Hinweis:

Bitte dieses Formular im Originalformat (*.xlsx) speichern, umbenennen und übersenden.

GBK

Festlegungsentwürfe RAMEN | Geschäftszeichen: GBK-25-01-1#1 (Strom) und GBK-25-01-2#1 (Gas)

Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (RAMEN Strom) und Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN Gas)

Formblatt für die Übermittlung von Stellungnahmen

Unternehmen / Verband / Behörde / Sonstige: (Pflichtfeld)	WEMAG Netz GmbH		
		Marktrolle:	VNB Strom
Kontaktdaten*:			
Nachname:		Vorname:	
Kürzel:			
E-Mail:		Telefon:	

* Kontaktdaten werden bei Veröffentlichung der Konsultationsbeiträge **nicht** mitveröffentlicht.
Sie dienen ausschließlich eventueller Rückfragen durch die Große Beschlusskammer.

Weiter auf dem nächsten Tabellenblatt >>

Bitte dieses Formular im Originalformat (*.xlsx) **speichern, umbenennen und übersenden.** Sofern nicht der komplette Text dargestellt werden kann, verwenden Sie bitte die nächste Zeile für Ihre Eingabe.

Stellungnahme: Festlegungsentwürfe RAMEN | Geschäftszeichen: GBK-25-01-1#1 (Strom) und GBK-25-01-2#1 (Gas)

Nr.	Tenorziffer (Pflichtfeld)	Bezug	!	Weitere Auswahl (o	Thema (optional)	Stellungnahme
1	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Strom und Gas	-		Stellungnahmen Verbände	Die WEMAG Netz GmbH schließt sich den Stellungnahmen des BDEW und des VKU, die im Rahmen der Anhörung zu RAMEN Strom und RAMEN Gas abgeben worden sind, an. Die im Folgenden aufgeführten Sachverhalte möchten wir in diesem Zusammenhang besonders hervorheben bzw. stellen diese ergänzende Positionen dar. In den detaillierten Darstellungen der Sachverhalte verweisen wir auf die vorgenannten Stellungnahmen.
2	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Dauer der Regulierungsperiode	Die WEMAG Netz GmbH sieht eine Beibehaltung der 5-jährigen Regulierungsperiode in Kombination mit dem OPEX-Aufschlag als sachgerechte Lösung an. Die sich aus der beabsichtigten Verkürzung der Regulierungsperiode ergebenden zeitlichen Fristen werden aus der Erfahrung der vergangenen Regulierungsperioden als nicht realisierbar angesehen. Eine Verkürzung der Fristen würde nur mit einer deutlichen Straffung der Verfahren und damit einhergehend einer stärkeren Pauschalierung oder Vereinfachung umsetzbar sein. Die vorliegenden Vorschläge zur Vereinfachung reichen aus Sicht der WEMAG Netz GmbH nicht aus, um die Verfahren so zu beschleunigen, dass diese sachgerecht durchgeführt werden können. Als Beispiel sei hier die aktuelle Verfahrenslage im Rahmen der Festlegung der Erlösobergrenze Gas zu beachten. Uns ist bekannt, dass Netzbetreiber ihre Erlösobergrenze für die laufende Regulierungsperiode erst Anfang 2025 erhalten haben. Dies würde bei einer 3-jährigen Regulierungsperiode dazu führen, dass die von der Bundesnetzagentur geplanten Veränderungen in der Ermittlung der Teilnehmer am vereinfachten Verfahren keine sachgerechten Ergebnisse auswerfen könnte, da hier die bestätigten Ausgangsniveaus spätestens zum 30.11.2023 hätten vorliegen müssen, um die Verpflichtungen aus Tenorziffer 2 umsetzen zu können.
3	3. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode	Nur Strom	-		OPEX-Anpassungswert	Die Beschränkung des geplanten OPEX-Anpassungwertes auf die 5. Regulierungsperiode ist aus Sicht der WEMAG Netz GmbH nicht sachgerecht. Im Zusammenhang mit den Ziel der Dekarbonisierung der Energieversorgung wird die grüne Elektrifizierung nicht bis zum Ende der 5. Regulierungsperiode abgeschlossen sein. Genaugenommen müsste dieser Zustand bereits zum 01.01.2031 erreicht werden, damit im Basisjahr für die 6. Regulierungsperiode ein repräsentatives Kostenniveau erreicht werden würde. Ebenfalls die Argumentation, dass die Digitalisierung eine entsprechend Optimierung der Prozesse und damit den Anstieg der OPEX kompensieren sollte (RN 691). Dies beleuchtet jedoch nur einen Aspekt der Gründe für die aufwachsenden OPEX, Mengenwachtsum im Anlagevermögen, welches definitiv nicht bis 2031 beendet sein wird, wird auch weiterhin einen Anstieg der OPEX (Wartung / Instandsetzung) bewirken, die sich nicht digitalisieren lassen. Neben dem weiterhin bestehenden deutlichen Zeitverzug bildet hier der darüber hinaus bestehende Verzug in der Anpassung der Inflationierung von 2 Jahren eine weitere Verschärfung im Nachfahren der Kostenentwicklung. Die Einführung des OPEX-Anpassungswertes sollte daher dauerhaft erfolgen.
4	5. Ausgangsniveau	Nur Strom	-		Besonderheiten des Geschäftsjahres	Die Bundesnetzagentur beabsichtigt sogenannte Besonderheiten des Geschäftsjahres, die im Rahmen der Ermittlung des Ausgangsniveaus festgestellt wurden, nicht zu berücksichtigen. Dabei fehlt eine grundsätzliche Darstellung, was von Seiten der Beschlusskammer als Besonderheit des Geschäftsjahres anzusehen ist. Sie führt weiterhin aus, dass eine gesamtheitliche Betrachtung der operativen Kosten zur Identifizierung von Besonderheiten des Geschäftsjahres abzulehnen ist, da sie dem Sinn und Zweck der Regelung zuwiderlaufe (RN 756). Diese Argumentation ist aus Sicht der WEMAG Netz unter Berücksichtigung der Tatsache, dass diese Beschlusskammer regelmäßig auf die Budgetverantwortung der Netzbetreiber abstellt, nicht nachvollziehbar. Sie bleibt vor allem die Erläuterung schuldig, warum Besonderheiten des Geschäftsjahres, die sich laut Beschlusskammer ausschließlich in höheren Kosten darstellen können, auf der Basis von Einzelpositionen identifizieren lassen, ohne die postulierte Budgetfreiheit in Summe in Frage zu stellen. Wenn, und auch dies betont die Beschlusskammer in der Konsultationsunterlage, die Freiheit der Verwendung der zuerkannten Mittel im Einflussbereich des Netzbetreibers liegt, können Indikationen für Besonderheiten des Geschäftsjahres, in Form potentiell höhere Kosten auch nur in Würdigung des Gesamtbudget identifiziert werden. Eine Reduktion der Betrachtungsebene auf einzelne Positionen (z.B. Beratungsleistungen / Instandhaltungsleistungen etc.) würde dem Budgetansatz widersprechen.
5	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Strom	-		Beibehaltung zeitlicher Versatz	Aus Sicht der WEMAG Netz GmbH ist die Aufhebung des zeitlichen Versatzes beim VPI zwingend geboten. Die Argumentation der BNetzA in Bezug auf Unsicherheiten und mögliche nachträgliche Korrekturen geht hier ins Leere. Anpassungen der Erlösobergrenze auf Planannahmen sind, auch unter Berücksichtigung der konsultierten RAMEN-Festlegung, keine Besonderheit sondern eher die Regel. Auch der Verweis auf den Gleichklang mit individueller Effizienzvorgaben bzw. dem Produktivitätsfortschritt können nicht überzeugen, da die hier angeführten Argumente, wie z.B. die Wettbewerbsanalogie eben nicht greifen, da diese aus Sicht der BNetzA zwar eine unverzügliche Anpassung ineffizienter Kosten erfordern würde, die effiziente Erhöhung von Kosten auf Grund neuer Vorgaben aber auch unverzüglich zulassen würde. Insofern bedingt der hieraus resultierende Nachteil des Budgetprinzips die entsprechenden Sicherungsmechanismen im Zusammenhang mit dem Abbau der ineffizienten Kosten. Ein Zusammenhang mit dem VPI ergibt sich nicht.
6	8. Volatile Kostenanteile	Nur Strom	-		volatile Kosten Netzverluste	Im Zusammenhang mit den volatilen Kosten soll für die Verlustenergie die Möglichkeit der Anpassung der Preise im Rahmen einer gesonderten Festlegung ermöglicht werden. Die Beibehaltung des aktuellen Vorgehens wird begrüßt, jedoch ist die Einschränkung auf Preisentwicklungen nicht ausreichend. Aufgeführte Begründungen, dass mögliche Mengenentwicklungen bisher nicht flächendeckend zu beobachten waren bzw. möglicherweise ineffiziente Mengen in diesem Zusammenhang Berücksichtigung fänden, verfangen nicht. Eine Berücksichtigung der Entwicklung der Verlustenergiemengen kann entsprechend ausgestaltet werden, dass die als effizient anerkannten Quoten aus der Kostenprüfung als Maßstab in der Anpassung Berücksichtigung finden und entsprechende Mengenanpassungen in beide Richtungen ermöglichen.
7	8.2 Redispatch-Kosten (Strom)	Nur Strom	-			Redispatch-Kosten Hinsichtlich der Berücksichtigung von Redispatch im Effizienzvergleich wurden die Argumente zwischen BNetzA, BMWE und der Branche bereits umfangreich ausgetauscht. Im Ergebnis hat der Verordnungsgeber in der ARegV-Novelle 2021 eine Übergangsregelung gefunden, wonach Redispatch-Kosten frühestens ab der 5. Regulierungsperiode unter angemessener Berücksichtigung des zeitlichen Versatzes zwischen der Errichtung von EE-Anlagen und dem notwendigen Netzausbau in den Effizienzvergleich Eingang finden können. Insofern trifft die Feststellung der BNetzA (RN 912 / 932), dass sich Netzbetreiber seit 2021 darauf einrichten konnten, dass Redispatchkosten im Rahmen des Effizienzvergleiches berücksichtigt werden, nur in Teilen zu. Vielmehr konnten sich betroffene Netzbetreiber darauf einrichten, dass sich die Bundesnetzagentur im Vorfeld mit der Beeinflussbarkeit der entsprechenden Kosten umfangreich auseinandersetzt und entsprechende Kostenanteile festlegt. Insofern war das aktuell geplante Vorgehen der Bundesnetzagentur, unter Verweis auf ihr Recht von Verordnungen abweichen zu können und dies in diesem Fall auch zu nutzen (RN 933) „Im Übrigen ist es Ausdruck der Unabhängigkeit, von den Regelungen des Verordnungsgebers auch abweichen zu können“ für die betroffenen Netzbetreiber gerade nicht absehbar. Ebenso geht die Auffassung der Beschlusskammer, dass die Ausführungen der BR-Drs. 405/21 (RN 912) eine Nichtberücksichtigung von Redispatchaufwendungen nur zulässt, wenn alle Aufwendungen durch den Netzbetreiber nicht zu beeinflussen sind, fehl. In diesem Fall würde die entsprechende Vorgabe ins Leere laufen, da durchaus einzelne Sachverhalte durch Netzbetreiber beeinflussbar sind. Vielmehr ist im Kontext der Verordnung und der BR-Drs. 405/21 beabsichtigt, Kostenanteile zu ermitteln, die daraus resultieren, dass diese durch den Netzbetreiber nicht zu beeinflussen sind. Dass entsprechende Sachverhalte hier eindeutig exogener Natur sind, bestätigt die Beschlusskammer in ihren Ausführungen. Der überwiegende Teil der von der Beschlusskammer aufgeführten Argumente zur Beeinflussbarkeit und Optimierung der Aufwendungen für den Redispatch sowie der dauerhafte Hinweis auf Netzbetreiber, die ihre Netze entsprechend vorausschauend ausgebaut haben und damit keine Engpässe aufweisen greift deutlich zu kurz. Auf die in den einzelnen Punkten dargestellten insbesondere die Exogenität zurückweisenden Ausführungen soll im Folgenden eingegangen werden:

8	8.2 Redispatch-Kosten (Strom)	Nur Strom	-			Insbesondere sieht die Beschlusskammer die fehlende wesentliche Exogenität auf Grund von verschiedenen Maßnahmen, die Anschluss- und damit Engpasssituationen begegnen können, bestätigt. Hierzu gehören vor allem: 1.flexible Netzanschlussvereinbarungen gemäß § 8 EEG 2.Kooperationen 3.angemessener Netzausbau 4.Engpassmanagementkosten auf Dritteinflüssen – Effizienzanreize zur Abstimmung mit diesen Dritten. Flexible Netzanschlussvereinbarungen gemäß § 8 EnWG Die Feststellung der Beschlusskammer, dass flexible Anschlussvereinbarungen den Aufwand für Redispatch reduzieren können, ist korrekt, allerdings kann dieses Hilfsmittel erst seit Februar genutzt werden und ist damit nur für neu zugehende Anlagen relevant. Für bereits am Netz befindliche Anlagen, die ebenfalls zu Engpässen beitragen, hilft dieses Mittel nicht. Kooperationen Auch Kooperationen können in einzelnen Situationen zur Reduzierung von Redispatch beitragen. Neben der Abstimmung von Netzausbaumaßnahmen können sich hier ebenfalls durch die Abstimmung von Anschlusspunkten Optimierungen ergeben. Dieses Mittel wird bereits zwischen Netzbetreibern genutzt, hat aber in Bezug auf den Bestand der Anlagen keine steuernde Wirkung mehr. Darüber hinaus ist festzustellen, dass insbesondere die Netzbetreiber, bei denen die Redispatchmaßnahmen (vorwiegend in der Hochspannungsebene) zu verzeichnen sind, zum einen eine EKZ in der Hochspannungsebene aufweisen, deutlich über 2 liegt und zum anderen teilweise Netzverknüpfungen auf der 110-kV-Ebene untereinander aufweisen. Insofern sind die Möglichkeiten der Kooperation in Bezug auf den Anschluss von Erzeugungsanlagen eingeschränkt und eben kein Mittel, welches zur Beeinflussung von Redispatch herangezogen werden kann.
9	8.2 Redispatch-Kosten (Strom)	Nur Strom	-			Angemessener Netzausbau Wenn die Bundesnetzagentur in ihrer weiteren Argumentation Vergleiche zu Übertragungsnetzbetreibern zieht, ist dieser Vergleich auch im Zusammenhang mit dem angemessenen Netzausbau statthaft. Ein angemessener Netzausbau bedeutet aus unserer Sicht, dass ein Netzbetreiber entsprechend der zum jeweiligen Planungshorizont verfügbaren Informationen seine kurz-, mittel- und langfristige Netzplanung vornimmt. Für die Hochspannungsebene sind kurzfristige und mittelfristige Planungen auf Grund der sich ergebenden umfangreichen Genehmigungsverfahren für eine zeitgerechten Netzausbau nicht anwendbar. Das bedeutet, bei Netzausbauzeitansätzen von 7-10 Jahren, dass die Planungen der Hochspannungsnetze für das Jahr 2025/2026 auf Basis der Daten der Jahre 2016-2018 erfolgen mussten. Für die Prognose der Entwicklung der EE-Erzeugung standen zu diesem Zeitpunkt unter anderem Szenarien aus den Verfahren zum NEP zur Verfügung. Werden diese Werte herangezogen wurde für das Zieljahr 2030 eine installierte EE-Erzeugungsleistung an Land zwischen 137,9 GW (2017) und 185,7 GW (2019) sowie für die Jahre 2035 eine installierte EE-Erzeugungsleistung an Land 149,8 GW (2017) und 199,7 GW (2019) entsprechend den jeweiligen Bescheiden der Bundesnetzagentur im Szenario B erwartet. Laut genehmigten Szenariorahmen für den NEP 2025 waren 2024 EE-Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von 177,9 GW an Land an die Verteil- und Übertragungsnetze angeschlossen. Dies bedeutet, dass die Entwicklung der an Land installierten EE-Erzeugungsleistung im Jahr 2024 gegenüber den Szenariorahmen des NEP um mindestens 6 Jahre voraus ist. Den Netzbetreibern, die diese Entwicklung durch, auch in der Vergangenheit getätigte umfangreiche Investitionen, ermöglicht haben, vorzuhalten, dass der Netzausbau nicht angemessen erfolgt, ist im Rückblick sicher möglich, jedoch bestätigen die von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenarios genau den bisher erfolgten Netzausbau. Ständige Änderungen politischer Vorgaben, unter anderem die Beschleunigungsmaßnahme der letzten Bundesregierung zum EE-Ausbau und die damit einhergehende bewusste politische Entscheidung der Entkopplung von Netzausbau und EE-Ausbau jetzt gegen die betroffenen Netzbetreiber zu verwenden und damit exogene Einflüsse zu verneinen, ist nicht nachvollziehbar. Insbesondere Netzbetreiber, deren Strukturen durch die Verbrauchslastentwicklung bestimmt werden, haben ihre Netze kontinuierlich über Jahrzehnte der entsprechenden Entwicklung anpassen können, Netzbetreiber mit EE-getriebener Struktur standen in den letzten 10-15 Jahren vor der Herausforderung, Lastnetze zu EE-Netzen in einer vielfachen Dimensionierung umzubauen.
10	8.2 Redispatch-Kosten (Strom)	Nur Strom	-			Engpassmanagementkosten auf Dritteinflüssen – Effizienzanreize zur Abstimmung mit diesen Dritten. Netzausbau, insbesondere auch in der von Redispatchmaßnahmen betroffenen Hochspannung sind darüber hinaus zur Sicherstellung der Versorgung nur in enger Abstimmung mit dem vorgelagerten Übertragungsnetz aber auch den benachbarten 110-kV-Netzbetreibern abzustimmen. Diese Koordination führt für den einzelnen Netzbetreiber zu exogenen, nur bedingt beinflussbaren zeitlichen Abläufen. Weitere Einflüsse Dritter, bei denen Effizienzvorgaben Anreize setzen sollen, sind die politischen Entscheidungen. Beschleunigungs- aber ggf. auch Entschleunigungsmaßnahmen sind hier vom Netzbetreiber nicht oder nur gering zu beeinflussen. Die politisch gewünschte Entkopplung von Netzausbau und EE-Ausbau wurde von Seiten der Netzbetreiber stark kritisiert, hatte jedoch keinen Erfolg. Auch die Ausweisung von Eignungsgebieten auf Grund der Flächenkulisse kann von Seiten des Netzbetreibers nicht beeinflusst werden. Insofern sind die wesentlichen Dritteinflüsse eben nicht von Netzbetreibern zu beeinflussen. Insgesamt ist festzuhalten, dass die Feststellungen zur überwiegenden Beeinflussbarkeit der Redispatchaufwendungen durch die betroffenen Verteilernetzbetreiber kurz- und mittelfristig nicht der Realität entsprechen. Einzig Redispatchmaßnahmen auf Grundlage der Nutzung des Planungsmittels der Spitzenkappung sind vollständig durch den Netzbetreiber zu beeinflussen. Für alle anderen exogenen Faktoren trifft dies sicher nicht annähernd in dem von der Bundesnetzagentur vorgetragenem Umfang zu.
11	8.2 Redispatch-Kosten (Strom)	Nur Strom	-			Abschließend Vor dem Hintergrund der vorstehenden Ausführungen sieht es die WEMAG Netz GmbH als zwingend an, die Anforderungen, welche sich aus den Regelungen der ARegV ergeben, im Vorfeld zur Einbeziehung der Redispatchkosten in den Effizienzvergleich zu erfüllen. „(...) Die Bundesnetzagentur kann Festlegungen zur angemessenen Berücksichtigung eines zeitlichen Versatzes zwischen der Errichtung von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie dem entsprechenden und notwendigen Ausbau der Verteilernetze im Effizienzvergleich treffen, soweit ein solcher zeitlicher Versatz Kosten nach § 11 Absatz 5 Satz 1 Nummer 2 hervorruft und auf Gründen außerhalb der Einflusssphäre von Verteilernetzbetreibern beruht." (§ 32 Abs. 2 S. 2 ARegV). Diese Voraussetzung macht schließlich auch die Regelung des § 34 Abs. 8 ARegV zur Bedingung für das Einbeziehen von Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich „erst dann und frühestens ab 2026 (…) wenn die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 32 Absatz 2 Satz 2 ARegV getroffen hat". Eine Konsultation und inhaltlich tiefe Auseinandersetzung mit der Frage der angemessenen Berücksichtigung war somit vom Verordnungsgeber bereits frühzeitig angelegt worden und daher nicht als optional, sondern als Grundbedingung für eine Entscheidung in dieser Sache vorausgesetzt worden. Aufgrund der vorangehend dargestellten Diskussionspunkte sowie der starken wirtschaftlichen Betroffenheit einzelner Netzbetreiber ist bei Veränderung der aktuellen Einordnung der Redispatch-Kosten gegenüber dem Status Quo eine angemessene Anhörung in Form einer eigenen Konsultation zu gewährleisten. Unter Berücksichtigung der energiepolitischen EE-Ausbauziele und dem damit einhergehenden Transformationsprozess der originären Verteilernetzfunktion, der regional stark unterschiedlich ausfällt, muss die BNetzA prüfen und mit der Branche diskutieren, ob bzw. wie die Kosten aus Redispatch in den Effizienzbenchmark einbezogen werden dürfen.

12	8.2 Redispatch-Kosten (Strom)	Nur Strom	-			In jedem Fall ist zu berücksichtigen, dass im Effizienzvergleich keine Benachteiligung von Netzbetreibern stattfindet, indem Strukturparameter zur installierten EE-Leistung zur Erklärung und Effizienzeinstufung von Kosten herangezogen werden, die aufgrund des zeitlichen Versatzes im notwendigen Netzausbaus noch gar nicht entstanden sind. Zur Berücksichtigung der Unsicherheiten die sich bei den Aufwendungen für Redispatch ergeben, beabsichtigt die Bundesnetzagentur eine Vergleichmäßigung vorzunehmen. Wie diese ausgestaltet werden soll, bleibt einer separaten Festlegung vorbehalten. Im Expertenaustausch am 14.07.2025 hat die Bundesnetzagentur angekündigt, dass bei der Vergleichmäßigung auf die Volatilität der Preise abgezielt wird. Aus Sicht des BDEW können mit einer Vergleichmäßigung der Preise für den Redispatch die nicht durch den Netzbetreiber zu beeinflussenden Verzögerungen nicht ausgeglichen werden. Neben der Volatilität der Preise spielt insbesondere die Erzeugungsstruktur und das Wetter eine wesentliche Rolle für den Umfang des Redispatch und möglicher jährlicher Schwankungen. Grundsätzlich besteht bei der geplanten Vorgehensweise der Bundesnetzagentur sogar die Gefahr, das Kosten zugeordnet werden, die zum Beispiel durch gestiegene CAPEX (Netzausbau zur Beseitigung des Engpasses ist erfolgt) berücksichtigt sind. Die Problematik der doppelten Kosten im Rahmen des Ausgangsniveaus tritt im Zusammenhang mit Redispatch in jedem Fall auf, da insbesondere die Behebung von Engpässen durch Netzausbau im Basisjahr aus der Logik der Ermittlung der Kapitalkosten hier das Potential zur doppelten Berücksichtigung bietet. Vor dem Hintergrund der vorstehend beschriebenen und durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Sachverhalte ist eine Einbeziehung der Aufwendungen für den Redispatch ohne Berücksichtigung der durch den betroffenen Netzbetreiber nicht zu beeinflussenden Kostenanteile nicht sachgerecht und wird den Netzbetreiber, die von den umfangreichen Herausforderungen bei der Integration von volatilen Erzeugungsanlagen betroffen sind, nicht gerecht.