

## Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs

Gutachten im Auftrag der

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4, 53113 Bonn

10.12.2008

**Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen Haubrich**

Auf dem Wollerscheid 15  
D-52152 Simmerath-Lammersdorf

Tel. +49. 2473. 8077  
Fax +49. 2473. 689820

**CONSENTEC**  
**Consulting für Energiewirtschaft**  
**und -technik 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>Abkürzungen</b>	<b>iii</b>
<b>1 Hintergrund und Zielsetzung</b>	<b>1</b>
<b>2 Einflussfaktoren auf den Bedarf an Sekundärregel- und Minutenreserve</b>	<b>3</b>
2.1 Ursachen für Bilanzungleichgewichte	3
2.1.1 Kraftwerksausfälle	5
2.1.2 Lastprognosefehler und Lastrauschen	6
2.1.3 Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugung	12
2.1.4 Fahrplansprünge	14
2.1.5 Aktivierungsverzögerung von Minutenreserve	22
2.2 Bewertungskriterien für die Reservebemessung	25
<b>3 Methodisches Vorgehen bei der Bemessung von Kraftwerksreserve</b>	<b>26</b>
3.1 Analytisches Verfahren	26
3.2 Abgrenzung von Sekundärregel- und Minutenreserve	27
3.3 Bestimmung der Erwartungswerte für eingesetzte Regelenergie	32
<b>4 Ergebnisse</b>	<b>34</b>
4.1 Basisszenario	34
4.2 Sensitivitätsuntersuchungen hinsichtlich der Einflussgrößen	36
4.2.1 Variation des Defizitniveaus	36
4.2.2 Aufteilung des Defizitniveaus	37
4.2.3 Regelzonen-Prognosefehler	41
4.2.4 Lastrauschen	43
4.2.5 Prognosefehler dargebotsabhängiger Erzeugung	44
<b>5 Konsequenzen einer einheitlichen Regelzone Deutschland für die Vorhaltung von Sekundärregel- und Minutenreserve</b>	<b>47</b>
5.1 Basisszenario	47
5.2 Sensitivitätsuntersuchungen hinsichtlich der Einflussgrößen	51
5.2.1 Variation des akzeptierten Defizitniveaus	51
5.2.2 Regelzonen-Prognosefehler	54

5.2.3	Lastrauschen	56
5.3	Abschätzung des Jahresregelenergiebedarfs	57
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung</b>	<b>59</b>
	<b>Literatur</b>	<b>61</b>
<b>A</b>	<b>Grundlagen der Faltung</b>	<b>A-1</b>
<b>B</b>	<b>Ergänzende Aspekte der Untersuchung</b>	<b>B-1</b>
B.1	Verfahrensabgrenzung	B-1
B.2	Dimensionierung der Primärregelreserve	B-3
B.3	Internationale Praxis bei der Bemessung der notwendigen Sekundärregel- und Minutenreservevorhaltung	B-3
B.4	UCTE-Regeln zur notwendigen Sekundärregelreservevorhaltung	B-4

## Abkürzungen

EEG Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien („Erneuerbare Energien Gesetz“)

FPS Fahrplansprung

GRR Gesamtregelreserve

KWB Kraftwerksbetreiber

MRL Minutenreserveleistung

$Pr_D$  Wahrscheinlichkeit für ein Leistungsdefizit

$Pr_{\ddot{U}}$  Wahrscheinlichkeit für einen Leistungsüberschuss

$Pr_{D/\ddot{U}, GRR}$  Wahrscheinlichkeit für Defizit/Überschuss aufgrund unzureichender GRR

$Pr_{D/\ddot{U}, SRR}$  Wahrscheinlichkeit für Defizit/Überschuss aufgrund unzureichender SRR

SRR Sekundärregelreserve

ÜNB Übertragungsnetzbetreiber

VGB VGB PowerTech e.V., Essen

WEA Windenergieanlage



## 1 Hintergrund und Zielsetzung

Im Rahmen ihrer Systemverantwortung haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verschiedene Systemdienstleistungen zu erbringen, die unverzichtbar für den stabilen Stromnetzbetrieb und damit für die Versorgungssicherheit auf nationaler wie internationaler Ebene sind. Die Frequenzhaltung, d. h. die Vorhaltung und der Einsatz von Reserve in den drei Reservequalitäten Primärregelreserve (PRR), Sekundärregelreserve (SRR) und Minutenreserve (MRL), ist von diesen Systemdienstleistungen die bedeutendste. Gleichzeitig trägt sie in erheblichem Maße zu den Netzkosten und -tarifen der ÜNB bei.

Seit einigen Jahren ist die Deckung des Reservebedarfs der deutschen ÜNB – ursprünglich resultierend aus kartellrechtlichen Fusionsauflagen – wettbewerblich organisiert. Die ÜNB schreiben dabei ihren Bedarf an PRR, SRR und MRL über eine gemeinsame Internetplattform aus. Die Bundesnetzagentur hat in den Jahren 2006 und 2007 Festlegungen zu den Ausschreibungsmodalitäten getroffen, um den Reservemarkt für neue Anbieter zu öffnen und langfristig die Kosten für Vorhaltung und Einsatz von Reserve zu reduzieren. Neben den Beschaffungsbedingungen beeinflusst aber auch die Höhe der in den verschiedenen Qualitäten vorgehaltenen Reserve diese Kosten sehr maßgeblich. Diese wird von den ÜNB bisher in eigener Verantwortung ermittelt. Um die Konsistenz der Höhe der vorgehaltenen Reserve, die sich zwischen den ÜNB teils erheblich unterscheidet, objektiv beurteilen zu können, hat die Bundesnetzagentur an CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH und Univ.-Prof. Dr.-Ing. H.-J. Haubrich vom Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen ein wissenschaftliches Gutachten vergeben, dessen Ergebnisse im vorliegenden Bericht dokumentiert sind.

Ziel des Gutachtens war neben der Diskussion grundlegender methodischer Fragen bei der Reservebemessung die Bestimmung des notwendigen Reservebedarfs in den Qualitäten Sekundärregel- und Minutenreserve für die vier deutschen Regelzonen. Grundlage dieser Bestimmung war die Anwendung des von allen deutschen Übertragungsnetzbetreibern verwendeten Bemessungsverfahrens nach Graf/Haubrich [1].

Ergänzend waren die Konsequenzen einer möglichen Zusammenlegung der vier Regelzonen zu einer gesamtdeutschen Regelzone für die Reservevorhaltung zu untersuchen.

Der vorliegende Abschlussbericht dokumentiert die durchgeführten Untersuchungen zur Reservebemessung. Hierfür werden zunächst die wesentlichen Einflussgrößen auf die Reservebemessung beschrieben (Kapitel 2).

Kapitel 3 beschäftigt sich mit der Methodik zur Bestimmung der erforderlichen Reserveleistung. Im Anschluss daran folgen ein Überblick über die verwendeten Eingangsdaten und die Vorstellung der Untersuchungsergebnisse der Bemessungen für die einzelnen Regelzonen (Kapitel 4). Die Untersuchungen werden abgeschlossen durch die Ergebnisse für eine gesamtdeutsche Regelzone (Kapitel 5). Am Ende des Berichts sind die wesentlichen Erkenntnisse kurz zusammengefasst.

## 2 Einflussfaktoren auf den Bedarf an Sekundärregel- und Minutenreserve

### 2.1 Ursachen für Bilanzungleichgewichte

Ein sicherer Systembetrieb elektrischer Netze erfordert ein stetes Gleichgewicht zwischen Netzeinspeisung und Netzlast. Die Betriebsplanung der ÜNB und alle damit verbundenen Prozesse wie z. B. die Fahrplananmeldung der Bilanzkreisverantwortlichen haben deshalb sicherzustellen, dass dieses Gleichgewicht in der Vorausschau nicht verletzt wird. Im Netzbetrieb kommt es jedoch aufgrund verschiedenster Ursachen immer wieder zu nicht prognostizierbaren und nicht vermeidbaren Störungen dieses Gleichgewichts, die durch vom Netzbetreiber vorzuhaltende Reserve ausgeglichen werden müssen [1]. Die Störungen des Bilanzgleichgewichts können auf verschiedene Ursachen zurückgeführt werden:

- **Stochastisches Verhalten der Lasten:** Das Verhalten der Lasten ist offensichtlich nicht ex ante exakt bekannt oder gar steuerbar, sondern lässt sich nur stochastisch prognostizieren. Aus der Abweichung von Prognosewert und tatsächlicher Last resultieren Bilanzungleichgewichte, deren Ausregelung die Vorhaltung von Reserve erfordert. Bei der Reservebemessung geht man davon aus, dass sich nur langsam ändernde, lastbedingte Bilanzungleichgewichte durch manuell aktivierbare Minutenreserve ausgeglichen werden können, während schnelle Veränderungen den Einsatz von Sekundärregelreserve erfordern.
- **Ausfälle konventioneller Kraftwerkseinspeisung:** Die Verfügbarkeit von Kraftwerken ist wie bei allen technischen Anlagen beschränkt. Für den nicht vorhersehbaren Ausfall von Kraftwerksanlagen muss deshalb (ausschließlich positive) Reserve vorgehalten werden. Dabei ist der ÜNB, in dessen Regelzone ein Kraftwerk angeschlossen ist, bis zu einer Stunde nach dessen Ausfall<sup>1</sup> für die Ausregelung eines durch den Kraftwerksausfall verursachten Bilanzungleichgewichts verantwortlich. Dies geschieht durch die Vorhaltung von PRR (Stoppen des Frequenzabfalls nach Kraftwerksausfall), SRR (Rückführung der Frequenz auf den Sollwert) und MRL (Ablösung der SRR, um diese wieder frei einsetzen zu

---

<sup>1</sup> exakt: vier Viertelstunden i. S. d. Fahrplananmeldung und Abrechnung, einschließlich der Viertelstunde, während der der Ausfall auftritt

können). Nach einer Stunde muss der Kraftwerksbetreiber die vom ÜNB vorgehaltene und eingesetzte Reserve durch eigene Reserve ablösen.

- **Dargebotsabhängige Einspeisung:** Die Erzeugung von elektrischer Energie aus dargebotsabhängigen Quellen (ohne Zwischenspeicherung) ist nicht steuer- und auch nicht exakt prognostizierbar. Der Prognosefehler kann damit zu Bilanzungleichgewichten führen, insbesondere wenn keine Maßnahmen zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten dargebotsabhängiger Erzeugung im Rahmen der Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises getroffen werden. In diesem Fall steigt die Bedeutung dargebotsabhängiger Leistungsungleichgewichte mit steigender installierter Leistung erheblich an und *kann* im Extremfall sogar zum dominierenden Bemessungskriterium für einzelne Reservearten werden. Von den verschiedenen dargebotsabhängigen Energieerzeugungstechnologien (z. B. Photovoltaik, Laufwasser, Windenergie) wird in Deutschland momentan einzig die Windenergie im Rahmen der Reservebemessung für den EEG-Ausgleich separat betrachtet<sup>2</sup>.
- **Fahrplansprünge:** Sprünge im Sollaustausch einer Regelzone infolge von Stromhandelsaktivitäten und damit Veränderungen in der Einspeiseleistung von Kraftwerken können aus technischen Gründen nicht instantan umgesetzt werden. Beim Auftreten eines Fahrplansprungs erfolgt deshalb eine rampenförmige Anpassung (Erhöhung oder Reduzierung) des vom Sekundärregler überwachten Sollaustauschs der Regelzone. Diese erstreckt sich über einen Zeitbereich von bis zu 10 Minuten. In diesem Zeitbereich erfolgt auch die physische Anpassung der Einspeiseleistung der Kraftwerke. Dabei kann es durch nicht vollständige Synchronizität der Anpassung des vom Sekundärregler einer Regelzone überwachten Sollaustauschs und der physikalischen Einspeisungsänderung zu Bilanzungleichgewichten und in der Folge zu Reservebedarf kommen.

Wir beschreiben im Folgenden diese Einflussgrößen näher und leiten Modelle zu ihrer probabilistischen Beschreibung ab. Dabei gehen wir auch auf die im Verlauf des Gutachtens und der Konsultationen mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern als weitere Ursache von Reservebedarf diskutierte sogenannte Minutenreserve-Aktivierungsverzögerung ein.

---

<sup>2</sup> Für andere Erzeugungstechnologien ergibt sich eine mittelbare Berücksichtigung über den Einfluss auf den Regelzonen-Prognosefehler.

### 2.1.1 Kraftwerksausfälle

Störungsbedingte Ausfälle thermischer Kraftwerke haben maßgeblichen Einfluss auf den Bedarf an Sekundärregel- und Minutenreserve. Störungen können sowohl sofortige Totalabschaltungen als auch eine Leistungsbeschränkung (Teilausfall) erzwingen.

Aufgrund seines stochastischen Charakters lässt sich das Ausfallverhalten der Kraftwerke nur über statistische Kenngrößen beschreiben. Um eine valide Datenbasis zu erhalten, ist die Analyse einer ausreichend großen statistischen Grundgesamtheit erforderlich. Aus diesem Grund hat für das vorliegende Gutachten eine spezielle Auswertung der seit mehreren Jahrzehnten vom VGB PowerTech e.V., Essen (VGB) geführten Kraftwerksverfügbarkeitsstatistik stattgefunden. Der VGB hat dazu, nach Erzeugungstechnologien getrennt, für Kraftwerke mit einer Einspeiseleistung > 100 MW die Verfügbarkeitsstatistik der Jahre 1988-2006 mit insgesamt 2058 erfassten Kraftwerksbetriebsjahren ausgewertet und die Zahl der durchschnittlichen jährlichen Ausfälle, separiert nach Voll- und Teilausfällen, und die ausgefallene Leistung bei Teilausfällen analysiert. Diese in Tab. 2.1 wiedergegebenen Ausfallkenngrößen sind erstmals derart systematisch ermittelt worden. Gleichzeitig sind sie aktueller und statistisch deutlich besser abgesichert als bisher vorliegende Daten aus unterschiedlichen Quellen. Sie repräsentieren somit den Stand der Technik und sollten zukünftig für Reservebemessungen einzig ausschlaggebend sein.

Kraftwerkstyp	Häufigkeit Totalausfall in 1/a	Häufigkeit Teilausfall in 1/a	Relative Leistungseinschränkung bei Teilausfall in %
Kernkraft	1,1	1,2	27
Steinkohle	6,6	4,2	32
Braunkohle	4,5	1,7	37
Öl/Gas	3,9	1,1	50
GuD	12,1	7,3	32
Gasturbinen	2,5	0,3	50

Tab. 2.1: Ausfallhäufigkeiten von Kraftwerken entsprechend der Auswertung des VGB

Die angegebenen Ausfallhäufigkeiten berücksichtigen nur spontan auftretende, nicht dispo- nible Ereignisse, die zu einer sofortigen Reduzierung der Erzeugungsleistung führen. Die unmittelbar nach einer solchen Leistungsreduzierung auftretenden Leistungsungleichgewichte

müssen bis zur Ablösung durch eigene Reserve des Kraftwerksbetreibers durch den Einsatz von Sekundärregel- und Minutenreserve ausgeglichen werden. Wegen der nicht gegebenen Prognostizierbarkeit von Kraftwerksausfällen kann Minutenreserve erst nach ihrem Eintritt aktiviert werden. Auftretende Bilanzungleichgewichte müssen also bis zur deren Verfügbarkeit (nach maximal 15 Minuten) ausschließlich durch Sekundärregelreserve ausgeglichen werden.

### 2.1.2 Lastprognosefehler und Lastrauschen

Außer für Kraftwerksausfälle muss wegen der Prognoseunsicherheit der Lasthöhe auch hierfür Kraftwerksreserve vorgehalten werden. Bei einer probabilistischen Reservebemessung werden die Abweichungen der Last vom Prognosewert üblicherweise entsprechend dem jeweiligen Zeitbereich in

- Lastrauschen und
- Lastprognosefehler (siehe Bild 2.1)

unterteilt [2].

Hierbei bezeichnet man Abweichungen des  $\frac{1}{4}$ -Stunden-Mittelwerts der Last von dem in diesem Zeitraster vorliegenden Prognosewert als Lastprognosefehler, Abweichungen der momentanen Last vom  $\frac{1}{4}$ -stündlichen Mittelwert als Lastrauschen.

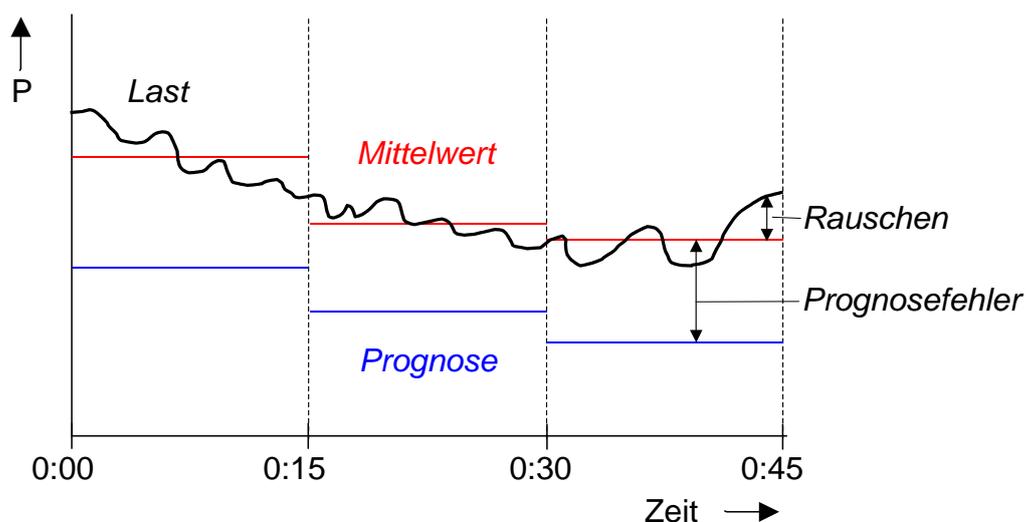


Bild 2.1: Kurzfristige Schwankungen und Prognosefehler der Last

Die empirische Bestimmung von Lastrauschen und Lastprognosefehler ist schwierig, da notwendige Eingangsdaten nicht vorliegen (Regelzonenlastprognose) bzw. Einflüsse nicht sauber voneinander separiert werden können. Wir beschreiben deshalb im Folgenden die von uns gewählte Modellierung für beide Einflussgrößen, die sich einerseits auf Literaturwerte abstützt, andererseits empirische Erkenntnisse weitestgehend berücksichtigt.

## Lastrauschen

Das Lastrauschen beschreibt die Volatilität der Momentanwerte der Netzlast. Aufgrund des nicht steuerbaren Verhaltens der Netznutzer unterliegen diese Momentanwerte kurzfristigen Schwankungen. Die übliche Vorgehensweise bei Reservebemessungen impliziert den Ausgleich längerfristig bestehender Abweichungen zwischen Lastprognose und ¼-Stunden-Mittelwert der Last durch manuell aktivierbare Minutenreserve. Im Lastrauschen erfasst wird deshalb als Residuum die Abweichung der Momentanwerte vom ¼-Stunden-Mittelwert. Da die Leistungsbilanzabweichungen durch Lastrauschen nicht prognostizierbar sind und sich sehr kurzfristig verändern, können sie ausschließlich durch Sekundärregelreserve ausgeglichen werden.

Wissenschaftliche Untersuchungen in der Vergangenheit haben gezeigt, dass das Lastrauschen – entsprechend den Erwartungen – mit ausreichender Genauigkeit als mittelwertfreie normalverteilte Zufallsgröße beschrieben werden kann. Als geeignetes Maß für die Standardabweichung hat sich ein Wert von 0,5% der Regelzonenhöchstlast erwiesen. Diesen Wert konnten wir in der Vergangenheit mehrfach anhand von Vergleichen mit empirischen Aufzeichnungen der Schwankungen der vertikalen Netzlast verschiedener Regelzonen validieren.

Die direkte Auswertung der statistischen Verteilung hoch aufgelöster und statistisch ausreichend belastbarer Zeitreihen der vertikalen Netzlast bzw. der Abweichungen vom jeweiligen ¼-Stunden-Mittelwert könnte alternativ zur Beschreibung des Lastrauschens herangezogen werden. Für das vorliegende Gutachten lagen solche Zeitreihen jedoch nicht vor.

## (Last-)Prognosefehler

Entsprechend den Marktregeln in Deutschland werden regelzonenweite Lastprognosen nicht erstellt. Die Erstellung von Lastprognosen ist vielmehr Teil des Bilanzkreismanagements der Bilanzkreisverantwortlichen. Diese sind jedoch nicht zur Offenlegung ihrer Lastprognosen

gegenüber den ÜNB verpflichtet. Somit können die ÜNB weder auf eigene Prognosedaten noch auf Daten Dritter zurückgreifen, um die stochastischen Eigenschaften des Lastprognosefehlers zu untersuchen. Für die Modellierung des Lastprognosefehlers bieten sich daher zwei Möglichkeiten:

- Bei bisherigen Reservebemessungen wurde der Lastprognosefehler als vorzeichenrichtige Überlagerung der Lastprognosefehler der Bilanzkreise mit einer mittelwertfreien Normalverteilung beschrieben. Deren Standardabweichung wurde mit 2–3% der Regelzonenhöchstlast angenommen.
- Alternativ besteht die Möglichkeit, eine statistische Auswertung der als Zeitreihe vorliegenden Summe aus Reserveeinsatz und ungewolltem Regelzonenaustausch im 15-min-Raster, welche um Sondereffekte wie Kraftwerksausfälle bereinigt wurde, durchzuführen. Die Standardabweichung der so erhaltenen Verteilung kann als Maß für den Regelzonen-Prognosefehler herangezogen werden. Diese Größe umfasst jedoch nicht nur den eigentlich gesuchten Lastprognosefehler, sondern wird überlagert durch andere (im 15-min-Raster nicht mittelwertfreie) Effekte wie den auf den Wirkungsbereich der Sekundärregel- und Minutenreserve zurückfallenden Reservebedarf durch Prognosefehler dargebotsabhängiger Erzeugung und die Bilanzkreissteuerung der Bilanzkreisverantwortlichen. Unter Letzterem können alle Maßnahmen der Bilanzkreisverantwortlichen zusammengefasst werden, die zu einem präventiven Ausgleich vermuteter oder bekannter Bilanzabweichungen des eigenen Bilanzkreises dienen sollen. Liegen einem Bilanzkreisverantwortlichen z. B. Erkenntnisse über eine systematische Unterschätzung der Bilanzkreislast in seiner eigenen Lastprognose vor, so kann er hierdurch drohenden Bilanzkreisabweichungen und dadurch bedingtem Ausgleichsenergiebedarf bewusst entgegensteuern. Ein Gegensteuern dürfte dabei v. a. bei einer drohenden Unterspeisung des Bilanzkreises erfolgen, denn bei einer Überspeisung drohen i. d. R. keine hohen Ausgleichsenergiekosten<sup>3</sup>. Unterschiedliche Anreize zur Vermeidung von Über- bzw. Unterspeisungen der Bilanzkreise können ein Erklärungsansatz für nicht mittelwertfreie Regelzonen-Prognosefehler sein.

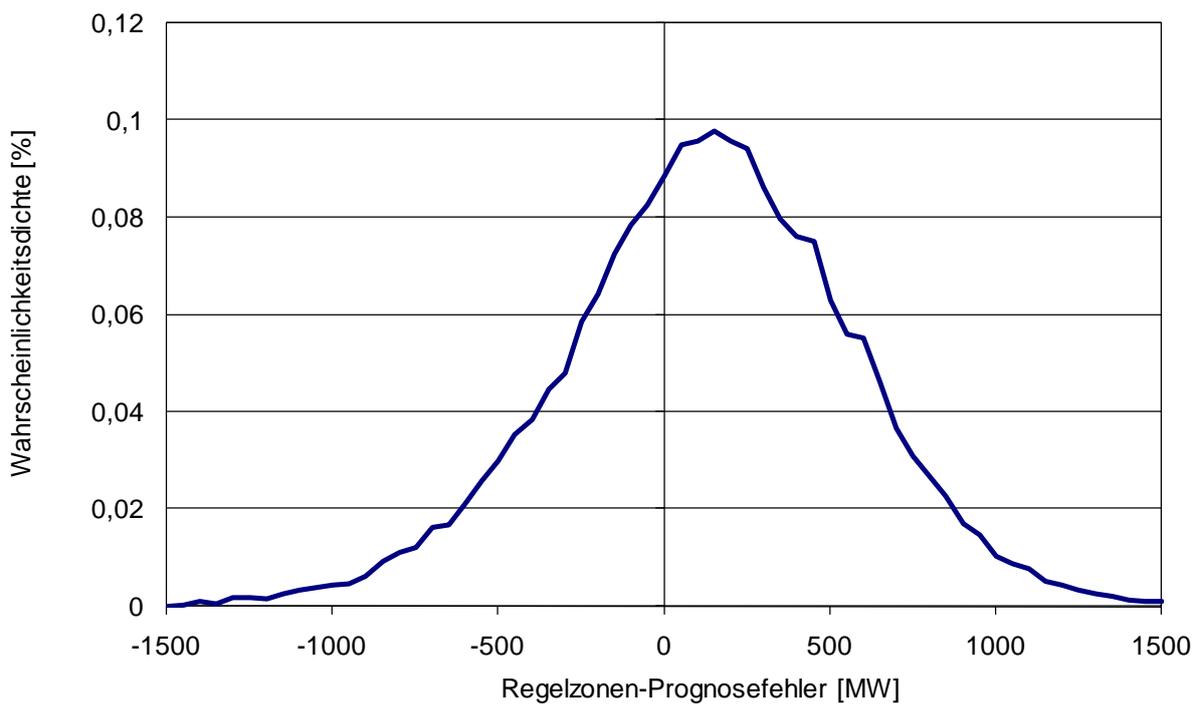
---

<sup>3</sup> Bei wahrscheinlicher Überspeisung des Bilanzkreises kann allerdings ein Anreiz zur Vermeidung von variablen Energieerzeugungskosten bestehen.

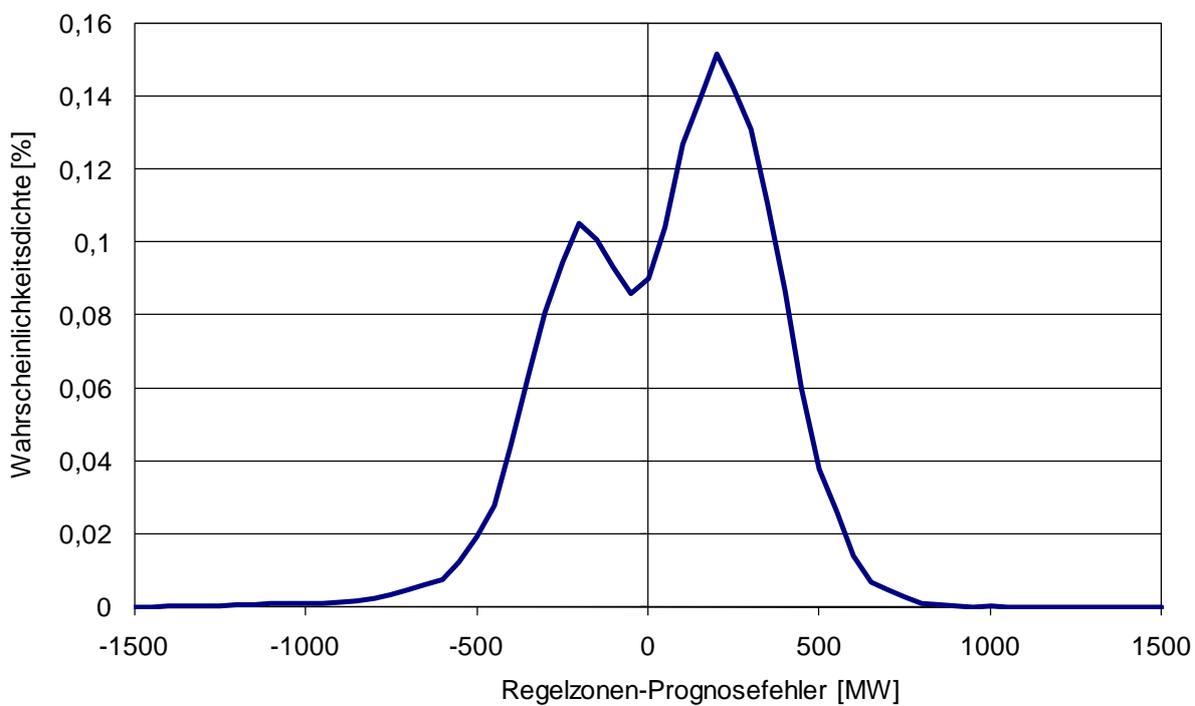
Wir haben uns in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur im vorliegenden Gutachten für die Verwendung des letztgenannten Ansatzes entschieden. Hierfür spricht insbesondere, dass die über den Regelzonen-Prognosefehler beschriebenen tatsächlich beobachteten Bilanzabweichungen deutlich niedriger liegen als die theoretischen Werte, gewonnen aus einer Approximation des Lastprognosefehlers über eine Normalverteilung mit 2% Standardabweichung bezogen auf die Regelzonenhöchstlast. Gleichzeitig ergab eine Analyse der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellter Daten von Bilanzkreisverantwortlichen zur Genauigkeit ihrer Lastprognosen keine Hinweise darauf, dass der tatsächliche Lastprognosefehler in der Realität niedriger liegt als in der Literatur beschrieben. Die niedrigeren beobachteten Regelzonen-Prognosefehler sind somit mit hoher Wahrscheinlichkeit auf Effekte der Bilanzkreissteuerung zurückzuführen. Deren Wirkung, die zu einer Absenkung des Reservebedarfs der ÜNB beiträgt, kann jedoch nicht generisch, sondern nur empirisch über den Regelzonen-Prognosefehler beschrieben werden.

Bei Verwendung des empirisch ermittelten Regelzonen-Prognosefehlers als Einflussgröße für die Reservebemessung hängt der Reservebedarf einer Regelzone jedoch unmittelbar vom Verhalten der Bilanzkreisverantwortlichen ab. Dieses kann über die Zeit starken Schwankungen unterliegen. Es ist somit unerlässlich, die statistischen Eigenschaften der Verteilung des Regelzonen-Prognosefehlers in engem zeitlichem Raster (z. B. im Monatsraster jeweils für die vorangegangenen 12 Monate) neu auszuwerten und die Reservevorhaltung bei Veränderungen anzupassen. Diese Anpassung kann zu Erhöhungen wie zu Absenkungen des Reservebedarfs führen.

In Bild 2.2 bis Bild 2.5 stellen wir die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen des Regelzonen-Prognosefehlers für die vier Regelzonen im Zeitbereich vom 01.01.2007 bis zum 31.12.2007 (für EnBW TNG: 01.03.2007 bis zum 29.02.2008) dar. Die im Jahr 2007 aufgetretenen Regelzonenhöchstlasten, sowie die statistischen Parameter Mittelwert und Standardabweichung zur Beschreibung der angegebenen Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen sind zusätzlich in Tab. 2.2 angegeben.



*Bild 2.2: Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung des Regelzonen-Prognosefehlers von RWE Transportnetz Strom*



*Bild 2.3: Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung des Regelzonen-Prognosefehlers von E.ON Netz*

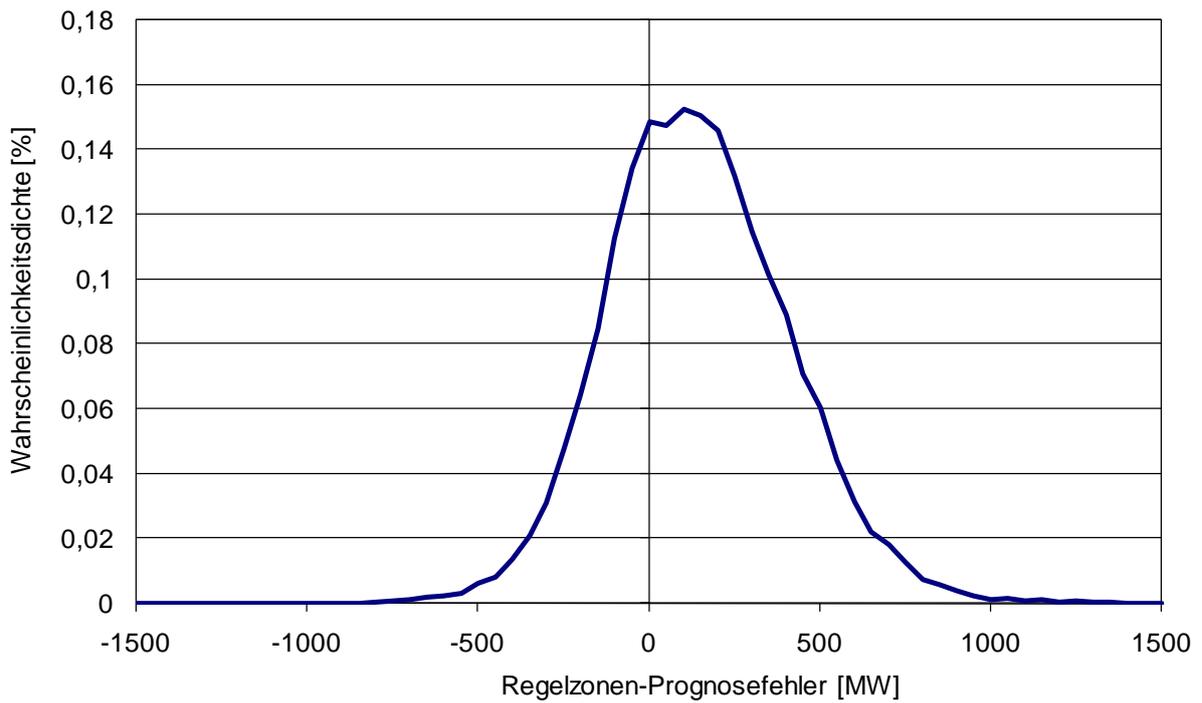


Bild 2.4: Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung des Regelzonen-Prognosefehlers von VE-T

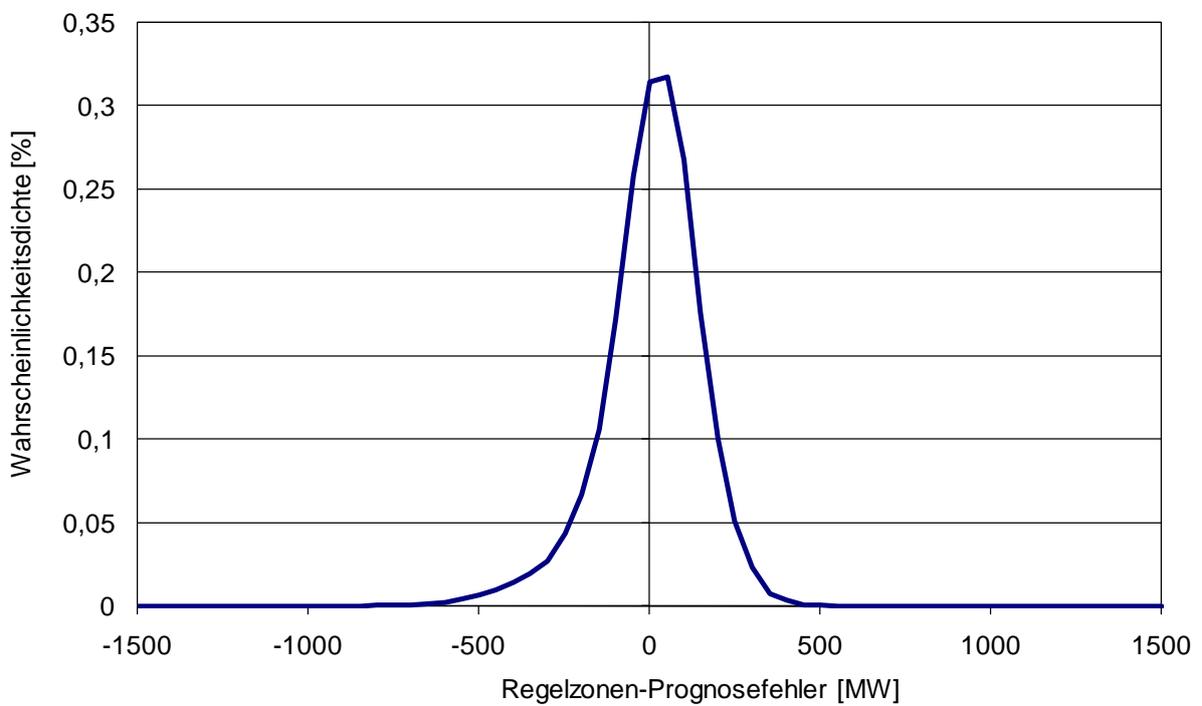


Bild 2.5: Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung des Regelzonen-Prognosefehlers von EnBW TNG

Netzbetreiber	Regelzonen- höchstlast [MW]	Mittelwert [MW]	Standardabweichung bezogen auf Regelzonenhöchstlast [%]
RWE Transport- netz Strom	30.346	101	1,47
E.ON Netz	23.286	26	1,28
VE-T	14.663	118	1,80
EnBW TNG	10.800	-20	1,35

*Tab. 2.2: Regelzonenhöchstlast im Jahr 2007 und statistische Kenngrößen der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung des Regelzonen-Prognosefehlers in den vier deutschen Regelzonen<sup>4</sup>*

Die Analyse der Verteilungsfunktionen zeigt deutliche Abweichungen von der Form einer Normalverteilung. So liegen Mittelwerte und Maxima grundsätzlich im Bereich positiver Bilanzabweichungen, was auf eine generelle Tendenz zum Überspeisen von Bilanzkreisen hinweist. Besonders ausgeprägt ist dieser Effekt bei VE-T und E.ON Netz.

Da Änderungen des Regelzonen-Prognosefehlers definitionsbedingt nur im ¼-Stunden-Raster auftreten, erfordert sein Ausgleich keinen Einsatz von schneller SRR.

### 2.1.3 Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugung

Die Integration dargebotsabhängiger Erzeugung<sup>5</sup> in einen Fahrplan macht eine Prognose erforderlich, welche immer auch mit einem Prognosefehler behaftet ist. Bei der Reservebemessung ist zu beachten, dass der WEA-Prognosefehler, also die Differenz zwischen deutschlandweiter WEA-Prognose und tatsächlicher Windeinspeisung, zwischen den deutschen ÜNB entsprechend ihrem Verhältnis an der Endabnahme aufgeteilt wird.

<sup>4</sup> Vorzeichenkonvention für Mittelwert: Leistungsüberschuss (Bedarf für negative Reserve) wird positiv und Leistungsdefizit (Bedarf für positive Reserve) negativ gezählt.

<sup>5</sup> Für die Reservebemessung relevant ist dabei heute ausschließlich dargebotsabhängige Erzeugung aus Windenergieanlagen (WEA). Der durch die übrigen dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien wie z. B. Photovoltaik verursachte Reservebedarf spielt resultierend aus der im Vergleich zu WEA erheblich geringeren installierten Leistung nur eine untergeordnete Rolle.

Als Basis für diese Untersuchungen liegen WEA-Prognosen für verschiedene Prognosehorizonte für den Zeitraum vom 01.01.2007 bis zum 31.12.2007 vor, von denen im Rahmen dieser Untersuchungen folgende berücksichtigt werden:

- Onlinehochrechnung (Prognose der Ist-Einspeisung). Diese ist auch die Grundlage für den unverzüglichen horizontalen Belastungsausgleich (HoBA) zwischen den deutschen Übertragungsnetzbetreibern und wird im Folgenden als Ist-Wert angenommen.
- Vortages-WEA-Prognose ((D-1)-Prognose), die eine Prognose mit einer Vorlaufzeit von 16-40 Stunden darstellt.

Für die Erstellung der Fahrplananmeldungen grundsätzlich relevant ist die (D-1)-Prognose. Damit müssen Abweichungen zwischen (D-1)-Prognose und Ist-Einspeisung durch eine vom ÜNB zu stellende Reserve ausgeglichen werden. Hierfür bestehen aktuell jedoch unterschiedliche Modelle:

- Im Prinzip könnte der gesamte (D-1)-Prognosefehler mit den Reservequalitäten Sekundärregel- und Minutenreserve ausgeglichen werden. Dies würde wegen möglicher Ausgleichseffekte mit den anderen Einflussgrößen auf den Reservebedarf zu einem insgesamt (Summe über alle Reservequalitäten) minimalen Reserveeinsatz führen. Gleichzeitig würde jedoch der Bedarf an Sekundärregel- und Minutenreserve stark vom Prognosefehler dargebotsabhängiger Erzeugung determiniert. Dies kann aus ökonomischen Gründen (hohe Kosten für Vorhaltung dieser Reservequalitäten aufgrund hoher Präqualifikationsanforderungen, nicht vollständig zufriedenstellende Wettbewerbssituation) unerwünscht sein.
- Alternativ besteht die Möglichkeit zur Vorhaltung einer dedizierten, technisch evtl. mit geringeren Präqualifikationsanforderungen versehenen Windreserve zum Ausgleich des EEG-Bilanzkreises, die auf Basis von Kurzfristprognosen der erwarteten Windenergieeinspeisung (z. B. mit wenigen Stunden Vorlauf) zum Ausgleich der Abweichung zwischen (D-1)-Prognose und Kurzfristprognose eingesetzt wird. Die Reservequalitäten Sekundärregel- und Minutenreserve müssen dann nicht mehr den (D-1)-Prognosefehler, sondern nur den üblicherweise kleineren Kurzfristprognosefehler ausgleichen.
- Statt Vorhaltung einer speziellen Windreserve können Differenzmengen zwischen (D-1)- und Kurzfristprognose auch durch entsprechenden Handel am Intradaymarkt ausgeglichen werden. Welcher Anteil des (D-1)-Prognosefehlers auf Sekundärregel- und Minutenreserve zurückfällt, ist dann von den Handelsmöglichkeiten am Intraday-Markt abhängig.

- Schließlich wird von manchen deutschen ÜNB ein komplettes Outsourcing des Ausgleichs des Windprognosefehlers praktiziert. Dabei übernimmt ein sogenannter Contracting-Partner die Verpflichtung zu Reservevorhaltung und Ausgleich auftretender Bilanzabweichungen durch Differenz zwischen Windprognose und Ist-Einspeisung. In diesem Fall wirkt sich der Prognosefehler dargebotsabhängiger Erzeugung nicht direkt auf den Bedarf an Sekundärregel- und Minutenreserve aus. Die notwendige Reservevorhaltung zum Ausgleich des Prognosefehlers dargebotsabhängiger Erzeugung erfolgt dann beim Contracting-Partner. Der Contracting-Partner kann dabei Synergieeffekte durch Verrechnung des Prognosefehlers dargebotsabhängiger Erzeugung mit Bilanzabweichungen seines sonstigen Portfolios erzielen.

Die Auswirkungen des Prognosefehlers dargebotsabhängiger Erzeugung auf den Sekundärregel- und Minutenreservebedarf sind somit stark vom gewählten Ausgleichsmodell abhängig. Dabei werden die Auswirkungen auf die Inanspruchnahme von Sekundärregel- und Minutenreserve im für jeden ÜNB aktuell praktizierten Ausgleichsmodell bereits durch den in Abschnitt 2.1.2 beschriebenen Regelzonen-Prognosefehler erfasst und brauchen nicht separat nachgebildet zu werden. Da eine Trennung der verschiedenen Einflüsse auf den Regelzonen-Prognosefehler jedoch nicht möglich ist, können auf dieser Basis die Auswirkungen eines Wechsels des Ausgleichsmodells nicht bewertet werden.

In Abschnitt 4.2.5 haben wir eine Sensitivitätsuntersuchung durchgeführt, die größenordnungsmäßig die Auswirkungen des Prognosefehlers dargebotsabhängiger Erzeugung auf den totalen Reservebedarf einer Regelzone beschreibt. Unter totalem Reservebedarf werden dabei die Qualitäten Sekundärregel- und Minutenreserve sowie vom ÜNB oder von Dienstleistern vorgehaltene Windreserve zusammengefasst.

#### **2.1.4 Fahrplansprünge**

Weicht der im Sekundärregler hinterlegte fahrplangemäße Austausch einer Regelzone mit dem restlichen Verbund für zwei aufeinanderfolgende Viertelstunden voneinander ab, erfolgt der Übergang nicht durch eine sprungförmige Veränderung des im Sekundärregler hinterlegten Sollwerts für den Austausch der Regelzone. Vielmehr wird der „Fahrplansprung“ (FPS) durch eine rampenförmige Anpassung des Sollwerts umgesetzt. Für die Dauer der Leistungsanpassung vom alten zum neuen Sollwert ist dabei ein Zeitraum von 10 Minuten definiert.

Dabei müssen neben marktbedingten Veränderungen des Kraftwerkseinsatzes auch Sprünge der einer Regelzone durch den horizontalen Belastungsausgleich zugeteilten deutschlandweiten EEG-Einspeisung, die wie die Kraftwerksfahrpläne im 15-min-Takt angepasst wird, berücksichtigt werden. Eine Erhöhung der EEG-Einspeisung und damit einhergehend eine gesteigerte Zuteilung von EEG-Einspeisung zu einer Regelzone über den horizontalen Belastungsausgleich muss durch zeitsynchrone Reduzierung der Erzeugungsleistung der Kraftwerke ausgeglichen werden und umgekehrt. Auch diese Anpassungen erfolgen nicht sprungförmig und verursachen deshalb Reservebedarf. Im Folgenden werden sie vollständig analog zu marktbedingten Fahrplansprüngen behandelt.

Im Regelfall folgt die einen FPS bewirkende Veränderung des Verhaltens von Netznutzern nicht bzw. nicht exakt der linearen Anpassung über 10-Minuten des im Sekundärregler berücksichtigten Sollaustauschs, sondern weicht von dieser ab. Hierdurch entstehen Bilanzungleichgewichte, die die Vorhaltung von Reserve erfordern<sup>6</sup>.

Im Folgenden erläutern wir ein stochastisches Modell zur Beschreibung der Eigenschaften dieser Bilanzabweichungen. Wir sind dabei von folgenden Annahmen ausgegangen:

- Die durch das Verhalten der Netznutzer bedingte Regelzonenbilanz entspricht dem Sollaustausch.
- Lediglich zu Beginn und Ende der rampenförmigen Anpassung der Kraftwerkserzeugungsleistung wird gefordert, dass der Regelzonensollaustausch eingehalten wird.
- Der tatsächliche Verlauf der durch einen Fahrplansprung bedingten Bilanzänderung ist zwischen diesen Zeitpunkten nicht bekannt.

Zur Beschreibung der auftretenden Bilanzen und der (über den Vergleich mit dem Sollaustausch) den Einsatz von Reserve erfordernden Bilanzungleichgewichte haben wir den Prozess der Leistungsanpassung über eine im Folgenden als stochastisches Rampenmodell bezeichnete Modellierung nachgebildet (siehe Bild 2.6).

---

<sup>6</sup> Reservebedarf aufgrund von regelzoneninternen Fahrplanveränderungen von Kraftwerken wird mittelbar über das Lastrauschen berücksichtigt.

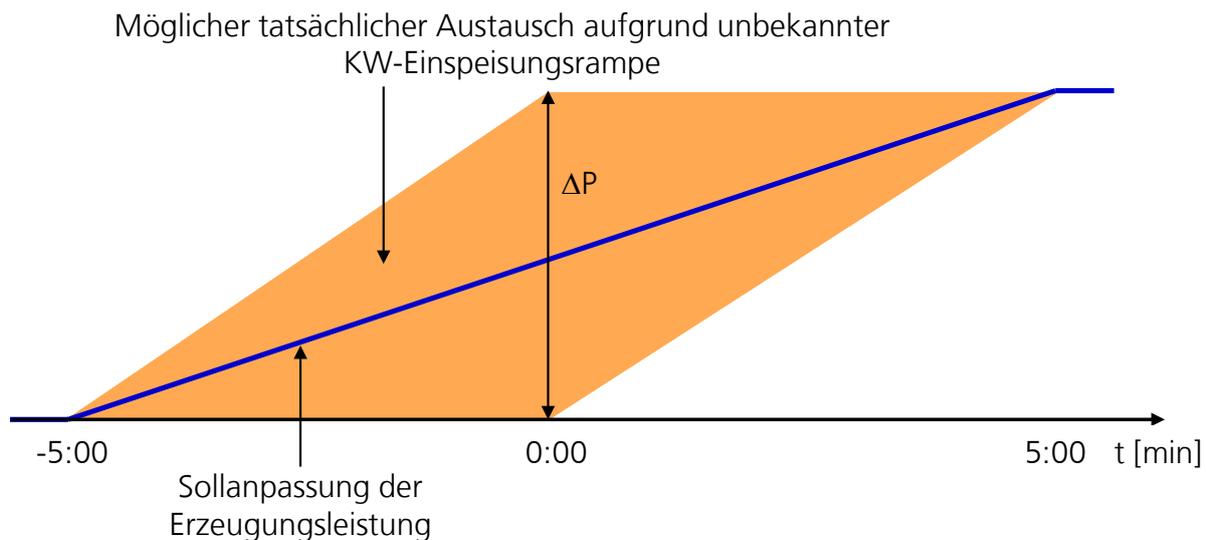


Bild 2.6: Abbildung von Fahrplansprüngen mit Hilfe des stochastischen Rampenmodells

Die während eines Fahrplansprungs tatsächlich auftretenden Werte des Austauschs einer Regelzone mit dem Restverbund werden dabei als durch eine rauteförmige Fläche eingegrenzt angenommen, wobei die Rampe des im Sekundärregler hinterlegten Sollausstauschs eine Diagonale der Raute bildet.

Idee des stochastischen Rampenmodells ist nun, dass der tatsächliche Wert von  $P_{\text{ist}}$  zu einem bestimmten Zeitpunkt  $t$  während des FPS durch eine Gleichverteilung innerhalb eines Intervalls beschrieben werden kann. Das Intervall ergibt sich aus dem Schnitt durch die rauteförmige Fläche zum Zeitpunkt  $t$  und liegt um den im Sekundärregler hinterlegten Sollwert.

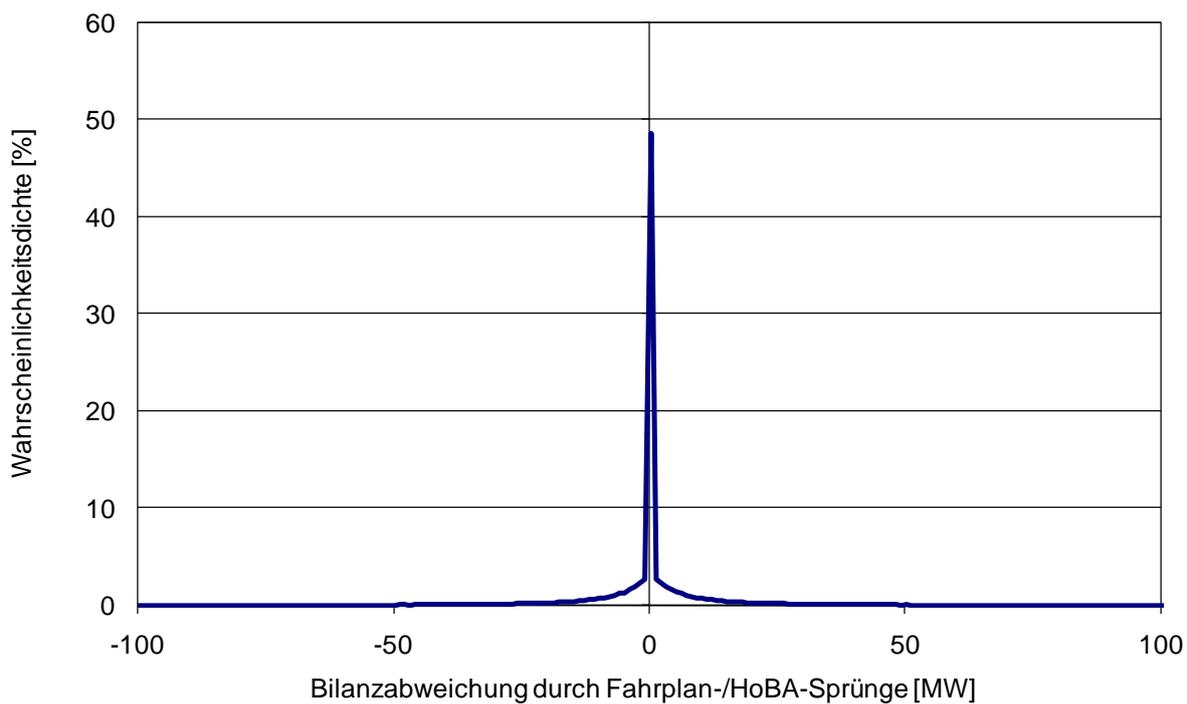
Bild 2.6 zeigt die Raute für  $P_{\text{ist}}$  (orangefarbener Bereich) und die Rampe des Sekundärregler-eingangssignals (blaue Linie).

Für eine Weiterverarbeitung des so beschriebenen Modells in automatisierten Verfahren zur Reservebemessung ist eine Diskretisierung in beiden Dimensionen (Zeit und Leistung/Bilanzungleichgewichte notwendig). Wir haben uns mit der Bundesnetzagentur darauf verständigt, dass diese Diskretisierung zunächst zeitlich im Minutenraster erfolgt. In der Dimension Leistung/Bilanzungleichgewichte wird für jede Minute der durch die Ränder der Raute beschriebene Korridor in 10 äquidistante Intervalle aufgeteilt. Somit ergeben sich für jeden betrachteten Zeitpunkt während des Fahrplansprungs 11 mögliche Bilanzabweichungen (einschließlich des Spezialfalls einer Bilanzabweichung von 0) deren Auftrittshäufigkeit gleichverteilt ist. Die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung der fahrplansprungbedingten Bilanzabweichungen während eines Viertelstundenintervalls ergibt sich aus der Analyse der

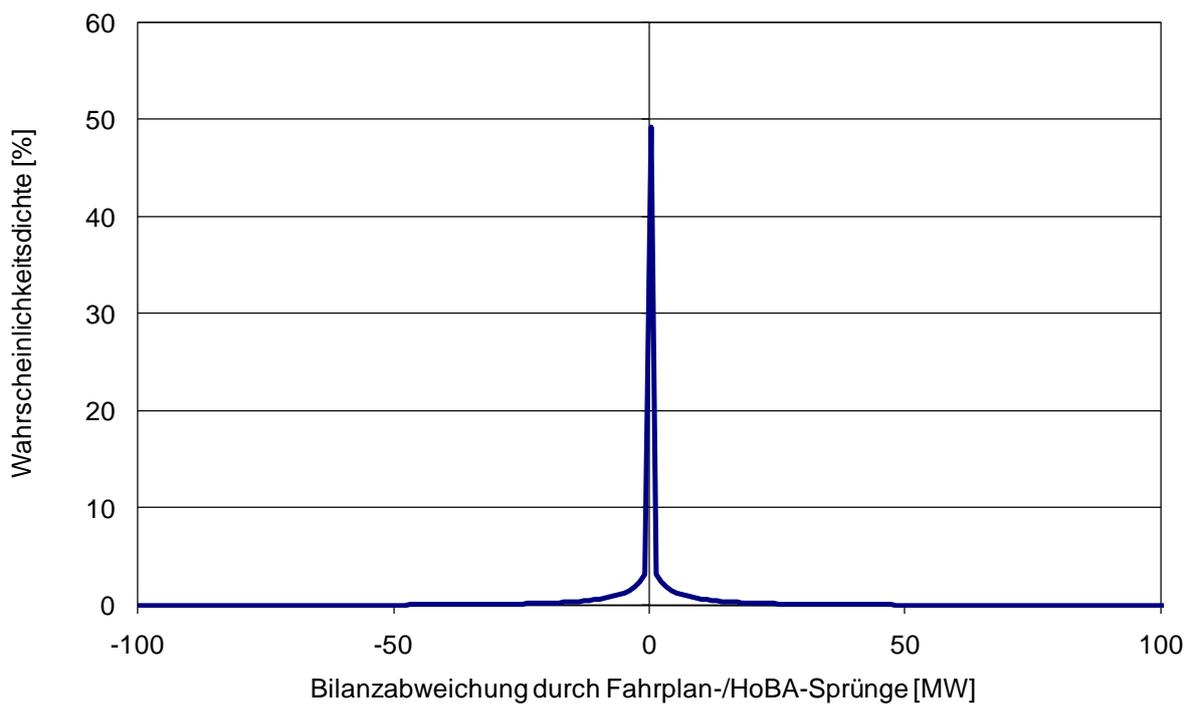
möglichen Bilanzabweichungen mit dem stochastischen Rampenmodell während jeder der 10 Minuten dieses Intervalls, in denen der Fahrplansprung stattfindet, und der folgenden 5 Minuten ohne Fahrplansprung, damit auch ohne fahrplansprungsbedingte Bilanzabweichungen. Tritt im Intervall eine Fahrplansprung der Höhe  $\Delta P$  auf, so ist die (allerdings mit einer geringen Eintrittswahrscheinlichkeit behaftete) maximal mögliche fahrplansprungsbedingte Bilanzabweichung  $\pm \Delta P/2$ .

Die Anwendung des beschriebenen Verfahrens auf jeden FPS des untersuchten Zeitraums (01.01.2007 bis 31.12.2007) erlaubt die Berechnung einer Jahres-Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung der auftretenden Bilanzabweichungen (siehe Bild 2.7 bis Bild 2.10). Die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung weist einen symmetrischen, näherungsweise trichterförmigen Verlauf auf, wobei die Wahrscheinlichkeit für sehr geringe Bilanzabweichungen im Vergleich zu den übrigen Einflussgrößen der Reservebemessung sehr hoch ist. Gleichzeitig treten mit geringer Wahrscheinlichkeit auch hohe Bilanzabweichungen auf, was die Ergebnisse der Reservebemessung entscheidend beeinflusst. Die auf die jeweilige Regelzonenhöchstlast bezogene Standardabweichung der angegebenen Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen ist in Tab. 2.3 angegeben.

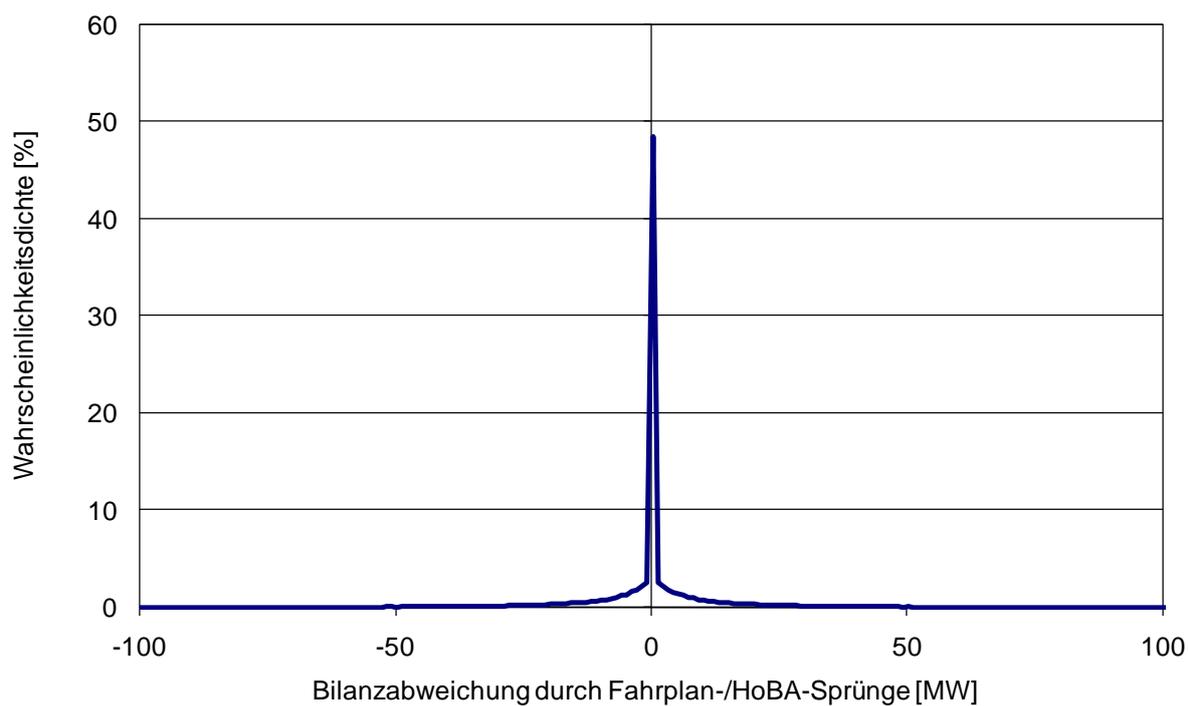
Da das Verhalten der Einspeisung während eines FPS nicht prognostizierbar ist und auftretende Bilanzabweichungen unverzüglich ausgeglichen werden müssen, ist hierfür der Einsatz von SRR notwendig.



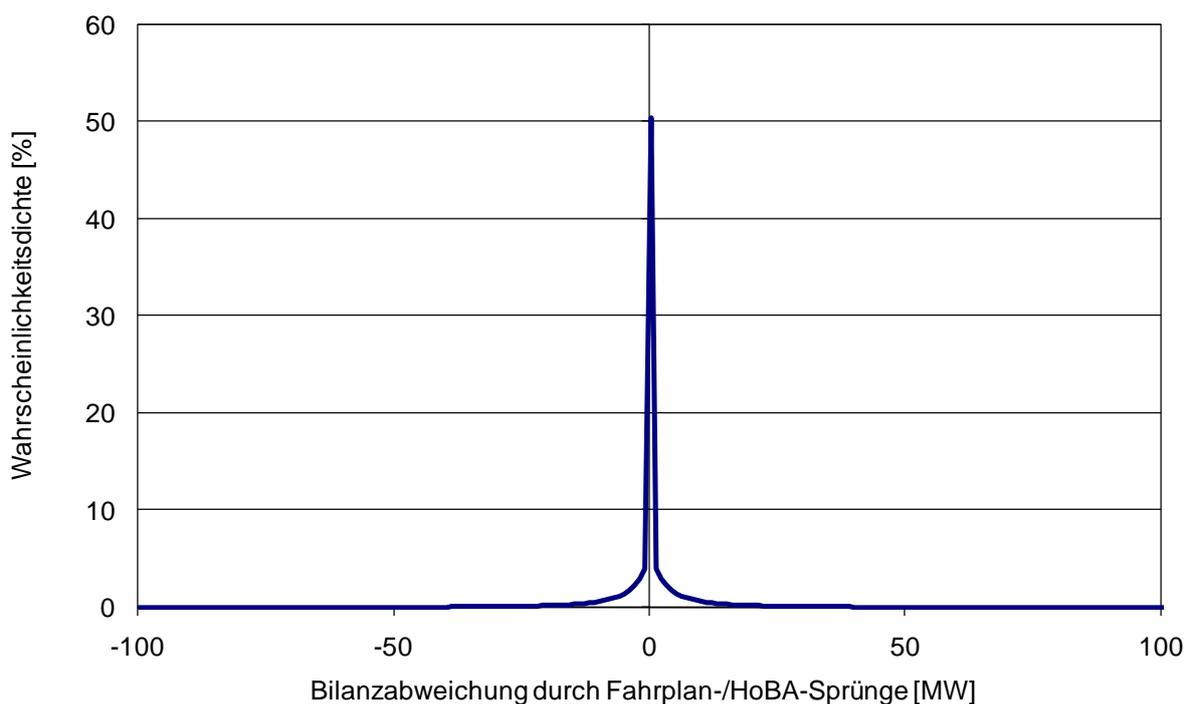
*Bild 2.7: Mit dem stochastischen Rampenmodell berechnete Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung für Bilanzungleichgewichte aufgrund von Fahrplansprüngen in der Regelzone von RWE Transportnetz Strom*



*Bild 2.8: Mit dem stochastischen Rampenmodell berechnete Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung für Bilanzungleichgewichte aufgrund von Fahrplansprüngen in der Regelzone von E.ON Netz*



*Bild 2.9: Mit dem stochastischen Rampenmodell berechnete Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung für Bilanzungleichgewichte aufgrund von Fahrplansprüngen in der Regelzone von VE-T*



*Bild 2.10: Mit dem stochastischen Rampenmodell berechnete Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung für Bilanzungleichgewichte aufgrund von Fahrplansprüngen in der Regelzone von EnBW TNG*

Netzbetreiber	Regelzonenhöchstlast [MW]	Standardabweichung bezogen auf Regelzonenhöchstlast [%]
RWE Transportnetz Strom	30.346	0,97
E.ON Netz	23.286	1,05
VE-T	14.663	1,13
EnBW TNG	10.800	1,23

*Tab. 2.3: Regelzonenhöchstlast im Jahr 2007 und Standardabweichung der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung des Bilanzungleichgewichts durch Fahrplan-/HoBA-Sprünge in den vier deutschen Regelzonen<sup>7</sup>*

<sup>7</sup> Der Vergleich der Standardabweichungen mit denen des Regelzonenprognosefehlers (Tab. 2.2) zeigt eine ähnliche Größenordnung. Die für den Einfluss auf die notwendige Reservevorhaltung entscheidende Form der Verteilungsfunktion insbesondere an den Randbereichen weichen aber sehr deutlich voneinander ab.

### 2.1.5 Aktivierungsverzögerung von Minutenreserve

Bei der Diskussion der Einflussgrößen auf den Reservebedarf und der Wirkungen auf die Reservequalitäten Sekundärregel- und Minutenreserve haben wir, in Übereinstimmung mit der ursprünglichen Konzeption der Reservebemessung nach Graf/Haubrich und der maßgeblichen Literatur [1, 2, 3], vorausgesetzt, dass Bilanzabweichungen mit langsamerer Änderungsgeschwindigkeit keinen Einsatz von Sekundärregelreserve erfordern. Dies betrifft insbesondere den Ausgleich des sich im ¼-Stunden-Raster verändernden Regelzonen-Prognosefehlers.

Im Rahmen der Erstellung dieses Gutachtens haben wir mit den deutschen ÜNB intensiv diskutiert, ob die Modalitäten des Minutenreserveabrufs (Fahrplanlieferung mit 7,5–22,5 Minuten Vorlaufzeit, physische Erbringung spätestens nach 15 Minuten) eine systematische Abweichung von dieser Voraussetzung bedeuten, somit der tatsächliche Bedarf an Sekundärregelreserve unterschätzt wird. Die ÜNB haben diesen Effekt als Aktivierungsverzögerung von Minutenreserve bezeichnet.

Grundsätzlich können zwei unterschiedliche Ursachen für eine Unterschätzung des Sekundärregelreservebedarfs verantwortlich sein:

- Bei der Reservebemessung wird implizit von einer den erwarteten Minutenreservebedarf antizipierenden Aktivierung von Minutenreserve ausgegangen. Dabei wird zur Mitte einer jeden laufenden Viertelstunde der Minutenreservebedarf für die folgende Viertelstunde prognostiziert und entsprechend Minutenreserve aktiviert, die dann zum Viertelstundenwechsel als Fahrplanlieferung zur Verfügung steht<sup>8</sup>. Die Prognose des Minutenreservebedarfs für die folgende Viertelstunde unterliegt jedoch Unsicherheiten. Sie weist deshalb einen Prognosefehler auf.
- Gleichzeitig ist aktivierte Minutenreserve physisch nicht sofort verfügbar. Die physische Verfügbarkeit kann einen Vorlauf von bis zu 15 Minuten haben und von der fahrplanmäßigen Bereitstellung abweichen. Aus der Differenz von fahrplanmäßiger Bereitstellung und

---

<sup>8</sup> Im Netzbetrieb wird während der weit überwiegenden Zeitbereiche ausreichender Verfügbarkeit freier Sekundärregelleistung auf die Aktivierung von Minutenreserve zur Ablösung von Sekundärregelreserve vielfach ganz oder teilweise verzichtet. Für die Reservebemessung relevant ist jedoch die Aktivierungspraxis während der Zeitbereiche mit hohem Reservebedarf, die den beschriebenen Grundsätzen folgen sollte.

physischer Lieferung (die evtl. bereits vor Beginn der fahrplanmäßigen Bereitstellung einsetzt, ihren Sollwert aber erst verzögert erreicht) könnte sich zusätzlicher Sekundärregelreservebedarf ergeben.

Bei der Beurteilung ist zu berücksichtigen, dass die Wechselwirkungen zwischen den Reservequalitäten Sekundärregel- und Minutenreserve vielschichtig und komplex sind und durch die Modelle zur Bemessung des Reservebedarfs grundsätzlich nicht vollständig abgedeckt werden können. Dabei dienen Modellvereinfachungen bewusst der einfachen Handhabbarkeit der Bemessungsmethodik. Gleichzeitig haben sie ihre praktische Rechtfertigung durch die Plausibilität der Modellergebnisse in der Vergangenheit erfahren. So hat die Annahme, der sich langsam ändernde Last- oder Regelzonen-Prognosefehler erfordere keinen Ausgleich durch Sekundärregelreserve, in der Vergangenheit zu praxisgerechten Reservevorhaltungen geführt. Nach Kenntnis der Gutachter konnte ein Mangel an Sekundärregelreservevorhaltung aufgrund dieses Effektes nicht beobachtet werden.

Trotzdem haben wir uns mit der Aktivierungsverzögerung von Minutenreserve intensiv auseinandergesetzt. Dabei haben sich folgende Schlussfolgerungen ergeben.

- Bei bemessungskonformer Aktivierung von Minutenreserve jeweils zur Mitte einer Viertelstunde entsteht ein in bisherigen Bemessungen nicht berücksichtigter zusätzlicher Reservebedarf durch die nicht exakte Prognostizierbarkeit des Minutenreserveeinsatzes für die folgende Viertelstunde. Dieser kann jedoch nicht genau quantifiziert werden, da keine Statistik über die mögliche Prognosegüte bzw. über unvermeidbare Prognosefehler vorliegt. Wir schlagen deshalb eine pauschale Berücksichtigung des Effekts im Rahmen der Reservebemessung vor.
  - Die Aktivierungsverzögerung für Minutenreserve wird sich in der Realität analog einem erhöhten Lastrauschen auswirken, dieses jedoch nicht dominieren<sup>9</sup> und gleichzeitig Wechselwirkungen mit typischerweise durch das Lastrauschen beschriebenen Effekten wie Lastrampen innerhalb einer Viertelstunde aufweisen. Wir schlagen deshalb vor, dass normalverteilt angenommene Lastrauschen durch eine ebenfalls normalverteilte Zufallsgröße mit im Vergleich zum Lastrauschen halbiertes Standardabweichung

---

<sup>9</sup> In diesem Fall müsste eine Vernachlässigung der Aktivierungsverzögerung zu unangemessen niedrigen Sekundärregelreservevorhaltungen führen. Hierfür liegen aus der Vergangenheit keine Hinweise vor.

zu überlagern. Dabei nehmen wir an, dass diese zweite Zufallsgröße mit dem Lastrauschen teilweise korreliert ist (Korrelationsfaktor 0,5). Bei einem Lastrauschen, das, analog zu Abschnitt 2.1.2, mit einer mittelwertfreien Normalverteilung der Standardabweichung 0,5% der Regelzonenhöchstlast beschrieben wird, führt die mathematisch korrekte Überlagerung der korrelierten Normalverteilungen für das Lastrauschen und für die Aktivierungsverzögerung auf eine mittelwertfreie Normalverteilung mit einer Standardabweichung von 0,66% der Regelzonenhöchstlast.

- Da die Vorhaltung negativer Sekundärregelreserve nicht von Kraftwerksausfällen beeinflusst wird, sind die benötigten Vorhalteleistungen deutlich geringer als bei positiver Sekundärregelreserve. Um einer möglichen Knappheit bei negativer Sekundärregelreserve aufgrund der Aktivierungsverzögerung für Minutenreserve entgegenzuwirken, schlagen wir deshalb vor, bei der noch zu diskutierenden Aufteilung des Gesamtreservebedarfs auf Sekundärregel- und Minutenreserve zwischen positiver und negativer Reserve zu unterscheiden. Für negative Reserve erscheint eine relativ höhere Sekundärregelreservevorhaltung angemessen.
- Aus verschiedenen Gründen sehen wir jedoch keinen erhöhten Sekundärregelreservebedarf durch mögliche Abweichungen der physischen und fahrplanmäßigen Erbringung von Minutenreserve:
  - Grundsätzlich ist die Minutenreserveerbringung vergleichbar zu anderen Fahrplanlieferungen. Bei diesen kann es ebenfalls, gerade bei einsetzender oder endender Lieferung, zu Abweichungen zwischen Fahrplanwert und physischer Einspeisung kommen, ohne dass hieraus (theoretisch oder empirisch) zusätzlicher Sekundärregelreservebedarf abgeleitet wurde.
  - Minutenreserve muss nicht in der eigenen Regelzone erbracht werden. Abweichungen zwischen physikalischer Lieferung und fahrplanmäßiger Erbringung werden bei regelzonenexterner Lieferung jedoch bereits vollständig über die Einflussgröße Fahrplansprünge (die auch die regelzonenexterne Erbringung von Minutenreserve umfasst) berücksichtigt.
  - Setzt eine Minutenreservelieferung physikalisch bereits vor ihrem fahrplanmäßigen Beginn ein, so wird diese anlaufende Minutenreserve in der laufenden Viertelstunde den Sekundärregelreservebedarf evtl. sogar reduzieren und nicht erhöhen. Dies kann

am vereinfachten Beispiel zweier aufeinanderfolgender Viertelstunden verdeutlicht werden. Dabei sei der den Minutenreservebedarf treibende Regelzonen-Prognosefehler als Mittelwert des Sekundärreglereingangssignals in der ersten Viertelstunde gleich 0, in der zweiten Viertelstunde ungleich 0. Wegen des stetigen Verlaufs des Sekundärreglereingangssignals ist dann – zumindest im Normalfall – ein Anstieg des Bilanzungleichgewichtes der Regelzone bereits zum Ende der ersten Viertelstunde zu erwarten. Dieses Bilanzungleichgewicht erzeugt Sekundärregelreservebedarf, dem anlaufende Minutenreserve gerade entgegenwirkt.

Somit kann festgehalten werden, dass Aktivierungsverzögerung für Minutenreserve zwar bei bisherigen Reservebemessungen nicht berücksichtigt wurde. Sie führt jedoch zu einem leicht erhöhten Sekundärregelreservebedarf infolge eingeschränkter Prognostizierbarkeit des tatsächlichen, nur ex-post bekannten, Minutenreservebedarfs zum Aktivierungszeitpunkt. Mit den vorgeschlagenen Modellerweiterungen wird dieser Effekt konsistent berücksichtigt.

## 2.2 Bewertungskriterien für die Reservebemessung

Für die Bemessung der Reserve haben sich als Bewertungskriterien die zulässige Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit infolge unzureichender positiver bzw. negativer Reserve bewährt [5]. Dabei wird zunächst vom in Deutschland üblichen und bewährten Wert von  $Pr_D = Pr_U = 0,1\%$  ( $\approx 10$  h/a) je Regelzone ausgegangen. Das heißt, die Bilanzabweichungen in einer Regelzone dürfen im Mittel für jeweils rund 10 Stunden pro Jahr die vorgehaltene positive bzw. negative Regelleistung betragsmäßig übersteigen. Durch Aushilfsvereinbarungen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern ist die tatsächliche Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit de facto jedoch viel kleiner (siehe Kap. 5.)

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde weiterhin vorausgesetzt, dass Abweichungen so schnell wie möglich verursachergerecht auszuregeln sind. Bei dieser Betrachtung liefern neben zeitlich länger anstehenden Abweichungen bereits solche, die innerhalb der ersten 15 Minuten nach einer Störung in Folge unzureichender Sekundärregelreserve nicht vollständig ausgeglichen werden können, einen Beitrag zur Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit.

### 3 Methodisches Vorgehen bei der Bemessung von Kraftwerksreserve

#### 3.1 Analytisches Verfahren

Der Bedarf an Sekundärregel- und Minutenreserve zur Aufrechterhaltung eines vorgegebenen Defizitniveaus wird über ein analytisches, auf dem Faltungsalgorithmus basierendes Verfahren bestimmt. Dieses Verfahren berücksichtigt die zuvor analysierten für den Reservebedarf relevanten Einflussfaktoren wie das kurzfristige Lastrauschen, Regelzonen-Prognosefehler, das Ausfallverhalten der Kraftwerke sowie die möglichen Bilanzabweichungen durch Fahrplan- und HoBA-Sprünge.

Das angewandte Verfahren nach Graf/Haubrich [1,2] bildet bereits seit langem die Grundlage für die Reservebemessung aller deutschen ÜNB. Es beruht auf dem Ansatz, dass die individuell vorliegenden Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen auftretender Bilanzabweichungen durch die mathematische Methode der Faltung in eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung der Bilanzabweichung überführt werden können<sup>10</sup> (vgl. Abschnitt A im Anhang). Abweichungen, die mit einer nicht tolerierten Wahrscheinlichkeit auftreten, sind dann durch Kraftwerksreserve auszugleichen.

Die Ermittlung des benötigten Reservebedarfs erfolgt anhand der einzuhaltenden Überschuss- ( $Pr_{\bar{U}}$ ) und Defizitwahrscheinlichkeiten ( $Pr_D$ ) (vgl. Kapitel 2.2). Anhand der Wahrscheinlichkeitsfunktion der Leistungsabweichungen vom Gleichgewichtszustand werden die Grenzwerte ermittelt, bei denen die Einhaltung von  $Pr_D$  und  $Pr_{\bar{U}}$  gerade noch gewährleistet ist. Diese Werte entsprechen dann der benötigten positiven bzw. negativen Reserve.

Bild 3.1 gibt eine Übersicht über das eingesetzte analytische Verfahren.

---

<sup>10</sup> Mathematisch erfordert dies die (bei der Reservebemessung sehr weitgehend erfüllte) Unkorreliertheit der gefalteten Eingangsgrößen (bzw. wie bei der Kombination aus Lastrauschen und Aktivierungsverzögerung die Beschreibung über eine gemeinsame Verteilungsfunktion).

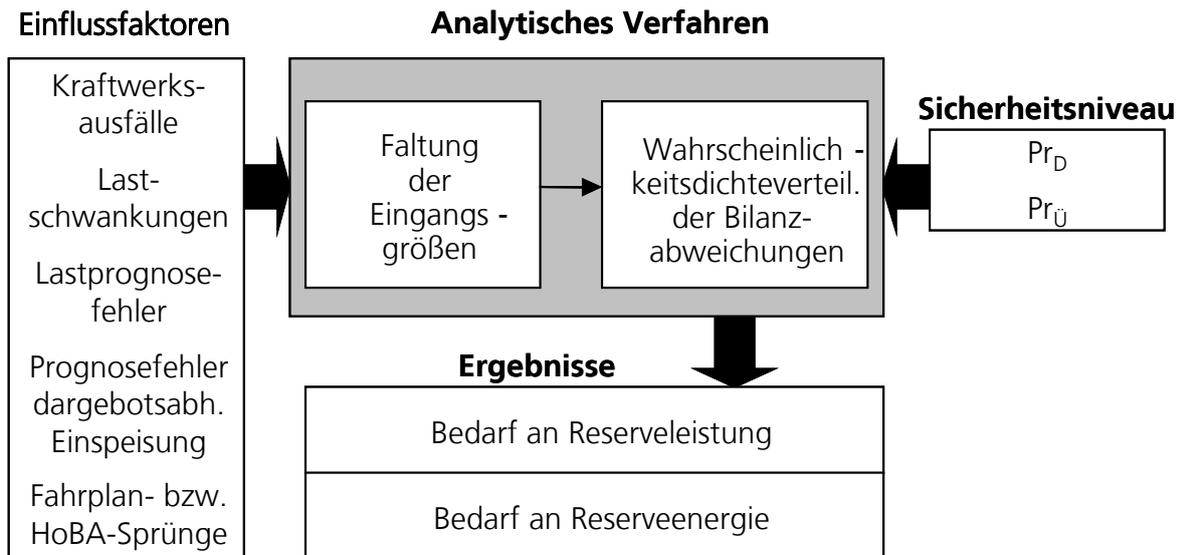


Bild 3.1: Analytisches Verfahren zur Reservebemessung

### 3.2 Abgrenzung von Sekundärregel- und Minutenreserve

Dabei beschreibt das Prinzipschema aus Bild 3.1 zunächst nur die Ermittlung *einer* Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung von Bilanzungleichgewichten. In der Realität ist aber zu berücksichtigen, dass nicht ausregelbare Leistungsdefizite bzw. Überschüsse aufgrund von zwei separaten Effekten auftreten können:

- Setzt man eine vollständige Substituierbarkeit von MRL durch SRR voraus<sup>11</sup>, kann einerseits die in Summe in beiden Qualitäten vorgehaltene Gesamtregelreserve (GRR, Summe aus SRR und MRL) zu gering sein, um eine auftretende Bilanzabweichung auszuregeln. In diesem Fall entsteht ein *Leistungsdefizit infolge unzureichender Gesamtreserve*.
- Ein Defizit kann auch dann auftreten, wenn zwar ausreichend Gesamtregelreserve vorhanden, diese jedoch z. B. nach einem Kraftwerksausfall nicht zeitgerecht verfügbar ist, weil die Sekundärregelreserve allein nicht ausreicht und die Minutenreserve erst zeitverzögert vollständig aktivierbar ist (*Leistungsdefizit infolge unzureichender Sekundärregelreserve*).

Bei der Abgrenzung von SRR und MRL ist weiterhin zu berücksichtigen, dass der Gesamtreservebedarf zwar durch das Zusammenwirken aller in Kapitel 2 beschriebenen Einflussgrößen

<sup>11</sup> Eine solche Substituierbarkeit wird in der Literatur auch als Vorwärtspooling bezeichnet.

bestimmt wird, dass jedoch, wie bereits bei der Beschreibung der einzelnen Einflussgrößen diskutiert, nur ein Teil dieser Einflussgrößen auch einen Bedarf an schneller Reserve, also SRR verursacht (siehe Bild 3.2). Dass alle Einflussgrößen, die auf einer Prognose beruhen (Lastprognosefehler und Prognosefehler dargebotsabhängiger Einspeisung) auch über den in Bild 3.2 angegebenen Zeitraum von einer Stunde hinaus wirksam sein können und Reservebedarf verursachen, wird durch die gestrichelten Pfeile verdeutlicht.

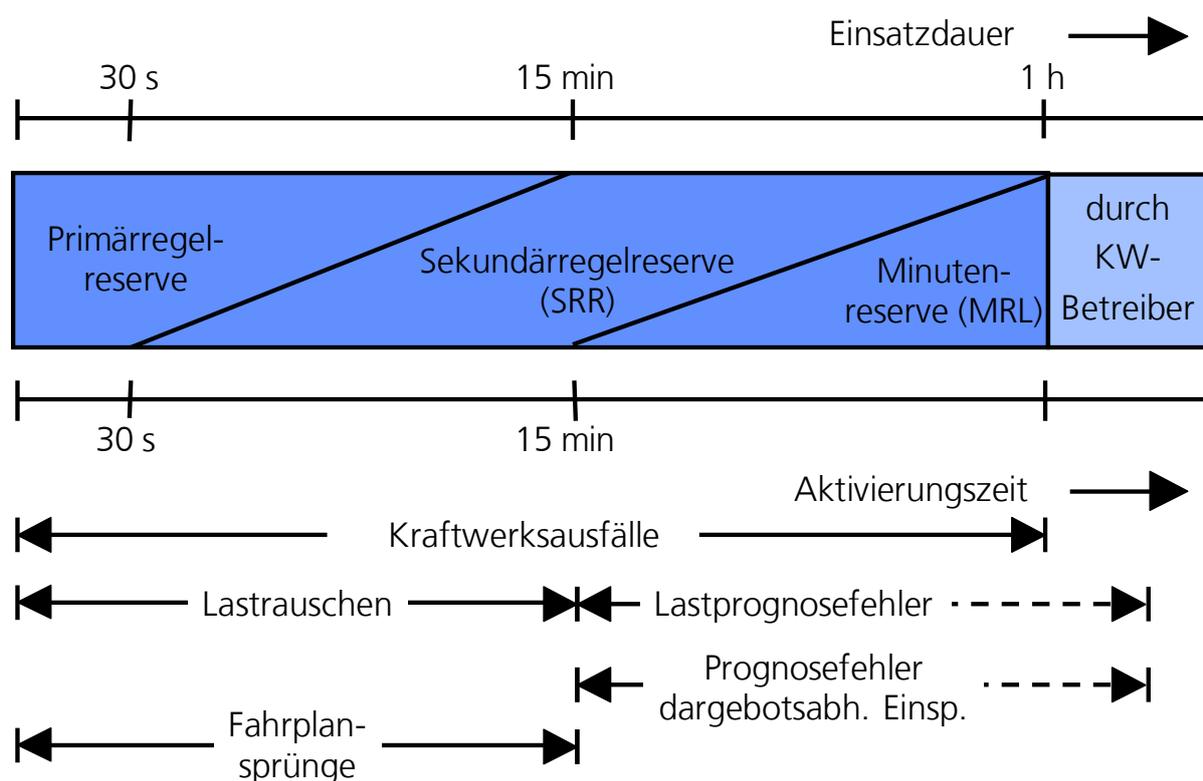


Bild 3.2: Einsatz der Reservearten in verschiedenen Zeitbereichen

Bild 3.3 verdeutlicht die beiden unterschiedlichen Ursachen nicht ausreichender Reservevorräte noch einmal anhand zweier exemplarischer Ereignisse und klärt die Zuordnung entstehender Defizitzeiten zu den beiden genannten Defizitursachen. Insbesondere wird deutlich, dass ein Leistungsdefizit in den ersten 15 Minuten nur dann der Ursache nicht ausreichender Sekundärregelreserve zugeordnet wird, wenn die vorgehaltene GRR ausreicht, um das Defizit

zu decken<sup>12</sup>. Eine derartige Zuordnung zu nur einer Defizitursache ist notwendig, um eine doppelte Zählung entsprechender Defizitzeiten zu vermeiden.

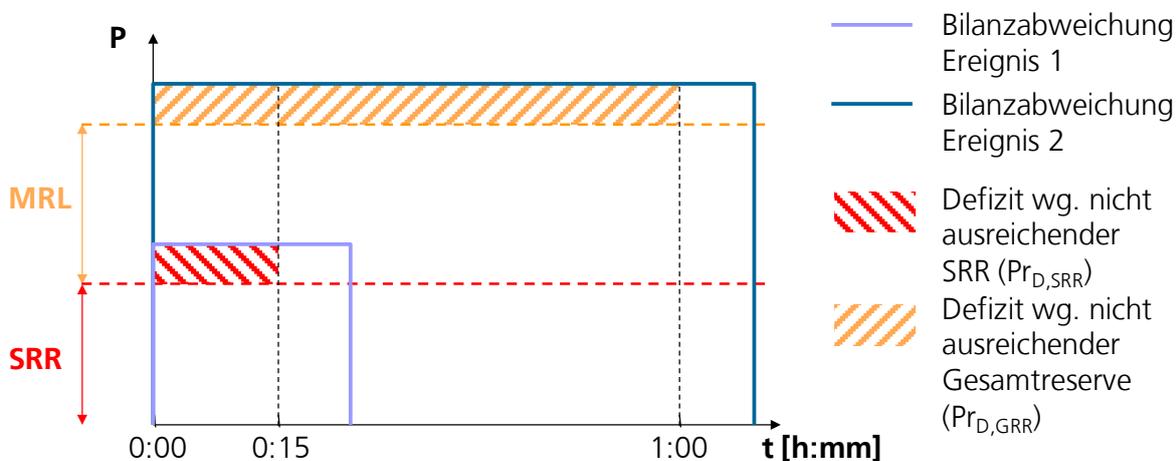


Bild 3.3: Exemplarische Darstellung der Zuordnung von Bilanzabweichungen zu den verschiedenen Defizitursachen

Basierend auf dieser Zuordnung auftretender Defizite können nun SRR und GRR in einem mehrstufigen Prozess bestimmt werden. Dafür ist jedoch unabdingbar, das entsprechend Abschnitt 2.2 tolerierte Gesamtdefizitniveau vorab auf die beiden möglichen Defizitursachen aufzuteilen. Sich daraus ergebende Freiheitsgrade werden im weiteren Verlauf noch diskutiert. Die einzelnen Schritte bei der Reservebemessung sind wie folgt<sup>13</sup>:

- Zunächst wird die für die GRR relevante Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung durch Faltung aller Einflussgrößen bestimmt. Dabei werden Kraftwerksausfälle mit einer Wirkungsdauer von 1h berücksichtigt. Betragen das akzeptierte Defizit bzw. der akzeptierte Überschuss aufgrund unzureichender GRR (Defizit/Überschusswahrscheinlichkeit  $Pr_{D/Ü,GRR}$ )

<sup>12</sup> Das Defizit in den ersten 15 Minuten durch das Ereignis 1 wird also der Ursache „unzureichende SRR“ zugeordnet, da hier keine ausreichende SRR, wohl aber ausreichende GRR vorliegt. Das Defizit in den ersten 15 Minuten durch das Ereignis 2 wird hingegen der Ursache „unzureichende GRR“ zugeordnet, da hier keine ausreichende GRR (und damit gleichzeitig auch keine ausreichende SRR) vorliegt.

<sup>13</sup> Diese Vorgehensweise unterscheidet sich von früheren Ansätzen der Reservebemessung insofern, dass die Zuordnung des in Bild 3.3 orange schraffierten Defizits im Zeitbereich zwischen 0 und 15 Minuten verändert und eine evtl. auftretende Doppelzählung der Defizitzeiten eliminiert wurde. Diese Veränderungen können zu Verschiebungen im Verhältnis zwischen SRR und MRL führen.

jeweils  $x\%$ <sup>14</sup>, kann die vorzuhaltende GRR als  $x\%$  bzw.  $1-x\%$  Quantil der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung abgelesen werden.

- Im zweiten Schritt wird durch Faltung der für SRR-Vorhaltung relevanten Einflussgrößen die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung für den SRR-Bedarf bestimmt. Dabei wird die Wirkungsdauer von Kraftwerksausfällen zu 15 min angesetzt.
- Diese Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung wird nun an beiden Seiten an den Stellen der zuvor bestimmten notwendigen GRR-Vorhaltung (an den  $x\%$  bzw.  $1-x\%$  Quantilen der GRR-Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung) abgeschnitten, größere im SRR-Bereich relevante Bilanzabweichungen werden somit nicht weiter betrachtet. Dieser Beschnitt der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung reflektiert die oben getroffene vollständige und vom betrachteten Zeitbereich unabhängige Zuordnung von Bilanzabweichungen, die die Gesamtreservevorhaltung übersteigen, zur Defizitursache unzureichender GRR. Sie verhindert die doppelte Zählung entsprechender Defizitzeiten.
- Analog zur Vorgehensweise bei der Festlegung der vorzuhaltenden GRR kann nun die vorzuhaltende SRR aus der akzeptierten Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit aufgrund unzureichender SRR  $\Pr_{D/\bar{U}, SRR}$  und den entsprechenden Quantilen der beschnittenen Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung abgelesen werden.
- Die vorzuhaltende MRL ergibt sich dann als Differenz aus vorzuhaltender GRR und vorzuhaltender SRR.

Wie oben erwähnt, stellt die Aufteilung des insgesamt tolerierten Defizitniveaus auf beide Defizitursachen prinzipiell einen Freiheitsgrad dar. Die resultierenden Abhängigkeiten sind stark nichtlinear. Für ein vorgegebenes Defizitniveau erhält man den in Bild 3.4 skizzierten typischen Verlauf der notwendigen GRR in Abhängigkeit von der vorgehaltenen Sekundärregelreserve.

---

<sup>14</sup> Aus  $\Pr_{D/\bar{U}, GRR}$  ergibt sich zusammen mit der insgesamt akzeptierten Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit  $\Pr_{D/\bar{U}}$  die akzeptierte Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit aufgrund unzureichender SRR  $\Pr_{D/\bar{U}, SRR} : \Pr_{D/\bar{U}, SRR} = \Pr_{D/\bar{U}} - \Pr_{D/\bar{U}, GRR}$ . Dabei müssen alle Wahrscheinlichkeiten positive Werte haben.

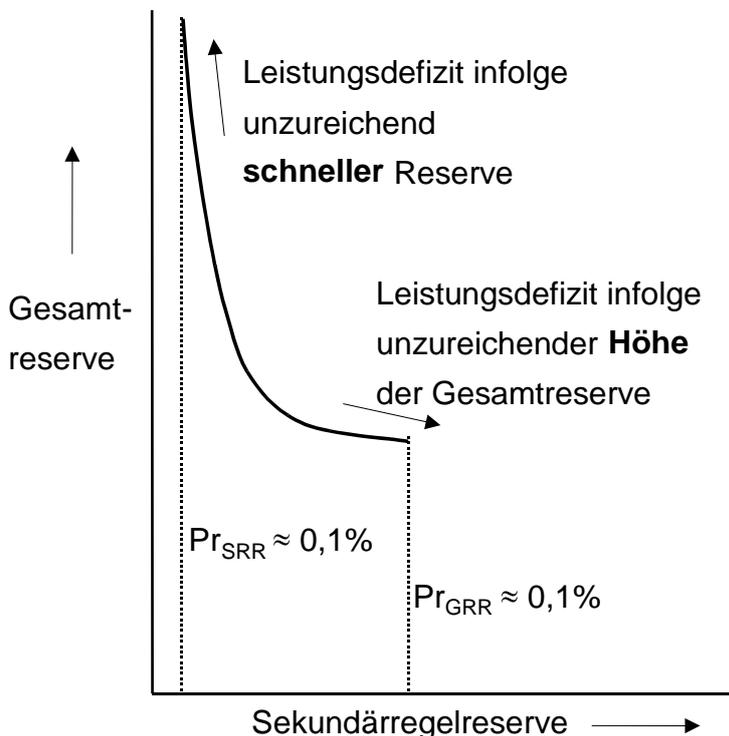


Bild 3.4: Typischer Verlauf der Gesamtreserve in Abhängigkeit von der vorgehaltenen Sekundärregelreserve

Jeder Punkt der Kurve führt zu einer identischen gesamten Defizitwahrscheinlichkeit und unterscheidet sich lediglich hinsichtlich der Ursache für nicht ausregelbare Defizite bzw. Überschüsse. Wird beispielsweise ausschließlich SRR vorgehalten, so ergibt sich das Leistungsdefizit vollständig aufgrund der unzureichenden Höhe der GRR (siehe Bild 3.3). Die vollständig in Form von SRR vorgehaltene GRR ist in diesem Fall minimal. Im Falle einer minimalen SRR können Abweichungen nicht ausreichend schnell ausgeglichen werden. Die Höhe der GRR ist hingegen weitgehend ausreichend ( $Pr_{GRR} \approx 0\%$ ). Es ist zu berücksichtigen, dass der Extremfall einer minimalen SRR-Vorhaltung wegen anderer Anforderungen an die SRR-Vorhaltung (z. B. Wurzelkurven aus dem UCTE Operations Handbook [6], siehe auch Anhang B.4) im Regelfall nicht realisierbar sein dürfte.

Prinzipiell sind aber verschiedene Aufteilungen auf die beiden Reservequalitäten zulässig. Eine eindeutige Entscheidung erfordert deshalb weitere technische oder wirtschaftliche Entscheidungskriterien, z. B. die Minimierung der Kosten für die Reservevorhaltung oder die Maximierung der Flexibilität im Reserveeinsatz.

### 3.3 Bestimmung der Erwartungswerte für eingesetzte Regelenergie

Der Erwartungswert für die eingesetzte Regelenergie kann prinzipiell aus einer Integration der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung des GRR-Bedarfs multipliziert mit der jeweiligen Bilanzabweichung bestimmt werden. Dies entspricht einer Berechnung des ersten Moments der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung, hier als  $f(x)$  bezeichnet, wobei positive und negative Bereiche separat betrachtet werden:

$$W = \int_{-\infty}^0 (f(x) \cdot x) dx \quad (3.1)$$

für positive Reserve (negative Bilanzabweichung gibt ein Defizit an) bzw. analog

$$W = \int_0^{\infty} (f(x) \cdot x) dx \quad (3.2)$$

für negative Reserve.

Dabei ist zu beachten, dass die Aufteilung der eingesetzten Regelenergie auf die verschiedenen Reservequalitäten von der Einsatzstrategie abhängig ist und nicht im Voraus eindeutig bestimmt werden kann. Für die Berechnungen im Rahmen dieses Gutachtens werden die folgenden Annahmen getroffen:

- Die entsprechend der Reservebemessung festgelegte SRR wird immer vollständig ausgenutzt, bevor MRL eingesetzt wird.
- Nicht zeitgerecht gelieferte Reserve muss zu einem späteren Zeitpunkt nachgeliefert werden.

Die konkret eingesetzte Regelenergie wird im Folgenden am Beispiel der negativen Reserveenergie beschrieben. Für die Sekundärenergie gilt:

$$W_{SRR^-} = \int_0^{P_{SRR}} (f(x) \cdot x) dx + \int_{P_{SRR}}^{\infty} f(x) dx \cdot P_{SRR} \quad (3.3)$$

Das erste Integral berechnet die Energie, die durch SRR sicher abgedeckt werden kann, da die Bilanzabweichung  $x \leq P_{SRR}$  ist. Das zweite Integral spiegelt die Annahme wider, dass auch bei Bilanzabweichungen, die die zur Verfügung stehende SRR überschreiten, diese zunächst vollständig ausgenutzt wird. Hier wird folglich das Produkt aus Wahrscheinlichkeit für eine Bilanzabweichung  $f(x) > P_{SRR}$  und der nicht mehr steigerbaren Leistung der SRR  $P_{SRR}$  integ-

riert. Über die zur Verfügung stehende SRR-Leistung hinausgehende Bilanzabweichungen werden durch den Einsatz von MRL ausgeglichen:

$$W_{MRL} = \int_{P_{SRR}}^{\infty} (f(x) \cdot (x - P_{SRR})) dx \quad (3.4)$$

## 4 Ergebnisse

Primäres Ziel des vorliegenden Gutachtens war die Ermittlung angemessener Reservevorhaltungen für die vier deutschen Regelzonen. Wir haben deshalb im Folgenden ein Basisszenario definiert, dass für alle in Kapitel 2 beschriebenen Einflussfaktoren eine eindeutige, möglichst auf empirischen Daten beruhende, in jedem Fall praxisgerecht erscheinende Modellierung und Parametrierung vorgibt. Für dieses Basisszenario haben wir die notwendige Reservevorhaltung für alle vier deutschen Regelzonen entsprechend der zuvor beschriebenen Methode bestimmt (Abschnitt 4.1).

Um die Abhängigkeit der notwendigen Reservevorhaltung von den einzelnen Einflussfaktoren und ihrer möglichen Veränderung im Zeitablauf bzw. von einzelnen Modellierungs- und Parametrierungsentscheidungen bewerten zu können, haben wir darüber hinaus eine Vielzahl von Variationsuntersuchungen durchgeführt. Deren Ergebnisse werden im Abschnitt 4.2 vorgestellt. Die ebenfalls durchgeführte Reservebemessung für eine einzige deutschlandweite Regelzone und die dazu getroffenen Annahmen sind im Kapitel 5 beschrieben.

### 4.1 Basisszenario

Das Basisszenario definiert die aus gutachterlicher Sicht angemessen erscheinende Reservevorhaltung und stellt den Ausgangspunkt für die folgenden Variationsuntersuchungen dar. In Tab. 4.1 ist die Parametrierung des Basisszenarios mit Blick auf alle Einflussfaktoren dokumentiert.

Defizit-/Überschussniveau insgesamt	$Pr_{\bar{U}} = Pr_D = 0,1\%$
Defizit-/Überschussniveau aufgrund unzureichender GRR $Pr_{D/\bar{U}, GRR}$	pos: 0,05% (Aufteilung Defizit GRR/Defizit SRR im Verhältnis 50/50) neg: 0,07% (70/30) <sup>15</sup>
Defizit-/Überschussniveau aufgrund unzureichender SRR $Pr_{D/\bar{U}, SRR}$	pos: 0,05% neg: 0,03%
Lastrauschen ohne MRL-Prognosefehler	Mittelwertfrei, normalverteilt mit $\sigma = 0,5\%$
MRL-Prognosefehler	Mittelwertfrei, normalverteilt mit $\sigma = 0,25\%$
Gesamt (Korrelationskoeff. 0,5)	Mittelwertfrei, normalverteilt mit $\sigma = 0,66\%$
Last-/Regelzonenprognosefehler	empirische Verteilung basierend auf Rückrechnung des Lastprognosefehlers aus tatsächlichem Reserveeinsatz
Fahrplan-/HoBA-Sprünge	Stochastisches Rampenmodell (siehe Abschnitt 2.1.4)
Kraftwerksausfälle	Verwendung der Ausfallhäufigkeiten entsprechend der VGB-Datenbankauswertung (vgl. Tab. 2.1)
Prognosefehler der dargebotsabhängigen Erzeugung (WEA)	Keine Betrachtung, da für heutige Ausgleichspraxis im Regelzonenprognosefehler enthalten

Tab. 4.1: Werte/Parametrierung der bemessungsrelevanten Einflussgrößen im Basisszenario

In dem definierten Basisszenario ergibt sich der in Tab. 4.2 dargestellte Reservebedarf. Bedingt durch die nur einseitig wirkenden Kraftwerksausfälle ist der Bedarf an positiver SRR und GRR im Normalfall größer als der Bedarf an entsprechender negativer Reserveleistung. Bei VE-T dreht sich dieses Verhältnis jedoch aufgrund der stark unsymmetrischen Verteilung des Regelzonen-Prognosefehlers um. Diese Umkehr kann nur durch entsprechendes Verhalten der Bilanzkreise erklärt werden.

<sup>15</sup> Wie in Abschnitt 2.1.5 dargelegt, erscheint für negative Reserve ein relativ höherer Sekundärregelreserveanteil, damit ein höheres akzeptiertes Defizit aufgrund unzureichender Gesamtreserve sinnvoll.

		Sekundärregel- reserve SRR	Minutenreserve- leistung MRL	Gesamtreserve GRR (SRR+MRL)
RWE Trans- portnetz Strom	pos.	1003	898	1901
	neg.	725	984	1709
E.ON Netz	pos.	830	1135	1965
	neg.	590	380	970
VE-T	pos.	638	345	983
	neg.	399	808	1207
EnBW TNG	pos.	537	427	964
	neg.	331	174	505

Tab. 4.2: Notwendige Reservevorhaltung in den vier Regelzonen im Basisszenario in MW

## 4.2 Sensitivitätsuntersuchungen hinsichtlich der Einflussgrößen

### 4.2.1 Variation des Defizitniveaus

Zur Bestimmung des Reservebedarfs ist ein geeignetes Defizitniveau vorzugeben (siehe Abschnitt 2.2). Der im Basisszenario von 0,1% angesetzte Wert hat sich dabei in der Vergangenheit als praxisgerecht erwiesen. Er lässt sich jedoch nicht exakt wissenschaftlich begründen. Um die Abhängigkeit des Bedarfs an SRR und MRL von diesem Defizitniveau quantifizieren zu können, wird eine Sensitivitätsuntersuchung durchgeführt, in der das Defizitniveau von 0,01% bis 0,2% variiert wird (siehe Bild 4.1).

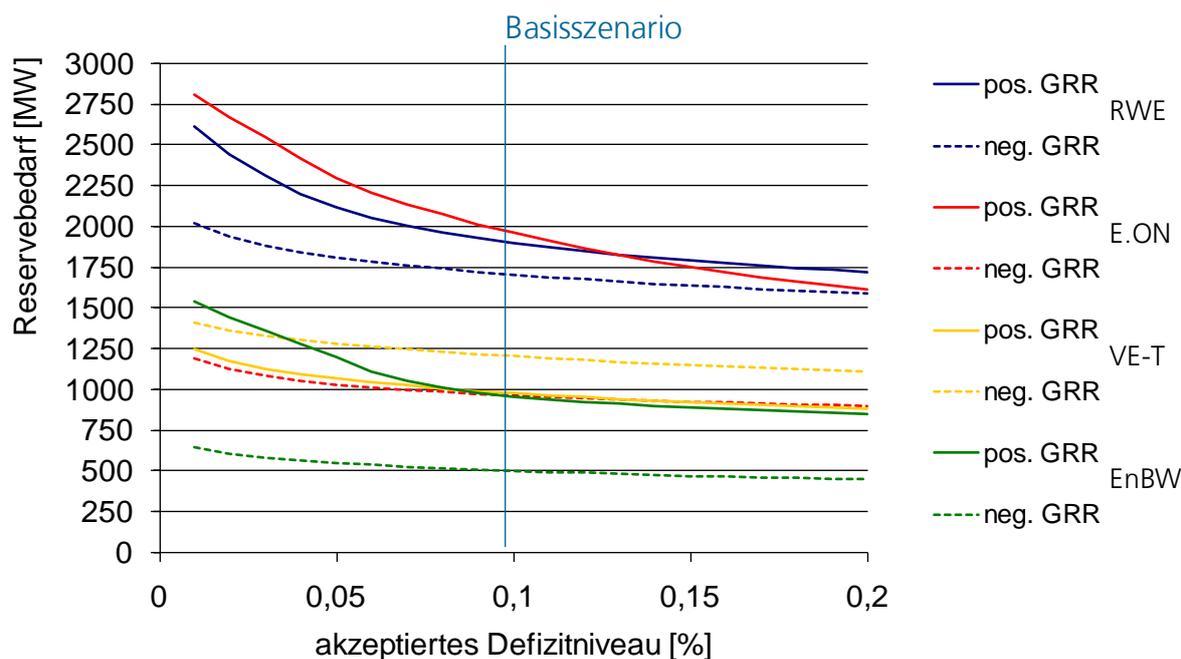


Bild 4.1: Notwendige Reservevorhaltung Variation des Defizitniveaus für die vier deutschen Regelzonen

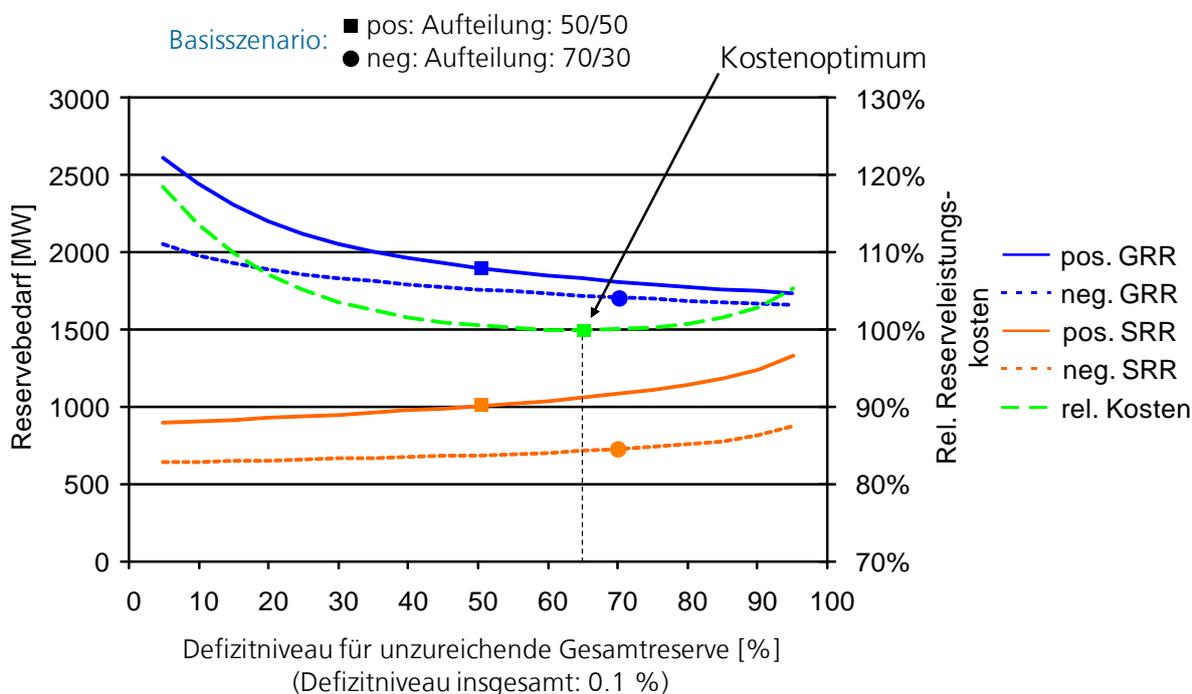
Es wird ersichtlich, dass der Reservebedarf im Bereich sehr niedriger Defizitniveaus stark von dem erlaubten Defizitniveau abhängig ist, diese Abhängigkeit jedoch am oberen Ende des simulierten Intervalls deutlich weniger signifikant ist. Insbesondere würde eine Erhöhung des akzeptierten Defizitniveaus über den in Deutschland üblichen Wert von 0,1% hinaus nur zu einer geringen Absenkung des Reservebedarfs führen.

#### 4.2.2 Aufteilung des Defizitniveaus

Zu einem Defizit an Regelleistung kann es durch unzureichende SRR oder durch unzureichende GRR kommen (siehe Abschnitt 3.2). Die Aufteilung des vorgegebenen Defizitniveaus auf diese beiden Ursachen ist bei der Reservebemessung vorzugeben. Um den Einfluss dieser Aufteilung quantifizieren zu können, wird eine Variantenuntersuchung durchgeführt. In den Bildern 4.2 bis 4.5 ist für alle vier deutschen Regelzonen die Abhängigkeit des Bedarfs an Sekundärregel- und Gesamtreserve vom Defizit aufgrund unzureichender GRR aufgetragen. Dabei wird insgesamt ein Defizitniveau von 0,1% eingehalten.

SRR- und GRR-Leistung hängen gegenläufig von der vorgegebenen Aufteilung ab. In der Praxis könnte die Aufteilung kosteneffizient unter Berücksichtigung der Preise für SRR und MRL erfolgen. Allerdings ist zu beachten, dass eine sehr geringe SRR-Vorhaltung aus techni-

scher Sicht (Flexibilität, Betriebsruhe) negativ zu bewerten ist, da die manuelle MRL-Anforderung mit größerem Aufwand verbunden ist als die automatische SRR-Aktivierung. Wegen der begrenzten Flexibilität der MRL steigt darüber hinaus mit steigendem MRL-Anteil das Risiko eines unvermeidlichen gegenläufigen Einsatzes von MRL und SRR. Weiterhin sprechen Sicherheitserwartungen für eine ausreichend hohe SRR-Vorhaltung, da Defizite im SRR-Bereich – anders als im MRL-Bereich – nicht durch gegenseitige Aushilfsvereinbarungen der deutschen ÜNB aufgefangen werden können. Wir empfehlen deshalb, das Defizit aufgrund nicht ausreichender SRR nicht größer werden zu lassen als das Defizit aufgrund nicht ausreichender Gesamtreserve.



*Bild 4.2: Notwendige Reservevorhaltung in Abhängigkeit von der Aufteilung des Defizitniveaus auf die verschiedenen Defizitursachen für RWE Transportnetz Strom*

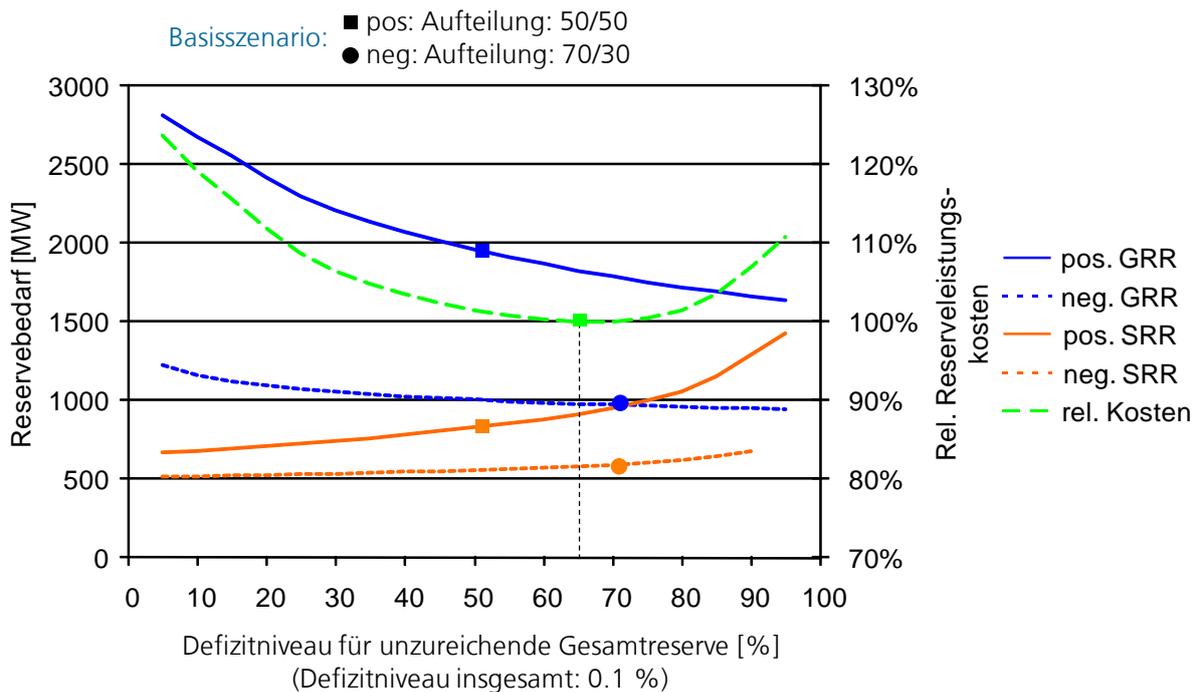


Bild 4.3: Notwendige Reservevorhaltung in Abhängigkeit von der Aufteilung des Defizitniveaus auf die verschiedenen Defizitursachen für E.ON Netz

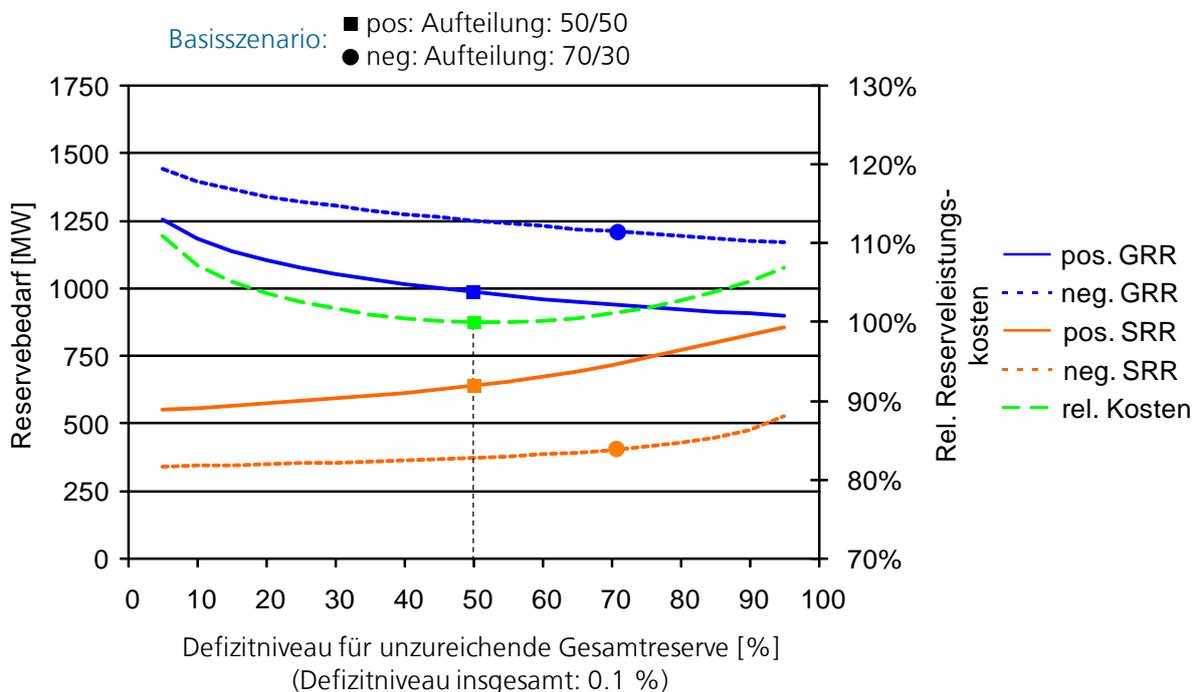


Bild 4.4: Notwendige Reservevorhaltung in Abhängigkeit von der Aufteilung des Defizitniveaus auf die verschiedenen Defizitursachen für VE-T

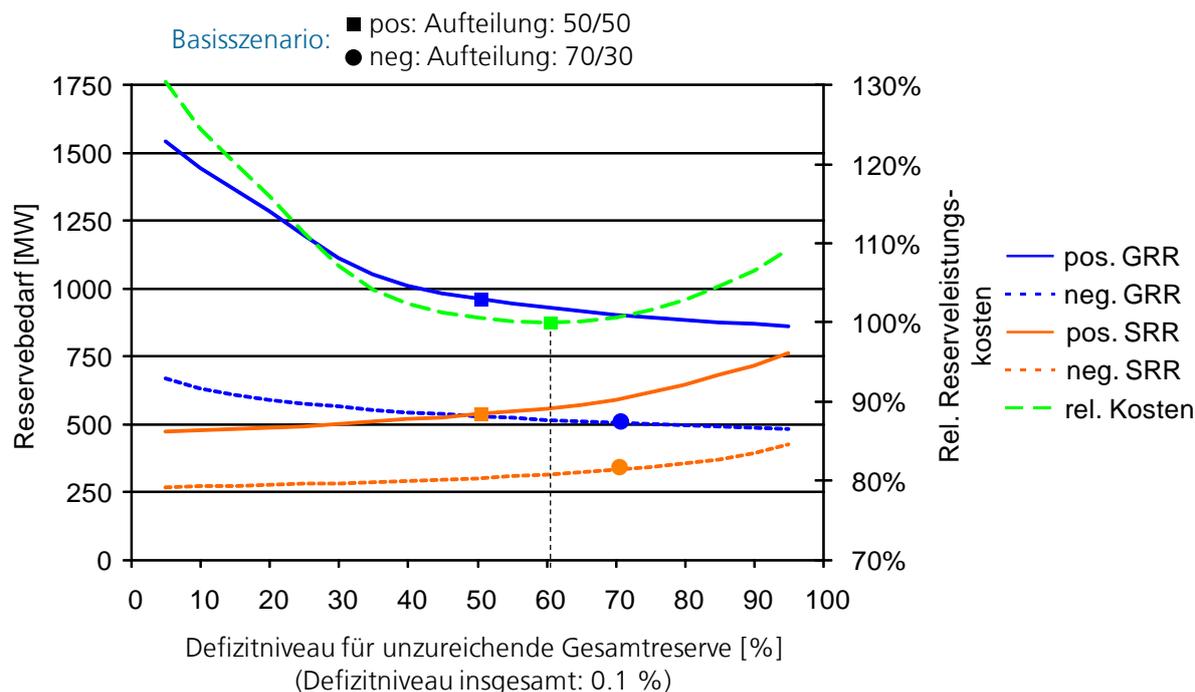


Bild 4.5: Notwendige Reservevorhaltung in Abhängigkeit von der Aufteilung des Defizitniveaus auf die verschiedenen Defizitursachen für EnBW TNG

Zusätzlich zum bestimmten Reservebedarf zeigen die Bilder auf einer zweiten Achse die (relativen) Auswirkungen einer bestimmten Aufteilung des Defizitniveaus auf die jährlichen Reservevorhaltungskosten<sup>16</sup>. Dabei haben wir in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur sowohl die Kostenverhältnisse bei den Leistungspreisen für die Vorhaltung zwischen positiver und negativer als auch zwischen Sekundärregel- und Minutenreserve mit einem Wert von 2:1 abgeschätzt. Die in den Bildern dargestellten Ergebnisse erlauben folgende Schlussfolgerungen:

- Die Kurve der Reservevorhaltungskosten verläuft in der Nähe des Kostenoptimums (niedrigste Reservevorhaltungskosten) grundsätzlich sehr flach. Somit ergibt sich, insbesondere vor dem Hintergrund der Unsicherheit in den zugrunde liegenden Kostenverhältnissen, eine Bandbreite wirtschaftlich nahezu gleichwertiger Aufteilungsmöglichkeiten.
- Die Lage der Kostenoptima unterscheidet sich zwischen den einzelnen Regelzonen, so dass keine eindeutig optimale Aufteilung identifiziert werden kann. Alle Kostenoptima liegen

<sup>16</sup> Arbeitsabhängige Kosten für den Einsatz von Regelenergie sind nicht berücksichtigt.

jedoch im Bereich einer hälftigen Aufteilung des Defizitniveaus auf nicht ausreichende Sekundärregel- und Gesamtreserve bis hin zu einer leichten Übergewichtung des Defizitniveaus aufgrund nicht ausreichender Gesamtreserve.

- Die Parametrierung des Basisszenarios erweist sich damit als guter Kompromiss zwischen technischer Handhabbarkeit und Kosteneffizienz.

#### 4.2.3 Regelzonen-Prognosefehler

Der Regelzonen-Prognosefehler beschreibt den um Sondereffekte bereinigten 15-Minuten-Mittelwert des Reserveeinsatzes, dessen Ausgleich mit Minutenreserve vorausgesetzt wird. Eine Veränderung des Regelzonen-Prognosefehlers wirkt sich daher hauptsächlich auf die Höhe der vorzuhaltenden GRR aus<sup>17</sup>. Wie in Abschnitt 3.2 diskutiert, impliziert der gewählte Ansatz einer empirischen Ermittlung des Regelzonen-Prognosefehlers eine Abhängigkeit von zeitlich veränderlichen Einflussgrößen, wie z. B. dem Bilanzkreisverhalten. Um die Auswirkungen möglicher Veränderungen des Regelzonen-Prognosefehlers auf den Reservebedarf quantifizieren zu können, wird eine Variationsuntersuchung durchgeführt. Die empirisch ermittelten Verteilungen des Regelzonenprognosefehlers können jedoch nicht einfach variiert werden. Wir betrachten deshalb bei dieser Variationsuntersuchung abweichend vom Basisszenario normalverteilte Regelzonenprognosefehler. Um die Vergleichbarkeit mit den Werten des Basisszenarios zu erhöhen, übernehmen wir jedoch den Mittelwert des empirisch ermittelten Regelzonen-Prognosefehlers in die Variationsuntersuchungen. Die Standardabweichungen des Prognosefehlers variieren wir in einem bewusst breit angelegten Bereich von  $\sigma = 0,1 \%$  bis  $\sigma = 2,5 \%$  bezogen auf die jeweilige Regelzonenhöchstlast (Bild 4.6).

---

<sup>17</sup> Da sich GRR und SRR wechselseitig beeinflussen, führt auch eine Veränderung bei den Einflussgrößen, für die ein Ausgleich mit SRR nicht notwendig ist, zu einer veränderten SRR-Vorhaltung. Die Veränderungen sind allerdings i. d. R. vernachlässigbar klein.

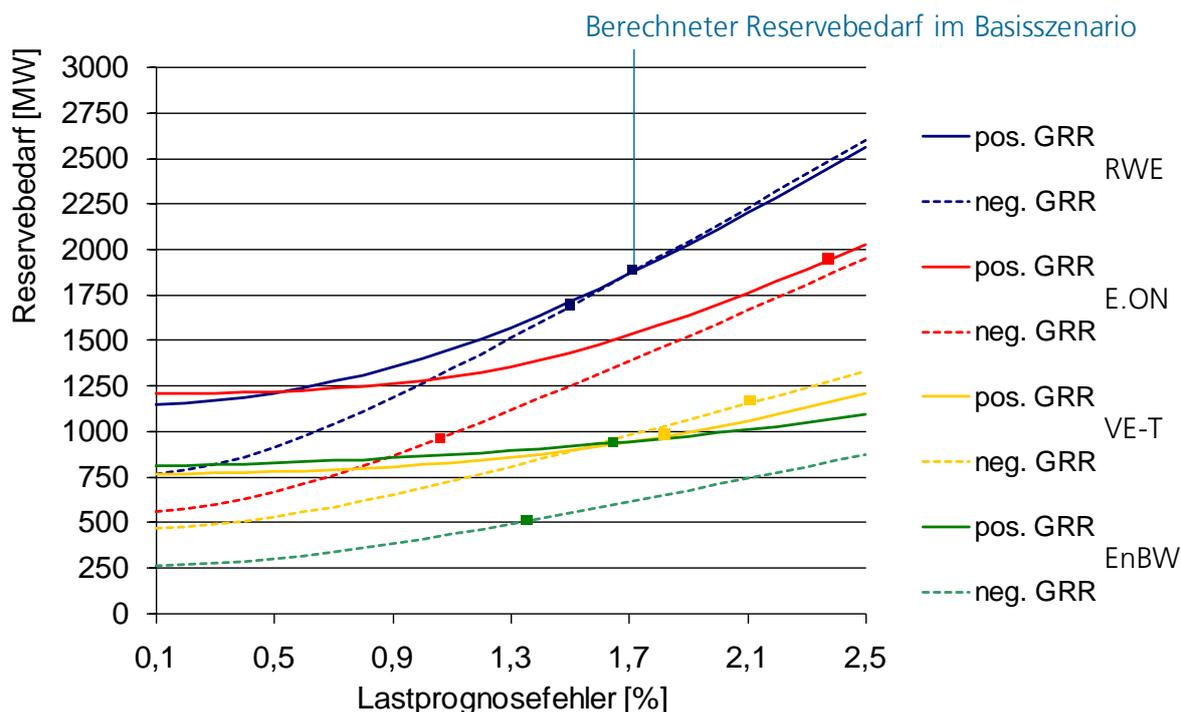


Bild 4.6: Auswirkungen des Lastprognosefehlers auf den Reservebedarf in den vier deutschen Regelzonen

Im Bild sind durch farbige Punkte die im Basisszenario für den empirisch ermittelten Regelzonen-Prognosefehler berechneten Reservevorhaltungen markiert. Der x-Achsenabschnitt zu jedem dieser Punkte erlaubt eine Auswertung der Standardabweichung, die bei angenommen normalverteiltem Prognosefehler zu identischer Reservevorhaltung wie im Basisszenario führen würde. Die beobachteten Werte weisen einen Mittelwert von ca. 1,5% bezogen auf die jeweilige Regelzonenhöchstlast auf. Gleichzeitig sind jedoch extreme Schwankungen erkennbar. Insbesondere bei E.ON Netz liegen die basisszenarioanalogen Standardabweichungen für positive und negative Reserve sehr weit auseinander. Dies zeigt, dass die Verteilungsfunktionen der empirisch ermittelten Prognosefehler (siehe Bild 2.2 bis Bild 2.5) insbesondere in den bemessungsrelevanten Randbereichen stark von der Normalverteilung abweichen und deutliche Unsymmetrien aufweisen.

Die Analyse der Variationsuntersuchungen erlaubt folgende weitere Erkenntnisse:

- Eine wesentliche Einflussgröße für den Bedarf an positiver GRR sind neben dem Regelzonen-Prognosefehler auch Kraftwerksausfälle. Der negative Reservebedarf ist hingegen durch Kraftwerksausfälle nicht beeinflusst. Aus diesem Grund ergibt sich, wie bereits diskutiert, üblicherweise ein Mehrbedarf an positiver GRR gegenüber der negativen GRR.

Dieser Mehrbedarf nimmt jedoch mit zunehmendem Regelzonen-Prognosefehler ab, da Kraftwerksausfälle im Verhältnis zum Prognosefehler dann einen geringeren Einfluss haben. Dies führt dazu, dass sich die Verläufe der positiven und negativen GRR in Bild 4.6 bei wachsendem Regelzonen-Prognosefehler annähern. Gleichzeitig steigt bei steigendem Regelzonen-Prognosefehler die Abhängigkeit der gesamten Reservevorhaltung von dieser Einflussgröße und nähert sich immer mehr einer linearen Abhängigkeit an.

- Insbesondere für die negative Reservevorhaltung ist dieser Bereich der quasi-linearen Abhängigkeit bereits erreicht. Die notwendige negative Reservevorhaltung reagiert deshalb sehr sensitiv auf Veränderungen des Regelzonen-Prognosefehlers. Für die positive Reservevorhaltung ist dieser Effekt in Ansätzen erkennbar, jedoch insbesondere in den Regelzonen mit im Verhältnis zur Netzlast hohen Blockgrößen der Kraftwerke (z. B. EnBW TNG) und damit hohem Einfluss von Kraftwerksausfällen weniger stark ausgeprägt. Insgesamt kann jedoch eine erhebliche Abhängigkeit der Reservevorhaltung von den Eigenschaften des Regelzonen-Prognosefehlers festgestellt werden. Die Notwendigkeit, die Reservevorhaltung kontinuierlich an beobachtete Veränderungen des Prognosefehlers anzupassen, wird damit unterstrichen.

#### 4.2.4 Lastrauschen

Das Lastrauschen ergibt sich aus der Abweichung von aktueller Last und dem aktuellen 15-Minuten-Mittelwert und muss demnach vollständig durch schnell regelbare SRR gedeckt werden. In Bild 4.7 sind die Auswirkungen unterschiedlicher Parametrierungen des grundsätzlich als normalverteilt und mittelwertfrei angenommenen Lastrauschens auf den Bedarf an SRR dargestellt. Diese können z. B. zur Bewertung der Auswirkungen unterschiedlicher Ansätze zur Berücksichtigung der Minutenreserve-Aktivierungsverzögerung herangezogen werden. Wie das Bild zeigt, ist die Abhängigkeit vom Lastrauschen für negative SRR deutlich größer als für positive SRR. Dies liegt wiederum an der starken Beeinflussung der positiven SRR-Vorhaltung durch Kraftwerksausfälle.

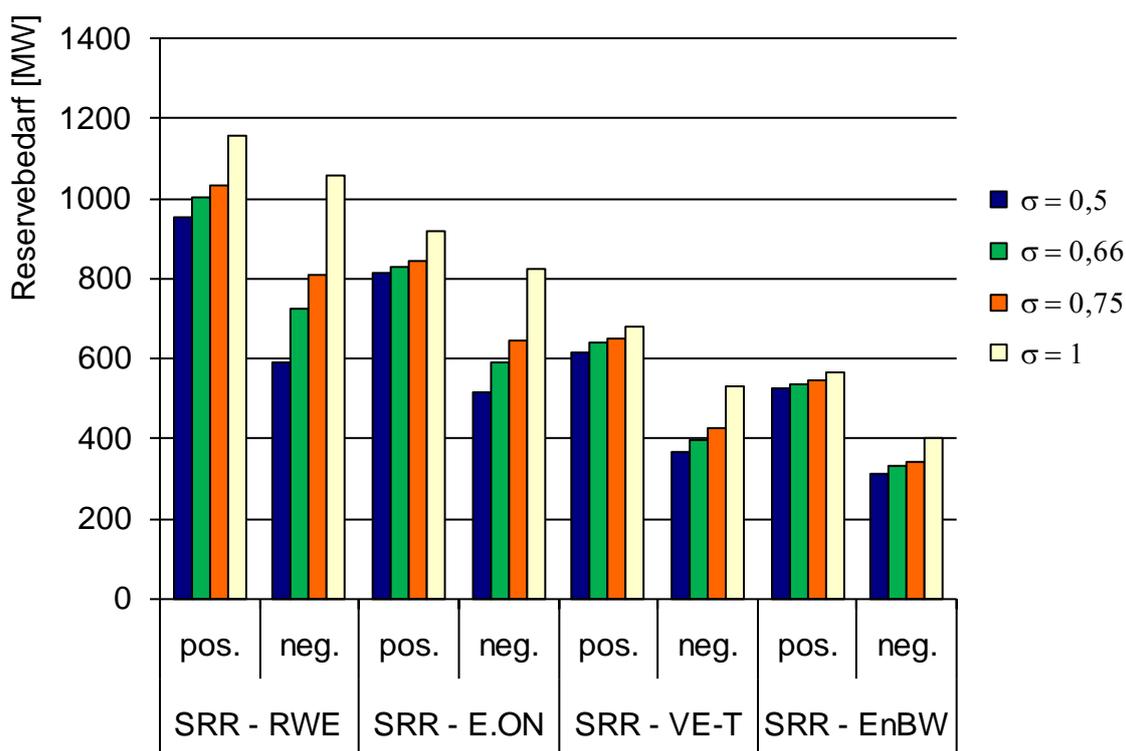


Bild 4.7: Auswirkungen unterschiedlicher Parametrierung des Lastrauschens auf die SRR-Vorhaltung

#### 4.2.5 Prognosefehler dargebotsabhängiger Erzeugung

Wie bereits in Abschnitt 2.1.3 diskutiert, sind die Auswirkungen des Prognosefehlers dargebotsabhängiger Erzeugung, d. h. insbesondere des Windprognosefehlers, auf SRR und GRR im von den ÜNB aktuell jeweils praktizierten Ausgleichsmodell Bestandteil des Regelzonen-Prognosefehlers und somit im Basisszenario abgebildet. Die notwendige Reservevorhaltung im Basisszenario erlaubt jedoch keine Aussagen über die windbedingte Reservevorhaltung über alle Reservequalitäten hinweg, da diese teilweise außerhalb der Reservequalitäten SRR und MRL bzw. sogar gar nicht bei den ÜNB stattfindet.

Um dennoch ein Gefühl für die Größenordnung windbedingten Reservebedarfs zu vermitteln, haben wir im Folgenden eine Bemessung durchgeführt, bei der wir als zusätzliche Unsicherheit gegenüber dem Basisszenario für jeden ÜNB den auf ihn entfallenden Anteil des (D-1)-Prognosefehlers der Windenergieeinspeisung berücksichtigt haben (Bild 4.8). Da bei den von den ÜNB heute praktizierten Modellen zum Ausgleich des Prognosefehlers dargebotsabhängiger Erzeugung immer ein – je nach Modell unterschiedlich großer – Teil des Prognosefeh-

lers auf die Regelzone zurückfällt und damit in den empirisch ermittelten Prognosefehler eingeht, werden durch die erneute und vollständige Berücksichtigung des Prognosefehlers der Windenergieeinspeisung die Konsequenzen windbedingter Reservevorhaltung überschätzt<sup>18</sup>. Dem wirkt allerdings entgegen, dass der gewählte Bemessungsansatz eine komplette Saldierung entgegengerichteter Bilanzabweichungen aus Windprognosefehler und anderen Einflussgrößen erlaubt. Dies ist bei den heute mehrheitlich praktizierten Ausgleichsmodellen nicht gegeben, da dort der Windprognosefehler entweder separat ausgeregelt oder nur mit einem Teil der Bilanzabweichungen der Regelzone saldiert wird. Unsere Berechnungen erlauben aber keine Aussage, inwieweit sich diese Effekte gegeneinander aufheben und ermöglichen somit nur eine größenordnungsmäßige Einschätzung der windbedingten Reservevorhaltung.

Dabei wird jedoch in jedem Fall deutlich, dass der Prognosefehler der Windenergieeinspeisung zu erheblichem Reservebedarf führt. Die Optimierung des Ausgleichs dieses Prognosefehlers ist damit eine technisch wie wirtschaftlich bedeutende Aufgabe.

---

<sup>18</sup> Diese Überschätzung ist allerdings nicht exakt quantifizierbar. Zumindest für ÜNB mit Contracting-Modellen kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sie nur gering ist, da typischerweise ein sehr großer Anteil des windbedingten Reservebedarfs vom Contracting-Partner ausgeregelt wird.

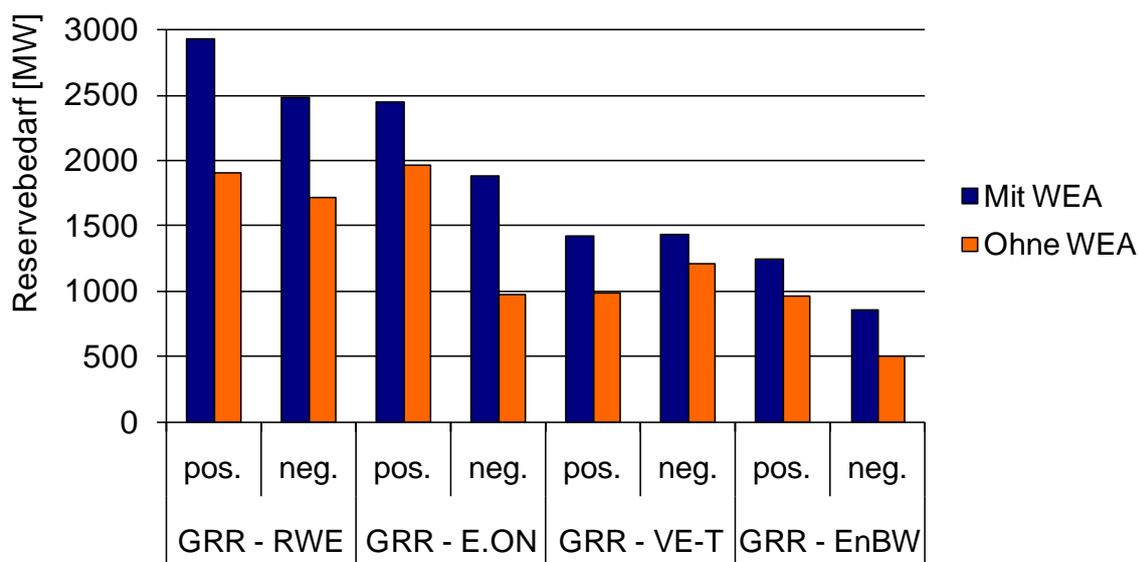


Bild 4.8: Abschätzung zum Einfluss der zusätzlichen Berücksichtigung des Prognosefehlers der Windenergieeinspeisung (Datenreihe Mit WEA) auf den Gesamt-Reservebedarf in den vier deutschen Regelzonen (Voraussetzung: Erbringung durch MRL, Vernachlässigung des bereits im Regelzonen-Prognosefehler enthaltenen Anteils des Windprognosefehlers)

## 5 Konsequenzen einer einheitlichen Regelzone Deutschland für die Vorhaltung von Sekundärregel- und Minutenreserve

Neben der Bestimmung der notwendigen Reservevorhaltungen für die einzelnen Regelzonen war die Abschätzung der Konsequenzen für Reservevorhaltung und Reserveeinsatz einer aktuell zumindest mit Blick auf die Leistungs-Frequenzregelung diskutierten Zusammenlegung der vier bestehenden zu einer gesamtdeutschen Regelzone eine Aufgabe des vorliegenden Gutachtens. Naturgemäß bestehen mit Blick auf eine gesamtdeutsche Regelzone Unsicherheiten bzgl. anzunehmender Eingangsdaten und Entscheidungsspielräume bzgl. der Reservevorhaltung. Somit können nachfolgend dargestellte Untersuchungen nur Indikationen zur notwendigen Reservevorhaltung für eine gesamtdeutsche Regelzone geben.

Wir haben im Folgenden, analog zur Vorgehensweise bei der Reservebemessung für die bestehenden Regelzonen, wiederum ein Basisszenario definiert und Abweichungen von diesem Basisszenario mit Sensitivitätsuntersuchungen bewertet. Anders als bei diesen Untersuchungen erhebt das nachfolgend definierte Basisszenario jedoch nicht den Anspruch, die aus gutachterlicher Sicht ausreichend abgesicherte und damit nachdrücklich empfohlene Parametrierung für eine gesamtdeutsche Reservebemessung zu sein. Vielmehr versucht das Basisszenario, die vorliegenden Teildaten der bestehenden Regelzonen in möglichst konsistenter Weise zusammenzuführen. Dabei wird auf methodische Probleme und Unsicherheiten hingewiesen.

### 5.1 Basisszenario

Das Basisszenario für die Betrachtung einer gesamtdeutschen Regelzone wird aus den vorliegenden Daten und Parametrierungen der einzelnen Zonen gewonnen. Dies ist mit Blick auf einige Einflussgrößen problemlos möglich:

- Kraftwerksausfälle in den einzelnen Regelzonen sind voneinander stochastisch unabhängig. Die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung von Bilanzungleichgewichten aufgrund von Kraftwerksausfällen kann deshalb durch Anwendung der Ausfallhäufigkeitskennzahlen aus Abschnitt 2.1.1 auf den gesamten deutschen Kraftwerkspark gewonnen werden.
- Das in Abschnitt 2.1.4 beschriebene stochastische Rampenmodell zur Beschreibung von Bilanzabweichungen aufgrund von Fahrplansprüngen kann auch auf den Gesamtsaldo aller deutschen Regelzonen angewandt werden.

- Für den Umgang mit Minutenreserve-Aktivierungsverzögerung schlagen wir die gleiche Vorgehensweise wie bei der Bemessung für die einzelnen Regelzonen vor.
- Analog zur Einzelbemessung erfolgt keine gesonderte Betrachtung des Prognosefehlers dargebotsabhängiger Erzeugung.

Für andere Einflussgrößen ergeben sich hingegen erhebliche Unsicherheiten.

- Zur genauen Modellierung des Lastrauschens wäre eine Aussage über die Korrelation von kurzfristigen Lastschwankungen zwischen den einzelnen Regelzonen notwendig. Informationen hierzu liegen jedoch nicht vor, somit sind Abschätzungen und Annahmen erforderlich. Wir gehen im Folgenden davon aus, dass Lastrauschen zumindest größtenteils durch voneinander stochastisch unabhängige Ereignisse ausgelöst wird, setzen somit keine Korrelation zwischen den bestehenden Regelzonen an. Einer hierdurch bedingten Unterschätzung des Lastrauschens steht als entgegengesetzter Effekt die Überschätzung der Höchstlast einer gesamtdeutschen Regelzone entgegen, die wegen nicht vollständiger Gleichzeitigkeit unterhalb der Summe der Höchstlasten der bestehenden Regelzonen liegen wird.
- Entsprechend dem empirischen Ansatz zur Ermittlung des Prognosefehlers besteht aus unserer Sicht die derzeit einzige mögliche Parametrierung für den Regelzonen-Prognosefehler im Basisszenario in einer zeitrichtigen Summation der Regelzonen-Prognosefehler der bestehenden Regelzonen. Der sich in der Realität einstellende Prognosefehler wird dabei jedoch vermutlich unterschätzt. Wie bereits betont, ist der Regelzonen-Prognosefehler stark durch das Bilanzkreisverhalten dominiert. Bestimmte, in einzelnen Regelzonen mit dominanten Bilanzkreisverantwortlichen heute beobachtete Verhaltensweisen der Bilanzkreise, wie der sogenannte Lastfolgebetrieb, minimieren den Prognosefehler, werden jedoch in einer gesamtdeutschen Regelzone ohne dominierende Bilanzkreise nicht mehr möglich sein. Daraus resultierende Änderungen im Bilanzkreisverhalten werden vermutlich zu einem Ansteigen des Prognosefehlers führen, das jedoch ex ante nicht quantifiziert werden kann. Diese Unsicherheit muss bei der Interpretation der nachfolgenden Berechnungsergebnisse berücksichtigt werden. Es wäre zu prüfen, ob und wenn ja wie durch entsprechende Informationen oder konditionierte Befugnisse alle Bilanzkreise in die Lage versetzt werden können, zur Verringerung des Regelzonen-Prognosefehlers beizutragen und ob hierdurch ein stabiler Systemzustand erreicht werden könnte. Möglicherweise könnte dies dem befürchteten Ansteigen des Regelzonen-Prognosefehlers zumindest entgegen wirken.

- Als besonders problematisch erweist sich schließlich die Festlegung einer angemessenen Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit. Der bisher für die einzelnen Regelzonen verwendete Wert von 0,1% kann nicht einfach auf eine gesamtdeutsche Regelzone übertragen werden. Denn die deutschen ÜNB haben wechselseitige Aushilfsvereinbarungen miteinander abgeschlossen. Diese Aushilfsvereinbarungen sehen gegenseitige Stützungen im Fall der Vorhaltungen übersteigender Minutenreserveanforderungen voraus. Gleichzeitig sorgt der Blockregler des deutschen Regelblocks implizit auch für eine (teilweise) Aushilfe im Bereich der Sekundärregelreserve. Die Wahrscheinlichkeit, dass in den vier deutschen Regelzonen als Gesamtheit ein nicht ausregelbares Defizit bzw. ein nicht ausregelbarer Überschuss auftreten, liegt somit deutlich unter dem Bemessungsniveau von 0,1%. Um das heutige Versorgungssicherheitsniveau beizubehalten und eine Verlagerung von Unterstützungsbedürfnissen auf das Ausland zu vermeiden, muss man deshalb im Falle einer einheitlichen deutschen Regelzone bei der Bemessung des Regelvorhaltebedarfs ein andere, niedrigere Defizitwahrscheinlichkeit zugrunde legen.

Um ein angemessenes Versorgungszuverlässigkeitsniveau für eine gesamtdeutsche Regelzone zu definieren, haben wir das sich aus der heutigen Reservevorhaltung in den einzelnen Regelzonen und der Aushilfsvereinbarung tatsächlich ergebende Defizitniveau bestimmt. Dieses liegt unterhalb von einer Viertelstunde pro Jahr. Wegen der zeitlichen Rasterung einzelner Eingangsgrößen im Viertelstundenraster ist eine genauere Quantifizierung nicht möglich. Entsprechend haben wir für das Basisszenario eine Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit von 0,0028% entsprechend einer Viertelstunde pro Jahr angenommen.

Defizitniveau insgesamt	0,0028% (entspricht etwa 15 min/a)
Defizitniveau aufgrund unzureichender GRR $Pr_{D/\ddot{U}, GRR}$	pos: 0,05% (Aufteilung Defizit GRR/Defizit SRR im Verhältnis 50/50) neg: 0,07% (70/30) <sup>19</sup>
Defizitniveau aufgrund unzureichender SRR $Pr_{D/\ddot{U}, SRR}$	pos: 0,05% neg: 0,03%
Lastrauschen + MRL-Prognosefehler	Mittelwertfrei, normalverteilt mit $\sigma = 0,66\%$ , unkorreliert zwischen den heutigen Regelzonen
Last-/Regelzonen-Prognosefehler	empirische Verteilung basierend auf Rückrechnung des Lastprognosefehlers aus der zeitgleichen Summe des tatsächlichen Reserveeinsatz in den vier Regelzonen
Fahrplan-/HoBA-Sprünge	Stochastisches Rampenmodell für die Summe der Fahrplan-/HoBA-Sprünge der vier Regelzonen
Kraftwerksausfälle	Verwendung der Ausfallhäufigkeiten entsprechend der VGB-Datenbankauswertung (vgl. Tab. 2.1)
Prognosefehler der dargebotsabhängigen Erzeugung (WEA)	Keine separate Betrachtung, da für heutige Bemessungspraxis bereits im Prognosefehler enthalten

Tab. 5.1: Werte und Parametrierungen der Einflussgrößen im Basisszenario Gesamtdeutsche Regelzone

In dem definierten Basisszenario ergibt sich der in Tab. 5.2 dargestellte Reservebedarf. Als Vergleichswert ist die Summe der Einzelbemessungen für die einzelnen ÜNB ebenfalls angegeben.

Aus dem Vergleich lassen sich verschiedene Erkenntnisse über die beim Übergang auf eine gesamtdeutsche Regelzone zu erwartenden Konsequenzen für die Reservevorhaltung ziehen.

- Die pos. Gesamtregelreserve sinkt um rund 400 MW, die negative Gesamtregelreserve um rund 1.000 MW ab. Dieser Effekt ist jedoch vor dem Hintergrund der Unsicherheit der möglichen Entwicklung des Prognosefehlers als relativ unsicher einzustufen. Abweichungen in beide Richtungen erscheinen möglich.

<sup>19</sup> Wie in Abschnitt 2.1.5 dargelegt, erscheint für negative Reserve ein relativ höherer Sekundärregelreserveanteil, damit ein höheres akzeptiertes Defizit aufgrund unzureichender Gesamtreserve sinnvoll.

- Die notwendige Sekundärregelreservevorhaltung ist – insbesondere im positiven Bereich – im Vergleich zum status quo beim Übergang auf eine gesamtdeutsche Regelzone deutlich geringer. Dieser Effekt ist einerseits darauf zurückzuführen, dass bzgl. des Sekundärregelreservebedarfs in den bestehenden Regelzonen nur geringe Korrelationen bestehen<sup>20</sup>. Bei positiver Reserve kommt hinzu, dass die Bedeutung von Kraftwerksausfällen für den Reservebedarf mit der Regelzonengröße deutlich abnimmt.

		Sekundärregelreserve SRR	Minutenreserveleistung MRL	Gesamtreserve GRR
Gesamtdeutsche Regelzone	pos.	1794	3610	5404
	neg.	1488	1877	3365
Summe Einzelmessungen	pos.	3008	2805	5813
	neg.	2045	2346	4391

Tab. 5.2: Notwendige Reservevorhaltung für eine gesamtdeutsche Regelzone im Basisszenario und Vergleich mit der Summe der Einzelreservebemessungen (alle Werte in MW)

## 5.2 Sensitivitätsuntersuchungen hinsichtlich der Einflussgrößen

Um den Einfluss der Parametrierungsentscheidungen und Unsicherheiten im Basisszenario bewerten zu können, führen wir im Folgenden auch für die Reservebemessung bei einer gesamtdeutschen Regelzone eine Sensitivitätsanalyse bzgl. verschiedener Einflussgrößen durch.

### 5.2.1 Variation des akzeptierten Defizitniveaus

Basierend auf der Erkenntnis, dass das heute in Deutschland tatsächlich beobachtete Defizitniveau unterhalb der kleinsten noch sinnvoll zu quantifizierenden Schwelle von 0,0028% oder einer Viertelstunde pro Jahr liegt, haben wir diesen Wert als Bemessungskriterium im Basisszenario verwendet. Ein höheres Defizitniveau würde faktisch zu einer Verringerung des

<sup>20</sup> Dieser Punkt erfordert jedoch sicher eine weitergehende Überprüfung, da gesicherte Informationen z. B. zur Korrelation des Lastrauschens nicht vorliegen.

Versorgungssicherheitsniveaus führen. Wir halten es allerdings nicht für zwangsläufig, bei einer Veränderung der Organisation der Leistungs-Frequenzregelung langfristig das heutige extrem niedrige Defizitniveau beizubehalten. Hierfür sprechen mehrere Gründe:

- Bei der Entwicklung des Graf/Haubrich-Verfahrens und der Einigung auf ein üblicherweise akzeptiertes Defizitniveau von 0,1% bestanden noch keine gegenseitigen Aushilfsvereinbarungen. Ihre Einführung und die damit verbundene Absenkung des faktischen Defizitniveaus erfolgte nach unserer Kenntnis ohne weitere Rückwirkungen auf die Bemessungspraxis. Verbesserungen der gebotenen Versorgungssicherheit durch freiwillige Vereinbarungen zur gegenseitigen Aushilfe bei der Reservevorhaltung etablieren deshalb nicht zwangsläufig einen neuen Sicherheitsmaßstab, der bei allen zukünftigen Bemessungen anzuwenden ist.
- Gleichzeitig beobachten wir, dass im europäischen Ausland derzeit ebenfalls über den Abschluss wechselseitiger Aushilfsvereinbarungen nachgedacht wird. Als damit verbundene Konsequenz wird jedoch gleichzeitig über die Verringerung der eigenen Reservevorhaltung nachgedacht. Eine Verringerung der Defizitwahrscheinlichkeit steht zumindest nicht im Vordergrund.

Dennoch würden wir angesichts der bestehenden Unsicherheiten bzgl. verschiedener Einflussgrößen eindeutig empfehlen, im Falle eines Übergangs auf eine gesamtdeutsche Regelzone nicht gleichzeitig das akzeptierte Defizitniveau zu verändern, sondern dies allenfalls als spätere Entwicklungsoption zu verstehen.

Bild 5.1 und Bild 5.2 (mit veränderter Skalierung der x-Achse) zeigen dabei eindeutig, dass die notwendige Reservevorhaltung zumindest im Bereich der positiven Gesamtreserve stark vom akzeptierten Defizitniveau abhängig ist. Für ausgewählte Defizitniveaus ist zusätzlich die resultierende notwendige Reservevorhaltung in Tab. 5.3 angegeben.

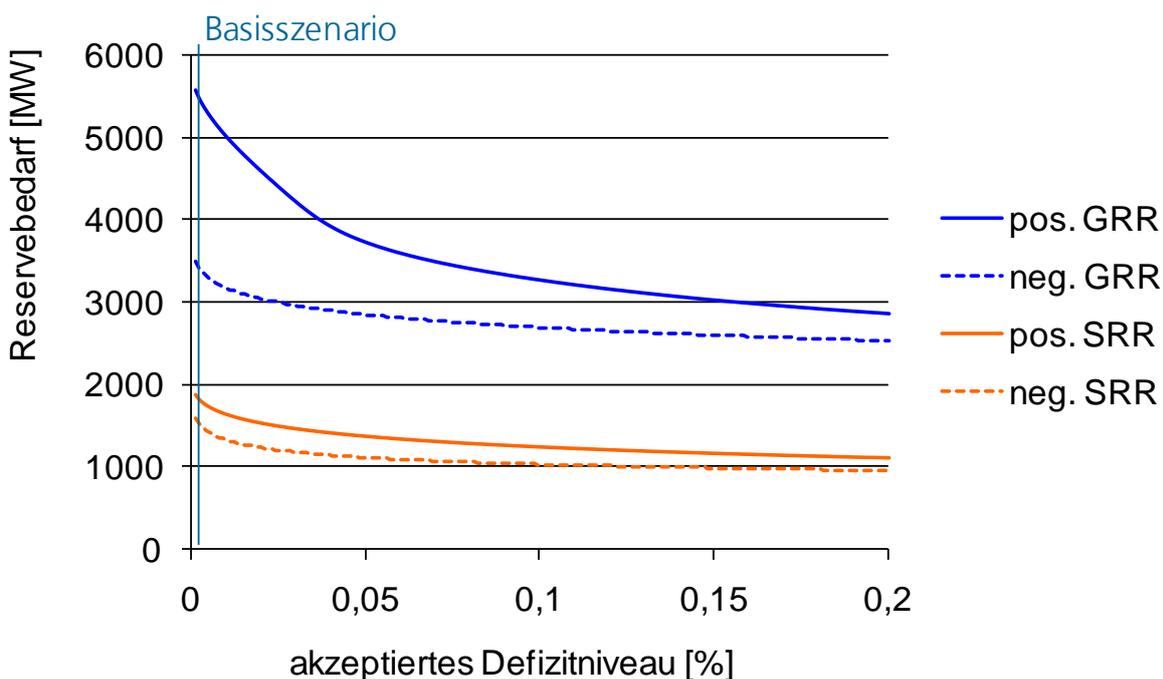


Bild 5.1: Notwendige Reservevorhaltung in Abhängigkeit vom akzeptierten Defizitniveau für eine gesamtdeutsche Regelzone

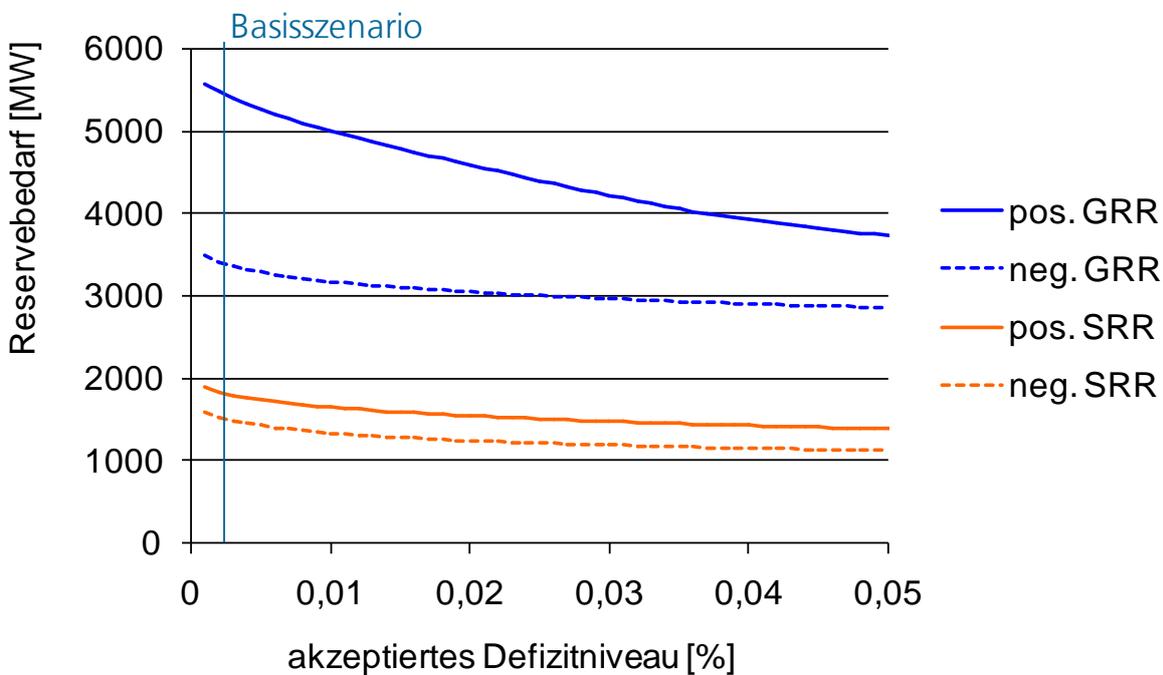


Bild 5.2: Notwendige Reservevorhaltung in Abhängigkeit vom akzeptierten Defizitniveau für eine gesamtdeutsche Regelzone (Ausschnitt aus Bild 5.1)

Pr <sub>D</sub> bzw. Pr <sub>Ü</sub> [%]		Sekundärregelreserve SRR	Minutenreserveleistung MRL	Gesamtreserve GRR
0,0028	pos.	1794	3610	5404
	neg.	1488	1877	3365
0,005	pos.	1732	3526	5258
	neg.	1420	1862	3282
0,01	pos.	1642	3353	4995
	neg.	1331	1837	3168
0,02	pos.	1538	3041	4579
	neg.	1237	1803	3040
0,05	pos.	1380	2347	3727
	neg.	1118	1734	2852
0,1	pos.	1252	2022	3274
	neg.	1037	1664	2701
0,15	pos.	1175	1858	3033
	neg.	993	1616	2609
0,2	pos.	1121	1686	2807
	neg.	962	1580	2542

Tab. 5.3: *Notwendige Reservevorhaltung für eine gesamtdeutsche Regelzone im Basisszenario für verschiedene akzeptierte Defizit-/Überschusswahrscheinlichkeiten (alle Werte in MW)*

### 5.2.2 Regelzonen-Prognosefehler

Wie bereits geschildert, bestehen über die Entwicklung des Regelzonen-Prognosefehlers nach Zusammenlegung der deutschen Regelzonen wegen nicht voraussagbarer Änderungen im Bilanzkreisverhalten erhebliche Unsicherheiten. Um deren Konsequenzen für die Reservevorhaltung bewerten zu können, haben wir den Regelzonenprognosefehler im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse variiert. Analog zur Vorgehensweise für die einzelnen bestehenden Regelzonen (siehe Abschnitt 4.2.3) sind wir dabei von einer Normalverteilung ausgegangen, deren Mittelwert dem Mittelwert der empirischen Verteilung im Basisszenario entspricht, und haben deren Standardabweichung verändert.

Wie in Bild 5.3 zu erkennen ist, besteht eine sehr starke Abhängigkeit zwischen Prognosefehler und notwendiger Reservevorhaltung. Diese ist wegen der geringeren Einflüsse von Kraftwerksausfällen im realistischen Wertebereich auch für positive Gesamtreserve quasi linear.

Zu erkennen ist außerdem, dass sich mit steigender Standardabweichung des Prognosefehlers die Linien für positiven und negativen Reservebedarf schneiden. Bei niedrigen Standardabweichungen führt der durch Kraftwerksausfälle bedingte Zusatzbedarf an positiver Reserve dazu, dass der positive den negativen Reservebedarf übersteigt. Dem wirkt jedoch der nicht mittelwertfreie, in Richtung positiver Bilanzabweichungen ausgelenkte Prognosefehler entgegen. Mit steigender Standardabweichung wird dieser Effekt so stark, dass er den kraftwerksausfallbedingten Mehrbedarf an positiver Reserve überkompensiert. Bei sehr hohen Standardabweichungen des Prognosefehlers liegt deshalb der negative Reservebedarf über dem positiven.

Die starken Auswirkungen des Prognosefehlers auf den Reservebedarf einerseits und die Unsicherheiten bzgl. seiner Entwicklung wären bei einem Übergang auf eine Regelzone in jedem Fall angemessen zu berücksichtigen.

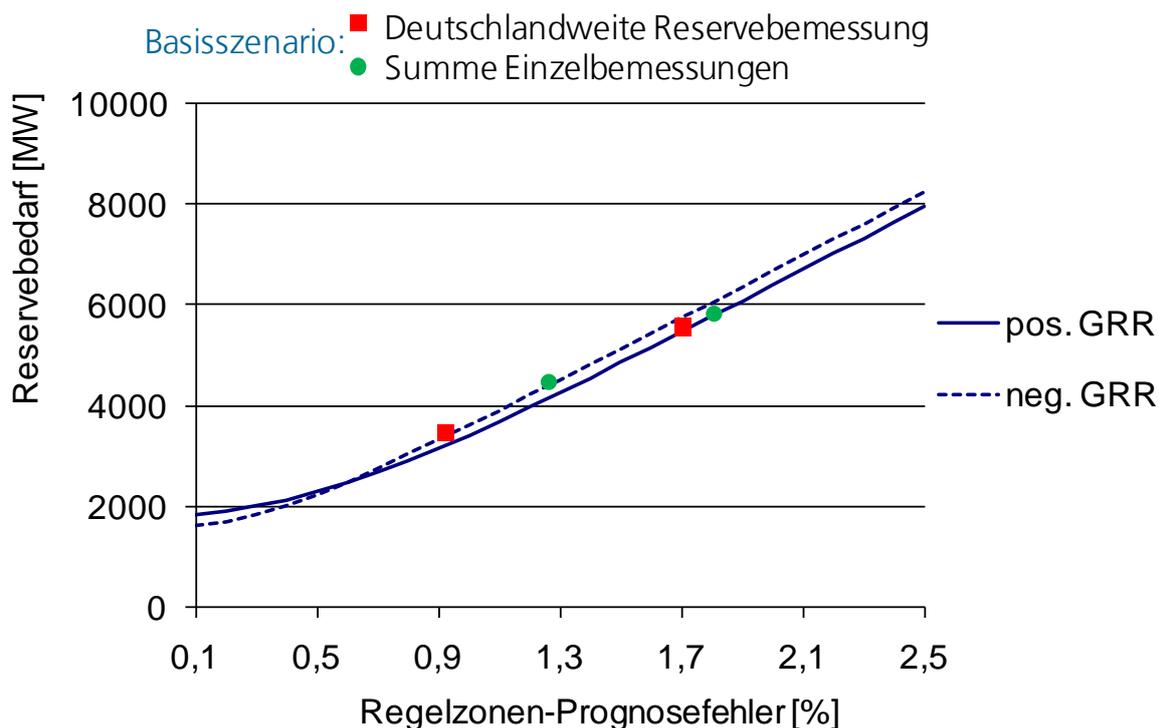
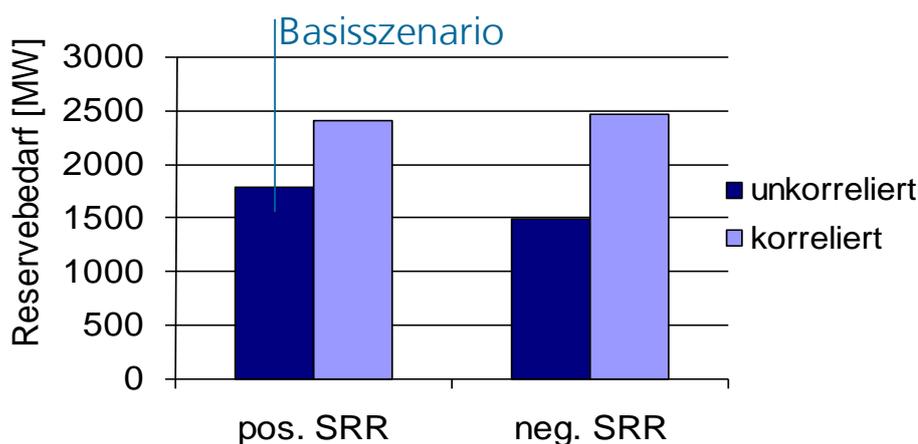


Bild 5.3: Notwendige Reservevorhaltung bei Variation des Prognosefehlers

### 5.2.3 Lastrauschen

Wir sind im Basisszenario von einer fehlenden Korrelation zwischen dem Lastrauschen der vier bestehenden Regelzonen ausgegangen. In der Realität dürften jedoch schwache Korrelationen bestehen. Zur Abschätzung von deren Auswirkungen haben wir als Worst-Case-Annahme eine Variantenberechnung mit vollständig korreliertem Lastrauschen durchgeführt. Deren Ergebnisse sind in Bild 5.4 dargestellt. Insbesondere bei der negativen Sekundärregelreserve würde sich in diesem Fall ein signifikanter Anstieg ergeben. Eine vollständige Korrelation des Lastrauschens kann jedoch für die Realität ausgeschlossen werden. Die Bewertung möglicher Korrelationen sollte jedoch vor einem Übergang auf eine gesamtdeutsche Regelzone erfolgen. Hierfür wären ggf. ergänzende Daten der ÜNB (z. B. *tatsächlich synchrone* Zeitreihen der vertikalen Netzlast) erforderlich.



*Bild 5.4 Notwendige Sekundärregelreservevorhaltung für gesamtdeutsche Regelzone bei Annahme von unkorreliertem und vollständig korreliertem Lastrauschen in den vier bestehenden Regelzonen*

### 5.3 Abschätzung des Jahresregelenergiebedarfs

Ergänzend zu den Konsequenzen einer gesamtdeutschen Regelzone für die notwendige Reservevorhaltung sollten im Gutachten auch Veränderungen im Reserveeinsatz, d. h. für den Jahresbedarf an Regelenergie, abgeschätzt werden.

Grundsätzlich ist dabei wegen der Vermeidung eines gleichzeitigen gegenläufigen Reserveeinsatzes (Gegeneinanderregeln), der bei vier unabhängig ausgeregelten Regelzonen zwangsläufig auftritt, mit einer deutlichen Verringerung des Regelenergiebedarfs zu rechnen.

Diese Verringerung haben wir mit zwei Methoden quantifiziert.

- Einerseits haben wir unter Anwendung der in Abschnitt 3.3 beschriebenen Formeln den Erwartungswert des Regelenergiebedarfs der vier Regelzonen und einer gesamtdeutschen Regelzone (jeweils im Basisszenario) berechnet und miteinander verglichen.
- Andererseits haben wir die zur Bestimmung des Regelzonen-Prognosefehlers verwendeten, im ¼-Stunden-Raster vorliegenden Zeitreihen des Reserveeinsatzes getrennt ausgewertet und außerdem für alle vier bestehenden Regelzonen zeit- und vorzeichenrichtig aufsummiert. Dabei wird der Effekt des Gegeneinanderregelns eliminiert und eine Abschätzung des Regelenergiebedarfs der gesamtdeutschen Regelzone im Vergleich zum Bedarf der einzelnen Regelzonen möglich.

Wie Tabelle 5.4 zeigt, führen beide Methoden zu sehr ähnlichen Ergebnissen und ermöglichen eine robuste Abschätzung der Verringerungen des Jahresregelenergiebedarfs. Diese liegen zwischen ca. 25% (negative Reserve) und ca. 40% (positive Reserve). Abweichungen zwischen beiden Methoden insbesondere mit Hinblick auf die eingesetzte positive Reserve sind einerseits auf den Erwartungswertcharakter der analytischen Berechnungsmethode, andererseits aber auch auf die Korrektur der Zeitreihen des Reserveeinsatzes um Sondereffekten wie Kraftwerksausfälle zurückzuführen.

		Berechnung [GWh]			Aus Reserveeinsatz zurückgerechnet
		SRR	MRL	Summe	GRR [GWh]
RWE	pos.	1.362	44	1.407	1.134
	neg.	1.917	186	2.103	2.021
E.ON	pos.	1.095	31	1.125	949
	neg.	1.241	29	1.270	1.171
VE-T	pos.	561	7	568	470
	neg.	1.330	226	1.556	1.505
EnBW	pos.	705	14	719	567
	neg.	431	5	436	389
SUMME	pos.	3.723	96	3.819	3.119
	neg.	4.919	446	5.365	5.086
Deutschlandweite Bemessung	pos.	2.133	48	2.181	1.821
	neg.	3.626	141	3.767	3.793
Relativer Unterschied	pos.			-42,9%	-41,6%
	neg.			-29,8%	-25,4%

Tab. 5.4: *Abgeschätzter Jahresregelenergiebedarf bei separater Ausregelung der vier deutschen Regelzonen und gemeinsamer Betrachtung als gesamtdeutsche Regelzone*

Bei der Interpretation der aus dem tatsächlichen Reserveeinsatz rückgerechneten Werte ist zu beachten, dass diese nur als Zeitreihe im Viertelstundenraster vorlagen, der Effekt des Gegeinanderregelns aber v. a. bei der Sekundärregelreserve mit Aktivierungsdauern im Sekunden- und Minutenbereich auftritt.

## 6 Zusammenfassung

Die Vorhaltung von Regelleistung zum Ausgleich temporärer Ungleichgewichte zwischen Last und Erzeugung ist mit erheblichen Kosten verbunden, weshalb sowohl die Quantifizierung der notwendigen Reservevorhaltung als auch die Beschaffungsbedingungen in der Vergangenheit kontrovers diskutiert wurden. Die Bundesnetzagentur hat in verschiedenen Festsetzungen die Beschaffungsregeln für Sekundärregelreserve und Minutenreserve vereinheitlicht und modifiziert. Bei der Bemessung der notwendigen Reservevorhaltung haben die deutschen ÜNB zwar in der Vergangenheit eine prinzipiell einheitliche probabilistische Methode nach Graf/Haubrich angewandt. Es bestanden jedoch erhebliche Unterschiede bzgl. genauer Ausgestaltung der Bemessungsmethode sowie Ermittlung und Parametrierung von Eingangsdaten.

Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur Consentec und Prof. Haubrich mit der Durchführung des vorliegenden Gutachtens zur objektiven Prüfung der notwendigen Reservevorhaltung beauftragt.

Hierzu wurden zunächst die relevanten Einflussgrößen auf den Reservebedarf hinsichtlich der zu ihrer Beschreibung im Rahmen der Reservebemessung notwendigen Datengrundlage analysiert und diskutiert. Für die verschiedenen Einflussgrößen wurden Parametrierungs- und Modellierungsvorschläge entwickelt und mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern diskutiert.

Zur Beschreibung von Kraftwerksausfällen hat VGB PowerTech e.V., Essen, eine aktuelle und statistisch sehr gut abgesicherte Auswertung der Kraftwerksverfügbarkeitsstatistik zur Verfügung gestellt. Die Unsicherheit der Last wird durch normalverteiltes Lastrauschen und den empirisch aus dem Reserveeinsatz ermittelten Regelzonen-Prognosefehler beschrieben. Bilanzabweichungen aufgrund von Fahrplansprüngen werden in Ermangelung empirischer Daten aus einem synthetischen Modell abgeleitet.

Auf dieser Basis haben wir für die vier Regelzonen die notwendige Reservevorhaltung in den Qualitäten Sekundärregel- und Minutenreserve bestimmt und durch zahlreiche Variantenuntersuchungen abgesichert.

Dabei zeigen sich gegenüber der heutigen Reservevorhaltung Veränderungen in beide Richtungen, in Summe kann die Reservevorhaltung jedoch deutlich reduziert werden.

Im zweiten Teil des Gutachtens haben wir die Konsequenzen der Zusammenlegung der vier bestehenden Regelzonen zu einer gesamtdeutschen Regelzone auf Reservevorhaltung und Regelenergiebedarf untersucht.

Bei der Reservevorhaltung zeigen sich dabei insbesondere Verschiebungen von der Sekundärregel- zur Minutenreserve sowie, in abgeschwächter Form, Verringerungen bei der insgesamt vorzuhaltenden Reserve. Diese unterliegen jedoch wegen der nicht exakt vorherzusagenden Veränderung verschiedener Einflussgrößen nicht unbeträchtlichen Unsicherheiten. Diese Unsicherheiten müssten bei einer Zusammenlegung der Regelzonen angesichts ihrer Auswirkungen auf den Sekundärregelreservebedarf angemessen berücksichtigt werden.

Deutliche Einsparungen im zweistelligen Prozentbereich sind beim Jahresbedarf an Regelenergie erkennbar und insbesondere auf eine Vermeidung des zeitgleichen gegenläufigen Einsatzes von Regelenergie (Gegeneinanderregeln) zurückzuführen.

## Literatur

- [1] Dany, G.  
**Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil**  
Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 71  
Klinkenberg Verlag, Aachen, 2000
- [2] Roggenbau, M.  
**Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber zur Minutenreservehaltung in elektrischen Verbundsystemen**  
Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 57  
Klinkenberg Verlag, Aachen, 1999
- [3] Brückl, O.  
**Wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft**  
Dissertation Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik TU München  
E&M Verlagsgesellschaft mbH, 2006
- [4] Institut für solare Energieversorgungstechnik  
**Windmonitor**  
<http://reisi.iset.uni-kassel.de/>  
Stand: 31.12.2007
- [5] Handschin, E.  
**Abschätzung der EEG-Bedingten Kosten aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers**  
ew, Jg. 106 (2007), Heft 5
- [6] UCTE  
**Policy 1: Load-Frequency Control**  
Final policy 2.2 E, 20.07.2004

- [7] Ohm, Lüke  
**Signalübertragung**  
9. Auflage, S. 82 ff.
- [8] **Java-Applet zur Visualisierung der diskreten Faltung**  
<http://www.fernuni-hagen.de/LGES/playground/dsvsim/Faltung.html>; (02.10.2008)
- [9] Krahl, S.; Maurer, Ch.; Tarnowski, Th.  
**Bestimmung des Bedarfs an Regelreserve für die Regelzone Schweiz**  
Jahresbericht der Forschungsgesellschaft Energie an der RWTH Aachen, Klinkenberg  
Verlag, Aachen, 2008.

## Anhang



## A Grundlagen der Faltung

Die einzelnen Einflussgrößen der Reservebemessung werden durch die jeweilige Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der durch sie verursachten Abweichungen vom Bilanzgleichgewicht beschrieben. Werden nun mehrere Einflussgrößen betrachtet, ist es notwendig, die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Summe aller Einflussgrößen zu bestimmen.

Im Rahmen des Verfahrens nach Graf/Haubrich wird dazu die Methode der Faltung angewandt, um aus den Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen  $f$  und  $g$  der stochastisch unabhängigen (unkorrelierten) Einflussgrößen  $F$  und  $G$  die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Summe  $F+G$  zu bestimmen. Das resultierende Faltungsprodukt  $h$  wird mit

$$h = f * g . \tag{A.1}$$

bezeichnet. Werden mehr als zwei Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen miteinander gefaltet, werden nach dem Falten der ersten beiden Einflussgrößen  $F$  und  $G$  alle weiteren Einflussgrößen (hier beispielhaft  $X$  mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion  $x$ ) rekursiv mit dem bereits ermittelten Faltungsprodukt  $f * g$  gefaltet. Es folgt:

$$x * (f * g) = x * h . \tag{A.2}$$

Aufgrund der Eigenschaft der Kommutativität der Faltungsoperation ist das Gesamtfaltungsprodukt von der Reihenfolge der Faltung der einzelnen Einflussgrößen unabhängig.

Die Datenauswertung zur Bestimmung der Bilanzabweichungen aufgrund der einzelnen Einflussgrößen ermöglicht häufig keine geschlossene Formulierung der resultierenden Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion. Stattdessen wird die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion diskret mittels der Wahrscheinlichkeit für das Auftreten einer Bilanzabweichung innerhalb eines bestimmten, typischerweise sehr schmalen Leistungsbandes (Bandbreite hier: 1 MW) angegeben. Das Vorliegen der Einflussgrößen in Form von diskreten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen  $x(n)$  erlaubt die Berechnung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Summe aller zu berücksichtigenden Einflussgrößen mittels der diskreten Faltung [7]

$$h(n) = f(n) * g(n) = (f * g)(n) = \sum_{m=-\infty}^{+\infty} f(m) \bullet g(n - m) . \tag{A.3}$$

Anschaulich kann die diskrete Faltung als Gewichtung der Folge  $f(m)$  mit der um  $n$  verschobenen Folge  $g(n-m)$  verstanden werden. Die diskrete Faltung verschiedener, wählbarer Eingangssignale kann mittels [8] veranschaulicht werden.



## B Ergänzende Aspekte der Untersuchung

Im Rahmen des vorliegenden Gutachtens wurden weitere Aspekte behandelt, die die im Hauptteil geschilderten Untersuchungsergebnisse ergänzen. Die dabei gewonnen Erkenntnisse und Ergebnisse sind im Folgenden kurz zusammengefasst.

### B.1 Verfahrensabgrenzung

Neben dem für dieses Gutachten verwendeten Reservebemessungsverfahren nach Graf/Haubrich sind in der wissenschaftlichen Literatur verschiedene ähnliche Methoden dokumentiert. Insbesondere wurde an der TU München im Rahmen einer Dissertation [3] ein Verfahren entwickelt und, zumindest in ähnlicher Form, auch von deutschen Übertragungsnetzbetreibern eingesetzt. Die Bundesnetzagentur hat uns deshalb um eine Abgrenzung dieses Verfahrens vom Verfahren nach Graf/Haubrich gebeten.

Auf Basis der relevanten Veröffentlichungen zum Verfahren der TU München sind folgende Schlussfolgerungen möglich:

- Beide Ansätze unterscheiden sich nicht grundsätzlich, sondern nur in Modellierungsdetails; insbesondere war bereits die wesentliche Verbesserung des Graf-Haubrich-Verfahrens gegenüber älteren heuristischen Methoden der Übergang auf einen wahrscheinlichkeitstheoretischen Ansatz (Bemessung der vorzuhaltenden Reserve anhand einer vorgegebenen Defizitwahrscheinlichkeit). Das Verfahren der TU München greift diesen wahrscheinlichkeitstheoretischen Ansatz in analoger Weise auf.
- Zum Teil werden in den Beschreibungen der Verfahren unterschiedliche Begriffe verwendet, ohne dass hieraus sachliche Unterschiede resultieren. So wird die sogenannte Vorwärtspoolung in [3] erstmals so bezeichnet, ist aber ebenso wie die Aufteilung der Defizitwahrscheinlichkeit auf SRR und MR im Graf-Haubrich-Verfahren bereits seit langem implementiert. Weiterhin wurde und wird das Verfahren nach Graf/Haubrich kontinuierlich weiterentwickelt. Wesentliche Verbesserungen in jüngerer Zeit sind z. B. die Weiterentwicklung der Schnittstelle zwischen Sekundärregel- und Minutenreserve, die Berücksichtigung beliebig verteilter Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen und das beschriebene Fahrplansprungmodell, das nach unseren Informationen ohne Entsprechung im Verfahren der TU München ist.

- Die simulative Reservebemessung im Verfahren der TU München führt im Vergleich mit der von uns präferiert angewandten analytischen Faltungsmethode<sup>1</sup> zunächst zu einer Erhöhung der Rechenzeit und insbesondere des Eingangsdatenbedarfs. Bei Vorliegen entsprechender Eingangsdaten können mit dem Simulationsansatz theoretisch zusätzliche Aspekte wie Korrelationen der Einflussgrößen auf den Reservebedarf bei nicht normalverteilter Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung untersucht werden. Unsere Praxiserfahrung aus Reservebemessungen für ÜNB zeigt jedoch, dass derartige Korrelationen in einem für die Praxis relevanten Ausmaß nicht bestehen. Darüber hinaus liegen die Eingangsdaten auch nach den Erfahrungen im Rahmen dieses Gutachtens nicht in einer Detailauflösung und mit einer ausreichend großen statistischen Grundgesamtheit vor, um die theoretischen Vorteile eines simulativen Ansatzes ausnutzen zu können. Einzelne Eingangsdaten können mit den vorhandenen Messinstrumenten überhaupt nicht in der notwendigen Genauigkeit erfasst werden<sup>2</sup>.

Wir sind deshalb nach derzeitigem Stand der Analyse überzeugt, dass in praxisrelevanten Fällen beide Ansätze zu identischen oder nur im Rahmen der unvermeidbaren Eingangsdatengenauigkeit und Konvergenzsicherheit<sup>3</sup> voneinander abweichenden Ergebnissen führen können. Inwieweit andere Verfahren die Rechnungen des vorliegenden Gutachtens reproduzieren können, hängt damit nicht vom grundsätzlichen Ansatz, sondern von der mit diesen Verfahren möglichen Flexibilität der Modellierung, z. B. hinsichtlich nicht normalverteilter Eingangsdaten und Fahrplansprungmodell ab.

---

<sup>1</sup> Prinzipiell kann mit der uns vorliegenden Implementierung des Graf-Haubrich-Verfahrens der Reservebedarf auch simulativ bestimmt werden. Wir halten jedoch eine simulative Herangehensweise nicht für notwendig bzw. wegen der damit verbundenen Einschränkungen z. B. zur Reproduzierbarkeit der Ergebnisse auch nicht für sinnvoll.

<sup>2</sup> So sind beispielsweise Lastprognosefehler und Prognosefehler der Einspeisung aus dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen, die in unterlagerten Spannungsebenen angeschlossen sind, messtechnisch nicht zu trennen.

<sup>3</sup> Konvergenzsicherheit ist nur bei simulativen Ansätzen relevant, analytische Ansätze führen bei identischen Eingangsdaten zu reproduzierbar identischen Ergebnissen.

## B.2 Dimensionierung der Primärregelreserve

Anders als bei Sekundärregel- und Minutenreserve ist die Dimensionierung für die vorzuhaltende Primärregelreserve für Übertragungsnetzbetreiber im UCTE-Verbund seitens der UCTE eindeutig vorgegeben. Da die Primärregelreserve solidarisch erbracht wird, können diese Regeln nicht einseitig von einem Netzbetreiber verändert oder missachtet werden.

Im UCTE Operations Handbook ist die gesamte im UCTE-Verbund vorzuhaltende Primärregelreserve mit 3000 MW festgelegt. Dieser Wert ergibt sich aus der maximalen Größe von Kraftwerksblöcken im UCTE-System von ca. 1500 MW und der Forderung, dass allein mit der Primärregelreserve ein Ausregeln des durch zwei synchrone oder zeitlich sehr nah beieinanderliegende Kraftwerksausfälle hervorgerufenen Bilanzungleichgewichts möglich sein soll. Die Primärreserve ist anteilig von den Übertragungsnetzbetreibern der UCTE zu erbringen. Dabei wird der vorzuhaltende Primärregelreserveanteil immer für ein Jahr im Voraus festgelegt und bestimmt sich aus dem Verhältnis der Erzeugung in einer Regelzone zur Gesamterzeugung im UCTE-Verbund (jeweils Jahreswerte).

## B.3 Internationale Praxis bei der Bemessung der notwendigen Sekundärregel- und Minutenreservevorhaltung

Der in Deutschland übliche und auch im Rahmen des vorliegenden Gutachtens verfolgte wahrscheinlichkeitstheoretische Ansatz bei der Bemessung der notwendigen Reservevorhaltung ist nach unserer Erfahrung deutlich detaillierter und sachgerechter als andere in der internationalen Praxis verfolgte Ansätze. Er wurde deshalb bereits von anderen Ländern für einzelne Untersuchungen oder als zukünftig anzuwendendes Konzept übernommen:

- So wurden in Österreich im Auftrag der Regulierungsbehörde E-Control Reservebemessungen mit der Graf/Haubrich-Methode durchgeführt, um notwendige Veränderungen in der Reservevorhaltung aufgrund des Zubaus dargebotsabhängiger Erzeugung in Form von Windenergie bewerten zu können.
- Nach erfolgter Marktöffnung in der Schweiz wird die vom dortigen Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid vorzuhaltende Reserve mit Hilfe der Graf/Haubrich-Methode berechnet werden [9].

In der Vergangenheit wurde nach unserer Kenntnis auch verschiedentlich eine Übernahme der wahrscheinlichsbasierten Reservebemessung als Empfehlung in das UCTE Operations Handbook diskutiert, bisher aber nicht umgesetzt.

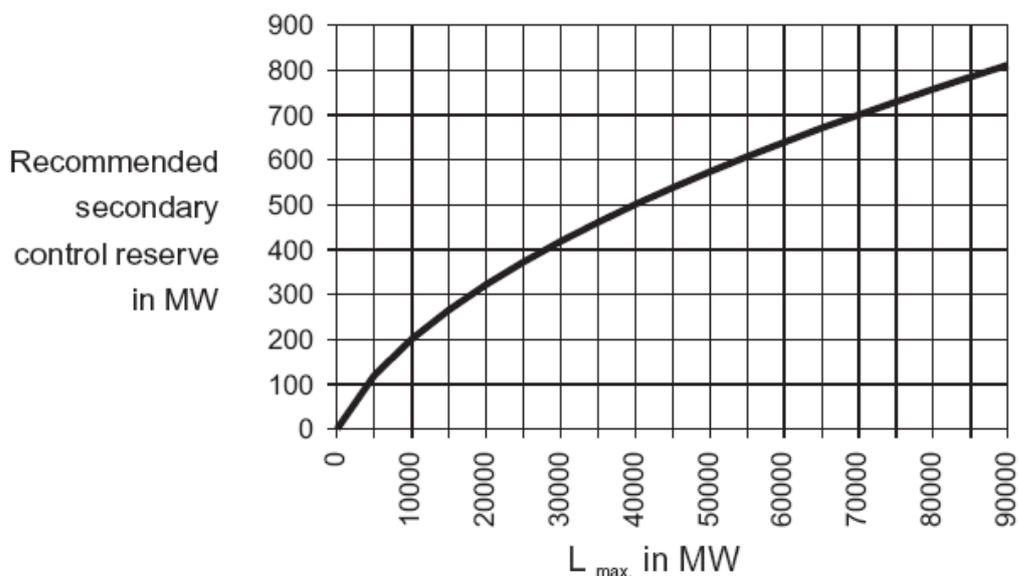
In anderen europäischen Regelzonen im UCTE-Verbund erfolgt die Reservebemessung soweit uns bekannt nicht auf Basis ähnlich objektiver quantitativer Methoden. Stattdessen kommen Heuristiken wie die im UCTE Operations Handbook genannte Regel, nach der die vorgehaltene Sekundärregel- und Minutenreserve in Summe den Ausfall des größten Kraftwerksblocks kompensieren soll, zum Einsatz<sup>4</sup>. Weiterhin erfolgt die Reservebemessung wie auch die Aufteilung auf die unterschiedlichen Reservequalitäten größtenteils erfahrungsbasiert. So wurden in Ländern mit hoher Windenergieeinspeisung heuristische Regeln zum Zusammenhang zwischen installierter Windleistung und Mehrbedarf an Sekundärregel- bzw. Minutenreserve abgeleitet.

#### **B.4 UCTE-Regeln zur notwendigen Sekundärregelreservevorhaltung**

Das UCTE Operations Handbook enthält im Anhang A1 unter Ziffer B.6 Empfehlungen zur Höhe der vorzuhaltenden Sekundärregelreserve. Diese haben jedoch keinen verpflichtenden Charakter, vielmehr wird darauf hingewiesen, dass die notwendige Sekundärregelreservevorhaltung u. a. von im Graf-Haubrich-Verfahren direkt berücksichtigten Einflussfaktoren wie der Größe von Lastschwankungen, Fahrplansprüngen und der Blockgröße von Erzeugungseinheiten abhängig ist. Es werden jedoch keine konkreten Aussagen zur Art des Einflusses getroffen. Für das vorzuhaltende freie Sekundärregelband (das heißt die noch nicht eingesetzte Sekundärregelreserve) wird ein wurzelförmiger Zusammenhang mit der Netzlast empfohlen, häufig als Wurzelkurve bezeichnet.

---

<sup>4</sup> Die Anwendung dieser Regel ist nicht auf den UCTE-Verbund beschränkt. Sie wird nach unserer Kenntnis, z. B. auch in Großbritannien zur Reservebemessung angewandt.



*Bild B.1: Wurzelkurve zur Abhängigkeit des freizuhaltenden Sekundärregelbands von der Netzlast (Quelle: UCTE Operations Handbook)*

Liest man die den Netzlasten der deutschen Regelzonen entsprechenden Werte ab, so liegen diese sämtlich unter den im Rahmen des Gutachtens berechneten notwendigen Sekundärregelreservevorhaltungen. Die Werte sind aber nicht direkt vergleichbar. Die im Rahmen des Gutachtens berechneten Werte entsprechen in der Terminologie des UCTE Operations Handbook der Größe der *Secondary Control Range*, wohingegen sich die in Bild B.1 dokumentierte Empfehlung auf den zwangsläufig kleineren Wert der *Secondary Control Reserve*, also des Abstands zwischen Rand des Sekundärregelbandes und eingesetzter Reserve, bezieht. Für die Reservebemessung können die Werte der Wurzelkurve somit nur als absolute Untergrenze angesehen werden, deren Einhaltung allein noch keine ausreichende Reservevorhaltung bedeutet. Vielmehr gibt die Wurzelkurve im Netzbetrieb einen Hinweis darauf, ab welcher Ausnutzung des Sekundärregelbandes eingesetzte Sekundärregelreserve durch Minutenreserve abgelöst ist.