21	3,15											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Ausspeisezone Alchach-Frsching (sn)	3,23	3,92	4,21	3,15											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Ausspeisezone BEG-Lengthal	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Ausspeisezone Bierwang-Breitbrunn	3,23	3,92	4,21	3,15		2920,00	€/a	992,80	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Ausspeisezone Bogen	3,23	3,92	4,21	0,57		730,00	€/a	248,20	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Ausspeisezone Burghausen-Finsing 1	3,23	3,92	4,21	3,15											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Ausspeisezone Burghausen-Finsing 2	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Ausspeisezone Forchheim-Finsing	3,23	3,92	4,21	3,15											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Ausspeisezone Habach	3,23	3,92	4,21	4,09		730,00	€/a	248,20	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Ausspeisezone Haiming	3,23	3,92	4,21	4,09		5840,00	€/a	1985,60	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Ausspeisezone Immtal	3,23	3,92	4,21	3,15											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Ausspeisezone Nordumgehung	3,23	3,92	4,21	3,15		2190,00	€/a	744,60	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Ausspeisezone Oberlandleitung	3,23	3,92	4,21	3,15											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Ausspeisezone Oberlandleitung (sn)	3,23	3,92	4,21	3,15		2190,00	€/a	744,60	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Ausspeisezone Pastetten	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Ausspeisezone Regensburg-Süd	3,23	3,92	4,21	3,15											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Ausspeisezone Südumgehung	3,23	3,92	4,21	3,15		2190,00	€/a	744,60	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Ausspeisezone Südumgehung (sn)	3,23	3,92	4,21	3,15		2190,00	€/a	744,60	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Ausspeisezone Ulm-Augsburg	3,23	3,92	4,21	3,15		1460,00	€/a	496,40	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Deggendorf Exit	3,23	3,92	4,21	0,57											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Denkendorf Exit	3,23	3,92	4,21	0,57											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Eching/Viecht Exit	3,23	3,92	4,21	0,57											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Gendorf Industriepark	3,23	3,92	4,21	1,65											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Gundlhausen Exit	3,23	3,92	4,21	0,57											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Industriepark Werk Bobingen	3,23	3,92	4,21	4,09											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Münchnerau-Ost	3,23	3,92	4,21	0,57											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Münchnerau-West/Bruckberg	3,23	3,92	4,21	0,57											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Nittlingen Exit	3,23	3,92	4,21	0,57											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Regensburger Energie- und Wasserversorgung	3,23	3,92	4,21	3,15		730,00	€/a	248,20	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Riedenburg Exit	3,23	3,92	4,21	0,57		730,00	€/a	248,20	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Rottenburg/Laaberg Exit	3,23	3,92	4,21	0,57											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Stadtwerke Ingolstadt Netze	3,23	3,92	4,21	3,15											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Stadtwerke Landshut	3,23	3,92	4,21	3,15		730,00	€/a	248,20	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	swa Netze	3,23	3,92	4,21	3,15		730,00	€/a	248,20	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	SWM Infrastruktur	3,23	3,92	4,21	3,15		730,00	€/a	248,20	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	SWM Infrastruktur Region	3,23	3,92	4,21	3,15		1460,00	€/a	496,40	€/a						
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Taufkirchen/Vis Exit	3,23	3,92	4,21	0,57											
Ex	bayernets GmbH	NKP (IB)	Tiefenbach Exit	3,23	3,92	4,21	0,57											

Sämtliche Angaben sind indicative, unverbindliche Prognosen für das Jahr 2020.
All information comprise indicative, non-binding forecasts for the year 2020.

Art. 26 (1) c) ii) Nr. 2 und / and 4 NC TAR	NetConnect Germany	GASPOOL	Gesamt Total
Kosten für Biogas Costs for biogas	104.706.055,23 €	149.548.330,16 €	254.254.385,39 €
Kosten der Marktraumumstellung Market area conversion costs	121.756.672,95 €	70.243.897,88 €	192.000.570,83 €
Kapazitäten relevant für die Biogassumlage in kWh/h Capacities relevant for the biogas charge in kWh/h	169.795.124,23	125.851.232,84	295.646.357,08
Kapazitäten relevant für die Marktraumumstellungsumlage in kWh/h Capacities relevant for the market area conversion charge in kWh/h	169.795.124,23	125.851.232,84	295.646.357,08
Biogassumlage Biogas charge			0,86 €
Marktraumumstellungsumlage Market area conversion charge			0,65 €
Anteilige Erlöse durch die Biogassumlage Proportional revenues from the biogas charge	146.022.955,88 €	108.231.429,52 €	254.254.385,39 €
Anteilige Erlöse durch die Marktraumumstellungsumlage Proportional revenues from the market area conversion charge	110.269.448,61 €	81.731.122,23 €	192.000.570,83 €

Art. 26 (1) c) ii) Nr. 2 und / and 4 NC TAR	
Indikatives Entgelt für Nominierungsersatzverfahren (Ersteinrichtung) Indicative charge for alternative nomination procedure (initial setup)	2.000,00 €
Indikatives Entgelt für Nominierungsersatzverfahren (monatlich) Indicative charge for alternative nomination procedure (monthly)	1.250,00 €
Anteilige Erlöse durch Nominierungsersatzverfahren Proportional revenues from the alternative nomination procedure	- €

Art. 26 (1) d) NC TAR, Art. 30 (2) a) ii) und / and b) NC TAR Prognose der Referenzpreise Estimation of reference prices								
Jahr Year	Inflationsindex in Höhe 1,8 % (jährliche Veränderung des Verbraucherpreisgesamindex in 2017 gemäß destatis.de) abzüglich des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die dritte Regulierungsperiode in Höhe von 0,49 % (BK4-17-093) Inflation index of 1,8 % (yearly evolution of the consumer price index in 2017 according to destatis.de) minus general sectoral factor for productivity for the third regulatory period of 0,49 % (BK4-17-093)	Geschätzte zulässige Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen vor Inflationierung und Anwendung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Forecasted transmission service revenue before inflation and application of the general sectoral factor for productivity	Geschätzte zulässige Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen nach Inflationierung und Anwendung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Forecasted transmission service revenue after inflation and application of the general sectoral factor for productivity	Maximale prognostizierte kontrahierte Kapazität bei Fusion der Marktgebiete in kWh/h Maximum forecasted contracted capacity in case of merger of the entry-exit systems in kWh/h	Maximale prognostizierte kontrahierte Kapazität bei Fusion der Marktgebiete gewichtet mit der Differenz zwischen Referenz- und Reservepreisen in kWh/h Maximum forecasted contracted capacity in case of merger of the entry-exit systems weighted with the difference between the relevant reference and reserve prices in kWh/h	Indikativer Referenzpreis nach Anpassung gemäß Art. 6 (4) c) NC TAR bei Fusion der Marktgebiete Indicative reference price after rescaling according to Art. 6 (4) c) NC TAR in case of merger of the entry-exit systems	Indikativer Referenzpreis nach Anpassung gemäß Art. 6 (4) c) NC TAR ohne Fusion Indicative reference price after rescaling according to Art. 6 (4) c) NC TAR without merger	Indikativer Referenzpreis nach Anpassung gemäß Art. 6 (4) c) NC TAR ohne Fusion Indicative reference price after rescaling according to Art. 6 (4) c) NC TAR without merger
2020	-	2.222.155.927,69 €	2.222.155.927,69 €	622.481.240,99	574.398.306,56	3,87 €	4,21 €	3,27 €
2021	1,31%	2.222.155.927,69 €	2.251.266.170,34 €	622.481.240,99	574.398.306,56	3,92 €	4,27 €	3,31 €
2022	1,31%	2.222.155.927,69 €	2.280.757.757,17 €	622.481.240,99	574.398.306,56	3,97 €	4,32 €	3,35 €

Annahme zur jährlichen Entwicklung der zulässigen Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen ab 2021 (ausgewiesen nur bei den indikativen Referenzpreisen) Assumption of annual development of allowed transmission services revenue from 2021 (shown only for the indicative reference prices)	0,00%
Annahme zur jährlichen Entwicklung der prognostizierten kontrahierten Kapazität ab 2021 (ausgewiesen nur bei den indikativen Referenzpreisen) Assumption of annual development of forecasted contracted capacity from 2021 (shown only for the indicative reference prices)	0,00%

Datengrundlage: Prognosewerte für das Jahr 2019. Abkürzungen Siehe Anlage 2.

Data basis: forecasted values for the year 2019. Abbreviations see Annex 2.

NetConnect Germany									
		NAP (Ez)		NAP (Sp)		NKP (IP (GÜP+MÜP))			
		abs. (kWh/h)	rel.	abs. (kWh/h)	rel.	abs. (kWh/h)	rel.		
Entry	FZK	6.000	100,0%	2.140.720	19,2%	39.520.070	48,2%		
	Conditional*	0	0,0%	9.022.843	80,8%	42.534.328	51,8%		
	uFZK (Info)	0	-	5.126.663	-	26.013.950	-		
		NAP (Lv)		NAP (Sp)		NKP (IP (GÜP+MÜP))		NKP (iB)	
		abs. (kWh/h)	rel.	abs. (kWh/h)	rel.	abs. (kWh/h)	rel.	abs. (kWh/h)	rel.
Exit	FZK	13.841.012	95,1%	1.177.150	12,9%	24.403.078	59,1%	154.116.010	100,0%
	Conditional*	712.100	4,9%	7.980.156	87,1%	16.895.878	40,9%	€ -	0,0%
	uFZK (Info)	3.112.704	-	2.036.843	-	2.945.875	-	2.641.518	-

Gaspool									
		NAP (Ez)		NAP (Sp)		NKP (IP (GÜP+MÜP))			
		abs. (kWh/h)	rel.	abs. (kWh/h)	rel.	abs. (kWh/h)	rel.		
Entry	FZK	3.193.430	51,3%	29.671.820	88,3%	42.727.005	48,8%		
	Conditional*	3.029.550	48,7%	3.931.366	11,7%	44.872.507	51,2%		
	uFZK (Info)	59.076	-	6.105.354	-	4.372.703	-		
		NAP (Lv)		NAP (Sp)		NKP (IP (GÜP+MÜP))		NKP (iB)	
		abs. (kWh/h)	rel.	abs. (kWh/h)	rel.	abs. (kWh/h)	rel.	abs. (kWh/h)	rel.
Exit	FZK	19.478.403	100,0%	16.213.815	99,1%	24.695.259	64,9%	120.751.273	100,0%
	Conditional*	0	0,0%	139.357	0,9%	13.381.650	35,1%	0	0,0%
	uFZK (Info)	537.682	-	1.706.301	-	1.710.400	-	126.127	-

* Conditional: bFZK, DZK, BZK, TaK

Datengrundlage: Prognosewerte für die Jahre 2019 und 2020.
Data basis: forecasted values for the years 2019 and 2020.

Referenzpreismethoden (RPM) 2019 je nach Fernleitungsnetzbetreiber. Briefmarke als RPM für 2020.
Reference price methodologies (RPM) for 2019 depending on TSO. Postage stamp as RPM for 2020.

	2019			2020 separate Anwendung RPM			2020 gemeinsame Anwendung RPM		
	2019			2020 separate application of RPM			2020 joint application of RPM		
	Prognostizierte kontrahierte Kapazität in kWh/h	Erlöse aus Fernleitungs dienstleistungen in €	Durchschnittspreis in € pro kWh/h/a	Prognostizierte kontrahierte Kapazität in kWh/h	Erlöse aus Fernleitungs dienstleistungen in €	Referenzpreis in € pro kWh/h/a	Prognostizierte kontrahierte Kapazität in kWh/h	Erlöse aus Fernleitungs dienstleistungen in €	Referenzpreis in € pro kWh/h/a
Forecasted contracted capacity in kWh/h	Transmission service revenues in €	Average price in € per kWh/h/a	Forecasted contracted capacity in kWh/h	Transmission service revenues in €	Reference price in € per kWh/h/a	Forecasted contracted capacity in kWh/h	Transmission service revenues in €	Reference price in € per kWh/h/a	
Gaspool									
Open Grid Europe GmbH / Gasunie Deutschland	9.557.712,70	16.620.875,52	1,84	8.979.053,00	17.627.625,00	1,81	8.979.053,00	17.627.625,00	3,27
Transport Services GmbH	153.628.957,74	264.576.489,08	2,64	127.245.494,43	302.598.105,18	2,64	127.245.494,43	302.598.105,18	3,27
GASCADE Gastransport GmbH	48.970.787,48	219.690.853,06	4,45	50.796.913,94	229.717.958,00	4,46	50.796.913,94	229.717.958,00	3,27
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	10.953.209,00	42.311.210,27	4,00	11.226.249,00	41.085.696,77	3,80	11.226.249,00	41.085.696,77	3,27
Nowega GmbH	55.435.532,70	228.284.917,16	4,33	58.575.976,16	227.281.185,56	3,93	58.575.976,16	227.281.185,56	3,27
ONTRAS Gastransport GmbH	13.369.422,48	17.848.089,94	1,16	13.942.768,00	18.487.304,91	1,37	13.942.768,00	18.487.304,91	3,27
Gastransport Nord GmbH	5.701.757,15	12.177.734,00	2,14	4.300.000,00	12.758.969,97	2,97	4.300.000,00	12.758.969,97	3,27
Ferngas Netzgesellschaft mbH	5.109.219,00	9.566.182,90	2,08	5.109.219,00	9.562.264,00	1,87	5.109.219,00	9.562.264,00	3,27
Lubmin-Brandov Gastransport GmbH	6.696.497,27	4.250.249,94	0,61	6.318.320,93	3.898.783,25	0,62	6.318.320,93	3.898.783,25	3,27
OPAL Gastransport GmbH & Co. KG	5.437.557,00	21.654.905,92	4,40	6.691.913,00	25.270.000,00	3,78	6.691.913,00	25.270.000,00	3,27
Fluxys Deutschland GmbH	15.796.450,00	31.795.125,69	2,24	14.401.846,00	30.837.035,77	2,15	14.401.846,00	30.837.035,77	3,27
NEL Gastransport GmbH									
Summe Gaspool	330.657.102,53	868.776.633,47	3,10	307.587.753,46	919.124.928,40	3,10	307.587.753,46	919.124.928,40	3,27
NetConnect Germany									
Open Grid Europe GmbH	182.923.466,66	745.878.932,92	4,09	171.415.259,00	785.936.255,16	4,50	171.415.259,00	785.936.255,16	4,21
Fluxys TENP GmbH	16.001.611,01	58.322.778,78	3,30	35.237.171,00	60.735.002,80	1,68	19.084.237,00	60.735.002,80	4,21
Thyssengas GmbH	36.919.414,42	172.446.749,12	4,76	36.825.692,00	184.692.482,93	5,20	36.825.692,00	184.692.482,93	4,21
GRtgaz Deutschland GmbH	40.002.725,22	91.618.936,66	2,23	29.958.418,43	94.031.002,80	3,16	29.958.418,43	94.031.002,80	4,21
bayernets GmbH	50.877.166,13	81.949.631,67	3,03	58.626.990,63	81.747.102,80	2,94	47.724.427,77	81.747.102,80	4,21
terrarnets bw GmbH	27.440.684,85	122.552.857,21	4,43	27.749.450,00	95.889.152,80	3,43	27.749.450,00	95.889.152,80	4,21
Summe NetConnect Germany	354.165.068,29	1.272.769.886,36	3,91	359.812.981,07	1.303.030.999,29	3,85	332.757.484,21	1.303.030.999,29	4,21
	Differenzen 2019 zu 2020 mit separater RPM			Differenzen 2019 zu 2020 mit gemeinsamer RPM			Differenzen 2020 zu 2020 bedingt durch gemeinsame RPM		
	Deviations 2019 and 2020 with separate RPM			Deviations 2019 and 2020 with joint RPM			Deviations 2020 to 2020 due joint RPM		
	Prognostizierte kontrahierte Kapazität	Erlöse aus Fernleitungs dienstleistungen	Referenzpreis	Prognostizierte kontrahierte Kapazität	Erlöse aus Fernleitungs dienstleistungen	Referenzpreis	Prognostizierte kontrahierte Kapazität	Erlöse aus Fernleitungs dienstleistungen	Referenzpreis
	Forecasted contracted capacity	Transmission service revenues	Reference price	Forecasted contracted capacity	Transmission service revenues	Reference price	Forecasted contracted capacity	Transmission service revenues	Reference price
Gaspool									
Open Grid Europe GmbH / Gasunie Deutschland	-6,05%	6,06%	-1,24%	-6,05%	6,06%	77,97%	0,00%	0,00%	80,20%
Transport Services GmbH	-17,17%	14,37%	0,01%	-17,17%	14,37%	23,88%	0,00%	0,00%	23,86%
GASCADE Gastransport GmbH	3,73%	4,56%	0,27%	3,73%	4,56%	-26,55%	0,00%	0,00%	-26,75%
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	2,49%	-2,90%	-5,08%	2,49%	-2,90%	-18,24%	0,00%	0,00%	-13,86%
Nowega GmbH	5,67%	-0,44%	-9,24%	5,67%	-0,44%	-24,39%	0,00%	0,00%	-16,69%
ONTRAS Gastransport GmbH	4,29%	3,58%	18,04%	4,29%	3,58%	182,30%	0,00%	0,00%	139,17%
Gastransport Nord GmbH	-24,58%	4,77%	38,65%	-24,58%	4,77%	52,80%	0,00%	0,00%	10,20%
Ferngas Netzgesellschaft mbH	0,00%	-0,04%	-10,00%	0,00%	-0,04%	57,38%	0,00%	0,00%	74,87%
Lubmin-Brandov Gastransport GmbH	-5,65%	-8,27%	1,16%	-5,65%	-8,27%	436,07%	0,00%	0,00%	429,93%
OPAL Gastransport GmbH & Co. KG	23,07%	16,69%	-14,24%	23,07%	16,69%	-25,74%	0,00%	0,00%	-13,41%
Fluxys Deutschland GmbH	-8,83%	-3,01%	-4,07%	-8,83%	-3,01%	45,90%	0,00%	0,00%	52,09%
NEL Gastransport GmbH									
Summe Gaspool	-6,98%	5,80%	-0,18%	-6,98%	5,80%	5,34%	0,00%	0,00%	5,54%
NetConnect Germany									
Open Grid Europe GmbH	-6,29%	5,37%	9,91%	-6,29%	5,37%	2,92%	0,00%	0,00%	-6,36%
Fluxys TENP GmbH	120,21%	4,14%	-49,03%	19,26%	4,14%	27,58%	-45,84%	0,00%	150,29%
Thyssengas GmbH	-0,25%	7,10%	9,23%	-0,25%	7,10%	-11,52%	0,00%	0,00%	-18,99%
GRtgaz Deutschland GmbH	-25,11%	2,63%	41,32%	-25,11%	2,63%	88,41%	0,00%	0,00%	33,32%
bayernets GmbH	15,23%	-0,25%	-2,94%	-6,20%	-0,25%	39,01%	-18,60%	0,00%	43,22%
terrarnets bw GmbH	1,13%	-21,76%	-22,47%	1,13%	-21,76%	-4,91%	0,00%	0,00%	22,65%
Summe NetConnect Germany	1,59%	2,38%	-1,59%	-6,04%	2,38%	7,74%	-7,52%	0,00%	9,49%

Datengrundlage: Prognosewerte für die Jahre 2019 und 2020. Abkürzungen Siehe Anlage 2.

Data basis: forecasted values for the years 2019 and 2020. Abbreviations see Annex 2.

Net Connect Germany

Entry/Exit	Art des Punktes Type of point	Durchschnittspreis 2019 in € pro kWh/h/a Average price 2019 in € per kWh/h/a	Referenzpreis 2020 in € pro kWh/h/a Reference price 2020 in € per kWh/h/a	Abweichung Deviation
Entry	NAP (Ez)	4,09	4,21	1%
Entry	NAP (Sp)	2,39	4,21	74%
Entry	NKP (GÜP)	3,38	4,21	23%
Entry	NKP (MÜP)	2,97	4,21	40%
Exit	NAP (Lv)	4,02	4,21	3%
Exit	NAP (Sp)	1,97	4,21	110%
Exit	NKP (GÜP)	2,91	4,21	43%
Exit	NKP (iB)	4,18	4,21	-1%
Exit	NKP (MÜP)	4,09	4,21	1%

Gaspool

Entry/Exit	Art des Punktes Type of point	Durchschnittspreis 2019 in € pro kWh/h/a Average price 2019 in € per kWh/h/a	Referenzpreis 2020 in € pro kWh/h/a Reference price 2020 in € per kWh/h/a	Abweichung Deviation
Entry	NAP (Ez)	4,23	3,27	-23%
Entry	NAP (Sp)	2,85	3,27	15%
Entry	NKP (GÜP)	2,58	3,27	27%
Entry	NKP (MÜP)	4,03	3,27	-19%
Exit	NAP (Lv)	3,54	3,27	-8%
Exit	NAP (Sp)	2,92	3,27	12%
Exit	NKP (GÜP)	2,89	3,27	13%
Exit	NKP (iB)	4,05	3,27	-19%
Exit	NKP (MÜP)	2,67	3,27	23%