

**Beschreibung von Regelleistungskonzepten  
und Regelleistungsmarkt**

**Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber**

**(Auftraggeber: 50Hertz Transmission GmbH)**

**27. Februar 2014**

**Consentec GmbH**

Grüner Weg 1  
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

E-Mail [info@consentec.de](mailto:info@consentec.de)

[www.consentec.de](http://www.consentec.de)



## Inhalt

<b>1</b>	<b>Rechtlicher und regulatorischer Rahmen</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Netzzugangsmodell</b>	<b>4</b>
2.1	Organisation des Leistungsbilanzausgleichs	4
2.2	Bilanzkreissystem	5
<b>3</b>	<b>Umsetzung der Leistungs-Frequenz-Regelung</b>	<b>8</b>
3.1	Anforderungen an die Leistungs-Frequenz-Regelung	8
3.2	Regelleistungsarten	9
3.3	Netzregelverbund – national und international	14
<b>4</b>	<b>Beschaffung und Einsatz von Regelleistung und Regelenergie</b>	<b>17</b>
4.1	Präqualifikation von Anbietern	17
4.2	Dimensionierung der Regelleistung	19
4.3	Regelleistungsmärkte	21
4.4	Einsatz von Regelenergie	26
4.5	Abrechnung und Zahlungsströme zwischen Anbietern und ÜNB	28
4.6	Abrechnung und Zahlungsströme zwischen den ÜNB	31
4.7	Transparenzvorgaben	33
<b>5</b>	<b>Ermittlung und Abrechnung von Ausgleichsenergie</b>	<b>36</b>
5.1	Ermittlung und Abrechnung von Ausgleichsenergiemengen	36
5.2	Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises reBAP	37
5.3	Kostenallokationswirkungen und Solidarprinzip	41
5.4	Transparenzvorgaben	43



## 1 Rechtlicher und regulatorischer Rahmen

Neben der Vorhaltung der Netzinfrastruktur für den weiträumigen Stromtransport gehört die Bereitstellung von für den sicheren Betrieb eines Energieversorgungssystems unverzichtbaren Systemdienstleistungen zu den wichtigsten Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Unter diesen Systemdienstleistungen ragt die sogenannte Leistungs-Frequenz-Regelung<sup>1</sup> nicht nur wegen ihrer technischen Komplexität, sondern auch wegen der – im Verhältnis zu den Kosten anderer Systemdienstleistungen wie den gesamten Übertragungsnetzkosten – erheblichen Kostenrelevanz und den Wechselwirkungen mit den Segmenten der Stromerzeugung und des Stromvertriebs heraus. Dementsprechend ist die Leistungs-Frequenz-Regelung bereits seit langem Gegenstand einer intensiven Regulierung, die sich von allgemeinen Richtlinien und Gesetzen über technische Regelwerke bis hin zu konkreten kartellrechtlichen und regulatorischen Festlegungen erstreckt.

Aktuell wird der regulatorische Rahmen für den Bereich der Leistungs-Frequenz-Regelung insbesondere durch nachfolgende Regelwerke und Beschlüsse aufgespannt:

- Auf europäischer Ebene resultieren künftige Vorgaben für den Bereich der Leistungs-Frequenz-Regelung vor allem aus den Netzkodizes zu den Themen „Load Frequency Control & Reserves“ sowie „Electricity Balancing“. Dabei wurden die Netzkodes zu beiden Themen durch die Versammlung des Netzwerks der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber Strom (ENTSO-E) angenommen und an die Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden (ACER) übermittelt. Bis zur Ablösung durch diese Netzkodes nach deren Inkrafttreten definiert darüber hinaus das ENTSO-E Operation Handbook (vormals UCTE Operation Handbook), das eine Sammlung von Betriebsprinzipien und -regeln der europäischen ÜNB darstellt, den europäischen Rahmen für die Durchführung der Leistungs-Frequenz-Regelung.
- Der nationale Rechtsrahmen behandelt Fragestellungen zum Themenkomplex der Regel- und Ausgleichsenergie nicht nur in der spezialisierten Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV), sondern auch direkt im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Dort werden ne-

---

<sup>1</sup> Ergänzend zum Begriff der Leistungs-Frequenz-Regelung wird der Themenkomplex häufig auch über andere Termini wie „Regel- und Ausgleichsenergiesystem“ adressiert.

ben allgemeinen Prinzipien z. B. zur Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen insbesondere auch konkrete Anforderungen an die marktbasierete Beschaffung und Erbringung von Ausgleichsleistungen, insbesondere Regelenergie, definiert. Diese im Verhältnis zu anderen Systemdienstleistungen herausgehobene Regelung auf Gesetzesebene unterstreicht die Bedeutung der Leistungs-Frequenz-Regelung. Die StromNZV trifft auf dieser Basis detailliertere Vorgaben zur Beschaffung, Erbringung und Verrechnung dieser Systemdienstleistung. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) trifft darüber hinaus Regelungen zur Teilnahme von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an Regelenergiemärkten.

- Neben den genannten gesetzlichen Vorgaben sind weitere technische Regularien für den Themenbereich der Leistungs-Frequenz-Regelung relevant. Dies betrifft insbesondere die Präqualifikation für die Erbringung von Regelenergie zugelassener technischer Einheiten. Die entsprechenden Präqualifikationsanforderungen sind ursprünglich im Transmission Code der deutschen ÜNB (letzte Fassung aus 2007) beschrieben. Weiterentwicklungen der Präqualifikationsanforderungen werden mit den Anbietern auf vertraglicher Basis vereinbart, wobei der jeweils aktuelle Stand veröffentlichten Musterverträgen entnommen werden kann. Ebenso werden die Pflichten bilanzverantwortlicher Marktteilnehmer in sogenannten Bilanzkreisverträgen geregelt, deren aktuellste Fassung von den ÜNB ebenfalls als Muster bereitgestellt wird.
- Zusätzlich werden die Marktregeln für die verschiedenen Regelleistungssegmente von der Bundesnetzagentur in entsprechenden Festlegungsverfahren vorgegeben und im Bedarfsfall angepasst. Die letztgültigen Festlegungen resultieren aus dem Jahr 2011. Die Regularien für die Verrechnung von Ausgleichsleistungen an die Marktteilnehmer wurden zuletzt im Jahr 2012 angepasst. Darüber hinaus beeinflusst die Bundesnetzagentur den Prozess der Leistungs-Frequenz-Regelung durch eine Vielzahl weiterer Festlegungen und Vorgaben zu einzelnen Detailfragen.

Dieser kurze Abriss zeigt bereits die Komplexität des für den Bereich der Leistungs-Frequenz-Regelung relevanten Rechts- und Regulierungsrahmens. Damit wird auch nachvollziehbar, dass Beschaffung, Erbringung und Verrechnung dieser Systemdienstleistung einer kontinuierlichen Entwicklung unterliegen. Die nachfolgende Darstellung wurde entwickelt, um Themenfremden, die die Dynamik dieser Entwicklung nur eingeschränkt verfolgen kön-

nen, dennoch einen kompakten und möglichst vollständigen Überblick über die Materie (Stand: November 2013) zu geben.

## 2 Netzzugangsmodell

### 2.1 Organisation des Leistungsbilanzausgleichs

Der stabile Betrieb des Stromversorgungssystems setzt voraus, dass die Leistungsbilanz von Einspeisungen, Entnahmen und Verlusten im Gesamtsystem jederzeit ausgeglichen ist oder nach Auslenkungen aus dem Gleichgewicht im Zeitraum weniger Sekunden wieder in den Gleichgewichtszustand zurückgeführt wird. Überschüssig eingespeister Strom kann nicht als solcher direkt gespeichert werden, und auch das Netz selbst kann – anders als beispielsweise ein Gasversorgungsnetz – keine Energie speichern. Eine indirekte Speicherung etwa durch Pumpen von Wasser aus einem Unter- in ein Oberbecken in Pumpspeicherkraftwerken oder durch andere Speichertechniken ist zwar grundsätzlich möglich, allerdings im heutigen Stromversorgungssystem nur in sehr begrenztem Umfang realisiert. Zudem erfordert auch die Einspeisung in und die Ausspeisung aus Speichern eine aktive Steuerung.

Die Nutzer des Stromversorgungssystems sind somit darauf angewiesen, dass die Leistungsbilanz in sehr kurzen Zeitabständen überwacht und durch geeignete Regelungssysteme im Gleichgewicht gehalten wird. Die Regelungssysteme müssen Zugriff auf steuerbare Einspeisungen oder auch steuerbare Verbrauchseinrichtungen haben, um die Leistungsbilanz gezielt beeinflussen zu können.

Aus technischer Sicht äußert sich die Erhaltung des Leistungsgleichgewichts darin, dass die Netzfrequenz in einem sehr engen Bereich um den Sollwert von 50 Hz herum gehalten wird, wie Bild 2.1 veranschaulicht.

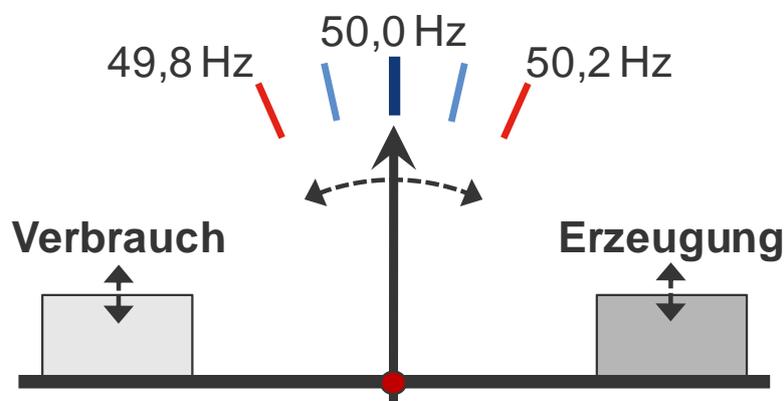


Bild 2.1: Notwendigkeit des Ausgleichs von Verbrauch und Erzeugung im Stromversorgungssystem zur Aufrechterhaltung der Sollfrequenz von 50,0 Hz

Das Entstehen von Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen und somit von Ungleichgewichten der Leistungsbilanz kann auch nicht durch präzise Vorausplanung vermieden werden, da weder die Entnahme durch einzelne Verbraucher oder auch Kollektive von Verbrauchern noch die Einspeisung aus Stromerzeugungsanlagen – insbesondere solchen auf Basis dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien (z. B. Wind und Sonne) – exakt prognostiziert werden kann. Die aktive kontinuierliche Regelung der Leistungsbilanz ist somit für die Stabilität des Versorgungssystems zwingend erforderlich.

Die Verantwortung für diese als Leistungs-Frequenz-Regelung bezeichnete Regelungsaufgabe obliegt in Deutschland gemäß EnWG den vier ÜNB. Jeder ÜNB betreibt hierzu eine Regelzone, innerhalb derer er die Leistungsbilanz durch Einsatz und Koordination verschiedener Regelungsmechanismen kontinuierlich ausgleicht. Mit der technischen Umsetzung dieses Konzepts und der Beschaffung benötigter Regelreserven befassen sich Kapitel 3 und 4 im Detail.

Dieses Konzept der zentralen Regelungsverantwortung durch den ÜNB (oder einen anderen zentralen Akteur) hat sich hierzulande wie auch im Ausland als einzig praxisgerecht und effizient erwiesen, da es einen weitaus geringeren Aufwand an Regelungstechnik und Regelreserven erfordert als das theoretisch denkbare Konzept einer Regelungsverantwortung bei den einzelnen Stromversorgern. Letzteres würde nämlich bedeuten, dass jeder Stromversorger über Echtzeitmesswerte des Verbrauchs aller seiner Kunden und der von ihm verantworteten Einspeisungen sowie über Regelungssysteme und geeignete Regelreserven in Form steuerbarer Einspeisungen und Verbrauchseinrichtungen verfügen müsste. Hiermit wäre ein unverträglich hoher Aufwand verbunden, der die Stromversorger aufgrund von Durchmischungseffekten zudem umso stärker belasten würde, je kleiner ihr Kundenkollektiv ist. Dies wäre somit neben den hiermit verbundenen Ineffizienzen und Risiken für die Stabilität des Gesamtsystems auch aus wettbewerblicher Sicht problematisch.

## 2.2 Bilanzkreissystem

Die Systemregelung ist somit im deutschen Energierechtsrahmen als eine Gemeinschaftsaufgabe angelegt, die jeder ÜNB im Rahmen seiner Systemverantwortung gemäß EnWG für alle Netznutzer innerhalb seiner Regelzone übernimmt und deren Kosten er den Nutzern weiterverrechnet.

Um diese Aufgabe umzusetzen und eine verursachungsgerechte Verrechnung der Regelungskosten zu ermöglichen, bilden Stromversorger und Stromhändler jeweils innerhalb einer Regelzone Bilanzkreise, in denen die von ihnen verantworteten Einspeisungen und Stromhandelsmengen und die Entnahmen der von ihnen versorgten Verbraucher gebündelt werden. Jede Einspeisung, Entnahme und Stromhandelsmenge in einer Regelzone muss jederzeit einem Bilanzkreis zugeordnet sein, um eine vollständige Bilanzierbarkeit zu gewährleisten. Für die Bewirtschaftung eines jeden Bilanzkreises ist ein Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) zuständig.

Durch Bilanzierung der Zählwerte aller Einspeisungen und Entnahmen innerhalb eines Bilanzkreises und unter Berücksichtigung eventueller gegenseitiger Lieferungen zwischen den Bilanzkreisen stellt der für eine Regelzone verantwortliche ÜNB jeweils nach Abschluss eines Liefermonats für jeden Bilanzkreis und für jede (viertelstündliche) Bilanzierungsperiode fest, welches Bilanzungleichgewicht sich ergeben hat. Das Ungleichgewicht eines Bilanzkreises entspricht der Ausgleichsenergie, die der Bilanzkreis in Anspruch genommen hat.

Die BKV sind gemäß StromNZV und Bilanzkreisvertrag verpflichtet, die Bilanzen ihrer Bilanzkreise in jeder Viertelstunde ausgeglichen zu halten. Durch Prognoseabweichungen und andere Ursachen treten jedoch unvermeidlich Ungleichgewichte und somit Ausgleichsenergiebedarf auf. Ein Bilanzkreis, der Ausgleichsenergie aus dem System entnommen hat, wird als unterspeist bezeichnet, und ein Bilanzkreis, der Ausgleichsenergie in das System eingespeist hat, als überspeist. Die Summe der Ungleichgewichte aller Bilanzkreise einer Regelzone entspricht dem Bilanzungleichgewicht der Regelzone, das durch Einsatz von Regelleistung durch den ÜNB ausgeglichen wird. Analog zu den einzelnen Bilanzkreisen wird die Regelzone als unterspeist bezeichnet, wenn insgesamt mehr Ausgleichsenergie entnommen als eingespeist wird; im entgegengesetzten Fall wird sie als überspeist bezeichnet.

Die in Anspruch genommene Ausgleichsenergie wird durch den jeweiligen ÜNB an die BKV abgerechnet, und zwar auf Basis eines für jede Viertelstunde separat ermittelten, mit dem jeweiligen Bilanzkreissaldo zu multiplizierenden Ausgleichsenergiepreises. Dieser Preis, der positiv oder negativ sein kann, wird bundesweit für alle in Anspruch genommenen Ausgleichsenergiemengen (Überspeisungen sowie Unterspeisungen) angewendet. Über den Ausgleichsenergiepreis werden die Kosten, die den ÜNB durch den Einsatz von Regelenergie in der jeweiligen Viertelstunde entstehen, verrechnet (siehe Abschnitt 5.2).

Das Konzept eines (für eine gegebene Viertelstunde) einheitlichen Ausgleichsenergiepreises pro Mengeneinheit impliziert, dass eine Differenzierung nach den Ursachen des Ausgleichsenergiebedarfs der einzelnen Bilanzkreise nicht stattfindet, sondern alle (gleichgerichteten) Bilanzabweichungen pro Mengeneinheit mit demselben Wert belegt werden, unabhängig von der Ursache ihres Entstehens. Insoweit bilden die BKV eine Solidargemeinschaft, in der die über die Ausgleichsenergiepreise verrechneten Kosten der Systemregelung nach Inanspruchnahme aufgeteilt werden, ohne nach den Ursachen des Ausgleichsenergiebedarfs der einzelnen BKV zu differenzieren.

Die Volumina der für eine Viertelstunde abgerechneten positiven und negativen Ausgleichsenergiemengen sind in der Regel weit größer als die in derselben Viertelstunde eingesetzte Regelenergiemenge, da in praktisch jeder Viertelstunde sowohl positive als auch negative Bilanzkreissalden auftreten. Die Bilanzkreise stellen sich insoweit quasi unbewusst gegenseitig Ausgleichsenergie zur Verfügung.

### 3 Umsetzung der Leistungs-Frequenz-Regelung

#### 3.1 Anforderungen an die Leistungs-Frequenz-Regelung

Wie eingangs erläutert, müssen Einspeisung und Entnahme von Energie im Stromversorgungssystem zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Dieser Ausgleich der Systembilanz erfolgt im Grundsatz durch fortwährende und möglichst schnelle Anpassung der Erzeugung bzw. Entnahme regelbarer Einheiten. Dies sind insbesondere – aber nicht ausschließlich – in ihrer Leistungsabgabe schnell regelbare Kraftwerke.

Dieser Ausgleich funktioniert auf mehreren Ebenen:

- Im Systembetrieb treten fortwährend und unvermeidbar kleinere Störungen der Systembilanz z. B. aufgrund des stochastischen, nicht koordinierten Ein- und Ausspeiseverhaltens von Netznutzern auf. Da die Erzeugungsleistung von Kraftwerken wie auch die Entnahme von elektrischen Verbrauchern jedoch nur verzögert angepasst werden können, erfolgt der momentane Bilanzausgleich ausschließlich aus der kinetischen Energie aller im Verbundsystem rotierenden Schwungmassen, insbesondere von Synchrongeneratoren. Bei diesem unselektiven automatischen Prozess werden alle Schwungmassen gleichmäßig abgebremst (Ausspeicherung kinetischer Energie, Leistungsdefizit) oder beschleunigt (Einspeicherung kinetischer Energie, Leistungsüberschuss). Aufgrund der frequenzstarrten Netzkopplung von Synchrongeneratoren geht dieser Prozess direkt mit einem Abfall bzw. einem Anstieg der Netzfrequenz einher. Deren Beobachtung erlaubt somit unmittelbare Rückschlüsse auf die aktuelle Systembilanz auf Verbundebene und dient als ein Trigger für weitergehende Regelungseingriffe.
- Da eine stabile Netzfrequenz ohne größere Auslenkungen vom Sollwert ein wesentliches Merkmal der elektrischen Versorgungsqualität darstellt und starke Abweichungen von der Netzfrequenz technisch nicht toleriert werden können, ist ein Systembilanzausgleich allein über die – ohnehin begrenzte – kinetische Energie der Schwungmassen nicht akzeptabel. Vielmehr muss diese Momentanreserve so schnell wie möglich durch zusätzliche Reserven zum Ausgleich der Systembilanz und zur Rückführung der Netzfrequenz auf ihren Sollwert abgelöst werden. Lediglich sehr kleine Abweichungen der Netzfrequenz unterhalb von 10 mHz – d. h. Schwankungen der Netzfrequenz innerhalb einer Bandbreite von 49,99 Hz bis 50,01 Hz – werden ohne weitere Regeleingriffe toleriert.

Die zur Gewährleistung einer stabilen Netzfrequenz – und damit des Leistungsgleichgewichts im gesamten Synchronverbund – betriebene Leistungs-Frequenz-Regelung der ÜNB hat darüber hinaus eine weitere Aufgabe. Sie stellt sicher, dass die Leistungsbilanz einer Regelzone möglichst gut den vorab zwischen den ÜNB auf Basis der Fahrplananmeldungen der Netznutzer abgestimmten Sollwerten<sup>2</sup> folgt. Zu diesem Zweck betreibt jeder systemverantwortliche ÜNB einen eigenen Leistungs-Frequenz-Regler, der permanent die Leistungsbilanz der Regelzone (anhand der Leistungsflüsse über die Kuppelleitungen) und die Netzfrequenz misst und mit den entsprechenden Sollwerten vergleicht. Im Falle von Abweichungen können dann verursachungsgerecht Reserven aktiviert werden, um Soll- und Istwerte wieder in Übereinstimmung zu bringen.

### 3.2 Regelleistungsarten

Um die Aufgaben der Leistungs-Frequenz-Regelung zu erfüllen, halten die ÜNB Reserve in unterschiedlich schnell aktivierbaren Qualitäten als Regelleistung vor, die im Zeitablauf sukzessive eingesetzt werden (Abruf von Regelenergie). Nachfolgend werden die Eigenschaften und Aufgaben der verschiedenen Reservequalitäten und die Wechselwirkungen untereinander dargestellt. Einen ersten Überblick vermittelt Bild 3.1. Bild 3.2 zeigt ergänzend das Ineinandergreifen der Reservequalitäten im Zeitablauf.

Wesentliche Aufgabe der *Primärregelreserve* (PRL) ist die möglichst schnelle Stabilisierung der Netzfrequenz nach einem Störeignis. Um diese schnelle Reaktion zu gewährleisten und gleichzeitig den von jeder einzelnen beteiligten Einheit zu erbringenden Beitrag möglichst gering zu halten, wird die Primärregelreserve im gesamten Verbundsystem unselektiv und solidarisch aktiviert. Hierdurch möglicherweise hervorgerufene Leistungsflüsse werden bei der Festlegung grenzüberschreitender Übertragungsnetzkapazitäten durch Sicherheitsmargen berücksichtigt.

Die Primärregelreserve ist als Proportionalregelung konzipiert. Ihr Abruf erfolgt damit proportional zur Abweichung der Netzfrequenz von ihrem Sollwert. Da die Aktivierung der

---

<sup>2</sup> So führt die Anmeldung einer Energielieferung von Regelzone A nach Regelzone B zu einer Erhöhung des Leistungsbilanzsollwerts in A und einer entsprechenden Absenkung in der Regelzone B. Innerhalb des gesamten Synchronverbunds muss sich eine ausgeglichene Leistungsbilanz ergeben.

Primärregelreserve alleine durch die verbundweit identische Netzfrequenz gesteuert wird, ist keine zentrale Regeleinrichtung notwendig. Vielmehr erfolgt die Aktivierung durch dezentrale Regeleinrichtungen der beteiligten technischen Einheiten. Dies sind im Wesentlichen die Turbinendrehzahlregler von Kraftwerken.

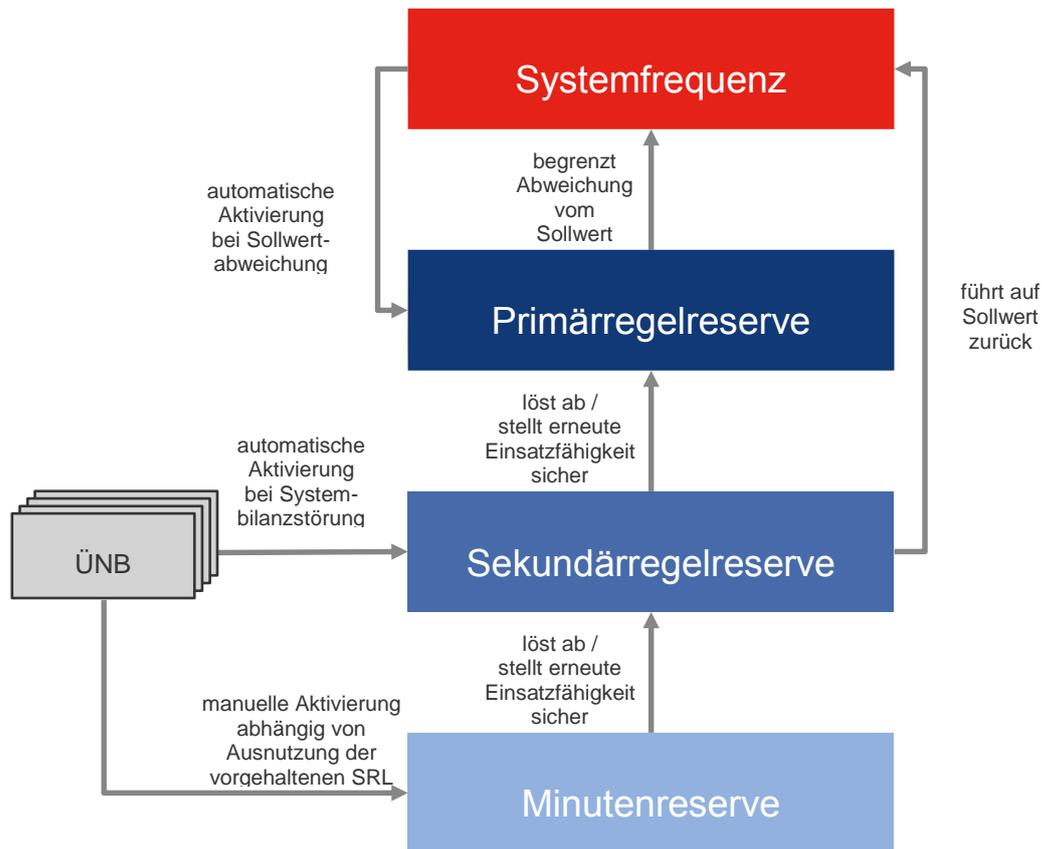


Bild 3.1: Überblick über Einsatz und Aufgaben der verschiedenen Reservequalitäten

Die Präqualifikationsanforderungen in Deutschland (s. Abschnitt 4.1) sehen vor, dass die vollständige Aktivierung der abgerufenen PRL innerhalb von 30 Sekunden möglich sein muss. Dementsprechend kommen als Anbieter von PRL insbesondere thermische und hydraulische Großkraftwerke mit der Möglichkeit zu einer sehr schnellen Leistungsänderung in Frage. Bei thermischen Kraftwerken wird diese schnelle Leistungsänderung insbesondere über das Dampfspeichervermögen der Kessel und die dadurch gegebene Möglichkeit zu einer mengenmäßig begrenzten Leistungserhöhung realisiert. Aufgrund des begrenzten Dampfspeichervermögens ist dies nur über einen eng begrenzten Zeitraum möglich, weshalb eine möglichst schnelle Ablösung der Primärregelreserve durch andere Reservequalitäten angestrebt wird.

Aufgrund des Charakters der Primärregelung als Proportionalregelung kann sie ein entstandenes Leistungsungleichgewicht (z. B. durch einen Kraftwerksausfall) lediglich ausgleichen und das System und die Netzfrequenz in einem neuen Arbeitspunkt stabilisieren. Es verbleibt jedoch eine quasistationäre Abweichung der Frequenz von ihrem Sollwert. Die Rückführung auf diesen Sollwert (und, damit aufgrund des frequenzproportionalen Abrufs automatisch verbunden, die Deaktivierung der PRL) ist Aufgabe der Sekundärregelreserve.

Die *Sekundärregelreserve* (SRL) ist wie die PRL eine automatisch aktivierte Regelreserve. Anders als die PRL wird sie aber nicht unselektiv, sondern verursachungsgerecht eingesetzt. SRL wird also grundsätzlich nur in denjenigen Regelzonen aktiviert, in denen die Ursache für eine Systembilanzstörung zu suchen ist.<sup>3</sup> Dementsprechend ist für die mögliche Aktivierung von SRL auch keine grenzüberschreitende Übertragungskapazität freizuhalten. Die Detektion der in einer Regelzone aufgetretenen Systembilanzstörung und automatische Reserveanforderung übernimmt der von jedem ÜNB für seine Regelzone betriebene Leistungs-Frequenz-Regler. Dieser mit einer Taktrate von wenigen Sekunden arbeitende Regler berechnet kontinuierlich aus einem Vergleich von Übergabeleistung der Regelzone an Nachbarregelzonen bzw. Netzfrequenz mit den entsprechenden Sollwerten die notwendige Aktivierung von Sekundärregelreserve und gibt ein entsprechendes Sollsignal an die informationstechnisch direkt an den Regler angeschlossenen Regelkraftwerke bzw. -kraftwerkspools weiter. Dabei können unterschiedliche Aktivierungsstrategien verfolgt werden (z. B. proportionale Beteiligung aller Regelkraftwerke oder Minimierung der Aktivierungskosten). In Deutschland folgt die Aktivierung einer sogenannten Merit Order, d. h. einer nach Aktivierungskosten geordneten Einsatzreihenfolge.

Anders als die ausschließlich frequenzgesteuerte Primärregelung zielt die Sekundärregelung sowohl auf die Minimierung der Netzfrequenzabweichung von ihrem Sollwert wie auf die Einhaltung der vereinbarten Übergabeleistungen zu den Verbundpartnern. Aufgrund der Ausführung als sogenannter Proportional-Integral-Regelung verbleibt in der Regelungsstufe der Sekundärregelung keine stationäre Regelabweichung. Die Steuergrößen werden also exakt auf ihren Sollwert zurückgeführt. Hierfür wird z. B. nach einem Kraftwerksausfall die Regel-

---

<sup>3</sup> Abweichungen von diesem Grundprinzip ergeben sich durch die Zusammenarbeit im Netzregelverbund. Sie sind in Abschnitt 3.3 beschrieben.

zone, in der dieser Ausfall aufgetreten ist, so lange überspeist, bis die Frequenz wieder ihren Normalwert erreicht hat und die PRL vollständig deaktiviert ist. Erst nach Ablösung der ohnehin zeitlich nur begrenzt einsetzbaren PRL steht diese wieder für die Beherrschung ggf. auftretender weiterer Störereignisse zur Verfügung. Somit ist auch die Aktivierung der SRL ein zeitkritischer Prozess, für den in Deutschland eine Obergrenze von fünf Minuten festgelegt wurde.

Gleichzeitig zielt die SRL jedoch auf Leistungsreserven, die nicht nur kurzfristig, sondern ggf. auch für einen längeren Zeitraum aktiviert werden können. Hierfür infrage kommen insbesondere thermische Kraftwerke im regelfähigen Betrieb, die ausgehend von der eingestellten Einspeisung ihren Arbeitspunkt im Rahmen der Betriebsgrenzen des regelfähigen Betriebs verlagern können. Eine weitere Quelle für SRL sind (Pump-)Speicherkraftwerke, die – entsprechende Beckenfüllstände vorausgesetzt – auch aus dem Stillstand heraus freizügig wählbare Arbeitspunkte sehr schnell anfahren können. Häufig wird SRL in Kraftwerkspools vorgehalten, innerhalb derer eine Einsatzoptimierung zur bestmöglichen und wirtschaftlichsten Erfüllung der Regelanforderungen erfolgt.

Aufgrund der beschriebenen hohen technischen Anforderungen an die für die SRL-Bereitstellung genutzten technischen Einheiten ist eine Vorhaltung der gesamten nötigen Reserve zur Beherrschung auch länger andauernder Systembilanzstörungen, z. B. aufgrund von Prognosefehlern oder nach Kraftwerksausfällen<sup>4</sup>, als SRL weder sinnvoll noch notwendig. Stattdessen wird ein Teil dieses Reservebedarfs als sogenannte *Minutenreserveleistung* (MRL) vorgehalten. Die Anforderungen an die MRL sind entsprechend geringer (Aktivierungszeit innerhalb von 15 Minuten, kein kontinuierliches Regelsignal sondern Abwicklung als Fahrplanlieferung, d. h. in 15-Minuten-Intervallen), so dass technische Einheiten mit geringerem Leistungsvermögen als bei der SRL für die Bereitstellung in Frage kommen. Dies können z. B. schnellstartbare Gasturbinen im Stillstand, nachfrageseitige Flexibilitäten, virtuelle Kraftwerke oder direktvermarktete EEG-Anlagen (insbesondere Biomasse) sein. Dabei erfolgt der Einsatz von MRL anders als bei SRL und PRL nicht automatisch. Vielmehr setzen

---

<sup>4</sup> In Deutschland übernehmen die Übertragungsnetzbetreiber bis zu einer Stunde nach einem Kraftwerksausfall den Ersatz der ausgefallenen Leistung durch Regelreserve. Danach ist der Kraftwerksbetreiber für die Aktivierung eigener Reserve verantwortlich.

die systemverantwortlichen ÜNB MRL fallweise und abhängig von der tatsächlichen Inanspruchnahme der SRL und deren absehbarer Entwicklung ein. Ziel dabei ist im Regelfall eine Ablösung über längere Zeiträume aktivierter SRL, so dass das SRL-Band wieder vollständig für kurzfristig notwendige Reglereingriffe zur Verfügung steht. In Einzelfällen kann auch eine präventive Aktivierung von MRL zur Kompensation erwarteter größerer Bilanzabweichungen erfolgen. In Deutschland erfolgt die Aktivierung der MRL mittlerweile elektronisch über den sogenannten MOL-Server, der die „Merit Order Liste“ (MOL) der auf dem Regelenergiemarkt eingeholten Angebote verwaltet.

PRL, SRL und MRL werden von den ÜNB sowohl als positive Reserve (zum Ausgleich von Leistungsbilanzdefiziten) wie als negative Reserve (zum Ausgleich von Leistungsbilanzüberschüssen) vorgehalten.

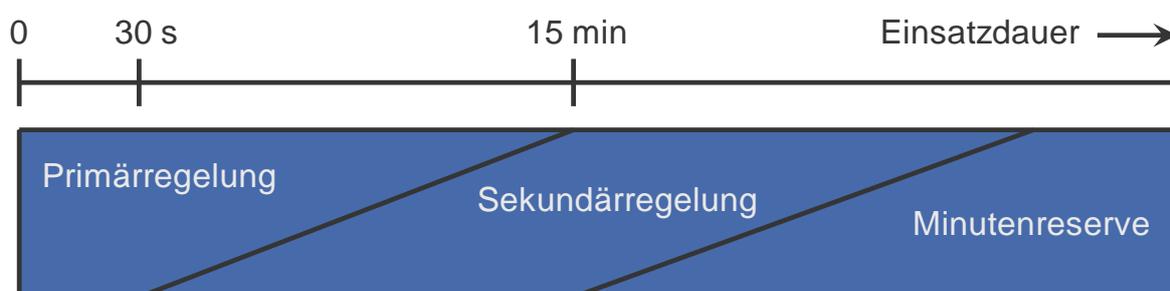


Bild 3.2: Dreistufiges Regelungskonzept im kontinentaleuropäischen Stromverbund

Über diese zumindest in Kontinentaleuropa üblichen Reservequalitäten<sup>5</sup> hinaus, die in Deutschland entsprechend StromNZV obligatorisch für den Bilanzausgleich einzusetzen sind, können die deutschen ÜNB in exzeptionellen Situationen, z. B. bei besonders hohen Bilanzungleichgewichten, auf weitere Maßnahmen zurückgreifen. Diese umfassen insbesondere den Austausch von Notreserve mit anderen Regelzonen, die Aktivierung stillstehender Kraftwerke

<sup>5</sup> Zu beachten ist, dass die Bezeichnungen grundsätzlich vergleichbarer Produkte variieren. So wird MRL international häufig als Tertiärregelreserve bezeichnet. Der kürzlich von ENTSO-E vorgelegte Entwurf des Network Codes zu Load Frequency Control bezeichnet PRL als FCR (Frequency Containment Reserve), während SRL und MRL als FRR (Frequency Restoration Reserve) klassifiziert werden. Zwischen diesen beiden wird dann wieder hinsichtlich der Aktivierungspraxis (automatically activated vs. manually activated) unterschieden.

(Kaltreserve), den Einsatz speziell kontrahierter abschaltbarer Lasten oder Börsengeschäfte. Diese zusätzlichen Maßnahmen werden zum Zeitpunkt des Bedarfs nach aktueller Verfügbarkeit ergriffen.

### 3.3 Netzregelverbund - national und international

Entsprechend dem Grundkonzept eines verursachungsgerechten regelzonenbezogenen Einsatzes von SRL und MRL kann es in benachbarten Regelzonen zu gegenläufigen Reserveaktivierungen kommen. Beispielsweise könnte in einer Regelzone positive Reserve zum Ausgleich eines Kraftwerksausfalls aktiviert werden, während in einer benachbarten Regelzone gleichzeitig negative Reserve aktiviert wird, um eine die tatsächliche Last überschätzende Lastprognose zu korrigieren. Alternativ könnten beide Regelzonen auf die Reserveaktivierung verzichten und stattdessen einen zusätzlichen Leistungsaustausch von der Regelzone mit Leistungsüberschuss in die Regelzone mit Leistungsdefizit vereinbaren<sup>6</sup>. Sofern dieser Leistungsfluss aus Netzbelastungssicht unkritisch ist, kann diese Vorgehensweise – abhängig von den Kosten der Reserveaktivierung – die Kosten der Netzregelung im Gesamtsystem verringern.

Allgemein kann eine Kooperation bezüglich der Regelleistung in verschiedenen Bereichen und Intensitäten erfolgen:

- Saldierung von Leistungsungleichgewichten: Diese Form der Optimierung hat ausschließlich das Ziel eine gegenläufige SRL-Aktivierung zu verhindern bzw. diese zu reduzieren. Für die Saldierung von Leistungsungleichgewichten werden gegenläufige SRL-Bedarfe der einzelnen Regelzonen erkannt und daraus die erforderlichen Austauschleistungen der Regelzonen bestimmt. Auf diese Weise wird gegenläufige SRL-Aktivierung vermieden und Sekundärregelarbeit eingespart.
- SRL-Aushilfe: Das Ziel dieser Optimierungsstufe ist eine gegenseitige Unterstützung der beteiligten Regelzonen im Fall unzureichender eigener Regelleistung durch einen kontrollierten Leistungsaustausch zwischen den Regelzonen. Falls der gemeldete

---

<sup>6</sup> Eine solche explizite Vereinbarung des Leistungsaustauschs und entsprechend eine kohärente Anpassung der Sollwerte der Übergabeleistungen der beteiligten Leistungs-Frequenz-Regler sind notwendig, weil der Leistungsaustausch ansonsten durch die Regler über den Einsatz von SRL effektiv verhindert würde.

SRL-Bedarf einer Regelzone nach dem Abzug der über die Saldierung der Leistungsungleichgewichte ausgetauschten Leistungen das Regelband dieser Regelzone in einer Richtung überschreitet, wird der erforderliche Leistungsaustausch ermittelt, so dass sich die teilnehmenden Regelzonen in Summe wieder im Leistungsgleichgewicht befinden. Diese Optimierungsstufe kann auch hinsichtlich der MRL angewendet werden.

- **Kostenoptimale SRL-Aktivierung:** Das Ziel dieser Optimierungsstufe ist die Ausregelung des SRL-Bedarfs anhand einer gemeinschaftlichen SRL-Merit Order Liste, die im SRL-Optimierungssystem hinterlegt ist und alle bezuschlagten SRL-Angebote der beteiligten Regelzonen umfasst. Dabei werden die SRL-Bedarfe der teilnehmenden Regelzonen summarisch betrachtet, d. h. eine gegenläufige SRL-Aktivierung wird ebenfalls vermieden. Zudem steht allen beteiligten Regelzonen die gesamte SRL aller teilnehmenden Regelzonen zur Verfügung (SRL-Aushilfe). Diese Optimierungsstufe kann auch hinsichtlich der MRL angewendet werden.
- **Gemeinsame Dimensionierung:** Der kontrollierte Leistungsaustausch in Form der SRL-Aushilfe oder der kostenoptimalen SRL-Aktivierung ermöglicht eine gemeinsame Dimensionierung der Regelleistung der beteiligten Regelzonen. Während zuvor jede Regelzone ihren Reservebedarf vollständig selbst decken musste und die Reserve daher unabhängig voneinander dimensioniert wurde, kann nun die in Summe von allen Regelzonen gemeinsam vorzuhaltende SRL und MRL ermittelt werden. Insbesondere ist damit die Berücksichtigung von den Regelleistungsbedarf senkenden Gleichzeitigkeitseffekten z. B. bei Last- und EE-Prognosefehlern möglich. Im Ergebnis ist eine Absenken der vorgehaltenen Reserven und somit eine Kostenreduzierung möglich. Neben den stets zu berücksichtigenden resultierenden Leistungsflüssen sind insbesondere in dieser Kooperationsstufe auch die regulatorischen Vorgaben und etwaige Einschränkungen der ENTSO-E zu berücksichtigen.
- **Gemeinsame Ausschreibung:** Kooperationsform, bei der Regelleistung anteilig oder vollständig gemeinsam ausgeschrieben wird. Sofern etwaige Restriktionen eingehalten werden, kann ein Anbieter seine Regelleistung für eine beliebige Regelzone vorhalten. Der Abruf kann entweder direkt durch den Abruf-/Vertrags-ÜNB (TSO-BSP-Modell) oder indirekt durch den Anschluss-ÜNB (TSO-TSO-Modell) erfolgen.

Da innerhalb des deutschen Übertragungsnetzes keine strukturellen Engpässe bestehen, haben die deutschen ÜNB sich im Zeitraum von 2008 bis 2010 zum sogenannten Netzregelverbund (NRV) zusammengeschlossen. Während in der Anfangsphase ausschließlich Leistungsun-

gleichgewichte aussaldiert wurden, erfolgt gegenwärtig eine Kooperation in Form einer kostenoptimalen SRL- und MRL-Aktivierung, einer gemeinsamen Dimensionierung und einer gemeinsamen Regelleistungsausschreibung. Zudem wurde ein gemeinsamer Regelleistungsmarkt gebildet, bei dem alle Regelleistungsanbieter ihre Leistung auf einem gemeinsamen Markt allen ÜNB gleichermaßen anbieten können. Die operative Abwicklung des Leistungsaustausches erfolgt hierbei durch die beteiligten ÜNB. Im Ergebnis der Zusammenarbeit hat die gemeinsame Dimensionierung zu einer deutlichen Reduzierung des Regelleistungsbedarfs in Deutschland geführt, die kostenoptimale SRL- und MRL-Aktivierung hat die Kosten für den Regelernergieeinsatz in Deutschland deutlich reduziert.

Die Kooperation im Rahmen des NRV zur SRL-Optimierung ist so realisiert, dass die Leistungs-Frequenz-Regler der Regelzonen nicht ersetzt werden. Durch Korrektursignale wird die ausgleichende Bilanzabweichung der beteiligten Regelzonen in koordinierter Weise so gesteuert dass die erforderliche Regelleistung abgerufen wird. Von jedem Leistungs-Frequenz-Regler können somit weiterhin nur die direkt angeschlossenen Einheiten aktiviert werden. Die Korrektursignale werden durch einen im Leitsystem von TransnetBW installierten zentralen Optimierungsbaustein ermittelt. Die Leistungs-Frequenz-Regelung in den über den NRV verbundenen vier Regelzonen erfolgt damit identisch zum Verhalten einer einzigen gesamtdeutschen Regelzone.

Zusätzlich zur Zusammenarbeit im NRV arbeiten die deutschen ÜNB mit verschiedenen ÜNB aus deutschen Nachbarländern (aktuell Tschechische Republik, Schweiz, Belgien, Niederlande, Dänemark) in der International Grid Control Cooperation (IGCC) zusammen. Gegenwärtig erfolgt hier jedoch lediglich eine Saldierung von Leistungsungleichgewichten. Technisch ist der IGCC in das SRL-Optimierungssystem des NRV integriert, wobei die internationale Optimierung der innerdeutschen Optimierung nachgelagert ist. Ziel der IGCC ist – vergleichbar zur Wirkung dieses NRV innerhalb Deutschlands – eine Vermeidung gegenläufiger Abrufe von Sekundärregelenergie, sofern ausreichende Transportkapazitäten für einen regelzonenüberschreitenden Ausgleich von Überschuss- und Defizitmengen zur Verfügung stehen. Die resultierenden Kosteneinsparungen werden zwischen den beteiligten ÜNB aufgeteilt. Aufgrund der fehlenden sicheren Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten und der bestehenden Unterschiede der nationalen Regelleistungsmärkte ist eine Ausdehnung der Kooperation in der IGCC analog dem NRV nicht einfach möglich.

## 4 Beschaffung und Einsatz von Regelleistung und Regelenergie

Die StromNZV fordert, dass Regelleistung und Regelenergie im Rahmen einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden anonymisierten Ausschreibung über eine Internetplattform zu beschaffen und entsprechend den Ausschreibungsergebnissen auf Grundlage von Angebotskurven einzusetzen sind. Diese marktbasierende Beschaffung wurde ursprünglich als Folge von Fusionsauflagen des Bundeskartellamts eingeführt.

Dieses Kapitel gibt einen detaillierten Überblick über die genauen Regularien des Beschaffungs- und Einsatzprozesses, beginnend bei der technischen Präqualifikation der Anbieter bis hin zu Transparenzpflichten und der daraus resultierenden aktuellen Veröffentlichungspraxis.

### 4.1 Präqualifikation von Anbietern

Die StromNZV weist ausdrücklich darauf hin, dass Anbieter von Regelenergieprodukten den Nachweis zur Erfüllung der technischen Anforderungen für die Erbringung der unterschiedlichen Regelenergiearten führen müssen. Deswegen müssen potenzielle Anbieter von Regelenergie als Zugangsvoraussetzung zu den entsprechenden Märkten eine technische Präqualifikation durchlaufen (jeweils separat für jede Regelenergieart).

Neben technischer Kompetenz müssen eine ordnungsgemäße Erbringung der Regelleistung unter betrieblichen Bedingungen und die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit des potentiellen Anbieters gewährleistet sein. Für alle Regelenergiearten erfolgt die Präqualifikation ausschließlich bei demjenigen ÜNB, in dessen Regelzone die betreffenden Technischen Einheiten<sup>7</sup> unabhängig von der Spannungsebene netztechnisch angeschlossen sind (Anschluss-ÜNB).

Die Durchführung eines Präqualifikationsverfahrens erfordert i. d. R. einen Zeitraum von wenigstens zwei Monaten. Ändern sich anbieterseitig wesentliche Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit der Präqualifikation, so hat der Anbieter dies dem Anschluss-ÜNB unverzüglich mitzuteilen. Bei Bedarf kann eine erneute Präqualifikation erforderlich werden.

---

<sup>7</sup> Technische Einheiten ist der Oberbegriff für Anlagen zur Vorhaltung und Erbringung von Regelreserve und meint sowohl Erzeugungseinheiten als auch regelbare Verbrauchseinheiten.

Die Präqualifikation orientiert sich an den im Anhang D des Transmission Code dokumentierten, nach Regelleistungsqualität unterschiedenen Mindestanforderungen. Unbedingter Bestandteil der Präqualifikation ist ein probeweiser Regelleistungsabruf (im Regelfall zweimal hintereinander). Die entsprechenden Abrufmuster für die einzelnen Regelleistungsqualitäten sind auf der Ausschreibungsplattform [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) veröffentlicht. Bild 4.1 zeigt beispielhaft den Musterabruf für positive MRL.

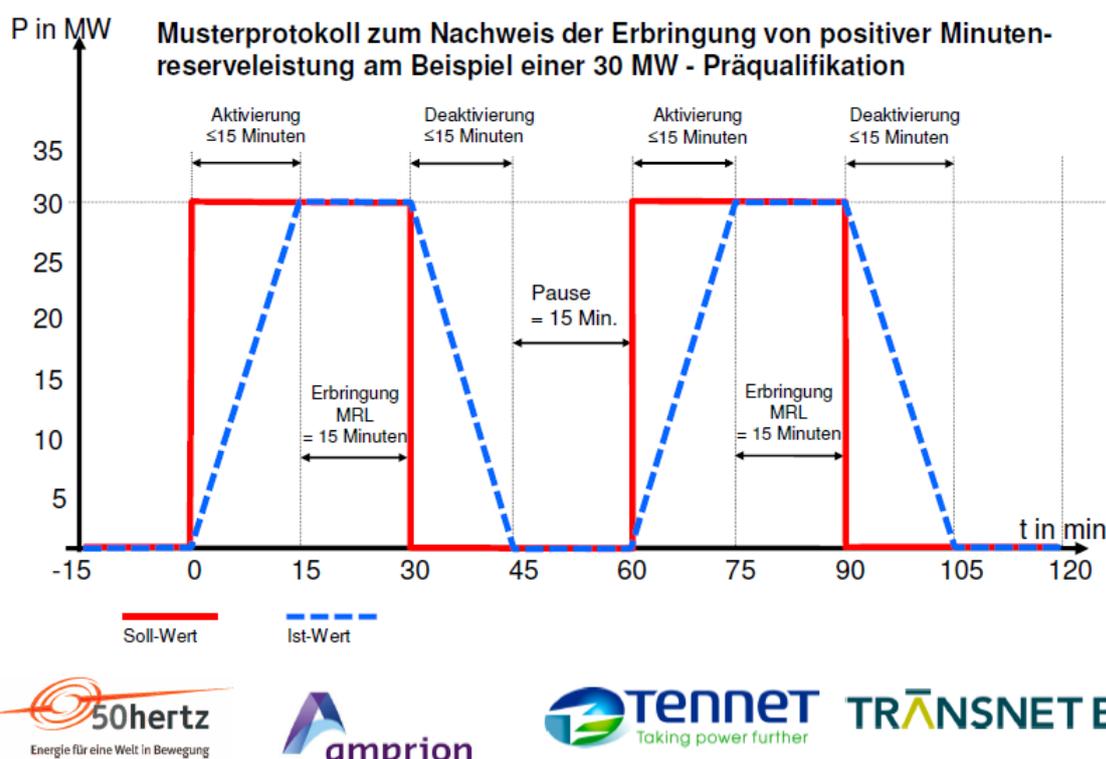


Bild 4.1: Musterabruf für positive MRL (Quelle: [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net))

Neben der Quantifizierung der präqualifizierten Leistung über die im Aktivierungszeitraum (PRL: 30 Sekunden; SRL: 5 Minuten; MRL: 15 Minuten) aktivierbare Leistungsänderung dient die Präqualifikation insbesondere auch der Überprüfung leit- und kommunikationstechnischer Anbindungen (z. B. an den Leistungs-Frequenz-Regler des Anschluss-ÜNB für SRL bzw. an den MOL-Server für MRL) sowie organisatorischer Voraussetzungen (Zustimmung des Eigentümers der Technischen Einheit bzw. des jeweiligen BKV).

Mittlerweile ist bei allen Reservequalitäten eine Poolung möglich, um Vorhaltung und Erbringung der angebotenen Regelleistung wirtschaftlich optimal zu gestalten. Für die verschie-

denen Regelleistungsqualitäten ist eine zentrale Ansprechbarkeit des gesamten Pools durch den Anschluss-ÜNB sicherzustellen.

Sobald die präqualifizierte Leistung die jeweilige Mindestangebotsgröße überschreitet, schließt der Anschluss-ÜNB mit dem Anbieter je Regelenenergieart einen Rahmenvertrag (Musterverträge sind unter [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) veröffentlicht), der wiederum Voraussetzung für die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren für Regelleistung ist.

Entsprechend der von den deutschen ÜNB veröffentlichten Anbieterliste sind aktuell für PRL 14 Anbieter präqualifiziert, für SRL 20 Anbieter und für MRL 36 Anbieter. Während die präqualifizierten Anbieter bei PRL und SRL vorwiegend, wenn auch nicht ausschließlich, Betreiber von Großkraftwerken umfassen, sind im Segment der MRL auch eine Vielzahl großer Verbraucher und Stadtwerke mit kleineren Erzeugungseinheiten präqualifiziert.

## 4.2 Dimensionierung der Regelleistung

Wesentlicher Bestandteil der marktbasierter Beschaffung der notwendigen Regelleistungsvorhaltung ist die transparente Bestimmung des Bedarfs. Hier ist zwischen der verbundweit vorgehaltenen und eingesetzten PRL einerseits und der innerhalb des NRV koordiniert beschafften und eingesetzten SRL und MRL andererseits zu unterscheiden.

Entsprechend den Regularien des ENTSO-E Operation Handbook ist für den kontinentaleuropäischen Synchronverbund aktuell PRL in Höhe von 3.000 MW vorzuhalten. Diese Festlegung ergibt sich aus dem Ziel, zwei überlappend auftretende sogenannte Referenzereignisse mit der vorgehaltenen PRL beherrschen zu können. Als Referenzereignis wird dabei die größte erwartete Leistungsbilanzstörung aufgrund einer einzigen Ursache bezeichnet. Im heutigen System entspricht dieses Referenzereignis dem spontanen Ausfall eines der größten im Synchronverbund betriebenen Kraftwerksblöcke. Aktuell sind dies große Kernkraftwerke mit einer Leistung von ca. 1.500 MW, woraus sich die Höhe des gesamten PRL-Bedarfs erklärt. Es ist weiterhin geregelt, dass jede Regelzone an diesem gesamten PRL-Bedarf einen Anteil vorzuhalten hat, der ihrem Anteil an der gesamten Stromerzeugung im Synchronverbund entspricht. Entsprechend dieser Berechnungsvorschrift wird die von jeder Regelzone zu

erbringende PRL-Vorhaltung einmal jährlich aktualisiert. Aktuell (2014) wird in Deutschland PRL in Höhe von 568 MW ausgeschrieben.<sup>8</sup>

Für die Dimensionierung der SRL und MRL sind die Vorgaben der ENTSO-E weniger einschlägig. Dementsprechend unterscheidet sich die Dimensionierungspraxis der europäischen ÜNB z. T. deutlich. Innerhalb Deutschlands setzen die ÜNB bereits seit langem ein probabilistisches Bemessungsverfahren ein, mit dessen Hilfe der Reservebedarf so dimensioniert wird, dass (zumindest im statistischen Mittel) die Reservevorhaltung nur in einem sehr geringen Anteil des Jahres (aktuell ca. 4 Stunden) nicht ausreicht, um auftretende Leistungsbilanzstörungen vollständig auszugleichen. Das Bemessungsverfahren beruht auf dem mathematischen Ansatz der Faltung von Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen und berücksichtigt verschiedene mögliche Ursachen von Leistungsbilanzstörungen, u. a. Kraftwerksausfälle, Prognosefehler, z. B. von Last und EE-Einspeisung, kurzfristiges Lastrauschen und Fahrplansprünge. Im Jahr 2008 und erneut im Jahr 2010 wurden Methodik und Eingangsdaten unter Hinzuziehung externer Gutachter mit der Regulierungsbehörde Bundesnetzagentur abgestimmt. Seitdem wird die notwendige Vorhaltung von SRL und MRL von den deutschen ÜNB alle drei Monate (jeweils im März, Juni, September und Dezember) für das nächste Quartal festgelegt. Dabei werden empirische Daten zu o. g. Einflussgrößen aus den jeweils letzten vier abgeschlossenen Quartalen berücksichtigt.

Aktuell<sup>9</sup> beträgt die ausgeschriebene Vorhaltung bei positiver SRL 2.042 MW und bei negativer SRL 1.969 MW. Für MRL betragen die entsprechenden Werte 2.472 MW bzw. 2.838 MW.

Wie Bild 4.2 zeigt, hat sich das ausgeschriebene Volumen von SRL und MRL in den vergangenen Jahren stark verändert. Neben Änderungen im Verhalten der Netznutzer sind dafür insbesondere auch die oben beschriebenen strukturellen Veränderungen der Leistungs-Frequenz-Regelung in Deutschland aufgrund der Einführung des NRV verantwortlich.

---

<sup>8</sup> Dabei ist zu berücksichtigen, dass über die deutsche Internetplattform auch ein Bedarf der Schweiz in Höhe von 25 MW sowie der Niederlande in Höhe von 35 MW und somit in Summe 628 MW ausgeschrieben werden. (vgl. Abschnitt 4.3).

<sup>9</sup> Diese Zahlen beziehen sich auf das erste Quartal 2014.

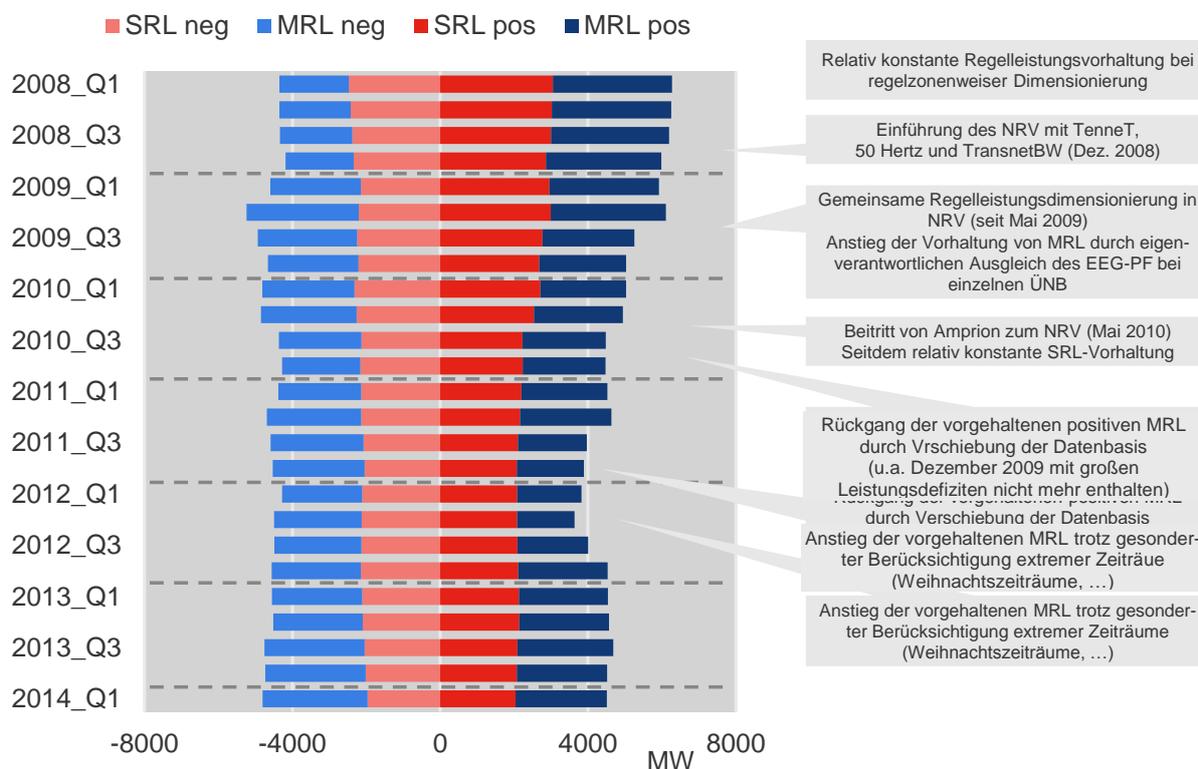


Bild 4.2: Quartalsmittelwerte der ausgeschriebenen Regelleistung (eigene Darstellung nach [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net))

### 4.3 Regelleistungsmärkte

Die Ausschreibung der Regelleistung erfolgt über die von den ÜNB gemeinsam betriebene Internetplattform [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net). Für die Angebotsabgabe und Abholung der Vergabeergebnisse steht jedem Anbieter auf der Internetplattform ein individueller gesicherter Anbieterbereich zur Verfügung.

Die Marktregeln und Zugangsbedingungen für die einzelnen Regelleistungsqualitäten werden von der Bundesnetzagentur nach Konsultation mit den ÜNB und Anbietern festgelegt. Die letzte Festlegung erfolgte im Jahr 2011. Einen Überblick über die wesentlichsten Produktmerkmale gibt Bild 4.3. Wesentliche Unterscheidungsmerkmale werden nachfolgend detaillierter erläutert.

- Während bei SRL und MRL positive und negative Reservevorhaltung getrennt ausgeschrieben werden, wird die vorzuhaltende PRL als symmetrisches Produkt beschafft. An-

bieter müssen also sowohl eine Leistungserhöhung wie eine Leistungsabsenkung in Höhe der Angebotsleistung erbringen können. Allerdings können für die beiden Regelrichtungen unterschiedliche Technische Einheiten genutzt werden.

	PRL	SRL	MRL
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	wöchentlich	täglich
Ausschreibungszeitpunkt	i.d.R. dienstags (W-1)	i.d.R. mittwochs (W-1)	i. d. R. Mo-Fr, 10 Uhr
Produktzeitscheiben	keine (gesamte Woche)	HT: Mo-Fr, 8-20 h, ohne Feiertag NT: restlicher Zeitraum	6 x 4-Stundenblöcke
Produktdifferenzierung	keine (symmetrisches Produkt)	positive / negative SRL	positive / negative MRL
Mindestgebotsgröße	1 MW	5 MW	5 MW (Abgabe von Blockgebot bis max. 25 MW möglich)
Angebotsinkrement	1 MW	1 MW	1 MW
Vergabe	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order
Vergütung	Pay-as-bid (Leistungspreis)	Pay-as-bid (Leistungspreis und Arbeitspreis)	Pay-as-bid (Leistungspreis und Arbeitspreis)

*Bild 4.3: Wesentliche Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschriebenen Regelleistungsqualitäten*

- PRL und SRL werden in wöchentlichen, MRL in täglichen Ausschreibungen beschafft. Darüber hinaus unterscheiden sich die Produkte in den Lieferzeiträumen. Während erfolgreiche PRL-Angebote grundsätzlich eine Vorhaltung über den Zeitraum einer gesamten Woche gewährleisten können müssen, wird bei SRL zwischen zwei, bei MRL sogar zwischen sechs als separate Produkte beschafften Zeitscheiben unterschieden. Bei SRL werden die Zeitscheiben als Hochtarif (HT, Mo-Fr zwischen 8 und 20 Uhr) und Niedertarif (NT, sonstige Zeiträume, insbesondere auch Wochenende und Feiertage) bezeichnet. Bei MRL wird jeder Tag in sechs Zeitscheiben von jeweils vier Stunden unterteilt. Grundsätzlich machen die größere Produktdifferenzierung und die kürzeren Ausschreibungszeiträume bei MRL das Produkt auch für kleinere Erzeuger und steuerbare Verbraucher attraktiv und beherrschbar, was sich auch in der Struktur der für die Produkte präqualifizierten Anbieter zeigt (s. o.).
- Bei SRL und MRL werden Vorhaltung von Regelleistung und tatsächlicher Abruf von Regelenergie separat vergütet. Jeder Anbieter muss deshalb in seinem Gebot sowohl ein

Leistungspreisgebot (für die Vergütung der Vorhaltung) als auch ein Arbeitspreisgebot (für die Vergütung eines eventuellen Abrufs) spezifizieren. Bei PRL wird hingegen lediglich die Vorhaltung vergütet, eine separate Vergütung des Abrufs erfolgt nicht.<sup>10</sup>

Der Zuschlag der für die Reservevorhaltung ausgewählten Anbieter erfolgt grundsätzlich nach der Merit Order der Leistungspreise<sup>11</sup>; die Gebote für den Abruf spielen beim Zuschlag keine Rolle.<sup>12</sup> Alle bezuschlagten Anbieter erhalten eine Vergütung in Höhe ihres Leistungspreisgebotes (pay-as-bid).

Bezüglich der Ausschreibung von Regelleistung sind verschiedene Besonderheiten zu berücksichtigen:

- Grundsätzlich können die ÜNB in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur für einzelne Regelzonen sogenannte Kernanteile, d. h. Mindestvorhaltungen innerhalb dieser Regelzone, definieren. Ein Kernanteil führt dazu, dass Gebote für die Vorhaltung von Regelleistung in einer Regelzone bis zur Höhe des Kernanteils unabhängig vom Gebotspreis vorrangig zu berücksichtigen sind. Aktuell werden Kernanteile jedoch nicht vorgegeben.
- Seit März 2012 nimmt der schweizerische ÜNB Swissgrid als fünfter ÜNB an der gemeinsamen PRL-Ausschreibung der deutschen ÜNB über [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) teil. Diese gemeinsame Ausschreibung erfolgt entsprechend den deutschen Regularien, wobei aktuell 25 MW des Schweizer PRL-Bedarfs auf diese Weise beschafft werden. Swissgrid ist hierbei Anschluss-ÜNB für die Schweizer Anbieter. In gleicher Weise nimmt seit Januar 2014 TenneT BV als sechster ÜNB an der gemeinsamen PRL-Ausschreibung teil und beschafft darüber 35 MW des niederländischen PRL-Bedarfs. TenneT BV ist Anschluss-ÜNB für die niederländischen Anbieter. Die gemeinsame Ausschreibung ist sowohl für

---

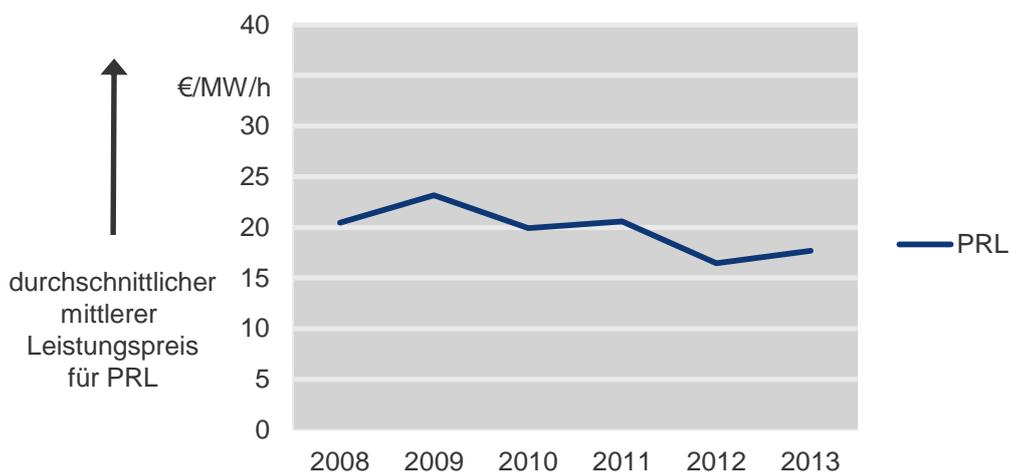
<sup>10</sup> Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass sich positive und negative Abrufe im langfristigen Mittel saldieren.

<sup>11</sup> Nur im Falle von Gleichheit der Leistungspreise bei Grenzangeboten wird der Arbeitspreis herangezogen.

<sup>12</sup> Davon unbenommen können und werden Anbieter selbstverständlich erwartete Erlöse beim Abruf in ihrem Leistungspreisgebot berücksichtigen.

die deutschen Anbieter als auch für präqualifizierte Schweizer und niederländische PRL-Anbieter<sup>13</sup> geöffnet.

Die nachfolgenden Bilder geben einen Überblick über die Preisentwicklung bei den Vorhaltpreisen für die drei Reservequalitäten PRL, SRL und MRL im Zeitraum 2008 bis 2013<sup>14</sup>.



*Bild 4.4 Entwicklung des durchschnittlichen mittleren Leistungspreises der bezuschlagten Gebote für PRL (Datenbasis: [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net))*

<sup>13</sup> Aktuell sind aufgrund dieser Regelung fünf schweizerische und drei niederländische Kraftwerksbetreiber für die Erbringung von PRL in Deutschland präqualifiziert.

<sup>14</sup> Dabei erfolgt zunächst je Auktion eine Mittelung des Gebotspreises aller bezuschlagten Gebote und anschließend eine Durchschnittsbildung dieser Mittelwerte über jeweils ein Jahr (durchschnittlicher mittlerer Leistungspreis)

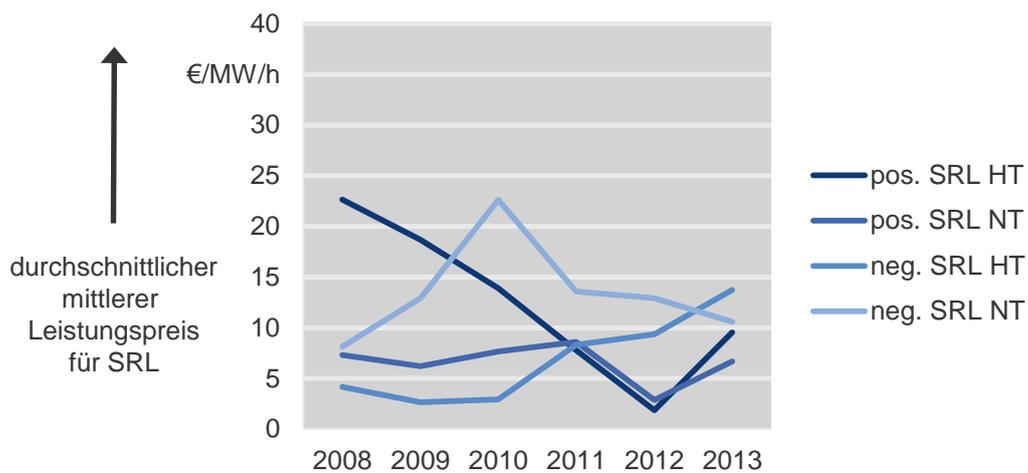


Bild 4.5 Entwicklung des durchschnittlichen mittleren Leistungspreises der bezuschlagten Gebote für SRL (Datenbasis: [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net))

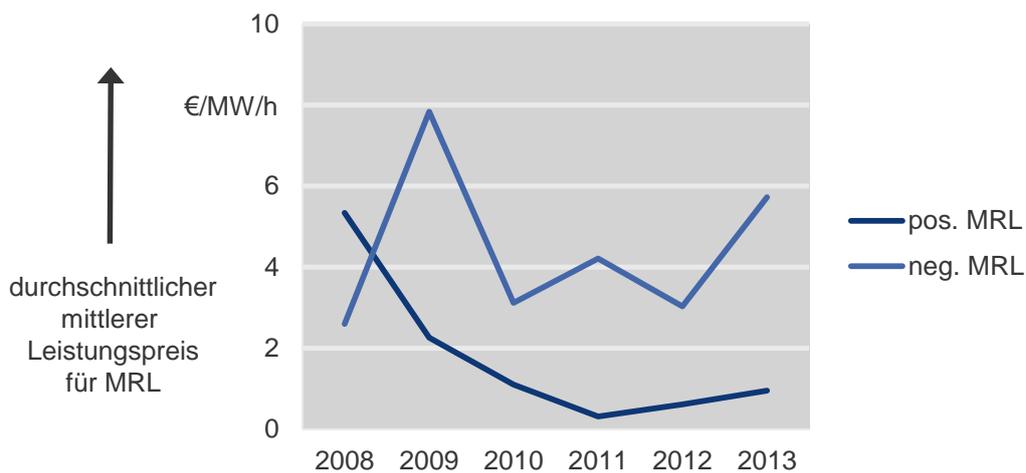


Bild 4.6 Entwicklung des durchschnittlichen mittleren Leistungspreises der bezuschlagten Gebote für MRL (Mittelung über alle Produktzeitscheiben, Datenbasis: [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net))

Erkennbar sind einerseits erhebliche Preisschwankungen im Zeitablauf, andererseits eine Tendenz zu fallenden Preisen, die allerdings in den verschiedenen Produkten unterschiedlich stark ausgeprägt ist. Letztere Entwicklung kann einerseits mit der im Beobachtungszeitraum

deutlich gestiegenen Wettbewerbsintensität an den Regelenergiemärkten, andererseits mit der allgemeinen Strompreisentwicklung in diesem Zeitraum erklärt werden.<sup>15</sup>

Die teilweise erheblichen Schwankungen belegen aber auch, dass die Preisentwicklung an Regelenergiemärkten deutlich volatiler verläuft und weniger fundamental erklärbar ist als an den Märkten für Fahrplanenergie.

#### 4.4 Einsatz von Regelenergie

Der Abruf von Regelenergie zum Betriebszeitpunkt erfolgt ausschließlich bei den Anbietern, deren Gebot zur Vorhaltung von Regelleistung entsprechend dem im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Vorgehen bezuschlagt wurde.

Bei PRL erfolgt kein zentraler Abruf, vielmehr erbringen die vorhaltenden Technischen Einheiten PRL entsprechend der dezentral gemessenen Netzfrequenz. Die ÜNB haben das Recht, zum Nachweis der Erbringung Ist-Werte der Einspeisung der beteiligten Technischen Einheiten im Zeitverlauf anzufordern.

Bei SRL erfolgt der Abruf automatisch durch den Leistungs-Frequenz-Regler, der bei seiner Abrufentscheidung die Abweichungen sowohl der Übergabeleistung als auch der Frequenz von ihren jeweiligen Sollwerten beachtet. Der Abruf erfolgt entsprechend der Merit Order der Arbeitspreisgebote<sup>16</sup>, wobei durch den NRV unabhängig von den am Regler angeschlossenen Kraftwerken eine deutschlandweite Merit Order gewährleistet wird.<sup>17</sup> Ziel bei dieser Auswahl

---

<sup>15</sup> Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass bei fallenden Strompreisen auch die Preise zumindest für die Vorhaltung positiver Reserve sinken, da die Opportunitätskosten für den Verzicht auf eine Vermarktung am Strommarkt zurückgehen.

<sup>16</sup> Zu beachten ist, dass insbesondere für den Abruf von negativer SRL und MRL Gebote negativer Preise (Lieferrichtung Energie und Geldfluss gleichgerichtet) zulässig und üblich sind.

<sup>17</sup> Lediglich in Ausnahmefällen kann es zu Abweichungen von der deutschlandweiten Merit Order kommen. So können im Falle von Netzengpässen innerhalb Deutschlands einzelne ÜNB die Teilnahme am NRV insofern einschränken, dass unabhängig von der deutschlandweiten Merit Order bevorzugt SRL innerhalb der eigenen Regelzone aktiviert wird. Auch leittechnische Störungen im NRV oder Ereignisse wie Probeabrufe können zu Abweichungen von der Merit Order führen. Diese Abweichungen werden von den ÜNB dokumentiert (vgl. Abschnitt 4.7).

ist, die Kosten des Abrufs der benötigten Regelenergie der jeweiligen Regelreserveart zu minimieren. Die ÜNB haben das Recht, zum Nachweis der Erbringung verschiedene Informationen wie Ist-Werte der Einspeisung und der erbrachten Sekundärregelleistung der beteiligten Technischen Einheiten im Zeitverlauf anzufordern. Die Anbieter müssen diese online zur Verfügung stellen.

Sofern es aus betrieblichen Gründen sinnvoll und notwendig erscheint, aktivieren die ÜNB MRL. Insbesondere erfolgt die Aktivierung von MRL, um im Falle absehbar über längere Zeit anstehender Leistungsbilanzstörungen die höherwertige, weil schneller aktivierbare Sekundärregelreserve abzulösen und das komplette Sekundärregelband zur Beherrschung weiterer kurzfristig auftretender Leistungsbilanzstörungen verfügbar zu haben. Es erfolgt keine wirtschaftliche Abwägung zwischen dem Einsatz von SRL und MRL. Die Aktivierung der abzurufenden MRL-Gebote erfolgt jedoch wiederum anhand der deutschlandweiten Merit Order der Arbeitspreisgebote, um die Kosten des MRL-Abrufs an sich zu minimieren.

Auch bei MRL können Abweichungen von der Merit Order notwendig werden, z. B. falls MRL von den Anbietern abgemeldet wurde oder falls die Erbringung der abgerufenen MRL an einer bestimmten Stelle im Netz zu einer Netzüberlastung führen würde (siehe § 7 Strom-NZV). Seit Mitte 2012 erfolgt der Abruf der MRL nicht mehr wie zuvor telefonisch, sondern elektronisch über den sogenannten Merit-Order-Listen-Server (MOL-Server oder MOLS). MRL wird als Fahrplanlieferung aktiviert. Das bedeutet, dass im Falle einer MRL-Anforderung zwischen dem Bilanzkreis des Anbieters und dem MRL-Bilanzkreis des Anschluss-ÜNB ein entsprechender Fahrplan vereinbart wird. Dabei muss die Aktivierung spätestens 7,5 Minuten vor dem Einsetzen des Fahrplans erfolgen. Abweichungen von angeforderter und erbrachter MRL werden als Ausgleichsenergie verbucht. Zusätzlich sind die Anbieter verpflichtet, den ÜNB die Erbringung angeforderter MRL auf Aufforderung geeignet nachzuweisen. Weiterhin kann der ÜNB die Vorhaltung mittels Testeinsätzen überprüfen.

Wichtig für das Verständnis des Einsatzes von Regelenergie ist, dass die in einer Viertelstunde abgerufenen Regelenergiebeiträge aus verschiedenen Gründen nicht zwangsläufig das gleiche Vorzeichen haben:

- Der Verlauf des Bedarfs an SRL weist auch innerhalb einer Viertelstunde und sogar innerhalb einzelner Minuten eine hohe Volatilität mit häufigen Vorzeichenwechseln auf, so dass innerhalb ein und derselben Viertelstunde positive und negative Abrufe von Sekundärregelenergie stattfinden können. Darüber hinaus können sich aufgrund der zwangsläufig

figen Trägheit der die SRL erbringenden Technischen Einheiten Soll-Signal und tatsächliche Erbringung von SRL unterscheiden. Insbesondere bei Vorzeichenwechseln im SRL-Bedarf kann es deshalb z. B. dazu kommen, dass als Soll-Signal positive SRL angefordert, zur gleichen Zeit aber noch negative SRL erbracht wird oder ggf. sogar gleichzeitig positive und negative SRL erbracht werden.

- Der Einsatz der langsameren MRL folgt dem Sekundärregelbedarf naturgemäß zeitverzögert und mit geringerer Aktivierungsgeschwindigkeit und kann nicht allen Bewegungen (und Vorzeichenwechseln) der Sekundärregelung folgen. Somit können die Abrufe der beiden Regelenergiequalitäten innerhalb einer Viertelstunde auch entgegengesetzte Vorzeichen aufweisen.

#### 4.5 Abrechnung und Zahlungsströme zwischen Anbietern und ÜNB

Wie in Abschnitt 4.3 erläutert, wird bei den Reservequalitäten PRL, SRL und MRL eine leistungspreisbasierte Vergütung für die Regelleistungsvorhaltung und bei den Reservequalitäten SRL und MRL darüber hinaus eine arbeitspreisbasierte Vergütung für die tatsächlich in Anspruch genommene Regelenergie gezahlt. Die Vergütung für die Regelleistungsvorhaltung stellt immer eine Zahlung von den ÜNB an die Regelleistungsanbieter dar. Die Vergütung für abgerufene Regelenergie kann je nach Vorzeichen der Regelenergie und des Arbeitspreises für ein in Anspruch genommenes Gebot eine Zahlung von den ÜNB an die Anbieter oder auch in umgekehrter Richtung darstellen.

Die Abrechnung der Vergütungen für die Regelleistungsvorhaltung und für den Regelenergieeinsatz erfolgt nach folgenden Prinzipien:

- Maßgeblich für die Höhe der Vergütung sind die abzurechnenden Mengen (d. h. Leistungen bzw. Energiemengen) und die von den Anbietern für das jeweilige Gebot angebotenen Preise (pay-as-bid).
- Die Vergütungen werden jeweils für einen Liefermonat abgerechnet, und zwar in den ersten Wochen des Folgemonats. Bei der Regelleistungsvorhaltung wird die Vergütung für Gebote, die sich auf einen über die Monatsgrenze hinausgehenden Erbringungszeitraum beziehen, entsprechend aufgeteilt und den betroffenen Monaten zugeordnet.
- Die Abrechnung erfolgt immer durch die ÜNB, unabhängig davon, ob sich eine Zahlung von den ÜNB an die Anbieter (d. h. eine Gutschrift aus Sicht der ÜNB) oder eine Zahlung

von den Anbietern an die ÜNB (d. h. eine Rechnung aus Sicht der ÜNB) ergibt. Die von den ÜNB zunächst als Entwurf erstellten Abrechnungen werden den Anbietern zur Prüfung übermittelt und bei Bedarf mit diesen abgestimmt, bevor die entsprechenden Zahlungen veranlasst werden.

- Jeder ÜNB rechnet die vorgehaltene Regelleistung und die abgerufene Regelenergie mit den Anbietern ab, deren für die Regelenergieerbringung genutzten Technischen Einheiten an seine Regelzone angeschlossen sind, unabhängig davon, wo der Bedarf für eine bestimmte Regelenergiemenge entstanden ist. Diese Zuordnung bezeichnen die ÜNB als „Anschluss-ÜNB-Prinzip“. So ist jeder Technischen Einheit genau ein für die Abrechnung zuständiger ÜNB zugeordnet. Im Innenverhältnis zwischen den ÜNB ergibt sich hierdurch die Notwendigkeit von Ausgleichszahlungen sowohl für die Vorhaltung als auch für den Einsatz von Regelenergie (siehe Abschnitt 4.6).

Bei der Vergütung für die Regelleistungsvorhaltung der Qualitäten PRL, SRL und MRL ergeben sich die abzurechnenden Mengen (d. h. die vorgehaltenen Leistungen) unmittelbar aus den Zuschlägen im Rahmen der Regelleistungsausschreibungen. Diese Mengen sind allenfalls im Ausnahmefall zu korrigieren, etwa wenn sich Anbieter z. B. aufgrund technischer Nichtverfügbarkeit nach dem Zuschlagszeitpunkt abmelden.

Die für die Vergütung der abgerufenen Regelenergie der Qualitäten SRL und MRL relevanten Energiemengen werden für jedes eingesetzte Gebot eines jeden Anbieters und für jede Viertelstunde des Liefermonats separat ermittelt und nach Multiplikation mit den jeweiligen Arbeitspreisen zu monatlichen Abrechnungsbeträgen aufsummiert. Die Einzelbeträge und somit auch die monatlichen Summen können je nach Vorzeichen der Regelenergie und der Arbeitspreise positiv oder negativ sein und damit Zahlungen in unterschiedlicher Richtung zwischen ÜNB und Anbietern darstellen (s. oben).

Die abrechnungsrelevanten Regelenergiemengen werden bereits während des Liefermonats an den Werktagen nach Abschluss eines Liefertages festgestellt und zwischen ÜNB und Anbietern abgestimmt. Hierbei wird für SRL und MRL unterschiedlich vorgegangen:

- Die SRL arbeitet mit einer Zykluszeit von einer oder wenigen Sekunden. In jedem Zyklus werden die Stellsignale für die Steuereinrichtungen der jeweils aufgeschalteten Technischen Einheiten aktualisiert und übermittelt. Diese SRL-Sollwerte werden in den Leitsystemen der ÜNB archiviert. Daneben erhalten die Leitsysteme Rückmeldungen von den

Anbietern über den Ist-Einsatz der SRL. Dieser wird aus den tatsächlich gemessenen Leistungswerten der in die Regelung eingebundenen Anlagen und den Fahrplanwerten für den Einsatz dieser Anlagen berechnet. Auch die Istwerte werden im Leitsystem archiviert.

Aus den archivierten Werten werden für jeden Liefertag nachträglich viertelstündliche Soll- und Istwerte ermittelt und den Anbietern zur Prüfung übermittelt. Dabei werden für jeden Anbieter je Viertelstunde jeweils für positive und negative Regelenergie genau ein Soll- und ein Istwert bestimmt, auch wenn ggf. mehrere Gebote desselben Anbieters in der Viertelstunde eingesetzt wurden. In einem solchen Fall werden die Energiewerte bei der Abrechnung entsprechend der Merit Order der Arbeitspreise auf die unterschiedlichen eingesetzten Gebote des Anbieters verteilt.

Nach Klärung und Umsetzung eventuellen Korrekturbedarfs werden auf Basis der Soll- und Istwerte die abzurechnenden Mengen bestimmt. Dabei gilt der Grundsatz, dass die ÜNB aus den Soll- und Istwerten in jeder Viertelstunde die Werte auswählen, die zu den geringsten Kosten bzw. den höchsten Erlösen für die ÜNB führen. Beispielsweise wird bei positivem SRL-Einsatz bei positiven Angebotspreisen der niedrigere der beiden Werte (Soll und Ist) herangezogen. Falls der Anbieter mehr Regelenergie einspeist als angefordert (d. h. der Istwert über dem Sollwert liegt), wird die überschüssig gelieferte Menge somit nicht vergütet. Falls er weniger Energie einspeist als angefordert (d. h. der Istwert unter dem Sollwert liegt), wird nur die Ist-Menge vergütet. Entsprechende Überlegungen gelten für negative Regelenergie und die (insbesondere dort relevante) Fallunterscheidung nach dem Vorzeichen der Angebotspreise.

- Die MRL wird anders als die SRL nicht messtechnisch abgegrenzt, so dass eine separate Erfassung des Ist-Einsatzes hier nicht möglich ist. Vielmehr wird die MRL im Bilanzierungssystem berücksichtigt, indem für jeden Abruf ein viertelstündlicher Austauschfahrplan zwischen dem Bilanzkreis des MRL-Anbieters und dem MRL-Bilanzkreis des betreffenden ÜNB generiert wird. Wenn der Anbieter die MRL exakt anforderungsgemäß und somit entsprechend dem hierfür generierten Fahrplan erbringt, gleicht der Fahrplan die mit der Erbringung verbundenen Änderungen der Erzeugungs- bzw. Verbrauchszählwerte des Anbieters genau aus. Wenn hingegen Abweichungen auftreten, werden diese automatisch im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung festgestellt und als Ausgleichsenergie behandelt, die der Anbieter in Anspruch genommen hat.

Für die Abrechnung der im Rahmen der MRL erbrachten Regelenergiemengen zwischen ÜNB und Anbieter sind somit die Viertelstundenwerte des vom MOL-Server der ÜNB an den Anbieter übermittelten Einsatzfahrplans maßgeblich.

#### **4.6 Abrechnung und Zahlungsströme zwischen den ÜNB**

Durch die Kooperation der ÜNB im NRV und in der IGCC weicht die Verteilung der Vorhaltung und des Einsatzes von Regelleistung bzw. -energie auf die Regelzonen im Allgemeinen von der Verteilung des jeweiligen Bedarfs ab. Um dennoch eine verursachungsgerechte Kostenzuordnung zu ermöglichen und die Vorteile der Kooperation angemessen aufzuteilen, finden zwischen den ÜNB Ausgleichszahlungen statt.

Die deutschen ÜNB stimmen hierzu für jeden Liefermonat im Laufe des Folgemonats eine gegenseitige Abrechnung ab, die die unterschiedlichen Vergütungskomponenten berücksichtigt. Hierbei wird jeweils eine Soll-Kostenaufteilung bestimmt, die die durch eine dieser Komponenten angefallenen Kosten entsprechend einem vereinbarten Schlüssel auf die Regelzonen aufteilt. Die Soll-Kosten jedes ÜNB werden den Ist-Kosten gegenübergestellt, die sich aufgrund des Anschluss-ÜNB-Prinzips aus den Abrechnungen zwischen dem ÜNB und den Regelleistungsanbietern in seiner Regelzone ergeben. Aus dieser Gegenüberstellung ergeben sich die von jedem ÜNB zu leistenden oder zu empfangenden Ausgleichszahlungen.

Für die Ermittlung der Soll-Kosten wird bei der Vergütung für die Regelleistungsvorhaltung (PRL, SRL und MRL) wird seit 2014 eine Kostenaufteilung entsprechend dem – am Anteil der Regelzonen am Letztverbrauch orientierten – Umlageschlüssel für den KWK-Belastungsausgleich umgesetzt. Die Ist-Kosten ergeben sich aus den Anbieter-Abrechnungen der ÜNB zur Regelleistungsvorhaltung.

Bei der Vergütung für den Einsatz von Regelenergie (SRL und MRL) ergeben sich die Soll-Kosten eines ÜNB für jede Viertelstunde aus dem Regelzonensaldo seiner Regelzone, der den betrieblich festgestellten Gesamtbedarf an Ausgleichsenergie in der Regelzone repräsentiert, und dem für die Viertelstunde ermittelten Ausgleichsenergiepreis. Die Ist-Kosten umfassen zum einen die aus den Anbieter-Abrechnungen zum Regelenergieeinsatz resultierenden Kosten und Erlöse. Zum anderen umfassen sie die Kosten/Erlöse, die aus Ausgleichszahlungen im Rahmen der IGCC resultieren.

Die Zusammenarbeit in der IGCC verringert die Kosten für den Regelenergieeinsatz im gesamten Kooperationsgebiet, weil

- im Regelfall die Kosten für den Einsatz positiver SRL deutlich höher sind als die Erlöse für den Einsatz negativer SRL<sup>18</sup> und
- somit es aus Gesamtsystemperspektive günstiger ist, auf den Einsatz gegenläufiger Reserven zu verzichten.

Aufgrund deutlich unterschiedlicher Preissysteme für Regelenergie teilt sich diese Kosteneinsparung aber nicht automatisch in einer Weise auf die Kooperationspartner auf, die allgemein als fair empfunden wird und ausreichende Anreize für die Teilnahme an der Kooperation setzt. Bei der Einführung des IGCC wurde deshalb ein Preissystem etabliert, auf Basis dessen IGCC-Lieferungen zwischen den teilnehmenden ÜNB abgerechnet werden. Dabei wird der für alle IGCC-Lieferungen innerhalb einer Viertelstunde einheitliche Abrechnungspreis auf Basis sowohl der vermiedenen Kosten (bei Verzicht auf Aktivierung positiver SRL) wie der vermiedenen Erlöse (bei Verzicht auf Aktivierung negativer SRL) der Kooperationspartner mengengewichtet so festgelegt, dass möglichst alle Partner von der IGCC-Zusammenarbeit profitieren. Die Ermittlung des IGCC-Abrechnungspreises und die Abrechnung der IGCC-Lieferungen auf Basis dieses Preises und der vom IGCC-Modul ermittelten Korrektursignale erfolgen monatlich ex post.

Neben den zuvor genannten Kosten- und Erlösbestandteilen betrifft die Abrechnung von Ausgleichszahlungen zwischen den deutschen ÜNB seit Kurzem auch die zusätzlichen Erlöse, die den ÜNB durch die zum Dezember 2012 eingeführten Preismechanismen bei der Abrechnung von Ausgleichsenergie entstehen können (siehe Abschnitt 5.2). Diese durch Mindest- und Höchstpreise sowie Preiszu- und -abschläge bedingten Erlöse werden entsprechend den Anteilen der ÜNB an den gesamten Vorhaltungskosten der Regelleistungsqualitäten SRL und MRL auf die ÜNB aufgeteilt. Differenzen zwischen der Soll- und der Ist-Aufteilung dieser Erlöse werden wiederum durch Ausgleichszahlungen ausgeglichen. Die resultierenden Beträge dieser Erlöse werden gemäß den Vorgaben der Bundesnetzagentur durch jeden ÜNB zu-

---

<sup>18</sup> Bei negativen Preisen können hier ggf. sogar ebenfalls Kosten anfallen.

nächst mit seinem Anteil an den Kosten der Regelleistungsvorhaltung verrechnet und anschließend bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte berücksichtigt.

#### 4.7 Transparenzvorgaben

Aus verschiedenen Gründen (u. a. Abbau von Markteintrittsbarrieren und Wettbewerbsintensität in den Regelenenergiemärkten, Möglichkeit zur umfassenden Beurteilung der Angebotssituation auf den Strom-Großhandelsmärkten, Nachvollziehbarkeit der Ausgleichsenergiepreisbildung) ist eine möglichst große Transparenz der Ausschreibung, Beschaffung und Inanspruchnahme von Regelenergie wünschenswert.

Entsprechende Vorgaben treffen sowohl die StromNZV (§9) als auch die Festlegungen der Bundesnetzagentur aus dem Jahr 2011 zur Ausschreibung der verschiedenen Regelenergiequalitäten<sup>19</sup>. Konkret wird eine Veröffentlichung von verschiedenen Informationen auf [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) gefordert. Dies sind

- für PRL
  - die Höhe des deutschlandweiten und ausländischen Gesamtbedarfs,
  - eine anonymisierte Liste bezuschlagter PRL-Gebote (inkl. Angebotsleistung und -preis),
  - mittlerer gewichteter Leistungspreis und Grenzleistungspreis,
- für SRL
  - die Höhe des Bedarfs je Produkt und Regelzone einschließlich ggf. bewilligter Kernanteile,
  - eine anonymisierte Liste bezuschlagter SRL-Gebote (inkl. Angebotsleistung, Leistungs- und Arbeitspreisgebot) und ggf. der Kennzeichnung aufgrund von Kernanteilen bezuschlagter Gebote,
  - mittlerer gewichteter Leistungspreis und Grenzleistungspreis je Produkt,

---

<sup>19</sup> Verfahren BK6-10-097, BK6-10-098, BK6-10-099

- die eingesetzte Sekundärregulararbeit (separat für positive und negative SRL) in viertelstündlicher Auflösung im gesamten Netzregelverbund und differenziert nach Erbringungsregelzone
- der Zeitraum der Abweichung von der Merit Order mit Begründung ,
- für MRL
  - die Höhe des Gesamtbedarfs je Produkt einschließlich ggf. bewilligter Kernanteile je Regelzone,
  - eine anonymisierte Liste aller MRL-Gebote (inkl. Angebotsleistung, Leistungs- und Arbeitspreisgebot und Zuschlagsinformation) unter Kennzeichnung aufgrund von Kernanteilen bezuschlagter Gebote,
  - mittlerer gewichteter Leistungspreis und Grenzleistungspreis je Produkt und über alle Zeitscheiben,
  - die eingesetzte Minutenreservearbeit (separat für positive und negative MRL) in viertelstündlicher Auflösung im gesamten Netzregelverbund und differenziert nach Erbringungsregelzone
  - der Zeitraum der Abweichung von der Merit Order mit Begründung

Zusätzlich sind der Saldo aller vier Regelzonen und des gesamten NRV<sup>20</sup> ebenfalls in viertelstündlicher Auflösung sowie die Namen präqualifizierter Anbieter für alle Reservequalitäten auf [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) zu veröffentlichen.

Die zur Erfüllung dieser Transparenzanforderungen notwendigen Daten sind vollständig auf [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) abrufbar. Dabei finden sich

- Listen präqualifizierter Anbieter unter dem Menüpunkt „Über Regelleistung“,
- Hinweise zum Bedarf an den einzelnen Reservequalitäten und den Ausschreibungsergebnissen unter dem Menüpunkt „Ausschreibungen“ und

---

<sup>20</sup> Aufgrund des Beschlusses BK6-12-024 zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems müssen die ÜNB den Saldo des NRV seit 01.12.2012 spätestens 15 Minuten nach Abschluss eines Abrechnungsintervalls auf [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) veröffentlichen.

- Informationen zum Regelleistungseinsatz, zu Regelzonen- bzw. NRV-Salden und Abweichungen von der Merit Order unter dem Menüpunkt „Datencenter“. Zusätzlich werden dort Informationen zum Austausch im Rahmen der IGCC sowie zur Überschreitung der für das Ausgleichsenergiepreissystem relevanten Schwelle (vgl. Abschnitt 5.2) des Einsatzes von mehr als 80 % der kontrahierten Reserveleistung veröffentlicht. Zu beachten ist, dass gerade aufgrund der kurzen Veröffentlichungszeiten einzelne Daten betriebliche und damit noch nicht qualitätsgesicherte Werte darstellen, die ggf. im weiteren Abrechnungs- und Verarbeitungsprozess korrigiert werden.

Anbietern oder potenziellen Anbietern ist über die Veröffentlichungen auf [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) hinaus die eingesetzte Sekundärregelarbeit über einen Zeitraum von mindestens 12 Monaten in sekundlicher Auflösung zur Verfügung zu stellen. Eine entsprechende Bereitstellung erfolgt auf Anfrage über eine Internetseite der deutschen ÜNB.

## 5 Ermittlung und Abrechnung von Ausgleichsenergie

### 5.1 Ermittlung und Abrechnung von Ausgleichsenergiemengen

Wie in Abschnitt 2.2 erläutert, sind die ÜNB dafür verantwortlich, jeweils für ihre Regelzone die von den dort tätigen Bilanzkreisen in Anspruch genommenen Ausgleichsenergiemengen zu ermitteln und abzurechnen. Der erforderliche Informationsaustausch, die Mitwirkungspflichten und die zu beachtenden Fristen für diesen als Bilanzkreisabrechnung bezeichneten Prozess sind in den durch Beschluss der Bundesnetzagentur festgelegten Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom („MaBiS“) geregelt. Der Prozess umfasst folgende wesentliche Schritte vor und nach dem Lieferzeitpunkt:

- Die in einer Regelzone tätigen BKV teilen dem ÜNB, dessen Rolle im Zusammenhang mit der Bilanzkreisabrechnung auch als Bilanzkoordinator (BIKO) bezeichnet wird, vor dem Lieferzeitpunkt alle geplanten Austauschgeschäfte zwischen den Bilanzkreisen innerhalb der Regelzone sowie über Regelzonengrenzen hinweg mit. Diese Mitteilungen erfolgen in elektronischen, automatisierten Prozessen; die Austauschmitteilungen werden als Fahrpläne bezeichnet. Nach dem Lieferzeitpunkt können die BKV jeweils innerhalb einer Regelzone noch am Folgetag bis 16:00 Uhr abgestimmte Änderungen dieser Austauschprogramme mitteilen.
- Alle Netzbetreiber (Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber) einer Regelzone erfassen von den an ihr Netz angeschlossenen Einspeisern und Verbrauchern nach dem Lieferzeitpunkt die viertelstündlichen Zählwerte sowie die standardisierten Lastprofile, die für die Bilanzierung von Kleinkunden ohne registrierende Lastgangmessung verwendet werden, und summieren diese je Bilanzkreis auf, differenziert nach unterschiedlichen Arten von Einspeisung und Verbrauch. Die BIKO nehmen diese bilanzkreisscharfen Zeitreihen entgegen und teilen sie den BKV mit. Dieser Prozess und auch die gesamte Bilanzkreisabrechnung finden jeweils für einen Liefermonat statt. Die Abstimmung der bilanzkreisscharfen viertelstündlichen Energiesalden zwischen dem jeweiligen Netzbetreiber und dem BKV muss spätestens bis zum 29. Werktag nach dem Liefermonat abgeschlossen sein. Der zu diesem Zeitpunkt beim ÜNB vorliegende, gemäß den Marktregeln abrechnungsrelevante Stand dieser Daten bildet die Grundlage für die Bilanzkreisabrechnung, die die BIKO bis zum 42. Werktag nach dem Liefermonat zu erstellen haben.

- Um Korrekturen der Bilanzkreisdaten, die von Netzbetreibern und/oder von BKV noch nach diesem Zeitpunkt als notwendig erkannt und dem BIKO mitgeteilt werden, nachträglich berücksichtigen zu können, findet acht Monate nach dem Liefermonat eine Korrektur-Bilanzkreisabrechnung statt, für die mit der MaBiS ebenfalls Fristen für den Datenaustausch und das Clearing festgelegt sind.
- Die Ausgleichsenergiepreise, nach denen später die festgestellten Energiesalden der Bilanzkreise abgerechnet werden, müssen die ÜNB bereits bis zum 20. Werktag nach dem Liefermonat – d. h. bereits vor der für die erste Bilanzkreisabrechnung maßgeblichen Abstimmung der Bilanzkreissalden – ermitteln, veröffentlichen und jedem BKV auf elektronischem Weg übermitteln.

Ähnlich wie bei der Abrechnung gegenüber Anbietern von Regelleistung und -energie werden die Rechnungen bei der Bilanzkreisabrechnung immer durch die ÜNB erstellt und den BKV übermittelt, unabhängig davon, ob sich im Einzelfall eine Zahlung vom BKV an den ÜNB oder umgekehrt ergibt.

## 5.2 Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises reBAP

Die Abrechnung von Ausgleichsenergie erfolgt nach den Vorgaben der StromNZV unter Anwendung symmetrischer viertelstündlicher Ausgleichsenergiepreise. Dies bedeutet, dass der für eine viertelstündliche Abrechnungsperiode ermittelte Ausgleichsenergiepreis gleichermaßen für Entnahmen eines unterspeisten Bilanzkreises aus dem System (d. h. positive Ausgleichsenergie) und für Einspeisungen eines überspeisten Bilanzkreises in das System (d. h. negative Ausgleichsenergie) verwendet wird. Dieser symmetrische Ausgleichsenergiepreis, der in der Einheit Euro pro MWh angegeben wird, wird zudem seit der Einführung des Netzregelverbands als bundesweit einheitlicher Preis ermittelt und seitdem als „regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis“ (reBAP) bezeichnet.

Der reBAP wird im Grundsatz ermittelt, indem die in einer Viertelstunde aufgetretenen Regelenergiekosten durch den Saldo der abgerufenen Regelenergiemengen dividiert werden. Da, wie bereits erläutert, sowohl die Regelenergiekosten als auch die Regelenergiemengen ein positives oder negatives Vorzeichen aufweisen können, kann auch der reBAP positiv oder negativ sein. Ein positiver reBAP bedeutet, dass BKV für aus dem System entnommene Ausgleichsenergie (d. h. bei Unterspeisung ihres Bilanzkreises) Geld an den ÜNB zahlen und

für in das System eingespeiste Ausgleichsenergie (d. h. bei Überspeisung ihres Bilanzkreises) Geld vom ÜNB erhalten. Bei einem negativen reBAP ergeben sich entsprechend umgekehrte Zahlungsflüsse. Tabelle 5.1 fasst die Wirkungen für die vier möglichen Kombinationen der Vorzeichen des Bilanzkreissaldos und des reBAP zusammen.

<i>Bilanzkreis</i>	<i>Entnahme/Einspeisung von Ausgleichsenergie</i>	<i>Vorzeichen reBAP</i>	<i>Finanzielle Auswirkung für BKV</i>
unterspeist	Entnahme	positiv	Rechnung
unterspeist	Entnahme	negativ	Gutschrift
überspeist	Einspeisung	positiv	Gutschrift
überspeist	Einspeisung	negativ	Rechnung

*Tabelle 5.1: Finanzielle Auswirkungen der Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie abhängig von den Vorzeichen von Bilanzkreissaldo und reBAP*

Abweichend von der zuvor erläuterten grundsätzlichen Berechnungsweise des reBAP werden situationsabhängig verschiedene Mechanismen zur Anpassung der Preise angewendet, die im Laufe der vergangenen Jahre durch Beschlüsse der Bundesnetzagentur eingeführt wurden:

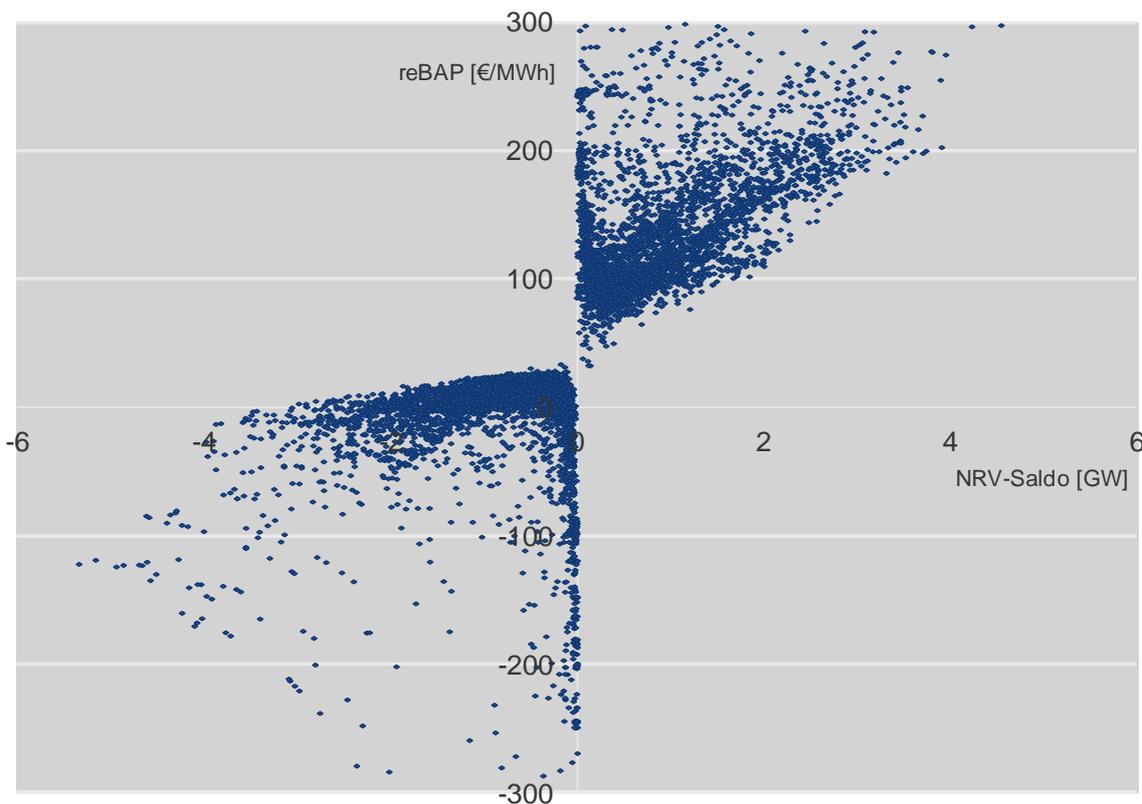
- Der reBAP wird generell auf den innerhalb einer Viertelstunde aufgetretenen höchsten Preis der abgerufenen Regelenergieangebote begrenzt, um Preisspitzen zu vermeiden, die ansonsten insbesondere bei sehr kleinen Mengensalden der Regelenergie auftreten würden (infolge der Division der Kosten durch eine sehr geringe Regelenergiemenge).
- Seit Anfang Dezember 2012 wird eine Preisreferenz aus dem untertäglichen Börsenhandel als Unter- oder Obergrenze (je nach Vorzeichen des Mengensaldos) für den reBAP berücksichtigt, um etwaige Anreize für eine auf Preisdifferenzen spekulierende gezielte Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie durch BKV zu eliminieren.
- Ebenfalls zum Dezember 2012 wurde eine Regelung eingeführt, nach der bei einer Inanspruchnahme der vorgehaltenen SRL und MRL von (in Summe) mehr als 80% in positiver oder negativer Richtung ein Zu- bzw. Abschlag auf den reBAP erhoben wird, um einen

verstärkten Anreiz zur Systemstabilisierung und zur vorbeugenden Vermeidung solcher Situationen zu vermitteln.

Da diese Preisanpassungsmechanismen aber jeweils nur in einem kleinen Teil der Abrechnungsviertelstunden Auswirkungen entfalten, wird der reBAP in erster Linie von den Regelenergiekosten und -mengen bestimmt. Zwischen diesen beiden Größen besteht allerdings kein einfacher Zusammenhang etwa in der Form, dass die spezifischen (d. h. mengenbezogenen) Regelenergiekosten monoton mit der Regelenergiemenge steigen (bzw. im negativen Bereich monoton damit fallen). Vielmehr werden die Preise dadurch beeinflusst, dass die zwei Regelenergiearten SRL und MRL auf Basis voneinander unabhängiger Ausschreibungsmärkte beschafft werden und daher stark unterschiedliche Preisstrukturen aufweisen können. Die beiden Regelenergiearten können zudem, wie in Abschnitt 4.4 erläutert, zeitweise auch gleichzeitig mit entgegengesetztem Vorzeichen zum Einsatz kommen. Daher können die Regelenergiekosten auch bei kleinem Mengensaldo hoch sein oder auch in Zeiträumen mit gleichbleibendem Mengensaldo starken Schwankungen unterliegen, da sich die Aufteilung auf die Regelenergiearten ändern kann. Die Höhe des reBAP und seine zeitliche Entwicklung lassen sich somit immer nur unter Betrachtung sowohl der Kosten- als auch der Mengenentwicklungen beider Regelreservequalitäten und etwaiger für den Bilanzausgleich ergriffener Zusatzmaßnahmen erklären.

Beispielhaft verdeutlicht Bild 5.1 für die Viertelstunden des Zeitraums Januar-März 2012, dass der Zusammenhang zwischen dem reBAP und dem Ausgleichsenergiesaldo im deutschen Netzregelverbund eine erhebliche Streuung aufweist. (Hinweis: Dieser Zeitraum lag vor der Einführung des zweiten und dritten der oben genannten Preisanpassungsmechanismen.)

Die beschriebenen Preisanpassungsmechanismen führen dazu, dass die über die Bilanzkreisabrechnung abgerechneten Kosten nicht in jeder Viertelstunde exakt mit den Regelenergiekosten übereinstimmen. Diese Abweichungen werden seit Dezember 2012 mit den Netzkosten der ÜNB verrechnet, die die Grundlage der Netznutzungsentgelte bilden. Zuvor wurden solche Abweichungen nur durch den ersten der drei beschriebenen Mechanismen (Preisbegrenzung) verursacht. Sie wurden als „nicht-wälzbare Kosten“ bezeichnet und durch einen einheitlichen Zu-/Abschlag zu den reBAP-Werten des jeweiligen Abrechnungsmonats berücksichtigt.



*Bild 5.1: Korrelation des Ausgleichsenergiepreises reBAP mit dem Saldo des deutschen Netzregelverbunds (NRV) im ersten Quartal 2012; jeder Punkt repräsentiert die Werte für eine Viertelstunde*

Prozessual erfolgt die Berechnung des reBAP in der Weise, dass die vier ÜNB sich nach Durchführung der Abrechnung mit den Regelleistungsanbietern (und den Vertragspartnern für evtl. ergriffene Zusatzmaßnahmen) gegenseitig vollständige Informationen über die hieraus resultierenden Kosten/Erlöse und die eingesetzten Energiemengen zur Verfügung stellen. In Verbindung mit den ebenfalls untereinander ausgetauschten Daten zur IGCC-Abrechnung und weiteren Angaben (z. B. zu den Höchstpreisen der je Viertelstunde abgerufenen Regelleistungsgesamtheit) kann jeder ÜNB den reBAP für den betreffenden Liefermonat berechnen. Die ÜNB haben vereinbart, dass einer der ÜNB die Berechnung federführend durchführt und die anderen drei die Ergebnisse mit ihren Berechnungsergebnissen vergleichen. Nach Abstimmung etwaigen Korrekturbedarfs, der in der Praxis allenfalls bei Änderungen der Berechnungssystematik oder Datenaustauschmodalitäten auftritt, veröffentlicht jeder ÜNB die reBAP-Werte für den Liefermonat im Internet.

Durch die in diesen Prozessablauf integrierten Schritte der Qualitätssicherung wird sichergestellt, dass der reBAP auf Basis der vorliegenden Daten korrekt berechnet und von allen vier ÜNB geprüft wird. Die Erfahrung hat jedoch gezeigt, dass vereinzelt nach Veröffentlichung des reBAP Änderungen der relevanten Eingangsdaten erforderlich werden, etwa aufgrund von nachträglich erkannten Daten- oder Berechnungsfehlern im Rahmen der IGCC-Abrechnung. Die ÜNB haben mit der Bundesnetzagentur abgestimmt, dass auch in solchen Fällen die einmal veröffentlichten reBAP-Werte nicht rückwirkend geändert werden sollen. Vielmehr sollen die zur Korrektur der erkannten Fehler zu berücksichtigenden Mehr- oder Minderkosten über einen einheitlichen Zu- bzw. Abschlag auf den reBAP im Folgemonat verrechnet werden (analog zur Verrechnung der „nicht-wälzbaren Kosten“ vor Dezember 2012; s. oben). Wenn die Mehr- oder Minderkosten eine Grenze von 3% der im Folgemonat angefallenen Regularbeitskosten überschreiten und/oder der Zu- bzw. Abschlag einen Betrag von 3 €/MWh überschreiten würde, so wird der Zu- oder Abschlag auf die jeweils engere dieser beiden Grenzen begrenzt, und die verbleibenden Mehr-/Minderkosten werden in dem/den weiteren Folgemonat(en) verrechnet.

Dieser mit Wirkung vom 1. Oktober 2013 eingeführte Korrekturmechanismus wie auch die zuvor erläuterten Schritte zur Berechnung des reBAP sind im Einzelnen in der zwischen den ÜNB und der Bundesnetzagentur abgestimmten und unter [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) veröffentlichten Modellbeschreibung zur reBAP-Berechnung beschrieben.

### 5.3 Kostenallokationswirkungen und Solidarprinzip

Wie in Abschnitt 2.1 erläutert, führt das Konzept der Systemregelung durch die ÜNB im Gegensatz zu einer theoretisch denkbaren gänzlich dezentralen Regelungsverantwortung durch die einzelnen Stromversorger zu erheblichen Einsparungen für die Gesamtheit der Netznutzer, da es eine aufwendige Echtzeiterfassung von Einspeisung und Verbrauch aller Netznutzer erübrigt und den Bedarf an Regelreserve durch maximale Nutzung von Durchmischungseffekten minimiert. Dem einzelnen BKV entsteht bei diesem Konzept durch Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie nur ein kleiner Bruchteil der Kosten, die durch Vorhaltung und Einsatz eigener Regelreserven für das eigene Kundenkollektiv entstehen würden.

Zwar liegt der Ausgleichsenergiepreis oft erheblich über den Preisen auf den Strommärkten (etwa den Börsenpreisen). Die Kosten und Erlöse des einzelnen BKV kompensieren sich jedoch durch die ständig wechselnde Richtung der Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie

größtenteils über die Zeit. Im langfristigen Durchschnitt trägt jeder BKV einen Teil des Saldos der Regelenergiekosten der ÜNB. Die Höhe dieses Anteils hängt stark davon ab, wie stark der Ausgleichsenergiebedarf des einzelnen Bilanzkreises mit dem Ausgleichsenergiebedarf der Gesamtheit aller Bilanzkreise statistisch korreliert ist. Rein zufällige Schwankungen, die keinen systematischen Zusammenhang mit den Bedarfsschwankungen im Gesamtsystem aufweisen, führen im Durchschnitt nicht zu erheblichen Ausgleichsenergiekosten.

Dieses Konzept der solidarischen Teilung der Regelenergiekosten unter den BKV setzt bei allen Beteiligten die Akzeptanz der Tatsache voraus, dass der auf einen Bilanzkreis entfallende Teil der Kosten nicht nur von dessen Ausgleichsenergiebedarf, sondern auch vom Ausgleichsenergiebedarf der anderen Bilanzkreise abhängt. Beispielsweise kann sich für einen Bilanzkreis, der in einer Viertelstunde eine Unterspeisung aufweist, ein über oder unter den Strommarktpreisen liegender Ausgleichsenergiepreis ergeben, je nachdem, ob die Gesamtheit der Bilanzkreise eine Unter- oder Überspeisung aufweist. Zudem weist der Ausgleichsenergiepreis infolge der Merit Order beim Abruf zumindest tendenziell einen Zusammenhang mit dem gesamten Ausgleichsenergiebedarf aller Bilanzkreise auf.

Ein weiteres wesentliches Merkmal dieses Konzepts besteht darin, dass die Ursachen des bei den einzelnen Bilanzkreisen auftretenden Ausgleichsenergiebedarfs im Grundsatz keine Rolle bei der Bilanzkreisabrechnung spielen. Es wird – unbeschadet der grundsätzlichen Verpflichtung von BKV zur ausgeglichenen Bewirtschaftung ihrer Bilanzkreise in jeder Viertelstunde – akzeptiert, dass in plausiblen Grenzen Ausgleichsenergiebedarf entsteht und für die Höhe der Abrechnung einzig die Höhe des Ausgleichsenergiebedarfs maßgeblich ist. Die Ursachen für einzelne Abweichungen oder die Treiber für deren Höhe – wie z. B. die Güte von Prognosen, die Intensität des Informationsaustauschs zwischen BKV und ihren Kunden sowie die Art der zum kurzfristigen Bilanzausgleich ergriffenen Maßnahmen – werden hierbei nicht betrachtet.

Nur bei inakzeptabel umfangreicher Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie können BKV gemäß Bilanzkreisvertrag sanktioniert werden. Eine grundsätzliche Verpflichtung gegenüber BKV zur Rechtfertigung der Höhe ihres Ausgleichsenergiebedarfs ist dagegen nicht vorgesehen und wäre mit den Grundprinzipien des Ausgleichsenergiekonzepts auch schwer zu vereinbaren. Nur wenn die ÜNB signifikante Bilanzabweichungen feststellen, klären sie mit dem betroffenen BKV, inwiefern diese Abweichungen durch den BKV hätten vermieden werden können.

## 5.4 Transparenzvorgaben

Über die in Abschnitt 4.7 erläuterten Veröffentlichungspflichten der ÜNB zur Beschaffung und zum Einsatz von Regelleistung und -energie hinaus beschränken sich die Transparenzvorgaben im Zusammenhang mit der Bilanzkreisabrechnung im Wesentlichen auf die Veröffentlichung der Ausgleichsenergiepreise reBAP. Informationen zur Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie durch die einzelnen Bilanzkreise werden vertraulich behandelt und daher nicht veröffentlicht.