

Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungs- bedarfs unter dem NRV

Untersuchung im Auftrag der

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

Tulpenfeld 4, 53113 Bonn

17.12.2010

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

www.consentec.de

Inhalt

Abkürzungen	2
1 Hintergrund und Zielsetzung	3
2 Änderungen bei Ursachen für Reservebedarf, Modellierung und Parametrierung	5
2.1 Veränderte Berücksichtigung des EEG-Prognosefehlers	5
2.2 Veränderte Modellierung der Einflussgröße Lastrauschen	11
2.3 Zusätzliche Berücksichtigung der Einflussgröße Stundensprünge	12
2.4 Akzeptiertes Defizitniveau und -aufteilung	17
3 Untersuchungsergebnisse und Aufteilung auf Regelzonen	20
3.1 Grundsatzüberlegungen	20
3.2 Quantitative Ergebnisse	20
4 Empfehlungen	24
Literatur	27

Abkürzungen

GRR	Gesamtregelreserve
HoBA	Horizontaler Belastungsausgleich
MRL	Minutenreserveleistung
NRV	Netzregelverbund
Pr_D	Wahrscheinlichkeit für ein Leistungsdefizit
$Pr_{\bar{U}}$	Wahrscheinlichkeit für einen Leistungsüberschuss
$Pr_{D/\bar{U}, GRR}$	Wahrscheinlichkeit für Defizit/Überschuss aufgrund unzureichender GRR
$Pr_{D/\bar{U}, SRL}$	Wahrscheinlichkeit für Defizit/Überschuss aufgrund unzureichender SRL
SRL	Sekundärregelreserve
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VGB	VGB PowerTech e.V., Essen

1 Hintergrund und Zielsetzung

Infolge der entsprechenden Anordnung der Bundesnetzagentur vom 16.03.2010 haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit Wirkung vom 01.05.2010 den deutschlandweiten Netzregelverbund (NRV) eingeführt.

Aufgrund der damit operationalisierten wechselseitigen Reservestellung im Bereich der Sekundärregelreserve und der schon seit mehreren Jahren bestehenden wechselseitigen Reservestellung im Bereich der Minutenreserve kann die Bemessung der notwendigen Vorhaltung von Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) von den ÜNB gemeinsam unter Zugrundelegung deutschlandweiter Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen der zu berücksichtigenden Einflussfaktoren (und damit völlig analog zum Vorgehen bei einer einzigen Regelzone) erfolgen.

Damit sollten die veröffentlichten Regelleistungswerte grundsätzlich mit den von uns, Consentec Consulting für Energiewirtschaft und –technik GmbH, in unserem entsprechenden Gutachten für die Bundesnetzagentur aus dem Jahr 2008 [1] berechneten Werten für die notwendige Vorhaltung von SRL und MRL bei einer deutschlandweiten Regelzone vergleichbar sein.

Die Ausschreibungen der letzten Monate haben jedoch nicht unerhebliche Abweichungen gegenüber den Werten des o. g. Gutachtens gezeigt. Dies ist auch nicht grundsätzlich unplausibel, da

- wir bereits im Jahr 2008 auf die Notwendigkeit zur periodischen Aktualisierung der Eingangsdaten hingewiesen haben, in deren Folge sich selbstverständlich auch Ergebnisabweichungen ergeben können, und zudem
- Veränderungen in für die Reservebemessung relevanten Rahmenbedingungen, z. B. bei der EEG-Bewirtschaftung

zu Unterschieden im tatsächlichen Reservebedarf führen können.

Vor diesem Hintergrund hat uns die Bundesnetzagentur mit dem vorliegenden Kurzgutachten beauftragt. Inhalt unserer gutachterlichen Tätigkeit waren zunächst die Analyse erwähnter Änderungen bei bemessungsrelevanten Rahmenbedingungen sowie die Prüfung und ggf. Entwicklung von Modellierungsvorschlägen. Dies umfasste insbesondere auch die Frage nach der langfristig anzustrebenden Defizitwahrscheinlichkeit. Auf dieser Basis haben wir eine

Reservebemessung mit aktuellen Eingangsdaten für den NRV durchgeführt, einen Aufteilungsschlüssel auf die bestehenden Regelzonen entwickelt und angewandt und die Dimensionierung der ÜNB überprüft.

Die theoretischen Grundlagen der Methodik entsprechen dabei vollständig dem Vorgehen aus [1]. Alle aus unserer Sicht sinnvollen Anpassungen und Modifikationen werden in Kapitel 2 im Detail diskutiert. In Kapitel 3 schließen wir die Darstellung der darauf aufbauenden Bemessungsergebnisse an. Das Gutachten schließt mit zusammenfassenden Empfehlungen in Kapitel 4.

2 Änderungen bei Ursachen für Reservebedarf, Modellierung und Parametrierung

Die probabilistische Bestimmung des Reservebedarfs erfolgt grundsätzlich erfahrungsbasiert. Das bedeutet, dass Ursachen für Bilanzungleichgewichte analysiert, mathematisch modelliert und für die Zukunft extrapoliert werden. Anpassungen bei Modellierung und Parametrierung sind immer dann gerechtfertigt, wenn sich die Wissensbasis über die Ursachen und Auswirkungen von Bilanzungleichgewichten grundsätzlich verändert, z. B. weil

- in der Zwischenzeit eine verbesserte Datengrundlage vorliegt,
- bisher nur näherungsweise oder auf Basis von Annahmen eingestellte Parameter sinnvoller eingestellt werden können oder
- neuartige Effekte auftreten, die zu Reservebedarf führen, aber in der Bemessungsmethodik bisher nicht abgebildet sind.

Nachfolgend schlagen wir verschiedene Anpassungen der in [1] vorgestellten Methodik vor, die vollständig diesen Ursachen zuzuordnen sind.

2.1 Veränderte Berücksichtigung des EEG-Prognosefehlers

Der insbesondere für den Bedarf an Minutenreserveleistung (MRL) dominierende Einflussfaktor ist der sogenannte Regelzonen-Prognosefehler, der eine nicht nach Einzeleffekten separierbare Überlagerung verschiedener Effekte, z. B. Lastprognosefehler der Bilanzkreise, Prognosefehler bei Netzverlusten oder Prognosefehler der Einspeisung aus dargebotsabhängigen, insbesondere EEG-Erzeugungsanlagen, darstellt. Der Regelzonen-Prognosefehler wird rückblickend aus dem um Sondereffekte wie z. B. Kraftwerksausfällen korrigierten tatsächlichen Reserveeinsatz für jeweils ein Jahr bestimmt. Er unterliegt damit natürlichen Schwankungen aufgrund der sich kontinuierlich verändernden Datenbasis.

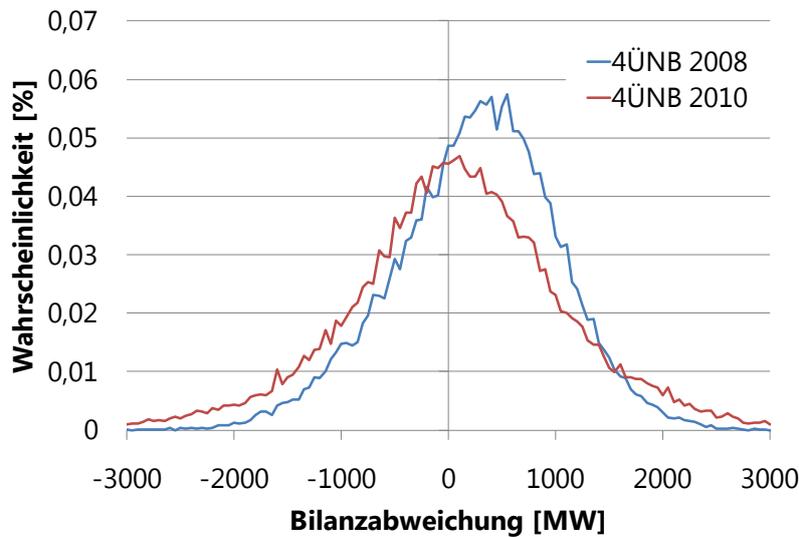


Bild 2.1: Veränderung der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung des Prognosefehlers bei der gemeinsamen Reservebemessung im NRV

Bild 2.1 ermöglicht einen Vergleich des deutschlandweiten Prognosefehlers auf Grundlage der Datenbasis für [1] (Linie 4ÜNB 2008) und der im Zuge der Erstellung dieses Kurzgutachtens von den ÜNB bereitgestellten Daten für den Zeitraum 01.09.2009 bis 31.08.2010 (Linie 4ÜNB 2010).

Der Vergleich zeigt, dass die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung des Prognosefehlers 2010 gegenüber 2008 einerseits symmetrischer zur Nulllinie verläuft, andererseits insgesamt flacher und breiter geworden ist. Während der erste Effekt zu einer Symmetrierung des Bedarfs an positiver und negativer Reserve führt, ergibt sich als Konsequenz der Verbreiterung der Dichteverteilung, insbesondere des deutlich häufigeren Auftretens sehr hoher Prognosefehler, eine Erhöhung des Bedarfs insbesondere an MRL. Die Veränderungen der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion im Vergleich der Jahre 2008 und 2010 zeigt sich auch anhand der in Tabelle 2.1 angegebenen Kennwerte.

Deutschland	Höchstlast ¹ [MW]	Mittelwert [MW]	Standardabweichung bezogen auf Höchstlast [%]
Gutachten 2008	76.895	225	1.00
2010	76.957	60	1,35

Tab. 2.1: Deutschlandweite Höchstlast und statistische Kenngrößen der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung des Prognosefehlers im Vergleich der Daten aus [1] und der aktuell verwendeten Daten

Neben allgemeinen Änderungen im Bilanzkreisverhalten ist eine fundamental erklärbare Ursache für den Anstieg des Prognosefehlers die zwischenzeitlich erfolgte Änderung der EEG-Bewirtschaftungen in den Regelzonen bei EnBW TNG und TenneT TSO. Bis zum Jahr 2009 war die EEG-Bewirtschaftung in diesen Regelzonen an Dienstleister ausgelagert. EEG-Prognosefehler fielen bei diesem Modell nur dann auf die ÜNB zurück, wenn der Bilanzausgleich durch die Dienstleister unvollständig erfolgte. Dementsprechend war nur ein sehr geringer Teil des gesamten EEG-Prognosefehlers in den empirisch beobachteten Regelzonenprognosefehlern dieser Regelzonen enthalten.

Seit Anfang 2009 führen die ÜNB sämtlich die EEG-Bewirtschaftung in Eigenregie durch, so dass sich der komplette (nicht bereits z. B. durch EEG-Reserve oder Intradayhandel kompensierte) EEG-Prognosefehler im Regelzonenprognosefehler wiederfindet und dementsprechend zu einer erhöhten Reservevorhaltung beim ÜNB führt. Die Bilder 2.2 bis 2.5 sowie Tabelle 2.2 spiegeln die genannten Veränderungen anhand des Vergleichs der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen des Prognosefehlers zwischen [1] und den aktuell verwendeten Daten je Regelzone wider.

¹ Die deutschlandweite Höchstlast ist das Maximum der Zeitreihe, die sich aus der zeitrichtigen Summation der Zeitreihen der Regelzonenlast (Lastverlauf bzw. Netzeinspeisung) der vier deutschen ÜNB ergibt.

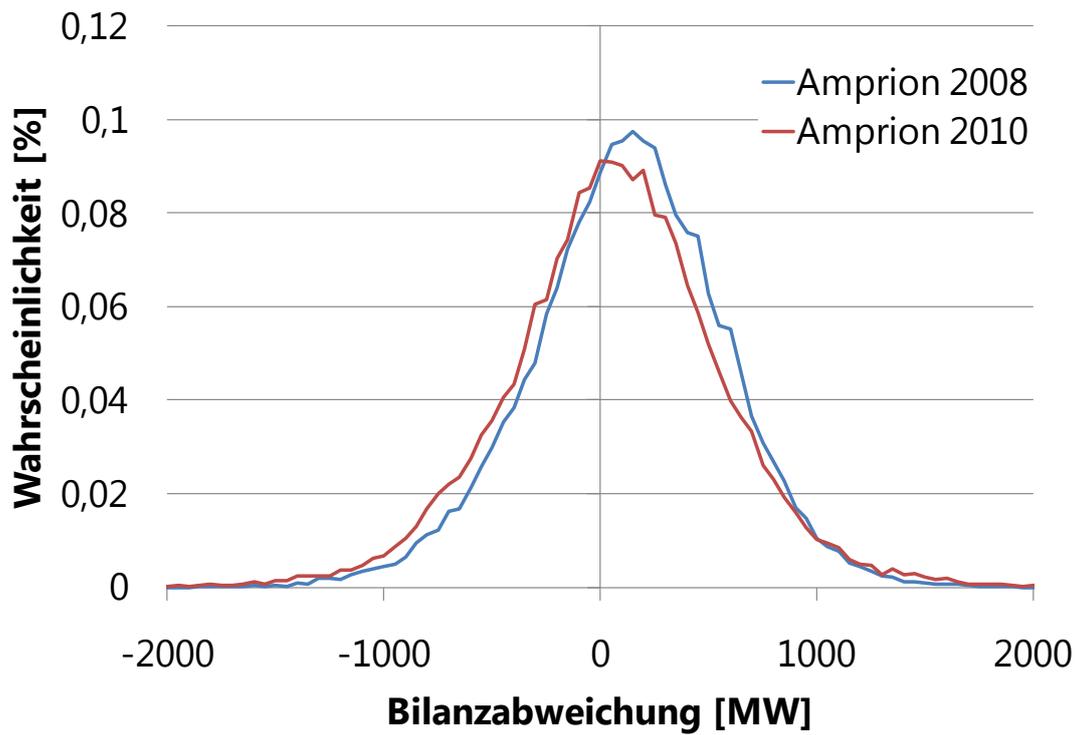


Bild 2.2: Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung des Prognosefehlers von Amprion

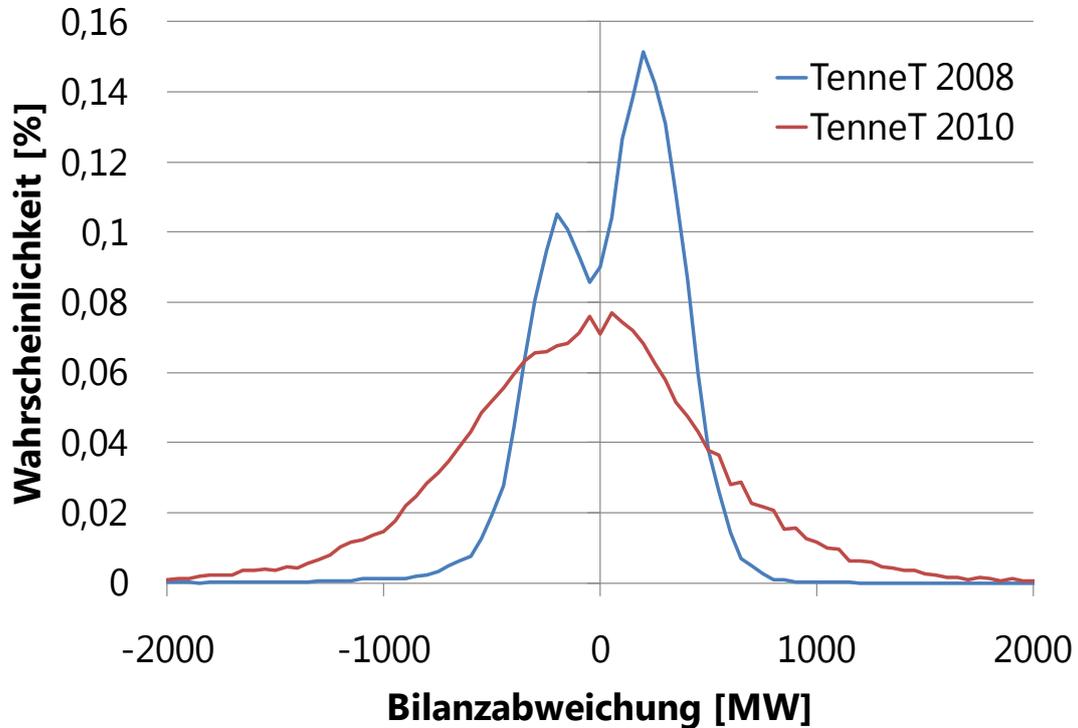


Bild 2.3: Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung des Prognosefehlers von TenneT TSO

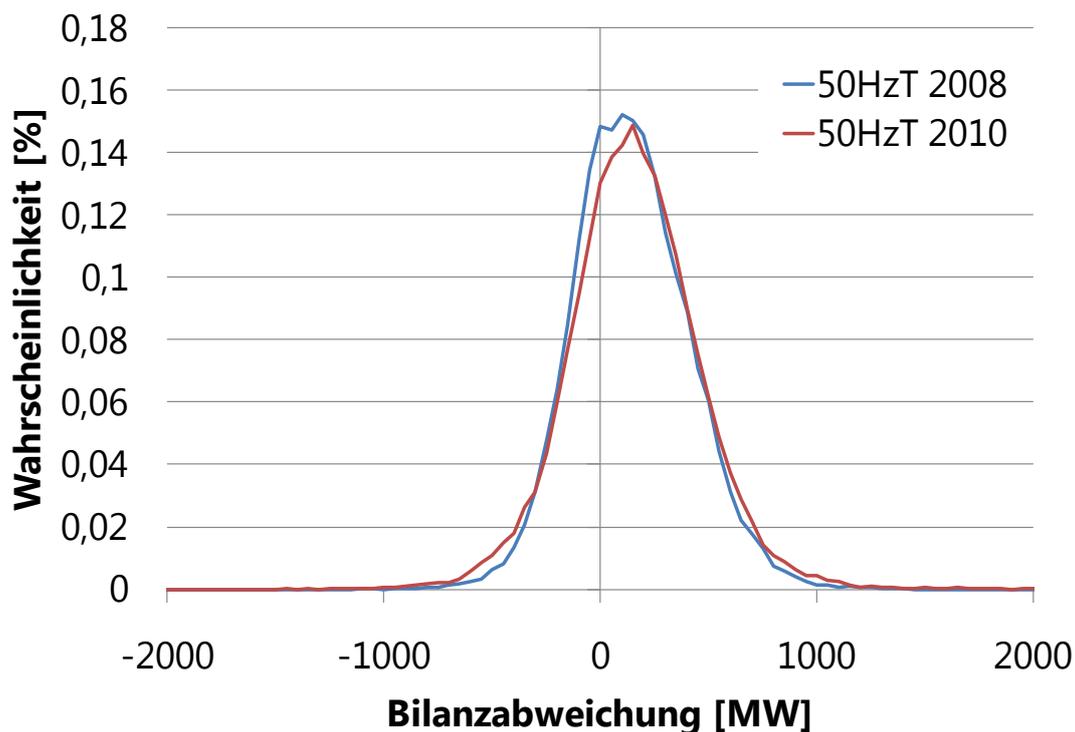


Bild 2.4: Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung des Prognosefehlers von 50 Hz Transmission

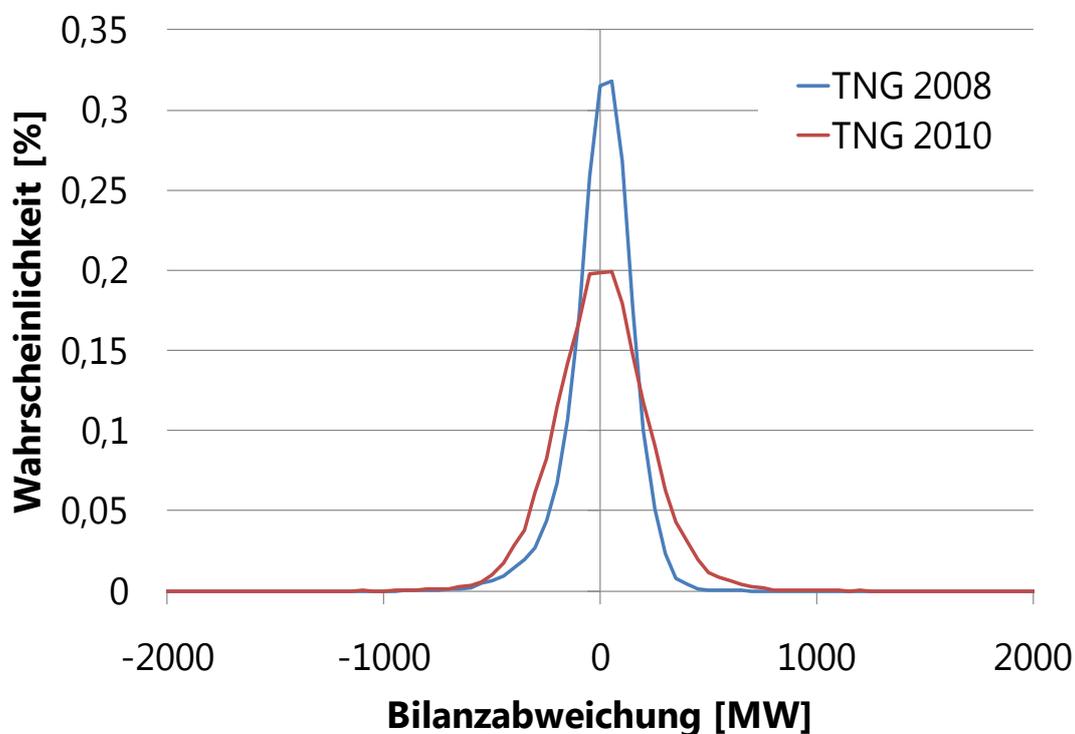


Bild 2.5: Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung des Prognosefehlers von EnBW TNG

Netzbetreiber	Jahr	Höchstlast ² [MW]	Mittelwert [MW]	Standardabw. bezogen auf Höchstlast [%]
Amprion	2008	30.346	101	1,47
	2010	30.028	43	1,65
TenneT TSO	2008	23.286	26	1,28
	2010	22.798	-96	2,62
50 Hz Transmission	2008	14.663	118	1,80
	2010	14.001	132	2,15
EnBW TNG	2008	10.800 ³	-20	1,35
	2010	12.987	-17	1,64

Tab. 2.2: Regelzonenhöchstlast und statistische Kenngrößen der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung des Prognosefehlers der vier Regelzonen im Vergleich der Daten aus [1] und der aktuell verwendeten Daten

Die genannten Einflüsse erklären bereits einen Großteil der Differenzen zwischen aktuellen Ausschreibungen und den Ergebnissen unseres Gutachtens aus 2008. Ähnliche Effekte können auch in Zukunft immer wieder auftreten, so dass eine periodische Anpassung der Reservivorhaltung an das von den ÜNB nicht beeinflussbare Verhalten der Bilanzkreise unbedingt notwendig ist.

Um eine bessere Planbarkeit der ausgeschriebenen Regelenergiemengen für die Anbieter auf den Reservemärkten zu gewährleisten, empfehlen wir jedoch, die Bemessung zukünftig nicht mehr monatlich, sondern im Vierteljahresrhythmus zu aktualisieren. Dieser Zeitraum gewährleistet ausreichende Planbarkeit für die Anbieterseite, ist aber kurz genug, um signifikante Änderungen im Bilanzkreisverhalten angemessen zu berücksichtigen⁴.

² Werte für 2010 berechnet auf Basis der von den ÜNB veröffentlichten Zeitreihen Lastverlauf bzw. Netzeinspeisung.

³ Von EnBW TNG mittels einer abweichenden Methodik basierend auf der vertikalen Netzlast bestimmt.

⁴ Sollten, z. B. durch Änderungen in den gesetzlichen Rahmenbedingungen, Veränderungen im Bilanzkreisverhalten auftreten, die ein kurzfristigeres Handeln der ÜNB erfordern, muss dies selbstverständlich und im Sinne der Systemsicherheit unbenommen sein.

2.2 Veränderte Modellierung der Einflussgröße Lastrauschen

Bei unseren Untersuchungen im Jahr 2008 lagen uns keine empirischen Daten für die Höhe des Lastrauschens vor. Inklusive des Effekts der Minutenreserveaktivierungsverzögerung haben wir deshalb eine Modellierung über eine mittelwertfreie Normalverteilung mit einer Standardabweichung σ von 0,66% der gemeinsamen Regelzonenhöchstlast vorgeschlagen.

Basierend auf einer Messkampagne der ÜNB aus dem Jahr 2010 liegt mittlerweile eine deutlich verbesserte Datenbasis vor. Wie in Bild 2.6 erkennbar, ist die auf dieser Basis empirisch ermittelte Verteilungsdichtefunktion für das Lastrauschen erheblich spitzer und schmäler (σ etwa 0,26%).

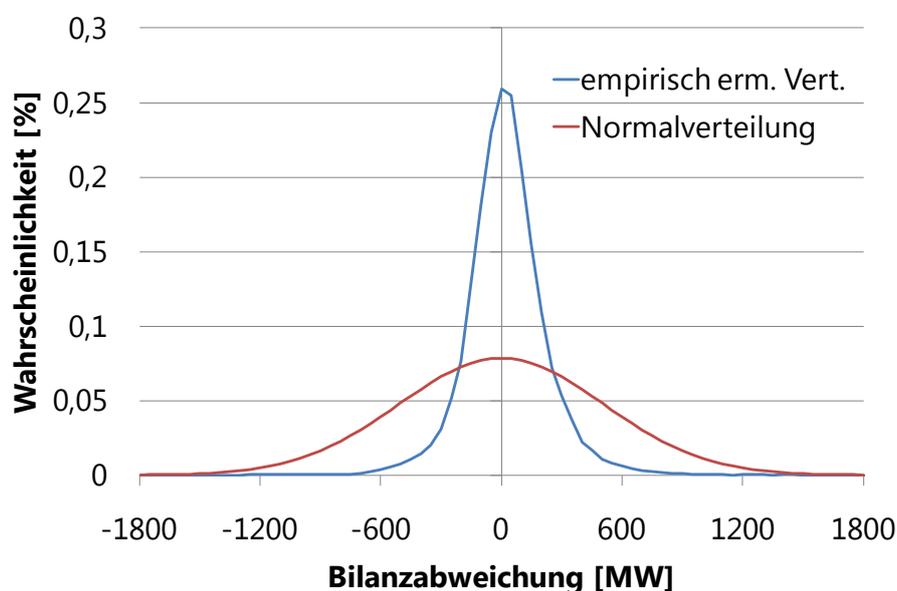


Bild 2.6: Vergleich der Modellierungsansätze für die Einflussgröße Lastrauschen bei der gemeinsamen Reservebemessung im NRV (Normalverteilung (2008) vs. empirisch ermittelte Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung (2010))

Sie erlaubt deshalb eine Reduzierung der tatsächlich notwendigen Reservevorhaltung gegenüber der ursprünglich notwendigen Modellierung. Wir empfehlen deshalb, diese empiriebasierte Modellierung⁵ zu verwenden. Sie sollte ebenfalls periodisch durch erneute Messungen

⁵ Wie im nachfolgenden Abschnitt noch diskutiert, muss dabei der Aspekt der Minutenreserveaktivierungsverzögerung nicht mehr explizit modelliert werden.

überprüft und ggf. angepasst werden. Da sich Veränderungen im Lastrauschen vermutlich nur über längere Zeiträume ergeben, halten wir hierfür eine zweijährliche Aktualisierungsfrequenz für ausreichend.

2.3 Zusätzliche Berücksichtigung der Einflussgröße Stundensprünge

Im Zuge der Datenerhebung zu aufgetretenen Bilanzungleichgewichten haben uns die ÜNB von einem neu aufgetretenen Effekt berichtet, der durch

- kurzzeitig sehr hohe Bilanzungleichgewichte insbesondere am frühen Morgen und am Abend, also zu Zeitpunkten mit signifikanten Rampen in der Verbrauchslast, dementsprechend hohen Bedarf an Sekundärregelleistung gekennzeichnet ist, wobei
- innerhalb kurzer Zeit sowohl hohe Leistungsdefizite wie Leistungsüberschüsse auftreten und
- das Bedarfsprofil durch ein Sägezahnraaster mit hohen Sprüngen (inklusive Vorzeichenwechsel) zu Beginn einer Stunde, eine kontinuierliche Bedarfsänderung (wiederum inklusive Vorzeichenwechsel) im Stundenverlauf und eine oftmals weitgehend ausgeglichene Energiebilanz im Stundenintegral bzw. Leistungsbilanz zur Stundenmitte gekennzeichnet ist.

Die uns von den ÜNB vorgelegten Daten belegen das systematische Auftreten dieser Effekte mit Sekundärregelleistungsbedarfspitzen in Höhe von +/- 2000 MW und Veränderungen der Regelzonenbilanz um mehr als 3000 MW innerhalb weniger Minuten. Beispielhaft ist dies in Bild 2.7 erkennbar, wo exemplarisch der Regelleistungsbedarf für den gesamten NRV während eines Abends zwischen 18 und 24 Uhr dargestellt ist.

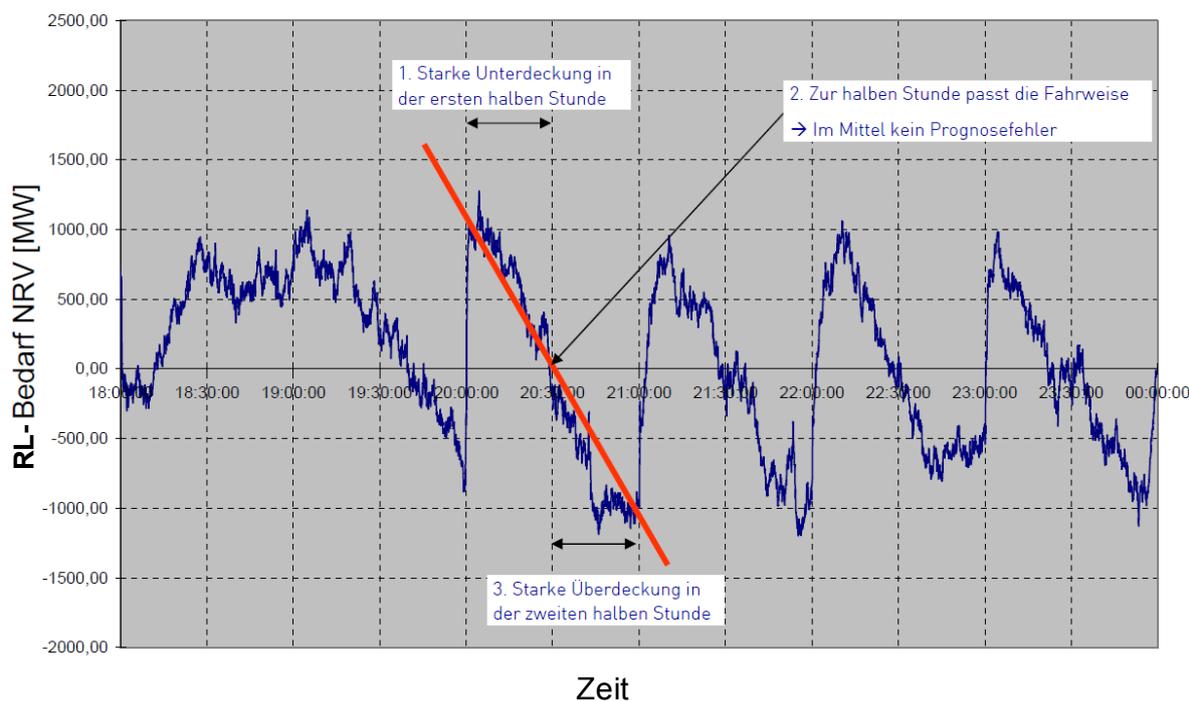


Bild 2.7: Typischer Verlauf des Regelleistungsbedarfs im NRV in den Abendstunden am Beispiel des 24. Februar 2010 (Quelle: TenneT TSO)

Als wahrscheinlichste Ursache für das Auftreten eines derart hohen und volatilen Regelleistungsbedarfs erweist sich nach den Analysen der ÜNB, deren Plausibilität und Stichhaltigkeit wir geprüft haben, eine Bewirtschaftung großer Lastbilanzkreise ausschließlich im Stundenraster (siehe auch Bild 2.8). Dabei prognostizieren die Bilanzkreise den Verbrauch innerhalb einer Stunde energetisch korrekt. Innerhalb der Stunde auftretende Lastrampen werden jedoch offensichtlich nicht nachgefahren. Mögliche Ursachen hierfür können

- eine Lastdeckung ausschließlich über Börsenhandelsprodukte, die nur im Stundenraster handelbar sind, sowie
- die zunehmende Steuerung von Kraftwerken aus Handels- und Vermarktungsperspektive und damit intensivierte Anstrengungen der Kraftwerksbetreiber zur Vermeidung von Rampen bei Wechseln der Solleinspeisung sein. Für das vorliegende Problem würde sich dabei eine sehr strikte Orientierung am für die Vermarktung genutzten Stundenprofil in mehrfacher Hinsicht als kontraproduktiv erweisen, da sehr schnelle Lastwechsel einerseits zu erhöhter Anlagenbeanspruchung und damit erhöhtem Verschleiß führen, andererseits eine rampenförmige Einspeisungsänderung den Verlauf der Netzlast deutlich besser nachbilden würde.

Im Ergebnis zeigen sich gerade bei Auftreten großer Lastrampen hohe Bilanzabweichungen jeweils zum Stundenbeginn bzw. Stundenende, wobei bei einem Anstieg der Netzlast, z. B. am frühen Morgen, üblicherweise zum Stundenwechsel ein Sprung von hohem positiven Regelleistungsbedarf (Unterdeckung am Ende einer Stunde) zu hohem negativen Regelleistungsbedarf (Überdeckung am Beginn einer Stunde) auftritt. Bei absinkender Netzlast drehen sich die Verhältnisse entsprechend um.

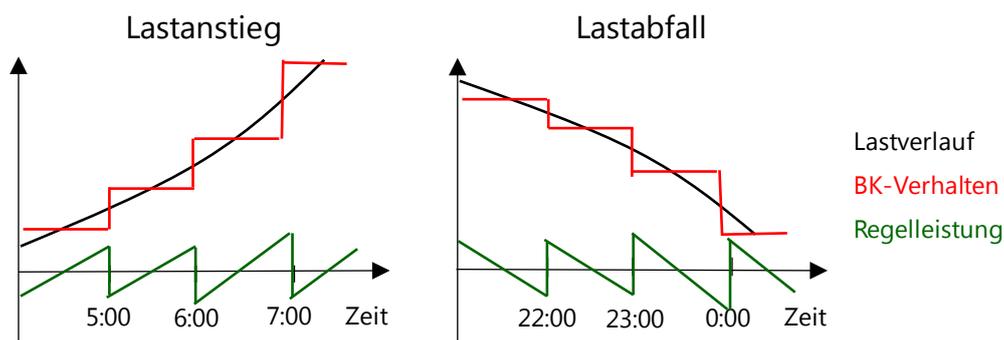


Bild 2.8: Vermutetes Verhalten der Bilanzkreise bei Lastanstieg und Lastabfall und resultierender Bedarf an Regelleistung (Quelle: TenneT TSO)

Aus unserer Analyse ergeben sich mehrere Schlussfolgerungen:

- Wesentliche Ursache für den beobachteten Effekt ist eine Steuerung der Bilanzkreise im Stunden-, statt wie von der Stromnetzzugangsverordnung vorgegeben, im Viertelstundenraster. Auch bei einer Steuerung im Viertelstundenraster könnte der beschriebene Effekt grundsätzlich weiter auftreten. Statt mit sehr hohen Sprüngen im Regelleistungsbedarf zum Stundenwechsel wäre dann allerdings mit – betrieblich wesentlich einfacher beherrschbaren – kleineren Sprüngen zum Viertelstundenwechsel zu rechnen. Insofern sollte mittel- bis langfristig eine Änderung des Bilanzkreisverhaltens angestrebt werden.
- Solange der beschriebene Effekt beobachtet werden kann, muss er jedoch von den systemverantwortlichen ÜNB durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen werden. Aufgrund der aus obigen Bildern erkennbaren hohen Gradienten der Bedarfsänderung kann hierfür nicht ausschließlich MRL eingesetzt werden. Die Ausregelung erfordert vielmehr den Einsatz von SRL in signifikantem Umfang.

Da der beschriebene Effekt in der Vergangenheit so nicht beobachtet werden konnte, ist er in der bisherigen Reservebemessung nicht adäquat berücksichtigt. Diese geht vielmehr von einer im Prinzip korrekten Steuerung aller Bilanzkreise im $\frac{1}{4}$ -Stunden-Raster aus. Wir halten es

deshalb für notwendig und angemessen, den zusätzlich identifizierten Effekt bei zukünftigen Reservebemessungen geeignet zu berücksichtigen. Dabei stellt sich die Frage nach der korrekten Modellierung.

Dabei haben uns die ÜNB ihr bisheriges Vorgehen wie folgt geschildert:

- Die BKV wurden vor dem Hintergrund der beobachteten Effekte noch einmal auf ihre Verpflichtung zur BK-Bewirtschaftung im 15-min-Raster hingewiesen.
- Um die Regelleistungsbedarfsspitzen, die ausschließlich mit SRL abgefahren werden können, zu verringern, wird in zunehmendem Maße MRL pro-aktiv, d. h. basierend auf dem erwarteten, nicht bereits beobachteten Bedarf aktiviert.
- Für die Berücksichtigung des residualen zusätzlichen Bedarfs an SRL in der Reservebemessung wird ein Einbezug einer zusätzlichen Klasse von Bilanzungleichgewichten ausschließlich im Zeitbereich der SRL vorgeschlagen:
 - Hierzu wird – jeweils für den Zeitraum, für den auch der Regelzonenprognosefehler ausgewertet wird – die Differenz zwischen $\frac{1}{4}$ -h-Prognosefehler und 1-h-Prognosefehler als Zeitreihe bestimmt. Diese Zeitreihe reflektiert grundsätzlich den zusätzlichen Bedarf an Regelleistung, wenn die Steuerung der Bilanzkreise nur im Stundenraster vorgenommen wird.
 - Um die positiven und SRL-Bedarf mindernden Effekte des beschriebenen pro-aktiven MRL-Einsatzes zu berücksichtigen, wird diese Zeitreihe mit einem auf Basis von Betriebserfahrungen aus ÜNB-Sicht sinnvoll festgelegten Faktor von 0,7 gestaucht.
 - Aus der gestauchten Zeitreihe wird eine Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung bestimmt, die in die Bestimmung des SRL-Bedarfs miteinbezogen wird.
 - Weiterhin wird vorgeschlagen, die Einflussgröße MRL-Aktivierungsverzögerung, die bisher als Teil des Lastrauschens berücksichtigt wurde, aus der Reservebemessung entfallen zu lassen, da der dahinter stehende Effekt ebenfalls über die Differenz zwischen $\frac{1}{4}$ -h-Prognosefehler und 1-h-Prognosefehler abgedeckt ist.

Wir halten die vorgeschlagene Modellierung der zusätzlich erkannten Einflussgröße, von den ÜNB als sogenannte Stundensprünge bezeichnet, für grundsätzlich sachgerecht. Sie stellt nach unserer Ansicht eine sinnvolle Erweiterung der probabilistischen Reservebemessung dar.

Für den von den ÜNB bisher praktizierten Umfang an pro-aktivem MRL-Einsatz erscheint uns dabei auch der vorgeschlagene Stauchungsfaktor von 0,7 sachgerecht. Wir sehen allerdings einen grundsätzlichen Trade-off zwischen pro-aktivem Reserveeinsatz und zusätzlicher SRL-Vorhaltung: Je größer der Anteil des erwarteten Prognosefehlers, der über pro-aktiven MRL Einsatz kompensiert wird, desto geringer ist im Mittel der zusätzliche SRL-Bedarf aufgrund der beobachteten Bedarfsspitzen zum Stundenwechsel. Das zeigt Bild 2.9 anhand einer Analyse des SRL-Bedarfs bei unterschiedlichen anzuwendenden Stauchungsfaktoren. Ein weiterer positiver Effekt dabei ist die Verschiebung von Regelenergiebedarf in den im Vergleich zur SRL liquideren MRL-Markt. Gleichzeitig steigt mit zunehmender Pro-Aktivität des MRL-Einsatzes aber auch das Risiko, (für eine begrenzte Zeit) SRL gegenläufig zur aktivierten MRL einsetzen zu müssen.

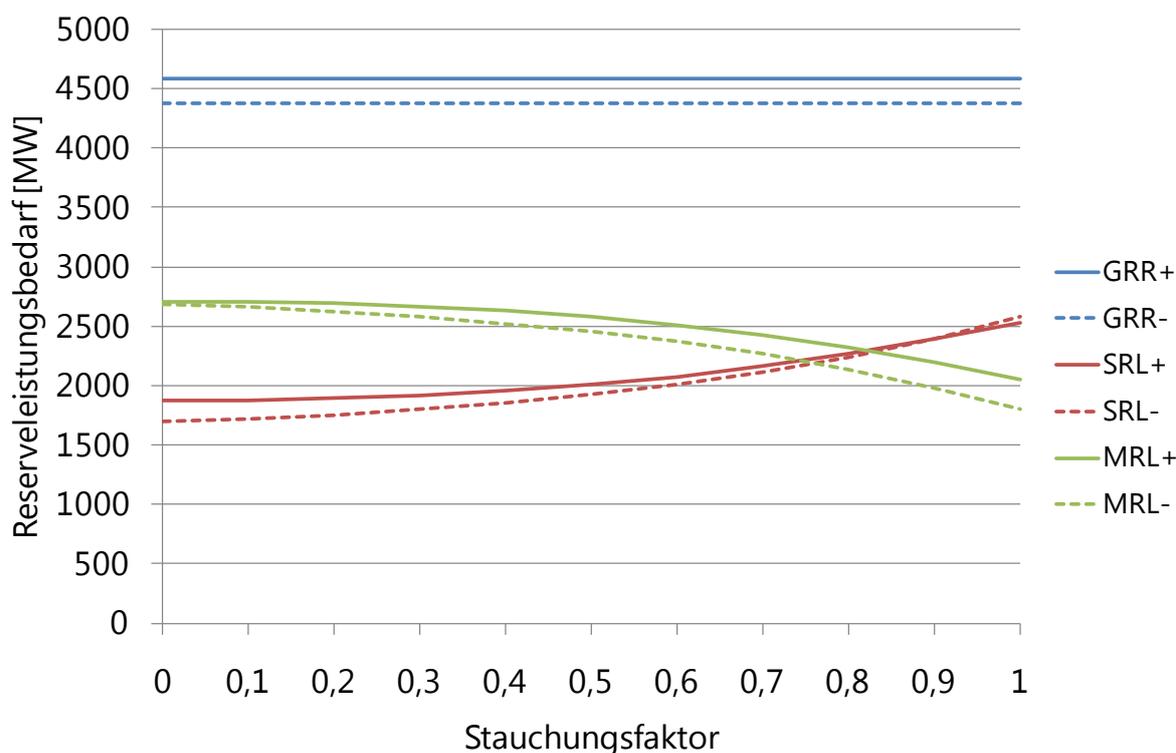


Bild 2.9: Abhängigkeit des pro-aktiven Einsatzes von Minutenreserve von der Wahl des Stauchungsfaktors

Wir empfehlen vor diesem Hintergrund eine schrittweise Ausweitung des pro-aktiven MRL-Einsatzes, wobei aus unserer Sicht begrenzte und temporär gegenläufige SRL- und MRL-Aktivierungen in Kauf genommen werden können. In der Folge sollte – basierend auf den Erfahrungen mit dem ausgeweiteten pro-aktiven MRL-Einsatz – der oben diskutierte Stau-

chungsfaktor schrittweise auf niedrigere Werte gesetzt werden. Dabei muss berücksichtigt werden, dass eine vollständige Ausregelung der Stundensprünge durch MRL nicht möglich ist. Wir vermuten deshalb eine sinnvolle Untergrenze des Stauchungsfaktors im Bereich von etwa 0,5.

Darüber hinaus sollte mittelfristig auf eine Änderung des Bilanzkreisverhaltens hingewirkt werden. In diesem Zusammenhang kann es sinnvoll sein, über eine Erweiterung der börslichen Handelsmöglichkeiten hin zu Viertelstundenprodukten z. B. im Intraday-Handel nachzudenken. Diese würden auch BKV, die ihre Last – zumindest zeitweise – ausschließlich über Börsenhandel decken, ein systemkonformes Verhalten ermöglichen.

Durchgeführte Variantenrechnungen für die notwendige Reservevorhaltung im NRV mit und ohne die Einflussgröße Stundensprünge zeigen bei modellierungsbedingt unveränderter Gesamtreserve durch die Berücksichtigung der Stundensprünge einen SRL-Mehrbedarf in Höhe von etwa 300 MW (positiv) bzw. 400 MW (negativ).⁶

2.4 Akzeptiertes Defizitniveau und -aufteilung

In [1] wurde bereits diskutiert, dass bei einem Übergang auf eine deutschlandweite Reservebemessung die anzuwendende Defizit-/Überschusswahrscheinlichkeit anzupassen ist. Wir haben auf Basis der damals vorliegenden Informationen einen Wert von einer Viertelstunde pro Jahr (entspricht einer Defizitwahrscheinlichkeit von ca. 0,00285%) als Startwert für sinnvoll erachtet, um einen Sicherheitsverlust bei Wechsel der Bemessungspraxis ausschließen zu können.

Auf Basis der nun vorliegenden aktualisierten Daten zu den Regelzonen-Prognosefehlern halten wir es jedoch für sinnvoll, dieses Defizitniveau zu überdenken.

⁶ Die unveränderte Gesamtreserve resultiert aus der Berücksichtigung der Einflussgröße Stundensprünge nur bei der Berechnung der SRL-Bedarf-Verteilungsfunktion, nicht jedoch bei der GRL-Bedarf-Verteilungsfunktion. Die angegebenen Zahlenwerte geben nur Anhaltswerte für eine mögliche Veränderung der notwendigen Reservevorhaltung durch die Berücksichtigung der Stundensprünge, u. a. da die durch die Stundensprünge substituierte Einflussgröße MRL-Aktivierungsverzögerung bei der Berechnungsvariante ohne Stundensprünge nicht berücksichtigt wurde.

- Die Datenbasis zeigt für einige wenige Viertelstunden sehr große Bilanzabweichungen im Regelungsbereich der MRL. Bei einem extrem niedrigen Defizitniveau schlagen diese sich unmittelbar in der vorzuhaltenden Reserveleistung nieder. Dementsprechend wäre die MRL-Vorhaltung gegenüber den Werten aus 2008 deutlich zu erhöhen. Gleichzeitig widerspricht dies jedoch der Grundidee der probabilistischen Reservebemessung, die Masse aller kritischen Ereignisse zu erfassen, ein Defizit für einen begrenzten Zeitbereich jedoch zu erlauben. Ein Defizit für einen begrenzten Zeitbereich ist akzeptabel, da eine nicht vollständige Egalisierung eines Leistungsungleichgewichts zwar zu einer unausgeglichene Regelzone, aber nicht sofort zu einer die Systemsicherheit gefährdenden Situation führt
- . Darüber hinaus können die Übertragungsnetzbetreiber nach vollständiger Aktivierung der zur Verfügung stehenden Regelleistung auch zusätzliche Leistungsmengen zur Egalisierung großer Leistungsungleichgewichte über Nothilfevereinbarungen mit benachbarten ausländischen Übertragungsnetzbetreibern kurzfristig aktivieren. Diese Option betrifft jedoch ausschließlich den Zeitbereich der MRL, während SRL-Knappheit als zunehmend kritisch eingestuft werden muss (siehe auch Abschnitt 2.3).
- Die Policy 1 des ENTSO-E Regional Group Continental Europe Operation Handbook hält bei probabilistischer Reservebemessung ein Defizitniveau von 0,1% unabhängig von der Regelzonengröße für akzeptabel.

Vor diesem Hintergrund halten wir es für sinnvoll und vertretbar, in sehr begrenztem Umfang – aber für mehr als eine Viertelstunde im Jahr wie unter der bisherigen Bemessungspraxis – eine den Bedarf nicht vollständig deckende MRL-Vorhaltung zu tolerieren. Gleichzeitig ist darauf zu achten, dass dieser Schritt (aufgrund der grundsätzlich bestehenden Wechselwirkungen zwischen SRL-Defizit einerseits und GRR- bzw. MRL-Defizit andererseits) nicht zu einer inakzeptabel niedrigen SRL-Vorhaltung führt. Eine einfache Erhöhung des Bemessungsparameters Defizitwahrscheinlichkeit ohne weitere Maßnahmen wäre aus unserer Sicht deshalb nicht sinnvoll.

Wir halten darüber hinaus die Empfehlung der ENTSO-E zu einem regelzonengrößenunabhängigen⁷ Defizitniveau für nicht sinnvoll. Insbesondere muss das akzeptierte Defizitniveau für eine deutschlandweite Bemessung signifikant unter dem zu Zeiten separater Bemessung für die einzelnen Regelzonen zu Grunde gelegten Wert von 0,1% liegen.

Wir schlagen deshalb vor, einerseits das akzeptierte Defizitniveau begrenzt zu erhöhen, andererseits einer dann drohenden Knappheit bei SRL durch eine Verschiebung der bisher symmetrischen Defizitaufteilung⁸ auf SRL und GRR (MRL) derart entgegenzuwirken, dass der auf SRL entfallende Defizitanteil der Gesamtregelreserve sich nicht wesentlich verändert.

Vor dem Hintergrund der Größe des gemeinsamen Bemessungsgebiets Deutschlands im Verhältnis zur durchschnittlichen Regelzonengröße im ENTSO-E Bereich und der ENTSO-E Empfehlung zum Defizitniveau von 0,1% wie der Veränderungen durch die mit dem NRV einhergehende gemeinsame Bemessung der Reservevorhaltung für vier Regelzonen halten wir zukünftig ein zu akzeptierendes Gesamtdefizitniveau von 0,025% für angemessen. Wir empfehlen dabei, dass der überwiegende Teil dieses Defizits im sicherheitstechnisch u. a. wegen der Nothilfevereinbarungen mit dem Ausland weniger kritischen Bereich der GRR bzw. MRL anfallen sollte. Unter den aktuellen Gegebenheiten halten wir eine Aufteilung des Defizitniveaus zwischen SRL und GRR von 10%/90% (entsprechend absoluter Defizite von 0,0025% und 0,0225%) für sinnvoll. Diese Aufteilung sollte anhand vorliegender Betriebserfahrungen kontinuierlich überprüft und ggf. angepasst werden.

⁷ Unter den speziellen Bedingungen der Reservebemessung im NRV wäre der Wert von 0,1% auf das vier Regelzonen umfassende Bemessungsgebiet Deutschland anzuwenden.

⁸ In [1] wurde für positive Reserve eine Aufteilung des Defizitniveaus zwischen SRL und GRR von 50%/50% und für negative Reserve eine Aufteilung von 30%/70% verwendet. Durch die zusätzliche Berücksichtigung der Einflussgröße Stundensprünge und den Wegfall der Einflussgröße MRL-Aktivierungsverzögerung halten wir eine asymmetrische Aufteilung für negative Reserve nicht mehr für notwendig.

3 Untersuchungsergebnisse und Aufteilung auf Regelzonen

3.1 Grundsatzüberlegungen

Basierend auf den im vorangegangenen Kapitel dargestellten theoretischen Überlegungen und Empfehlungen haben wir im Folgenden eine konkrete Reservebemessung durchgeführt. Dabei haben wir auch Überlegungen dazu angestellt, wie die für den gesamten NRV vorzuhaltende Reserve, wie zu betrieblichen, Beschaffungs- und Verrechnungszwecken weiterhin notwendig, den vier weiterhin bestehenden Regelzonen zugeordnet werden kann.

Wir halten es dabei für sinnvoll, auch diese Aufteilung an fundamentalen Kenndaten zu Bilanzungleichgewichten und Einflussfaktoren auf den Reservebedarf in diesen Regelzonen zu orientieren. Wir haben deshalb auf Basis der identischen – wenn auch nach Regelzonen separierten – Eingangsdaten parallel zur Reservebemessung für den NRV auch Einzelbemessungen für die einzelnen Regelzonen durchgeführt. Bei diesen Einzelbemessungen können selbstverständlich bezüglich Gesamtdefizitniveau und Aufteilung auf SRL/GRR nicht die nur für den Gesamt-NRV sinnvollen, im vorangegangenen Kapitel abgeleiteten Parameter angesetzt werden. Vielmehr erscheint hier weiterhin die Orientierung am in [1] für Einzelregelzonen vorgeschlagenen Vorgehen sinnvoll, wobei der Übergang auf empirische Bestimmung des Lastrauschens, der Einbezug der – auch auf Regelzonenebene signifikanten – Einflussgröße Stundensprünge und die symmetrische Aufteilung des Defizitniveaus auf SRL/GRR nachvollzogen wurde.

Wir empfehlen dann, den unter den Bedingungen des NRV jedem ÜNB zuzuordnenden Reserveanteil proportional zum Verhältnis der für ihn bei Einzelbemessung notwendigen Reservevorhaltung zur Summe der Einzelbemessungen für alle vier Regelzonen festzulegen. Damit ist gewährleistet, dass auch unter NRV-Bedingungen eine den Verhältnissen in den Regelzonen entsprechende verursachergerechte Lastenteilung stattfindet.

3.2 Quantitative Ergebnisse

Im Folgenden zeigt Tabelle 3.1 den unseren Berechnungen zugrundeliegenden vollständigen Parametersatz für die Reservebemessung im NRV. Wir empfehlen, diese Parametrierung zunächst für alle weiteren Bemessungen mit aktualisierter Datenbasis weiterzuverwenden.

Defizit-/Überschussniveau insgesamt	$Pr_{\bar{U}} = Pr_D = 0,025\%$
Defizit-/Überschussniveau aufgrund unzureichender GRR $Pr_{D/\bar{U}, GRR}$	0,0225% (Aufteilung Defizit GRR/Defizit SRL im Verhältnis 90/10)
Defizit-/Überschussniveau aufgrund unzureichender SRL $Pr_{D/\bar{U}, SRL}$	0,0025%
Lastrauschen	Empirisch ermittelte Verteilung basierend auf Zeitreihen der vertikalen Netzlast (Datenbasis: 27.04.2010 bis 10.05.2010 im 1-min-Raster)
Prognosefehler	Empirisch ermittelte Verteilung basierend auf Rückrechnung des Prognosefehlers aus der zeitgleichen Summe des tatsächlichen Reserveeinsatzes in den vier Regelzonen (Datenbasis: 01.09.2009 bis 31.08.2010 im 15-min-Raster)
Fahrplan-/HoBA-Sprünge	Stochastisches Rampenmodell für die Summe der Fahrplan-/HoBA-Sprünge ⁹ der vier Regelzonen (Datenbasis: 01.09.2009 bis 31.08.2010 im 15-min-Raster) (vgl. [1])
Kraftwerksausfälle	Verwendung der Ausfallhäufigkeiten entsprechend der VGB-Datenbankauswertung (vgl. [1])
Stundensprünge	Empirisch ermittelte Verteilung der Differenz zwischen 15-min- und 1-h-Mittelwert des Prognosefehlers (Datenbasis: 01.09.2009 bis 31.08.2010 im 15-min-Raster)

Tab. 3.1: Werte/Parametrierung der bemessungsrelevanten Einflussgrößen bei der Reservebemessung für den NRV

		Sekundärregelreserve SRL	Minutenreserveleistung MRL	Gesamtreserve GRR (SRL+MRL)
NRV	pos.	2160	2422	4582
	neg.	2114	2265	4379

Tab. 3.2: Ergebnisse der Bemessung notwendiger Reservevorhaltung im NRV in MW

⁹ Durch die Saldierung über die vier Regelzonen werden fahrplanmäßige Austausche sowie Austausch im Rahmen des Horizontalen Belastungsausgleichs zwischen den Regelzonen eliminiert.

Die Ergebnisse der deutschlandweiten Bemessung sind in Tabelle 3.2 dokumentiert. Erkennbar ist eine weitgehend symmetrische notwendige Vorhaltung von positiver und negativer Reserve. Darin spiegelt sich die überragende Bedeutung des – anders als noch in 2008 weitgehend symmetrischen – Regelzonenprognosefehlers für die deutschlandweite Reservebemessung wieder, während der unsymmetrisch, d. h. nur auf die positive Reserve wirkende Einflussfaktor Kraftwerksausfälle nur eine geringe Bedeutung hat.

Die von uns verwendete Parametrierung für die zu Aufteilungszwecken notwendige Einzelbemessung findet sich in Tabelle 3.3.

Defizit-/Überschussniveau insgesamt	$Pr_{\bar{U}} = Pr_D = 0,1\%$
Defizit-/Überschussniveau aufgrund unzureichender GRR $Pr_{D/\bar{U}, GRR}$	0,05% (Aufteilung Defizit GRR/Defizit SRL im Verhältnis 50/50)
Defizit-/Überschussniveau aufgrund unzureichender SRL $Pr_{D/\bar{U}, SRL}$	0,05%
Lastrauschen	Empirisch ermittelte Verteilung basierend auf Zeitreihen der vertikalen Netzlast (Datenbasis: 27.04.2010 bis 10.05.2010 im 1-min-Raster)
Prognosefehler	Empirisch ermittelte Verteilung basierend auf Rückrechnung des Prognosefehlers aus dem tatsächlichen Reserveeinsatzes je Regelzone (Datenbasis: 01.09.2009 bis 31.08.2010 im 15-min-Raster)
Fahrplan-/HoBA-Sprünge	Stochastisches Rampenmodell für die Fahrplan-/HoBA-Sprünge je Regelzone (Datenbasis: 01.09.2009 bis 31.08.2010 im 15-min-Raster) (vgl. [1])
Kraftwerksausfälle	Verwendung der Ausfallhäufigkeiten entsprechend der VGB-Datenbankauswertung (vgl. [1])
Stundensprünge	Empirisch ermittelte Verteilung der Differenz zwischen 15-min- und 1-h-Mittelwert des Prognosefehlers (Datenbasis: 01.09.2009 bis 31.08.2010 im 15-min-Raster)

Tab. 3.3: Werte/Parametrierung der bemessungsrelevanten Einflussgrößen bei der Reservebemessung je Regelzone

Tabelle 3.4 zeigt dann noch einmal übergreifend die Ergebnisse der NRV-Bemessung, der Einzelbemessungen und die resultierende Aufteilung der NRV-Bemessung auf die einzelnen ÜNB. Sie ermöglicht durch einen Vergleich der NRV-Bemessung mit der Summe der Einzel-

bemessungen darüber hinaus einen direkten Vergleich der eingesparten Reservevorhaltung durch den NRV und die damit mögliche deutschlandweite Bemessung.

	SRL+	MRL+	GRR+	SRL-	MRL-	GRR-
NRV-Bemessung in MW						
NRV	2160	2422	4582	2114	2265	4379
Einzelbemessung je Regelzone in MW						
Amprion	965	1133	2098	698	1317	2015
TenneT TSO	945	1581	2526	807	1325	2132
50 Hz Transmission	664	474	1138	467	1283	1750
EnBW TNG	581	462	1043	340	551	891
<i>SUMME</i>	<i>3155</i>	<i>3650</i>	<i>6805</i>	<i>2312</i>	<i>4476</i>	<i>6788</i>
Anteil an Summe der Einzelbemessungen in %						
Amprion	31	31	31	30	29	30
TenneT TSO	30	43	37	35	30	31
50 Hz Transmission	21	13	17	20	29	26
EnBW TNG	18	13	15	15	12	13
<i>SUMME</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>100</i>
Anteil an NRV-Bemessung in MW						
Amprion	661	752	1413	638	666	1300
TenneT TSO	647	1049	1701	738	670	1375
50 Hz Transmission	455	315	766	427	649	1129
EnBW TNG	398	307	702	311	279	575
<i>SUMME</i>	<i>2160</i>	<i>2422</i>	<i>4582</i>	<i>2114</i>	<i>2265</i>	<i>4379</i>

Tab. 3.4: Ergebnisse der Bemessung notwendiger Reservevorhaltung je Regelzone und Aufteilung der NRV-weiten Reservevorhaltung auf Regelzonen in MW

Uns vorgelegte Bemessungen der ÜNB mit der beschriebenen Parametrierung führen zu identischen Ergebnissen. Die von den ÜNB eingesetzten Bemessungsmethoden sind somit zur periodischen Aktualisierung des Reservebedarfs uneingeschränkt geeignet.

4 Empfehlungen

Vor dem Hintergrund der deutschlandweiten Einführung des NRV im Mai 2010, zwischenzeitlich erfolgter Veränderungen in der EEG-Bilanzkreisbewirtschaftung, von den ÜNB beobachteter neuer Einflussfaktoren auf den Reservebedarf und einer generell gegenüber der letzten Bemessung aus 2008 aktualisierten Datenbasis hat uns die Bundesnetzagentur mit einer Prüfung des Reservebedarfs unter den Bedingungen des NRV beauftragt.

Im Rahmen des vorliegenden Kurzgutachtens sind wir zu folgenden Ergebnissen und Empfehlungen gekommen:

- Die von uns bereits 2008 geforderte periodische Aktualisierung des Reservebedarfs aufgrund erneuter Auswertungen zu berücksichtigender Einflussfaktoren erweist sich als sinnvoll und notwendig. Wir empfehlen, diese zukünftig im Drei-Monats-Rhythmus durchzuführen, die ausgeschriebenen Reservemengen dementsprechend für jeweils drei Monate konstant zu halten.
- Der neu beobachtete Effekt hoher Sprünge im Regelleistungsbedarf jeweils zum Stundenwechsel insbesondere während steiler Lastrampen ist offensichtlich auf eine die gesetzlichen Vorgaben nicht vollständig umsetzende Bilanzkreissteuerung zurückzuführen. Mittel- bis langfristig sollte hier auf eine Verhaltensänderung der Bilanzkreisverantwortlichen hingewirkt werden. Kurzfristig ist jedoch eine erhöhte Vorhaltung insbesondere von Sekundärregelreserve zur Kompensation erforderlich. Eine entsprechende Modellierung wurde vorgeschlagen. Wir empfehlen darüber hinaus den pro-aktiven Einsatz von Minutenreserve zur Begrenzung anfallenden Sekundärregelreservebedarfs, auch wenn es dabei temporär und in begrenztem Umfang zu gegenläufiger Aktivierung von Sekundärregel- und Minutenreserve kommen sollte.
- Das mit Einführung des deutschlandweiten Netzregelverbands als Startwert empfohlene Defizitniveau von 0,00285% kann angehoben werden. Vor dem Hintergrund der mit benachbarten ausländischen Übertragungsnetzbetreibern existierenden Nothilfevereinbarungen erscheint ein Defizitniveau von 0,025% für eine deutschlandweite Bemessung angemessen. Zur Vermeidung sicherheitskritischer Knappheit bei Sekundärregelreserve ist die Aufteilung des Defizitniveaus auf Sekundärregel- und Gesamtreserve angemessen zu verschieben.

- Die aus verschiedenen Gründen notwendige Aufteilung der deutschlandweit vorgehaltenen Reserve auf die vier Regelzonen sollte proportional zum sich ergebenden Reservebedarf bei Einzelbemessung für diese Regelzonen sein.

Aachen, den 17.12.2010

Dr.-Ing. Christoph Maurer
Geschäftsführer

Literatur

[1] Consentec/Haubrich

Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs

Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (10.12.2008)