

Berlin, 7. März 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bde

Stellungnahme

Wasserstoff Ausgleichs- und Bilanzierungsmodell „WasABi“

2. BNetzA-Konsultation in dem Festlegungsverfahren der Beschlusskammer 7 des Tenorentwurfs „WasABi“ vom 19.12.2024 (Aktenzeichen: BK7-24-01-014)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 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 95 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

1 Inhalt

1	Allgemeines.....	3
2	Anmerkungen zum Festlegungsentwurf	4
2.1	Tenziffer 1: Marktgebietsverantwortlicher	4
2.2	Tenziffer 2: Wasserstoffbilanzierung	4
2.3	Tenziffer 3: Veröffentlichung des bilanziellen Gesamtnetzstatus	9
2.4	Tenziffer 4: Einsatz von Regelenergie	11
2.5	Tenziffer 5: Finanzielles Anreizsystem	12
2.6	Tenziffer 6: Zentrale Datenaustauschplattform (Data Hub).....	13
2.7	Tenziffer 7: Virtueller Handelspunkt für den Wasserstoffmarkt	14
2.8	Tenziffer 8: Berichtspflichten und Evaluierung.....	14
2.9	Tenziffer 9: Zeitplan und Anwendung der Festlegungen.....	14

1 Allgemeines

Der BDEW begrüßt die frühzeitige Ausgestaltung der Grundlagen des Kapazitäts- und Bilanzierungsdesigns im Wasserstoff durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) und die Einbeziehung der Branche ausdrücklich. Der BDEW unterstützt das Ziel der BNetzA, mit den Festlegungsverfahren bereits zu Beginn des Wasserstoffmarkthochlaufs konkretisierende grundlegende Wasserstoffnetz Zugangsbedingungen zu schaffen. Planungssicherheit für alle Marktakteure ist eine wesentliche Grundlage für das Gelingen des Wasserstoffmarkthochlaufs. Daneben ist auch Flexibilität erforderlich, um auf sich ändernde Rahmenbedingungen angemessen reagieren zu können. Positiv anzumerken ist daher, dass die BNetzA die Ausgestaltung der gegenständlichen Festlegung ebenfalls als dynamischen Prozess begreift, aus dem sich bei Vorliegen neuer Erkenntnisse Änderungen an den zugrundeliegenden Regulierungsvorgaben ergeben können. Der BDEW teilt im Grundsatz viele der von der BNetzA vorgeschlagenen Aspekte, weist jedoch darauf hin, dass es im Ergebnis auf eine praktikable Umsetzung im Detail ankommen wird. Der BDEW bittet deshalb um die Berücksichtigung der folgenden wesentlichen Aspekte.

Die Festlegung richtet sich an regulierte Wasserstoffnetzbetreiber und umfasst somit Transport- sowie Verteilernetzbetreiber. Im europäischen Recht wird klar zwischen Wasserstoffverteiler- und Wasserstofffernleitungsnetzen differenziert. Beide Netzebenen verfügen tendenziell über eine unterschiedliche Netzstruktur. Derzeit ist noch unklar, welche Kundengruppen zukünftig mit Wasserstoff versorgt werden und welche Netzstrukturen das Wasserstoffverteilernetz annehmen wird. Der BDEW weist darauf hin, dass grundsätzlich keine Kundengruppe vom Wasserstoffmarkt ausgeschlossen werden darf. Dies gilt auch für Gewerbe- und Haushaltskunden im Wärmebereich, für die im heutigen Gasmarkt ein SLP-Verfahren angewendet wird. Auch für diese Kundengruppen sind im Zuge des Markthochlaufs frühzeitig passgenaue Regelungen zu entwickeln. Ebenso ist auch zu prüfen, ob im Rahmen der weiteren Ausgestaltung und Umsetzung des EU-Gas-/Wasserstoffpakets in nationales Recht ein vereinfachter Netzzugang analog § 20 Abs. 1b EnWG auch für Wasserstoff im Verteilernetz vorgesehen werden könnte. Auch dies wäre zwangsläufig in Anpassungen der Festlegungen über eine differenziertere Beschreibung der Wasserstofffernleitungsnetzbetreiber und Wasserstoffverteiler-netzbetreiber zu berücksichtigen.

Jegliche Weiterentwicklungen im Sinne eines „lernenden Systems“ müssen unter Einbeziehung der Branche erfolgen. Die Unternehmen sind es, die die Erfahrungen sammeln und die praktischen Umsetzungserfordernisse kennen. Die vorhandene Expertise der Branche muss genutzt werden, um sicherzustellen, dass Anpassungen insbesondere zu Beginn des Hochlaufs pragmatisch umsetzbar sind und gleichzeitig auf einer nachvollziehbaren, verlässlichen und vorhersehbaren Basis erfolgen.

2 Anmerkungen zum Festlegungsentwurf

2.1 Tenorziffer 1: Marktgebietsverantwortlicher

Keine Anmerkungen

2.2 Tenorziffer 2: Wasserstoffbilanzierung

Der BDEW begrüßt die Einführung einer fortlaufenden Bilanzierung. Entgegen der Einleitungsverfügung werden keine individuellen Toleranzen in der Bilanzierung gewährt. Abweichungen der Bilanzkreise von „der schwarzen Null“ im Saldo können über die Flexibilitätszonen des Gesamtnetzstatus gemäß Tenorziffer 3. c) abgedeckt werden. Dieser Wechsel ist aus Sicht des BDEW nachvollziehbar und zu begrüßen.

Der BDEW weist darauf hin, dass in der Festlegung bei der fortlaufenden Saldierung die **Zeiträume der Datenübermittlung und des Bilanzkreisstatus präzisiert** werden müssen. Nach dem Verständnis des BDEW bezieht sich der Bilanzkreisstatus immer auf die volle Stunde und setzt sich zum Ende einer Stunde aus vier vorläufigen, gemessenen 15-Minuten-Werten und den nominierten Stundenwerten zusammen. Der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) erhält für alle 15 Minuten die vorläufigen Messwerte vom Marktgebietsverantwortlichen (MGV) sowie den Bilanzkreisstatus zur vollen Stunde.

In der Festlegung sollte explizit und eindeutig die **Saldierungsperiode** und der **Bilanzkreisstatus definiert** werden. Die Definitionen sollten dabei, wie im Branchendialog am 20. Februar 2025 von der BNetzA erläutert, erfolgen. Für den BDEW werden sie wie nachstehend verstanden:

- **Saldierungsperiode:** Diese beträgt eine Stunde. Zu jeder vollen Stunde erfolgt die Anwendung des finanziellen Anreizsystems.
- **Bilanzkreisstatus:** Alle 15 Minuten wird der Saldo jedes Bilanzkreises ermittelt. (Zum Beispiel: Für 10:30 Uhr ergibt sich der Saldo des Bilanzkreises aus den gemessenen Werten für 10:15 Uhr und 10:30 Uhr und zwei Viertel der nominierten Mengen von 10:00 bis 11:00 Uhr zzgl. des Status um 10:00 Uhr.)
- **Gesamtnetzstatus:** Wird immer mindestens auf die nächste volle Stunde veröffentlicht und alle 15 Minuten aktualisiert. Zum Beispiel: Für 10:30 Uhr wird der Gesamtnetzstatus für 11:00 Uhr veröffentlicht.

Der Bilanzkreisstatus ist dabei die Summe aller Allokationen (gemessene Werte und Nominierungen runtergebrochen auf die Viertelstunde) zur entsprechenden abgelaufenen Viertelstunde bezogen auf den individuellen Bilanzkreis. Um Missverständnisse zu meiden, sollte klargestellt werden, dass bei der Bildung des Saldos keine Werte für die Zukunft (zum Beispiel

Nominierung oder Mengenanmeldung für den Rest der Stunde) berücksichtigt werden. Mit anderen Worten, der BKV erhält alle 15 Minuten den „Kontostand“, der alle aktuellen Werte berücksichtigt ohne Zukunftswerte.

Der BDEW begrüßt die Einführung eines finanziellen Anreizsystems nach Tenorziffer 5, welches auf dem Helper/Causer-Ansatz basiert, um kritische Gesamtnetzstatus zu vermeiden. Bei diesem haben die BKV eine große Verantwortung, da sie dafür Sorge tragen müssen, dass ihre Bilanzkreise möglichst ausgeglichen sind. Damit die BKV ihrer Verpflichtung nachkommen können, muss es ihnen möglich sein, auf kurzfristige Flexibilitäten zurückgreifen zu können und die Nutzung dieser muss sich direkt auf die Bilanzkreisstatus auswirken. Für die Netzbetreiber ist hier zugleich eine möglichst hohe Annäherung zwischen bilanziellem und physischem Effekt wichtig, denn es hilft nicht, wenn am Ende zwar die Bilanzen ausgeglichen sind, der physische Netzzustand jedoch abweichend davon kritisch ist. Die Frage danach, über welches Verfahren die Mengen an den einzelnen Punkten sinnvoll in die Bilanzkreise allokiert werden, hat hierbei eine hohe Bedeutung.

Nach Tenorziffer 2 b) aa) (ii) soll für **Einspeisepunkte aus inländischen Produktionsanlagen** das Prinzip „allokiert wie nominiert“ gelten. Dieses Prinzip kann bei Produktionsanlagen von Vorteil sein, wenn mehrere Transportkunden oder BKV am Einspeisepunkt aktiv sind. Jedoch sieht der BDEW dieses Prinzip aus den folgenden Gründen kritisch:

- › Nach dem Tenorentwurf wären lediglich an Entnahmestellen zu Letztverbrauchern gemessene Werte bilanzrelevant, an allen anderen Punkten würde „allokiert wie nominiert“ gelten. Das hätte zur Folge, dass für BKV ausschließlich Letztverbraucher als sehr kurzfristige Flexibilitätsquelle zum Ausgleich ihrer Bilanzkreissalden zur Verfügung stünden. An allen anderen Punkten wäre in der laufenden Stunde der Nominierungswert bilanzkreisrelevant, so dass eine Erhöhung oder Absenkung der Einspeisung zum Beispiel eines Elektrolyseurs keine unmittelbare Wirkung auf die Bilanzkreisstatus hätte. Gerade inländische Produktionsanlagen wurden bisher stets als eine wesentliche Quelle für sehr kurzfristige Flexibilität genannt. Dies sollte erhalten werden.
- › Wie die BNetzA in Randnummer 5 richtig feststellt, ist zur Umsetzung des Prinzips „allokiert wie nominiert“ stets ein Operational Balancing Account (OBA) erforderlich, da es zwangsläufig zu Differenzen zwischen der Nominierung und dem Messwert kommen wird. Flexibilität aus den Netzen steht jedoch gerade im Markthochlauf und Aufbau der Wasserstoffnetze nur in sehr geringen Umfang zur Verfügung. Wenn diese nun zur Darstellung von zusätzlichen OBAs auch für Einspeisepunkte an inländischen Produktionsanlagen benötigt wird, dann reduziert sich zwangsläufig die Flexibilität, die für die Netzsteuerung sowie für die in der Festlegung vorgesehenen Zonen des Gesamtnetzstatus zur Verfügung steht. Ferner müsste immer dann, wenn die Grenzen des OBA erreicht

sind, doch auf ein Allokationsverfahren auf Basis der Messwerte zurückgegriffen werden.

- › Durch Abweichungen zwischen Nominierung und Fahrweise einer Produktionsanlage könnte eine Entkopplung des physischen Netzzustands vom bilanziellen Gesamtnetzstatus eintreten. Diese Differenzen müssten durch OBAs aufgefangen werden. Im Endeffekt könnten OBAs genutzt werden, um auf den Bilanzkreisstatus einzuwirken.
- › Die Einspeisung aus Produktionsanlagen wird nicht durch den Netzbetreiber, sondern allein durch den Anlagenbetreiber gesteuert. Hier liegt ein wesentlicher Unterschied zu beispielsweise Grenzübergangspunkten, die durch die Netzbetreiber auf Basis der Nominierungen gesteuert werden. An diesen Punkten sind die Netzbetreiber daher selbst für Abweichungen zwischen Nominierungen und Messwerten verantwortlich und können diese primär beeinflussen.

Um problematische Aufteilungsverfahren, die entstehen würden, wenn mehrere Transportkunden oder BKV am Einspeisepunkt aktiv sein wollen, zu vermeiden, sollten Einspeisepunkte für inländische Produktionsanlagen stets nur durch einen Transportkunden gebucht und nur in einen Bilanzkreis eingebracht werden können. Eine mögliche Aufteilung der Produktionsmengen auf mehrere Kunden bzw. Bilanzkreise kann durch Nutzung des Virtuellen Handelspunkts (VHP) erfolgen, wobei aufgrund der Nominierungsfristen am VHP die Flexibilität des Betriebs der Anlage eingeschränkt wird. Renominierungsfristen am VHP sollten daher maximal 30 Minuten betragen. Eine weitere Verkürzung ist zu prüfen und ggf. in der KoV auszugestalten.

Insgesamt sprechen für den BDEW die voranstehenden Gründe für das Prinzip „allokiert wie gemessen“ an Einspeisepunkten von inländischen Produktionsanlagen.

Nach Tenorziffer 2 b) aa) (iv) soll für **Ein- und Ausspeisepunkte zu Wasserstoffspeicheranlagen** das Prinzip „allokiert wie nominiert“ gelten. Der BDEW hält dieses Prinzip aus den folgenden Gründen für sachgerecht:

- Wasserstoffspeicher werden perspektivisch von mehr als einem Speicherkunden gleichzeitig bewirtschaftet. Die Speicherbewirtschaftung durch mehrere Speicherkunden erfordert eine Allokation auf Basis von Nominierungen, da ansonsten erfahrungsgemäß problematische Aufteilungsverfahren für Differenzmengen zwischen nominierten und gemessenen Gasmengen erforderlich wären. Grundsätzlich erlaubt die operative Speicherfahrweise, dass die Summe der bestätigten Transportmengen sich von der Summe der tatsächlich geflossenen Mengen so wenig wie möglich unterscheidet. Eine Speicherbewirtschaftung durch mehrere Speicherkunden kann allerdings u.a. dazu führen, dass es aufgrund von gegenläufigen Nominierungen beispielsweise zu einer Unterschreitung von Mindestflüssen der technischen Anlagen

oder zu einer nicht vorab regelbaren Flussumkehr kommen kann. Dadurch entstehende Abweichungen zwischen den Nominierungen (bestätigte Transportmengen) und dem physischen Gasfluss sollten in einem geringen Umfang und in Abstimmung zwischen dem Netzbetreiber und dem Speicherbetreiber über die Nutzung eines OBA abgedeckt werden, weil eine Speicherbewirtschaftung ansonsten nicht sinnvoll möglich ist.

- Speicher dienen als eine wesentliche Flexibilitätsquelle im zukünftigen Wasserstoffmarkt und unterstützen damit ein möglichst ausgeglichenes Gesamtsystem (Systemstabilität). Die Flexibilität der kurzfristigen Ein- und Ausspeicherung von Wasserstoffspeichern kann sowohl den Speicherkunden als auch den Netzbetreibern im Sinne des Ausgleichs des Gesamtsystems dienen. Die Abwicklung von Abweichungen zwischen Nominierungen und physischen Gasflüssen über ein OBA bietet eine beidseitige systemdienliche Fahrweise an Kopplungspunkten zwischen Speichern und Netzen.
- Die Rahmenbedingungen für das Allokationsverfahren „Allokiert wie nominiert“ und damit für das OBA sind so auszugestalten, dass Mengenflüsse in den Speicher sowie aus dem Speicher heraus in das Transportnetz in der Regel einen direkten physischen Effekt haben müssen. Eine rein bilanzielle Abwicklung der Nominierungen der Speicherkunden durch den Speicherbetreiber zu Lasten des Netzpuffers bzw. zu Lasten von Regelenergie sowie zu Lasten der grünen Zone des Gesamtnetzstatus und damit zu Lasten aller BKV ist aus Versorgungssicherheits- und Systemstabilitätsgründen strikt abzulehnen.

Ob **Einspeisepunkte für Wasserstoffterminals** als allokiert wie nominiert oder allokiert wie gemessen eingestuft werden sollen, konnte seitens des BDEW noch nicht abschließend bewertet werden.

In ihrer Begründung zu Tenorziffer 2 b) bb) weist die BNetzA darauf hin, dass sie durch die ausschließliche Verwendung des Allokationsverfahrens „allokiert wie gemessen“ bei Letztverbrauchern keine Verbrauchsgruppe vom Wasserstoffmarkt ausschließen wolle und dass über intelligente Messsysteme gleichwertige Messverfahren zu angemessenen Kosten für geringere Verbrauchsentnahmen zur Verfügung stünden. Aktuell ist allerdings nicht absehbar, ob und ab wann solche intelligenten Messsysteme zu angemessenen Kosten verfügbar sein werden. Mit der ausschließlichen Festlegung des Allokationsverfahrens „allokiert wie gemessen“ für alle Entnahmestellen zu Letztverbrauchern würden die Transformationsprozesse und Regionalplanungen (insb. aus der kommunalen Wärmeplanung) an die Verfügbarkeit entsprechender intelligenter Messsysteme für Wasserstoff gekoppelt. Um diese Transformationsprozesse durch eine einseitige Abhängigkeit nicht unnötig zu verzögern und allen perspektivischen

Kundengruppen rechtzeitig den Zugang zum Wasserstoff zu ermöglichen, bedarf es einer marktgerechten Übergangslösung, ohne dass dabei die Integrität des Gesamtsystems, einschließlich des Vorliegens von 15 Minuten Messwerten, in Frage gestellt wird. Eine solche Übergangslösung kann im Rahmen der KoV ausgestaltet werden. Tenorziffer 2 b) bb) sollte entsprechend angepasst werden.

Laut Tenorziffer 2 e) sind die endgültig zuzuordnenden Mengen „*spätestens zum Ende des Monats nach dem Tag der Messung*“ zu ermitteln. Der Zeitraum ist aus Sicht des BDEW nicht eindeutig formuliert. Der BDEW schlägt daher vor den Zeitraum dahingehend zu präzisieren, dass die **Ermittlung der endgültig zuzuordnenden Mengen** durch die Ein- bzw. Ausspeisernetzbetreiber spätestens 10 Werktage nach Ende des Kalendermonats des Tags der Messung erfolgt. Der Gesamtprozess einschließlich der Durchführung des Ausgleichs sollte durch die Kooperationsvereinbarung (KoV) geregelt werden. Der BDEW begrüßt, dass die Formulierung „spätestens“ dem KoV-Prozess bei der Ausgestaltung Flexibilität einräumt.

Tenorziffer 2 f) sieht vor, dass vorläufige, d. h. nicht um fehlende, fehlerhafte oder um den Brennwert bereinigte Einspeise- und Ausspeisemengen fortlaufend in einem Bilanzkreis saldiert werden. Eine Datenbereinigung ist zum Ende des Monats durch die Ein- bzw. Ausspeisernetzbetreiber vorgesehen.

Der MGV muss nach Tenorziffer 2 g) durch einen geeigneten Ausgleichsmechanismus sicherstellen, dass die **Differenzmengen eine sach- und verursachungsgerechte bilanzielle Berücksichtigung** finden, ohne dass die auf Basis der vorläufigen Messwerte ermittelte Bilanzkreisstatus oder der bilanzielle Gesamtnetzstatus im Nachhinein geändert werden muss.

Alternativ zu der Regelung in Tenorziffer 2 h) bezüglich der **physischen Differenzmengen** sollte eine finanzielle Abrechnung durch eine Umlage anstelle einer Zuordnung in die Bilanzkreise möglich sein.

In seiner Stellungnahme zur Einleitungsverfügung wies der BDEW bereits darauf hin, dass dem BKV die Möglichkeit gegeben werden sollte, „den von der bilanzkreisführenden Stelle übermittelten Bilanzkreisstatus auf Plausibilität zu prüfen und sich bei gravierenden Fehlern mit der zentralen Stelle in Verbindung zu setzen und dies zu klären bzw. das weitere Vorgehen abzustimmen“. Dies ist laut Tenorziffer 2 d) nicht vorgesehen. Eine Bereinigung der Fehler erst zum Ende eines jeden Monats, wie es laut Tenorziffer 2 e) vorgesehen ist, führt dazu, dass der bilanzielle Gesamtnetzstatus und die physikalische Situation im Wasserstoffnetz möglicherweise stark voneinander abweichen. Der BDEW fordert daher, dass der **Umgang mit fehlenden, gestörten oder offensichtlich unplausiblen Messwerten** in der KoV geregelt werden darf.

2.3 Tenorziffer 3: Veröffentlichung des bilanziellen Gesamtnetzstatus

Der BDEW weist darauf hin, dass regulierte Wasserstoffnetzbetreiber stets verpflichtet sind, Maßnahmen nach **§ 28n Abs. 1a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)** zu ergreifen, sofern die Sicherheit und Zuverlässigkeit in dem jeweiligen Netz gefährdet oder gestört ist. Das gilt unabhängig vom bilanziellen Gesamtnetzstatus, wie er in der Festlegung beschrieben wird, und der Zone, in der er sich befindet. Der Verweis in der Beschreibung der roten Zone in Tenorziffer 3 c) cc) Satz 2, wonach "weitergehende Maßnahmen nach § 28n Abs. 1a Satz 2 EnWG [...] unberührt" bleiben, ist insofern missverständlich bzw. muss allgemein gelten. Maßnahmen nach § 28n Abs. 1a EnWG, d. h. sowohl solche nach Satz 1 und Satz 2 dieser Vorschrift, müssen stets ergriffen werden können, wenn die Sicherheit oder Zuverlässigkeit der Wasserstoffversorgung im jeweiligen Netz gefährdet oder gestört ist, insbesondere bei unerwartet auftretenden Netzengpässen, Unfällen, Havarien, Beschädigungen durch Bauarbeiten etc. Abschaltungen von Kunden sollte in jedem Fall als ultima ratio erfolgen.

Hinsichtlich des Prognosezeitraums begrüßt der BDEW, dass Tenorziffer 3 b) lediglich eine **Prognose des Gesamtnetzstatus** „mindestens“ auf die nächste volle Stunde vorsieht, darüber hinaus somit Ausgestaltungsmöglichkeiten auch für einen längeren Prognosezeitraum ermöglicht. Es ist wahrscheinlich, dass im Zusammenhang mit der Einführung beispielsweise eines unter 2.5. beschriebenen Regelenergieproduktes ein längerer Prognosezeitraum sachgerecht wäre. Die Prognose des Gesamtnetzstatus, basierend auf den Mengenanmeldungen und Nominierungen der Transportkunden, für zum Beispiel 12 Stunden in die Zukunft, gibt dem Markt die notwendige Transparenz darüber, ob ein Verlassen der grünen Zone in die gelbe bzw. rote Zone bevorsteht, wenn das Ein- bzw. Ausspeiseverhalten der Marktteilnehmer sich nicht ändert. Der BDEW bewertet die individuelle Anreizwirkung, die sich aus der Vermeidung von Pönalen bzw. Regelenergiekosten ergibt, als sehr positiv für das Gesamtsystem. Im Rahmen der Selbstregulierung im Wege der KoV könnte zu einem späteren Zeitpunkt ggf. noch ein längerer Prognosezeitraum festgelegt werden, je nach Definition des Regelenergieproduktes, das sich heute noch nicht sicher abschätzen lässt.

Hinsichtlich der **Zonendefinitionen** ist zu beachten, dass das Erreichen der gelben Zone nicht zu unmittelbaren, gleichzeitigen Reaktionen von BKV und MGV führen sollte, da diese im ungünstigsten Fall gleichgerichtete Effekte auslösen würden, die sich addieren und zu einer Überreaktion und somit beispielsweise von einer überspeisten gelben Zone in eine unter-speiste gelbe Zone führen können. So setzt das Helper/Causer-System zum Beispiel den Anreiz, dass beim Erreichen der gelben überspeisten Zone die BKV, die Causer sind, die Einspeisung in ihren Bilanzkreis reduzieren, um einer (weiteren) Pönalisierung zu entgehen. Allein mit der Reaktion der BKV könnte der Gesamtnetzstatus in den grünen Flexibilitätsbereich zurückgeführt werden und genau das ist das Ziel des Helper/Causer-Ansatzes. Wenn der MGV

gleichzeitig Regelenergie mit dem gleichen Ziel, den Gesamtnetzstaus in die grüne Zone zurückzubringen, verkauft, könnte der Gesamtnetzstatus in den unterspeisten gelben Flexibilitätsbereich gelangen. Es besteht die Gefahr, dass das System in Schwingung gerät und sich aufschaukelt.

Um den Effekt des „Aufschaukelns“ zu vermeiden und die primäre Verantwortung, für einen ausgeglichenen Bilanzkreissaldo zu sorgen, richtigerweise bei den BKV zu verorten, spricht der BDEW sich dafür aus, die gelbe Zone als Aufforderung mit Pönalisierung für die BKV zu sehen, in der sie selbst aktiv werden und prüfen, ob es Anpassungen im Bilanzkreis geben kann, die dazu beitragen, ihren Bilanzkreis auszugleichen mit dem Ergebnis, dass der Gesamtnetzstatus in die grüne Zone zurückgeführt wird. Der MGV würde dann in dieser Zone noch nicht zum Ausgleich von bilanziellen Ungleichgewichten aktiv werden. Diese Zonendefinition wäre schon bei Tenorziffer 3 zu berücksichtigen und würde in der Umsetzung zu einer etwas anderen Dimensionierung der Zonen führen.

Wenn die BKV keine ausreichenden Maßnahmen einleiten, um den Gesamtnetzstatus in die grüne Zone zurückzuführen und der Gesamtnetzstatus damit in die rote Zone gerät, führt das im ersten Schritt zum Einsatz von Ausgleichsmaßnahmen (Regelenergieeinsatz) durch den MGV. Das Ergreifen von Maßnahmen durch den Netzbetreiber nach § 28n Abs. 1a Satz 2 EnWG in allen Zonen bleibt, wie oben beschrieben, davon unberührt.

Für die Definition der Zonen ergibt sich somit folgendes Grundverständnis (zur genaueren Ausgestaltung siehe Anmerkungen zu Tenorziffer 5):

- **Grüne Zone:** Flexibilitätsbereich, der einen stabilen Zustand beschreibt. Befindet sich der Gesamtnetzstatus innerhalb der grünen Zone, sind im Wasserstoff-Marktgebiet keine Ausgleichsmaßnahmen erforderlich.
- **Gelbe Zone:** Flexibilitätsbereich, der einen Zustand mit einem erhöhten Ungleichgewicht beschreibt. Erreicht oder befindet sich der Gesamtnetzstatus in der gelben Zone, dann findet im Wasserstoff-Marktgebiet das finanzielle Anreizsystem Anwendung. Maßnahmen durch den MGV zum Ausgleich des bilanziellen Ungleichgewichts finden nicht statt.
- **Rote Zone:** Flexibilitätsbereich, der einen kritischen Zustand beschreibt. Erreicht oder befindet sich der Gesamtnetzstatus in der roten Zone, sind im Wasserstoff-Marktgebiet unverzüglich Ausgleichsmaßnahmen durch den MGV erforderlich. Das finanzielle Anreizsystem findet weiterhin Anwendung.

Nach dem Verständnis des BDEW sind die Begriffe „Gesamtnetzstatus“ und „Gesamtnetzstaus“ gleichbedeutend. Sofern dies zutrifft, sollte durchgängig einer der Begriffe verwendet werden. Anderenfalls wäre der Unterschied klarzustellen.

Die in Tenorziffer 3 d) eingeräumte Möglichkeit, Cluster zu bilden, wird begrüßt. Allerdings müssen in diesem Fall nicht nur die Regelungen der Tenorziffer 3, sondern auch die der Tenorziffern 4 und 5 entsprechend auf das Cluster bezogen angewendet werden.

2.4 Tenorziffer 4: Einsatz von Regelenergie

Die in Tenorziffer 4 a) gestellten Anforderung bezüglich der Regelenergieprodukte sollten in der Form geändert werden, dass der MGV Regelenergie auch beispielsweise über Ausschreibungen oder bilaterale Verträge vorhält bzw. beschafft. Dementsprechend sollte der letzte Satz gestrichen werden.

Die ausschließliche Beschaffung von Regelenergie mit Hilfe von handelbaren standardisierten kurzfristigen Handelsprodukten über eine Börse im eigenen Marktgebiet ist insbesondere zu Beginn des Hochlaufs nicht zielführend.

Zum einen werden sich ein liquider Wasserstoffmarkt und insbesondere liquide Börsenprodukte wahrscheinlich erst Ende der 2030 Jahre bilden. Hintergrund ist, dass der leitungsgelbundene Import und auch die gegenwärtigen Projekte in Deutschland und damit die entstehende Produktionskapazität von Wasserstoff sich derzeit deutlich verzögert.

Zudem ist davon auszugehen, dass Wasserstoff, der nicht die Nachhaltigkeitskriterien oder die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen (gemäß RL (EU) 2018/2001 (RED II)) erfüllt (sogenannter „grauer“ Wasserstoff), keine wesentliche Rolle im Markt spielen wird, da sich gegenwärtig nur Produktionskapazitäten für Wasserstoff, der zumindest die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen erfüllt, abzeichnen. Demzufolge ist zu erwarten, dass die Beschaffung von grauem Wasserstoff als Regelenergie an der Börse, zumindest in der nächsten Dekade, nur äußerst eingeschränkt möglich sein wird.

Zum anderen sind **„Rest-of-the-day-Kontrakte“**, die die BNetzA in der Begründung zu Tenorziffer 4 als besonders geeignet einstuft, aus Sicht des BDEW gerade **ungeeignet als Regelenergieprodukt für das Wasserstoffnetz**. Es wird davon ausgegangen, dass die Netzflexibilität (Netzpuffer) im Wasserstoffnetz deutlich geringer ausfällt als im heutigen Gasnetz. Daher sind die Anforderung an die Regelenergieprodukte deutlich höher. Diese müssen kurzfristiger zur Verfügung stehen und müssen auch physisch im Netz unmittelbar wirken. Aufgrund der stündlichen Saldierung und des BDEW-Vorschlags für ein finanzielles Anreizsystem, wie beschrieben in 2.5, wird Regelenergie nur für kurze Zeitintervalle (eine Stunde) erforderlich sein, da insbesondere das finanzielle Anreizsystem zum erforderlichen kurzfristigen Ausgleich des Bilanzkreises Anreize setzen wird und der MGV folglich **kurzfristigere Regelenergieprodukte** benötigt.

Sollten **Produkte mit Vorhaltecharakter** zum Einsatz kommen, wären die Kosten aus Leistungspreisen über eine Umlage auf alle Netznutzer zu verteilen.

2.5 Tenorziffer 5: Finanzielles Anreizsystem

Das in Tenorziffer 5 beschriebene finanzielle Anreizsystem geht grundsätzlich in die richtige Richtung: BKV werden angereizt, ihren Bilanzkreis ausgeglichen zu halten, Causer müssen eine Pönale zahlen oder – nach dem Ansatz der BNetzA – die Kosten für den Regelenergieeinsatz des MGV tragen. Bezüglich der Detailausgestaltung sieht der BDEW jedoch noch erheblichen Anpassungsbedarf. Zum Beispiel kann nur eine Pönale, die höher als der Börsenpreis ist, eine Anreizwirkung zum aktiven Tun beim BKV entfalten. Insbesondere aber führt die Vorgabe, dass die Causer, die durch den MGV beschafften Regelenergiemengen in den Bilanzkreis allokiert bekommen, zu Problemen bei den BKV, die auf Spezifika des Wasserstoffmarktes zurückzuführen sind. Erste Ideen zu einer möglichen Lösung des Problems sind derzeit beim BDEW in einer wertschöpfungsstufenübergreifenden Diskussion. Eine abschließende Bewertung durch den BDEW konnte allerdings aufgrund der vor dem Hintergrund der großen Komplexität der Themen verhältnismäßig kurzen zur Verfügung stehenden Konsultationszeit noch nicht erfolgen. Die im Folgenden beschriebene Systematik könnte die beschriebenen Probleme im Grundsatz jedoch lösen. Sich möglicherweise ergebende Effekte auf andere Aspekte des finanziellen Anreizsystems konnten dabei noch nicht abschließend bewertet werden. Der BDEW unterstützt das Konzept des finanziellen Anreizsystems in Form des Helper/Causer-Systems ausdrücklich. Es stellt grundsätzlich sicher, dass die Zuständigkeit für den Ausgleich zwischen Ein- und Ausspeisemengen primär dort liegt, wo sie hingehört, also bei den BKV, und der MGV nur dann eingreift, wenn ein Ausgleich durch die BKV nicht oder nicht ausreichend erfolgt.

Die Weitergabe von Regelenergie als Ausgleichsenergie in die Bilanzkreise, wie es in Tenorziffer 5 b) aa) bzw. c) aa) vorgesehen ist, sieht der BDEW aber aus folgenden Gründen kritisch:

Die Lieferung von Wasserstoff, dessen anrechenbare Nachhaltigkeit unklar ist (siehe 2.4), stellt den BKV vor die Herausforderung, dass er diesen nicht nutzen bzw. nicht an Letztverbraucher liefern kann, da die überwiegenden Kundenverträge über die Lieferung von anrechenbar nachhaltigem Wasserstoff abgeschlossen werden. Aufgrund der Vorgaben der Massenbilanzierung kann die eingesetzte Ausgleichsenergie nicht nachträglich über den Kauf eines Zertifikates (zum Beispiel Herkunftsnachweis) einen anrechenbaren Nachhaltigkeitsnachweis erhalten, sondern der BKV muss die gelieferte Ausgleichsenergie zeitnah wieder verkaufen. Ob er für den nicht-nachhaltigen Wasserstoff einen Käufer finden kann, ist aus den oben genannten Gründen zu bezweifeln. Auf der anderen Seite wird der MGV bei der Regelenergiebeschaffung mit Regelenergieanbietern konfrontiert sein, die nur anrechenbar nachhaltigen Wasserstoff liefern können und die durch diese Lieferung den dazugehörigen Nachhaltigkeitsnachweis

(PoS - Proof of Sustainability) aufgrund der Massenbilanzierung nicht anderweitig vermarkten dürfen. Dies wird voraussichtlich zu höheren Regelenergiekosten führen und zur Entwertung der Nachhaltigkeitsnachweise.

Dies könnte dadurch vermieden werden, dass an der Schnittstelle zwischen MGV und BKV ein **rein finanzielles Bonus-/Malus-System** angewendet wird und keine Ausgleichsenergie als Entry- oder Exit-Menge in den Bilanzkreis der BKV eingestellt wird. In einem solchen System wird die beschaffte oder veräußerte Regelenergie in einem speziellen Regelenergiebilanzkreis des MGV als Entry/Buy oder Exit/Sell eingestellt, der nicht den bilanziellen Gesamtnetzstatus verändert, sehr wohl aber den physikalischen Netzstatus verbessert. Dadurch ist sichergestellt, dass die Pönale für die Causer und der entsprechende Bonus für die Helper so lange anfällt, wie der bilanzielle Gesamtnetzstatus, also die Summe der Bilanzkreisstatus der BKV ohne den Regelenergiebilanzkreis, sich in der gelben oder roten Zone befindet. Die BKV bleiben damit durch eine Pönale oder einen Bonus angereizt, die Schiefstände ihrer Bilanzkreise zurückzuführen bzw. im Falle der Helper zu halten, bis die grüne Zone wieder erreicht ist.

Zu einem späteren Zeitpunkt kann die Regelenergie dann wieder an denselben Regelenergieanbieter zurückgeliefert bzw. von diesem zurückgenommen werden. Dadurch würde der MGV den Causern Zeit erkaufen, damit diese selbst ihre Ungleichgewichte reduzieren. Da aufgrund des Preisunterschieds aus Kauf und Verkauf immer Nettokosten entstehenden, sollten diese (in €/MWh) den Helpern als Bonus erstattet werden. Dies ist als Anreiz notwendig, damit die Helper ihre Überspeisung bzw. Unterspeisung nicht reduzieren und damit den Gesamtnetzstatus nicht noch näher an die rote Zone bringen.

Aus diesen Gründen sollte unabhängig davon, ob Regelenergie beschafft wird oder nicht, ein finanzielles Anreizsystem Anwendung finden, bei dem die Causer immer eine Pönale zahlen und die Helper einen Bonus erhalten. Die Pönale soll sich aus den Nettokosten der Regelenergiebeschaffung ergeben oder aus dem HYDRIX, soweit keine Regelenergie beschafft wurde. Eine Lieferung von Ausgleichsenergie in die Bilanzkreise sollte ausgeschlossen werden. Die zu zahlende Pönale der Causer sollte so ausgestaltet werden, dass die Beschaffung von Regelenergie und die Auszahlung an die Helper für den MGV kostenneutral ist. Die genauen Details zur Regelenergiebeschaffung kann über die KoV ausgestaltet werden.

Der BDEW steht gerne für eine weitere Erläuterung und Diskussion des vorgeschlagenen alternativen finanziellen Anreizsystems zur Verfügung.

2.6 Tenorziffer 6: Zentrale Datenaustauschplattform (Data Hub)

Der BDEW begrüßt die Einrichtung einer zentralen Datenaustauschplattform. Die Einrichtung der Datenaustauschplattform bis zum 1. August 2026 und die Einführung bis zum 1. Oktober 2026 ist zeitlich jedoch deutlich zu ambitioniert und daher abzulehnen. Die Prozesse und

Vorgaben für die Plattformen haben viele Abhängigkeiten zu der zu erstellenden KoV, deren Erstellung ebenfalls ausreichend Zeit benötigt. Als zentrale Schnittstelle zwischen den beteiligten Marktparteien muss sie zudem von Anfang an vollumfänglich und zuverlässig funktionieren. Wir verweisen hierfür auf die Ausführungen zu Tenorziffer 9.

2.7 Tenorziffer 7: Virtueller Handelspunkt für den Wasserstoffmarkt

Keine Anmerkungen

2.8 Tenorziffer 8: Berichtspflichten und Evaluierung

Der BDEW weist darauf hin, dass die Erstellung eines Berichts über die Entwicklung und den Stand des Bilanzierungssystems zum 1. Februar eines Jahres schwer umzusetzen ist, sofern der Bericht alle Daten bis einschließlich dem 31. Dezember des Vorjahres enthalten soll. Für die Übermittlung, Aufbereitung und Auswertung der Daten sollte mehr als ein Monat gewährt werden. Der BDEW empfiehlt daher, die Frist für die Übermittlung des Berichts auf den 1. April eines Jahres zu verschieben.

2.9 Tenorziffer 9: Zeitplan und Anwendung der Festlegungen

Der BDEW schlägt vor, den Anwendungszeitpunkt der Festlegung nicht auf den 1. Oktober 2026 festzusetzen. Zum einen wäre es vor dem Hintergrund des auf das Kalenderjahr ausgerichteten Systems nur konsequent, zur Anwendung der neuen Vorgaben auf den Beginn eines Kalenderjahres abzustellen. Zum anderen bedarf es für die Umsetzung der Festlegungen, neben den explizit dort adressierten Themen, zusätzlicher Abstimmungen und der Ausgestaltung von detaillierteren Konzepten, Prozessen und Regelungen. Hierfür verweist die BNetzA zu Recht in ihrer Erläuterung auf den Prozess der KoV, die notwendigen Arbeiten sollten jedoch nicht von der Umsetzung der Festlegung entkoppelt betrachtet werden.

Für das zur Umsetzung der Festlegungen notwendige Komplettpaket ist ein Umsetzungszeitraum von „voraussichtlich über einem Jahr“ keinesfalls ausreichend. Selbst der reguläre KoV-Prozess im eingespielten Gasmarkt, bei dem es mittlerweile in der Regel „nur noch“ um die Weiterentwicklung bzw. Integration neuer Einzelaspekte geht, benötigt allein zur adäquaten Einbindung und Abstimmung mit den unterschiedlichen Marktbeteiligten inklusive der BNetzA sowie zur Durchführung der Freigabeprozesse innerhalb der beteiligten Verbände circa **sechs Monate**. Eine zeitlich hinreichende und transparente Einbindung der Marktteilnehmer über den KoV-Verbandsprozess ist auch aus kartellrechtlichen Gründen geboten. Darüber hinaus bedarf es ausreichend Zeit für die eigentliche Erarbeitung und Abstimmung von Konzepten und Prozessen sowie die Überführung in rechtssichere Vertragsdokumente und erläuternde bzw. weiter konkretisierende Leitfäden. In einem noch vollständig zu entwickelnden

Wasserstoff-Netzzugangssystem, für das nur einige zentrale Eckpunkte festgelegt sein werden, ist von einem deutlich höheren Arbeitsaufwand auszugehen und ein entsprechend ausgeprägter, begleitender Marktdialog aufzusetzen.

Hierbei ist auch zu berücksichtigen, dass in den gegenständlichen Festlegungen komplexe Prozesse wie beispielsweise die Implementierung des finanziellen Anreizsystems (Helper/Causer) sowie des Data Hubs als Herzstücke des Bilanzierungsregimes und einer Kapazitätsbuchungsplattform für die Kapazitäten der Wasserstoffnetzbetreiber vorgesehen sind. Darüber hinaus müssen Regelungen für die Zusammenarbeit der regulierten Wasserstoffnetzbetreiber zur Gewährleistung eines netzbetreiberübergreifenden Entry/Exit-Systems entwickelt werden. Zwar kann teilweise auf Regelungen und Prozesse aus der KoV Gas zurückgegriffen werden, aufgrund wesentlicher Unterschiede im Netzzugangsmodell (auch hinsichtlich der Schnittstelle zwischen Transport- und Verteilernetzebene) sowie hinsichtlich der Marktreife ist bereits jetzt klar, dass sie keinesfalls 1:1 übernommen werden können. Zu berücksichtigen ist auch, dass viele Prozesse aufeinander aufbauen, ineinandergreifen bzw. voneinander abhängig sind. Alle Systeme und Prozesse müssen von Beginn an stabil funktionieren und von den Marktparteien genutzt werden können, und zwar aufgrund der engen Zeitfenster überwiegend vollautomatisiert.

Durch vorgezogene Festlegungen der konkreten Ausgestaltung durch eine KoV Wasserstoff vorwegzugreifen, hätte auch für die wenigen Erstnutzer Ende 2026 keinen erkennbaren Mehrwert, weil sie die Arbeit der Ausarbeitung von Auslegungsspielräumen und Detailprozessen ohnehin erledigen müssten (insbesondere im Hinblick auf IT-relevante Umsetzungen), ohne sich sicher sein zu können, dass ihre Mühen auch bei Veröffentlichung einer KoV Wasserstoff noch Bestand hätten. Entgegen der in der Erläuterung zu WaKandA geäußerten Auffassung der BNetzA wären so „Stranded Investments“ zu befürchten. Hinzukommt, dass die wenigen Projekte, die vor 2028 in Betrieb gehen, ohnehin ein funktionierendes Vertragsverhältnis unter den Beteiligten unabhängig von der KoV Wasserstoff abgestimmt haben müssen, so dass auch insoweit kein derart hoher Zeitdruck erkennbar ist.

Um alle für einen funktionierenden Wasserstoffnetzzugang notwendigen Regelungen und Prozesse in einem breiten Branchenkonsens, unter Einbeziehung der relevanten Markttrollen sowie der BNetzA, zu entwickeln, muss ausreichend Zeit für die Entwicklung eingeplant sowie auf den bewährten KoV-Prozess abgestellt werden. Eine vollständige KoV Wasserstoff mit aussagekräftigen Anwendungsleitfäden und der von der BNetzA in ihrer Erläuterung zu WaKandA angesprochenen „Feinjustierung“ ist **nur mit Inkrafttreten ab dem 1. Januar 2028 realistisch**. Dieses Zieldatum schließt nicht aus, dass einzelne zentrale Konzepte und Prozessbeschreibungen schon vorher – auch unter Berücksichtigung von ggf. in WasABi und WaKandA definierten Vorlaufzeiten – veröffentlicht werden. Zudem setzt ein Inkrafttreten der KoV zum 1. Januar

2028 ohnehin voraus, dass diese mit einer angemessenen Vorlaufzeit veröffentlicht wird, die allen Marktparteien Zeit zum Aufbau der IT-Landschaft und zur Umsetzung der Vorgaben einräumt. Bei allen Schritten dieses KoV-Prozesses sind stets ein intensiver Marktdialog sowie die enge Einbeziehung der BNetzA geplant. Ferner ist nicht auszuschließen, dass sich im Rahmen der Ausarbeitung der in den Festlegungen vorgesehenen Prozesse noch Aspekte ergeben, die nur durch Anpassung der Festlegungen sauber zu lösen sind. Auch dies spricht dafür, eine längere Umsetzungszeit vorzusehen.

Unabhängig vom Zeitpunkt des Inkrafttretens der KoV oder der Festlegungen WasABi und WaKandA sollten die Wasserstoffnetzbetreiber auf Basis der für den Sommer angekündigten, finalen Festlegungen, Netznutzern die Möglichkeit einräumen können, Kapazitäten zu buchen bzw. zumindest reservieren zu können, damit finale Investitionsentscheidungen nicht unnötig verzögert werden.