

Formblatt für Stellungnahmen

für die 1. Konsultation in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 7 zur Ausgestaltung des Zugangs zu Wasserstoffnetzen

hier: betreffend Festlegung in Sachen Wasserstoff Kapazitäten Grundmodell und Abwicklung des Netzzugangs, WaKandA

(Az: BK7-24-01-015)

Unternehmensname: EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Name des Stellungnehmenden: _____

Datum der Stellungnahme: 30.08.2024

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.	ja	nein
<i>Zutreffendes bitte kennzeichnen.</i>	x	
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme	lege ich bei	ist nicht erforderlich
<i>Zutreffendes bitte kennzeichnen.</i>		x

Inhaltlicher Bezug bzw. sonstige Anmerkungen (z.B. zu Punkt 2.1 Ausgestaltung der „Kapazitätsprodukte bzw. thematisches Stichwort)	Stellungnahme einfügen
Allgemeines; Begrifflichkeiten	Die von der Beschlusskammer verwendeten Begrifflichkeiten sind nicht immer eindeutig belegt und führen an einigen Stellen zu potenziellen Missverständnissen. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass die meisten der Vorgaben auf europäischer Ebene auf das Entry-Exit-System abzielen, sollte die Beschlusskammer durch uneindeutige Definitionen sicherstellen, wie die von ihr verwendeten Begrifflichkeiten (z.B. „Cluster“, „Sub-VHP“, etc.) auch in dem Kontext einzuordnen sind.

Allgemeines; zeitliche Einordnung	<p>Die Beschlusskammer verwendet an einigen Stellen den Begriff der „Hochlaufphase“, grenzt diese Phase aber weder inhaltlich noch zeitlich gegenüber anderen Marktentwicklungsstufen sauber ab. Man kann aus der Einleitungsverfügung herauslesen, dass sich diese Phase durch einzelne, nicht untereinander verbundene Wasserstoffteilnetze auszeichnen soll, in denen zunächst einzelne konkrete Lieferabwicklungen im Vordergrund stehen. Eine solche Interpretation würden auch wir bis zur vollständigen Umsetzung des Wasserstoff-Kernetzes unterstellen. Die Bedürfnisse der Verbraucher dürften in dieser Phase insbesondere durch eine stabile Versorgung und weniger durch einen möglichst liquiden Handel geprägt sein. Gleichzeitig ist es wichtig und richtig längerfristig einen solchen liquiden Markt anzustreben. Deshalb sollte das grundlegende Kapazitätsmodell (ebenso wie das Bilanzierungsmodell) den aktuellen Gegebenheiten Rechnung tragen, ohne dabei zukünftige Entwicklungen auszuschließen oder diese sogar zu verhindern. Dies betrifft insbesondere die Erweiterung des Abnehmerkreises um weitere Kundengruppen. Die Entwicklungen im Gas haben gezeigt, dass große Ankerkunden in der Regel zwar den Nukleus für den ersten Aufbau eines Marktes darstellen, dass aber dann in Abhängigkeit der preislichen und technischen Entwicklungen auch kleinere Verbraucher (Industrie-, Gewerbe- sowie Haushaltskunden) partizipieren wollen. Es wäre fatal, wenn man durch das frühe Ausschließen dafür notwendiger Vereinfachungen im Marktdesign Signale sendet, die dazu führen können, dass sich die während der Hochlaufphase vorhandenen eingeschränkten, bilateralen Marktstrukturen verfestigen und die Entwicklung hin zu einem liquiden Massenmarkt damit ausgeschlossen wird.</p>
Allgemeines; thematische Abgrenzung	<p>Die Beschlusskammer schreibt, dass sie nicht beabsichtigt, von Beginn an alle zugangsrelevanten Aspekte im Detail zu regeln. Gleichzeitig beabsichtigt sie aber nach ihrer Festlegung der beiden vorliegenden Verfahren ein Festlegungsverfahren zur Vorlage von Standardangeboten zu starten. Anschließend soll dann die finale Ausdetaillierung über eine Kooperationsvereinbarung erfolgen. Auch wenn dann dieser Logik folgend ein Großteil der inhaltlichen Ausprägung des Marktdesigns dem Festlegungsverfahren zur Vorlage von Standardangeboten überlassen bliebe, sollten die Inhalte der vorliegenden Festlegungsverfahren nicht individuell und selektiv, sondern vor dem Hintergrund aller Konsequenzen für das Gesamtsystem bewertet werden.</p> <p>Wir hätten es grundsätzlich bevorzugt, der Branche im Rahmen der Kooperationsvereinbarung zunächst mehr Ausgestaltungsspielraum bezüglich eines Marktdesigns für Wasserstoff zu geben. Eine detaillierte Tenorfestlegung und eine sich anschließende Festlegung von Standardangeboten entspricht nicht dem bisher im Gas gemeinsam mit der Behörde praktizierten Prozess zur Kooperationsvereinbarung und verlagert die Verantwortung der rechtlichen und prozessualen Konsequenzen von der Branche auf die Behörde. Wir erkennen aber an, dass dies in Anbetracht der bestehenden Unsicherheiten und Risiken im Hinblick auf die Marktentwicklung ggf. auch Vorzüge haben kann.</p>
Grundlegendes; Cluster	<p>Die Beschlusskammer plant (wenn wir es richtig verstehen) ein bundesweites Marktgebiet (Entry-Exit-System) für Wasserstoff zu etablieren und den physisch abgegrenzten Teilnetzen über Bilanzkreise Rechnung zu tragen, die dann lediglich einen Transport zwischen den im jeweiligen Teilnetz verorteten Ein- und Auspeisepunkten ermöglichen. Auch wenn wir das Ansinnen der Begrenzung nachvollziehen können und die Berücksichtigung von Transportengpässen auch unseres Erachtens unabdingbar ist, sollte die Beschlusskammer sicherstellen, dass das von ihr gewählte Konstrukt den europäischen Ansprüchen an ein Entry-Exit-System genügt. Ggf. wäre es vor diesem Hintergrund sauberer vorübergehend mehrere physisch abgegrenzte Entry-Exit-Systeme vorzusehen, solange noch keine physische Verbindung besteht. Auch dabei könnte man</p>

	<p>über entsprechende Vorgaben sicherstellen, dass einheitliche Vorgaben und Prozesse etabliert werden, um keine Hemmnisse für eine Zusammenlegung zu generieren.</p>
Umgang mit geschützten Kunden im Rahmen des Engpassmanagements	<p>Sollte es beim Aufbau des Netzes bereits zu Engpässen kommen, die einen Transport des Wasserstoffs bis zum Kunden einschränken oder unmöglich machen, so ist ähnlich wie bei Erdgas dafür Sorge zu tragen, dass zumindest der Wasserstoffbedarf zur Versorgung geschützter Kunden (z.B. Fernwärmeanlagen zur Versorgung von Haushaltskunden) unterbrechungsfrei verfügbar ist. Ebenso ist darauf zu achten, dass bei ggf. zur Sicherung der Systemstabilität erforderlichen Stromerzeugungsanlagen die zum Nennlastbetrieb erforderlichen Netzkapazitäten nicht reduziert werden.</p> <p>Hintergrund dieser Überlegungen ist die zur Verbrennung von Wasserstoff erforderliche Auslegung der Anlagen. Da zur Verbrennung von 100 % Wasserstoff spezielle Brenner erforderlich sein werden, ist ein kurzfristiger Wechsel zu anderen Brennstoffen technisch nicht möglich. Der Übergang auf ein Wasserstoffsystem setzt gerade für solche Kunden eine 100 % verlässliche Versorgung voraus.</p>
Sektorkopplung	<p>Um jederzeit Wasserstoff aus dem Netz entnehmen zu können, muss insbesondere bei Stromerzeugungsanlagen eine kurzfristige Möglichkeit zur Nominierung von Wasserstoff gesichert sein. Der Marktbedarf von Stromerzeugungsanlagen lässt sich voraussichtlich hinreichend genau prognostizieren. Aus der Erfahrung mit Redispatcheinsätzen bei Gasturbinenanlagen ist uns jedoch bekannt, dass diese Einsätze häufig mit sehr kurzem Vorlauf von den Übertragungsnetzbetreibern angeordnet werden. Dies muss auch in einer Wasserstoffwelt möglich sein.</p> <p>Wie bereits oben dargestellt („Umgang mit geschützten Kunden im Rahmen des Engpassmanagements“) steht für Wasserstoffkraftwerke voraussichtlich kein bivalenter Ersatzbrennstoff zur Verfügung.</p> <p>Anlagen in Süddeutschland sind hier in der Aufbauphase des Wasserstoff-Kernnetzes besonders vulnerabel, da diese Anlagen einerseits für Redispatcheinsätze in Süddeutschland besonders wichtig sind, andererseits aber am Ende des von Norddeutschland aus eingespeisten Wasserstoff-Kernnetzes liegen (das dann noch nicht mit anderen Netzen in südlichen Ländern verknüpft sein wird). In Nord- und Mitteldeutschland werden in Deutschland auch die einzigen großen Wasserstoff-Speicher liegen. Das Wasserstoff-Netz muss deshalb aus süddeutscher Sicht ständig einen Mindestdruck aufweisen, der für zu definierende Einsatzfälle eine kurzfristige Gasentnahme gestattet und abpuffert, ohne dass andere Kunden dadurch Schwierigkeiten bekommen. Den Druckaufbau für süddeutsche Verbraucher nur abhängig von der Nominierung von Norddeutschland her durchzuführen, wird schon aus rein physikalischen Gründen (Wasserstoff als kompressibles Gas) zu extrem langen Nominierungsvorläufen und Nichtverfügbarkeit von Stromerzeugungsanlagen bei kurzfristigen Einsatzanforderungen führen.</p> <p>Das Marktdesign muss deshalb die physikalischen Randbedingungen und ggf. kurzfristige Bedarfsanforderungen berücksichtigen.</p>
Versorgungssicherheit	<p>Faktische Schlechterstellung Süddeutschlands und Gefährdung Versorgungssicherheit durch übergangsweise gebildete Wasserstoff-Cluster:</p> <p>Die Überlegung zunächst einzelne Wasserstoff-Cluster zu bilden, die erst nach und nach zu einem vollwertigen Marktgebiet zusammenwachsen ist einerseits nachvollziehbar, wird aber bei Einführung ungeeigneter Kapazitätsprodukte in der Praxis zu einer deutlichen Benachteiligung süddeutscher Kunden führen.</p>

	<p>Voraussichtlich werden in Nord- und Mitteldeutschland die ersten Cluster entstehen und dort auch die ersten Leitungen zur Verbindung der Cluster gebaut. Wachsen diese Cluster Richtung Süddeutschland, so ist absehbar, dass die wenigen Verbindungsleitungen zu Engpässen werden. Werden an den Engpässen in Anlehnung an Kapazitätsprodukte im Erdgasbereich nun abschaltbare Kapazitäten oder dynamisch zuordenbare Kapazitäten bereitgestellt, so müssen Kunden in Süddeutschland sich über mehrere Cluster Grenzen hinweg mit diesen Kapazitätsprodukten beschäftigen, was in der Praxis nicht mehr handhabbar sein wird (=> kein Wasserstoff in der Folge verfügbar) oder zu sehr hohen Mehrkosten führt.</p> <p>Verglichen mit Wasserstoff-Kunden, die direkt aus norddeutschen Clustern versorgt werden, die ggf. direkt über feste Kapazitäten aus den Niederlanden oder deutschen Imпорthäfen und Speichern verfügen, würde dies somit zu Wettbewerbsnachteilen süddeutscher Wasserstoff-gefeuerter Stromerzeugungsanlagen führen, die in Deutschland in einen einheitlichen Strommarkt einspeisen, oder die Stromversorgungssicherheit in Süddeutschland beeinträchtigen. Beides muss in jedem Fall mit geeigneten Vorkehrungen vermieden werden. Kann dies nicht sicher ausgeschlossen werden, so wird dies die Wasserstoff-Umstellung in Süddeutschland erheblich verzögern und somit das Ziel einer Dekarbonisierung ab 2035 in Frage stellen.</p>
<p>A. Hintergrund & B. Erwägungen</p>	<p>Wir erachten es als positiv, dass in allen Clustern für alle Wasserstoffnetzbetreiber einheitliche Regelungen gelten sollen.</p> <p>Für die Entstehung eines liquiden Wasserstoff-Marktes ist das Zusammenwachsen der Cluster zu einem vollwertigen Marktgebiet auf Basis FZK ein wichtiges Ziel. Jedoch fehlt derzeit die Transparenz darüber, aus wie vielen und welchen Clustern das geplante Wasserstoff-Kernnetz im Laufe der Hochlaufphase bestehen wird. Die Umsetzung folgender Punkte halten wir für essenziell:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Transparenzverpflichtung für die Wasserstoffnetzbetreiber im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas & Wasserstoff (NEP), d.h. im laufenden NEP-Prozess sollte auf Basis des Szenariorahmens die Entwicklung der Cluster bis hin zu einem Gesamtmarktgebiet aufgezeigt und in jedem nachfolgenden NEP an die neuen Annahmen und Änderungen angepasst werden. Bei physischen Verbindungen von Clustern sollten im NEP die konkreten Ausbaumaßnahmen inklusive Umsetzungsdatum aufgezeigt werden, die für eine unbeschränkte Kapazitätsbereitstellung (FZK) notwendig sind. • Physische Clusterverbindungen sollten möglichst im Rahmen des NEP so geplant werden, dass eine direkte Gewährung von clusterübergreifender FZK bei physischem Zusammenschluss möglich ist (d. h. es müssen rechtzeitig die notwendigen Verdichter realisiert werden). <p>Wir haben jedoch Sorge, dass die Clusterbildung mit Kapazitätseinschränkungen in Form von Cluster-DZK zu einer dauerhaften Trennung des Wasserstoff-Marktes führt, weil die für eine freie Zuordenbarkeit notwendige Verdichterleistung fehlt bzw. viel zu spät gebaut wird.</p>
<p>2.1 Ausgestaltung der Kapazitätsprodukte</p>	<p>Dem Grundsatz der freien Zuordenbarkeit der Kapazitätsprodukte stimmen wir zu. Wir möchten an dieser Stelle nochmals der Forderung Nachdruck verleihen, dass im Netzentwicklungsplan Gas & Wasserstoff das Wasserstoff-Netz so geplant wird, dass die Cluster direkt ohne Kapazitätseinschränkung verbunden werden können.</p>

Die von der Beschlusskammer vorgeschlagene Option 1 lehnen wir aufgrund der vorgesehenen pro-rata Vergabe ab, da dadurch einerseits Kunden clusterübergreifende Kapazitäten erhalten, die sie nicht benötigen, und andererseits bei anderen Kunden der Bedarf nicht vollumfänglich befriedigt werden kann. Bei der vorgeschlagenen Option 2 bleibt die Ausgestaltung unklar.

Folgende Punkte sollte eine Ausgestaltung der Kapazitätsprodukte unserer Einschätzung nach erfüllen:

- Ein clusterübergreifender Transport sollte sowohl von der Entry- als auch von der Exit-Seite initiiert werden können.
- Es sollte keine explizite Kapazität und damit auch keine Nominierung am Clusterübergabepunkt notwendig sein.
- Grundsätzlich sollte jede uFZK clusterübergreifend gelten, wenn die jeweiligen Cluster zumindest physisch miteinander verbunden sind.
- Die Vergabe muss so erfolgen, dass bestehende clusterinterne feste Kapazität um eine clusterübergreifende Nutzung aufgewertet wird (Upgrade). Dies wäre insbesondere über eine clusterübergreifende Bilanzkreissaldierung ähnlich wie zwischen DZK- und FZK-Bilanzkreisen bzw. zwischen H- und L-Gas-Bilanzkreisen möglich.
- Die Vergabe des clusterübergreifenden Transports sollte per Auktion für unterschiedliche Laufzeiten mit Startpreis Null erfolgen, da das Hochlaufentgelt gemäß der Festlegung WANDA bereits für die Cluster-FZK zu entrichten ist. Zusatzkosten für die Netznutzer würden für die clusterübergreifende Nutzung nur dann entstehen, wenn die Nachfrage größer ist als das Angebot an clusterübergreifendem Transport.

Unser Umsetzungsvorschlag:

1. Sobald eine physische Verbindung zwischen zwei Clustern etabliert wurde, dürfen die BKV ihre Bilanzkreise für die verbundenen Cluster miteinander verbinden. Dadurch würden Über- und Unterspeisungen der verbundenen Bilanzkreise miteinander saldiert und darüber indirekt ein clusterübergreifender Transport für den Netznutzer dargestellt. Im Gegensatz zu der Verbindung von H- und L-Gas-Bilanzkreisen ist diese Bilanzkreisverbindung jedoch unterbrechbar ähnlich der Verbindung eines DZK- mit einem FZK-Bilanzkreis
→ unterbrechbarer clusterübergreifender Transport im Standard möglich
2. Über regelmäßige Auktionen für unterschiedliche Laufzeiten (mehrere Jahre in die Zukunft, Monate für restliches laufendes Jahr und restliche Tage für den laufenden Monat) vergibt die zu benennende Stelle ein Upgradeprodukt, über welches die bisher unterbrechbare Bilanzkreisverbindung bis zu einer bestimmten Höhe gefestigt werden kann, d.h. der BKV erkaufte sich eine Mindestmenge in kWh/h, für die er sicher sein kann, dass er Unterspeisungen in einem Cluster mit Überspeisungen in einem anderen Cluster ausgleichen darf. Über eine konkurrierende Auktionsvergabe können auch mehrere miteinander verbundene Cluster abgebildet werden, bei denen der clusterübergreifende Transport in Konkurrenz zueinandersteht.
→ feste clusterübergreifende Transportkapazitäten vergeben
3. Die zu benennende Stelle ermittelt analog der H-/L-Gas-Bilanzkreisverbindungen auf Basis der Nominierungen und Mengenmeldungen aller Netznutzer, ob die gesamthafte Saldierung zwischen den Clustern physisch darstellbar

	<p>ist. Ist dies möglich, können alle festen und unterbrechbaren clusterübergreifenden Transporte über die clusterübergreifende Saldierung erfolgen. Ist dies nicht möglich, werden die BKV mit unterbrechbarer Nutzung der Saldierungsmöglichkeit darüber informiert, dass dies nicht möglich ist bzw. anteilig gekürzt. Es findet also im Gegensatz zur heutigen Verbindung von DZK- und FZK-Bilanzkreisen keine vollständige Trennung der Bilanzkreise statt, sondern die clusterübergreifende Saldierung wird auf eine maximale Menge beschränkt. Diese maximale Menge muss jedoch mindestens der durch den BKV ersteigerten festen Saldierungsmenge zwischen zwei Clustern entsprechen. → clusterübergreifender Transport maximal ermöglicht</p> <p>Eine solche Verbindung stellt für die Netznutzer eine einfache Variante für die Umsetzung des clusterübergreifenden Transports dar, die alle oben erwähnten Ausgestaltungspunkte erfüllt.</p>
2.2 Produktlaufzeit und Buchungshorizont	<p>Wir begrüßen das vorgesehene Angebot von Jahres- als auch unterjährigen Kapazitätsprodukten, um eine Balance zwischen der Sicherstellung der Refinanzierung des Amortisationskontos bis spätestens 2055 und dem Bedarf des Marktes an Kurzfristprodukten darzustellen.</p> <p>Wir befürworten ebenfalls die Orientierung des Jahresprodukts am Kalenderjahr anstatt des Gasjahres bzw. die Abbildung des Kalendertags anstatt des Gastags für das Tagesprodukt.</p> <p>Die vorgesehene Mindestanzahl von 30 Buchungstagen kann ohne Wissen über die Höhe des Multiplikators nicht bewertet werden. Erst die Kombination aus beiden Parametern erlaubt dazu eine belastbare Aussage.</p> <p>Zusätzlich zu den im Konsultationsdokument genannten jährlichen, monatlichen und täglichen Kapazitäten würden wir anregen, auch untertägige Kapazitäten zu vermarkten (z. B. Stundenprodukt), um für Elektrolyseure und Kraftwerke auch eine kurzfristige Teilnahme am Regelenergiemarkt Strom zu ermöglichen bzw. Redispatchmaßnahmen des ÜNB nicht zu behindern.</p>
2.3 Reservierungsquote	<p>Eine Reservierungsquote ist ein wichtiges Element, um Kapazitäten für den kurzfristigen Markt zu reservieren und damit möglichst viele Marktpotenziale effizient zu erschließen.</p> <p>Die angedachte zweite Reservierungsquote ist nicht notwendig, wir sehen bereits für Monatsprodukte für mehrere Jahre in die Zukunft keine Notwendigkeit. Es wäre deutlich einfacher, wenn es wie im Gas keine überlappenden Angebotszeiträume für länger und kürzer laufende Kapazitätsprodukt gäbe, d. h. Tageskapazitäten für einen Monat werden erst angeboten, wenn der entsprechende Monat nicht mehr angeboten wird und Monatskapazitäten für ein Jahr werden erst angeboten, wenn das entsprechende Jahr nicht mehr angeboten wird.</p> <p>Die aktuelle Beschreibung der Beschlusskammer in Bezug auf die zu vermarktende Kapazität und die dazugehörigen Reservierungsquoten sind nicht konsistent. Wenn es tatsächlich jeweils fixe Reservierungsquoten für Tages- und Jahreskapazität geben sollte, die „spiegelbildlich“ zueinander sind (wie z. B. 20 % für Tages- und entsprechend 80 % für Jahreskapazität), dann ist eine langfristige Buchung von Monatskapazität nicht möglich, ohne eine dieser beiden Reservierungsquoten zu verletzen (da 100 % der Kapazität bereits „reserviert“ sind). Monatskapazität könnte dann lediglich aus den nicht als Jahreskapazität vermarkteten Kapazitäten für das jeweilige Jahr bestehen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass entgegen des heute im Gas bestehenden fixen Auktionstermins der Jahreskapazität für Wasserstoff ggf. mehrere Zeitpunkte innerhalb eines Jahres zur Vergabe relevant sein können (insbesondere bei FCFS-Vergabe).</p>

2.4 Kapazitätsvermarktungsplattform	<p>Wir begrüßen die Einführung einer einheitlichen Kapazitätsbuchungsplattform, auf der zudem auch nur eine einmalige Registrierung erforderlich sein sollte, um bei allen Wasserstoffnetzbetreibern Transporte zu buchen.</p> <p>Wie in unserer Stellungnahme zu WasABi erwähnt, ist im Wasserstoff eine Trennung der beiden Rollen BKV und Transportkunde nicht zwangsläufig notwendig, daher sollte die Zusammenfassung von BKV und Transportkunde zu einem Wasserstofftransportkunden (WTK) sowie daran angelehnt die Zusammenfassung von Bilanzkreis- und Ein-/Auspeisevertrag (mit entsprechend zentraler Kapazitätsvergabe durch die zu benennende Stelle) geprüft werden.</p>
2.5 Zuweisungsmechanismus	<p>Die Beschlusskammer beabsichtigt die Einführung von Auktionen für das gesamte Entry-Exit-System, sobald eine Knappheitssituation eintritt bzw. bis Anzeichen für eine solche Knappheitssituation erkennbar sind. Hier stellt sich die Frage, ob damit tatsächlich gemeint ist, dass wegen einer Knappheitssituation an einem einzelnen Punkt bzw. einer lokalen Konkurrenzzone in einem spezifischen Teilnetz alle bundesweiten Kapazitäten auf das Auktionsverfahren umzustellen wären (z. B. auch in den Teilnetzen, die physisch ggf. noch gar keine Verbindung zu dem entsprechenden Punkt aufweisen).</p> <p>Auch die daran anknüpfende Einbeziehung von Buchungspunkten in das Auktionsverfahren, an denen Kapazität in der Regel nur von einem Kunden nachgefragt wird, wäre stark abhängig davon, wie der Wasserstoffnetzbetreiber den Begriff der Konkurrenzzone auslegt. Hier wäre eine eindeutige Definition durch die Beschlusskammer sinnvoll.</p> <p>Grundsätzlich sollte die Kapazitätsbuchung so diskriminierungsfrei konzipiert sein, dass sie den Kunden unabhängig von ihrer Netzanschlussebene (ob Verteilnetz oder Fernleitungsnetz) oder ihrer geografischen Lage einen an ihrer Zahlungsbereitschaft orientierten, gleichberechtigten Zugang zu den benötigten Netzkapazitäten innerhalb des Entry-Exit-Systems ermöglicht.</p> <p>Wir schlagen daher vor, dass das FCFS-Verfahren so lange zur Anwendung kommt, wie ausreichend feste Kapazitäten vorhanden sind. Erst bei einem Buchungsniveau von rund 80 % sollte nur für diesen Punkt auf Auktionen umgestellt werden, d. h. keine Umstellung für das gesamte Wasserstoff-Netz. Buchungspunkte mit nur einem Netznutzer sollten dauerhaft als FCFS vergeben werden.</p> <p>Eine gebündelte Vergabe von Kapazitäten an GÜPs ist zu begrüßen (VHP-zu-VHP-Transport).</p>
2.6 Nominierung von Kapazität	<p>Wie in unserer Stellungnahme zur Festlegung WasABi erwähnt, bedarf ein 15-minütiges Saldierungs- und Pönalisierungszeitfenster Near-Real-Time Nominierungsanpassungen, damit der BKV durch einen Ausgleich eine Pönale noch vermeiden kann. Da dies äußerst herausfordernd für alle Beteiligten (Netz- und Marktseite) ist, würden wir es sehr begrüßen, wenn wie in unserer Stellungnahme zu WasABi dargelegt mit einem Saldierungszeitraum von 1 Stunde und dementsprechend einer Renominierungsfrist von 15min gestartet wird. Dies würde auch eher den technisch realisierbaren Reaktionsmöglichkeiten entsprechen.</p>
2.7 Umgang mit Bestandsverträgen	<p>Die von der Beschlusskammer vorgesehene Anpassungsfrist von 12 Monaten sollte nicht auf das Inkrafttreten der beiden Eckpunktfestlegungen WaKandA und WasABi, sondern auf das Vorliegen der ersten vollständigen Wasserstoffnetz-zugangsverträge abstellen. Diese dürften erst nach einem potenziellen Festlegungsverfahren zu Standardangeboten und ggf. der sich daran anschließenden Kooperationsvereinbarung Wasserstoff vorliegen. Eine sonst resultierende, mehrfache Anpassung wäre für die Betroffenen nicht zumutbar und würde zu zusätzlicher Verunsicherung im Markt führen.</p>