



Einflussfaktoren und deren Wirkungszusammenhänge auf Gebotsstrategien am Regelarbeitsmarkt

Gutachten

im Auftrag von

EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Durlacher Allee 93

76131 Karlsruhe

08. Juli 2021

Einflussfaktoren und deren Wirkungszusammenhänge auf Gebotsstrategien am Regelarbeitsmarkt

Gutachten

im Auftrag von

EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Durlacher Allee 93

76131 Karlsruhe

08. Juli 2021

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

E-Mail: info@consentec.de

<http://www.consentec.de>

Inhalt

Zusammenfassung	i
Executive Summary	iii
1 Hintergrund und Zielsetzung	1
2 Einleitung	3
2.1 Kurzeinführung und Historie.....	3
2.2 Vergleich der Marktdesigns	3
3 Kosten für die Bereitstellung und Erbringung von Regelleistung	6
3.1 Bereitstellungskosten	6
3.2 Erbringungskosten	10
4 Gebotsstrategien	13
4.1 Kombinierter Markt	13
4.2 Getrennter Regelleistungs- und Regelarbeitsmarkt	14
5 Abrufwahrscheinlichkeit und Einfluss auf Regelarbeitsgebote	17
6 Einflussfaktoren auf die Angebotssituation am RAM	24
7 Marktstruktur auf dem Regelarbeitsmarkt	27
8 Referenzen	30

Zusammenfassung

Im November 2020 wurden in Deutschland der Regelarbeitsmarkt (RAM) und eine damit einhergehende separate Beschaffung von Regelleistung und Regelarbeit eingeführt. Mit dieser Einführung wurde die Erwartung verbunden, dass der Wettbewerb insbesondere auf dem Gebiet der Regelarbeit zunehmen und infolgedessen die Arbeitspreise sinken würden. Diese Erwartungen haben sich laut der Bundesnetzagentur (BNetzA) und den ÜNB allerdings nicht erfüllt. Vielmehr konnte seit Betriebsaufnahme des RAM insbesondere ein Mangel an zusätzlichen Geboten ohne Zuschlag bei der Vorhalteauktion und eine Kontrahierung von Arbeitsgeboten mit hohen Preisen beobachtet werden, so dass sich die BNetzA kurzfristig entschieden hat, ohne vorherige Marktkonsultation eine Preisobergrenze einzuführen bzw. die bestehende technische Preisobergrenze deutlich auf 9.999 €/MWh und somit auf eine nunmehr nicht mehr technisch begründete Obergrenze herabzusetzen.

Die Entwicklungen auf dem RAM und hier insbesondere das Preisniveau, die Liquidität und die Marktstruktur sind jedoch weiterhin Gegenstand einer auch öffentlich intensiv geführten Debatte. Dabei sind allerdings teilweise Mängel im Verständnis des rationalen Verhaltens von Akteuren am RAM erkennbar.

Vor diesem Hintergrund hat Consentec in diesem Gutachten im Auftrag von EnBW eine fachliche Aufbereitung der Thematik vorgenommen. Das Gutachten ist hierzu in zwei Teile untergliedert. Der erste Teil befasst sich mit einer Erklärung der Zusammenhänge für rationales Bieterverhalten. Hierzu werden die Einflussfaktoren auf sowie die Hintergründe zu Gebotsstrategien für Anbieter von Regelreserve erörtert und anschließend der Einfluss von Abrufwahrscheinlichkeiten auf die Gebotsfindung erklärt. Teil 2 des Gutachtens umfasst die Diskussion von Einflussfaktoren auf die Angebotssituation sowie von möglichen Ansätzen zur Bewertung der Marktstruktur auf dem RAM.

Für Anbieter von Regelreserve sind die mit der Bereitstellung und Erbringung von Regelreserve verbundenen Kosten ein wesentlicher Parameter bei der Kalkulation des Angebotspreises. Rationale Anbieter werden keine Gebote unterhalb der eigenen Kosten abgeben. Im Gutachten werden daher die Kosten für die Bereitstellung und Erbringung von Regelreserve erläutert und hinsichtlich der Märkte (kombinierter Markt sowie Markt für Regelleistung und Regelarbeit) eingeordnet. Auf Basis dieser Diskussion werden die Gebotsstrategien für Anbieter von Regelreserve hergeleitet. Dabei wird jeweils zwischen den Gebotsstrategien auf dem früheren kombinierten Markt und dem heutigen getrennten Markt für Leistung und Arbeit unterschieden. Die Analyse der Abrufwahrscheinlichkeiten unter Berücksichtigung der zuvor hergeleiteten Gebotsstrategien lässt u. a. folgende Schlüsse zu:

- Arbeitspreisgebote am Ende der Abruf-Merit-Order in Höhe der ursprünglichen Preisobergrenze von 99.999,99 €/MWh und erst recht in Höhe der heutigen Preisobergrenze von 9.999,99 €/MWh können bei Vorliegen von Bereitstellungskosten inkl. Opportunitäten vollständig rational sein.
- Ein Preiswettbewerb durch leistungspreisfreie Gebote in diesem Bereich der Abruf-Merit-Order ist nur dann zu erwarten, wenn ausreichend Bieter am RAM mit niedrigen oder nicht

vorhandenen Bereitstellungskosten und Abrufkosten unterhalb der Preisobergrenze tätig werden.¹

Bzgl. der Einflussfaktoren auf die Angebotssituation am RAM mögen aktuelle Arbeitspreise zwar vergleichsweise hoch erscheinen. Ob diese unter Berücksichtigung der mittleren Abrufdauern ausreichend sind, um Bereitstellungskosten (inkl. Opportunitäten) sowie die Markteintrittskosten zu decken, ist unsicher. Dabei ist auch der nicht unerhebliche IT-Aufwand für die Teilnahme am RAM zu berücksichtigen. Da eine Teilnahme an den europäischen Plattformen höhere IT-Voraussetzungen als eine Teilnahme am RAM erfordert, könnten Anbieter eine Teilnahme am RAM mit Beitritt zu den Plattformen PICASSO und MARI planen. Es ist aber auch denkbar, dass Anbieter zunächst die Entwicklungen nach Inbetriebnahme von diesen Plattformen abwarten, um auf deren Basis eine Eintrittsentscheidung zu fällen. Insofern ist nicht vorhersehbar, inwiefern sich die Angebotssituation auf dem RAM entwickeln wird.

Die Bewertung der Marktstruktur im Bereich der Regelleistungs- und Regelarbeitsmärkte stellt eine bisher von Aufsichtsbehörden und Wissenschaft nicht umfassend gelöste Herausforderung dar. Vor diesem Hintergrund wird im Gutachten kein umfassender Vorschlag zur Bewertung der Marktstruktur auf den Märkten für Regelreserve im Allgemeinen und dem Regelarbeitsmarkt im Speziellen unterbreitet. Es wird jedoch auf einige problematische Aspekte in der zur Begründung einer problematischen Marktkonzentration auf dem Regelarbeitsmarkt vorgelegten Analyse der BNetzA hingewiesen.

¹ Dabei wäre z. B. an industrielle Lastflexibilität zu denken, für die eine Gebotsabgabe im Regelleistungsmarkt eine zu langfristige Bindung entfacht, ein Gebot am Regelarbeitsmarkt aber darstellbar ist. Welche Potenziale in diesem Bereich bestehen und ob sie bei der aktuellen Preisobergrenze erschlossen werden können, ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

Executive Summary

In November 2020, the balancing energy market (“Regelarbeitsmarkt”; “RAM”) and the associated separate procurement of balancing capacity and balancing energy were introduced in Germany. This introduction was associated with the expectation that competition would increase, especially in the area of balancing energy, and that balancing energy prices would fall as a result. However, according to the Federal Network Agency (BNetzA) and the German TSOs, these expectations have not been fulfilled. Rather, since the RAM went into operation, a lack of additional free bids without a contract in the balancing capacity auction and the acceptance of energy bids with high prices could be observed. Subsequently, BNetzA decided at short notice to introduce a price cap without prior market consultation i. e. to lower the existing technical price cap significantly to 9,999 €/MWh and thus to a now no longer technically justified cap.

The developments on the RAM, and in particular the price level, the liquidity and the market structure, continue to be the subject of an intensive public debate. However, some lack of understanding for the rational behaviour of participants on the RAM is partly recognisable.

Against this background, Consentec has prepared this expert report on behalf of EnBW. The report is divided into two parts. The first part deals with an explanation of the considerations involved in rational bidding behaviour. For this purpose, the factors influencing and the background to bidding strategies for suppliers of balancing reserve are discussed and the influence of activation probabilities on bidding is explained. Part 2 of the report includes a discussion of factors influencing the supply situation of bids and possible approaches to evaluate the market structure on the RAM.

For suppliers of balancing energy, the costs associated with the provision and supply of balancing reserves are an essential parameter in the calculation of the balancing energy price. Rational suppliers will not submit bids below their own costs. The report therefore explains the costs for the provision and supply of balancing reserves and classifies them with regard to the markets (combined market and separate markets for balancing capacity and balancing energy). Based on this discussion, the bidding strategies for suppliers of balancing energy are derived. A distinction is made between the bidding strategies on the former combined market and the current separate markets for capacity and energy. The analysis of the activation probabilities, taking into account the previously derived bidding strategies, allows for the following conclusions to be drawn, among others:

- Balancing energy bids at the end of the activation merit order at the original price cap of 99,999.99 €/MWh, and even more so at today's price cap of 9,999.99 €/MWh, can be completely rational considering provision costs including opportunities.
- Price competition in this area of the activation merit order via free bids without balancing capacity contract can only be expected, if there are sufficient participants at the RAM with low or non-existing provision costs and activation costs below the price cap².

With regard to the factors influencing the supply situation at the RAM, current balancing energy prices may appear comparatively high. Whether these are sufficient to cover supply costs (including opportunity costs) and market entry costs, taking into account the average activation

² This would include, for example, industrial load flexibility for which bidding at the capacity market results in a long-term commitment, but bidding at the energy market is feasible. What potentials exist in this area and whether they can be made available at the current price cap is not the subject of this report.

durations, is unclear. The non-negligible IT expenditure for participation in the RAM must be taken into account as well. Since participation in the European balancing platforms poses higher IT requirements than participation in the RAM, providers could plan to participate in the RAM by joining the PICASSO and MARI platforms. It is, however, also possible that providers will first observe the developments after the go-live of these platforms in order to base their entry decision upon this. In this respect, it is not possible to predict how the supply situation on the RAM will develop.

The evaluation of the market structure in the area of the balancing capacity and balancing energy markets poses a challenge that has not yet been comprehensively solved by the regulatory authorities and the scientific community. Against this background, the report does not make a comprehensive proposal for the assessment of the market structure on the balancing reserve markets in general and the balancing energy market in particular. However, it does point out some problematic aspects in the BNetzA's analysis presented to justify a problematic market concentration on the balancing energy market.

1 Hintergrund und Zielsetzung

Für den stabilen Betrieb des Stromversorgungssystems ist eine kontinuierlich ausgeglichene Leistungsbilanz von eingespeister und entnommener Energie notwendig. Da diese Leistungsbilanz erzeugungs- und verbrauchsseitigen Schwankungen unterliegt, muss sie kontinuierlich überwacht und im Bedarfsfall durch korrektive Eingriffe wieder ausgeglichen werden. Hierfür erbringen die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Systemdienstleistung der Leistungs-Frequenz-Regelung. Diese umfasst in Deutschland die Vorhaltung und den Einsatz der drei Reservequalitäten Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserve. Diese werden im englischen Sprachgebrauch auch als frequency containment reserve (FCR – Primärregelreserve) sowie frequency restoration reserves (FRR) unterschieden nach automatischer (aFRR - Sekundärregelreserve) und manueller (mFRR - Minutenreserve) Aktivierung bezeichnet.

Ende 2017 wurde auf Basis der Strombinnenmarktverordnung im Amtsblatt der Europäischen Union die Verordnung 2017/2195/EU zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (Guideline Electricity Balancing) veröffentlicht. Die Leitlinie zielt auf die Etablierung eines funktionierenden und liquiden grenzüberschreitenden Binnenmarkts im Bereich der Leistungs-Frequenz-Regelung und des Ausgleichensystems. Sie trifft dabei unmittelbare Vorgaben zu den von den Mitgliedsstaaten umzusetzenden Regel- und Ausgleichensystemen.

Ausgelöst u. a. durch die Guideline sind aktuell viele nationale und internationale Entwicklungen auf dem Gebiet des Regel- und Ausgleichensystems ersichtlich, darunter auch die im November 2020 in Deutschland erfolgte Einführung des Regelarbeitsmarktes (RAM) und die damit einhergehende separate Beschaffung von Regelleistungsvorhaltung und Regelenergie. Mit der Einführung wurde die Erwartung verbunden, dass der Wettbewerb für Regelreserve zunehmen und infolgedessen die Arbeitspreise (AP) sinken würden. Diese Erwartungen haben sich laut der Bundesnetzagentur (BNetzA) und den ÜNB allerdings nicht erfüllt. Vielmehr konnte seit Betriebsaufnahme des RAM insbesondere ein Mangel an zusätzlichen Geboten ohne Zuschlag bei der Vorhalteauktion und eine Kontrahierung von Arbeitsgeboten mit extrem hohen Preisen beobachtet werden, so dass sich die BNetzA kurzfristig entschieden hat, ohne vorherige Marktconsultation eine Preisobergrenze einzuführen bzw. die bestehende technische Preisobergrenze deutlich auf 9.999 €/MWh und somit auf eine nicht technisch begründete Obergrenze herabzusetzen.

Die Entwicklungen auf dem RAM und hier insbesondere das Preisniveau, die Liquidität und die Marktstruktur sind jedoch weiterhin Gegenstand einer auch öffentlich intensiv geführten Debatte. Dabei sind allerdings teilweise Mängel im Verständnis des rationalen Verhaltens von Akteuren am RAM erkennbar.

Vor diesem Hintergrund hat die EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) Consentec mit einer fachlichen Aufbereitung der Thematik beauftragt. Neben einer grundsätzlichen Beschreibung des Designs des RAM sollen hierbei auch Einflussfaktoren und deren Wirkungszusammenhänge auf das Preisniveau, die Liquidität und das Bieterverhalten analysiert und beschrieben werden. Zusätzlich sollen Möglichkeiten zur Untersuchung der Marktstruktur am RAM diskutiert werden.

Aus diesem Grund ist das Gutachten in zwei Teile untergliedert. Der erste Teil befasst sich mit einer Erklärung der Zusammenhänge für rationales Bieterverhalten. Hierzu werden die Einflussfaktoren auf sowie die Hintergründe zu Gebotsstrategien für Anbieter von Regelreserve erörtert (Kapitel 3 und 4) und anschließend in Kapitel 5 die Auswirkung der Abrufwahrscheinlichkeiten

(auf Basis historischer Daten) auf die Gebotshöhe erklärt. Teil 2 des Gutachtens behandelt in Kapitel 6 Einflussfaktoren auf die Angebotssituation sowie in Kapitel 7 eine Diskussion möglicher Ansätze zur Bewertung der Marktstruktur auf dem RAM.

2 Einleitung

2.1 Kurzeinführung und Historie

In Deutschland wird zwischen der Vorhaltung von Regelreserve und deren Abruf unterschieden. Vor Einführung des RAM wurde ein kombiniertes Zuschlagsverfahren angewendet. Anbieter von Regelreserve haben kombinierte Gebote abgegeben, die neben der Angabe der angebotenen Leistung sowohl eine Vergütung für die Vorhaltung der Leistung als auch eine Vergütung bei Abruf in Form des Arbeitspreises enthalten haben. Ausschlaggebend für den Zuschlag eines Anbieters war im Regelfall der vom Anbieter geforderte Leistungspreis. Lediglich bei Preisgleichheit des Leistungspreisgebotes wurden Arbeitspreisgebote berücksichtigt.

Mit der Einführung des RAM im November 2020 wurde der Markt für die Vorhaltung und den Abruf in einen Regelleistungsmarkt (RLM) und einen RAM unterteilt. Zwar können auf dem RLM weiterhin kombinierte Gebote in Form eines Leistungs- und Arbeitspreis abgegeben werden, der Arbeitspreis wird bei Auswahl der Gebote aber nicht berücksichtigt und kann zudem nach der Auktion durch den Anbieter beliebig in beide Richtungen angepasst werden. Die Abgabe eines Arbeitsgebotes auf dem RLM erfolgt daher freiwillig. Durch die mögliche Anpassung dieses Gebots über den Zeitverlauf verfügen freiwillig abgegebene Gebote zudem über eine geringe Aussagekraft.

Mit dem RAM, dessen Gate Closure zeitlich möglichst nahe am tatsächlichen Erbringungszeitraum liegt, wurde ein zusätzlicher Markt eingeführt, auf dem präqualifizierte Anbieter reine Arbeitsgebote abgeben können. Auf dem RLM erfolgreiche Anbieter werden verpflichtet, auf dem RAM ein Arbeitsgebot abzugeben. Zudem können allerdings auch Regelreserveanbieter, die zuvor auf dem RLM nicht erfolgreich waren oder nicht teilgenommen haben, Arbeitsgebote auf dem RAM abgeben. Über den Zuschlag am RAM entscheidet – unabhängig von der Frage, ob ein Gebot von einem im RLM bezuschlagten Bieter stammt oder nicht – alleine die Höhe des Arbeitspreisgebots. Sollte das Angebot an Arbeitsgeboten dabei die von den ÜNB nachgefragte Leistung übersteigen, werden die teuersten Gebote auf dem RAM wieder freigesetzt (Gebote von Bietern mit Zuschlag am RLM) bzw. nicht bezuschlagt. Die dahinter stehende Leistung kann somit anderweitig, z. B. am Intradaymarkt, vermarktet, oder für die Portfoliooptimierung der Bieter genutzt werden. Die Vergütung für die Leistungspreisvorhaltung fällt für freigesetzte Gebote weiterhin an.

2.2 Vergleich der Marktdesigns

Die wesentlichen Designmerkmale des kombinierten Marktes sowie des RLM und des RAM sind in Tabelle 2.1 aufgeführt.

Durch die Einführung des RAM hat sich die Produktdefinition der Regelleistungsprodukte nicht geändert: Insbesondere werden aFRR und mFRR weiterhin in 4-Stunden-Blöcken beschafft. Dabei wird wie zuvor zwischen der Ausschreibung positiver und negativer Regelreserve unterschieden. Auch sonstige Produktmerkmale, wie bspw. die Mindestgebotsgröße oder das Produktinkrement, wurden nicht angepasst. Eine Verringerung der Produktlänge auf Viertelstundenprodukte für die Arbeitsgebote ist allerdings seitens der ÜNB mit dem Beitritt zur europäischen Plattform PICASSO für aFRR bzw. MARI für mFRR vorgesehen.

Der frühere kombinierte Markt wie auch der RLM sehen für die aFRR und die mFRR getrennte und somit zeitlich versetzte Auktionen vor, wobei der Markt für aFRR dem für mFRR vorgezogen wird. Hierdurch ist es Anbietern, die auf dem Markt für aFRR nicht erfolgreich waren, möglich,

freie und nicht bezuschlagte Leistung an dem Markt für mFRR anzubieten. Die Auktionen finden jeweils täglich um 9 Uhr (aFRR) bzw. 10 Uhr (mFRR) des Vortages statt.

	Kombinierter Markt	RLM	RAM
Produktscheiben	4h-Stunden-Blöcke		
Produktdifferenzierung	positiv / negativ		
Ausschreibungszeitraum	täglich		
Gate-closure-time	9:00 Uhr d-1 (aFRR) 10:00 Uhr d-1 (mFRR)		60 min vor Produktbeginn (zeitgleich für aFRR und mFRR)
Vergabe	Leistungspreis-Merit-Order		Arbeitspreis-Merit-Order
Vergütung	pay-as-bid		
Preisobergrenze für Arbeitsgebote	±9.999 €/MWh (zuvor 99.999 €/MWh) ³	-	±9.999 €/MWh (zuvor 99.999 €/MWh)
Ersatzarbeitspreise	-	-	ja
Freisetzung	-	ja	

Tabelle 2.1: Vergleich der Marktdesigns zwischen dem kombinierten Markt für Regelreserve sowie dem RLM und RAM

Nach Verkündung des Zuschlags in der RLM-Auktion öffnet der RAM. Auf diesem können Anbieter bis zu 60 Minuten vor Beginn der Lieferperiode des Produkts reine Arbeitsgebote abgeben. Im Gegensatz zur Beschaffung der Leistung finden die Auktionen auf dem RAM für die aFRR und die mFRR allerdings zeitgleich statt. Anbieter von Regelreserve ohne Zuschlag am RLM müssen sich daher entscheiden, für welches Produkt sie ihre Leistung anbieten möchten.

Die Vergütung erfolgt auf allen Märkten nach der pay-as-bid Regel und somit in der Höhe des abgegebenen und von den ÜNB akzeptierten Gebots. Ein Anspruch auf die Vergütung für die Vorhaltung der Leistung entsteht bei Zuschlag. Bei Abruf entsteht zudem ein Anspruch auf Vergütung in Form des Arbeitspreises. Gemäß aktuellen Planungen der ÜNB wird mit der Betriebsaufnahme von PICASSO für die Arbeitspreise eine Vergütung nach der pay-as-cleared Regel eingeführt, somit einheitlich für alle angeforderten Anbieter in Höhe des teuersten aktivierten Gebots.

Mit der Einführung des RAM wurde die zuvor im kombinierten Markt gültige Preisobergrenze (POG) wieder aufgehoben. Die POG für den kombinierten Markt war seitens der Bundesnetzagentur (BNetzA) eingeführt worden, als nach Abschaffung des sogenannten Mischpreisverfahrens äußerst hohe Arbeitspreise aufgetreten sind und die BNetzA durch die POG die Bilanzkreisverantwortlichen vor hohen Ausgleichsenergiepreisen schützen wollte. Mit Einführung des RAM

³ Eine Preisobergrenze von ±9.999 €/MWh wurde erstmalig am 05.01.2018 nach Auftreten hoher Ausgleichsenergiepreise eingeführt. Zudem wurde zwischenzeitlich das Zuschlagsverfahren auf das sogenannte Mischpreisverfahren umgestellt. Nach dessen Abschaffung im Juli 2019 lag die Preisobergrenze bei ±99.999 €/MWh, wurde aufgrund hoher Arbeitspreise am 17.10.2019 erneut auf ±9.999 €/MWh herabgesetzt.

bestand die Erwartung an ein höheres Wettbewerbsniveau und damit einhergehend an geringere Arbeitspreise. Daher wurde die POG zwischenzeitlich auf eine rein technische Preisobergrenze von 99.999 €/MWh angehoben, aufgrund hoher Arbeitspreise mittlerweile aber wieder erneut auf eine zwar als technische POG bezeichnete, aber nicht-technisch begründete Grenze von 9.999 €/MWh herabgesetzt.

Im Sinne eines Fallback-Prozesses sehen die ÜNB bei Ausfall des RAM die Anwendung von Ersatzarbeitspreisen vor. Dies ist notwendig, da in einer solchen Situation nicht gewährleistet ist, dass alle am RLM bezuschlagten Bieter einen Arbeitspreis angegeben haben und dieser ohnehin ohne Aussagekraft wäre. Bei technischen Störungen des RAM werden daher Ersatzarbeitspreise je Anbieter aus dem Mittelwert des vom Anbieter bezuschlagten AP für das jeweilige Produkt und die jeweilige Zeitscheibe über die maximal drei letzten Liefertage mit bezuschlagten Angeboten des Anbieters innerhalb eines Zeitraumes der letzten 30 Kalendertage bestimmt. Falls diese nicht verfügbar sein sollten, weil bspw. der jeweilige Anbieter zuvor noch nicht auf dem RAM für das konkrete Produkt aktiv oder erfolgreich war, wird der Ersatzarbeitspreis aus dem Mittelwert aller bezuschlagten AP des betroffenen Produkts und der betroffenen Zeitscheibe der letzten drei Liefertage gebildet.

Auf dem RLM erfolgreiche Angebote sind verpflichtet, ein Gebot auf dem RAM abzugeben. Das jetzige Marktdesign des RAM sieht hierbei eine sogenannte Freisetzung vor. Damit wird der Umstand beschrieben, in dem die Leistung von auf dem RLM erfolgreichen Anbietern wieder freigesetzt wird, da auf dem RAM günstigere Arbeitsgebote von Anbietern leistungspreisfreier Gebote abgegeben wurden. In solchen Situationen erhalten die erfolgreichen Anbieter des RLM dennoch eine Vergütung für die bezuschlagte Leistung und können ihre Leistung somit wieder anderweitig einsetzen. Hierdurch werden negative Rückwirkungen auf den Intradaymarkt, die durch unnötig gebundene Flexibilität entstehen könnte, möglichst vermieden. Eine weitere denkbare und von der Guideline Electricity Balancing auch abgedeckte Ausgestaltung wäre, die Leistung von auf dem RLM erfolgreichen Anbietern in jedem Fall zu binden, gleichzeitig aber zusätzliche Anbieter auf dem RAM zuzulassen, die sich, abhängig von der Höhe ihrer Arbeitsgebote, in der Abruf-Merit-Order vor die Bieter mit Zuschlag am RLM schieben könnten. Diese Variante ist vorrangig für Länder vorgesehen, die über keinen liquiden Intradaymarkt verfügen. In diesen Fällen würden die ÜNB somit auf eine den tatsächlichen Bedarf gemäß Dimensionierungsregeln übersteigende Regelreserve zurückgreifen können.

3 Kosten für die Bereitstellung und Erbringung von Regelleistung

Für die Anbieter sind die mit der Bereitstellung und Erbringung von Regelreserve verbundenen Kosten ein wesentlicher Parameter bei der Kalkulation des Angebotspreises. Rationale Anbieter werden keine Gebote unterhalb der eigenen Kosten abgeben. Dabei kann zwischen Bereitstellungskosten sowie Erbringungskosten von Regelleistung/-arbeit unterschieden werden.

3.1 Bereitstellungskosten

Unter den Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung sind dabei all jene Kosten zusammenzufassen, die bei Anbietern anfallen, um ihre Einheiten in Betriebsbereitschaft zu versetzen bzw. dafür Sorge zu tragen, dass die Einheiten im Falle eines Abrufs die Regelarbeit auch in der jeweils geforderten Qualität erbringen können. Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung setzen sich dabei sowohl aus tatsächlichen Kosten als auch aus Opportunitäten zusammen.

Typische Beispiele für die **Bereitstellungskosten** sind:

- **Kosten für Vermarktung von must-run-Kapazität, wenn Grenzkosten über dem Spotmarktpreis liegen:** Regelleistung, und hier insb. aFRR, kann schwierig aus dem Stillstand erbracht werden, weshalb viele Anlagen bereits in Betriebsbereitschaft versetzt werden müssen, bevor sie wissen, ob sie zur Erbringung von Regelarbeit abgerufen werden. Anlagenspezifisch ist daher häufig eine zeitgleiche Vermarktung der Mindestleistung (bei Angebot positiver Reserve) oder der Mindestleistung zuzüglich der vorgehaltenen Regelleistung (bei Angebot negativer Reserve) am Spotmarkt notwendig. Dies führt dann zu Kosten, wenn die Grenzkosten eines Betreibers über dem Spotmarktpreis liegen.
- **Anfahrkosten:** Für Anbieter können auch die Anfahrkosten relevant werden, wenn die zur Erbringung von Regelleistung vorgesehene Anlage zuvor nicht am Netz war und in den Betriebszustand versetzt werden muss. Anfahrkosten sind hingegen nicht den Bereitstellungskosten zuzuordnen, wenn die Anlage schnellstartbar ist und die Anfahrt erst bei Anforderung von Regelleistung seitens der ÜNB notwendig werden würde. In diesen Fällen zählen die Anfahrkosten zu den Erbringungskosten.
- **Kosten für die Besicherung von Regelleistung:** Anbieter von Regelreserve sind dazu verpflichtet, für unvorhergesehene Situationen, in denen sie Regelreserve, bspw. aufgrund von Störungen, nur eingeschränkt erbringen können, Besicherungsleistung vorzuhalten. Neben der Besicherung durch zusätzliche Anlagenleistung aus dem eigenen Portfolio gibt es die Möglichkeit, hierfür bilaterale Verträge mit Besicherungsgebern abzuschließen, bei denen es sich um Akteure mit Anlagen handelt, die ebenfalls zur Erbringung von Regelreserve präqualifiziert sind.
- **Erwartungswert von Pönalen für Nichterbringung aufgrund techn. Störungen:** Anbieter können Situationen nicht ausschließen, in denen die Störung so kurzfristig auftritt, dass auch die Besicherungsleistung den Ausfall nicht mehr rechtzeitig kompensieren kann. In der Konsequenz sind Pönalen zu zahlen. Das hiermit verbundene Risiko werden Anbieter als Erwartungswert bei ihren Gebotsabgaben berücksichtigen.

- **Kosten für IT und Personal:** Des Weiteren fallen Kosten für das Personal sowie für die IT-Infrastruktur an. Als Bereitstellungskosten gelten diese Kosten allerdings nur, wenn sie laufend bzw. abhängig von einer Auktion anfallen. Einmalige Investitionen beispielsweise in die IT-Infrastruktur zählen aber nicht zu den Bereitstellungskosten.⁴
- **Opportunitäten:** Opportunitäten (entgangene Gewinne), die mit der Bereitstellung von Regelreserve verbunden sind, ergeben sich im Wesentlichen durch die notwendige Freihaltung des Regelbandes. Anbietern ist es nicht möglich, dieses Leistungsband anderweitig zu vermarkten. Opportunitäten bestehen, wenn Anbieter mit dieser Leistung bei alternativen Vermarktungsstrategien Gewinne erzielen könnten.

Die Höhe der Opportunitäten sind anbieter- und anlagenspezifisch deutlich unterschiedlich und hängen von den möglichen Einsatzfeldern sowie sonstigen Eigenschaften, wie den variablen Stromerzeugungskosten, ab. Wesentliche Opportunitäten bei der Freihaltung des Regelbandes können bspw. entgangene Stromhandelsgeschäfte, geringere Einnahmen aus der Wärmevermarktung, Nutzen aus dem Ausgleich des eigenen Bilanzkreises zur Verringerung von Ausgleichsenergiebelastungen sowie die Bereitstellung von Besicherungsleistung sein. Eine detaillierte Beschreibung möglicher Intraday-Opportunitäten wurde bereits im Gutachten von Prof. Weber vorgenommen (Weber 2015). Zwar fokussiert dieses auf Opportunitäten, die durch vom ÜNB angeforderten Redispatchmaßnahmen hervorgehen, die Grundüberlegungen gelten aber auch für die hier vorliegende Fragestellung.

- **Anwendung von Ersatzarbeitspreisen:** Sollte der RAM aufgrund technischer Schwierigkeiten nicht stattfinden, werden die Leistungsgebote der auf dem RLM erfolgreichen Anbieter für die finale MOL übernommen. Eine Freisetzung ist für diese Anbieter nicht mehr möglich, weshalb auch die angebotene Leistung nicht mehr anderweitig vermarktet werden kann. Somit ergeben sich für diese Anbieter höhere Bereitstellungskosten.

Die EAP werden auf Basis von Arbeitspreisen der letzten erfolgreich auf dem RAM durchgeführten Auktionen gebildet. In diesen dürften sich die anbieter- und situationsspezifischen Bereitstellungskosten widerspiegeln, die unter anderem vom damaligen Niveau des Spotmarktes getrieben sein könnten. Bei der aktuellen Bestimmung der EAP ist es hingegen nicht möglich bzw. vorgesehen, die aktuelle Situation auf dem Spotmarkt zu reflektieren. Insbesondere in Situationen, in denen die Opportunitäten für Anbieter gegenüber dem für die EAP herangezogenen Referenzzeitraum stark angestiegen sind und die Bereitstellungskosten für Anbieter zunehmen, können die EAP diese Kosten nicht genau reflektieren.

Für das spätere Verständnis der Diskussion der Gebotsstrategien ist es wichtig zu verstehen, dass Bereitstellungskosten nicht ausschließlich dem kombinierten Markt bzw. dem RLM zuzurechnen sind, sondern auch für Anbieter auf dem RAM anfallen. Hinsichtlich der Zeiträume, in denen Bereitstellungskosten anfallen, gibt es bezüglich des kombinierten Marktes auf der einen und dem RLM sowie dem RAM inkl. Freisetzung auf der anderen Seite wesentliche Unterschiede, die schematisch in Bild 3.1 dargestellt sind.

⁴ Bei einmalig notwendigen Investitionen (z. B. für einen Markteintritt) handelt es sich um sunk cost. Diese werden nicht in Gebotsstrategien berücksichtigt, sondern Anbieter werden deckungsbeitragsmaximierende Gebote abgeben.

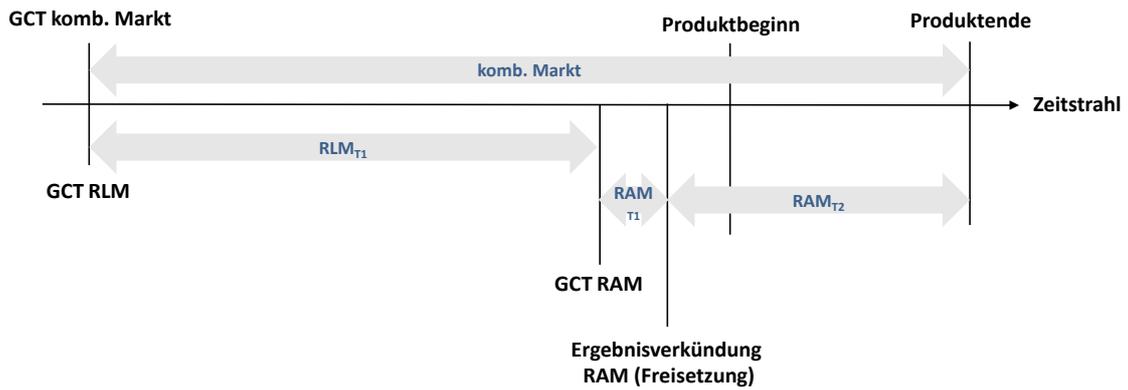


Bild 3.1: Zeiträume, in denen Bereitstellungskosten anfallen können, da Anbieter bspw. keine Alternativgeschäfte über den Produktzeitraum durchführen können.

Auf dem kombinierten Markt erstreckt sich der Zeitraum, in dem die Bereitstellungskosten auftreten, von der Gate Closure Time (GCT) des kombinierten Marktes bis zum Produktende. Dies umfasst jegliche Kosten, die damit verbunden sind, dass der Anbieter gewährleisten kann, dass das vermarktete Leistungsband zwischen dem Produktbeginn und Produktende zur Verfügung steht, wie bspw. Anfahrkosten oder notwendige Aufwendungen für die Besicherung. Dies umfasst auch Opportunitäten. So darf ein Anbieter – unabhängig von einem Abruf – über den gesamten Zeitraum keine Geschäfte abschließen, die sich auf den Zeitraum des Produktes beziehen und dazu führen könnten, dass die vermarktete Regelreserve im Falle eines Abrufs nicht zur Verfügung steht. Opportunitäten können bei allen alternativen Vermarktungsstrategien anfallen, deren Abschluss nach der GCT des kombinierten Marktes liegt. Dies betrifft bspw. den day-ahead-Markt, den gebotszonenübergreifenden Intradaymarkt (SIDC), den deutschen Intradaymarkt oder alle sonstigen Vermarktungsmöglichkeiten. Diese Bereitstellungskosten haben Anbieter bei ihrer Gebotsabgabe auf dem kombinierten Markt in der Vergangenheit jeweils berücksichtigt.

Für Anbieter auf dem RLM sowie dem RAM unterteilt sich der Zeitraum, in dem Bereitstellungskosten anfallen, auf die in Tabelle 3.1 gezeigten Zeitbereiche. Mit den Zeiträumen werden Zeitbereiche abgegrenzt, in denen die Leistung für den gleichen Lieferzeitraum (Produktzeitraum) nicht für Handelsaktivitäten zur Verfügung steht, woraus insbesondere Opportunitäten resultieren.

Zeitraum	Zeitbereich	Relevant für
RLM_{T1}	GCT RLM bis GCT RAM	auf dem RLM erfolgreiche Anbieter
RAM_{T1}	GCT RAM bis Ergebnisverkündung RAM	auf dem RLM erfolgreiche Anbieter und Anbieter leistungspreisfreier Gebote
RAM_{T2}	Ergebnisverkündung RAM bis Produktende	auf dem RAM erfolgreiche Anbieter

Tabelle 3.1: Zuordnung der Zeiträume, in denen Bereitstellungskosten anfallen, zu Anbietern.

Das aktuelle Marktdesign sieht eine Freisetzung der Gebote der erfolgreichen Anbieter des RLM vor, wenn es ausreichend günstigere leistungspreisfreie Gebote gibt. Bei der Gebotsabgabe auf dem RLM müssen Anbieter daher zunächst nur die Bereitstellungskosten im Zeitraum RLM_{T1} in ihren Geboten berücksichtigen. Der Zeitraum RLM_{T1} umfasst alle Bereitstellungskosten, die mit

Gebotsabgabe auf dem RLM verbunden sind. Auf dem RLM erfolgreiche Anbieter sind allerdings dazu verpflichtet, auch ein Gebot auf dem RAM abzugeben.

Ab dem Zeitpunkt der GCT des RAM gibt es hinsichtlich der Bereitstellungskosten keine Unterscheidung zwischen den auf dem RLM erfolgreichen Anbietern und den Anbietern leistungsfreier Gebote auf dem RAM. Ob Anbieter auf dem RAM einen Zuschlag erhalten oder freigesetzt werden, erfahren sie jeweils erst nach der Ergebnisverkündung des RAM. Diese erfolgt spätestens 30 Minuten nach der GCT des RAM und somit bis zu 30 Minuten vor Produktbeginn. In diesem Zeitraum fallen die Bereitstellungskosten RAM_{T_1} an. Der Zeitraum RAM_{T_1} umfasst somit alle Bereitstellungskosten, die mit einer Gebotsabgabe auf dem RAM verbunden sind. Erhalten Anbieter auch auf dem RAM einen Zuschlag, verlängert sich der Zeitraum, in dem Bereitstellungskosten anfallen, bis zum Produktende (RAM_{T_2}). Dies gilt für alle Anbieter mit Zuschlag auf dem RAM und somit sowohl für auf dem RLM erfolgreiche Anbieter als auch für leistungsfreie Gebote.

Für Gebote auf dem RAM ist der Zeitraum RLM_{T_1} nicht mehr von Belang. Bereitstellungskosten, die in diesem Zeitraum angefallen sind, wie bspw. day-ahead-Opportunitäten sowie alle Opportunitäten zwischen dem RLM und der Zuschlagsverkündung des RAM, entfallen für diese Anbieter. Im Umkehrschluss werden Anbieter allerdings die Opportunität des RAM bei diesen Alternativgeschäften einpreisen.

Bis zur Ergebnisverkündung des RAM sind die Anbieter auf dem RAM im Unklaren, ob ihre Leistung benötigt wird und müssen entsprechend das Leistungsband freihalten. Je nach Typ der Anlage, die für die Erbringung der Regelreserve vorgesehen ist, und abhängig von Gradienten müssen Anbieter die Anlage in Betriebsbereitschaft versetzen, so dass Anfahrkosten als Teil der Bereitstellungskosten anfallen können.

Werden sie allerdings freigesetzt, ist es ihnen zumindest möglich, ihre dann freigesetzte Leistung am Intradaymarkt (oder bei sonstigen Alternativgeschäften, wie bspw. der Wärmeerbringung) zu veräußern. Dies betrifft den Zeitraum zwischen der Ergebnisverkündung und dem Produktende und somit einen Zeitraum von 4,5 Stunden (RAM_{T_2}). Zudem wären ggf. auch weitere Aufwendungen, wie bspw. Anfahrkosten, nicht mehr notwendig.

Die Opportunitäten für Anbieter entsprechen jeweils den entgangenen (erwarteten) Deckungsbeiträgen der durch die Angebotsabgabe nicht mehr zur Verfügung stehenden (attraktivsten) Handlungsalternativen. Sie sind abhängig von den einem Anbieter zur Verfügung stehenden Vermarktungs- und Nutzungsalternativen wie von seiner Einschätzung von Preisentwicklungen und können deshalb nicht objektiv bestimmt werden.

Abschaffung der Freisetzung

Das jetzige Marktdesign des RAM sieht eine Beschränkung der in die Abruf-Merit-Order aufgenommenen Gebote auf den Regelleistungsbedarf vor. Dadurch kommt es zur Freisetzung am RLM zugeschlagener Leistung, wenn der Bedarf auf dem RAM unter Berücksichtigung von freien Geboten günstiger gedeckt werden kann. Eine weitere denkbare und von der Guideline Electricity Balancing auch abgedeckte Ausgestaltung wäre, die Leistung von allen abgegebenen Geboten am RAM zu binden. In diesen Fällen würde die MOL somit um das Volumen der abgegebenen freien Gebote verlängert, somit mehr Regelarbeitsangebote enthalten, als zum Ausgleich von Ungleichgewichten gemäß aktuellen Dimensionierungsvorschriften benötigen würden.

In jüngerer Vergangenheit wurde diskutiert, ob eine Abschaffung der Freisetzung geeignet wäre, die von Bieter mit Zuschlag im RLM gebotenen Arbeitspreise am RAM abzusenken.

Das Kosten-Nutzen-Verhältnis einer solchen Abschaffung der Freisetzung erscheint aber mit Blick auf die Verbesserung der Situation am RAM und die Folgen für das Stromversorgungssystem als Ganzes höchst fragwürdig. Unstrittig würde die Abschaffung der Freisetzung die Liquidität auf den z. B. für den Ausgleich von EE-Prognosefehlern besonders relevanten Intraday-Märkten reduzieren und damit volkswirtschaftliche Kosten verursachen. Dabei sind auch Situationen nicht auszuschließen, in denen BKV aufgrund der zurückgegangenen Liquidität bekannte Schieflagen in ihren Bilanzkreisen nicht mehr über den Intradaymarkt ausgleichen können. Die fehlende Freisetzung hätte auch Auswirkungen auf alle sonstigen Märkte und Sektoren (bspw. Wärmesektor), an denen Anbieter ihre Leistung potentiell vermarkten könnten oder die durch einen Einsatz von den Anlagen beeinflusst werden.

Demgegenüber steht ein höchst fragwürdiger Nutzen, gerade vor dem Hintergrund, dass aktuell der RAM durch einen Mangel an freien Geboten geprägt ist. Für die Bieter am RLM würde sich ohne Möglichkeit der Freisetzung die Kalkulation der Bereitstellungskosten für Regelleistungsgebote verändern, da z. B. Opportunitäten immer bis zum Ende des Lieferzeitraums eines Produktes einzukalkulieren wären. In der Folge ist nicht auszuschließen, dass es zu einer – für sich genommen aber nicht unbedingt nutzenerhöhenden bzw. wohlfahrtssteigernden – Verschiebung zwischen gebotenen Arbeits- und Leistungspreisen kommt. Bei einem Absinken der Arbeitspreise wird das Angebot am RAM für Bieter ohne Zuschlag am RLM aber eher unattraktiver als im Status quo. Mit einem verstärkten Angebot ist dort also durch eine Abschaffung der Freisetzung nicht zu rechnen.

Insgesamt erscheint die jetzige Form der Freisetzung für das deutsche Energiesystem und insbesondere mit Blick auf den liquiden Intradaymarkt daher sinnvoll zu sein.

3.2 Erbringungskosten

Neben den Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung fallen darüber hinaus auch Kosten bei der Erbringung von Regelarbeit an. Unter diese Kategorie sind alle Kosten zu zählen, die erst bei Anforderung von Regelarbeit seitens der ÜNB anfallen. Auch diese Kosten setzen sich im Wesentlichen aus tatsächlichen Kosten und aus Opportunitäten zusammen.

Beispiele für **Erbringungskosten** sind:

- **Variable Kosten:** Unter den variablen Kosten der Stromerzeugung werden alle Kosten verstanden, die bei der Erbringung von Regelarbeit anfallen. In erster Linie handelt es sich hier-

bei um Brennstoffkosten, Kosten für CO₂-Emissionszertifikate, Hilf- und Betriebsstoffe, Verschleiß, etc. Bei schnellstartbaren thermischen Einheiten sind zudem Anfahrkosten als Teil der Erbringungskosten möglich.

Bei der Erbringung negativer Regelarbeit sind auch Erlöse bzw. negative Kosten möglich, da durch den Abruf Brennstoffkosten eingespart werden. Bei KWK-Anlagen ist zudem die Wärmeauskopplung relevant. Für Betreiber von KWK-Anlagen kann auch bei der Erbringung von negativer Regelreserve Kosten entstehen, wenn die Wärme alternativ bereitgestellt werden muss und dies bspw. über einen Spitzenlastkessel erfolgt, dessen Einsatz variable Kosten verursacht.

- **Erwartungswert von Pönalen für Nichterbringung aufgrund techn. Störungen:** Vergleichbar wie bei der Bereitstellung von Regelreserve, können auch beim Abruf kurzfristige Störungen, wie bspw. ein Startversagen, auftreten, die nicht von der Besicherungsleistung abgedeckt sind. In der Konsequenz sind Pönalen zu zahlen. Das hiermit verbundene Risiko der Pönalen ist ebenfalls als ein Teil der Erbringungskosten zu zählen.
- **Anwendung von Ersatzarbeitspreisen:** Bei der Anwendung von Ersatzarbeitspreisen sind für die Anbieter neben den bereits diskutierten Bereitstellungskosten auch Erbringungskosten möglich. Anbieterspezifisch werden individuelle EAP bestimmt die ebenfalls die Position der Gebote in der MOL bestimmen. Die dabei angewendeten EAP können von den tatsächlichen variablen Kosten eines Anbieters abweichen und diese insbesondere auch unterschreiten. Dies gilt vorrangig für Anbieter, die vorher noch nicht für das Produkt geboten haben und für die der EAP auf Basis der Gebote aller Anbieter bestimmt wird. Aber auch für Anbieter, für die der EAP auf Basis der Gebote der letzten Auktionen gebildet wird, können die EAP unter den variablen Kosten liegen. Dies gilt bspw. wenn sich das Portfolio des Anbieters oder die Marktsituation deutlich geändert haben und er von den letzten Auktionen abweichende Anlagen zur Erbringung der Regelreserve vorsieht.
- **Opportunitäten:** Auch durch den Abruf von Regelarbeit können Opportunitäten beim Regelreserveanbieter anfallen. Diese sind stark von der eingesetzten Anlage abhängig.

Bei Speichereinheiten hat der Abruf Auswirkungen auf den Speicherfüllstand und somit auf dessen Energiegehalt. Bei Erbringung positiver Regelarbeit leert sich der Speicher, bei Erbringung negativer Regelarbeit füllt sich dieser. Dies beeinflusst Geschäfte zum späteren Zeitpunkt wie beispielsweise einen notwendigen Stromhandel, um den Speicherfüllstand wieder in seine Ausgangsposition zurückzubringen oder entgangene Gewinne, da die aus dem Speicher entnommene Energie nicht mehr verkauft werden kann. Durch die Befüllung des Speichers bei Erbringung negativer Regelarbeit sind – analog wie bei den eingesparten Brennstoffkosten thermischer Anlagen – auch hier negative Kosten möglich sind. Vorzeichen und Höhe der Opportunität bestimmen sich somit aus dem Wert der Füllstandsänderung (bei hydraulischen Anlagen auch häufig als „Wert des Wassers“ bezeichnet).

Auch bei nicht-Speichereinheiten können Opportunitäten anfallen. Werden zur Erbringung von Regelarbeit nicht-disponible EE-Anlagen eingesetzt, ergeben sich bei Drosselung der Einspeiseleistung (Abruf negativer Regelreserve) Opportunitäten aus der entgangenen Marktprämie. Sollten nicht-disponible EE-Anlagen hingegen zur Erbringung positiver Regelarbeit eingesetzt werden, müssten sie bereits gedrosselt am Netz betrieben werden. In diesen Fällen würde sich durch die Drosselung ebenfalls Kosten aus der entgangenen Marktprämie ergeben, allerdings würden diese bereits bei der Vorhaltung von Regelreserve ent-

stehen und sind somit den Bereitstellungskosten zuzurechnen. Der Abruf der positiven Regelreserve würde dann zu negativen Kosten führen, da Anlagenbetreiber dann wieder die Marktprämie erhalten würden.

Opportunitäten sind auch bei KWK-Anlagen bei der Erbringung negativer Regelarbeit möglich, wenn die Wärme nicht anderweitig bereitgestellt werden kann und für den Betreiber entgangene Erlöse aus der Veräußerung der Wärme anfallen.

Bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen sind ebenfalls Opportunitäten durch einen Verbrauchsverzicht oder eine -verschiebung möglich. Diese wiederum sind stark abhängig von der Art der Verbraucher, wie beispielsweise deren Einbindung in Produktionsprozesse und die Auswirkungen eines Abrufs auf den Betriebsablauf.

4 Gebotsstrategien

Anbieter werden stets versuchen, deckungsbeitragsmaximierende Gebote abzugeben. Dies bedeutet, dass rationale Anbieter in jedem Fall Gebote oberhalb der eigenen Bereitstellungs- und Erbringungskosten abgeben werden. Diese Kosten stellen somit für Anbieter Gebotsuntergrenzen dar.

Momentan wird der Regelreserveabruf gemäß der pay-as-bid Preisregel vergütet. Rationale Anbieter werden daher – von ihrer individuellen Risikopräferenz und der Markteinschätzung abhängige – Markups in ihren Geboten aufnehmen, so dass diese einen wesentlichen Bestandteil der Gebotsstrategie darstellen. Der Gebotspreis dürfte dabei in hohem Maße von den Einschätzungen und Präferenzen der jeweiligen Anbieter abhängig sein und ist somit nicht objektiv zu bestimmen. Höhere Gebotspreise müssen aus Anbietersicht aber nicht zwangsläufig zu einer Erhöhung des Deckungsbeitrags führen, da die Abruf- und Zuschlagswahrscheinlichkeiten sinken können.

4.1 Kombiniertes Markt

Auf dem kombinierten Leistungs- und Arbeitsmarkt vor Einführung des RAM hat sich der erwartete Deckungsbeitrag für Anbieter wie folgt ergeben:

$$eDB_{\text{komb}} = ZWK(LP) [(LP - BK_{\text{komb}}) + (AP - AK) * T(AP)]$$

Wobei

eDB_{komb} = erwarteter Deckungsbeitrag am kombinierten Markt

ZWK = Zuschlagswahrscheinlichkeit

LP = Leistungspreis

BK_{komb} = Bereitstellungskosten zwischen GCT kombiniertem Markt und Produktende

AP = Arbeitspreis

AK = Abruf-/Erbringungskosten

T = mittlere Abrufdauer

Anbieter werden die LP und AP so wählen, dass diese gemäß der individuellen Erwartungshaltung den Deckungsbeitrag maximieren, im Erwartungswert aber mindestens die Bereitstellungs- und mögliche Abrufkosten übertreffen. Der LP beeinflusst dabei unmittelbar die Zuschlagswahrscheinlichkeit ZWK. Je höher der vom Anbieter gewählte LP, desto mehr nimmt die Zuschlagswahrscheinlichkeit entsprechend ab.

Im Falle eines Abrufs sind weitere Erlöse in Form des Arbeitspreises AP abzgl. der Abruf- bzw. Erbringungskosten AK möglich. Ob und wie lange ein Anbieter abgerufen wird, wird unter anderem durch den Arbeitspreis selbst bestimmt. Bei der aFRR ist dabei zu berücksichtigen, dass ein Abruf lediglich einige wenige Zeitpunkte (im Extremfall nur wenige Sekunden) umfassen kann, während ein Abruf bei der mFRR – zumindest bei der in Deutschland überwiegend durchgeführten Fahrplanaktivierung – jeweils über 15 Minuten erfolgt. Die mittlere Abrufdauer T vereint somit Informationen zur Abrufwahrscheinlichkeit und Abruflänge und bezieht sich auf die jeweilige Produktlänge.

Einen Zuschlag vorausgesetzt, können unterschiedliche Kombinationen zwischen dem LP und AP für Anbieter dabei zum selben Deckungsbeitrag führen. Die Zuschlagswahrscheinlichkeit sowie die mittlere Abrufdauer werden stark von den Mitbewerbern beeinflusst. Dieselbe Kombination

aus Leistungs- und Arbeitspreis können in unterschiedlichen Zeiträumen zu deutlich unterschiedlichen Erwartungserlösen führen. Akteure müssen daher stets Annahmen über die Gebotsabgaben ihrer Mitbewerber treffen.

Da aufgrund des Designs des kombinierten Marktes die Auswahl der eingehenden Angebote ausschließlich auf Basis des Leistungspreises erfolgte, lag auf diesen ein hoher Preisdruck. In der Praxis waren daher in der Vergangenheit äußerst niedrige LP⁵ zu beobachten. Anbieter haben ihre Gebotsstrategien so gewählt, dass nicht nur die Abrufkosten, sondern zumindest Teile der Bereitstellungskosten über die erwarteten Erlöse aus Arbeitspreisen gedeckt wurden. In solchen Situationen spricht man auch von einer Quersubventionierung des Leistungspreises durch den Arbeitspreis.

Diese Strategie ist für Anbieter allerdings mit einem höheren Risiko behaftet, da in Zeiträumen ohne Abruf bei Anbietern Kosten anfallen, denen keine Erlöse gegenüberstehen. Diese Strategie ist für Anbieter daher nur über längere Zeiträume (und wenn tatsächlich irgendwann ein Abruf erfolgt) lohnenswert.

4.2 Getrennter Regelleistungs- und Regelarbeitsmarkt

Beim aktuellen Marktdesign mit getrennten RLM und RAM muss hinsichtlich der Strategien zwischen Geboten auf dem RLM sowie Geboten auf dem RAM differenziert werden.

Für Gebote auf dem RLM ist ausschließlich der LP relevant. Zwar können Anbieter auch bereits auf dem RLM ein AP-Gebot abgeben, welches bei Zuschlag direkt für den RAM übernommen wird (und zudem nachträglich noch angepasst werden kann), dies ist aber nicht verpflichtend und hat keine Auswirkungen auf die Zuschlagsentscheidung auf dem RLM. Somit müssen sich die Anbieter bei der Gebotsabgabe auf dem RLM noch nicht detailliert mit dem sich anschließenden RAM auseinandersetzen bzw. stellt die Möglichkeit der Abgabe eines Arbeitspreises lediglich ein Komfortfeature dar.

Anbieter können auch ohne Zuschlag auf dem RLM ein reines Arbeitsgebot am RAM abgeben. Daher werden die Anbieter nie einen Leistungspreis unter den Bereitstellungskosten anbieten, die mit einer Gebotsabgabe auf dem RLM verbunden sind. Dementsprechend werden die Anbieter mindestens die Bereitstellungskosten im LP berücksichtigen, die sich ihnen bis zur GCT des RAM ergeben (RLM_{T1}).

Vernachlässigt man die Wahrscheinlichkeit der Anwendung von Ersatzarbeitspreisen und mögliche Auswirkungen gemäß den Erwartungen nicht kostendeckender Gebote (aufgrund der Preisobergrenzen) im Regelarbeitsmarkt, ergibt sich folgender erwarteter Deckungsbeitrag am RLM:

$$eDB_{RLM} = ZWK(LP) * (LP - BK_{RLM,T1})$$

Wobei

eDB_{RLM}	erwarteter Deckungsbeitrag am RLM
ZWK	Zuschlagswahrscheinlichkeit
LP	Leistungspreis
$BK_{RLM,T1}$	Bereitstellungskosten im Zeitraum RLM_{T1} (GCT RLM bis GCT RAM)

⁵ Im Extremfall um die 0 €/MW/h.

Mit diesen Überlegungen kann die Gebotsuntergrenze für den LP ausgerechnet werden, den Anbieter auf jeden Fall erhalten müssten ($eDB_{RLM} = 0$).

$$LP \geq BK_{RLM,T1}$$

Da erfolgreiche RLM-Bieter zu einer Gebotsabgabe am RAM verpflichtet sind, würden sie in Situationen, in denen der erwartete maximale Deckungsbeitrag auf dem RAM negativ ist (da Bereitstellungs- und Erbringungskosten aufgrund der POG oder niedriger Abrufwahrscheinlichkeiten nicht eingespielt werden können), das Mindestgebot am RLM um den fehlenden Deckungsbeitrag am RAM erhöhen.

Auch das Risiko einer Funktionsstörung des RAM werden Anbieter berücksichtigen. In diesen Fällen ist keine erneute Gebotsabgabe am RAM möglich, mit der die situationsabhängigen Bereitstellungs- und Erbringungskosten für Regularbeit bepreist werden könnten. Stattdessen werden für die Anbieter Ersatzarbeitspreise berechnet, die evtl. nicht kostendeckend sind. Erwartete negative Deckungsbeiträge aus der Anwendung von Ersatzarbeitspreisen werden zu entsprechenden Zuschlägen auf den geforderten Leistungspreis führen.

Der RAM ist in den ersten 4 Monaten etwa zwanzigmal ausgefallen. Wesentliche anfängliche Probleme wurden zwar mittlerweile behoben, wodurch nun das Risiko einer Funktionsstörung deutlich geringer ist, dennoch sind aktuell weitere Ausfälle des RAM in der Praxis ersichtlich. So sind bspw. am 23. und 24. Juni erneut signifikante technische Probleme aufgetreten. Inwieweit EAP von den Anbietern bei der Gebotsabgabe betrachtet werden, ist offen.

Zwar fallen für zugeschlagene Anbieter auf dem RLM auch die Bereitstellungskosten im Zeitraum bis zur Ergebnisverkündung auf dem RAM ($BK_{RAM,T1}$) sicher an, da die Anbieter ein AP-Gebot auf dem RAM abgeben müssen, die damit verbundenen Kosten können die Anbieter aber auch in dem AP auf dem RAM geltend machen. Ihnen entsteht dadurch gegenüber RAM-Anbietern ohne RLM-Zuschlag auch kein Nachteil, da auch diese entsprechende Bereitstellungskosten haben und einpreisen müssen.

Für die Auktion auf dem RAM ergibt sich der erwartete Deckungsbeitrag sowohl für Anbieter leistungspreisfreier Gebote als auch für bereits auf dem RLM bezuschlagte Anbieter wie folgt:

$$eDB_{RAM} = -BK_{RAM,T1} + [-BK_{RAM,T2} + (AP - AK) * T(AP)] * W'keit_{Zuschlag}(AP)$$

Wobei

eDB_{RAM}	erwarteter Deckungsbeitrag auf dem RAM
$BK_{RAM,T1}$	Bereitstellungskosten im Zeitraum RAM_{T1} (GCT RAM bis Ergebnisverkündung)
$BK_{RAM,T2}$	Bereitstellungskosten im Zeitraum RAM_{T2} (Ergebnisverkündung bis Produktende)
AP	Arbeitspreis
AK	Abruf-/Erbringungskosten
T	mittlere Abrufdauer
$W'keit_{Zuschlag}$	Zuschlagswahrscheinlichkeit

Abhängig von der Bieter einschätzung der Zuschlagswahrscheinlichkeit $W'keit_{Zuschlag}(AP)$ und der mittleren Abrufdauer $T(AP)$ sowie den eigenen Bereitstellungs- und Abrufkosten können Bieter daraus das deckungsbeitragsmaximierende Arbeitspreisgebot ermitteln.

Solange die Bereitstellungs- und Erbringungskosten am RAM im Erwartungswert erzielt werden können, der erwartete Deckungsbeitrag also positiv ist, gibt es hinsichtlich der Gebotsstrategien

zum AP keine Unterscheidung zwischen Anbietern von leistungspreisfreien Geboten, die ausschließlich ein Arbeitsgebot abgeben, und den erfolgreichen Anbietern des RLM. Ist – infolge einer bindenden Preisobergrenze oder zu geringer Abrufdauer – der erwartete Deckungsbeitrag eines Anbieters hingegen für alle zulässigen Arbeitspreise negativ, werden Anbieter von leistungspreisfreien Geboten nicht anbieten, während am RLM erfolgreiche Anbieter ein den erwarteten (wiewohl negativen) Deckungsbeitrag maximierendes AP-Gebot abgeben werden. Dieses Gebot entspricht aufgrund der Abhängigkeit der mittleren Abrufdauer vom Arbeitspreis nicht unbedingt der Preisobergrenze.

Anbieter können aufgrund der kürzeren GCT die Opportunität besser quantifizieren, was im Vergleich zum kombinierten Markt zu volatileren AP führen dürfte, da sich die Preisschwankung der letzten Handelsstunden unmittelbar im AP widerspiegeln. Hierdurch sind ggf. aber auch niedrigere AP denkbar, da das Risiko hoher Opportunitäten aufgrund der höheren Vorlaufzeit beim kombinierten Markt nicht mehr eingepreist werden müssen.

5 Abrufwahrscheinlichkeit und Einfluss auf Regelarbeitsgebote

Bei der Gebotsabgabe auf dem RAM werden Anbieter unter anderem die mittlere Abrufdauer berücksichtigen, wie in Kapitel 4 gezeigt. Denn je höher die mittlere Abrufdauer und damit auch die Abrufwahrscheinlichkeit ist, desto niedriger ist die Gebotsuntergrenze für den AP, da Anbieter mit einer höheren Wahrscheinlichkeit ihre Bereitstellungskosten wieder einspielen können.

Im Gegensatz hierzu führt eine geringe Abrufwahrscheinlichkeit bei ansonsten gleichbleibenden Rahmenbedingungen zu höheren Gebotsuntergrenzen für die AP, was insgesamt zu einem höheren Arbeitspreisniveau führen dürfte. In Bild 5.1 sind die jährlichen Abrufmengen für die aFRR und mFRR, jeweils unterschieden hinsichtlich der Abrufrichtung, dargestellt.

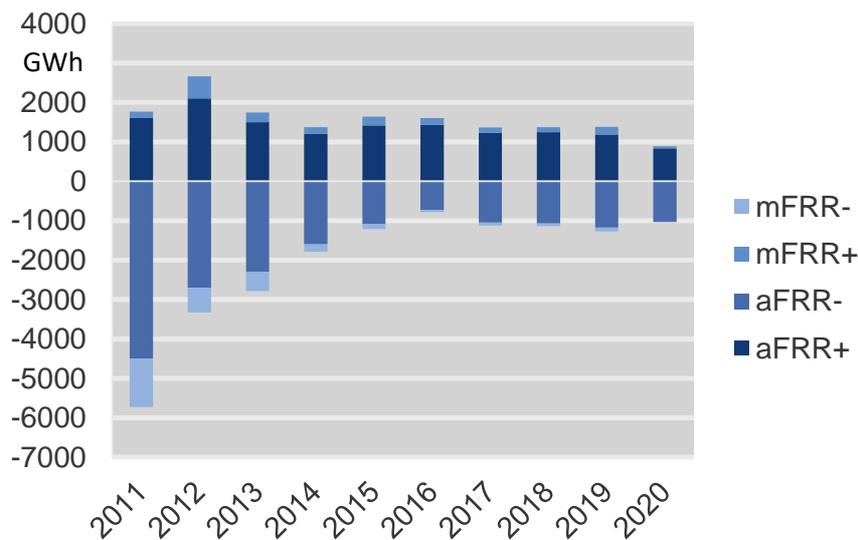


Bild 5.1: Jährliche Abrufmengen für die aFRR und mFRR (Quelle: smard.de sowie Monitoringberichte der BNetzA)

Die jährlichen Abrufmengen sind seit 2011 deutlich gesunken, bewegen sich seit 2016 aber auf einem weitgehend konstanten Niveau. Während in 2011 noch insgesamt etwa 7,5 TWh Regelarbeit, vorwiegend in negativer Richtung, abgerufen wurde, sind es seit 2016 im Durchschnitt lediglich 2,4 TWh. Die geringsten Abrufmengen sind mit etwas weniger als 2 TWh in 2020 aufgetreten. Dabei ist insbesondere auch ersichtlich, dass mFRR nicht mehr regelmäßig zum Ausgleich von Systembilanzungleichgewichten eingesetzt wird. Wurde in 2011 noch etwa 1,4 TWh an mFRR abgerufen, betrug der Wert in 2020 nur 73 GWh. Der Hintergrund besteht darin, dass mFRR heute fast ausschließlich zum Ausgleich hoher Ungleichgewichte genutzt wird, während in der Vergangenheit mFRR auch genutzt wurde, um die aFRR möglichst schnell abzulösen (Consentec, 2018, S. 15ff).

Die Gründe für den Rückgang der jährlichen Abrufmengen sind vielfältig und sowohl auf Änderungen im Verhalten der BKV als auch auf Weiterentwicklungen auf dem Gebiet der Leistungs-Frequenz-Regelungen im Allgemeinen zurückzuführen. In den letzten Jahren haben die ÜNB die Prozesse zur Beherrschung von Ungleichgewichten sowohl innerhalb Deutschlands als auch in Zusammenarbeit mit ausländischen ÜNB weiterentwickelt. So werden mittlerweile im Rahmen des Netzregelverbundes (NRV) in Deutschland, sowie der International Grid Control Cooperation (IGCC) in einem Großteil des den Synchronverbund Kontinentaleuropa umfassenden Netzgebietes gegenläufige Ungleichgewichte saldiert und der regelzonenübergreifende Abruf von Regelreserven unterschiedlichen Vorzeichens möglichst vermieden. Durch die Einführung der Platt-

formen PICASSO und MARI voraussichtlich innerhalb des Jahres 2022 wird auch der Abruf regelzonenübergreifend organisiert. Hierdurch verringern sich zwar nicht die insgesamt notwendigen Abrufmengen aller an den Plattformen mitwirkenden Regelzonen, die Einführung der Plattformen dürfte aber Auswirkungen auf die mittleren Abrufdauern von in Deutschland bezuschlagten Geboten haben, in Abhängigkeit von dem Kostenverhältnis der deutschen zu ausländischen Geboten.

Gleichzeitig haben auch BKV die Prozesse der Bilanzkreisbewirtschaftung angepasst und insbesondere ihre Prognosen verbessert. So ist es mittlerweile gängig, Witterungsbedingungen in die Prognosen zu integrieren oder den Verbrauch bzw. die Einspeisung der vom Bilanzkreis umfassten Kunden durch Lastgangzähler in Echtzeit zu überwachen. Zudem stehen BKV vermehrt kurzfristige Möglichkeiten zur Verfügung, auf bekannte Abweichungen innerhalb des Bilanzkreises zu reagieren. Insbesondere der Intradaymarkt hat in den letzten Jahren deutlich an Liquidität gewonnen, wodurch es BKV möglich ist, erkannte Schieflagen ihrer Bilanzkreise bis kurz vor Echtzeit auszugleichen. Zeitgleich sind auch die Abrufe von Regelarbeit zurückgegangen.

In den zurückliegenden Jahren hat sich dabei auch gezeigt, dass die BKV bei der Einhaltung ihrer Bilanzkreistreue im hohen Maße auf wirtschaftliche Anreize und somit unmittelbar auf die Ausgleichsenergiepreise (AEP) reagieren (Consentec 2019, Eicke et al. 2020). Lag das Niveau der AEP in der Größenordnung oder sogar unter üblichen Marktpreisen, konnte die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie für BKV mit wirtschaftlichen Vorteilen verbunden sein. Dabei konnten im Zeitraum des sogenannten Mischpreisverfahrens, in denen äußerst niedrige Arbeitspreise und somit auch AEP aufgetreten sind, systematisch höhere Ungleichgewichte im deutschen Netzregelverbund festgestellt werden, die insbesondere im Juni 2019 in erheblichem Umfang aufgetreten sind. Die BNetzA hat als Reaktion auf die hohen Ungleichgewichte ein Aufsichtsverfahren gem. §65 EnWG gegen sechs Bilanzkreisverantwortliche eröffnet und z. T. schon abgeschlossen. Bei einem Bilanzkreisverantwortlichen hat sich der Anfangsverdacht nicht bestätigt. Zudem wurde die Ausgleichsenergiepreisberechnung dahingehend überarbeitet, dass der AEP nun auch die Börsenpreise des untertägigen Stromhandels und hier in erster Linie des börslichen Intraday-Viertelstundenhandels stärker berücksichtigt (Börsenpreiskopplung). Die Börsenpreiskopplung wurde im Juni 2020 eingeführt und hat die Anreize der BKV zur Bilanzkreistreue weiter gestärkt.

Für die Gebotsfindung ist für Anbieter von Regelreserve wesentlich die mittlere Abrufdauer entscheidend, die wiederum maßgeblich von der Position in der Merit-Order-List (MOL) bestimmt wird. In Bild 5.2 ist die mittlere Abrufdauer bei der aFRR für das Jahr 2020 abhängig von dieser Position dargestellt. Für diese und folgende Auswertungen wurden die öffentlich verfügbaren historischen aFRR-Abrufe in sekundlicher Auflösung von regelleistung.net verwendet.

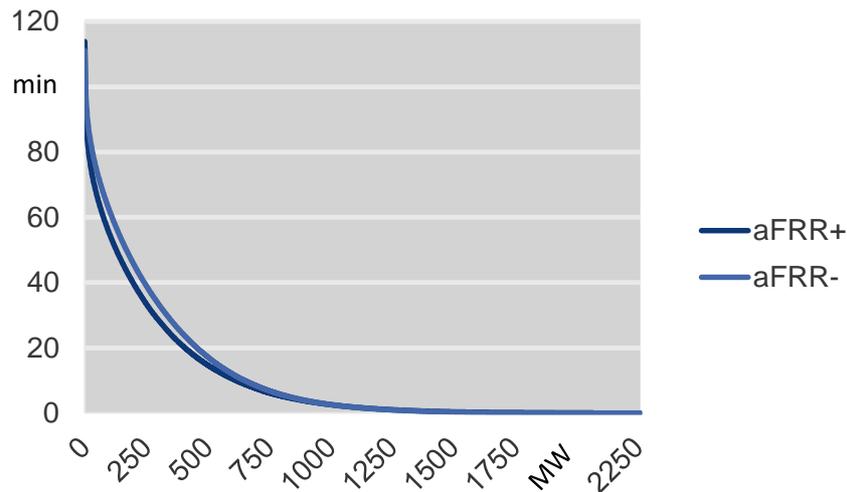


Bild 5.2: Mittlere Abrufdauer je 4h-Produkt bei der aFRR in Abhängigkeit von der Position in der MOL in 2020 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf EnBW-Auswertungen von regelleistung.net-Daten)

Im Durchschnitt haben die ÜNB in 2020 etwa 2.000 MW aFRR beschafft. Das jeweils erste Gebot in der MOL kann damit rechnen, dass es über den 4h-Produktzeitraum im Erwartungswert für etwa 113 Minuten abgerufen wird (114 Minuten für aFRR+, 111 Minuten für aFRR-), was ungefähr 50 % der Produktzeit ausmacht.

Je weiter hinten sich ein Gebot in der MOL befindet, desto mehr nimmt die mittlere Abrufdauer ab. Während ein Gebot an der Stelle 100 MW im Mittel über die aFRR+ und aFRR- noch mit grob einer Stunde mittlerer Abrufdauer kalkulieren kann, beträgt die mittlere Abrufdauer von Geboten, die in der MOL an der Stelle 500 MW liegen, bereits nur noch etwa eine Viertelstunde pro Vier-Stunden-Intervall. Ab etwa 1.250 MW ist die mittlere Abrufdauer geringer als eine Minute.

Im Vergleich zeigt Bild 5.3 die analoge Auswertung für die mFRR auf Basis der öffentlich verfügbaren historischen mFRR-Abrufe in viertelstündlicher Auflösung von regelleistung.net.

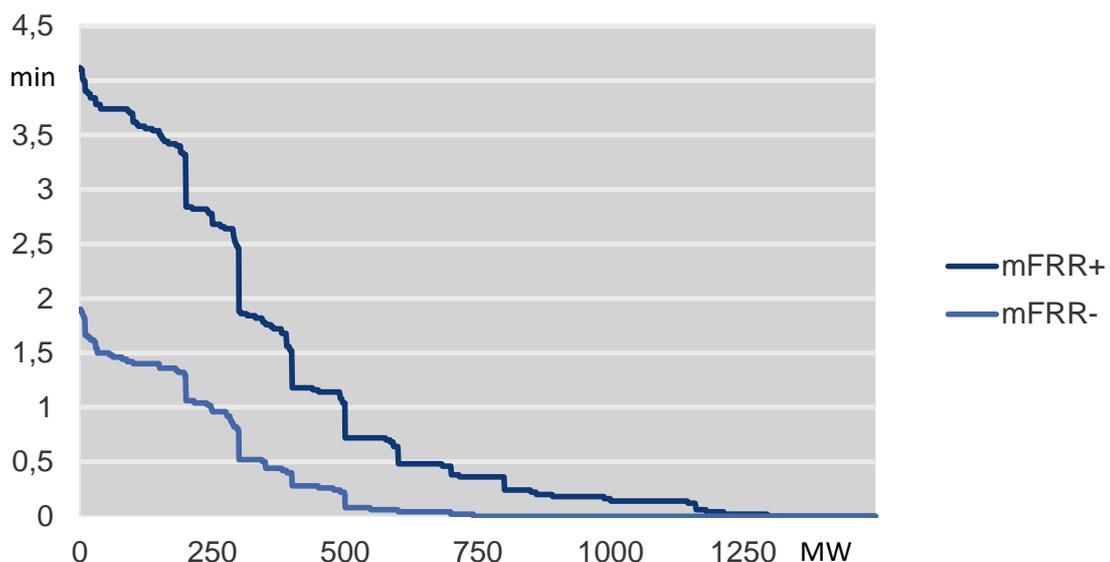


Bild 5.3: Mittlere Abrufdauer je 4h-Produkt bei der mFRR in Abhängigkeit von der Position in der MOL in 2020 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf EnBW-Auswertungen von regelleistung.net-Daten)

Die mittleren Abrufdauern bei der mFRR sind im Vergleich zur aFRR deutlich niedriger und weisen aufgrund des Abrufs der mFRR von im Regelfall einer gesamten Viertelstunde (bei der aFRR können Gebote auch nur wenige Sekunden abgerufen werden) verbunden mit der geringen Anzahl an Abrufen eine ausgeprägte Stufencharakteristik auf. Des Weiteren sind – zumindest in dem hier ausgewerteten Zeitraum 2020 – deutliche Unterschiede zwischen den mittleren Abrufdauern der positiven und negativen mFRR auszumachen.

Bezogen auf den 4h-Produktzeitraum wird das erste Gebot in der MOL im Durchschnitt für positive mFRR für 4 Minuten, für negative für 2 Minuten abgerufen. Ab Stelle 250 MW der MOL beträgt die mittlere Abrufdauer bei der positiven mFRR etwas weniger als 3 Minuten, bei der negativen mFRR weniger als 1 Minute. Der höchste Abruf lag in 2020 bei der positiven mFRR bei 1.300 MW, bei der negativen mFRR bei 740 MW.

Produktabhängig kann es hinsichtlich der mittleren Abrufdauer über den Jahresverlauf deutliche Schwankungen geben, wie das Beispiel der positiven mFRR in Bild 5.4 gezeigt.

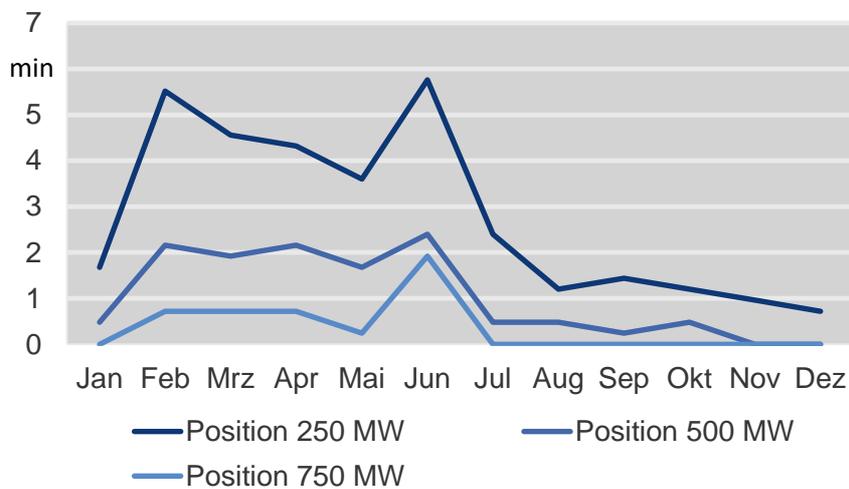


Bild 5.4: Mittlere Abrufdauer je 4h-Produkt am Beispiel der mFRR+ in Abhängigkeit von der Position in der Merit-Order und den Monaten in 2020 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf EnBW-Auswertungen von regelleistung.net-Daten)

Aus der Darstellung ist ersichtlich, dass die mittlere Abrufdauer wenig konstant ist und über den Jahresverlauf stark schwankt. Insbesondere ab Juni 2020 ist die mittlere Abrufdauer stark zurückgegangen. Dies könnte an der bereits diskutierten Einführung der Börsenpreiskopplung liegen, die systematisch die Bilanzkreistreue für BKV gestärkt hat und in deren Folge die Ungleichgewichte zurückgegangen sein könnten. In 2020 gab es ab Juli keinen mFRR-Abruf über 500 MW mehr.

Auf Basis dieser mittleren Abrufdauern, ist es möglich, für eine bestimmte Stelle der MOL jeweils den Mindest-Arbeitspreis zu bestimmen, der im Erwartungswert über einen hinreichend großen Zeitraum ausreichende Erlöse generiert, um einen positiven Deckungsbeitrag zu erzielen, also die mit dem Angebot verbundenen Bereitstellungs- und Abrufkosten (inkl. Opportunitäten) zu decken. Natürlich sind diese Bereitstellungs- und Abrufkosten anbieter- und anlagenabhängig, die an einer bestimmten Stelle der MOL notwendigen Mindest-Arbeitspreise somit bieterindividuell.

Zur Berechnung des Mindestarbeitspreises kann die bereits in Kapitel 4 hergeleitete Formel für den erwarteten Deckungsbeitrag auf dem RAM nach dem AP umgestellt werden.

$$eDB_{RAM} = -BK_{RAM,T1} + [-BK_{RAM,T2} + (AP - AK) * T(AP)] * W'keit_{Zuschlag}(AP)$$

Wird vereinfachend angenommen⁶, dass Anbieter sicher einen Zuschlag erhalten und zudem ein positiver Deckungsbeitrag gefordert ($eDB_{RAM} \geq 0$), ergibt sich für die Gebotsuntergrenze des Arbeitspreises bei einer vorgegebenen Abrufwahrscheinlichkeit/Stelle der MOL:

$$AP \geq AK + (BK_{RAM,T1} + BK_{RAM,T2}) / T(AP)$$

Diese Darstellung reflektiert, dass rationale Anbieter keinen Arbeitspreis unter ihren Abrufkosten wählen werden. Zudem werden sie auf ihre Abrufkosten einen Aufschlag in ihrem Gebot berücksichtigen, der – im Erwartungswert - unter Berücksichtigung der erwarteten Abrufdauer zumindest die Bereitstellungskosten einspielen kann.

Bild 5.5 stellt die Höhe dieses im gebotenen Arbeitspreis unterzubringenden Aufschlags auf die Abrufkosten ($AP - AK$) für unterschiedliche Niveaus von Bereitstellungskosten (in € je MW und Stunde) in Abhängigkeit von der Position in der MOL dar. Jede Kombination aus Arbeitspreis und Abrufwahrscheinlichkeit auf einer Kurve kann dabei dieselben Bereitstellungskosten einspielen und führt über einen hinreichend langen Zeitraum zum selben von den Anbietern anvisierten Zielerlös.

Die aktuell gültige Preisobergrenze ist in der Abbildung berücksichtigt, so dass der maximale AP 9.999,99 €/MWh beträgt. Dabei zeigt sich, dass für Gebote am Ende der MOL selbst mit vergleichsweise niedrigen Bereitstellungskosten von 5 EUR pro MW und Stunde (die auch die entgangenen Gewinne aus der Vermarktung an anderen Märkten beinhalten) und unter Vernachlässigung der Abrufkosten die Mindest-Arbeitspreise über der POG liegen müssten. Zur Veranschaulichung ist in orange zudem die Abrufwahrscheinlichkeit eines Gebotes in Abhängigkeit von der Position in der MOL dargestellt.

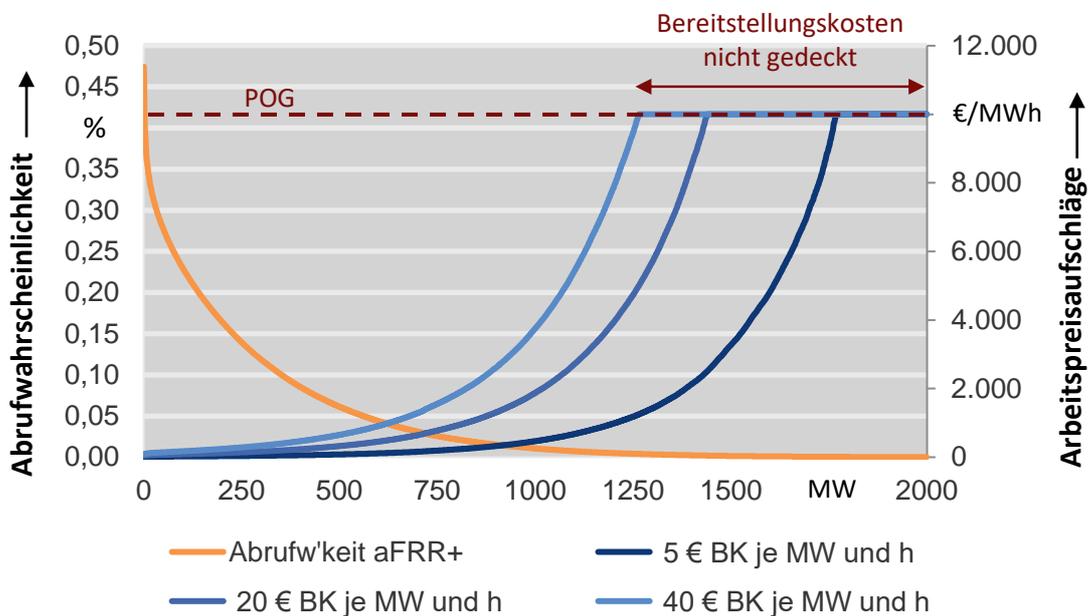


Bild 5.5: Aufschläge auf die Abrufkosten zur Deckung von Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von der Position in der MOL am Beispiel der aFRR+ in 2020 (POG berücksichtigt)

⁶ Durch diese Annahme wird die Höhe des für ein wirtschaftliches Gebot notwendigen Arbeitspreises tendenziell unterschätzt.

An erster Stelle der MOL beträgt die Abrufwahrscheinlichkeit eines Gebots etwa 50 %. Um Bereitstellungskosten von 5 € je MW und Stunde einzuspielen, müssen Anbieter somit einen Aufschlag auf die Abrufkosten von 10 €/MWh in dem Arbeitspreis vorsehen. Betragen die Bereitstellungskosten hingegen 20 € je MW und Stunde, müssen Anbieter diesen Aufschlag auf 40 €/MWh anheben. Diese Überlegungen gehen allerdings davon aus, dass die Position in der MOL feststeht und durch die Höhe des Arbeitspreises nicht beeinflusst wird. In der Praxis dürften höhere Arbeitspreisgebote dazu führen, dass ein Gebot eine weiter hinten liegende Position in der MOL einnimmt und somit die mittlere Abrufdauer und damit auch der erwartete Erlös sinkt.

Aufgrund der mit ansteigender Position in der MOL stark abnehmenden mittleren Abrufdauern steigen auch die Aufschläge auf den Arbeitspreis überproportional an. Würde sich ein Anbieter an der Position von 500 MW in der MOL befinden, müssten seine Gebote bei Bereitstellungskosten von 20 €/MW/h etwa 325 €/MWh betragen. Bei einer Position von 1.000 MW etwa 1.870 €/MWh.

Die Abbildung zeigt auch, dass höhere AP nicht zwingend den Erlös für die Anbieter erhöhen, sondern es für Anbieter auch wirtschaftlich optimal sein kann, niedrigere Gebote abzugeben und somit ihre Abrufwahrscheinlichkeiten und die mittlere Abrufdauer zu erhöhen. Gebote in der Größenordnung der POG dürften hingegen stets am Ende der MOL stehen, sofern sie am RAM den Zuschlag erhalten. Eine Anforderung von den ÜNB zur Regelleistungserbringung wird für solch hohe Gebote in den weit überwiegenden Fällen nicht erfolgen, wodurch diese Gebote einen geringeren Erwartungserlös für Anbieter generieren und ggf. deren Bereitstellungskosten nicht decken können.

In Bild 5.6 ist die analoge Auswertung für Gebotsfindungen ohne POG dargestellt. Es zeigt sich, dass für die exemplarisch betrachteten Bereitstellungskosten zwischen 5 und 40 € je MW und Stunde Aufschläge auf die Abrufkosten von 40.000 €/MWh bis 320.000 €/MWh notwendig wären, um für Gebote an der Stelle 2.000 MW der aFRR+Merit Order positive Deckungsbeiträge zu erzielen.

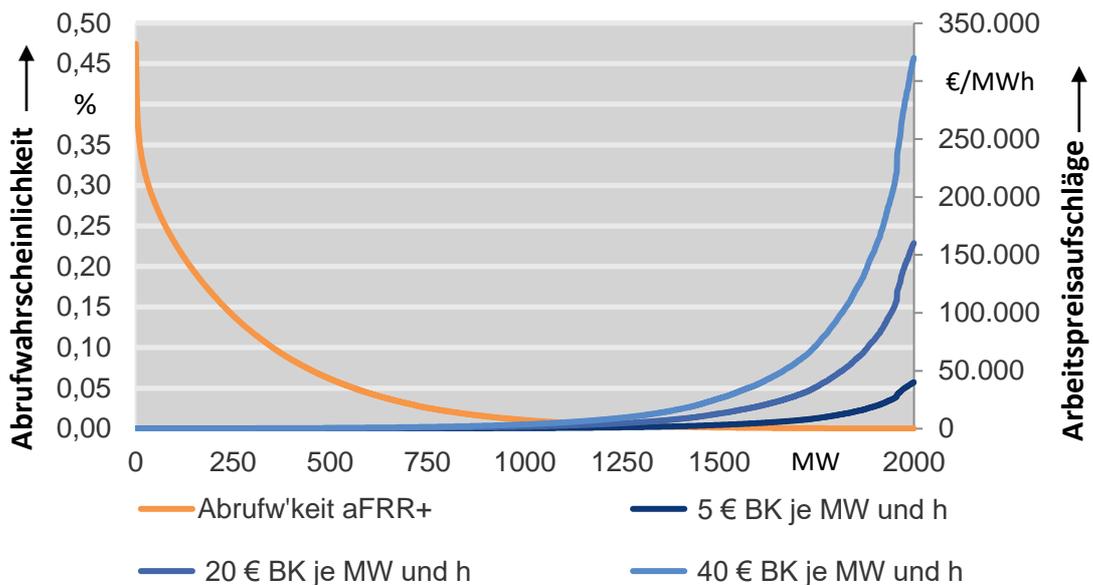


Bild 5.6: Aufschläge auf die Abrufkosten zur Deckung von Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von der Position in der MOL am Beispiel der aFRR+ in 2020 (POG nicht berücksichtigt)

Aus dem Vergleich der Bilder 5.2 und 5.3 (mittlere Abrufdauern der aFRR und mFRR) wird zudem deutlich, dass die Situation bei der mFRR nicht grundsätzlich anders aussehen wird. Wegen der auch am Anfang der MOL deutlich niedriger zu erwartenden Abrufdauern müssen Bereitstellungskosten hier jedoch über die gesamte MOL-Breite mit signifikanten Aufschlägen auf die Abrufkosten refinanziert werden.

Als Erkenntnis aus diesen Betrachtungen lässt sich Folgendes schlussfolgern:

- Arbeitspreisgebote am Ende der MOL in Höhe der ursprünglichen POG von 99.999,99 €/MWh und erst recht in Höhe der heutigen POG von 9.999,99 €/MWh können bei Vorliegen von Bereitstellungskosten inkl. Opportunitäten vollständig rational sein.
- Ein Preiswettbewerb durch leistungspreisfreie Gebote in diesem Bereich der MOL ist nur dann zu erwarten, wenn ausreichend Bieter am RAM mit niedrigen oder nicht vorhandenen Bereitstellungskosten und Abrufkosten unterhalb der POG tätig werden.
- Leistungspreisfreie Gebote am RAM, die auf Positionen der MOL mit deutlich höherer Abrufwahrscheinlichkeit zielen, sind nicht ausgeschlossen. Hierdurch ergäben sich jedoch Rückwirkungen auf die Abrufwahrscheinlichkeit und damit die Mindest-Arbeitspreisgebote der übrigen Bieter.
- Bei Nichtvorliegen o. g. Bedingungen wird das Ende der MOL v. a. durch Bieter mit Zuschlag im Regelleistungsmarkt (und Gebotspflicht im RAM) gebildet, wobei diese Bieter zu erwartende negative Deckungsbeiträge aus dem RAM über entsprechende Aufschläge auf die Gebote im RLM kompensieren werden. Auch wenn die erwarteten Erlöse auf dem RAM nicht mit der Gebotshöhe ansteigen und somit unterschiedliche Gebotsstrategien denkbar sind, werden solche Bieter möglicherweise versuchen, die negativen Deckungsbeiträge durch Gebote in Höhe der POG und die damit verbundene Chance zur Freisetzung und (teilweisen) Vermeidung von Bereitstellungskosten zu minimieren.

6 Einflussfaktoren auf die Angebotssituation am RAM

In der aktuell geführten Diskussion wird der RAM häufig als wenig liquide bezeichnet und dies unter anderem als einer der Gründe aufgeführt, warum momentan hohe AP zu verzeichnen sind. In diesem Zusammenhang wird Liquidität häufig an der Summe der angebotenen Leistung festgemacht.

In Kapitel 5 konnte allerdings bereits gezeigt werden, dass auch vierstellige AP unter Berücksichtigung der momentan zu beobachtenden mittleren Abrufdauern aus Anbieterperspektive nicht nur rational sind, sondern teilweise auch Gebotsuntergrenzen darstellen können, um Zielerlöse zu erreichen, die in der Größenordnung der Bereitstellungskosten liegen. Dennoch dürfte im Grundsatz gelten, dass ein höheres Leistungsangebot sich begünstigend auf das Wettbewerbsniveau und damit verbunden zu einem höheren Preisdruck auf den AP führen dürfte. Nachfolgend werden daher die Einflussfaktoren auf die Angebotssituation des RAM diskutiert.

Potentielle Anbieter von Regelarbeit werden, bevor sie sich dazu entscheiden, am RAM aktiv zu werden, die Attraktivität des RAM bewerten und hierzu eine Markteintrittsanalyse durchführen. Gemäß von den ÜNB veröffentlichten Informationen auf der Internetplattform regelleistung.net sind in Deutschland momentan etwas mehr als 23 GW für die aFRR und mehr als 36 GW für die mFRR präqualifiziert (Stand: September 2020). Diese präqualifizierten Anlagen könnten somit ohne vorherige Investitionen in die Anlagentechnik ihre Leistung am RAM anbieten.

Anbieter werden dabei die im folgenden aufgeführten Merkmale und Eigenschaften des Marktes untersuchen. Des Weiteren müssen bei den grundsätzlichen Überlegungen zum Markteintritt und der Marktattraktivität aber auch berücksichtigt werden, dass der Markt langfristig Investitionen, die für einen Markteintritt notwendig sind, einspielen können muss. Auch wenn für die Überlegungen zur Gebotsstrategie die kurzfristigen Bereitstellungs- und Abrufkosten herangezogen werden, müssen langfristig auch die Investitionen eines Markteintritts verdient werden.

- **Marktpotential:** Wesentlich für die Attraktivität eines Marktes ist das für einen Anbieter bestehende Erlöspotential. Bevor Anbieter sich für eine Teilnahme am RAM entscheiden, werden sie die für sie bestehenden Erlösmöglichkeiten abschätzen. Bezogen auf den RAM umfasst dies vorrangig eine Analyse der Abrufwahrscheinlichkeiten und Abrufdauern sowie des Niveaus der zu beobachtenden Arbeitspreise.

Zudem werden Anbieter eine Wettbewerbsanalyse durchführen und bereits auf dem Markt aktive Anbieter und, sofern möglich, deren Marktanteile bewerten. Dies umfasst auch eine Analyse etwaiger Wettbewerbsvorteile dieser Anbieter. Diese könnten beispielweise darin liegen, dass die Anlagen von bereits auf dem Markt aktiven Anbietern über niedrigere Kosten verfügen und somit bei einem hohen Wettbewerbs- und Preisdruck günstigere Konditionen in Form niedriger Arbeitspreise anbieten könnten.

Laut Aussagen der BNetzA ist der RAM momentan im Wesentlichen auf wenige große Anbieter aufgeteilt⁷. Eine solche Konstellation könnte preistreibend wirken und Kollusion fördern. Allerdings ist auch denkbar, dass das Preisniveau bei Eintritt von wenigen (neuen) Anbietern stark beeinflusst wird, womit die Erlösmöglichkeiten deutlich absinken würden.

⁷ Bundesnetzagentur, Beschluss Az.: BK6-20-370, Änderung der Modalitäten für Regelreserveanbieter (MfRRA) gemäß Art. 18 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EB-VO).

Ebenfalls wesentlichen Einfluss auf das Marktpotential hat die Nachfragestruktur. Die Nachfrage der ÜNB ist preisunelastisch. Das bedeutet, dass die ÜNB einen zuvor fest definierten Bedarf zu jedem Preis beschaffen werden. Bei niedrigem Angebotsniveau können dabei auch hohe Preise auftreten. Niedrigere Arbeitspreise seitens der Anbieter erhöhen hingegen nicht den Absatz. Seit Dezember 2019 bemessen die ÜNB die Regelleistung zwar dynamisch und somit verstärkt situationsabhängig, das Nachfrageniveau kann aber weiterhin als weitgehend konstant beschrieben werden.

Neben der Beschaffung und Vorhaltung von Regelreserve ist für Anbieter auf dem RAM vielmehr die tatsächliche Abrufwahrscheinlichkeit und die Abrufdauer relevant. Wie auch bereits in Kapitel 5 aufgezeigt, unterliegen diese starken Schwankungen und werden auch insbesondere von äußeren Einflüssen, wie bspw. Markteinflüssen und dem Verhalten der BKV bestimmt. Durch die Inbetriebnahme der europäischen Plattformen dürfte sich die Nachfrage nach Regularbeit von in Deutschland befindlichen Anlagen noch einmal ändern, wodurch die Prognosen der Erlösmöglichkeiten seitens der Anbieter von Regelreserve erschwert werden.

- **Stabilität / Dynamik des Marktes:** Weiterer Bestandteil der Marktanalyse ist die Bewertung der Stabilität und der Dynamik des Marktes. Diese Fragestellung umfasst sowohl die auf dem Markt aktiven Akteure als auch die Rahmenbedingungen des Marktes, wie beispielsweise den rechtlich-regulatorische Rahmen.

Auf dem RAM (sowie zuvor generell am Regelreservemarkt für aFRR und mFRR) treten äußerst selten neue Anbieter mit nennenswerten Leistungen auf. Dies zeigt sich an der äußerst niedrigen Anzahl leistungspreisfreier Gebote. Durch die Einführung des RAM und den damit geänderten Anforderungen an die IT, ist die Anzahl der am RAM aktiven Marktteilnehmer im Vergleich zum kombinierten Markt zurückgegangen.

Die Teilnahme an den europäischen Plattformen für den Austausch von Regularbeit erfordert höhere IT-Voraussetzungen als eine Teilnahme am RAM. Anbieter könnten daher eine Teilnahme am RAM mit dem Beitritt zu diesen Plattformen (MARI und PICASSO) planen, wodurch sich der Wettbewerb erhöhen könnte. Momentan wird mit einer Inbetriebnahme von PICASSO und MARI im ersten Quartal 2022 gerechnet (PICASSO Feb. 22, MARI Mrz. 22).

Insgesamt können die Änderungen in der Angebotsstruktur als eher undynamisch bezeichnet werden.

In jüngster Vergangenheit wurden allerdings wesentliche Rahmenbedingungen bei der Beschaffung und der Erbringung von Regelreserve, teilweise induziert durch europäische Verordnungen, teilweise als Reaktion auf nationaler Marktergebnisse, angepasst. Prominentes Beispiel ist bspw. die Einführung des RAM oder auch die Herabsenkung der Preisobergrenze. Des Weiteren wurden aber auch die Produktdefinitionen, die Rahmenverträge sowie die Anforderungen bei der Erbringung von Regularbeit in den letzten Jahren überarbeitet. Zukünftig wird zeitlich abgestimmt mit der Teilnahme an der Plattform PICASSO das europäische Zieldesign eingeführt, welches weitere Änderungen bei der Produktdefinition, wie bspw. die Einführung von Viertelstundenprodukten, die Verkürzung der Vorlaufzeit auf 25 Minuten als auch einen Wechsel der Vergütungsregeln nach pay-as-cleared vorsieht. Insgesamt kann somit von sehr volatilen Rahmenbedingungen auf dem RAM gesprochen werden. Eine robuste Analyse des Marktpotentials wird hierdurch für potentielle Anbieter von Regelreserve deutlich erschwert. In kürzerer Vergangenheit hat sich zudem die Änderungsgeschwindigkeit dieser Rahmenbedingungen stark erhöht, wodurch auch deren Antizipierbarkeit seitens der Marktakteure erschwert wurde.

- **Markteintrittsbarrieren:** Hohe Markteintrittsbarrieren erschweren den Markteintritt und begünstigen bereits auf dem Markt etablierte Anbieter. Für eine Teilnahme am RAM sind insb. technische und prozessuale Anforderungen zu erfüllen.

Gemäß einer Umfrage der BNetzA geben potentielle Anbieter häufig die IT-Infrastruktur als wesentliche Markteintrittsbarriere an. Anbieter könnten die Investitionskosten scheuen, da sie sich unsicher sind, ob die Erlösmöglichkeiten auf dem RAM in der Lage sind, langfristig die Investitionen wieder einzuspielen.

Als prozessuale Hürde wird von den Anbietern häufig die für den RAM notwendige durchgängige Besetzung des Frontoffice genannt, die erforderlich ist, um Gebote auf dem RAM abzugeben sowie auf die Zuschlagsentscheidung seitens der ÜNB zu reagieren.

- **Auswirkungen auf andere Geschäftsfelder:** Zuletzt werden potentielle Anbieter analysieren, ob ein Markteintritt Auswirkungen auf bereits bestehende oder alternative Geschäftsbereiche hat. Diese können dabei sowohl in Synergien als auch in negativen Auswirkungen wie beispielsweise Kannibalisierungen bestehen.

Des Weiteren werden Anbieter analysieren, ob durch eine Teilnahme am RAM wichtige Ressourcen für andere Projekte blockiert werden. Dies betrifft sowohl die Anlagen, die Anbieter potentiell am RAM vermarkten möchten, als auch gebündeltes Personal oder Gelder.

Die für den RAM erforderliche IT-Infrastruktur ist auch für eine Teilnahme an den europäischen Plattformen notwendig. Aufgrund der Einführung des europäischen Zielmodells mit dem Start von PICASSO und damit verbunden auch die Einführung von Viertelstundenprodukten sind die Anforderung seitens PICASSO an die IT-Infrastruktur im Vergleich zum RAM höher. Somit wäre denkbar, dass Anbieter Ressourcen in Form von IT-Personal für PICASSO bündeln werden und somit Synergien heben könnten.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass aktuelle AP (am Ende der Merit Order) zwar vergleichsweise hoch erscheinen, ob diese unter Berücksichtigung der mittleren Abrufdauern ausreichend sind, um erwartete Erlöse (inkl. Opportunitäten) sowie die Markteintrittskosten zu decken, bleibt allerdings offen. Ein Markteintritt könnte zudem aufgrund des gesteigerten Wettbewerbs Auswirkungen auf die AP haben.

Da eine Teilnahme an den europäischen Plattformen höhere IT-Voraussetzungen als eine Teilnahme am RAM erfordert, könnten Anbieter eine Teilnahme am RAM mit dem Beitritt zu den europäischen Plattformen MARI und PICASSO planen. Es ist aber auch denkbar, dass Anbieter zunächst die Entwicklungen nach Inbetriebnahme von PICASSO abwarten, um auf deren Basis eine Eintrittsentscheidung zu fällen. Insofern ist nicht vorhersehbar, inwiefern sich die Angebotssituation auf dem RAM entwickeln wird.

7 Marktstruktur auf dem Regelarbeitsmarkt

In ihrem Beschluss BK6-20-370 zur Einführung einer neuen technischen Preisobergrenze auf dem Regelarbeitsmarkt begründet die BNetzA ihre Entscheidung, für die Arbeitspreise am Regelarbeitsmarkt eine Obergrenze von 9.999,99 €/MWh einzuführen, u. a. mit der zumindest im Segment Regelarbeitsmarkt für aFRR festgestellten hohen Marktkonzentration. Diese wurde in den KW 45 bis KW 49 des Jahres 2020 anhand des Herfindahl-Hirschman-Indexes (HHI) ausgewertet. Die Auswertung erfolgte dabei getrennt für aFRR und mFRR, jeweils für positive und negative Regelarbeit. Alle innerhalb einer Kalenderwoche gehandelten Produkte/Zeitscheiben wurden jeweils in einem HHI-Wert zusammengefasst. Dabei weist die BNetzA jeweils separate HHI-Werte für angebotene Regelarbeit (alle am RAM abgegebenen Angebote) und zugeschlagene Regelarbeit aus. Die bezuschlagte Regelarbeit umfasst diejenigen Gebote, die in die Abruf-Merit-Order für die jeweilige Regelenergiequalität aufgenommen wurden. Dies entspricht für jede Produktzeitscheibe der kleinsten Teilmenge der nach Gebotspreisen aufsteigend (positive Regelarbeit) bzw. absteigend (negative Regelarbeit) gereihten Gebote, die benötigt werden, um die vorgegebene Regelleistungsvorhaltung abdecken zu können.

Dabei liegen die ausgewiesenen HHI-Werte für Regelarbeitsgebote mit Zuschlag ausnahmslos für alle Produkte und alle ausgewerteten Kalenderwochen über den entsprechenden Werten für alle abgegebenen Gebote.

Die Bewertung der Marktstruktur im Bereich der Regelleistungs- und Regelarbeitsmärkte stellt eine bisher von Aufsichtsbehörden und Wissenschaft nicht umfassend gelöste Herausforderung dar. So verzichtet das Bundeskartellamt (Bundeskartellamt, 2017) explizit auf die dafür notwendige Marktabgrenzung und beschränkt sich auf einige grundsätzliche Überlegungen. Auch die Monopolkommission (Monopolkommission, 2019, Rz. 76ff) weist insbesondere auf die Probleme bei der Abgrenzung des relevanten Marktes im Bereich der Regelreserve z. B. aufgrund der zeitlichen Dimension und der Aufteilung auf unterschiedliche Produktzeitscheiben hin, ohne einen konkreten Lösungsvorschlag zu unterbreiten. Explizite quantitative Untersuchungen zur Marktmacht auf dem deutschen Regelenergiemarkt haben den Aspekt des Regelenergieabrufs z. T. sogar vollständig ausgeklammert und sich alleine auf die Leistungspreise konzentriert (Growth et al., 2010).

Vor diesem Hintergrund kann im vorliegenden Gutachten kein umfassender Vorschlag zur Bewertung der Marktstruktur auf den Märkten für Regelreserve im Allgemeinen und dem Regelarbeitsmarkt im Speziellen unterbreitet werden. Nachfolgend soll jedoch auf einige problematische Aspekte im Vorgehen der BNetzA hingewiesen werden:

- So wird von der Monopolkommission (Monopolkommission, 2019) die Auffassung bekräftigt, dass eine Marktabgrenzung aufgrund von Produktzeitscheiben durchgeführt werden sollte. Die Betrachtung über alle Produktzeitscheiben einer Kalenderwoche hinweg erscheint vor diesem Hintergrund zumindest fragwürdig. Sie stellt auch deswegen keine überzeugende Marktabgrenzung dar, weil eine Substituierbarkeit zwischen den Produkten aus unterschiedlichen Zeitscheiben weder angebots- noch nachfrageseitig möglich erscheint.
- Speziell die Berechnung des HHI auf Basis der Teilmenge „zugeschlagener“ Regelarbeitsgebote erscheint inkonsistent. Dass überhaupt nur eine Teilmenge der abgegebenen Gebote am Regelarbeitsmarkt einen Zuschlag erhält - und damit für den Abruf von Regelarbeit zur Verfügung steht - ist nicht der in der Guideline Electricity Balancing (EU) 2017/2195 vorgesehene Standardfall. Dieser bestünde darin, alle abgegebenen Gebote in der Abruf-Merit-Order gemäß der gebotenen Arbeitspreise zu reihen und im Bedarfsfall in dieser Reihenfolge

abzurufen. Artikel 29 (10) der Guideline ermöglicht jedoch, die in die Merit-Order aufgenommenen (und im Zielmodell an die europäischen Plattformen weiterzuleitenden) Gebote auf ein Mindestvolumen, das mindestens der Höhe der Regelleistungsvorhaltung entsprechen muss, zu beschränken. Darüber hinausgehende Gebote können wieder freigegeben werden („Nicht-Zuschlag“). In Deutschland wird von dieser Sonderregelung Gebrauch gemacht, um die Liquidität auf dem Intraday-Markt durch den Regelarbeitsmarkt nicht negativ zu beeinflussen. Es ist aber festzuhalten, dass aus dem Zuschlag alleine, also der Aufnahme in die Abruf-Merit-Order, für die Anbieter noch kein Nutzen entsteht. Zahlungen des gebotenen Arbeitspreises werden erst dann fällig, wenn die angebotene Regelarbeit tatsächlich abgerufen wird. Andererseits muss die hinter den Geboten stehende technische Flexibilität exklusiv für die Erbringung von Regelarbeit vorgehalten werden, wodurch Bereitstellungskosten entstehen. Nicht zugeschlagene Bieter hingegen können diese Bereitstellungskosten vermeiden und/oder ihre Flexibilität anderweitig vermarkten. Es gibt vor diesem Hintergrund keinen sachlichen Grund, die Marktkonzentration für das Subset der zugeschlagenen Arbeitspreisgebote unabhängig vom Abruf auszuwerten. Weder beschreibt dieses Subset die gesamthafte Angebotssituation am Regelarbeitsmarkt noch diejenigen Gebote, die durch ihr Agieren am Regelarbeitsmarkt eine tatsächliche Vergütung erhalten.

- Wie bereits oben aufgeführt, sollten bei der Marktabgrenzung unterschiedliche Produktzeitscheiben aufgrund fehlender Substituierbarkeit separat betrachtet werden. Selbst innerhalb einer Produktzeitscheibe stellen sich bei der Marktabgrenzung jedoch relevante Fragen, wenn Gebote unabhängig vom tatsächlichen Abruf miteinander verglichen werden. In Kapitel 5 wurden unterschiedliche Abrufwahrscheinlichkeiten abhängig von der Position eines Gebotes in der Merit Order analysiert. Aufgrund der enormen Unterschiede in der Abrufwahrscheinlichkeit kann die angebotene Regelarbeit über die gesamte Bandbreite der Merit Order deshalb nicht als homogenes Gut klassifiziert werden. Eine Substitutionsmöglichkeit der Gebote untereinander ist nicht uneingeschränkt möglich. An dieser Stelle unterscheiden sich Fahrplanenergiemärkte und Regelenergiemärkte grundlegend. Während ein Gebot von 1 MW am Fahrplanenergiemarkt für das dort relevante Abrechnungsintervall von 15 Minuten im Falle des Zuschlags immer zu einer Energielieferung von 0,25 MWh führt, können zwei Gebote von 1 MW mit Zuschlag am Regelarbeitsmarkt für eine Zeitscheibe von 4 Stunden abhängig von ihrer Position in der Merit Order zu sehr unterschiedlichen gelieferten Energiemengen – und damit aufgrund der abrufabhängigen Vergütung – auch zu sehr unterschiedlichen Zahlungen an die Anbieter führen. Wie in Abschnitt 4.2 ausgeführt, berücksichtigen die Anbieter die unterschiedlichen Abrufwahrscheinlichkeiten bei rationalem Verhalten in ihren Geboten. Zwei Gebote am Regelarbeitsmarkt beziehen sich deshalb auf – zumindest im Erwartungswert – unterschiedliche zu liefernde Energiemengen und damit unterschiedliche Produkte. Sie sind untereinander nicht substituierbar und bilden deshalb für den Zweck der Messung der Marktkonzentration keinen gemeinsamen Markt. Zugespitzt formuliert: Ein Gebot am Anfang der Merit Order für aFRR mit fast 50 % Abrufwahrscheinlichkeit und ein Gebot am Ende der Merit Order mit einer Abrufwahrscheinlichkeit nahe Null können nicht hinsichtlich ihrer „Eigenschaften, Preise und ihres Verwendungszwecks als austauschbar oder substituierbar angesehen werden“. Genau das ist aber gemäß Bekanntmachung der EU-Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrechts der Gemeinschaft (Europäische Kommission, 1997) die Voraussetzung der Zuordnung zu einem sachlich relevanten Produktmarkt.
- Eine Bewertung der Marktstruktur, die die unterschiedlichen Abrufwahrscheinlichkeiten der Gebote nicht berücksichtigt, erscheint deshalb nicht sachgerecht. Auch wenn die Messung

von Marktkonzentration im Bereich der Regelarbeit dadurch erschwert wird, erscheint sie aber nicht unmöglich. Bei einer separaten Betrachtung pro Abrufintervall (bei mFRR 15 Minuten⁸, bei aFRR wenige Sekunden) und einer Beschränkung der Betrachtung auf die in dem jeweiligen Intervall jeweils abgerufenen Gebote könnte z. B. argumentiert werden, dass zwischen diesen Geboten zumindest nachfrageseitig eine Substituierbarkeit bestanden hat. Dabei kann eine separate Betrachtung von Abrufintervallen damit begründet werden, dass für jedes Abrufintervall, wie auch von den ÜNB (dort mit Blick auf die zukünftigen grenzüberschreitenden Plattformen PICASSO und MARI) selbst dargelegt (ENTSO-E, 2018), ein separates Markt-Clearing durch die Aktivierungs-Optimierungsfunktion der jeweiligen Plattform für den Abruf von Regelenergie stattfindet.

Aus oben genannten Gründen erscheint uns der von der BNetzA gewählte Ansatz für den Nachweis einer problematischen Marktkonzentration auf dem Regelarbeitsmarkt jedenfalls nicht hinreichend begründet.

⁸ Diese Aussage gilt für die Fahrplanaktivierung. Bei der Direktaktivierung können auch andere Abrufintervalle relevant sein.

8 Referenzen

- Prof. Weber (2015), *Berücksichtigung von Intraday-Optionalitäten im Rahmen der Redispatch-Vergütung*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2018/2018_4-Steller/BK8-18-0007/Downloads_2018/BK8-18-0007-A_5Webergutachten_download_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Zugegriffen: 7. Juni 2021.
- Consentec (2018), Verfahren zur dynamischen Bestimmung des Bedarfs für Sekundärregel- und Minutenreserve, https://www.regelleistung.net/ext/download/DOCUMENTS_CONSULTATION_SOGL_DIMENSIONING_Consentec_Tennet_dynRLDim_Gutachten_20180713. Zugegriffen: 7. Juni 2021.
- Consentec (2019), *Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems*, https://www.regelleistung.net/ext/download/REBAP_CONSENTEC_BP_KOPPLUNG. Zugegriffen: 7. Juni 2021.
- Eicke A., Ruhnau O., Hirth, L. (2021), *Electricity balancing as a market equilibrium*, Working Paper, https://www.econstor.eu/bitstream/10419/223062/1/Electricity%20balancing%20as%20a%20market%20equilibrium_Working%20paper.pdf. Zugegriffen: 7. Juni 2021.
- Bundeskartellamt (2017), Beschluss B4 - 80/17: ENBW: Aufstockung der Minderheitsbeteiligung an der MVV Energie AG auf 28,76 Prozent. https://www.bundeskartellamt.de/Shared-Docs/Entscheidung/DE/Entscheidungen/Fusionskontrolle/2018/B4-80-17.pdf;jsessionid=7E33684312594713D66E3DFCA486EF99.2_cid362?__blob=publicationFile&v=5. Zugegriffen: 7. Juni 2021.
- ENTSO-E (2018), Vorschlag aller ÜNB zu Methoden für die Preisbildung von Regularbeit und grenzüberschreitender Kapazität, die für den Austausch von Regularbeit oder das IN-Verfahren gemäß Artikel 30 Absatz 1 und Artikel 30 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. Juli 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem verwendet werden. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-230/BK6-18-230_vorschlag_vom_18_12_2018_de.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Zugegriffen: 22. Juni 2021.
- Europäische Kommission (1997), Bekanntmachung der Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrechts der Gemeinschaft - 97/C 372/03. *Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaft* 40. Jahrgang. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:C:1997:372:FULL&from=HR>. Zugegriffen: 22. Juni 2021.
- Growitsch, C., Höffler, F. und Wissner, Matthias (2010), *Marktmachtanalyse für den deutschen Regelenergiemarkt*. https://www.wik.org/uploads/media/WIK_Diskussionsbeitrag_Nr_337.pdf. Zugegriffen: 7. Juni 2021.
- Monopolkommission (2019), *7. Sektorgutachten Energie: Wettbewerb mit neuer Energie*. <https://www.monopolkommission.de/de/pressemitteilungen/303-7-sektorgutachten-energie-2019.html>.