SACHSEN-ANHALT
Landesregulierungsbehörde

Festlegung der Landesregulierungsbehörde
des Landes Sachsen-Anhalt
vom xx.xx.2026
(Az. LRBST-26-2-1)

Festlegung zu volatilen Kosten für die Umsetzung verschiedener Vorgaben der Methanverordnung („KOMET Sachsen-Anhalt“)

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV wegen der Festlegung zu volatilen Kosten für die Umsetzung verschiedener Vorgaben der Methanverordnung („KOMET Sachsen-Anhalt“) hat die Landesregulierungsbehörde des Landes Sachsen-Anhalt (LRB) am xx.xx.2026 beschlossen:

1. Die nachfolgenden operativen Kosten gelten als volatile Kostenanteile i. S. d. § 11 Abs. 5 ARegV:

   a) Kosten aus der Überprüfung des Rohrnetzes im Rahmen des LDAR-Programms gemäß Art 14 Methanverordnung
   b) Kosten für die Emissionsquantifizierung gemäß Art. 12 Methanverordnung
   c) Kosten für die Klassifizierung und Reparatur von Leckstellen gemäß Art. 14 Methanverordnung
   d) Kosten für Nachmessungen gemäß Art. 14 Abs. 12 Methanverordnung
   e) Kosten aufgrund der Beschränkungen für das Ausblasen und Abfackeln gemäß Art. 15 und 17 Methanverordnung

2. Diese Festlegung ist rückwirkend ab dem 05.08.2024 anzuwenden. Die Festlegung wird bis zum 31.12.2027 befristet.

3. Die Kosten dieser Entscheidung haben die Gasverteilernetzbetreiber im Zuständigkeitsbereich der LRB zu gleichen Teilen zu tragen. Für jeden Netzbetreiber wird eine Gebühr in Höhe von 74,07 Euro festgesetzt.

Gründe

I.

Die Methanverordnung ist am 05.08.2024 in Kraft getreten. Sie ist ein Teil des Legislativpakets „Fit for 55“ der Europäischen Union (EU), dass die Treibhausgasemissionen in der EU bis 2030 um mindestens 55 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 senken soll.

In Kapitel 3 der Methanverordnung werden verschiedene Pflichten an die Betreiber fossiler Energieinfrastrukturen im Öl- und Gassektor adressiert. Die vorliegende Festlegung dient der entgeltseitigen Berücksichtigung dieser Vorgaben. Sie lehnt sich dabei an die Festlegung „KOMET“ der Bundesnetzagentur (BNetzA) an (BK9-26/620-1 vom 27.10.2026).

Die betroffenen Netzbetreiber haben im Rahmen der Anhörung am xx.xx.2026 Gelegenheit zur Stellungnahme erhalten. …

II.

Die Festlegung zu volatilen Kosten für die Umsetzung verschiedener Vorgaben der Methanverordnung („KOMET Sachsen-Anhalt“) fällt gemäß § 54 Abs. 2 S.1 EnWG in die Zuständigkeit der LRB, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Gasverteilernetze weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind und das Gasverteilernetz nicht über das Gebiet des Landes Sachsen-Anhalt hinausreicht.

Die Anordnung zu Tenorziffer 1 ergeht auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 32 Abs.1 Nr. 4a ARegV. Danach kann die Regulierungsbehörde zu volatilen Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 5 ARegV Anordnungen treffen. Sie kann darüber hinaus Vorgaben zu Verfahren machen, die gewährleisten, dass volatile Kostenanteile nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Die Anordnung kann sich an einen Netzbetreiber oder eine Gruppe von Netzbetreibern richten.

Durch Tenorziffer 1 dieser Festlegung werden die dort aufgelisteten Kosten aus der Umsetzung der Anforderungen der Methanverordnung als volatile Kosten eingestuft. Die Aufteilung der verschiedenen Kosten orientiert sich an den durch die Methanverordnung vorgegebenen Maßnahmen. Nach § 11 Abs. 5 S. 2 ARegV gelten beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden können, als volatile Kostenanteile, sofern die Regulierungsbehörde dies gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV festgelegt hat. Treibenergie gilt gemäß § 11 Abs. 5 S. 1 ARegV generell als volatiler Kostenanteil. Nach § 11 Abs. 5 S. 2 ARegV sieht der Verordnungsgeber auch die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie grundsätzlich als volatil an.

Die in Tenorziffer 1 genannten Kosten sind vor dem Hintergrund dieser Wertung des Verordnungsgebers ebenfalls als volatil anzusehen, da in der ersten Umsetzungsphase der Methanverordnung noch kein eingeschwungener Zustand bezüglich der verschiedenen durchzuführenden Maßnahmen herrscht und auch die entsprechende Kostenhöhe starken Schwankungen unterworfen ist.

Tenorziffer 1a) dient der Anerkennung von Kosten aus der Überprüfung des Rohrnetzes im Rahmen des LDAR-Programms als volatile Kostenanteile. Welche Komponenten diese Überprüfung beinhaltet ergibt sich aus der Methanverordnung selbst. Die Methanverordnung sieht die Pflicht zu turnusmäßigen Untersuchungen von Leitungen und Anlagen im Rahmen des LDAR-Programms auf der Grundlage eines Fristenkatalogs, abhängig von der Art des Materials bzw. der Komponenten, vor (Art. 14 Abs. 1 bis 8 Methanverordnung i. V. m. Anhang I Teil 1 Methanverordnung). Die Untersuchung soll zu der systematischen Überprüfung von Gasrohrnetzen auf Dichtheit durchgeführt werden. Gemäß Art. 14 Abs. 7 Methanverordnung legt die Kommission im Wege von Durchführungsrechtsakten die Mindestnachweisgrenze für die Leckerkennung und anzuwendende Messtechniken sowie Schwellenwerte für die LDAR-Untersuchungen fest. Gemäß Art. 32 Abs. 1b) Methanverordnung sollen harmonisierte Standards für LDAR-Untersuchungen erarbeitet werden. Bis zum Erlass der Durchführungsrechtsakte sollen die Netzbetreiber die beste verfügbare Technik und die besten verfügbaren Messtechniken sowie die beste auf dem Markt verfügbare Technologie für LDAR-Untersuchungen anwenden (vgl. Erwägungsgrund Rn. 78 der Methanverordnung). Je nachdem, welche Maßnahmen standardmäßig durchzuführen sind, entstehen bei den jeweiligen Netzbetreibern unterschiedlich hohe operative Betriebskosten, z. B. durch den Einkauf von Dienstleistungen in Bezug auf neue bisher nicht verwendete Messtechniken oder in Form von Leihgebühren für spezialisierte Messgeräte. Gerade in der Zeit der Umstellung auf die LDAR-Untersuchungen kann die Verfügbarkeit von Dienstleistungen am Markt begrenzt sein, sodass den einzelnen Netzbetreibern ggf. zeitweise sehr hohe Kosten entstehen. Zudem sind die zuständigen Überwachungsbehörden gemäß Art. 6 Methanverordnung derzeit in Deutschland landesweit nicht abschließend benannt, sodass es im Rahmen von Inspektionen und Kontrollen ggf. andere Anforderungen geben wird, deren Umfang noch nicht ab zusehen ist. Diese Unwägbarkeiten führen dazu, dass die Kosten der Überprüfung der Rohrleitungen in der Anfangsphase der Umsetzung der Methanverordnung in der Höhe noch nicht konstant anfallen und daher zunächst jährlich stark schwanken können.

Gleiches gilt für die Anerkennung der Kosten für die Emissionsquantifizierung, für die Klassifizierung und Reparatur von Leckstellen und die Kosten für Nachmessungen als volatile Kostenanteile gemäß Tenorziffer 1b) bis 1d). Nach Art. 12 Abs. 5 und Abs. 6 Methanverordnung müssen Netzbetreiber unter Zuhilfenahme spezialisierter direkter Messmethoden Emissionen auf Quellenebene und auf Standortebene quantifizieren. Zudem müssen die Netzbetreiber Leckstellen klassifizieren, anschließend innerhalb strikter Fristenregelungen reparieren und den Erfolg der Reparatur durch Nachmessungen kontrollieren (Art. 14 Abs. 8 bis 12). Auch hier sollen harmonisierte Standards für die Messung und Quantifizierung von Methanemissionen erarbeitet werden (Art. 32 Abs. 1a Methanverordnung) und Mindestgrenzwerte für die Leckerkennung festgelegt werden, sodass die Kosten bis zu dem Erreichen eines einheitlichen Standards zunächst jährlich stark schwanken können.

Tenorziffer 1e) dient der Anerkennung der aufgrund der Beschränkungen für das Ausblasen und Abfackeln entstehenden Kosten als volatile Kostenanteile. Die LRB hat sich nach der Konsultation aus Verständlichkeitsgründen dazu entschieden, die Formulierung in Tenorziffer 1e) entsprechend des Begründungsteils anzupassen. Die Methanverordnung sieht gemäß Art 15 Abs. 1 vor, dass das Ausblasen grundsätzlich verboten ist und nur als Notfallmaßnahme zur Anwendung kommen darf. Im Rahmen von Instandhaltungsmaßnahmen ist das Gas gemäß

Art. 15 Abs. 6 Methanverordnung umzupumpen und wiedereinzuspeisen. Lediglich bei Nichtdurchführbarkeit dieser Maßnahmen besteht für die Netzbetreiber die Möglichkeit des Abfackelns. Die Anforderungen bei dem Einsatz von Gasfackeln sind in Art. 17 Methanverordnung dargestellt. Artikel 15 Abs. 8 Methanverordnung verdeutlicht, dass auch in Bezug auf diese Kosten noch kein eingeschwungener Zustand erreicht ist, da für einen Übergangszeitraum bei außergewöhnlichen Verzögerungen zunächst noch eine Ausnahme von den Anforderungen an das Ablassen und Abfackeln besteht.

Die Anpassung der volatilen Kostenanteile ist beschränkt auf operative Kosten. Hinsichtlich der Kapitalkosten erfolgt eine Anpassung der Erlösobergrenze bereits nach § 4 Satz 1 Nr. 1 i. V. m. § 10a ARegV. Eine Berücksichtigung als volatiler Kostenanteil ist auszuschließen (§ 11 Abs. 5 S. 3 ARegV).

Die Anpassung der volatilen Kostenanteile wird gemäß den regulatorischen Vorgaben im Rahmen der Genehmigung des Regulierungskontosaldos geprüft. Dazu werden die Kosten des Bezugsjahres mit den entsprechenden Kosten im Basisjahr abzugleichen sein, welche in Abzug gebracht werden. Die Kosten gemäß Tenorziffer 1a), 1b), und 1e) entstehen den Netzbetreibern aufgrund der Vorgaben der Methanverordnung erstmalig und waren daher noch nicht im Basisjahr enthalten. Auch wenn es bereits Vorgaben des DVGW-Regelwerks zum Umgang mit Methanemissionen gibt, sind diese grundsätzlich nicht vergleichbar, da in der Methanverordnung detailliertere und umfangreichere Regelungen aufgestellt werden.

Die Überprüfung des Rohrnetzes auf Dichtheit erfolgt auch gemäß den Vorgaben des DVGW-Regelwerks. Jedoch sind die vorgegeben Intervalle von 1 bis 6 Jahren an einem risikoorientierten Ansatz ausgerichtet und nicht vergleichbar mit dem materialspezifischen Überprüfungszyklus der Methanverordnung, zumal genauere Detektionsmethoden sowie Geräte zur Emissionsquantifizierung eingesetzt werden müssen (Tenorziffer 1a und 1b). Das Ausblasen und Abfackeln von Gas war in der Vergangenheit im Rahmen von Instandhaltungsmaßnahmen zulässig und branchenüblich, sodass Kosten für das Umpumpen oder Abfackeln unter Verwendung spezieller Fackeln (Tenorziffer 1e) ebenfalls noch nicht im Basisjahr enthalten waren.

Die Kosten für die Reparatur von Leckstellen und die entsprechende Nachkontrolle (Tenorziffer 1c und 1d) sind grundsätzlich bereits im Basisjahr angefallen und werden durch die Methanverordnung lediglich hinsichtlich der Frist zur Beseitigung modifiziert. Die Verordnung sieht vor, dass alle Leckstellen oberhalb bestimmter Grenzwerte innerhalb kurzer Fristen repariert werden, unabhängig vom Gefahrenpotential der Leckstelle. Da die Kosten in den vergangenen Kostenprüfungsverfahren noch nicht gesondert abgegrenzt wurden, werden die Daten im Regulierungskontoverfahren nachträglich zu erheben sein. Die angesetzten Kosten des Bezugsjahres werden im Rahmen der Genehmigung des Regulierungskontosaldos auf ihre Sachgerechtigkeit überprüft. Hierzu können auch die Kosten je Einheit im Zusammenhang mit der Messung, Quantifizierung, Überwachung, Prüfung und Reduzierung der Methanemissionen herangezogen werden. Zudem wurden die Netzbetreiber bereits im laufenden Kostenprüfungsverfahren zur Bestimmung des Ausgangsniveaus dazu aufgefordert, Kosten aus der Umsetzung der Methanverordnung und die vorgenommenen Maßnahmen genau zu bezeichnen und z. B. anhand einer geeigneten Kostenstellenrechnung nachzuweisen, um einen

überhöhten Kostenansatz zu verhindern.

Die Anpassung der Erlösobergrenzen aufgrund einer Änderung der volatilen Kostenanteile erfolgt nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 Hs. 2 ARegV für das Kalenderjahr, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll. Im nachträglichen Plan/Ist-Abgleich im Zuge der Regulierungskontoprüfung festgestellte Differenzen werden gemäß § 5 Abs. 3 S. 2 ARegV annuitätisch über drei Kalenderjahre verteilt. Die Verteilung beginnt gemäß § 5 Abs. 3 S. 3 ARegV jeweils im übernächsten Jahr nach Antragstellung. Der zeitliche Versatz der Verteilung ist dem System des Regulierungskontos demnach inhärent.

In zeitlicher Hinsicht hat sich die LRB für eine Rückwirkung zum 05.08.2024 entschieden (Tenorziffer 2). Die Methanverordnung ist am 05.08.2024 in Kraft getreten und gilt als verbindlicher Rechtsakt unmittelbar. Die LRB hat sich in Anlehnung an die entsprechende Festlegung der BNetzA dazu entschieden, die Rückwirkung auf das Datum des Inkrafttretens der Verordnung zu erstrecken. Sollten einigen Netzbetreibern bereits ab diesem Zeitpunkt Aufwendungen gemäß Tenorziffer 1 entstanden sein, sind diese aufgrund der unmittelbaren Rechtswirkung der Verordnung gleichermaßen zu berücksichtigen. Die LRB betont jedoch weiterhin, dass das Jahr 2024 maßgeblich durch die organisatorische, technische und prozessuale Vorbereitung der Umsetzung geprägt gewesen sein dürfte. Die eigentlichen kostenintensiven Maßnahmen, insbesondere die flächendeckende Durchführung der LDAR-Untersuchungen, die Beauftragung externer Dienstleister, die Beschaffung und der Einsatz spezialisierter Messtechnik sowie die Umsetzung sich aus den Untersuchungen ergebender Folgemaßnahmen, dürften überwiegend erst ab dem Jahr 2025 angefallen sein.

Die LRB sieht einen wirtschaftlichen Bedarf, die Kostenentwicklung durch die Einstufung als volatile Kosten in den Erlösobergrenzen der Netzbetreiber abzubilden. Der rückwirkende Charakter der Regelung wird von ihr rechtlich als unkritisch eingestuft, da sie davon ausgeht, dass die Netzbetreiber in den Jahren 2024, 2025 und 2026 durchgehend höhere Kosten zu tragen hatten als im dafür maßgeblichen Basisjahr 2020 und die nachträgliche Anpassung der Kostenanteile somit aus schließlich vorteilhaft für die Adressaten der Festlegung wirken sollte. Die Festlegung wird bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode befristet. Die LRB geht davon aus, dass ab der fünften Regulierungsperiode ein eingeschwungener Zustand erreicht wird, bzw. die entstehenden Kosten über das Budgetprinzip der Erlösobergrenzen berücksichtigt werden. Mindestens ist es jedoch so, dass die Volatilität der entstehenden Kosten gegenüber der Anfangsphase deutlich abnimmt. Mit der fünften Regulierungsperiode beginnt zudem das neue Regulierungsregime auf der Grundlage des NEST-Prozesses, sodass es in jedem Falle einer Neubewertung des vorliegenden Sachverhaltes anhand der Kriterien der Festlegung RAMEN Gas sowie einer Evaluierung der durch die Methanverordnung verursachten Kosten bedürfte.

Die LRB hat vor Übernahme der gleichlautenden Festlegung der BNetzA die berechtigten Belange der betroffenen Netzbetreiber ebenso wie die der Netznutzer gegeneinander abgewogen.

Die LRB berücksichtigt mit der vorliegenden Festlegung die Kosten aus der Methanverordnung gemäß Artikel 3 Abs. 1 Methanverordnung. Es ist vorgesehen, dass die nationalen Regulierungsbehörden „bei der Festlegung oder Genehmigung von Tarifen oder der Methoden,

die von Fernleitungsnetzbetreibern, Verteilernetzbetreibern, Betreibern von LNG-Anlagen oder anderen regulierten Unternehmen, einschließlich gegebenenfalls Betreibern von unterirdischen Gasspeichern, anzuwenden sind, […] die zur Einhaltung der Verpflichtungen aus dieser Verordnung entstandenen Kosten und getätigten Investitionen [berücksichtigen], soweit diese denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren regulierten Unternehmens entsprechen und transparent sind“.

Die zur Umsetzung der Vorgaben entstehenden Kapitalkosten der Gasnetzbetreiber, wie z. B. die notwendige technische Ausrüstung in der Form spezieller Gasspürgeräte, können durch das Instrument des Kapitalkostenaufschlags jährlich und ohne Zeitverzug in der Erlösobergrenze Berücksichtigung finden und unterliegen gleichsam dem Effizienzvergleich. Insofern bedarf es für die Kapitalkosten keiner regulatorischen Anpassung. Zudem gelten Kapitalkosten nicht als volatile Kosten (§ 11 Abs. 5 S. 3 ARegV). Die Anschaffung eigener neuer technischer Geräte spielt im Bereich der Verteilernetze jedoch eine untergeordnete Rolle, sodass ein Teil der Kosten für die Mehrzahl der Festlegungsadressaten nicht allein über den Kapitalkostenaufschlag abgebildet werden kann. Die darüber hinaus anfallenden operativen Kosten der Gasnetzbetreiber, wie z. B. das Einkaufen von Dienstleistungen, werden im vorliegenden Fall entsprechend der Vorgabe aus der Methanverordnung ebenfalls berücksichtigt.

Grundsätzlich ist das Budgetprinzip geeignet und ausreichend, um Kosten abzudecken, die aus den Vorgaben des europäischen Rechts entstehen (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022 – VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 81 ff.). Entsprechende Vorgaben sind nicht pauschal mit einer Verpflichtung zu einem Vollkostenansatz gleichzusetzen. (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022 – VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 53). Die aufgrund der Umsetzung der Methanverordnung neu anfallenden operativen Kosten waren wegen des Inkrafttretens im Jahr 2024 nach Art und Um fang gar nicht oder zumindest nur teilweise im Ausgangsniveau für die vierte Regulierungsperiode enthalten und konnten noch nicht bzw. nur in geringem Umfang im Budget der Netzbetreiber berücksichtigt und aus dem Basisjahr kommend refinanziert werden. Es ist plausibel, dass sich die Höhe der Kosten aus der Umsetzung der Methanverordnung flächendeckend ab dem Jahr 2025 erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im Basisjahr unterscheiden würde bzw. diese Kosten erstmals ab dem Inkrafttreten der Verordnung anfallen. In der Folge sind – in der Tendenz ansteigende – jedenfalls volatile Kostenverläufe zu erwarten.

Die LRB sieht davon ab, den Katalog der anerkennungsfähigen Kosten in Tenorziffer 1 um weitere Maßnahmen wie Kosten im Zusammenhang mit Berichts- und Dokumentationspflichten, Verwaltungsaufwand oder Schulungen zu erweitern. Derartige Positionen fallen bei den Netzbetreibern regelmäßig an. So existieren bereits jetzt verschiedene Melde- und Berichtspflichten nach dem DVGW-Regelwerk oder dem EnWG. Solche gesetzlichen oder branchenspezifischen Anforderungen verändern sich naturgemäß im Laufe der Zeit. Neu hinzugekommenen Verpflichtungen oder Verwaltungsaufwand stehen andererseits entfallenden Anforderungen gegenüber. Kosten für Schulungsbedarf des Personals sowie Aus- und Weiterbildung fallen ebenfalls typischerweise in jeder Regulierungsperiode wiederkehrend an. Diese Kosten sind damit bereits im Budget der Netzbetreiber enthalten und werden durch das Budgetprinzip abgedeckt. Die kostenintensiven Maßnahmen selbst (z. B. Messung und Quantifizierung), die die Grundlage für den Bericht darstellen, werden hingegen durch diese

Festlegung berücksichtigt.

Es ist aus Sicht der LRB im vorliegenden Fall sachgerecht, die unmittelbare Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen zur Berücksichtigung der höheren Kosten aus den europäischen Vorgaben durch die Einstufung als volatile Kosten zu ermöglichen und diese vom Inkrafttreten der Methanverordnung bis zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode zu beschränken.

Eine Einstufung der durch die Methanverordnung verursachten Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten scheidet aus, da sie durch den Netzbetreiber in direkter Weise beeinflussbar sind. So kann sich der Netzbetreiber etwa dazu entscheiden, einen Dienstleister mit der Durchführung der Maßnahmen zu beauftragen, oder aber die Umsetzung der Verordnung mit eigenem Personal und Ausrüstung durchzuführen. Die Kosten fallen zudem in gleicher oder zumindest ähnlicher Weise bei allen von der Methanverordnung adressierten Netzbetreibern an. Die geforderte Einstufung als KAnEu nach dem neuen Regulierungsrahmen ab der fünften Regulierungsperiode ist nicht Gegenstand dieser Festlegung.

III. Kostenentscheidung

Amtshandlungen der Regulierungsbehörde auf Grund des § 29 EnWG i. V. m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV sind gemäß § 91 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EnWG gebührenpflichtig.

Der Gebührentatbestand ergibt sich auf Grund des § 91 Abs. 1 Nr. 4 EnWG und des Verwaltungskostengesetzes des Landes Sachsen-Anhalt (VwKostG LSA) in Verbindung mit der Allgemeinen Gebührenordnung des Landes Sachsen-Anhalt (AllGO LSA) lfd. Nr. 45 Tarifstelle 4.20. Der Gebührenrahmen liegt dabei zwischen 1.000 und 100.000 Euro. Die LRB erhebt hier eine Gebühr im unteren Bereich des Gebührenrahmens (2.000 Euro). Diese ist anteilig auf die betroffenen Gasverteilernetzbetreiber, die sich in der Zuständigkeit der LRB im Verfahren der Anreizregulierung befinden, zu verteilen.

Je Verteilernetzbetreiber ergibt sich daraus eine Gebühr von 74,07 Euro, die durch die LRB noch gesondert unter Mitteilung des Kassenzeichens abgefordert wird.

IV. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diese Festlegung kann binnen einer Frist von einem Monat nach Bekanntgabe Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Landesregulierungsbehörde des Landes Sachsen-Anhalt, Leipziger Straße 58, 39112 Magdeburg einzureichen. Zur Fristwahrung genügt es jedoch auch, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem Beschwerdegericht, dem

Oberlandesgericht Naumburg
Domplatz 10
06618 Naumburg (Saale)

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 Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein. Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs.1 EnWG).

Magdeburg, den xx.xx.2026

gez. Köster
Leiter Landesregulierungsbehörde