

Berlin, 12. Januar 2023

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

Festlegung volatiler Kosten zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten in der vierten Regulierungsperiode

Konsultation der Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur vom 29. November 2022 (BK8-22-003-A bis BK8-22-007-A)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Zusammenfassung	3
2	Problemlage	4
3	Referenzpreisermittlung	6
4	Risikoaufschläge der Lieferanten.....	8
5	Anpassung der Mengengbasis.....	8
6	Beschaffungsvorgaben	10
	6.1 Veröffentlichung des Ausschreibungszeitpunkts	10
	6.2 Vorgabe Losgröße.....	11
	6.3 Definition „börslich organisierter Handelsplatz“	11
7	Grünstellung der Verlustenergiekosten	12
8	Betriebsverbrauchskosten	12
9	Fazit	13

1 Zusammenfassung

Der BDEW sieht erheblichen Anpassungsbedarf im Entwurf der Beschlusskammer 8 zur Festlegung volatiler Kosten zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten für die vierte Regulierungsperiode. Seit dem dritten Quartal 2021 sind mit den Preissprüngen am Strommarkt die Preis- und Beschaffungsrisiken für die Netzbetreiber enorm gestiegen. Mit den bisherigen und auch für die kommende Regulierungsperiode weitgehend unverändert vorgesehenen Regeln verbleiben diese hohen Risiken für die Netzbetreiber. Deren Ziel einer risikoarmen und kosteneffizienten Beschaffung von Verlustenergie ist damit unerreichbar.

Der BDEW fordert daher:

- Zur Referenzpreisermittlung sollte die Bundesnetzagentur zumindest die vergangenen fünf Jahre (2017-2021) hinsichtlich der durchschnittlichen Kosten für die Verlustenergiebeschaffung auswerten.
- Das Base-/Peak-Verhältnis ist so anzupassen, dass der Median in allen Jahren unter dem Referenzpreis liegt und damit die Mehrheit der Unternehmen den Referenzpreis erreichen kann.
- Die Referenzpreisformel ist um einen pauschalen Term (€/MWh) zu erweitern, der die strukturell erhöhten Risikoaufschläge adäquat abbildet und jährlich angepasst wird.
- Es ist zu konkretisieren, wie die Netzbetreiber einen Nachweis strukturell steigender Verlustenergiemengen erbringen können.
- Die Bundesnetzagentur sollte zusagen, die Festlegung anzupassen, sobald der gesetzliche Rahmen für die Grünstellung der Verlustenergiekosten vorhanden ist.
- Die Behandlung der drastisch gestiegenen Kosten für den Betriebsverbrauch als volatile Kosten ist zwingend erforderlich.

Darüber hinaus fordert der BDEW im Hinblick auf die Beschaffungsvorgaben im Beschluss BK6-08/006 der Beschlusskammer 6:

- Die Bundesnetzagentur sollte klarstellen, dass die Veröffentlichung des Ausschreibungszeitpunktes von der Dreiwochenfrist für angebotsrelevante Angaben ausgenommen ist.
- Die Einschränkung der Losgröße sollte entfallen.
- Die Leitplanken und Rahmenbedingungen des unter den Tenorziffern 2 und 3 aufgezeigten „börslich organisierten Handelsplatzes“ sollten näher definiert werden.

2 Problemlage

Die Kosten zur Beschaffung der zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigten Energie (Verlustenergie) können durch die Stromverteilnetzbetreiber kaum beeinflusst werden. Daher sollen Kostenänderungen über das Instrument der volatilen Kosten nach § 11 Absatz 5 ARegV berücksichtigt werden. Mit der geplanten Festlegung wird die Preisentwicklung im Laufe der vierten Regulierungsperiode (2024-2028) über eine Referenzpreisformel abgebildet. Dabei wird die Differenz zwischen den Verlustenergiekosten des Basisjahres (2021) und den mit dem Referenzpreis ermittelten ansatzfähigen Kosten des jeweiligen Planjahres als volatiler Kostenanteil in der Erlösobergrenze anerkannt. Die Verlustenergiemenge wird auf dem Niveau des Basisjahres (2021) eingefroren.

Die Verteilnetzbetreiber verfolgen eine möglichst risikoarme und kosteneffiziente Beschaffung von Verlustenergie. So beschaffen sie in der Regel die gesamte zu erwartende Menge der Netzverluste bereits langfristig im Referenzzeitraum, um das Preisrisiko bei nur kurzfristig prognostizierbaren Mengen möglichst gering zu halten.

Gleichzeitig steigen die Strommarktpreise seit dem dritten Quartal 2021 massiv an und schwanken auch kurzfristig stark. Abbildung 1 zeigt exemplarisch die Entwicklung der EEX-Settlementpreise für Year-Future-Base im Zeitraum 2016-2024.

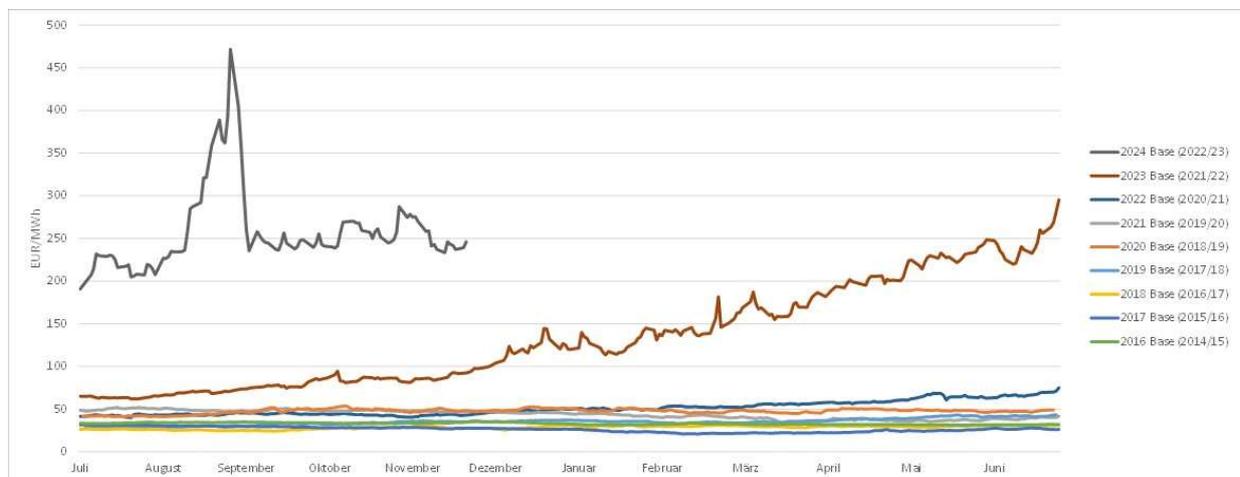


Abbildung 1: Year-Future-Base-Preise 2016-2024 (im jeweiligen Referenzzeitraum, Quelle: eex.com)

Diese Entwicklung führt zu hohen Preisrisiken für die Verteilnetzbetreiber bei der Beschaffung von Verlustenergie. Für die Minderung dieser Risiken haben sich die Regelungen in der

Festlegung volatiler Kosten zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten in der laufenden dritten Regulierungsperiode (2019-2023) als unzureichend erwiesen.

Im Festlegungsentwurf für die vierte Regulierungsperiode (2024-2028) behält die Beschlusskammer 8 diese Regelungen allerdings weitgehend bei. Der ansatzfähige Planwert der Verlustenergiekosten soll sich weiterhin aus dem Produkt des Referenzpreises und der ansatzfähigen Menge ergeben.

Der Referenzpreis wird anhand der Preisentwicklung an der Strombörse jährlich aktualisiert. Die Berechnung erfolgt dem Festlegungsentwurf zufolge anteilig aus dem Baseload-Preis (61 Prozent) und dem Peakload-Preis (39 Prozent). Damit sinkt der Baseload-Anteil im Vergleich zur dritten Regulierungsperiode (69 Prozent) um acht Prozent. Mit einem entsprechend höheren Peakload-Anteil steigen in der Tendenz die jährlich angepassten Referenzpreise, da Peakload-Preise in der Regel höher ausfallen.

Die ansatzfähige Menge ergibt sich aus dem anerkannten Wert des Basisjahres (2021) und wird für die gesamte fünfjährige Regulierungsperiode festgesetzt. Eine jährliche Anpassung dieser Menge ist wie zuvor nicht vorgesehen.

Die Anerkennung der Kosten zur Verlustenergiebeschaffung sollte sich anders als der weiterhin vorgesehene Ansatz an den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers zumindest orientieren. Der ausschließliche Fokus auf den Terminmarkt in der Referenzpreisformel – ohne die Berücksichtigung des Ausgleiches kurzfristiger Abweichungen zum IST und der durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Risikoaufschläge durch die Händler – ist angesichts der oben skizzierten, anhaltenden Preisrisiken nicht mehr sachgerecht. Im Ergebnis liegt ein erhebliches wirtschaftliches Risiko für den Netzbetreiber vor. Zumindest sind daher, wie unten dargelegt, Änderungen an der Referenzpreisermittlung sowie die Anerkennung der weiteren Kosten und der tatsächlichen Mengen notwendig.

Enorm gestiegen sind neben den Preisrisiken auch die Risiken im Beschaffungsverfahren. Es kommt zu Ausschreibungen ohne Zuschlagserteilung, da u. a. Preisobergrenzen überschritten werden. Dies erfordert neue Ausschreibungen, die zum Teil außerhalb des Referenzzeitraumes liegen. Bei den veröffentlichten Ausschreibungsterminen zur Langfristbeschaffung nehmen vermehrt sehr wenige oder gar keine Bieter teil.

Für Netzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden gelten weiterhin die Beschaffungsvorgaben im Beschluss BK6-08/006 der Beschlusskammer 6 aus dem Jahr 2008. Auch hier sieht der BDEW dringenden Anpassungsbedarf, wie weiter unten erläutert.

3 Referenzpreisermittlung

Die vorgesehene Anhebung des Peakload-Anteils von 31 auf 39 Prozent in der Referenzpreisformel ist zwar grundsätzlich zu begrüßen, allerdings nicht ausreichend. Zur Ermittlung dieses Anteils hat die Bundesnetzagentur Daten von 96 Teilnehmern des regulären Verfahrens in ihrer Zuständigkeit ausgewertet. Um zu überprüfen, wie repräsentativ diese Datengrundlage ist, hat der BDEW im Rahmen des Datenpool-Projekts „Benchmarking Transparenz“ die eingereichten Erhebungsbögen zur Kostenprüfung des Basisjahres 2021 hinsichtlich der darin genannten durchschnittlichen Verlustenergiepreise ausgewertet. Für das Jahr 2021 sind insgesamt 87 Erhebungsbögen in die Betrachtung einbezogen worden.

Durchschnittliche Beschaffungskosten für Verlustenergie, 2017-2021

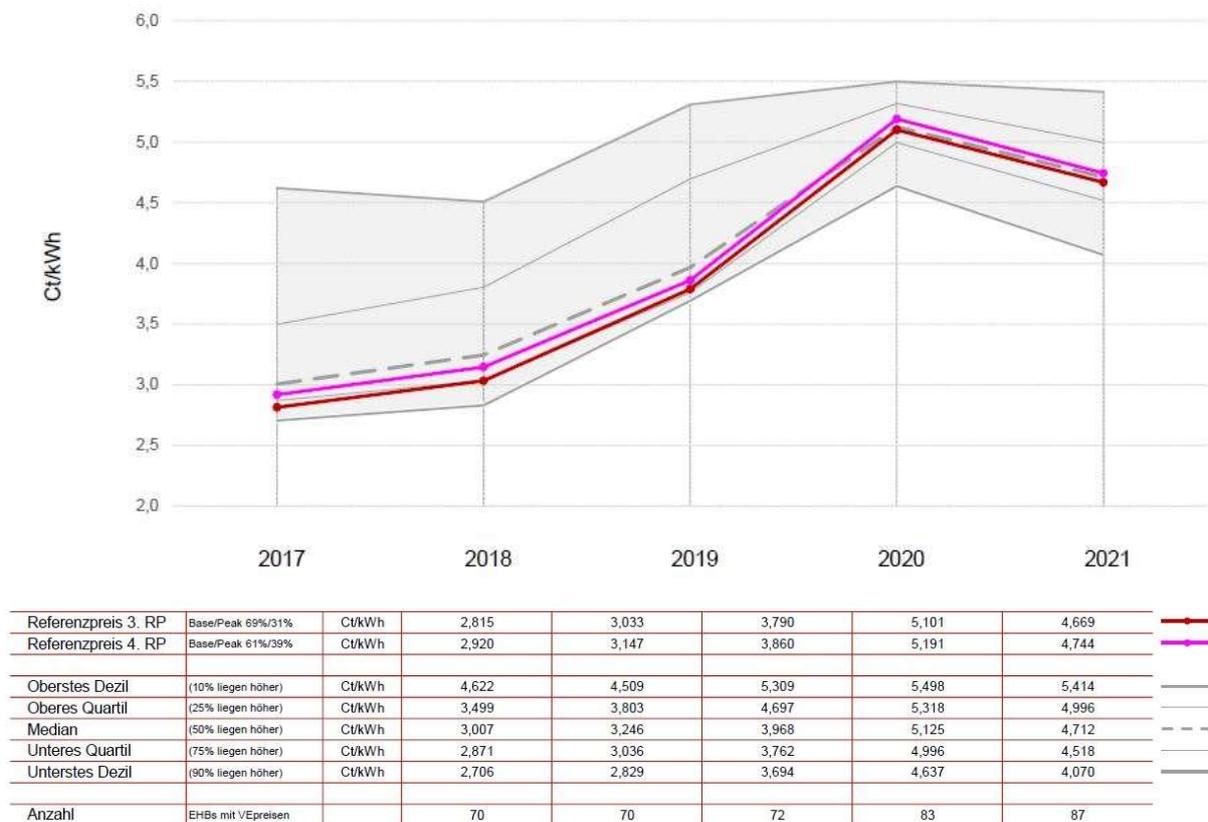


Abbildung 2: Durchschnittliche Beschaffungskosten für Verlustenergie, 2017-2021 (alle Netz- und Umspannebenen). Quelle: Benchmarking Transparenz/PwC

Wie Abbildung 2 zeigt, lagen im Verhältnis zum Referenzpreis für die dritte Regulierungsperiode mehr als die Hälfte der Netzbetreiber in allen Jahren oberhalb des Referenzpreises. Damit haben sie zu höheren Preisen als zum Referenzpreis beschafft. Die Abweichungen betragen dabei teilweise über 2 €/MWh. Mit dem für die vierte Regulierungsperiode vorgesehenen Base-/Peak-Verhältnis von 61 zu 39 hätte auch in den Jahren 2017 bis 2019 die Mehrheit der Netzbetreiber mit bis zu 1 €/MWh über dem Referenzpreis beschafft. Das Jahr 2020 stellt aus Sicht des BDEW eine Ausnahme dar, da durch die COVID-19-Pandemie ungewöhnlich starke Preisrückgänge am Spot- und Regelenergiemarkt zu verzeichnen waren. Diese Preisrückgänge haben die Gesamtbeschaffungskosten für Verlustenergie (inkl. Kurzfristkomponente und Bilanzkreisbewirtschaftung) im Jahr 2020 positiv beeinflusst.

Somit ist für die Netzbetreiber auch mit der angepassten Referenzpreisformel keine auskömmliche Kostenanerkennung gegeben. Sie müssen das Kostenrisiko weiterhin allein tragen.

Zudem umfasst der unter Randnummer 47 des Festlegungsentwurfs genannte Auswertungszeitraum von 2019 bis 2021 nicht die vollständige Regulierungsperiode bis 2023. Die Bundesnetzagentur hat die Jahre 2017 und 2018 aufgrund des damals optionalen Verfahrens „freiwillige Selbstverpflichtung“ nicht berücksichtigt. Gleichzeitig sollen Randnummer 50 zufolge mit dem vorgesehenen Base-/Peak-Verhältnis von 61 zu 39 sämtliche Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie abgedeckt werden.

Der BDEW fordert vor diesem Hintergrund, dass die Bundesnetzagentur zumindest die vergangenen fünf Jahre (2017-2021) auf die durchschnittlichen Kosten für die Verlustenergiebeschaffung auswertet. Sie sollte das Base-/Peak-Verhältnis so anpassen, dass der Median in allen Jahren unter dem Referenzpreis liegt und damit die Mehrheit der Unternehmen den Referenzpreis erreichen kann.

Darüber hinaus war in den letzten Jahren ein systematischer Rückgang des Preisspreads zwischen Base- und Peak-Produkten relativ zum Spotmarkt zu beobachten. Erwartungsgemäß wird sich dieser Effekt durch den weiteren Zubau an Photovoltaik innerhalb der vierten Regulierungsperiode weiter verstärken. Aus der Systematik der Referenzpreisberechnung ergibt sich somit vor dem Hintergrund der erwarteten Entwicklung des Preisspreads ein erhebliches Risiko. Dieses Risiko ist für die Unternehmen nicht beeinflussbar und sollte daher begrenzt werden.

4 Risikoaufschläge der Lieferanten

Bei der Nutzung von Profilen zur Ausschreibung der Verlustenergiemengen fordern Lieferanten seit dem dritten Quartal 2021 teils drastisch gestiegene Risikoaufschläge, die sich zwischen dem Zehn- und Zwanzigfachen des zuvor üblichen Niveaus bewegen. Grund sind vor allem die erhöhten Haltefrist- und Liquiditätsaufschläge auf dem Stromterminmarkt. Diese Kosten bedeuten für die Netzbetreiber ein weiteres durch den Markt getriebenes Risiko, das durch die alleinige Berücksichtigung anhand eines Referenzpreises (nur Base-/Peak-Verhältnis) auf Basis historischer Beschaffungskosten für die Zukunft ungenügend adressiert wird.

Mit einem weiteren Anstieg der Risikoaufschläge ist zu rechnen. Aufgrund der wachsenden Unsicherheit, ob im Lieferjahr ausreichend Stromerzeugungskapazitäten vorhanden sein werden, wird für Händler die Absicherung der Termingeschäfte am Markt teurer. Zudem ist die Anbieterzahl am Terminmarkt deutlich gesunken.

Die wesentlich höheren Risikoaufschläge der Lieferanten sollten daher künftig für eine sachgerechte Abbildung der Marktmechanismen zusätzlich anerkannt werden. Eine Überprüfung dieser Risikoaufschläge kann beispielsweise auf Basis aktueller Ausschreibungsergebnisse für 2024 erfolgen.

Der BDEW fordert daher, die Referenzpreisformel um einen pauschalen Term (€/MWh) zu erweitern, der die strukturell erhöhten Risikoaufschläge adäquat abbildet. Dieser Term kann im Rahmen der Referenzpreisbildung jährlich angepasst werden.

5 Anpassung der Mengengbasis

Wie der BDEW bereits in seiner Stellungnahme zum Festlegungsentwurf für die dritte Regulierungsperiode (BK8-18/0001-A bis BK8-18/0006-A) deutlich machte, sind die Ergebnisse, die die Bundesnetzagentur aus ihren Datenauswertungen ableitet, nicht nachvollziehbar, da die Behörde die Daten im Zuge der Konsultation nicht veröffentlicht. Eine Veröffentlichung der Daten zum Zwecke der Konsultation würde hier notwendige Transparenz schaffen.

Mit der Fixierung der Verlustenergiemenge auf die Basisjahrmenge für die gesamte vierte Regulierungsperiode blendet die Bundesnetzagentur künftige Entwicklungen weiterhin aus. In der jüngeren Vergangenheit kam es zwar zu einem Rückgang der Absatzmengen bei einzelnen Netzbetreibern, dieser Effekt wird jedoch durch die folgenden gegenläufigen Effekte bereits heute überkompensiert:

- Der erhebliche und politisch forcierte Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen erhöht die Rückspeisemenge in vorgelagerte Netzebenen. Der Zubau erfolgt überwiegend in

größeren Einheiten, die außerhalb von Lastschwerpunkten errichtet werden und zusätzlichen Transport und damit auch Verluste mit sich bringen.

- Die Anzahl der Wärmepumpen zur Wohnraumbeheizung wächst stetig, vor allem in Neubauten. Dieser Trend wird sich verstärken, da konventionelle Heizungsanlagen (z. B. Öl, Gas) gemäß Energieeinsparverordnung stellenweise auszutauschen sind.
- Durch Fördermaßnahmen und die Erweiterung des Ladesäulennetzes wird der Absatz von E-Fahrzeugen weiter angekurbelt.
- Die Anzahl von Einpersonenhaushalten nimmt stetig zu.
- Zunehmend heiße Sommer führen zu einer vermehrten Anschaffung und Betrieb von Klimaanlage.

Der Anstieg der Absatzmenge findet weitestgehend in der Niederspannung statt, die physikalisch bedingt die höchste Verlustenergiequote aufweist. Im Ergebnis führt der Anstieg der relevanten Absatzmengen zu einem überproportionalen Anstieg der Verlustenergiemenge. Aber auch auf den höheren Spannungsebenen führen höhere Durchleitungsmengen – insbesondere durch Rückspeisungen aus der dezentralen Erzeugung – zu einer höheren Verlustenergiemenge.

Im Festlegungsentwurf greift die Behörde diese Entwicklungen in ihrem Widerrufsvorbehalt in Randnummer 62 auf: *„Die Beschlusskammer behält sich den Widerruf ausdrücklich vor, sofern vorgetragen und nachweisbar ist, dass durch die Entwicklungen der Elektrifizierung und der Elektromobilität sowie durch den erheblichen Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen netzbetreiberübergreifend erhebliche Änderungen der Verlustenergiemengen innerhalb der vierten Regulierungsperiode eintreten und eine Anpassung der Festlegung erforderlich machen.“*

Aus Sicht des BDEW ist dringend zu konkretisieren, wie die Netzbetreiber einen solchen Nachweis erbringen können.

Die Regulierungsbehörde könnte beispielsweise die Verlustenergiemengen jährlich erfassen. Die Netzbetreiber müssen die Daten ohnehin jährlich veröffentlichen (§ 23c Abs. 3 EnWG Nr. 7) und könnten sie in diesem Zuge auch an die Behörde melden.

Darüber hinaus bietet sich eine Überführung der Verlustenergiemengen in die bestehende Regulierungskontosystematik an. Bei der Anpassung der Erlösobergrenze würde die Verlustenergiemenge (Planmenge) angepasst werden, welche dann im Regulierungskonto mit der tatsächlichen Verlustenergiemenge (IST-Menge) verglichen werden würde. Diese Methode ist analog u.a. zur Anpassung der vorgelagerten Netzkosten. Dadurch wird kein zusätzlicher Mechanismus eingeführt, sondern das Regulierungskonto um eine Komponente erweitert.

6 Beschaffungsvorgaben

Über die Anerkennung von Verlustenergiekosten als volatile Kosten hinaus hält der BDEW Änderungen an den Beschaffungsvorgaben im **Beschluss BK6-08-006** der Beschlusskammer 6 aus dem Jahre 2008 für dringend erforderlich.

6.1 Veröffentlichung des Ausschreibungszeitpunkts

Dem Beschluss (Punkt 10c) zufolge sind „spätestens 3 Wochen vor Beginn der jeweiligen Angebotsabgabefrist“ einer Ausschreibung „alle für die Erstellung und Abgabe eines Angebots notwendigen Angaben“ zur Ausschreibung zu veröffentlichen. Dazu zählen „zumindest“ die „ausgeschriebene Energiemenge und ihr Verlauf in elektronischer Form [Format: XLS, CSV oder MSCONS], Durchführungshinweise, abzuschließender Liefervertrag“.

Aus dem Beschluss ergibt sich damit nicht ausdrücklich, dass der Ausschreibungszeitpunkt spätestens drei Wochen vor Beginn der jeweiligen Angebotsabgabefrist veröffentlicht werden muss. Andernfalls hätte hier mit einer expliziten Beschreibung gerechnet werden müssen. Da es sich hierbei allerdings um eine Auslegung handelt, könnte eine andere Partei zu einer anderen Interpretation kommen. Für Netzbetreiber, die den Ausschreibungszeitpunkt erst kurzfristig veröffentlichen, birgt die Regelung das Risiko, dass die Rechtmäßigkeit der Ausschreibung bzw. die Zuschlagserteilung von einem Teilnehmer oder Interessenten angefochten wird.

Eine sehr kurzfristige Veröffentlichung eines Ausschreibungszeitpunktes kann beispielsweise erforderlich sein, wenn eine Ausschreibung ohne Zuschlagserteilung nachgeholt werden muss, etwa aufgrund des Überschreitens der Preisobergrenze. Der Netzbetreiber muss den Nachholtermin dann eventuell sehr kurzfristig ansetzen, um die Ausschreibung z.B. noch innerhalb des Referenzzeitraumes durchführen zu können.

Auch aus Sicht der Bieter erscheint eine dreiwöchige Terminankündigungsfrist nicht mehr zeitgemäß, da sie mittels Automatisierung (Webseitenscreening etc.) auch über sehr kurzfristige Terminankündigungen informiert sind.

Es sollte daher klargestellt werden, dass die Veröffentlichung des Ausschreibungszeitpunktes von der Regelung ausgenommen ist. Der BDEW bittet um eine Konkretisierung des Beschlusses BK6-08-006 oder um einen offiziellen Hinweis.

6.2 Vorgabe Losgröße

Die Einschränkung der Losgröße bei der Beschaffung der Langfristkomponente ist aus Sicht des BDEW nicht mehr zweckdienlich. Der Beschluss BK6-08-006 gibt eine maximale Losgröße von 50.000 MWh je Los vor. Dadurch sollte auch kleineren Bietern die Teilnahme an Ausschreibungen ermöglicht und der Wettbewerb gefördert werden.

Mit Einführung des Referenzpreismodells für die Kostenanerkennung besteht automatisch der Anreiz, die Ausschreibungszeitpunkte über den Referenzzeitraum zu verteilen und so das Kostenrisiko zu diversifizieren. Als Folge ergeben sich unternehmensindividuelle Losgrößen, die keiner zusätzlichen Beschränkung bedürfen.

Zudem erschwert die Vorgabe einer maximalen Losgröße die Anwendung risikominimierender Ausschreibungsmethoden, die einen größeren Mengenumfang benötigen. Bei Preisindexausschreibungen erfolgt die Ausschreibung der Verlustenergiemenge bereits im Vorfeld des Referenzzeitraums, da der Lieferant, der in der Ausschreibung den Zuschlag erhält, letztlich handelstäglich an der Börse Teilmengen einkauft und somit im Referenzzeitraum den am Referenzpreis orientierten Preisindex abbildet. Die handelstägliche Eindeckung macht eine ausreichend große Gesamtmenge erforderlich, um diese auf marktübliche handelbare Tagesmengen aufteilen zu können. Die bisher geltende Mengengrenze behindert die Anwendung dieser risikominimierenden Methode, die zur Planungssicherheit beiträgt.

Aus Sicht des BDEW sollte die Einschränkung der Losgröße entfallen.

6.3 Definition „börslich organisierter Handelsplatz“

Die Leitplanken und Rahmenbedingungen des unter den Tenorziffern 2 und 3 aufgezeigten „börslich organisierten Handelsplatzes“ sollten näher definiert werden.

Diese Beschaffungsvariante könnte die Kosten für die Netzbetreiber senken, kann derzeit aber aufgrund von fehlenden Definitionen von der Branche nicht umgesetzt werden.

7 Grünstellung der Verlustenergiekosten

Das Vorantreiben der Energiewende ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe und die Netzbetreiber leisten hierzu einen erheblichen Beitrag. Eine Grünstellung bzw. Grünbeschaffung der Netzverluste würde eine wichtige Unterstützung für diesen Beitrag bedeuten. Falls der Gesetzgeber hierfür künftig den rechtlichen Rahmen schafft, sollten auch die mit diesem Beitrag der Netzbetreiber verbundenen Kosten als volatile Kosten Berücksichtigung finden.

Daher sollte bereits in der Festlegung zu volatilen Kosten für die vierte Regulierungsperiode die Bereitschaft der Regulierungsbehörde formuliert sein, die Festlegung entsprechend anzupassen, sobald der gesetzliche Rahmen für die Grünstellung der Verlustenergiekosten vorhanden ist.

8 Betriebsverbrauchskosten

Dringender Änderungsbedarf besteht auch bei der Anerkennung der Kosten für den Betriebsverbrauch. Wie die Kosten für die Verlustenergie sind diese durch die Strommarktentwicklungen seit dem dritten Quartal 2021 massiv gestiegen.

Dennoch ist für den Betriebsverbrauch das Element der volatilen Kosten zur erlösseitigen Dynamisierung der Preisschwankungen innerhalb der Regulierungsperiode nicht vorgesehen. Das bedeutet, dass die anerkennungsfähigen Betriebsverbrauchskosten für die gesamte Regulierungsperiode auf den jeweiligen Basisjahrwert begrenzt werden.

Zur Ermittlung des Basisjahrwertes im Rahmen der Kostenprüfung führte die Bundesnetzagentur in der Vergangenheit als Bewertungskriterium an, dass für den Betriebsverbrauch keine überhöhten Strombeschaffungspreise in der Kostenkalkulation Berücksichtigung finden dürfen. Als Vergleichsmaßstab setzte sie hier den Referenzpreis für Verlustenergie des Basisjahres an.

Bei der Fortführung dieser Praxis in der Kostenprüfung 2021 würden also die Beschaffungskosten für den Betriebsverbrauch auf den Referenzpreis für Verlustenergie 2021 in Höhe von 46,69 €/MWh begrenzt werden. Das Budget der Netzbetreiber für die Beschaffung des Betriebsverbrauchs in den Erlösobergrenzen 2024-2028 ergäbe sich damit aus dem Referenzpreis für Netzverlustenergie 2021 in Höhe von 46,69 EUR/MWh multipliziert mit der genehmigten Menge des Betriebsverbrauchs für 2021.

Das in der Erlösobergrenze 2021 für den Betriebsverbrauch zur Verfügung stehende Budget auf Basis des Jahres 2016 deckt aktuell nicht die stark gestiegenen Beschaffungskosten. Damit ergibt sich für die Netzbetreiber bei der Beschaffung des Betriebsverbrauchs im Zeitraum seit

dem zweiten Halbjahr 2021 bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode 2023 ein erhebliches Erlösdefizit, das sich bei der Fortführung der bestehenden Vorgehensweise für die vierte Regulierungsperiode noch erhöhen könnte.

Aus diesen Gründen ist die Behandlung der Kosten für den Betriebsverbrauch als volatile Kosten auch für Stromnetzbetreiber eine sachgerechte Lösung und aus Sicht des BDEW zwingend erforderlich.

9 Fazit

Unabhängig von der Kostenanerkennung für die Beschaffung von Verlustenergie in der vierten Regulierungsperiode (ab 2024) sind die Netzbetreiber bereits in den Jahren 2022 und 2023 von den oben dargestellten massiven Preisrisiken betroffen. Eine befristete Sonderregelung für eine ausreichende Kostenanerkennung ist für diese Jahre erforderlich. Laut Randnummer 71 des Festlegungsentwurfs behält sich die Beschlusskammer eine Änderung des Vorgehens für „die bisher nicht vorhersehbaren Entwicklungen des Strommarktes“ ausdrücklich vor. Eine Anwendung dieses Vorbehalts auf die gänzlich unvorhergesehenen Preissprünge in der Beschaffung von Verlustenergie für die Jahre 2022 und 2023 ist aus Sicht des BDEW sachgerecht.

Gerne würde der BDEW die hier gemachten Anpassungsvorschläge zur geplanten Festlegung in einem gemeinsamen Gespräch mit den Beschlusskammern 6 und 8 erörtern. Für einen Terminvorschlag der Bundesnetzagentur sind wir dankbar.

Ansprechpartner

Gunnar Mokosch

Geschäftsbereich Energienetze, Regulierung und Mobilität

Telefon: +49 30 300199-1119

E-Mail: gunnar.mokosch@bdew.de