

**Wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung  
des Regel- und Reserveleistungsbedarfs  
in der Elektrizitätswirtschaft**

Oliver Brückl

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor-Ingenieurs

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Josef S. Kindersberger

Prüfer der Dissertation:

1. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner
2. Univ.-Prof. Dr. rer. pol. Wolfgang Pfaffenberger, i. R.  
(International University Bremen)

Die Dissertation wurde am 20.06.2006 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am 19.10.2006 angenommen.



*meinem Großvater*

*Ludwig Leisner*



## **Kurzfassung**

In der vorliegenden Arbeit wird ein neues wahrscheinlichkeitstheoretisches Verfahren zur Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätsversorgung vorgestellt. Dieses beruht auf einer nicht-chronologischen Nachbildung des Systemverhaltens. Das Verfahren unterscheidet sich von gängigen Modellen insbesondere darin, dass der Bedarfsbestimmung ein streng wahrscheinlichkeitstheoretischer Ansatz zugrundeliegt und auch Korrelationen zwischen windbedingten Leistungsdefiziten in den Wirkungsbereichen der verschiedenen Regel- und Reserveleistungsarten bei der Dimensionierung berücksichtigt werden. Neben der Ermittlung statistischer Kenngrößen zur Beschreibung der Leistungsungleichgewichte wird im Rahmen dieser Arbeit eine neue Definition der Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken vorgeschlagen. Darüber hinaus wird aufgezeigt, wie sich die Windprognosefehler mit Erschließung der Offshore-Windenergienutzung systematisch erhöhen.

## **Abstract**

This thesis presents a new probabilistic methodology for determination of short term reserve required in an electric power system. The methodology is based on a non-chronological simulation of system states. It differs from established models particularly with regard to using a strong probabilistic approach for determination of the required short term reserve and consideration of correlation between power deficits due to forecast errors of wind power feeding in the domain of the different control and reserve power. Besides the evaluation of statistical parameters for describing the power deficits, a new definition of the unavailability of power plants is proposed. In addition, it is shown how the forecast errors of wind power feeding will increase systematically by offshore wind power generation.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>V</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>XI</b>
<b>Symbolverzeichnis</b>	<b>XV</b>
<b>Danksagung</b>	<b>XXI</b>
<b>1 Einleitung und Zielsetzung</b>	<b>1</b>
<b>2 Grundsätzliches zur Regel- und Reserveleistung</b>	<b>3</b>
2.1 Bilanzausgleich.....	3
2.2 Regel- und Reserveleistungsarten.....	6
2.2.1 Physikalische Begriffsdefinitionen .....	6
2.2.2 Regel- und Reserveleistungen in der Elektrizitätswirtschaft .....	7
2.3 Ursachen für Reservebedarf .....	10
2.3.1 Kraftwerksausfälle.....	12
2.3.2 Prognosefehler und Schwankungen der Verbraucherlast.....	12
2.3.3 Prognosefehler und Schwankungen der Windstromeinspeisung.....	13
2.3.4 Fahrplansprünge .....	15
2.4 Windausgleich.....	16
<b>3 Wahrscheinlichkeitstheoretische Grundlagen und statistische Analysen</b>	<b>17</b>
3.1 Einleitung .....	17
3.2 Kraftwerke .....	19
3.2.1 Kraftwerksblock .....	20
3.2.2 Kraftwerkssystem.....	36

3.3	Verbraucherlast .....	38
3.3.1	Lastschwankungen.....	38
3.3.2	Lastprognosefehler.....	44
3.4	Windstromeinspeisung.....	46
3.4.1	Windschwankungen .....	46
3.4.2	Windprognosefehler .....	47
3.5	Fahrplansprünge.....	55
<b>4</b>	<b>Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs</b>	<b>57</b>
4.1	Begriffsdefinitionen und beschreibende Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit.....	57
4.2	Klassifizierung der Verfahren zur RL-Ermittlung.....	61
4.2.1	Deterministische Verfahren.....	61
4.2.2	Wahrscheinlichkeitstheoretische Verfahren .....	62
4.3	Heutiges Verfahren zur RL-Ermittlung in Deutschland.....	64
4.4	Neues Verfahren zur RL-Ermittlung als Monte-Carlo-Simulation .....	66
4.4.1	Simulation der Leistungsdefizite.....	68
4.4.2	Auswertung der Leistungsdefizite.....	70
4.5	Neues Verfahren als analytische Formulierung .....	78
<b>5</b>	<b>Untersuchungen zum Regel- und Reserveleistungsbedarf</b>	<b>85</b>
5.1	Einzelbetrachtungen .....	87
5.1.1	Kraftwerke.....	87
5.1.2	Last .....	90
5.1.3	Wind .....	91
5.2	Gemeinsame Betrachtungen .....	93
5.2.1	Kraftwerke und Last.....	93
5.2.2	Kraftwerke, Last und Wind.....	97
5.2.3	Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse.....	99
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>101</b>
<b>A</b>	<b>Herleitung der DRL1-Einsatzwahrscheinlichkeit</b>	<b>105</b>
<b>B</b>	<b>Ermittlung der Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken aus der VGB-Statistik</b>	<b>107</b>
<b>C</b>	<b>Zur Erläuterung der SRL-relevanten Leistungsdefizite</b>	<b>115</b>
<b>D</b>	<b>Abschätzung des windbedingten Anteils an den Netzlastschwankungen</b>	<b>117</b>

<b>E</b>	<b>Statistische Analyse und prognostische Synthese der Windprognosefehler</b>	<b>123</b>
E.1	Weitergehende statistische Analysen.....	123
E.2	Einsatzwahrscheinlichkeiten der RL-Arten.....	128
E.3	Modell zur prognostischen WPF-Synthese.....	140
E.4	Ergebnisse der prognostischen WPF-Synthese.....	143
<b>F</b>	<b>Veranschaulichung der impliziten Rückwärtspoolung</b>	<b>155</b>
<b>G</b>	<b>Monte-Carlo-Simulation</b>	<b>159</b>
G.1	Statistische Genauigkeit.....	159
G.2	Erzeugung von Zufallszahlen.....	162
G.3	Transformation von Zufallszahlen.....	163
<b>H</b>	<b>Randbedingungen der Untersuchungen zum Regel- und Reserveleistungsbedarf</b>	<b>169</b>
H.1	Kosten.....	169
H.2	Kraftwerke.....	172
H.3	Last.....	182
H.4	Windstromeinspeisung.....	183
	<b>Literatur- und Quellenverzeichnis</b>	<b>185</b>



# Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 2-1 a u. b.</b> Schematische Darstellung des Bilanzausgleichs (Arbeit) bei unterdeckter <b>(a)</b> und überdeckter <b>(b)</b> Regelzone .....	5
<b>Abbildung 2-2.</b> Definition von Regelband, Regelleistung und Regelreserve [9] .....	6
<b>Abbildung 2-3.</b> Prinzipielles Ablaufschema der Regelung und Einsatzreihenfolge der Regel- und Reserveleistungen .....	8
<b>Abbildung 2-4.</b> Ursachen für Reservebedarf und deren Zuordnung zu den verschiedenen Regel- und Reserveleistungsarten .....	11
<b>Abbildung 3-1.</b> Definition und Abkürzung der Regel- und Reserveleistungsarten .....	18
<b>Abbildung 3-2.</b> Grundmodell des Reserveeinsatzes; Zugriffszeiten und Einsatzdauern .....	19
<b>Abbildung 3-3.</b> Stochastisches Leistungsverhalten eines Kraftwerksblocks als zweistufiger Markov-Prozess .....	20
<b>Abbildung 3-4.</b> Zweistufiges determiniert-stochastisches Zustandsdiagramm eines Kraftwerksblocks .....	22
<b>Abbildung 3-5 a u. b.</b> Wahrscheinlichkeitsverteilung <b>(a)</b> und -dichte <b>(b)</b> der Aufschiebbarkeit störungsbedingter Blockabschaltungen .....	26
<b>Abbildung 3-6.</b> Zustandsdiagramm zur Ermittlung der Einsatzwahrscheinlichkeiten von SRL, MRL und DRL .....	27
<b>Abbildung 3-7.</b> Zustandsdiagramm zur Ermittlung der RL-Einsatzwahrscheinlichkeiten für Ausfälle von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken .....	30
<b>Abbildung 3-8 a u. b.</b> Wahrscheinlichkeitsverteilung <b>(a)</b> und -dichte <b>(b)</b> der Ausfalldauern nach einer störungsbedingten Blockabschaltung .....	31
<b>Abbildung 3-9 a – c.</b> Zusammenhang zwischen Ausfallwahrscheinlichkeitsdichte <b>(a)</b> , Ausfallwahrscheinlichkeitsverteilung <b>(b)</b> und kumulative Ausfallwahrscheinlichkeit <b>(c)</b> von Leistungsausfällen in einem Kraftwerkssystem .....	37

<b>Abbildung 3-10.</b> Netzlast in der E.ON-Regelzone am Vormittag des 8. April 2003 ...	39
<b>Abbildung 3-11 a u. b.</b> Häufigkeitsverteilung der Lastschwankungen mit einer Klasseneinteilung von 30 MW (0: -15 bis +15 MW, usw.) auf Basis von 15-sek-Spotwerten <b>(a)</b> und 1-min-Mittelwerten <b>(b)</b> sowie Nachbildung durch Normalverteilung .....	40
<b>Abbildung 3-12 a u. b.</b> Häufigkeitsverteilung der positiven Lastschwankungen mit einer Klasseneinteilung von 30 MW (15: 0 bis +30 MW, usw.) auf Basis von 15-sek-Spotwerten <b>(a)</b> und 1-min-Mittelwerten <b>(b)</b> sowie Nachbildung durch Normalverteilung bei spiegelsymmetrischer Darstellung .....	41
<b>Abbildung 3-13 a u. b.</b> Häufigkeitsverteilungen der negativen Lastschwankungen mit einer Klasseneinteilung von 30 MW (-15: -30 bis 0 MW, usw.) auf Basis von 15-sek-Spotwerten <b>(a)</b> und 1-min-Mittelwerten <b>(b)</b> sowie deren Nachbildung durch eine Normalverteilung bei spiegelsymmetrischer Darstellung, logarithmische Normalverteilung („+“) und zweifach logarithmische Normalverteilung („×“) .....	41
<b>Abbildung 3-14.</b> Standardabweichung der Lastschwankungen über dem Lastniveau in der E.ON-Regelzone vom 7. bis 13. April 2003 bei einer Klasseneinteilung der Last von 1 000 MW und 500 MW .....	43
<b>Abbildung 3-15.</b> Wahrscheinlichkeit der Windstromeinspeisung in Abhängigkeit der Windstromprognose in der E.ON-Regelzone von März 2001 bis Februar 2004 ....	48
<b>Abbildung 3-16.</b> Häufigkeitsverteilung der Windprognosefehler in der E.ON-Regelzone von März 2001 bis Februar 2004 sowie in Deutschland im Jahr 2005 .....	49
<b>Abbildung 3-17.</b> Häufigkeitsverteilung der Windprognosefehler in der E.ON-Regelzone an den kältesten 15 und 30 Tagen im Jahr, in den Wintermonaten Oktober bis März sowie im gesamten Zeitraum von März 2001 bis Februar 2004 .....	51
<b>Abbildung 3-18.</b> Differenzierung der Windprognosefehler zwischen Vorhersagefehler im zeitlichen Verlauf und in der Höhe der Windstromeinspeisung..	53
<b>Abbildung 3-19.</b> Schematische Darstellung des Einflusses des Zeitfehlers bei unterschiedlichen Einspeisecharakteristiken der Windstromeinspeisung mit geringeren <b>(a)</b> und höheren <b>(b)</b> Leistungsgradienten.....	54
<b>Abbildung 3-20.</b> Häufigkeitsverteilung der Änderungen der Austauschleistungen (Fahrplansprünge) der E.ON-Regelzone im Jahr 2003 mit einer Klasseneinteilung von 200 MW (0: -100 bis +100 MW).....	56
<b>Abbildung 4-1.</b> Zusammenhänge zwischen Versorgungszuverlässigkeit, Systemsicherheit und Versorgungssicherheit; eigene Darstellung nach [44,100].....	58
<b>Abbildung 4-2.</b> Untergliederung der Verfahren zur Ermittlung der vorzuhaltenden Regel- und Reserveleistung.....	61

<b>Abbildung 4-3.</b> Erläuterung des heutigen Verfahrens zur Bestimmung des RL-Bedarfs .....	66
<b>Abbildung 4-4.</b> Übersicht über das neue Verfahren zur Bestimmung des RL-Bedarfs .....	68
<b>Abbildung 4-5.</b> Simulation der Leistungsdefizite .....	68
<b>Abbildung 4-6.</b> Auswertung der Leistungsdefizite .....	70
<b>Abbildung 4-7.</b> Ermittlung der positiven und negativen RL-Vorhaltung auf Basis der Häufigkeitsverteilung der Leistungsdefizite .....	72
<b>Abbildung 4-8.</b> Ermittlung der positiven MRL-Vorhaltung auf Basis der vom ÜNB einzuhaltenden Defizitwahrscheinlichkeit.....	73
<b>Abbildung 4-9.</b> Ermittlung der gepoolten Wind- und Dauerreserveleistung.....	73
<b>Abbildung 4-10.</b> Abbau des MRL-Einsatzes durch maximale Vorwärtspoolung der SRL.....	75
<b>Abbildung 4-11.</b> Abbau von nicht deckbaren SRL-Defiziten durch Defizitkompensation.....	77
<b>Abbildung 4-12.</b> Häufigkeitsverteilung des SRL-Einsatzes bei Vorwärtspoolung.....	77
<b>Abbildung 4-13 a – d.</b> Häufigkeitsverteilung des SRL-Einsatzes ohne Vorwärts-poolung ( <b>a</b> ), Wahrscheinlichkeitsdichte der als positive MRL einsetzbaren SRL bei vollständig möglicher Vorwärtspoolung der SRL ( <b>b</b> ), deren achsensymmetrische Darstellungen für die Faltungsoperation mit den originären MRL-Defiziten bei vollständig möglicher Vorwärtspoolung der SRL ( <b>c</b> ) sowie bei eingeschränkter Vorwärtspoolung der SRL ( <b>d</b> ).....	80
<b>Abbildung 4-14 a u. b.</b> Ermittlung der Häufigkeitsverteilung der für die MRL-Dimensionierung relevanten positiven ( <b>a</b> ) und negativen ( <b>b</b> ) MRL-Defizite unter Berücksichtigung der Vorwärtspoolung der SRL .....	81
<b>Abbildung 4-15.</b> Häufigkeitsverteilung der kraftwerksbedingten MRL-Defizite in Abhängigkeit von den kraftwerksbedingten SRL-Defiziten.....	84
<b>Abbildung 5-1.</b> Kraftwerksbedingter RL-Bedarf der vier ÜNB und Kosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die heutige Versorgungsstruktur ...	87
<b>Abbildung 5-2.</b> Kraftwerksbedingter RL-Bedarf der vier ÜNB sowie Kosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die Versorgungsstruktur im Jahr 2020 mit 12 % Windstromanteil.....	89
<b>Abbildung 5-3.</b> Lastbedingter RL-Bedarf der vier ÜNB und Kosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die heutige Versorgungsstruktur ...	90
<b>Abbildung 5-4.</b> Gesamter windbedingter RL-Bedarf aller ÜNB und Kosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die heutige Versorgungsstruktur ...	92

<b>Abbildung 5-5.</b> Kraftwerks- und lastbedingter Regelleistungsbedarf der vier ÜNB und Kosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die heutige Versorgungsstruktur .....	94
<b>Abbildung 5-6.</b> Kraftwerks- und lastbedingter Regelleistungsbedarf der vier ÜNB und Kosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die künftige Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 12 % .....	95
<b>Abbildung 5-7.</b> Deutschlandweite Gesamtdefizitwahrscheinlichkeit aller ÜNB in Abhängigkeit von der Höhe der regelzoneninternen Gesamtdefizitwahrscheinlichkeit der ÜNB für die heutige und künftigen Versorgungsstrukturen.....	98
<b>Abbildung 5-8.</b> Regelleistungsbedarf aller ÜNB in Abhängigkeit vom Windstromanteil .....	100
<b>Abbildung C-1.</b> Darstellung der Netzlastschwankungen als Leistungsabweichungen vom $\frac{1}{4}$ -h-Mittelwert der Last und von der momentanen Erzeugungsleistung.....	115
<b>Abbildung D-1.</b> Zusammenhang zwischen Schwankungen, Gradient und Sprünge der Leistungseinspeisung aus Windenergieanlagen.....	118
<b>Abbildung D-2 a u. b.</b> Häufigkeitsverteilungen der 1-min-Leistungssprünge <b>(a)</b> und 1-min-Leistungsschwankungen <b>(b)</b> der Windleistungsabgabe des Windparks Lake Benton II; in normierter Form; Quelle: [139-141] und eigene Abschätzung .....	119
<b>Abbildung D-3 a u. b.</b> Häufigkeitsverteilungen der 1-min-Windschwankungen zum Zeitpunkt der Aufzeichnungen der Netzlastschwankungen <b>(a)</b> und bei Vervierfachung der Windkonverterleistung <b>(b)</b> in absoluter Darstellung.....	121
<b>Abbildung E-1.</b> Gesamte und jährliche Häufigkeitsverteilungen der Windprognosefehler in der E.ON-Regelzone von März 2001 bis Februar 2004.....	124
<b>Abbildung E-2.</b> Häufigkeitsverteilung der $\frac{1}{4}$ -h-Windprognosefehlergradienten in der E.ON-Regelzone von März 2001 bis Februar 2004 sowie in Deutschland im Jahr 2005 .....	125
<b>Abbildung E-3.</b> Häufigkeitsverteilung der Zeitdauern bis zu einem Vorzeichenwechsel der Windprognosefehler in der E.ON-Regelzone von März 2001 bis Februar 2004.....	126
<b>Abbildung E-4.</b> Kumulierter Zeitanteil der Zeitdauern bis zu einem Vorzeichenwechsel der Windprognosefehler in der E.ON-Regelzone von März 2001 bis Februar 2004 .....	126
<b>Abbildung E-5.</b> Häufigkeitsverteilung der Windprognosefehler in der E.ON-Regelzone von März 2001 bis Februar 2004 sowie in Deutschland im Jahr 2005 und deren Nachbildung durch eine Normalverteilung, logarithmische Normalverteilung und zweifach logarithmische Normalverteilung .....	127
<b>Abbildung E-6.</b> RL-Einsatz für die WRL-Definition I mit einer Zugriffszeit von 1 h und Güteklasse A der Einschätzung der kurzfristigen Prognosefehlerentwicklung .....	129

<b>Abbildung E-7.</b> Wahrscheinlichkeit eines positiven MRL-Einsatzes in Abhängigkeit der eingesetzten WRL für die WRL-Definition I mit einer Zugriffszeit von 1 h und 5 h auf Basis der WPF-Aufzeichnungen in der E.ON-Regelzone.....	131
<b>Abbildung E-8.</b> Mittelwert der zweifach logarithmierten Werte des positiven MRL-Einsatzes in Abhängigkeit der eingesetzten WRL für die WRL-Definition I mit einer Zugriffszeit von 1 h und 5 h auf Basis der WPF-Aufzeichnungen in der E.ON-Regelzone .....	132
<b>Abbildung E-9.</b> Standardabweichung der zweifach logarithmierten Werte des positiven MRL-Einsatzes in Abhängigkeit der eingesetzten WRL für die WRL-Definition I mit einer Zugriffszeit von 1 h und 5 h auf Basis der WPF-Aufzeichnungen in der E.ON-Regelzone .....	132
<b>Abbildung E-10.</b> Häufigkeitsverteilung des SRL-Einsatzes für die WRL-Definition I und Güteklasse A der Einschätzung der kurzfristigen Prognosefehlerentwicklung mit einer Klasseneinteilung von 0,02 (0,04: 0,03 bis 0,05, usw.) .....	133
<b>Abbildung E-11.</b> RL-Einsatz für die WRL-Definition I mit einer Zugriffszeit von 1 h und Güteklasse B der Einschätzung der kurzfristigen Prognosefehlerentwicklung.....	134
<b>Abbildung E-12.</b> Häufigkeitsverteilung des SRL-Einsatzes für die WRL-Definition I und Güteklasse B der Einschätzung der kurzfristigen Prognosefehlerentwicklung mit einer Klasseneinteilung von 0,02 (0,04: 0,03 bis 0,05, usw.) .....	135
<b>Abbildung E-13.</b> RL-Einsatz für die WRL-Definition I mit einer Zugriffszeit von 1 h und Güteklasse C der Einschätzung der kurzfristigen Prognosefehlerentwicklung.....	135
<b>Abbildung E-14.</b> RL-Einsatz für die WRL-Definition II mit einer Zugriffszeit von 1 h und Güteklasse A der Einschätzung der kurzfristigen Prognosefehlerentwicklung.....	136
<b>Abbildung E-15.</b> RL-Einsatz für die WRL-Definition II mit einer Zugriffszeit von 1 h und Güteklasse B der Einschätzung der kurzfristigen Prognosefehlerentwicklung.....	137
<b>Abbildung E-16.</b> RL-Einsatz für die WRL-Definition II mit einer Zugriffszeit von 1 h und Güteklasse C der Einschätzung der kurzfristigen Prognosefehlerentwicklung.....	137
<b>Abbildung E-17.</b> Wahrscheinlichkeit eines negativen WRL-Einsatzes für die WRL-Definition II in Abhängigkeit von der Zugriffszeit zur WRL auf Basis der WPF-Aufzeichnungen in der E.ON-Regelzone .....	138
<b>Abbildung E-18.</b> Mittelwert der zweifach logarithmierten Werte des WRL-Einsatzes für die WRL-Definition II in Abhängigkeit von der Zugriffszeit zur WRL auf Basis der WPF-Aufzeichnungen in der E.ON-Regelzone .....	139

<b>Abbildung E-19.</b> Standardabweichung der zweifach logarithmierten Werte des WRL-Einsatzes für die WRL-Definition II in Abhängigkeit von der Zugriffszeit zur WRL auf Basis der WPF-Aufzeichnungen in der E.ON-Regelzone.....	139
<b>Abbildung E-20.</b> Modellierung der Windstromeinspeisung für verschiedene WEA-Systeme auf Basis der meteorologischen Daten des ERA-15-Projekts.....	141
<b>Abbildung E-21.</b> Modell der statistischen Analyse der Windprognosefehler zur Ermittlung der Kenngrößen für die zugrundeliegenden Zeit- und Höhenfehler .....	142
<b>Abbildung E-22.</b> Modellierung der möglichen Windstromprognose für beliebige Charakteristiken der WEA-Einspeisung.....	143
<b>Abbildung E-23.</b> Verteilung der WEA-Leistung im März 2006 in Deutschland .....	144
<b>Abbildung E-24.</b> Verteilung der WEA-Leistung im 12%-Szenario im Jahr 2020 in Deutschland und unterstellte Nabenhöhen für Neu- und Repowering-Anlagen.....	145
<b>Abbildung E-25.</b> Verteilung der WEA-Leistung im 20%-Szenario im Jahr 2020 in Deutschland und unterstellte Nabenhöhen für Neu- und Repowering-Anlagen.....	146
<b>Abbildung E-26.</b> Potenzielle Ausnutzungsdauern der untersuchten WEA-Systeme auf Basis der Windverhältnisse der Jahre 1980 bis 1993.....	147
<b>Abbildung E-27.</b> Häufigkeitsverteilung des $\frac{1}{4}$ -h-Gradienten der modellierten Windstromeinspeisung im Vergleich zu den Aufzeichnungen in Deutschland im Jahr 2005 .....	148
<b>Abbildung E-28.</b> Häufigkeitsverteilung der Zeitfehler der deutschlandweiten Windstromprognose auf Basis der Aufzeichnungen im Jahr 2005.....	149
<b>Abbildung E-29.</b> Häufigkeitsverteilung der Höhenfehler der deutschlandweiten Windstromprognose auf Basis der Aufzeichnungen im Jahr 2005.....	150
<b>Abbildung E-30.</b> Vergleich der synthetisierten Windprognosefehler mit den Aufzeichnungen in Deutschland im Jahr 2005 .....	151
<b>Abbildung E-31.</b> Häufigkeitsverteilung der synthetisierten Windprognosefehler mit Reduktion der Zeit- und Höhenfehler um jeweils 25 % bei den für das Jahr 2020 unterstellten WEA-Systemen gegenüber dem WEA-System 2006.....	152
<b>Abbildung F-1.</b> Ausfallszenario der drei Kraftwerke A, B und C .....	155
<b>Abbildung F-2.</b> SRL-, MRL- und GMRL-Defizite für das Ausfallszenario der drei Kraftwerke A, B und C .....	156
<b>Abbildung F-3.</b> Verbleibende SRL- und MRL-Defizite für das Ausfallszenario der drei Kraftwerke A, B und C ohne Vorwärtspoolung der SRL.....	157
<b>Abbildung F-4.</b> Verbleibende SRL- und MRL-Defizite für das Ausfallszenario der drei Kraftwerke A, B und C mit Vorwärtspoolung der SRL.....	157

# Tabellenverzeichnis

<b>Tabelle 2-1.</b> Regel- und Reserveleistungen in der Elektrizitätswirtschaft .....	7
<b>Tabelle 3-1.</b> Anforderungen an die Anfahrzeiten von konventionellen Dampfkraftwerken und Leichtwasserreaktoren [54] .....	32
<b>Tabelle 3-2.</b> Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken; eigene Berechnungen auf Basis von [51,54].....	33
<b>Tabelle 3-3.</b> Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken nach Wüst [55] .....	34
<b>Tabelle 3-4.</b> Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken nach Roggenbau [56] .....	34
<b>Tabelle 3-5.</b> Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken nach Billinton und Li [44] .....	35
<b>Tabelle 5-1.</b> Gesamter kraftwerksbedingter RL- und RE-Bedarf aller ÜNB sowie Gesamtkosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die heutige und die künftigen Versorgungsstrukturen bei kostenoptimaler RL-Aufteilung .....	89
<b>Tabelle 5-2.</b> Gesamter lastbedingter RL- und RE-Bedarf aller ÜNB sowie Gesamtkosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die heutige und die künftigen Versorgungsstrukturen bei kostenoptimaler RL-Aufteilung .....	91
<b>Tabelle 5-3.</b> Gesamter windbedingter RL- und RE-Bedarf aller ÜNB sowie Gesamtkosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die heutige und die künftigen Versorgungsstrukturen bei nahezu kostenoptimaler RL-Aufteilung .....	93
<b>Tabelle 5-4.</b> Gesamter kraftwerks- und lastbedingter RL- und RE-Bedarf aller ÜNB sowie Gesamtkosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die heutige und die künftigen Versorgungsstrukturen bei kostenoptimaler RL-Aufteilung .....	96

<b>Tabelle 5-5.</b> Gesamter kraftwerks-, last- und windbedingter RL- und RE-Bedarf aller ÜNB sowie Gesamtkosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die heutige und die künftigen Versorgungsstrukturen bei kostenoptimaler RL-Aufteilung.....	99
<b>Tabelle B-1.</b> Dringlichkeiten störungsbedingter Blockabschaltungen auf Basis der VGB-Statistik [51] ohne/mit Berücksichtigung der Kategorie C.....	109
<b>Tabelle B-2.</b> Dringlichkeiten störungsbedingter Abschaltungen von fossilen Kraftwerksblöcken auf Basis der VGB-Statistik [51] ohne/mit Berücksichtigung der Kategorie C .....	110
<b>Tabelle B-3.</b> Mittlere Betriebs- und Instandsetzungsdauern von Kraftwerkstechnologien auf Basis der VGB-Statistik [51] ohne/mit Berücksichtigung der Kategorie C .....	111
<b>Tabelle B-4.</b> Mittlere Betriebs- und Instandsetzungsdauern von fossil befeuerten Kraftwerken auf Basis der VGB-Statistik [51] ohne/mit Berücksichtigung der Kategorie C .....	111
<b>Tabelle B-5.</b> Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken auf Basis der VGB-Statistik [51] für die Zeiträume von 1988 bis 1992 und 1993 bis 1997 mit Berücksichtigung der Kategorie C .....	112
<b>Tabelle B-6.</b> Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken auf Basis der VGB-Statistik [51] für die Zeiträume von 1988 bis 1992 und 1993 bis 1997 ohne Berücksichtigung der Kategorie C .....	112
<b>Tabelle B-7.</b> Nichtverlässlichkeiten von Kraftwerken auf Basis der VGB-Statistik [51] für die Zeiträume von 1988 bis 1992, 1993 bis 1997 und 1988 bis 1997 ohne und mit Berücksichtigung der virtuellen Anfahrzeiten.....	113
<b>Tabelle E-1.</b> Maximalwerte und Zeitanteile der positiven und negativen Windprognosefehler in der E.ON-Regelzone von März 2001 bis Februar 2004 und in Deutschland im Jahr 2005 .....	124
<b>Tabelle E-2.</b> Korrelationskoeffizient zur Beschreibung der statistischen Abhängigkeit des MRL- und WRL-Einsatzes für die WRL-Definition I auf Basis der WPF-Aufzeichnungen der E.ON-Regelzone.....	130
<b>Tabelle E-3.</b> Korrelationskoeffizient zur Beschreibung der statistischen Abhängigkeit des SRL- und MRL-Einsatzes auf Basis der Güteklasse A für die WPF-Aufzeichnungen der E.ON-Regelzone .....	133
<b>Tabelle E-4.</b> Kenngrößen der synthetisierten Windprognosefehler für das WEA-System 2006 und die beiden für das Jahr 2020 unterstellten WEA-Systeme mit einer Verringerung der Zeit- und Höhenfehler um jeweils um 25 % gegenüber dem WEA-System 2006.....	153

<b>Tabelle H-1.</b> Leistungs- und arbeitsbezogene Preise für die verschiedenen RL-Arten.....	170
<b>Tabelle H-2.</b> Leistungs- und arbeitsbezogene Kosten von Kraftwerken; eigene Berechnungen auf Basis von [72,146,147] .....	171
<b>Tabelle H-3.</b> Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken .....	172
<b>Tabelle H-4.</b> Kraftwerksleistung im Verantwortungsbereich der einzelnen Regelzonen für die Betrachtung der heutigen Versorgungsstruktur .....	174
<b>Tabelle H-5.</b> Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-A für die Betrachtung der heutigen Versorgungsstruktur .....	174
<b>Tabelle H-6.</b> Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-B für die Betrachtung der heutigen Versorgungsstruktur .....	175
<b>Tabelle H-7.</b> Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-C für die Betrachtung der heutigen Versorgungsstruktur .....	176
<b>Tabelle H-8.</b> Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-D für die Betrachtung der heutigen Versorgungsstruktur .....	176
<b>Tabelle H-9.</b> Kraftwerksleistung im Verantwortungsbereich der einzelnen Regelzonen für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 12 %.....	177
<b>Tabelle H-10.</b> Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-A für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 12 % .....	177
<b>Tabelle H-11.</b> Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-B für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 12 % .....	178
<b>Tabelle H-12.</b> Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-C für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 12 % .....	178
<b>Tabelle H-13.</b> Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-D für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 12 % .....	179
<b>Tabelle H-14.</b> Kraftwerksleistung im Verantwortungsbereich der einzelnen Regelzonen für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 20 %.....	179
<b>Tabelle H-15.</b> Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-A für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 20 % .....	180

<b>Tabelle H-16.</b> Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-B für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 20 %.....	180
<b>Tabelle H-17.</b> Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-C für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 20 %.....	181
<b>Tabelle H-18.</b> Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-D für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 20 %.....	181
<b>Tabelle H-19.</b> Kenngrößen für die Nachbildung der Lastschwankungen auf Basis einer Normalverteilung bei spiegelsymmetrischer Darstellung in den vier Regelzonen für die Betrachtung der heutigen und künftigen Versorgungsstruktur ..	182
<b>Tabelle H-20.</b> Kenngrößen für die Nachbildung der Lastprognosefehler auf Basis einer Normalverteilung in den vier Regelzonen für die Betrachtung der heutigen Versorgungsstruktur .....	182
<b>Tabelle H-21.</b> Kenngrößen für die Nachbildung der Lastprognosefehler auf Basis einer Normalverteilung in den vier Regelzonen für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstrukturen mit einem Windstromanteil von 12 und 20 % .....	183
<b>Tabelle H-22.</b> Kenngrößen für die Nachbildung der Windprognosefehler auf Basis der deutschlandweiten Aufzeichnungen des Jahres 2005 .....	184
<b>Tabelle H-23.</b> Online-Anteil der vier Regelzonen zur Ausregelung der Windprognosefehler für das heutige und die beiden künftigen Versorgungssysteme des Jahres 2020.....	184

# Symbolverzeichnis

## Abkürzungen

ANV	Außerplananteil der Nichtverfügbarkeit
ARE	Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen – ARE – e. V.
BDI	Bundesverband der deutschen Industrie e. V. – BDI
BHKW	Blockheizkraftwerk
BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut
DK	Defizitkompensation
DRL	Dauerreserveleistung
DRL1	Dauerreserveleistung im Zeitbereich der Kraftwerkseinsatzplanung
DRL2	Dauerreserveleistung in der Zeit nach der Kraftwerkseinsatzplanung
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EENS	expected energy not supplied
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERIS	Equipment Reliability Information System
EUE	expected unserved energy
EZMW	Europäisches Zentrum für Mittelfristige Wettervorhersage
F&D	Frequenz und Dauer (frequency and duration)
FPS	Fahrplansprünge
FOR	forced outage rate
GDW	Gesamtdefizitwahrscheinlichkeit

GMRL	Gesamtminutenregelleistung
GRL	Gesamtregelleistung
GT	Gasturbine
HD	Hochdruck
HL	hierarchical level
KEP	Kraftwerkseinsatzplan
KWA	Kraftwerksausfall
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LFB	Lastfolgebetrieb
LOEE	loss of energy expectation
LOLD	loss of load duration
LOLE	loss of load expectation
LOLF	loss of load frequency
LOLP	loss of load probability
LPF	Lastprognosefehler
LS	Lastschwankungen
LZRL	Langzeitreserveleistung
MRL	Minutenreserveleistung
MT	Mersenne Twister
ND	Niederdruck
NERC	North American Electric Reliability Council
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PRL	Primärregelleistung
RE	Regel- und Reserveenergie
RL	Regel- und Reserveleistung
RZ	Regelzone
SRL	Sekundärregelleistung
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB	(systemverantwortlicher) Übertragungsnetzbetreiber
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW – e. V.
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e. V.
VDN	Verband der Netzbetreiber – VDN – e. V. beim VDEW
VGB	VGB PowerTech e. V. (ehemals: Technische Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber e. V.)
VIK	VIK Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.

VKU	Verband kommunaler Unternehmen – VKU – e. V.
WDRL	(gepoolte) Wind-/Dauerreserveleistung
WEA	Windenergieanlage
WfE	Windfeldmodell des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München (IfE)
WMEP	wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm
WPF	Windprognosefehler
WRL	Windreserveleistung
WSE	Windstromeinspeisung
WSP	Windstromprognose

### Lateinische Symbole

$D$	Dringlichkeit/Aufschiebbarkeit
$D_0$	Dringlichkeit einer störungsbedingten Sofortabschaltung
$D_{12}$	Dringlichkeit einer störungsbedingten Abschaltung innerhalb von 12 h
$k$	Vertrauenszahl
$NV$	Nichtverlässlichkeit
$p$	Leistung in normierter Darstellung
$P$	Leistung in absoluter Darstellung
$Pr$	Wahrscheinlichkeit
$q$	Wahrscheinlichkeitsdichte
$Q$	Wahrscheinlichkeitsverteilung
$r$	Korrelationskoeffizient
$S$	Zustand
$t$	Zeit(punkt)
$T$	Zeit(dauer)
$V$	Verlässlichkeit
$x$	stellvertretende Größe $x$ – Zufallszahl
$x$	stellvertretende Größe $x$
$y$	stellvertretende Größe $y$ – Zufallszahl
$z$	Prozent-Perzentil der Standardnormalverteilung – stellvertretende Größe $z$ – Zufallszahl

## Griechische Symbole

$\delta$	Abschaltrate – Dirac-Impuls
$\varepsilon$	Fehler
$\iota$	Instandsetzungsrate
$\lambda$	Ausfallrate
$\mu$	Inbetriebsetzungsrate
$\pi$	Leistung – Kreiszahl
$\sigma$	Standardabweichung
$\tau$	Zeit
$\xi$	stellvertretende Größe $\xi$ – Zufallszahl

## Indizes unten

a	abhängig
abs	absolut
A	Ausfall
AW	(kumulierte) Ausfallwahrscheinlichkeit
B	Betrieb
B1	ungestörter Betrieb
B2	gestörter Betrieb
Bez	Bezug
B1	Block
D	Dringlichkeit/Aufschiebbarkeit/disponible Abschaltung – Defizit
dim	dimensionierungsrelevant
DRL	Dauerreserveleistung
DRL1	Dauerreserveleistung im Zeitbereich der Kraftwerkseinsatzplanung
E	Einsatz
el	elektrisch
fr	frei
FPS	Fahrplansprünge
ges	gesamt
GDW	Gesamtdefizitwahrscheinlichkeit
GMRL	Gesamtminutenregelleistung
GRL	Gesamtregelleistung
Hu	unterer Heizwert
<i>i</i>	Laufvariable

I	Instandsetzung
$j$	Laufvariable
k	Vertrauenszahl
KWA	Kraftwerksausfall
L	Last
LD	Leistungsdefizit
LFB	Lastfolgebetrieb
LPF	Lastprognosefehler
LS	Lastschwankungen
m	Laufvariable
max	Maximalwert
MM	Minimal- und Maximalwert
mod	modellierte Daten
MRL	Minutenreserveleistung
n	nachher
nd	nicht deckbar
N	Nennwert
P	Leistung
r	real
real	reale Daten (Aufzeichnungen)
rel	relativ
R	Reserve/Bereitschaft
<i>RL</i>	Regel- und Reserveleistungsart
SRL	Sekundärregelleistung
S	Start-/Anfahrvorgang
u	unabhängig
Ü	Überschuss
v	virtuell – vorher
VP	Vorwärtspoolung
W	Wartung – Energie/Arbeit
WRL	Windreserveleistung
Z	Zugriff

**Indizes oben**

c	komplementär
k	konstant
LD,MRL	bezogen auf/aufgetragen über MRL-Defizite
LD,MRL,dim	bezogen auf/aufgetragen über dimensionierungsrelevante MRL-Defizite

**Mathematische Symbole**

d	Differentialoperator
e	Eulersche Zahl/Exponentialfunktion
$E(x)$	Erwartungswert der Größe x
lim	Limes (Grenzwert)
ln	natürlicher Logarithmus
$\hat{x}$	Schätzwert der Größe x
$\bar{x}$	Mittelwert der Größe x
$\delta(x)$	Dirac-Impulsfunktion
$\Delta$	Differenz
$\varepsilon(x)$	Sprungfunktion

# Danksagung

Nach viereinhalb Jahren, in denen ich als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München tätig sein durfte, ist es nun soweit, zurückzublicken und Danke zu sagen. In all den Jahren bin ich so vielen Menschen begegnet, die mir ihr Wissen und ihre Unterstützung zu Teil werden ließen, dass es mir unmöglich erscheint, alle hier namentlich zu erwähnen. All jene sowie die Vergessenen mögen mir dies nachsehen.

Herzlich bedanken möchte ich mich beim Leiter des Lehrstuhls, Herrn Professor Dr.-Ing. Ulrich Wagner, für seine andauernde Unterstützung sowie die nicht selbstverständliche Freiheit, die ich bei der Arbeit genießen durfte. Vor allen Dingen muss ich mich auch für seine unermüdliche Geduld bedanken, die er meiner doch schwer zu unterdrückenden Neigung, das gesamte Gedankengut am besten in eine einzige und folglich in eine für andere eher rätselhaft anmutende und von daher als Monstersatz zu bezeichnende Aneinanderreihung von Worten zu fassen, stets entgegenbrachte.

Mein Dank gebührt auch Herrn Professor Dr. Wolfgang Pfaffenberger für die Übernahme des Korreferats sowie Herrn Professor Dr.-Ing. Josef Kindersberger für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes.

Ein herzliches Vergelt's Gott darf ich auch dem ehemaligen akademischen Direktor des Lehrstuhls, Herrn Dr.-Ing. Bernd Geiger, aussprechen. Er symbolisierte die innere Seele unseres Instituts. Seine stete Unterstützung und erfrischenden wie auch anregenden Diskussionsbeiträge werden mir in Erinnerung bleiben.

Ebenso danken darf ich Herrn Dr.-Ing. Peter Tzscheutschler, Nachfolger von Herrn Dr.-Ing. Bernd Geiger. Ich habe ihn als Ruhepol des Lehrstuhls kennen lernen dürfen.

Nicht vergessen will ich alle Lehrstuhlangehörige, Diplomanden und wissenschaftliche Hilfskräfte, die stets engagiert in direkter oder indirekter Weise zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben. Hervorheben möchte ich hier insbesondere die Herren Robert Eckl, Hans Roth, Helmut Mühlbacher, Andreas Held und Philipp Kuhn für die sachlich-fachlichen Vertiefungsgespräche sowie die Diskussionen über die wirklich wichtigen Dinge im Leben.

Zu besonderen Dank bin ich auch Herrn Dr. techn. Jürgen Neubarth sowie Herrn Dr.-Ing. Hanns Bouillon verpflichtet. Sie waren nicht nur Ansprechpartner auf Seiten der E.ON Netz GmbH, die durch einen Studienauftrag in den Jahren 2003 bis 2005 den Grundstein für diese Arbeit geschaffen hat, sondern vielmehr verständnisvolle und aufgeschlossene Gesprächspartner ohne deren wertvolle Ratschläge und kritische Hinweise diese Arbeit nicht entstanden wäre.

Ganz herzlich möchte ich mich bei meiner Familie bedanken, die mir durch ihr Vertrauen, ihre Unterstützung und ihre Liebe mein unbeschwertes Leben ermöglichen. Ein besonders herzliches Dankeschön gilt meiner Freundin Claudia, mit der ich während meiner Arbeit all meine Sorgen und Nöte, aber ebenso meine Freude teilen konnte. Außerdem gilt mein Dank meinen Freunden, die mich ein auf das andere Mal aus meiner oftmals tätigkeitsbedingten Lethargie zu befreien vermochten.

Zu guter Letzt habe ich noch die Ehre, auch die Zwischenstaatliche Kommission für deutsche Rechtschreibung in meine Danksagung mit einschließen zu dürfen. Denn durch die von ihr festgelegte Übergangsfrist zwischen alter und neuer Rechtschreibung sowie den zahlreichen und wieder in Richtung alter Rechtschreibung gehenden Reformen sah ich mich nicht wirklich gezwungen, mich durchgängig auf den alten oder neuen Schreibstil zu beschränken. So wird auch aus dieser Sicht mit der vorliegenden Arbeit ein neuer Aspekt hervorgebracht. Sollten an der einen oder anderen Stelle Probleme mit dem Satzverständnis auftauchen, so bitte ich um Nachsicht. Dies mag auch am Transfer der mit bayerischer Syntax und Semantik gedachten Zusammenhänge ins Hochdeutsche liegen.

*Vertraue der Mathematik!*

*Wenn Du sicher bist, dass die Rechnung richtig ist,  
dann akzeptiere das Ergebnis und versuche zu verstehen, was es bedeutet.*

*(Simon White)*

# Kapitel 1

## Einleitung und Zielsetzung

In der Bundesrepublik Deutschland fordert das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [1] „eine möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Gas im Interesse der Allgemeinheit“ (§1). Zentrales Merkmal einer sicheren Versorgung ist hierbei die Versorgungszuverlässigkeit. Daraus ergibt sich als eine wesentliche Aufgabe der systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber die Sicherstellung eines permanenten Gleichgewichts zwischen ein- und ausgespeister elektrischer Energie – unter Berücksichtigung planmäßiger Ex- und Importe aus benachbarten Regelzonen – innerhalb der jeweiligen Regelzone. Infolge von determinierten sowie stochastischen Ereignissen muss zur Gewährleistung der Systemicherheit genügend Regel- und Reserveleistung vorgehalten werden. Dabei ist die Forderung „genügend“ differenziert zu betrachten. Zum einen sollte die Regel- und Reserveleistung mit Blick auf die Zuverlässigkeit „so groß wie nötig“ sein, zum anderen „so klein wie möglich“, um die damit verbundenen Kosten gering und somit die Versorgung preisgünstig zu halten.

Auch wenn nach [2,3] erste Überlegungen zur wahrscheinlichkeitstheoretischen Beschreibung der Zuverlässigkeit von Elektrizitätsversorgungssystemen bereits in den 20er und 30er Jahren des vorherigen Jahrhunderts angestellt und veröffentlicht worden sind, wurden bis vor nicht allzu langer Zeit und vereinzelt sogar noch bis heute deterministische Methoden zur Bestimmung der Leistungsvorhaltung angewendet. Während in früheren Zeiten beispielsweise die Vorhaltung an Minutenreserve sich an der Leistung des größten Kraftwerksblocks plus eventuell einem weiteren Anteil orientierte, setzt sich heute immer mehr die Dimensionierung der Leistungsvorhaltung auf Basis wahrscheinlichkeitstheoretischer Überlegungen durch. In Deutschland greifen dazu die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber sowie viele Studien und Arbeiten, die sich mit der Ermittlung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs beschäftigen, auf ein Verfahren zurück, welches in seinen Grundzügen bereits in den 1970er Jahren von Kochs [4] und Edwin et al. [5] vorgestellt wurde. Waren vormals nur Kraftwerksausfälle und die Last als einzig relevante Einflussgrößen zu berücksich-

tigen, sind mit zunehmender Windstromeinspeisung und anwachsenden regelzonenübergreifenden Stromtransiten weitere nicht mehr zu vernachlässigende Dimensionierungsfaktoren entstanden. Diese dynamische Entwicklung der systemtechnischen Anforderungen an die Übertragungsnetzbetreiber erfordert dabei eine ständige Weiterentwicklung der entsprechenden Dimensionierungsverfahren.

Ziel dieser Arbeit ist es, nach Darlegung der wahrscheinlichkeitstheoretischen Grundlagen eine sich streng darauf gründende Methode zur Ermittlung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs bei Langzeitbetrachtung eines Elektrizitätsversorgungssystems zu entwickeln und zu verwirklichen. Unter Langzeitbetrachtung ist in diesem Sinne ein Zeitbereich von mehreren Tagen bis zu Jahren zu verstehen, in dem die Zeitabhängigkeit von Wahrscheinlichkeiten nicht mehr zum Tragen kommt. Als Bedarfparameter werden Kraftwerksausfälle, die Last, die Windstromeinspeisung und der regelzonenübergreifende Stromaustausch berücksichtigt. Mit Blick auf die Windausregelung werden auch mögliche Korrelationen zwischen den verschiedenen Arten von Regel- und Reserveleistungen in der Dimensionierung beachtet. Unter Vorgabe von einzuhaltenden Zuverlässigkeitsgrenzen lässt sich dann die in einer Regelzone oder von einem Bilanzkreis vorzuhaltende Regel- und Reserveleistung ermitteln sowie die zu erwartende Regel- und Reserveenergie und die insgesamt damit verbundenen Kosten abschätzen. Das dazu entwickelte Verfahren wird im Sinne einer allgemeingültigen Formulierung und zum besseren Verständnis als Monte-Carlo-Simulation beschrieben. Für den grundsätzlichen Ansatz des Verfahrens wird zusätzlich auch die analytische Beschreibung hergeleitet. Neben dem wahrscheinlichkeitstheoretischen Modell sollen auch Angaben über die kraftwerks-, last- und windbedingten Leistungsausfälle bzw. -abweichungen mit Hilfe statistischer Analysen in Erfahrung gebracht werden, die als Eingangsparameter des zu entwickelnden Modells dienen.

## Kapitel 2

# Grundsätzliches zur Regel- und Reserveleistung

In der elektrischen Energieversorgung muss prinzipiell zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewicht zwischen abgenommener und erzeugter Leistung herrschen, um den Frequenzsollwert einzuhalten und damit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Infolge von Kraftwerksausfällen sowie Prognosefehlern und stochastischen Schwankungen der Last wie auch dezentraler Einspeiseleistungen (Wind, Fotovoltaik, BHKW) ist es nicht möglich, von vornherein einen exakten Betriebsablauf zu planen. Aus diesem Grunde muss Regel- und Reserveleistung vorgehalten werden.

In diesem Kapitel werden ausgehend von der prinzipiellen Darstellung des Bilanzausgleichs zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung die dafür eingesetzten Regel- und Reserveleistungsarten beschrieben. Abschließend wird auf die Ursachen für die Leistungsungleichgewichte und den Windausgleich eingegangen.

### 2.1 Bilanzausgleich

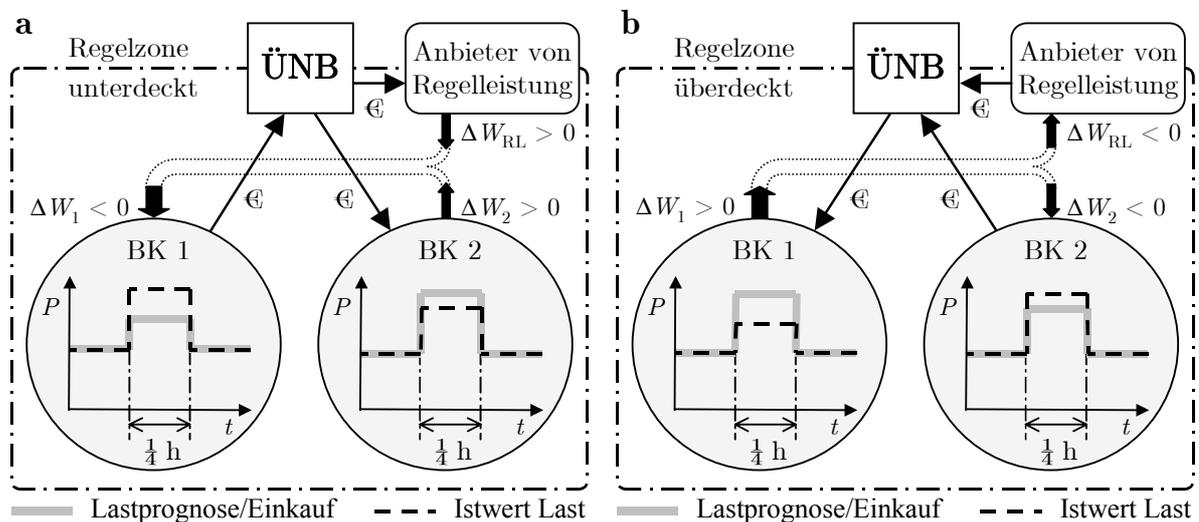
Zu den wesentlichen Aufgaben der deutschen systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zählen heute neben dem Betrieb ihres Hoch- und Höchstspannungsnetzes u. a. die Führung von Bilanzkreisen und die Abwicklung gesetzlicher Vorgaben zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz; EEG) und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Gesetz). Der ÜNB trägt dabei die Verantwortung für ein Gebiet, das als Regelzone bezeichnet wird und i. d. R. geographisch seinem Netzgebiet entspricht. Innerhalb der Regelzone können eine Vielzahl von Bilanzkreisen agieren. Bilanzkreise sind virtuelle Gebilde, für die ein Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme durchzuführen ist. Der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) übernimmt als Schnittstelle zwischen Netznutzern und Übertragungsnetzbetreibern die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen seines Bilanzkreises [6]. Bilanzkreise sind hinsichtlich

der Abwicklung des Bilanzausgleichs mit den Übertragungsnetzbetreibern auf Regelzonen beschränkt. Der BKV nennt dem ÜNB die zu einem Bilanzkreis (BK) aggregierten Entnahmestellen und gibt ihm eine Übersicht über das beabsichtigte Beschaffungsportfolio des Bilanzkreises. Durch die Einrichtung von Bilanzkreisen wird die Möglichkeit geschaffen, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen für mehrere Entnahmestellen zu saldieren und diese dadurch zu minimieren. Verbleibende Ungleichgewichte werden vom ÜNB ausgeglichen (Bilanzausgleich) [7,8].

In einem BK führt beispielsweise ein Händler den Leistungsbedarf seiner Kunden und die kontrahierte Kraftwerksleistung innerhalb der Regelzone, den aggregierten Bezug aus einer anderen Regelzone und den Leistungsbezug aus Börsengeschäften zusammen. Der BKV meldet die  $\frac{1}{4}$ -h-Fahrpläne bis 14:30 Uhr des vorhergehenden Tages dem ÜNB, wobei er für eine ausgeglichene Leistungsbilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch in jeder 15-Minuten-Abrechnungsperiode zu sorgen hat. Der ÜNB kümmert sich um einen Bilanzausgleich, wenn unvermeidbare bzw. unvorhergesehene Abweichungen in der Leistungsbilanz auftreten, und führt darüber eine Energiebilanz pro Abrechnungsperiode. Die Abweichungen in der Leistungsbilanz der Bilanzkreise können positiv wie negativ sein und sich innerhalb einer Regelzone teilweise kompensieren. Zur Deckung seiner Abweichungen bezieht der BK die sog. Ausgleichsenergie. Diese stammt z. T. von anderen BK, die Abweichungen mit entgegengesetztem Vorzeichen aufweisen. Heben sich die Abweichungen nicht auf, verbleibt ein Gesamtsaldo, das schließlich durch Einsatz von positiver bzw. negativer Regelleistung durch den ÜNB gedeckt werden muss. Als Anbieter von Regelleistung können am Markt Kraftwerksbetreiber und für positive Leistungserbringung zusätzlich Endverbraucher mit abschaltbaren Lasten auftreten. Der Anbieter kann dabei die Regelleistung prinzipiell auch außerhalb der Regelzone erbringen. Lediglich ein zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit technisch notwendiger Teil der insgesamt erforderlichen Regelleistung darf von den ÜNB ausschließlich regelzonenintern ausgeschrieben werden [6]. Das Angebot besteht dabei derzeit aus einem Leistungspreis (für Vorhaltung) und – mit Ausnahme der Primärregelleistung – einem Arbeitspreis (bei Abruf). Die mit dem Leistungspreis verbundenen Kosten werden über die Netznutzungsentgelte auf alle Netzkunden sozialisiert. Die anfallenden Arbeitspreise verrechnet der ÜNB verursachergerecht mit den Bilanzkreisen. Eine missbräuchliche Inanspruchnahme von Regelleistung zur Lastdeckung in einem BK, d. h. bewusste Über- und Unterdeckungen, sind untersagt. Bei Zuwiderhandlung droht dem BKV eine kommerzielle Pönale oder schlimmstenfalls die Kündigung des Bilanzkreisvertrages [8]. Das heutige Abrechnungssystem für den Bilanzausgleich wird im Folgenden kurz erläutert.

Im Falle eines negativen Gesamtsaldos ist die Regelzone unterdeckt. Es muss zur Deckung des Leistungsdefizits positive Regelleistung eingesetzt werden, für die der ÜNB den Anbietern zusätzlich zu einem Preis für die Leistungsvorhaltung („market clearing price“ oder „pay as bid“) ihren jeweiligen angebotenen Arbeitspreis bezahlt. Ebenso

bekommt der BK, der Ausgleichsenergie liefert, vom ÜNB eine Vergütung, die sich aus den vom ÜNB an die Anbieter zu zahlenden mittleren Arbeitspreisen berechnet. Der ÜNB wiederum stellt die anfallenden Kosten dem beziehenden BK in Rechnung. In **Abbildung 2-1 a** sind die Zusammenhänge bei einem negativen Gesamtsaldo dargestellt. Die abgebildete Regelzone enthält zwei Bilanzkreise, von denen in der betrachteten Viertelstunde BK1 eine zu geringe Last prognostiziert hat und deshalb Ausgleichsenergie beziehen muss, die ihm in Rechnung gestellt wird. Der Preis entspricht dem durchschnittlichen Arbeitspreis der in Anspruch genommenen Regelleistung. Im zweiten BK tritt ein Leistungsüberschuss auf, den der ÜNB abführt und als Ausgleichsenergie für BK1 verwendet. Dafür erhält BK2 eine Vergütung entsprechend dem durchschnittlichen Arbeitspreis vom ÜNB.



**Abbildung 2-1 a u. b.** Schematische Darstellung des Bilanzausgleichs (Arbeit) bei unterdeckter (a) und überdeckter (b) Regelzone

Im Falle eines positiven Gesamtsaldos ist die Regelzone überdeckt. Als Folge davon muss der Leistungsüberschuss abgeführt und somit negative Regelleistung eingesetzt werden, für die der ÜNB von den Anbietern ihren jeweiligen angebotenen Arbeitspreis als Vergütung erhält. Ebenso muss der BK, der Überschussenergie aufnimmt, an den ÜNB ein Entgelt entrichten, das sich aus den mittleren Vergütungen der Anbieter an den ÜNB berechnet. Der ÜNB wiederum zahlt die eingekommenen Erlöse an die liefernden BK aus. Zur Zeit bewegen sich die Arbeitspreise für negative Regelleistung um Null, d. h. dass bei überdeckter Regelzone die Anbieter und die BK, die Überschussenergie aufnehmen, diesen Strom kostenlos beziehen können. **Abbildung 2-1 b** zeigt die Zusammenhänge in einer überdeckten Regelzone. Die abgebildete Regelzone enthält zwei Bilanzkreise, von denen in der betrachteten Viertelstunde BK1 eine zu geringe Last prognostiziert hat und deshalb positive Ausgleichsenergie beziehen muss,

die ihm in Rechnung gestellt wird. Der Preis wird aus den Arbeitspreisen der in Anspruch genommenen negativen Regelleistung gebildet. Im BK2 tritt ein Leistungsüberschuss auf, der zum einen zur Kompensation des Defizits in BK1 genutzt wird und zum anderen über den ÜNB an den Regelleistungsanbieter „abgeführt“ wird. Aus den Entgelten der Anbieter und des BK1 erhält BK2 dafür eine Vergütung vom ÜNB.

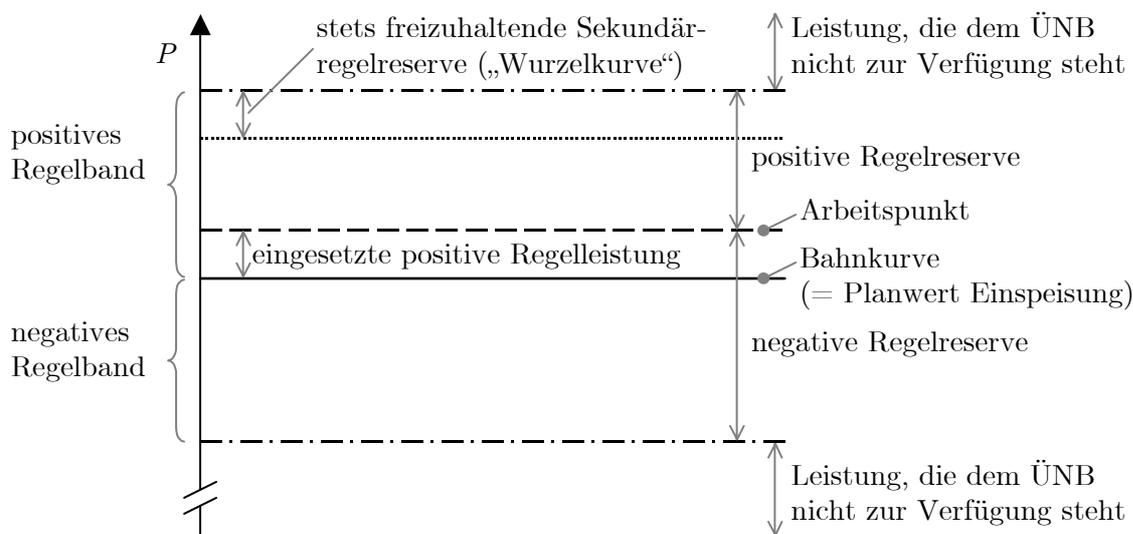
Im Falle einer vollständigen Kompensation der BK-Abweichungen untereinander ist das Gesamtsaldo Null und die Regelzone ausgeglichen. Da keine Regelleistung von den Anbietern bezogen wird, kann auch kein Arbeitspreis gebildet werden. Entsprechend wird der liefernde BK nicht entschädigt und der beziehende BK nicht belastet.

## 2.2 Regel- und Reserveleistungsarten

Im Zusammenhang mit der Regel- und Reserveleistung sind verschiedene Begrifflichkeiten zu unterscheiden, die in diesem Abschnitt näher erläutert werden. Hierbei wird bei den Begriffsdefinitionen zwischen der physikalischen Ebene und der elektrizitätswirtschaftlichen Sicht unterschieden.

### 2.2.1 Physikalische Begriffsdefinitionen

Die Definition der Begriffe *Regelband* (control range), *Regelleistung* (control power) und *Regelreserve* (control reserve) wird in **Abbildung 2-2** graphisch umgesetzt. Das positive bzw. negative Regelband entspricht dem Stellbereich zwischen der Bahnkurve und der oberen bzw. unteren Leistungsgrenze, innerhalb dessen der Regler einwirken kann. Als (eingesetzte) Regelleistung wird der Teil des Regelbandes zwischen der Bahnkurve und dem Arbeitspunkt bezeichnet. Die Regelreserve kennzeichnet den



**Abbildung 2-2.** Definition von Regelband, Regelleistung und Regelreserve [9]

Leistungsbereich, den der ÜNB in der Lage ist einzustellen. Analog zum Regelband wird zwischen der positiven und negativen Regelreserve unterschieden. Einer Empfehlung der UCTE [9] nach soll die positive Regelreserve der Sekundärregelung einen Mindestwert nicht unterschreiten (siehe weiter unten). Aus den Definitionen ist ersichtlich, dass sich die Begriffe auf einen jeweiligen Betriebszustand beziehen.

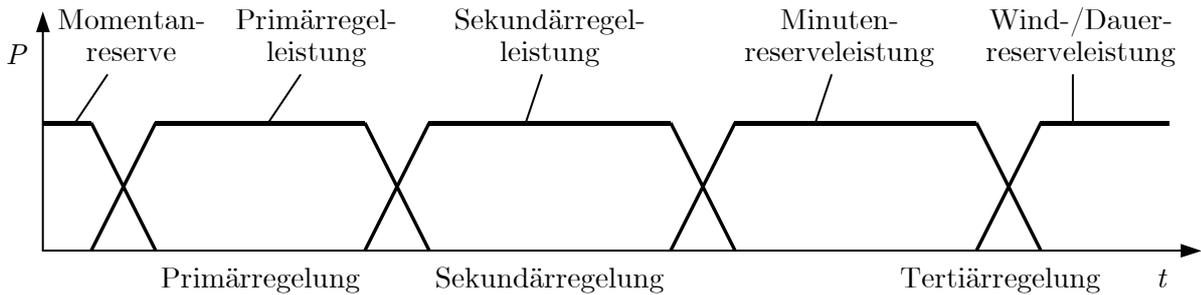
### 2.2.2 Regel- und Reserveleistungen in der Elektrizitätswirtschaft

Im Rahmen der Leistungsbereitstellung der Reservearten bezeichnet man als *Regelleistung* die Primär-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung. Diese unterliegen derzeit in Deutschland einer Ausschreibungspflicht von Seiten der ÜNB. Zur *Reserveleistung* zählen dagegen die oftmals auch als Stundenreserve bezeichnete *Windreserveleistung*, welche vom ÜNB nicht über ein Ausschreibungsverfahren kontrahiert werden muss, und die vom BK vorzuhaltende Dauerreserveleistung. Diese Einteilung spiegelt also die elektrizitätswirtschaftliche Unterscheidung wider. In **Tabelle 2-1** sind die einzelnen Regel- und Reserveleistungsarten dieser Begriffseinteilung zugeordnet.

**Tabelle 2-1.** *Regel- und Reserveleistungen in der Elektrizitätswirtschaft*

<i>Regelleistung</i>	<i>Reserveleistung</i>
Primärregelleistung	Windreserveleistung
Sekundärregelleistung	Dauerreserveleistung
Minutenreserveleistung	

Zwei wesentliche Anforderungsmerkmale an die Regel- und Reserveleistung sind die erforderliche Aktivierungszeit und die notwendige Dauer der Arbeits- und Zeitverfügbarkeit. Der Aufbau der Regelung ist in drei Stufen untergliedert. In der zeitlichen Abfolge wirken nacheinander die Primär-, die Sekundär- und die Tertiärregelung mit ihren jeweils zur Verfügung stehenden Regel- und Reserveleistungen (**Abbildung 2-3**). Bevor es aber zu einem Regeleinriff kommt, wird ohne Regeleinrichtungen bzw. Eingriffe von außen bei einem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch die systemimmanente Momentanreserve abgerufen. Die Momentanreserve besteht aus der Aus- und Einspeicherung von elektromagnetischer Energie im Generatordrehfeld sowie kinetischer Energie in den Schwungmassen der Turbinen und Generatoren. Die Änderung der kinetischen Energie führt zu einer Drehzahl- und somit zu einer Frequenzänderung. Die Frequenzänderung wiederum bewirkt einen gewissen Selbstregelungseffekt, indem sich die Wirkleistungsaufnahme auf der Verbraucherseite mit der Frequenz ändert. Die Wirkleistungs-Frequenzabhängigkeit liegt im Bereich von 1 bis über 4 % pro Hz [10,11]. Dennoch muss einer Frequenzänderung aktiv und möglichst schnell durch die Primärregelung begegnet werden.



**Abbildung 2-3.** *Prinzipielles Ablaufschema der Regelung und Einsatzreihenfolge der Regel- und Reserveleistungen*

**Primärregelleistung.** Die Aktivierung von Primärregelleistung (PRL, primary control power) erfolgt im Rahmen der Primärregelung durch Einsatz von Drehzahlgebern an den Turbinen der beteiligten Kraftwerke, deren Primärregler proportional auf Frequenzabweichungen im Netz reagieren. Primärregelleistung wird heute neben Wasserkraftwerken mittels Durchflussregelung überwiegend durch thermische Kraftwerke bereitgestellt. Bei den thermischen Kraftwerken existiert eine Vielzahl technisch möglicher Maßnahmen [12-14]. Als Folge der von der DVG/UCTE reduzierten Anforderungen an die Sekundenreservebereitstellung gewinnen neben dem Androsseln von HD-Turbinenventilen andere Maßnahmen zunehmend an Bedeutung [15]. Deren Wirtschaftlichkeit hängt dabei von verschiedenen Randbedingungen ab. Als günstigste Maßnahmen sind in erster Linie der Kondensatstau, das Einspeisen von Frischdampf unter Umgehung der ersten Turbinenstufen durch Öffnen der HD-Stufenventile sowie die dampfseitige Abschaltung der ND-Vorwärmer zu nennen [16].

Aufgabe der Primärregelung ist die sofortige Wiederherstellung eines Gleichgewichts zwischen erzeugter und entnommener Leistung, um die Frequenz innerhalb zulässiger Grenzwerte halten zu können. Die Primärregelleistung muss bei einer quasistationären Frequenzabweichung von mehr als 200 mHz linear innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktiviert sein und mindestens für 15 Minuten in voller Höhe zur Verfügung stehen. Nach dem Ausregeln durch die Primärregelung bestehen quasistationäre Abweichungen der Frequenz vom Sollwert, sowie der Übergabeleistungen zwischen den einzelnen Regelzonen.

Im UCTE-Verbund wird eine Primärregelreserve (primary control reserve) in Höhe von insgesamt 3 000 MW vorgehalten. Sie wird dabei auf die einzelnen systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber entsprechend dem Verbrauch in ihrer jeweiligen Regelzone aufgeteilt. Die deutschen ÜNB beschaffen derzeit ihre Primärregelleistung halbjährlich über eine Ausschreibung. Hierbei kann nur ein Primärregelband angeboten werden, d. h. ohne Trennung in positive und negative Primärregelleistung. Die Vergütung basiert ausschließlich auf Leistungspreisen. Diese liegen derzeit in der Größenordnung von 60 bis 70 € pro kW und Halbjahr.

**Sekundärregelleistung.** Die Aktivierung von Sekundärregelleistung (SRL, secondary control power) erfolgt im Rahmen der Sekundärregelung nach dem sog. Netzkennlinienverfahren (Darstellung des frequenzabhängigen Verlaufs der Erzeugerleistung und der Verbraucherlast). Die Sekundärregelung wirkt automatisch auf die Kraftwerke, die online im Regelkreis des proportional-integral wirkenden Sekundärreglers einbezogen sind. Aufgabe der Sekundärregelung ist die Rückführung der Frequenz auf ihren Sollwert und der Übergabeleistungen zwischen den einzelnen Regelzonen auf die vereinbarten Werte. Somit steht auch die aktivierte Primärregelleistung wieder zur Verfügung. Die Sekundärregelleistung muss spätestens nach 30 Sekunden einsetzen und innerhalb von 5 Minuten in voller Höhe verfügbar sein. Darüber hinaus wird im TransmissionCode 2003 [8] als verbindliche nationale Regelung gemäß den Präqualifikationsunterlagen der deutschen ÜNB ein Leistungsgradient von 2 % der Nennleistung pro Minute für thermische und 2 % der Nennleistung pro Sekunde für hydraulische Kraftwerke verlangt.

Wie oben in Zusammenhang mit Abbildung 2-2 bereits angesprochen, wird von der UCTE [9] zur Ausregelung von Lastschwankungen im Rahmen der Sekundärregelung als stets freizuhaltendes positives Regelleistungsband  $P_{\text{SRL,fr}}$ :

$$P_{\text{SRL,fr}} = \sqrt{a \cdot P_{\text{L,max}} + b^2} - b \quad (2-1)$$

empfohlen („Wurzelkurve“). Darin ist  $P_{\text{L,max}}$  die für den Betrachtungszeitraum zu erwartende maximale Verbraucherlast der Regelzone in MW. Die Konstanten a und b wurden empirisch festgelegt mit: a = 10 MW und b = 150 MW.

Die Bereitstellung von Sekundärregelleistung wird durch „rotierende“ Reserve in mit Teillast betriebenen thermischen und hydraulischen Kraftwerken (spinning reserve), sowie durch „stehende Reserve“ in (Pump-)Speicherkraftwerken erbracht.

Die Sekundärregelreserve (secondary control reserve) wird in Deutschland derzeit für einen Zeitraum von 6 Monaten ausgeschrieben. Im Gegensatz zur Primärregelleistung kann ein getrenntes Angebot für positive und negative Sekundärregelleistung abgegeben werden. Neben Leistungspreisen von etwa 30 bis 50 € pro kW und Halbjahr für positive Leistung bzw. 10 bis 20 € pro kW und Halbjahr für negative Leistung fallen auch Arbeitspreise in Höhe von 5 bis 12 Ct/kWh für positive Arbeit bzw. von 0 bis 1,5 Ct/kWh für negative Arbeit an [17-20].

**Minutenreserveleistung.** Die Aktivierung von Minutenreserveleistung (MRL, minutes reserve power) erfolgt im Rahmen der Tertiärregelung durch manuelle Eingriffe (Verschiebung der Arbeitspunkte) in die Kraftwerksfahrweise. Aufgabe der Tertiärregelung ist die Bereitstellung ausreichender Leistungsreserve sowie der Beitrag zur Wiederherstellung der Sekundärregelreserve. Sie muss innerhalb von 15 Minuten in voller Höhe verfügbar sein.

Die Minutenreserveleistung wird durch „rotierende“ Reserve in mit Teillast betriebenen thermischen Kraftwerken, durch „stehende Reserve“ in schnell startbaren Gasturbinen und (Pump-)Speicherkraftwerken (rapid start reserve), sowie auf Verbraucherseite durch vertraglich vereinbarte Lastabschaltungen zur Verfügung gestellt.

Die Ausschreibung der Minutenreserve (minutes reserve) erfolgt in Deutschland täglich. Wie bei der Sekundärregelung kann der Anbieter ein getrenntes Angebot für positive und negative MRL abgeben. Vor allem bei positiver Minutenreserveleistung kommt es zu extrem großen Schwankungen mit Leistungspreisen von 30 bis 3000 € pro MW und Tag sowie Arbeitspreisen von etwa 10 bis 350 Ct/kWh. Auf dem Markt für negative Minutenreserveleistung bewegen sich die Leistungspreise im Bereich von etwa 20 bis über 150 € pro MW und Tag. Die Arbeitspreise liegen dagegen ziemlich stabil in einer Spanne von  $-0,3$  bis  $1,5$  Ct/kWh [17-20].

**Wind- und Dauerreserveleistung.** Die Dauerreserveleistung (DRL) ist die über den zeitlichen Wirkungsbereich der Primär-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung hinaus bereitgestellte Reserveleistung (stand by reserve) [21]. Entsprechend der Zugriffszeit lässt sie sich – physikalisch definiert – in Stunden- (Anfahren betriebsbereiter thermischer Kraftwerke), Tages- (Inbetriebnahme konservierter Anlagen) und Wochenreserve (Inbetriebnahme von Leistungen durch Verkürzung von Reparaturen und Revisionen) unterscheiden [10,22]. Im Elektrizitätswirtschaftlichen Sinn dient die Dauerreserveleistung zur Ablösung der zur Kompensation eines Kraftwerksausfalls durch den ÜNB eingesetzten MRL. Sie ist durch den BKV bereitzuhalten.

Die Windstromausregelung erfordert aus wirtschaftlichen Gründen den Einsatz von Windreserveleistung (WRL). Diese ist aus Elektrizitätswirtschaftlicher Sicht als ein eigenständiges Produkt anzusehen, welches ausschließlich nur zur Windausregelung dient. Die Vorhaltung von WRL ist Aufgabe des ÜNB, der diese aber – gegen eine entsprechende Aufwandsentschädigung – einem BK übertragen kann. Mit Blick auf den zeitlichen Wirkungsbereich eignet sie sich zur Poolung mit der DRL.

### 2.3 Ursachen für Reservebedarf

Zu den klassischen Ursachen für den Bedarf an Regel- und Reserveleistung (RL) zählen Kraftwerksausfälle, Lastprognosefehler und stochastische Lastschwankungen. Als Folge ihrer rasanten Entwicklung führt heute auch die Windstromeinspeisung zu zusätzlichem RL-Bedarf bedingt durch ihre Prognosefehler und stochastischen Schwankungen. Darüber hinaus bedarf es infolge der Liberalisierung der Strommärkte an Regelleistung zum Ausgleich der mit dem regelzonenübergreifenden Stromhandel verbundenen Fahrplansprünge. Somit lassen sich für die einzelnen Ursachen mit den Kraftwerken, der Verbraucherlast, der Windstromeinspeisung und den Stromtransiten vier Kategorien bestimmen.

Die grundsätzliche Zuordnung der einzelnen Ursachen zu den im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Regel- und Reserveleistungsarten ist in **Abbildung 2-4** dargestellt. Vor einer näheren Erläuterung soll an dieser Stelle noch kurz auf die in der Abbildung 2-4 enthaltene Langzeitreserveleistung eingegangen werden.

bis 5 min		bis 15 min		ca. 60 min	
Primär- regelleistung	Sekundär- regelleistung	Minuten- reserveleistung	Wind-/Dauer- reserveleistung	Langzeit- reserveleistung	
Kraftwerksausfälle				Kraftwerke	
		Lastprognosefehler		Jahres(höchst)last	
Lastschwankungen					
		Windprognosefehler		Winddargebot	
Windschwankungen					
		Fahrplansprünge			

■■■ Verantwortungsbereich des ÜNB

**Abbildung 2-4.** Ursachen für Reservebedarf und deren Zuordnung zu den verschiedenen Regel- und Reserveleistungsarten

Die Langzeitreserveleistung (LZRL; long term/planning reserve) ist als begriffliche Abgrenzung zur DRL im Zusammenhang mit der Ausbauplanung eines Kraftwerkssystems anzusehen. Für deren Bemessung sind im Wesentlichen die Kraftwerke (Revisionen, Block- und Zuverlässigkeitskenngrößen), Unsicherheiten bei der Prognose der Jahreshöchstlast bzw. der Jahreslasten für die kommenden Jahre sowie das vom Winddargebot abhängige Leistungssubstitutionsvermögen der Windstromeinspeisung entscheidend. Zu Zeiten der Monopolstrukturen in der Elektrizitätsversorgung war nach einer Empfehlung der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG) die Langzeitreserve (dort als Reserveleistung bezeichnet) so auszulegen, dass auch im ungünstigsten Zeitpunkt eine Zuverlässigkeit der Lastdeckung von mindestens 93 % gewährleistet werden kann [23]. Im Zuge der mit der Liberalisierung geschaffenen Wettbewerbsstrukturen im Erzeugermarkt lässt sich den Kraftwerksbetreibern und BKV nun prinzipiell keine solche Empfehlung mehr aussprechen. In einem idealen liberalisierten Strommarkt bestimmt sich die vorgehaltene Langzeitreserveleistung aus einer marktwirtschaftlich-risikobewertenden Kosten-Nutzen-Rechnung [24], wobei aber auch zusätzliche Anreizmodelle denkbar wären [25].

### 2.3.1 Kraftwerksausfälle

Der Ausgleich von Kraftwerksausfällen (KWA) erfordert die Vorhaltung von Primärregelleistung bis hin zur Dauerreserveleistung. Die Dauer des Ausgleichs durch den ÜNB ist in der Stromnetzzugangsverordnung [6] sowie im TransmissionCode 2003 [8] festgelegt und beträgt vier Viertelstunden (inkl. der Viertelstunde, in der der Ausfall eingetreten ist). Danach gehen Kraftwerksausfälle in den Verantwortungsbereich des BKV über. Die Vorhaltung von Regelleistung für Kraftwerksausfälle ist somit zweigeteilt. Sie umfasst beim ÜNB die Vorhaltung von Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung. Die Dauerreserve ist vom BKV bereitzustellen.

Bei geplanten bzw. absehbaren Kraftwerksausfällen infolge von Revisionen oder mangelndem Primärenergieangebot (z. B. Niedrigwasser), sowie klimatisch bedingten eingeschränkten Kühlmöglichkeiten, wie sie beispielsweise im Sommer 2003 verstärkt auftraten, ist kein Einsatz von kurzfristigen Reserveleistungen erforderlich. Die dadurch nicht verfügbare Kraftwerksleistung muss aus der Langzeitreserve gedeckt werden. Für deren Vorhaltung ist der BKV nur im Rahmen seiner vereinbarten Stromlieferverträge verantwortlich. Ansonsten bestehen im Strommarkt keine Anforderungen hinsichtlich der Höhe der Langzeitreserve.

### 2.3.2 Prognosefehler und Schwankungen der Verbraucherlast

Im Zuge der Ausbauplanung im Sinne der Dimensionierung eines Kraftwerksparks spielt die Einschätzung der Entwicklung der Jahres(höchst)lasten eine große Rolle. Fehleinschätzungen (Unterschätzung) betreffen die Langzeitreserve.

Lastprognosefehler (LPF) fallen vornehmlich in den Wirkungsbereich der Minutenreserveleistung. Diese können sich bis in den Stundenbereich erstrecken, werden aber vom ÜNB im Anschluss an die Sekundärregelung ausschließlich über Minutenreserveleistung ausgeregelt. Deshalb erstrecken sich die Lastprognosefehler in Abbildung 2-4 noch über den eigentlichen Wirkungsbereich der Minutenreserveleistung hinaus, auch wenn der abgebildete Verantwortungsbereich des ÜNB nur die Vorhaltung von Minutenreserveleistung einschließt. Aufgrund der guten Prognostizierbarkeit und der damit möglichen genauen Vorsteuerung durch Minutenreserveleistung wird die Sekundärregelleistung zur Ausregelung der Lastprognosefehler der jeweils aktuellen Viertelstunde nur in marginalem Umfang beansprucht, was in Abbildung 2-4 mit der graduellen Schattierung angedeutet ist. Meistens wirken bereits die BK aus wirtschaftlichen Gründen Lastprognosefehlern durch einen Lastfolgebetrieb (LFB) – zumindest teilweise – entgegen. Diese BK müssen dementsprechend auch ihrerseits Minutenreserve vorhalten.

Unter Lastschwankungen (LS) versteht man die kurzfristigen Schwankungen der Verbraucherlast. Deren Ausregelung erfolgt durch Primärregelleistung im UCTE-Verbund, vor allem aber durch Sekundärregelleistung.

### 2.3.3 Prognosefehler und Schwankungen der Windstromeinspeisung

Die Windenergienutzung liefert einen, wenn auch kleinen, Beitrag zur Erhöhung der gesicherten Leistung, mit der ein bestimmtes Zuverlässigkeitsniveau eingehalten wird. Entsprechend lässt sich ein geringer Teil an konventioneller Kraftwerksleistung (Langzeitreserve) ersetzen. Die dominierende Einflussgröße auf das Leistungssubstitutionsvermögen ist das langjährige Winddargebot.

Zur Vorhersage der Windstromeinspeisung greifen die ÜNB heute auf Prognosen der Windgeschwindigkeit der Wetterdienste mit einer Zeitauflösung von einer Stunde zurück. Davon wird die (Day-ahead-)Prognose der Windstromeinspeisung im  $\frac{1}{4}$ -h-Raster (z. T. für vier Viertelstunden konstant) für den Zeitraum der Kraftwerkseinsatzplanung (24 bis 48 Stunden) abgeleitet. Auftretende Windprognosefehler (WPF) fallen in den Einsatzbereich der Sekundärregel-, Minutenreserve- und Windreserveleistung. Der Einfluss auf die Sekundärregelung ist gegenwärtig noch von untergeordneter Bedeutung, was in Abbildung 2-4 mit der graduellen Schattierung angedeutet ist. Mit Blick auf die Offshore-Erschließung mit ihrer hohen Leistungskonzentration in den Windparks und der höheren Kohärenz der Windgeschwindigkeit über dem Meer können fehlerhafte Vorhersagen in der zeitlichen Veränderung des Windfeldes oder im zeitlichen Durchzug von Wetterfronten zu einer erheblichen und nicht mehr vernachlässigbaren Inanspruchnahme an Sekundärregelleistung führen. Zur genaueren Beantwortung der Frage, inwieweit mögliche Verbesserungen in der Prognosegüte sowie die insgesamt beständigeren Windverhältnisse auf dem Meer dem entgegenwirken vermögen, bedarf es noch an entsprechend umfassenden Untersuchungen zur künftigen Entwicklung der Windprognosefehler. Eine erste quantitative Einschätzung wird im Abschnitt 3.4.2 vorgenommen.

Das Ausregeln stochastischer Windschwankungen (WS) erfolgt durch Primär- und Sekundärregelleistung. Die damit verbundenen Anforderungen an die Primärregelleistung können nach Dany [22] aufgrund der starken Vergleichmäßigung im Sekundenbereich selbst bei einer installierten Konverterleistung von 100 GW jedoch vernachlässigt werden, was in Abbildung 2-4 mit der graduellen Schattierung angedeutet ist.

Technisch bedingte Ausfälle von Windenergieanlagen (WEA) brauchen i. Allg. nicht gesondert berücksichtigt werden [24]. Zum einen handelt es sich hier im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken um geringe Anlagenleistungen mit z. T. höheren mittleren Betriebszeiten bis zur nächsten störungsbedingten Abschaltung. Zum anderen gilt zu bedenken, dass technische Ausfälle von WEA bereits in den Aufzeichnungen der Windprognosefehler implizit enthalten sind. Dies gilt ebenso für Ausfälle von Windparks infolge von Fehlern in der internen Windparkverkabelung oder Netzanbindung. Zudem kann dies bei Onshore-Aufstellung aufgrund der relativ geringen Windparkleistungen und bei Offshore-Projekten aufgrund der i. d. R. vorgesehenen Redundanz in der internen Windparkverkabelung und Netzanbindung vertreten werden.

Sturmbedingte Abschaltungen von WEA, die zum Schutz der Anlage vor Beschädigung dienen, können wegen den geringen Anlagenleistungen und ihrer räumlichen Verteilung in ihrem Einfluss auf die Primärregelung vernachlässigt werden. Zwar kann diese Annahme derzeit auch für die Sekundärregelung noch getroffen werden, in Anbetracht der Offshore-Erschließung mit der hohen lokalen Leistungskonzentration ist dies allerdings nicht mehr zulässig, wie eine beispielhafte Rechnung in [24] verdeutlicht. Ob diesem Aspekt durch eine gesonderte Berücksichtigung bei der Dimensionierung der Sekundärregelleistung Beachtung geschenkt werden muss, hängt allerdings auch davon ab, inwieweit sich sturmbedingte Abschaltungen durch technische Maßnahmen zeitlich entzerren lassen. Im Bereich der Tertiärregelung wird der Bedarf an Minuten- und Windreserveleistung infolge von Sturmabschaltungen im Wesentlichen von der Güte der Windstromprognose bestimmt. Deshalb sind dadurch bedingte Leistungsdefizite bereits implizit in den WPF-Aufzeichnungen enthalten. Allerdings bedarf es diesbezüglich noch Untersuchungen, in welchem statistischen Umfang Sturmabschaltungen in der Häufigkeitsverteilung der Windprognosefehler abgebildet sind. Im Zusammenhang mit der Offshore-Erschließung besteht bei den möglichen auftretenden sturmbedingten Leistungsdefiziten zusammen mit den Windprognosefehlern generell noch Forschungsbedarf.

In den Anfängen der Windenergienutzung wurde die Schutzphilosophie verfolgt, dass sich Windenergieanlagen vom Netz trennen, wenn die Netzfrequenz 49,5 Hz oder die Spannung 80 % der Nennspannung unterschreiten [26]. Damit sollte Netzbetreibern die Möglichkeit gegeben werden, bei Netzfehlern kontrollierbare Schalthandlungen ausführen zu können, um die Netzstabilität zu erhalten bzw. umgehend wieder herzustellen [27]. Mit der mittlerweile erreichten WEA-Leistungsinstallation besteht als Folge der vormaligen Schutzphilosophie jedoch die Gefahr, dass die Windenergieanlagen infolge von netzbedingten Abschaltungen, die sich durch den hohen Ansprechwert des Frequenz- und des Spannungsrückgangsschutzes ergeben können, nicht nur keinen Beitrag zur Netzstützung liefern, sondern darüber hinaus zu einer zusätzlichen Netzschwächung führen können. Untersuchungen dazu zeigten, dass Szenarien real vorstellbar sind, bei denen sich in Folge eines Netzfehlers bis zu mehrere tausend MW an WEA-Leistung vom Netz trennen [28]. Dadurch käme es zu erheblichen Netzininstabilitäten bzw. sogar zu regionalen Netzzusammenbrüchen. Vor diesem Hintergrund wurden von Seiten der ÜNB bereits die Netzanschlussregeln überarbeitet. Zudem veranlasste diese Gefahr den Verband der Netzbetreiber – VDN – e. V. beim VDEW (VDN) eine neue Richtlinie zu erlassen, wonach neu errichtete WEA beim Anschluss an das Hoch- und Höchstspannungsnetz wie konventionelle Kraftwerke nun ihrerseits ebenfalls u. a. einen Beitrag zur Spannungsstützung, Blind- und Kurzschlussleistung liefern müssen. Von daher wird mit einsetzendem Repowering die Problematik der netzbedingten Abschaltungen zunehmend entschärft. Gerade in den Regionen mit hoher bzw. zunehmender Windenergienutzung gewinnt diese Problematik aber noch

mals an Bedeutung. Denn mit der rückläufigen Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken infolge von Stilllegungen und der verstärkten Verdrängungswirkung durch den Windstrom entfällt dann der entsprechende Beitrag dieser konventionellen Kraftwerksleistung zur Netzstabilisierung [29]. Erst mit einem umfangreichen Ersatz oder Nachrüstung der Altanlagen kann die reale Gefahr von großflächigen Stabilitätsproblemen wirklich gebannt werden. Die möglichen plötzlichen Leistungsdefizite betreffen im Wesentlichen die Primärregelung.

### 2.3.4 Fahrplansprünge

Der Regelleistungsbedarf durch Fahrplansprünge ist im Rahmen dieser Arbeit im Zusammenhang mit dem regelzonenübergreifenden Stromaustausch, d. h. auf Verbundebene, zu verstehen. Unter dem Begriff Verbundbetrieb wird der Parallelbetrieb von Übertragungsnetzen verstanden (z. B. UCTE-Netz). Eine wesentliche Aufgabe des Verbundbetriebs bestand bisher in der gegenseitigen Unterstützung bei Leistungsdefiziten. Somit konnte die Vorhaltung von Primärregelleistung durch Poolungseffekte vermindert und die Versorgungszuverlässigkeit im UCTE-Netz erhöht werden [30]. Mit Einführung der Liberalisierung der Strommärkte wird das Verbundnetz zunehmend für den nationalen und internationalen Stromaustausch genutzt. Daraus ergeben sich für die Regel- und Reserveleistungsvorhaltung im Wesentlichen die drei folgenden Konsequenzen, die von den ÜNB zu berücksichtigen sind:

- Freihaltung von Übertragungskapazitäten für Regel- und Reserveleistung,
- Deklaration von Netzengpässen,
- Erhöhung des Regelenergiebedarfs.

Die ersten beiden Aspekte nehmen Einfluss auf den Erbringungsort der Regel- und Reserveleistung. Der letzte Punkt wird nachfolgend kurz betrachtet. Mit zunehmenden regelzonenübergreifenden Stromtransiten entsteht ein weiterer Faktor, der das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb einer Regelzone stören kann. Änderungen im Sollverlauf des Fahrplans (Sprünge im Stromaustauschsaldo einer Regelzone) können von Kraftwerken (physikalische Sprünge) nur in endlicher Zeit vollzogen werden. Dadurch entstehen zwangsläufig Abweichungen zwischen Ist- und Sollverlauf, die entsprechend den Regelungen der UCTE [9] innerhalb von  $\pm 5$  Minuten um den Fahrplansprung durch den ÜNB auszuregeln sind. Deshalb ist der Saldo aller Abweichungen (bis die Anbieter ihre Abweichungen ausgeregelt haben) im Wesentlichen durch Sekundärregelleistung auszugleichen. Je geringer die Volatilität also ist, d. h. je gleichmäßiger der Stromaustausch ist, desto geringer ist auch der Aufwand zur Ausregelung der Fahrplansprünge. Der regelzonenübergreifende Stromaustausch ist damit wie eine weitere Erzeugungsquelle bzw. Lastsenke zu betrachten. Die Abweichungen können prinzipiell positiv (Leistungsüberschuss/Stromimport) oder negativ (Leistungsdefizit/Stromexport) sein.

## 2.4 Windausgleich

Der eingespeiste Windstrom wurde bis 31.08.2004 vom ÜNB zum einen auf Basis des EEG-Horizontalausgleichs in die Netze von unterproportional betroffenen ÜNB in Form von Tagesbändern (konstante Tagesleistung) und zum anderen über den vertikalen Ausgleich an die Bilanzkreise innerhalb der Regelzone in Form von Monatsbändern (konstante Monatsleistung) weitergegeben. Im Zuge der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes [31], die zum 1. August 2004 in Kraft getreten ist, erfolgt dieser Belastungsausgleich zwischen den ÜNB nun unverzüglich (Online-Ausgleich). Unter Online-Ausgleich ist die Aufteilung der gesamten momentanen Windstromeinspeisung in Deutschland auf die vier ÜNB entsprechend ihres Anteils am gesamtdeutschen Letztverbraucherabsatz zu verstehen. Jeder ÜNB gibt also einen Teil des in seinem Netz eingespeisten Windstroms an die anderen drei ÜNB weiter, erhält aber im Gegenzug auch einen Teil aus den drei anderen Regelzonen. In der Praxis bedeutet dies, dass letztlich nur noch eine Prognose für die gesamte in Deutschland eingespeiste Windstrommenge von Bedeutung ist. Im Gegensatz dazu spiegelten sich früher im mittleren Windprognosefehler der einzelnen Regelzonen die unterschiedlichen Standortcharakteristiken wider, wenn sich die Windenergieanlagen z. B. in einer Regelzone mehr in Küstennähe mit hohen lokalen Konzentrationen und in der anderen Regelzone eher im Binnenland mit weit verstreuter Aufstellung befinden.

Neben der Ausregelung der Windprognosefehler bedarf es eines Ausgleichs zwischen der Windstromprognose und der Energielieferung an die abnehmenden BK (auch bei einer ggf. zu erfolgenden zukünftigen Profillieferung). Die dafür eingesetzte Leistung wird als Ausgleichsleistung bezeichnet. Dieser Ausgleich ist mit Vorliegen der Windstromprognose planbar und kann deshalb z. B. über den Day-ahead-Markt erfolgen (Zukaufen bei Unterdeckung der Energielieferung durch die prognostizierte Windstromeinspeisung bzw. Verkaufen bei Überdeckung der Energielieferung durch die prognostizierte Windstromeinspeisung). Die ÜNB haben nach der Stromnetzzugangsverordnung [6] dazu einen eigenen Bilanzkreis für den eingespeisten EEG-Strom zu führen (EEG-Bilanzkreis). In diesem Falle wird der ÜNB selbst zum „Stromhändler“. Aufgrund des Einflusses der Windstromprognose auf die Preisbildung an der Strombörse – tendenziell höhere Preise bilden sich i. Allg. bei geringer prognostizierter Windstromeinspeisung und umgekehrt – entstehen dem ÜNB hierbei allerdings Mehrkosten. Die Summe aus eingesetzter Regel- und Reserveleistung zur Ausregelung des Windprognosefehlers und eingesetzter Ausgleichsleistung zur Anpassung an die Bandlieferung wird als Veredelungsleistung bezeichnet.

## Kapitel 3

# Wahrscheinlichkeitstheoretische Grundlagen und statistische Analysen

Wahrscheinlichkeitstheoretische Kenngrößen lassen sich durch Auswertung von Daten der Vergangenheit, die im statistischen Sinne als repräsentativ angesehen werden können, gewinnen und heranziehen, wenn für die Zukunft mit nahezu demselben stochastischen Verhalten wie in der Vergangenheit gerechnet werden kann. Die Voraussetzung unveränderter stochastischer Eigenschaften gilt nicht uneingeschränkt. Verändertes Nutzerverhalten oder neuartige Kraftwerkskonzepte können längerfristig zu anderen stochastischen Verhalten führen, die deshalb nicht alleine durch diagnostische, sondern auch unter Einbezug prognostischer Ansätze in Erfahrung zu bringen sind. Dies betrifft insbesondere die zukünftige Entwicklung der Windprognosefehler.

In diesem Kapitel werden eingangs weitere im Rahmen der Wahrscheinlichkeitstheorie verwendete Regelleistungsbegriffe und das zugrundeliegende Reserveeinsatzmodell erläutert. Danach folgt die Darlegung der wahrscheinlichkeitstheoretischen Grundlagen und statistischen Analysen zur Beschreibung der kraftwerks-, last-, wind- und stromtransitbedingten Leistungsdefizite.

### 3.1 Einleitung

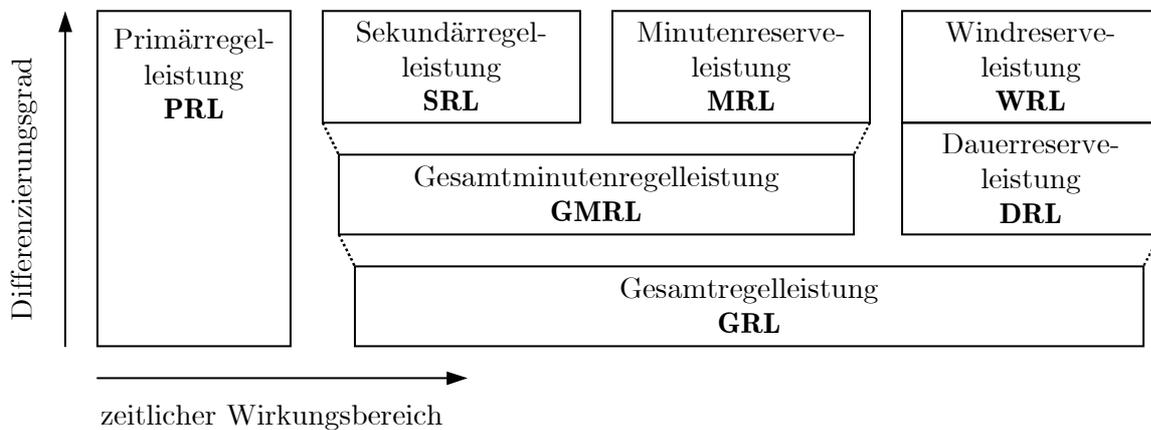
Für die Diskussion der wahrscheinlichkeitstheoretischen Grundlagen bedarf es weiterer Regelleistungsbegriffe, die in **Abbildung 3-1** zusammen mit deren verwendeten Abkürzungen sowie den hier zugrundegelegten Beziehungen untereinander dargestellt sind.

Die Gesamtminutenregelleistung (GMRL) stellt die Regelleistung dar, die ohne weitere Aufteilung in Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) vorgehalten werden muss. Die Windreserveleistung (WRL) zur Ausregelung der Windprognosefehler sowie die Dauerreserveleistung (DRL) zum Ausgleich von Kraft-

werksausfällen schließen sich mit Blick auf die zeitliche Einsatzreihenfolge an die GMRL an.

Als Gesamtregelleistung (GRL) wird in dieser Arbeit die Regelleistung verstanden, die für den Zeitbereich der Sekundärregelleistung bis einschließlich der WRL bzw. DRL vorzuhalten wäre, wenn keine Untergliederung erfolgt. Die Primärregelleistung (PRL) ist darin nicht enthalten. Diese ist als eine gesondert vorzuhaltende Regelleistung zu verstehen, da deren Höhe durch die UCTE festgelegt wird.

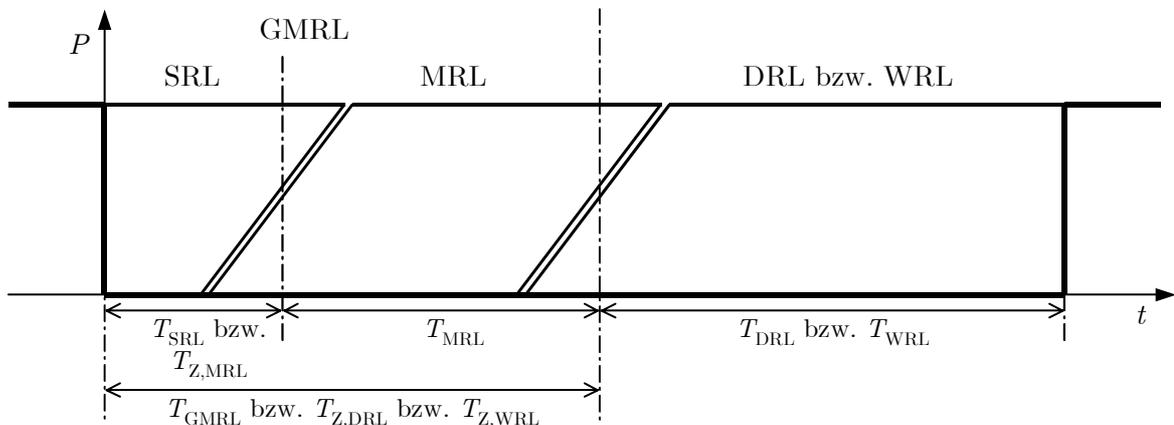
Es sei an dieser Stelle schon darauf hingewiesen, dass aus wahrscheinlichkeitstheoretischer Sicht die GMRL sich nicht aus der arithmetischen Summe von SRL und MRL berechnet. Dies gilt analog für die GRL. Die Begründung dieser fundamentalen Aussage wird im späteren Verlauf nachgereicht.



**Abbildung 3-1.** Definition und Abkürzung der Regel- und Reserveleistungsarten

Beim Reserveeinsatz ist grundsätzlich zwischen der technischen Bereitstellung mit stochastischen Zugriffszeiten und der elektrizitätswirtschaftlichen Sicht mit determinierten Zugriffszeiten zu unterscheiden. Wird beispielsweise die Minutenreserve technisch als Reserveleistung definiert, die durch das Anfahren schnell startender Kraftwerke oder das Hochfahren teillastbetriebener Blöcke bereitgestellt wird, so hängt die Zugriffszeit von vielen Einflussfaktoren, wie z. B. den Anfahrzeiten, den Leistungsgradienten, der Betriebsplanung usw., ab. Da diese aber im voraus noch nicht bekannt sind, bedeutet dies, dass die Zugriffszeit stochastischer Natur ist und somit als stochastische Variable zu behandeln ist [5]. Die Zugriffszeit stellt dann keinen fixen Wert dar, sondern wird über ihre Verteilungsdichtefunktion beschrieben. Im elektrizitätswirtschaftlichen Sinn stellt die Minutenreserve ein vertraglich festgeschriebenes Produkt dar, dessen Zugriffszeit als Vertragsgegenstand in ihrem Wert (bzw. Bandbreite) fest vorgegeben ist. Für deren Einhaltung wäre dann der Anbieter verantwortlich. In diesem Fall kann mit hinreichender Genauigkeit von einem konstanten Wert für die Zugriffszeit ausgegangen werden.

Im weiteren Verlauf richtet sich der Blick auf die elektrizitätswirtschaftliche Definition der Regel- und Reserveleistungsarten. Ausgangspunkt der wahrscheinlichkeitstheoretischen Betrachtungen bildet der Reserveeinsatz nach **Abbildung 3-2**. Darin sind die Dauern für die Zugriffszeiten zur Minutenreserve  $T_{Z,MRL}$  und zur Dauerreserve  $T_{Z,DRL}$  eingezeichnet. Die Einsatzdauer der SRL wird mit  $T_{SRL}$ , die der MRL mit  $T_{MRL}$ , die der GMRL mit  $T_{GMRL}$  und die der DRL mit  $T_{DRL}$  bezeichnet. Zusätzlich sind mit  $T_{Z,WRL}$  und  $T_{WRL}$  die mit der Windausregelung verwendeten Bezeichnungen mit aufgenommen. Der anfängliche Ausgleich mit PRL wird vernachlässigt, d. h. die Zugriffszeit zur SRL und GMRL zu Null gesetzt. Damit wird erreicht, dass die PRL bei der Dimensionierung der nachrangigen RL-Arten nicht mit angerechnet wird.



**Abbildung 3-2.** Grundmodell des Reserveeinsatzes; Zugriffszeiten und Einsatzdauern

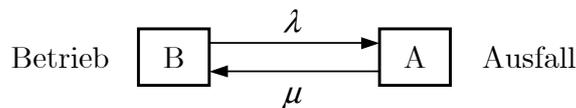
## 3.2 Kraftwerke

Unvorhergesehene Kraftwerksausfälle sind stochastische Ereignisse, deren Zeitpunkt und Dauer mit Hilfe der Wahrscheinlichkeitstheorie erfasst werden können. Die wahrscheinlichkeitstheoretische Beschreibung von Kraftwerksausfällen ist von Kochs [4], Singh und Billinton [32] und Edwin et al. [5] ausführlich behandelt worden. Hieraus werden nur die wichtigsten Grundlagen zitiert sowie relevante Erweiterungen angegeben. Im Falle der Nichtverlässlichkeit eines Kraftwerksblocks wird dagegen zwar eine in der Formulierung gleichlautende, inhaltlich jedoch neue Definition vorgestellt und argumentativ begründet. Nach Darlegung der wahrscheinlichkeitstheoretischen Grundlagen werden aus statistischen Analysen von thermischen Kraftwerken deren Zuverlässigkeitskenngrößen abgeleitet. Abschließend wird die wahrscheinlichkeitstheoretische Beschreibung von Leistungsausfällen in einem Kraftwerkssystem mathematisch formuliert.

### 3.2.1 Kraftwerksblock

Allem voran sollen die wichtigsten wahrscheinlichkeitstheoretischen Definitionen und Zusammenhänge dargelegt werden.

Wenn keine Teilausfälle betrachtet werden, reduziert sich das stochastische Leistungsverhalten eines Kraftwerksblocks auf einen zweistufigen Prozess mit den beiden Zuständen „Betrieb“ und „Ausfall“ (**Abbildung 3-3**). Dieser entspricht einem homogenen Markov-Prozess<sup>1</sup>, wenn die Ausfallrate  $\lambda$  und die Inbetriebsetzungsrate  $\mu$  als konstant angesehen werden können und somit die Betriebs- und Ausfalldauern exponential verteilt sind.



**Abbildung 3-3.** Stochastisches Leistungsverhalten eines Kraftwerksblocks als zweistufiger Markov-Prozess

Für den homogenen Markov-Prozess berechnen sich die Zustandswahrscheinlichkeiten  $Pr_B(t)$  für den Betrieb bzw.  $Pr_A(t)$  für den störungsbedingten Nichtbetrieb zu:

$$Pr_B(t) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{\lambda \cdot Pr_B(0) - \mu \cdot Pr_A(0)}{\mu + \lambda} \cdot e^{-(\mu + \lambda)t}, \quad (3-1)$$

$$Pr_A(t) = \underbrace{\frac{\lambda}{\mu + \lambda}}_{\text{stationärer Term}} - \underbrace{\frac{\lambda \cdot Pr_B(0) - \mu \cdot Pr_A(0)}{\mu + \lambda}}_{\text{transienter Term}} \cdot e^{-(\mu + \lambda)t}. \quad (3-2)$$

Die Wahrscheinlichkeiten  $Pr_B(t)$  und  $Pr_A(t)$  besitzen demnach eine Zeitabhängigkeit<sup>2</sup>. Bei konstanter Ausfall- und Inbetriebsetzungsrate gilt:

$$\lambda = \frac{1}{E(T_B)} \quad \text{und} \quad \mu = \frac{1}{E(T_A)} \quad (3-3)$$

mit den Erwartungswerten  $E(T_B)$  der Betriebsdauer und  $E(T_A)$  der Ausfalldauer.

<sup>1</sup> Ein Markov-Prozess ist ein stochastischer Prozess, der dadurch gekennzeichnet ist, dass die Wahrscheinlichkeit des Übergangs von einem Zustand  $S_m$  zum Zeitpunkt  $t_m$  in den Zustand  $S_{m+1}$  zum Zeitpunkt  $t_{m+1}$  unabhängig davon ist, wie der Zustand  $S_m$  zum Zeitpunkt  $t_m$  durch das System erreicht wurde („gedächtnislos“). Darüber hinaus wird er als homogen bezeichnet, wenn die Zustandsübergangswahrscheinlichkeiten nicht von der Zeit abhängen.

<sup>2</sup> Zur Interpretation zeitabhängiger Wahrscheinlichkeiten siehe Edwin et al. [5, Kap. 3.4.6].

Damit folgt bei Langzeitbetrachtung mit  $t \rightarrow \infty$  für die stationären Werte:

$$Pr_B(\infty) = \frac{E(T_B)}{E(T_B) + E(T_A)} = V, \quad (3-4)$$

$$Pr_A(\infty) = \frac{E(T_A)}{E(T_B) + E(T_A)} = NV = 1 - V. \quad (3-5)$$

Es zeigt sich, dass die stationären Werte unabhängig von den Anfangsbedingungen  $Pr_B(0)$  und  $Pr_A(0)$  und – mit Hilfe der Grenzwertsätze der Erneuerungstheorie – sogar unabhängig von der Verteilungsform der Betriebs- und Ausfalldauern sind. Bei Kraftwerken werden die stationären Werte  $Pr_B(\infty)$  als *Verlässlichkeit*  $V$  und  $Pr_A(\infty)$  als *Nichtverlässlichkeit*  $NV$  (forced outage rate, FOR) bezeichnet. Die Verlässlichkeit darf nicht mit der *Verfügbarkeit* eines Kraftwerksblocks verwechselt werden, die auch die planmäßigen Stillstandszeiten berücksichtigt.

Die Erwartungswerte  $E(T_B)$  der Betriebsdauer und  $E(T_A)$  der Ausfalldauer berechnen sich aus ihren Wahrscheinlichkeitsverteilungen bzw. -dichten. Die Wahrscheinlichkeitsverteilungen geben die Wahrscheinlichkeit an, mit der innerhalb der Zeit  $t$ :

- $Q_B(t)$ : ein Kraftwerk ausfällt,
- $Q_A(t)$ : ein Kraftwerk nach einem Ausfall wieder in Betrieb gehen kann.

Diese lassen sich aus ihren Wahrscheinlichkeitsdichten  $q_x(t)$  berechnen:

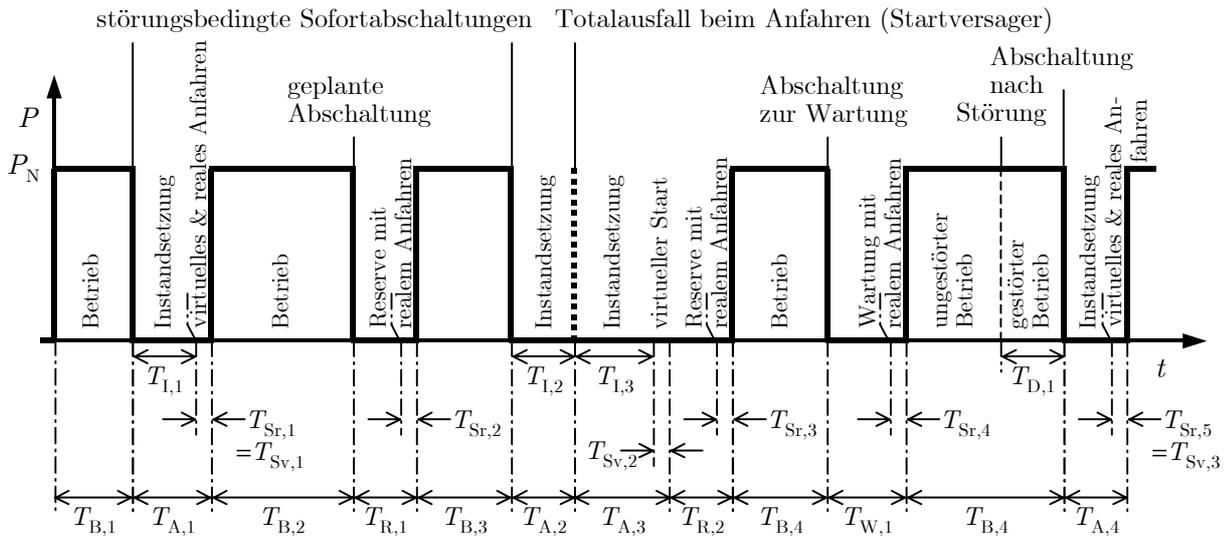
$$Q_x(t) = \int_0^t q_x(\tau) d\tau. \quad (3-6)$$

Die Erwartungswerte  $E(T_B)$  der Betriebsdauer und  $E(T_A)$  der Ausfalldauer sind definiert als:

$$E(T_B) = \int_0^{\infty} t \cdot q_B(t) dt = \int_0^{\infty} (1 - Q_B(t)) dt, \quad (3-7)$$

$$E(T_A) = \int_0^{\infty} t \cdot q_A(t) dt = \int_0^{\infty} (1 - Q_A(t)) dt. \quad (3-8)$$

Als Schätzwerte für die Erwartungswerte lassen sich die Mittelwerte von Betriebs- und Ausfalldauern der Vergangenheit heranziehen. Mit Blick auf die Ausfalldauern, welche auch mitentscheidend für die Nichtverlässlichkeit einer Anlage sind, wird im Rahmen dieser Arbeit ein neues Verständnis geprägt. Deshalb wird auf die Hintergründe ausführlicher eingegangen. Zur Erläuterung dient **Abbildung 3-4**, die ein prinzipielles zweistufiges determiniert-stochastisches Zustandsdiagramm eines Kraftwerksblocks zeigt, d. h. es werden nur der Betrieb mit Nennleistung, unvorhergesehene Totalausfälle, geplante Stillsetzungen und Reservezeiten betrachtet.



**Abbildung 3-4.** Zweistufiges determiniert-stochastisches Zustandsdiagramm eines Kraftwerksblocks

- $P_N$  Nennleistung des Kraftwerksblocks  
 $T_{B,i}$  Dauer des  $i$ -ten Betriebsintervalls  
 $T_{I,i}$  Dauer der  $i$ -ten Instandsetzung  
 $T_{Sr,i}$  Dauer des  $i$ -ten realen Anfahrvorgangs  
 $T_{Sv,i}$  Dauer des  $i$ -ten virtuellen Anfahrvorgangs  
 $T_{A,i}$  Dauer des  $i$ -ten Ausfalls (inkl. virtueller bzw. realer Anfahrzeit)  
 $T_{R,i}$  Dauer der  $i$ -ten Reserveintervalls (inkl. Anfahrzeit)  
 $T_{W,i}$  Dauer der  $i$ -ten Wartung (inkl. Anfahrzeit)  
 $T_{D,i}$  Dauer des  $i$ -ten Betriebs während Störung mit disponibler Abschaltung

Wie Abbildung 3-4 zeigt, umfasst die Ausfalldauer den gesamten Zeitraum von der störungsbedingten Abschaltung des Kraftwerksblocks mit Beginn der Instandsetzung bis einschließlich des anschließenden Anfahrens des Kraftwerksblocks. Wird die Anlage nach der Instandsetzung sofort wieder in Betrieb genommen (z. B. nach  $T_{I,1}$ ), liegt ein realer Startvorgang vor, dessen Dauer ( $T_{Sr,1}$ ) zur Ausfalldauer ( $T_{A,1}$ ) zu zählen ist. Geht dagegen der instandgesetzte Kraftwerksblock nicht sofort wieder in Betrieb ( $T_{A,3}$ ), sondern in Bereitschaft, ist zur Instandsetzungszeit ( $T_{I,3}$ ) noch eine virtuelle Anfahrdauer ( $T_{Sv,2}$ ) hinzuzurechnen. Die Dauer des virtuellen Startvorgangs ist abhängig davon, ob es sich um einen Heiß-, Warm- oder Kaltstart handeln würde und somit von der Dauer der vorangegangenen Instandsetzung. Beim virtuellen Anfahren handelt es sich um einen rein hypothetischen Startvorgang mit einer Zeitdauer, mit der zu rechnen wäre, wenn die Anlage zu diesem Zeitpunkt wieder in Betrieb ginge. Die Anfahrdauer kann bei Dampfkraftwerken eine bis mehrere Stunden betragen und ist somit im Vergleich zu einer mittleren Instandsetzungsdauer von etwa 20 bis 120 Stunden (siehe weiter unten und Anhang B) nicht unerheblich. In Abbildung 3-4 ist auch der Spezialfall enthalten, dass ein unmittelbar nach der Instandsetzung ( $T_{I,2}$ )

eingeleiteter Startvorgang zu einem Startversager führt. Nur in diesem Fall definiert sich die Ausfalldauer ( $T_{A,2}$ ) ausschließlich über die Instandsetzungsdauer ( $T_{I,2}$ ), falls die Störungserkennung zu Beginn des Anfahrvorgangs auftritt.

Dass aus zuverlässigkeitstheoretischer Sicht die Ausfalldauer auch den virtuellen Anfahrvorgang, der im Falle einer sofortigen Wiederinbetriebsetzung der Anlage zu einem realen Anfahrvorgang wird, mit einschließt, ist ein grundlegend wichtiger und bisher zumindest nicht explizit formulierter Aspekt. Aus diesem Grunde wurde im Zusammenhang mit Abbildung 3-3 und Gl. (3-3) der Parameter  $\mu$  bewusst nicht als Instandsetzungsrate, die sich in sprachlich korrekter Weise alleinig aus den Instandsetzungsdauern ableitet, sondern als Inbetriebsetzungsrate bezeichnet. Diese sprachliche Unterscheidung, wie sie sich auch zwischen den Begriffen Ausfalldauer und Instandsetzungs-/Reparaturzeit widerspiegelt, wird in der Literatur [2-5,32-44] über die zuverlässigkeitstheoretische Betrachtung von Kraftwerken bisher allerdings nicht vollzogen. In den allgemein mathematischen Lehrbüchern zur Zuverlässigkeitstheorie bzw. stochastischen Prozessen [45-49] wird stets davon ausgegangen, dass ein reparierbares System nach der Reparatur (Instandsetzung) die vorgesehene Funktion sofort (ohne zeitlichen Verzug) wieder übernehmen kann. Insofern wird in [50] der Kehrwert von  $\mu$  auch Rückkehrzeit (zum Zustand „Funktion“) genannt. Bei einem Kraftwerk beinhaltet diese Rückkehrzeit neben der Reparaturdauer auch die Zeitspanne des virtuellen bzw. realen Anfahrens. Zwar mag ein Kraftwerk unmittelbar nach der Instandsetzung und somit bereits während des Anfahrvorgangs im herkömmlichen Sinn als wieder verfügbar gelten. Im Verständnis der Zuverlässigkeitstheorie besteht die Funktion eines Kraftwerks allerdings in der Abgabe von Leistung. Und eben diese Funktion kann von einem Kraftwerk erst frühestens nach einem erfolgreichen Anfahrvorgang direkt im Anschluss an die Instandsetzung erbracht werden. So müsste bei einem Grundlastkraftwerk während der gesamten Zeitspanne von der störungsbedingten Abschaltung bis zum Zeitpunkt der erneuten Leistungsabgabe die ausgefallene Leistung durch ein anderes Reservekraftwerk ersetzt werden (z. B. Zeitraum  $T_{A,1}$ ). Und selbst wenn der instandgesetzte Block in Reservebereitschaft geht, könnte frühestens erst am Ende eines sich direkt an die Reparatur anschließenden Anfahrvorgangs wieder auf dessen Leistung zurückgegriffen werden (z. B. am Ende des Zeitraums  $T_{A,3}$ ). Im Gegensatz dazu dürfen aus zuverlässigkeitstheoretischer Sicht die Reserve- und Wartungszeiten inkl. der jeweils sich anschließenden Anfahrvorgänge nicht als Zeiträume mit nicht zur Verfügung stehender Leistung angesehen werden. Hier handelt es sich um geplante Stillsetzungen. Für diese Zeiträume ist keine Aussage darüber möglich, ob der Kraftwerksblock Leistung liefern könnte oder nicht, wenn er rein theoretisch in Betrieb wäre. Von daher dürfen auch zur Ermittlung der Zuverlässigkeit als wahrscheinlichkeitstheoretische Kenngröße nur stochastische Eingangsgrößen herangezogen werden [5]. Dem würde zwar ein Mitanrechnen des virtuellen Anfahrvorgangs bei den Ausfalldauern auf dem ersten Blick widersprechen, da im allgemeinen Ver-

ständnis jeder Anfahrvorgang ein geplantes Ereignis darstellt. Direkt im Anschluss an eine Instandsetzung ist dessen Zeitpunkt jedoch von stochastischer Natur und nicht determinierbar. Im wahrscheinlichkeitstheoretischen Sinn ist ein solcher Anfahrvorgang folglich auch als ein stochastisches und nicht als ein determiniertes Ereignis aufzufassen. Den aus zuverlässigkeitstheoretischer Sicht notwendige Einbezug eines virtuellen Anfahrvorgangs in die Ausfalldauer verdeutlicht und untermauert auch eine Extremwertbetrachtung. Hierzu soll in einem rein theoretischen Gedankenspiel ein Kraftwerksblock mit einer mittleren Betriebsdauer von einigen Wochen, einer mittleren Instandsetzungsdauer von einigen Tagen und einer Anfahrzeit von einem Jahr betrachtet werden. Ohne Berücksichtigung der Anfahrzeit ergäbe sich als Ergebnis für die Nichtverlässlichkeit ein Wert in der Größenordnung von ein paar Wochen. Dies bedeutet, dass man sich in der restlichen Zeit des Jahres auf die (stochastische) Verfügbarkeit der Blockleistung verlassen kann. In Wahrheit aber führt in diesem Extrembeispiel eine störungsbedingte Abschaltung der Anlage dazu, dass die Kraftwerksleistung als Folge des extrem langen Anfahrvorgangs das gesamte Jahr über nicht mehr zur Verfügung steht und durch anderweitige Reserve ersetzt werden muss. Von daher wird klar, dass der Kraftwerksblock in Wirklichkeit nur eine sehr geringe Verlässlichkeit in der Größenordnung von ein paar Wochen – in diesem gewählten Beispiel eben der mittleren Betriebszeit entsprechend – besitzt.

Da in der Literatur nicht explizit auf die zuverlässigkeitstheoretische Bedeutung von (virtuellen) Anfahrvorgängen als Teil der Ausfalldauern eingegangen wird, lässt sich hier nicht abschließend kommentieren, inwieweit dieser Aspekt bisher nicht berücksichtigt oder nur stillschweigend vernachlässigt wurde.

Konsequenz dieser neuen bzw. zumindest erst mal klar formulierten Auffassung ist, dass im Vergleich zur Vernachlässigung der (virtuellen) Anfahrvorgänge für die Kraftwerke eine etwas höhere Nichtverlässlichkeit ausgewiesen wird (siehe Anhang B.3). Wie aus den weiteren Gleichungen ersichtlich wird, bedeutet dies nicht, dass sich die Wahrscheinlichkeiten der Inanspruchnahme der verschiedenen RL-Arten generell erhöhen. Vielmehr trifft dies nur auf die DRL zu. Bei der SRL und MRL ist dagegen sogar eine Abnahme ihrer Einsatzwahrscheinlichkeit die Folge. Dies erklärt sich daraus, dass bei längerer Ausfalldauer insgesamt auch die Ausfallhäufigkeit abnimmt.

Nach dem Exkurs zur Definition der Ausfalldauer wird der Blick auf die Kompensation eines Kraftwerksausfalls durch die einzelnen RL-Arten gerichtet. Für die Wahrscheinlichkeit eines Ausgleichs durch die GRL ist deren durchschnittliche Einsatzzeit maßgebend. Da diese gleich der durchschnittlichen Gesamt-Ausfallzeit ist, beschreibt die Nichtverlässlichkeit bzw. die gesamte Ausfallwahrscheinlichkeit genau die Wahrscheinlichkeit, dass der Ausfall mit der Regelleistung  $P_{\text{GRL}}$  ausgeglichen werden muss:

$$Pr(P_{\text{GRL}}, \infty) = \frac{E(T_{\text{GRL}})}{E(T_{\text{B}}) + E(T_{\text{A}})} = Pr_{\text{A}}(\infty) = \frac{E(T_{\text{A}})}{E(T_{\text{B}}) + E(T_{\text{A}})}. \quad (3-9)$$

Zur Ermittlung der Einsatzwahrscheinlichkeiten der anderen RL-Arten werden zunächst folgende zwei Annahmen formuliert, die im späteren Verlauf wieder aufgehoben werden.

**Annahme 3.1.** Nach einer störungsbedingten Abschaltung erfolgt bis zum Ausgleich des Leistungsdefizits durch die DRL keine Instandsetzung des Kraftwerksblocks, d. h. die Instandsetzungszeit ist größer als die Zugriffszeit zur DRL.

**Annahme 3.2.** Alle störungsbedingten Kraftwerksabschaltungen sind nicht disponibel, d. h. jeder Störungseintritt führt stets zu einer Sofortabschaltung der Anlage.

Mit den Annahmen 3.1 und 3.2 erhält man analog für die Wahrscheinlichkeiten, dass der Blockausfall mit  $P_{\text{GMRL}}$ ,  $P_{\text{MRL}}$  bzw.  $P_{\text{SRL}}$  ausgeglichen werden muss:

$$Pr(P_{\text{GMRL}}, \infty) = \frac{E(T_{\text{GMRL}})}{E(T_{\text{B}}) + E(T_{\text{A}})}, \quad (3-10)$$

$$Pr(P_{\text{MRL}}, \infty) = \frac{E(T_{\text{MRL}})}{E(T_{\text{B}}) + E(T_{\text{A}})}, \quad (3-11)$$

$$Pr(P_{\text{SRL}}, \infty) = \frac{E(T_{\text{SRL}})}{E(T_{\text{B}}) + E(T_{\text{A}})}. \quad (3-12)$$

Die Wahrscheinlichkeit für den Einsatz von MRL lässt sich auch aus der Differenz der GMRL- und SRL-Einsatzwahrscheinlichkeiten berechnen:

$$\begin{aligned} Pr(P_{\text{MRL}}, \infty) &= Pr(P_{\text{GMRL}}, \infty) - Pr(P_{\text{SRL}}, \infty) \\ &= \frac{E(T_{\text{GMRL}}) - E(T_{\text{SRL}})}{E(T_{\text{B}}) + E(T_{\text{A}})} = \frac{E(T_{\text{MRL}})}{E(T_{\text{B}}) + E(T_{\text{A}})}. \end{aligned} \quad (3-13)$$

Die Gl. (3-13) besitzt insofern eine fundamentale Bedeutung, dass die Aufteilung der Leistungsreserve in einzelne RL-Arten auf der arithmetischen Operation von Wahrscheinlichkeiten und nicht von Leistungen basiert. Dieser fundamentale Zusammenhang wird in einem späteren Kapitel noch verdeutlicht.

Die durchschnittlichen RL-Einsatzdauern ergeben sich aus der Differenz der durchschnittlichen Zugriffszeiten zur betrachteten und der zeitlich nachgelagerten RL-Art (siehe Abbildung 3-2). Mit Vernachlässigung der PRL beträgt die durchschnittliche SRL-Einsatzdauer 15 min. Mit einer DRL-Zugriffszeit von 1 h erhält man schließlich:

$$Pr(P_{\text{SRL}}, \infty) = \frac{15 \text{ min}}{E(T_{\text{B}}) + E(T_{\text{A}})}, \quad (3-14)$$

$$Pr(P_{\text{MRL}}, \infty) = \frac{45 \text{ min}}{E(T_{\text{B}}) + E(T_{\text{A}})}, \quad (3-15)$$

$$Pr(P_{\text{DRL}}, \infty) = \frac{E(T_{\text{A}}) - 1 \text{ h}}{E(T_{\text{B}}) + E(T_{\text{A}})}. \quad (3-16)$$

Bisher wurde die Annahme 3.2 unterstellt, dass ein Kraftwerksblock bei einer Störung stets sofort abgeschaltet werden muss. Neben den RL-Zugriffszeiten als wichtigste Bestimmungsgrößen nimmt die Aufschiebbarkeit von störungsbedingten Kraftwerksabschaltungen einen wesentlichen Einfluss auf die Einsatzwahrscheinlichkeiten der verschiedenen RL-Arten. Wie aus dem VGB-Bericht [51] über die Analyse der Nichtverfügbarkeit von Wärmekraftwerken hervorgeht, kann nach Störungseintritt die Abschaltung in vielen Fällen noch über Stunden oder sogar Tage hin aufgeschoben werden. Im genannten VGB-Bericht ist dabei die Aufschiebbarkeit oder Dringlichkeit  $D$  einer störungsbedingten Blockabschaltung in sieben Kategorien eingeteilt:

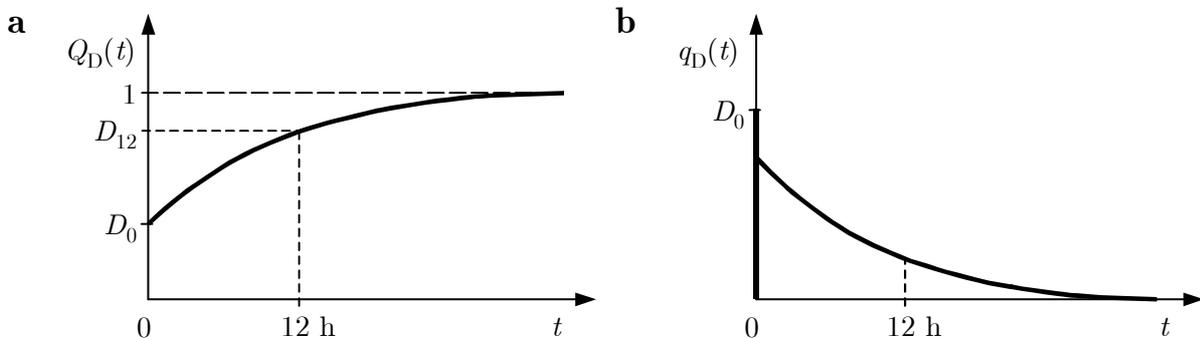
- A: Automatische Abschaltung,
- B: Manuelle Abschaltung,
- C: Sofortiges Abfahren/sofortige Leistungsminderung,
- D: Wiederanfahren nicht möglich,
- E: Bis zu 12 Stunden verschiebbar,
- F: Bis zum nächsten Wochenende verschiebbar,
- G: Bis zu 4 Wochen verschiebbar.

Auf Basis dieser Kategorien lässt sich die Verteilung der Dringlichkeit  $Q_D(t)$  sowie die zugrundeliegende Dichte  $q_D(t)$  näherungsweise bestimmen. Vereinfachend kann dazu, wie beispielsweise in [42], ein exponentieller Funktionsausdruck angesetzt werden:

$$Q_D(t) = D_0 + (1 - D_0) \cdot (1 - e^{-\delta \cdot t}), \quad (3-17)$$

$$q_D(t) = \begin{cases} D_0 & \text{für } t = 0 \\ \delta \cdot (1 - D_0) \cdot e^{-\delta \cdot t} & \text{für } t > 0. \end{cases} \quad (3-18)$$

Darin kennzeichnet  $Q_D(0) = D_0$  die Dringlichkeit einer störungsbedingten Sofortabschaltung des Kraftwerksblocks. Den prinzipiellen Verlauf der Verteilung  $Q_D(t)$  und der Dichte  $q_D(t)$  zeigt **Abbildung 3-5**.



**Abbildung 3-5 a u. b.** Wahrscheinlichkeitsverteilung (a) und -dichte (b) der Aufschiebbarkeit störungsbedingter Blockabschaltungen

Die Gln. (3-17) und (3-18) beinhalten den Parameter  $\delta$ , die sog. Abschalt rate. Zur deren Bestimmung muss neben  $D_0$  ein weiterer Punkt im Funktionsverlauf bekannt sein. Mit Blick auf die Kategorie E der VGB-Dringlichkeitsstufen bietet sich beispielsweise die Wahrscheinlichkeit  $Q_D(t=12\text{h}) = D_{12}$  an, mit der Kraftwerke störungsbedingt innerhalb von 12 h (inkl. der Sofortabschaltungen) abgeschaltet werden müssen. In Gl. (3-17) eingesetzt, folgt für die Abschalt rate  $\delta$ :

$$\delta = -\frac{1}{12 \text{ h}} \cdot \ln\left(\frac{1 - D_{12}}{1 - D_0}\right). \quad (3-19)$$

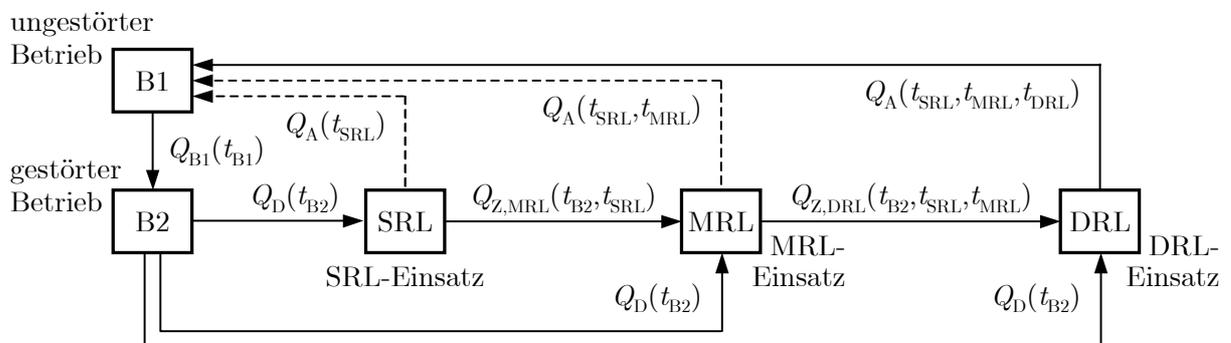
Damit lässt sich der Erwartungswert für die Dauer des gestörten Betriebs  $E(T_{B2})$  berechnen:

$$E(T_{B2}) = \int_0^\infty t \cdot q_D(t) dt = \frac{1 - D_0}{\delta}, \quad (3-20)$$

die zusammen mit dem Erwartungswert für die ungestörte Betriebsdauer  $E(T_{B1})$  die durchschnittliche gesamte Betriebszeit  $E(T_B)$  ergibt:

$$E(T_B) = E(T_{B1}) + E(T_{B2}). \quad (3-21)$$

Die Wahrscheinlichkeiten, dass ein störungsbedingter Blockausfall bei Berücksichtigung der Aufschiebbarkeit der Blockabschaltung durch SRL, MRL und DRL ausgeglichen werden muss, können anhand des Zustandsdiagramms für das stochastische Leistungsverhalten des Blocks in **Abbildung 3-6** berechnet werden. Bei den meisten Zustandsübergängen handelt es sich um Nicht-Markov-Prozesse, da sie auch von den vorhergehenden Zuständen abhängen. So hängt beispielsweise der Übergang vom SRL- zum MRL-Einsatz nicht nur von der Zeitdauer des SRL-Einsatzes ab, sondern auch von der des gestörten Betriebs, da die MRL währenddessen bereits aktiviert werden kann. Für das mathematische Rüstzeug zur Berechnung der Zustandswahrscheinlichkeiten bei Nicht-Markov-Prozessen sei auf die Literatur [4,5,32] verwiesen.



**Abbildung 3-6.** Zustandsdiagramm zur Ermittlung der Einsatzwahrscheinlichkeiten von SRL, MRL und DRL

Die in Abbildung 3-6 gestrichelt dargestellten Zustandsübergänge vervollständigen das Zustandsdiagramm für den Fall, dass zusätzlich Instandsetzungen schon vor dem Leistungsausgleich durch die DRL in die Betrachtung miteinbezogen werden und damit auf die Annahme 3.1 verzichtet werden kann. Für diesen Fall erhält man als allgemeine mathematische Lösung<sup>3</sup> für die stationären Werte der Einsatzwahrscheinlichkeit der betrachteten Regelleistungsart  $RL$ :

$$Pr(P_{RL}, \infty) = \frac{\int_0^{\infty} (Q_{Z,RL}(t) - Q_{Z,RL_n}(t)) \cdot \int_0^t \frac{dQ_D(\tau)}{d\tau} \cdot (1 - Q_A(t-\tau)) d\tau dt}{E(T_B) + E(T_A)}. \quad (3-22)$$

Darin steht  $RL_n$  für die zeitlich sich anschließende RL-Art. Bei Betrachtung der DRL kennzeichnet  $Q_{Z,RL_n}(t)$  die Verteilung der Instandsetzungszeiten  $Q_A(t)$ . Da die Zeitpunkte der Instandsetzungen von der Aufschiebbarkeit abhängen, ist es zweckmäßiger, die DRL-Einsatzwahrscheinlichkeit über die Differenz aus der Nichtverlässlichkeit und der Einsatzwahrscheinlichkeit der vorgelagerten RL-Arten zu berechnen:

$$Pr(P_{DRL}, \infty) = \frac{E(T_A) - \int_0^{\infty} (1 - Q_{Z,DRL}(t)) \cdot \int_0^t \frac{dQ_D(\tau)}{d\tau} \cdot (1 - Q_A(t-\tau)) d\tau dt}{E(T_B) + E(T_A)}. \quad (3-23)$$

Die Zugriffszeiten zur MRL und DRL können mit hinreichender Genauigkeit als konstant angesehen werden. Daraus folgt bei einem exponentiellen Verlauf für die Aufschiebbarkeit von Blockabschaltungen nach Gl. (3-17) und unter Annahme 3.1:

$$Pr(P_{SRL}, \infty) = \frac{T_{Z,MRL}^k - (1 - D_0) \cdot \frac{1 - e^{-\delta \cdot T_{Z,MRL}^k}}{\delta}}{E(T_B) + E(T_A)}, \quad (3-24)$$

$$Pr(P_{MRL}, \infty) = \frac{T_{Z,DRL}^k - T_{Z,MRL}^k - (1 - D_0) \cdot \frac{e^{-\delta \cdot T_{Z,MRL}^k} - e^{-\delta \cdot T_{Z,DRL}^k}}{\delta}}{E(T_B) + E(T_A)}, \quad (3-25)$$

$$Pr(P_{DRL}, \infty) = \frac{E(T_A) - T_{Z,DRL}^k + (1 - D_0) \cdot \frac{1 - e^{-\delta \cdot T_{Z,DRL}^k}}{\delta}}{E(T_B) + E(T_A)}. \quad (3-26)$$

Dieses Ergebnis lässt sich im Übrigen auch aus einfacher Überlegung herleiten. Bei Berücksichtigung von Aufschiebbarkeiten von störungsbedingten Blockabschaltungen ist neben der mittleren Einsatzdauer der betrachteten RL-Art auch die RL-Anfor-

---

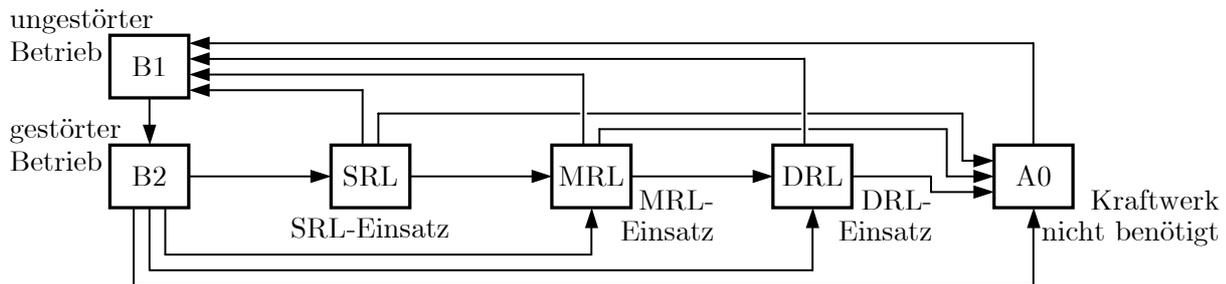
<sup>3</sup> Die hier vorgestellte Formulierung stellt die Verallgemeinerung der von Edwin et al. [5, Abschnitt 3.3.2 und Anhang V] hergeleiteten Lösung für die Gesamtminutenregelleistung dar.

derungswahrscheinlichkeit entscheidend für die RL-Einsatzwahrscheinlichkeit. Unter der RL-Anforderungswahrscheinlichkeit ist dabei die auf die Anzahl der Blockausfälle bezogene Wahrscheinlichkeit zu verstehen, dass bei einem Blockausfall die RL-Art überhaupt angefordert und somit eingesetzt werden muss und nicht durch die Aufschiebbarkeit der Abschaltung gänzlich „überbrückt“ werden kann. Die mit der RL-Anforderungswahrscheinlichkeit gewichtete mittlere RL-Einsatzdauer entspricht genau dem Flächenintegral unter der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Aufschiebbarkeit  $Q_D(t)$  für den zeitlichen Wirkungsbereich der betrachteten RL-Art. Dies gilt natürlich auch allgemein für die oben vorgestellten Gln. (3-10) bis (3-12). Da aufgrund der Annahme 3.1 die RL-Anforderungswahrscheinlichkeit jedoch stets 1 beträgt, erscheinen im Zähler jeweils nur die mittleren RL-Einsatzdauern.

Wie sich aus den in [5] gezeigten Wahrscheinlichkeitsdichten für die Instandsetzungsdauern von Braunkohlekraftwerken entnehmen lässt, können nur in wenigen Prozent der Fälle ausgefallene Blöcke innerhalb einer Stunde wieder instand gesetzt werden. Zusammen mit der Tatsache, dass sich die Anfahrzeit eines Dampfkraftwerks selbst bei optimiertem Heißstart in etwa über eine Stunde erstreckt [52,53], liefert die Annahme 3.1 ein Abbild der praxisrelevanten Realität.

Das Zustandsdiagramm in Abbildung 3-6 und die davon abgeleiteten Gleichungen zur Berechnung der RL-Einsatzwahrscheinlichkeit gelten strenggenommen nur für Kraftwerke im Grundlastbetrieb. Mittel- und Spitzenlastkraftwerke erfordern bei genauere Betrachtung eine Erweiterung des Zustandsdiagramms und des damit verbundenen Formalismus. Im Prinzip ist davon allerdings nur die Einsatzwahrscheinlichkeit der DRL betroffen. Das folgende Gedankenbeispiel soll dies verdeutlichen. Bei einem Kraftwerk, das maximal eine Stunde pro Tag am Netz sein soll und immer bis zum nächsten geplanten Einsatz wieder in Betrieb gesetzt werden kann, wird bei dessen Ausfall höchstens MRL, aber nie DRL benötigt, da zu keiner Zeit das dadurch bedingte Leistungsdefizit länger als eine Stunde bzw. noch am nächsten Tag auszugleichen ist. Würde das Kraftwerk ein paar wenige Stunden planungsgemäß eingesetzt, dann entstünde maximal gerade für diese Dauer abzüglich der Zeit, in der vorgelagerte RL-Arten das Defizit ausgleichen, ein Bedarf an DRL. Andersrum wird aber auch bei einem täglich nur auf eine Stunde begrenzten Kraftwerkseinsatz ein Ausgleich durch die DRL erforderlich, wenn sich nämlich der Ausfall länger als einen Tag hinzieht. Die RL-Anforderungswahrscheinlichkeit wird also zusätzlich auch vom Kraftwerkseinsatzplan bestimmt. Mit Blick auf die RL-Dimensionierung auf Basis einer zeitpunktbezogenen Defizitwahrscheinlichkeit (siehe Definition 4.1) geht darüber hinaus auch noch der Betrachtungszeitpunkt selbst als weitere Einflussgröße mit ein. Daher erfordern Kraftwerke, die nicht durchgehend am Netz sind, eigentlich eine gesonderte Behandlung. In der Literatur [3,38,39,44] werden auch verschiedene Modelle zur mathematischen Beschreibung vorgeschlagen. Allen ist jedoch gemeinsam, dass sie lediglich für die Berechnung des GRL-Bedarfs mit Blick auf eine zeitmittlere Defizit-

wahrscheinlichkeit entwickelt worden sind. Zur Berücksichtigung der Zeiten, in denen das Kraftwerk ausgefallen, aber nicht benötigt wird, wäre das Zustandsdiagramm um den Zustand „Kraftwerk nicht benötigt“ zu erweitern (**Abbildung 3-7**). Da bei Spitzenlastkraftwerken im Vergleich zur Behandlung als Grundlastkraftwerke die SRL- und MRL-Einsatzwahrscheinlichkeiten aufgrund ihrer sehr kurzen Einsatzdauer sich nur marginal ändern und die DRL-Einsatzwahrscheinlichkeit lediglich abnimmt, liegt man aber stets auf der „sicheren Seite“, wenn auf eine Unterscheidung und entsprechende Erweiterung und Verallgemeinerung des Formalismus verzichtet wird.



**Abbildung 3-7.** Zustandsdiagramm zur Ermittlung der RL-Einsatzwahrscheinlichkeiten für Ausfälle von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken

Mit Blick auf die Kraftwerkseinsatzplanung kann zusätzlich die Information über die für diesen Zeitraum vorzuhaltende DRL von Interesse sein. Hierzu ist die DRL sozusagen in die zwei Anteile DRL1 und DRL2 zu untergliedern. Der Wirkungsbereich der DRL1 folgt dem der MRL und erstreckt sich bis zum zeitlichen Ende des Kraftwerkseinsatzplans (KEP), dem sich dann der Wirkungsbereich der DRL2 anschließt. Eine Ausweitung der Annahme 3.1 auf die DRL1, d. h. eine Vernachlässigung von Wiederinbetriebsetzungen innerhalb der Kraftwerkseinsatzplanung, kann hierbei nicht mehr als realitätsnah angesehen werden. Von daher verbietet sich auch eine zu Gl. (3-25) analoge Berechnung der DRL1-Einsatzwahrscheinlichkeit. Stattdessen ist mit Kenntnis der Verteilung der Ausfalldauern die DRL1-Einsatzwahrscheinlichkeit über die Gl. (3-22) zu berechnen. Unterstellt man vereinfachend exponentiellverteilte Instandsetzungsdauern, folgt bei einer (konstanten) virtuellen Anfahrzeit  $T_{S,v,DRL1}^k$  für die Wahrscheinlichkeitsverteilung  $Q_A(t)$  und -dichte  $q_A(t)$  der Ausfalldauern:

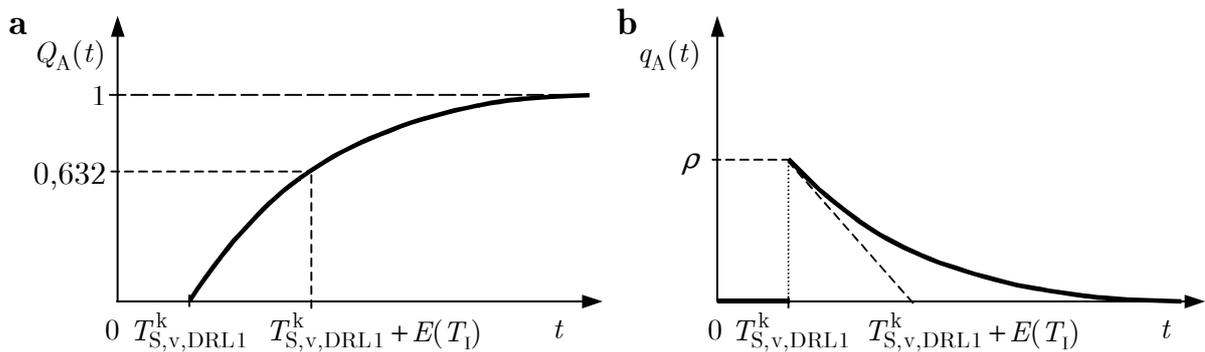
$$Q_A(t) = \begin{cases} 0 & \text{für } t < T_{S,v,DRL1}^k \\ 1 - e^{-\lambda(t - T_{S,v,DRL1}^k)} & \text{für } t \geq T_{S,v,DRL1}^k \end{cases}, \quad (3-27)$$

$$q_A(t) = \begin{cases} 0 & \text{für } t < T_{S,v}^k \\ \lambda \cdot e^{-\lambda(t - T_{S,v,DRL1}^k)} & \text{für } t \geq T_{S,v,DRL1}^k \end{cases}. \quad (3-28)$$

Die Instandsetzungsrate  $\iota$  berechnet sich dabei aus dem Erwartungswert der Instandsetzungsdauer  $E(T_I)$ :

$$E(T_I) = \int_0^{\infty} t \cdot q_I(t) dt = \frac{1}{\iota}. \quad (3-29)$$

Der prinzipielle Verlauf der Verteilung  $Q_A(t)$  und der Dichte  $q_A(t)$  ist **Abbildung 3-5** zu entnehmen.



**Abbildung 3-8 a u. b.** Wahrscheinlichkeitsverteilung (a) und -dichte (b) der Ausfall-dauern nach einer störungsbedingten Blockabschaltung

Setzt man Gl. (3-27) in Gl. (3-22) ein, folgt für die DRL1-Einsatzwahrscheinlichkeit, wenn eine exponentielle Aufschiebbarkeit nach Gl. (3-17), eine konstante (virtuelle) Anfahrzeit des reparierten Kraftwerksblocks sowie konstante Zugriffszeiten zur DRL1 und DRL2 unterstellt werden:

$$\begin{aligned} Pr(P_{DRL1, \infty}) = & \frac{T_{S,v,DRL1}^k - T_{Z,DRL1}^k + \frac{D_0}{\iota} \cdot \left(1 - e^{-\iota(T_{Z,DRL2}^k - T_{S,v,DRL1}^k)}\right)}{E(T_B) + E(T_A)} \\ & + \frac{1 - D_0}{\delta} \cdot \frac{\left(1 + e^{-\delta \cdot T_{Z,DRL2}^k} - e^{-\delta \cdot T_{Z,DRL1}^k} - e^{-\delta \cdot (T_{Z,DRL2}^k - T_{S,v,DRL1}^k)}\right)}{E(T_B) + E(T_A)} \\ & - \frac{1 - D_0}{\delta - \iota} \cdot \frac{\left(1 - e^{-\delta \cdot (T_{Z,DRL2}^k - T_{S,v,DRL1}^k)} - \frac{\delta}{\iota} \cdot \left(1 - e^{-\iota(T_{Z,DRL2}^k - T_{S,v,DRL1}^k)}\right)\right)}{E(T_B) + E(T_A)} \end{aligned} \quad (3-30)$$

für  $T_{Z,DRL1}^k \leq T_{S,v,DRL1}^k \leq T_{Z,DRL2}^k$ .

Die Herleitung der Gl. (3-30) ist im Anhang A skizziert.

Die Anfahrzeiten zur Vollast werden neben dem Typ, der Auslegung, der Fahrweise und der Stillsetzungsbedingung des Kraftwerksblocks von der Stillstandszeit bestimmt [54]. Während diese bei Gasturbinen und hydraulischen Kraftwerken im Bereich we-

niger Minuten liegen und somit in dem hier betrachteten Kontext vernachlässigbar sind, erstrecken sie sich bei Dampfkraftwerken bis in den Stundenbereich. Bei Anlagen mit optimierten Anfahrprozess sind bei einem Heißstart Anfahrzeiten von knapp einer Stunde realisierbar [52,53]. Diese erhöhen sich generell mit zunehmendem Auskühlgrad. Abhängig von der Stillstandsdauer sind dabei gemäß den Anforderungen in [54] die in **Tabelle 3-1** wiedergegebenen Grenzwerte einzuhalten.

**Tabelle 3-1.** Anforderungen an die Anfahrzeiten von konventionellen Dampfkraftwerken und Leichtwasserreaktoren [54]

Blocktyp	Blockzustand	Stillstandszeit	maximale Anfahrzeit
konventionelles Dampfkraftwerk	heiß	unter 8 h	2 h
	warm	8 bis ca. 50 h	3 h
	kalt	über 50 h	5 h
Leichtwasserreaktor	Nulllast heiß	unter 8 h	3 h
	Nulllast heiß	8 bis ca. 120 h	6 h
	kalt, unterkritisch	über 120 h	25 h

Bei der Berechnung der DRL1-Einsatzwahrscheinlichkeit wurde zur Vereinfachung ein konstanter Wert  $T_{S,v,DRL1}^k$  für die Dauer eines sich unmittelbar an die Instandsetzung anschließenden Anfahrvorgangs unterstellt. Aus den oben genannten Anfahrzeiten folgt für die Anforderdauer  $T_{S,v,DRL1}^k$  eines konventionellen Dampfkraftwerks ein Wertebereich von etwa einer Stunde bis ca. drei Stunden. Als Schätzwerte lassen sich hier  $T_{S,v,DRL1}^k \approx 2$  h und bei Kernkraftwerken  $T_{S,v,DRL1}^k \approx 3$  h ansetzen. Der genaue Wert könnte als Mittelwert der Dauern der virtuellen Anfahrvorgänge für die Fälle, in denen eine Wiederinbetriebsetzung innerhalb des verbleibenden KEP-Zeitbereichs  $T_{KEP}$  möglich ist, interpretiert werden:

$$T_{S,v,DRL1}^k := \overline{T_{S,v,DRL1}} \quad , \quad T_{S,v,DRL1} \in T_{S,v} \mid T_{S,v} + T_I \leq T_{KEP} . \quad (3-31)$$

Entscheidenden Einfluss hat hier die Wahrscheinlichkeitsdichte  $q_1(t)$  der Instandsetzungsdauern innerhalb des KEP-Zeitbereichs von üblicherweise 24 h.

Nach [2,4,5,37,42] stellt die Verteilung der Instandsetzungsdauern eine Überlagerung aus mehreren Verteilungen dar. Bei 150-MW-Braunkohlekraftwerken ist hierbei eine Kombination aus einer Exponential- und Lognormalverteilung dominierend. Die Exponentialverteilung ist dabei die bestimmende Form für die ersten 14 Stunden, in denen Störungsursachen auch bei heißem Blockzustand behoben werden können. Den Zeitbereich über 14 Stunden prägt dann die (verschobene) Lognormalverteilung für Fehler, die erst mit zunehmendem Auskühlgrad beseitigt werden können [2]. Wie sich aber z. B. in [5,42] auch erkennen lässt, ist bei größeren Braunkohleblöcken (600 MW

im Vergleich zu 300 und 150 MW) und vor allem bei Erdgas- und Kernkraftwerken mit einer Exponentialverteilung als einzige Verteilung eine für die meisten Fälle ausreichend genaue Beschreibung gegeben.

Die Schätzwerte für die Dringlichkeiten störungsbedingter Blockabschaltungen sowie für die Erwartungswerte der Instandsetzungs- und Betriebsdauern lassen sich aus dem VGB-Bericht [51] über die Analyse der Nichtverfügbarkeit von Wärmekraftwerken ableiten. Die genaue Vorgehensweise ist im Anhang B detailliert geschildert. Die Ausfalldauer setzt sich aus der Instandsetzungszeit und der Dauer des virtuellen Anfahrvorgangs zusammen. Als Schätzwert des Erwartungswerts  $\hat{E}(T_A)$  der Ausfalldauern lässt sich vereinfachend die Summe der Schätzwerte des Erwartungswerts  $\hat{E}(T_I)$  der Instandsetzungsdauern und der mittleren Dauer  $\hat{T}_{S,v}$  der virtuellen Anfahrvorgänge ansetzen. Im Gegensatz zu  $T_{S,v,DRL1}^k$  umfasst  $\hat{T}_{S,v}$  alle und nicht nur die virtuellen Anfahrvorgänge innerhalb des KEP-Zeitbereichs. **Tabelle 3-2** zeigt die in diesem Abschnitt erläuterten und als Schätzwerte anzusehenden Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken zusammen mit der resultierenden Nichtverlässlichkeit.

**Tabelle 3-2.** Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken; eigene Berechnungen auf Basis von [51,54]

Kraftwerkstechnologie/-typ	$\hat{D}_0$ <sup>1)</sup>	$\hat{D}_{12}$	$\hat{E}(T_B)$	$\hat{E}(T_I)$	$\hat{T}_{S,v,DRL1}^k$	$\hat{T}_{S,v}$	$\hat{E}(T_A)$	$\hat{N}V$
fossil befeuertes Kraftwerk <sup>2)</sup>	0,47	0,73	607 h	46 h	2 h	3 h	49 h	7,5 %
- Steinkohlekraftwerk	0,48	0,74	541 h	49 h	2 h	3 h	52 h	8,8 %
- Braunkohlekraftwerk	0,46	0,72	664 h	30 h	2 h	3 h	33 h	4,8 %
- Gas-/Ölkraftwerk	0,34	0,59	749 h	119 h	2 h	3 h	122 h	14,0 %
Kernkraftwerk	0,23	0,55	1 845 h	82 h	3 h	5 h	87 h	4,5 %
Kombi-Anlage	0,36	0,51	244 h	20 h	2 h	3 h	23 h	8,8 %
Gasturbine	0,45	0,60	101 h	79 h	-	-	79 h	43,9 %

<sup>1)</sup> inkl. Startversager bei Gasturbine

<sup>2)</sup> gesamt, ohne Kombi-Anlagen und Gasturbinen

In der Literatur finden sich vielfach Angaben über Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken. Davon werden einige in den folgenden Tabellen kurz vorgestellt.

Die von Wüst [55] veröffentlichten Zuverlässigkeitskenngrößen zeigt **Tabelle 3-3**. Diese basieren zwar auf umfangreichen, aber bereits etwas älteren Erhebungen, welche etwa 1 000 Anlagenjahre deutscher Kraftwerke, und je 30 Anlagenjahre von französischen Kernkraftwerken und fossil befeuerten Kraftwerken in Indonesien umfasst. Gas- und Ölkraftwerke werden gesondert aufgeführt und bei Steinkohle in der Blockgröße unterschieden. Allerdings fehlen Werte für Braunkohlekraftwerke. Gesondert ausgewie-

sen sind die Wahrscheinlichkeiten eines Startversagers  $\hat{s}$  und die mittlere Betriebsdauer  $\hat{E}(T_{B2})$  im Störungszustand.

**Tabelle 3-3.** Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken nach Wüst [55]

Kraftwerkstechnologie/-typ	$\hat{D}_0$ <sup>1)</sup>	$\hat{s}$	$\hat{E}(T_{B2})$	$\hat{E}(T_B)$	$\hat{E}(T_A)$	$\hat{NV}$
Kernkraft	0,55	0,01	20 h	1 247 h	59 h	4,5 %
Steinkohle						
- unter 300 MW	0,60	0,01	8 h	457 h	41 h	8,2 %
- ab 300 MW	0,60	0,01	8 h	857 h	57 h	6,2 %
Heizöl	0,50	0,01	10 h	1 169 h	66 h	5,3 %
Erdgas	0,50	0,01	10 h	1 234 h	26 h	2,1 %
Gasturbine	0,25	0,05	5 h	78 h	61 h	43,9 %

<sup>1)</sup> ohne Startversager

Bei Roggenbau [56] basieren die angeführten Zuverlässigkeitskenngrößen auf einer Sonderauswertung des VGB aus dem Jahr 1996. Nähere Angaben dazu, wie beispielsweise über die erfassten Kraftwerke und den Untersuchungszeitraum, ließen sich jedoch nicht mehr in Erfahrung bringen [57,58]. Die Werte werden auch von Dany [22] herangezogen und sind in **Tabelle 3-4** aufgelistet.

**Tabelle 3-4.** Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken nach Roggenbau [56]

Kraftwerkstechnologie/-typ	$\hat{D}_0$ <sup>1)</sup>	$\hat{s}$	$\hat{E}(T_{B2})$	$\hat{E}(T_B)$	$\hat{E}(T_A)$	$\hat{NV}$
Kernkraft	0,52	-	77 h	1 507 h	63 h	4,0 %
Braunkohle	0,61	-	39 h	494 h	30 h	5,7 %
Steinkohle	0,67	-	57 h	402 h	30 h	6,9 %
Gas/Öl	0,52	-	55 h	490 h	52 h	9,6 %
Gasturbine	0,32	0,06	51 h	171 h	45 h	20,8 %

<sup>1)</sup> ohne Startversager

In Billinton und Li [44] finden sich Angaben über Ausfallraten und mittlere Ausfalldauern. Die Datengrundlage bildet das Datensammlungs- und -analysesystem ERIS der Canadian Electrical Association und umfasst die Kraftwerke der meisten kanadischen Energieversorgungsunternehmen. Diese sind mit einem Erfassungszeitraum von 1977 bis zum Jahr 1990 für verschiedene Blockgrößen ausgewiesen und in **Tabelle 3-5** dargestellt. Für fossilbefeuerte Anlagen lässt sich in etwa dieselbe Nichtverlässlichkeit wie bei deutschen Kraftwerken erkennen. Eine generelle Tendenz der Zuverlässigkeitskenngrößen in Abhängigkeit von der Blockgröße kann nicht festgestellt werden.

**Tabelle 3-5.** Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken nach Billinton und Li [44]

<i>Kraftwerkstechnologie/-typ</i>	$\lambda$	$\hat{E}(T_B)$	$\hat{E}(T_A)$	$\hat{NV}$
Wasserkraftwerke				
- 24 bis 99 MW	3,44/a	2 547 h	93,29 h	3,5 %
- 100 bis 199 MW	3,76/a	2 330 h	71,35 h	3,0 %
- 200 bis 299 MW	6,14/a	1 427 h	74,94 h	5,0 %
- 300 bis 399 MW	6,03/a	1 453 h	41,46 h	2,8 %
- 400 bis 499 MW	2,82/a	3 106 h	64,50 h	2,0 %
- ab 500 MW	2,42/a	3 620 h	112,58 h	3,0 %
Fossil befeuerte Anlagen				
- 69 bis 99 MW	11,50/a	762 h	44,72 h	5,5 %
- 100 bis 199 MW	14,53/a	603 h	37,72 h	5,9 %
- 200 bis 299 MW	13,79/a	635 h	25,72 h	3,9 %
- 300 bis 399 MW	16,54/a	530 h	46,55 h	8,1 %
- 400 bis 599 MW	8,79/a	997 h	45,30 h	4,3 %
Kernkraftwerke				
- 400 bis 599 MW	3,40/a	2 576 h	369,35 h	12,5 %
- 600 bis 799 MW	4,90/a	1 788 h	27,17 h	1,5 %
- ab 800 MW	4,49/a	1 951 h	111,64 h	5,4 %

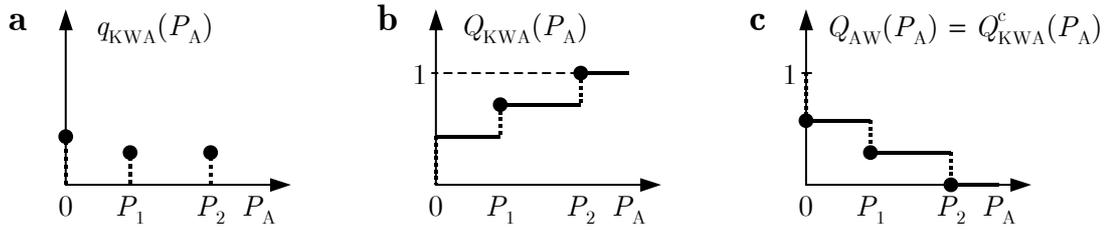
Die Zuverlässigkeit von Kraftwerken steht generell im Spannungsfeld von Verfügbarkeit und Effizienz [59-62]. Zu Zeiten der Monopolstrukturen konnte bei Konstruktion und Wartung der Kraftwerke ein hoher Aufwand betrieben werden, um eine hohe Verfügbarkeit der Anlagen zu erreichen [63]. Im Zuge der Liberalisierung setzte unter den Erzeugern ein zunehmender Wettbewerbsdruck ein, der zu erheblichen Kosteneinsparungen führen sollte. Infolgedessen wurden bislang kaum Investitionen für neue Kraftwerke getätigt, womit der Kraftwerkspark zusehend überaltert. Ebenfalls wurden Personal und somit auch der Service abgebaut. Die vormals präventiven Instandhaltungsmaßnahmen werden zunehmend durch zustandorientierte oder gar „postmortale“ (d. h. reparieren, wenn kaputt) Instandhaltungsstrategien ersetzt [63-66]. Eine weitere Erscheinung der Liberalisierung sind die kürzeren Entwicklungs- und Erprobungszeiten auf Seiten der Kraftwerkshersteller, die sich bei neuen Kraftwerksmodellen in den ersten Jahren nach Markteinführung in den Kinderkrankheiten und entsprechenden Schäden zeigen [61,67-69]. Zusätzlich rücken durch die Windenergienutzung auch technische Anforderungen wie z. B. die Regelfähigkeit verstärkt in den Vordergrund [70], die das Spannungsfeld zwischen Verfügbarkeit und Effizienz um die Flexibilität erweitern. So kommt es windbedingt zu zusätzlichen Startvorgängen im konventionellen Kraftwerkspark [71,72]. Und wie eine Analyse von [73] (zitiert in [74])

zeigt, nimmt die Nichtverlässlichkeit mit häufigeren An- und Abfahrvorgängen zu. Aus diesen Schilderungen wird deutlich, dass darunter auch die Verlässlichkeit der Kraftwerke leidet. Auf der anderen Seite ist zu betonen, dass z. B. bei den Kernkraftwerken durch kontinuierliche Modernisierungen in der Vergangenheit bereits bemerkenswerte Steigerungen in der Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit erzielt wurden, was die Verdopplung der mittleren Betriebsdauern unterstreicht (siehe Anhang B.3). Auch bei den fossil befeuerten Blöcken werden vor dem Hintergrund des erheblichen Ersatzbedarfs bis zum Jahr 2020 zunehmend verstärkt Modernisierungsmaßnahmen umgesetzt. Durch Ertüchtigungen der Leittechnik und verbesserte Diagnose und Software können eine frühere Erkennung und eine schnellere Behebung von Störungen erzielt werden [75-82]. Hinzu kommen auch die inzwischen kürzeren Anfahrzeiten von neuen oder modernisierten Kraftwerken [75-78], die in die strenge Formulierung der Nichtverlässlichkeit mit eingehen. Von daher ist eine abschließende quantitative Einschätzung der Zuverlässigkeit des künftigen Kraftwerksparks kaum möglich. Es bleibt also abzuwarten, inwieweit sich der Kostendruck einerseits und Technikfortschritte und Instandhaltungsstrategien andererseits entwickeln und so die Zuverlässigkeit bestimmen.

### 3.2.2 Kraftwerkssystem

Wurde bisher nur ein einzelner Kraftwerksblock betrachtet, wird in diesem Abschnitt die wahrscheinlichkeitstheoretische Beschreibung von Leistungsausfällen in einem Kraftwerkssystem vorgestellt. Dabei wird grundsätzlich von einer Unabhängigkeit der Kraftwerksausfälle untereinander ausgegangen, was in der Realität i. Allg. auch gegeben ist. Die wichtigsten Kenngrößen zur Beschreibung von stochastischen Leistungsausfällen sind die Ausfallwahrscheinlichkeitsdichte  $q_{\text{KWA}}(P_A)$  der möglichen Leistungsausfälle  $P_A$  und die kumulative Ausfallwahrscheinlichkeit  $Q_{\text{AW}}(P_A)$ . Erstere gibt die Wahrscheinlichkeit  $Pr(P_A=P)$  an, dass genau ein Leistungsausfall in Höhe von  $P_A$  auftritt, d. h. die Systemzustandswahrscheinlichkeit. Letztere gibt die Wahrscheinlichkeit  $Pr(P_A>P)$  an, dass ein Leistungsausfall  $P_A$  größer einer bestimmten Leistung  $P$  ist. Der formale Zusammenhang zwischen  $q_{\text{KWA}}(P_A)$  und  $Q_{\text{AW}}(P_A)$  lässt sich über die Wahrscheinlichkeitsverteilung  $Q_{\text{KWA}}(P_A) = Pr(P_A \leq P)$  herleiten (**Abbildung 3-9**). Deren zu Eins komplementäre Wahrscheinlichkeitsverteilung  $Q_{\text{KWA}}^c(P_A)$  ergibt sich aus  $1 - Pr(P_A \leq P)$ . Diese ist gleichbedeutend mit  $Pr(P_A > P)$  und somit identisch mit der kumulativen Ausfallwahrscheinlichkeit  $Q_{\text{AW}}(P_A)$ . Die hier zugrundegelegte Definition von  $Q_{\text{AW}}(P_A)$  stimmt mit der in [23] überein und unterscheidet sich von der in [5] darin, dass sie den Funktionswert der Ausfallwahrscheinlichkeitsdichte  $q_{\text{KWA}}(P_A)$  an der Sprungstelle  $P_A$  nicht mit einschließt. Unter Berücksichtigung von Gl. (3-6) folgt:

$$Q_{\text{AW}}(P_A) = Pr(P_A > P) = 1 - \int_0^{P_A} q_{\text{KWA}}(\pi) \, d\pi. \quad (3-32)$$



**Abbildung 3-9 a – c.** Zusammenhang zwischen Ausfallwahrscheinlichkeitsdichte (a), Ausfallwahrscheinlichkeitsverteilung (b) und kumulative Ausfallwahrscheinlichkeit (c) von Leistungsausfällen in einem Kraftwerkssystem

Die Ermittlung der Ausfallwahrscheinlichkeitsdichte  $q_{\text{KWA}}(P_A)$  eines Kraftwerkssystems beruht formal auf der mathematischen Faltung der Ausfallwahrscheinlichkeitsdichten  $q_{\text{KWA},i}(P_A)$  der einzelnen Kraftwerke. Bei  $N$  Kraftwerken folgt somit:

$$q_{\text{KWA}}(P_A) = q_{\text{KWA},1}(P_A) * q_{\text{KWA},2}(P_A) * \dots * q_{\text{KWA},N}(P_A). \quad (3-33)$$

Eine effiziente Ermittlung der Ausfallwahrscheinlichkeitsdichte  $q_{\text{KWA}}(P_A)$  und der kumulativen Ausfallwahrscheinlichkeit  $Q_{\text{AW}}(P_A)$  gestattet die Anwendung eines rekursiven Faltungsalgorithmus zur direkten Bestimmung der kumulativen Ausfallwahrscheinlichkeit. Grundgedanke dieser Methode ist das schrittweise Hinzufügen von Kraftwerksblöcken zur bestehenden kumulativen Ausfallwahrscheinlichkeit. Beschränkt man sich auf ein zweistufiges Modell des Leistungsverhaltens von Kraftwerken, d. h. entweder Betrieb mit Nennleistung oder Totalausfall, und wird die kumulative Ausfallwahrscheinlichkeit vor Einbezug eines neuen Blocks mit der Leistung  $P_{\text{Bl},i}$  und der Nichtverlässlichkeit  $NV_{\text{Bl},i}$  mit  $Pr_{(i-1)}(P_A > P)$  und nach dessen Hinzufügung mit  $Pr_{(i)}(P_A > P)$  bezeichnet, so schreibt sich die rekursive Berechnungsvorschrift:

$$Pr_{(i)}(P_A > P) = Pr_{(i-1)}(P_A > P) \cdot (1 - NV_{\text{Bl},i}) + Pr_{(i-1)}(P_A > P - P_{\text{Bl},i}) \cdot NV_{\text{Bl},i}. \quad (3-34)$$

Die Nichtverlässlichkeit  $NV$  gibt die Wahrscheinlichkeit eines Ausgleichs durch GRL und somit die Gesamt-Ausfallwahrscheinlichkeit an. Entsprechend lassen sich die kumulativen Ausfallwahrscheinlichkeiten differenziert nach den Wirkungsbereichen der verschiedenen Regelleistungsarten  $RL$  anschreiben:

$$Pr_{(i)}(P_{RL} > P) = Pr_{(i-1)}(P_{RL} > P) \cdot (1 - Pr(P_{\text{Bl},i,RL})) + Pr_{(i-1)}(P_{RL} > P - P_{\text{Bl},i}) \cdot Pr(P_{\text{Bl},i,RL}), \quad (3-35)$$

Diese Gleichung bezieht sich auf die stationäre Betrachtung der Wahrscheinlichkeiten  $Pr(P_{\text{Bl},i,RL})$ , mit der die entsprechenden RL-Arten zum Ausgleich des Blockausfalls zum Einsatz kommen. Allgemein formuliert sind diese Wahrscheinlichkeiten und somit auch die Ausfallwahrscheinlichkeitsdichte  $q_{\text{KWA}}(P_{RL}, t)$  sowie die kumulative Ausfallwahrscheinlichkeit  $Q_{\text{AW}}(P_{RL}, t)$  zeitabhängig.

### 3.3 Verbraucherlast

Neben Kraftwerksausfällen zählen die durch die Verbraucherlast hervorgerufenen Leistungsungleichgewichte zu den klassischen Ursachen für einen RL-Bedarf. Diese werden hier differenziert zwischen Lastschwankungen und Lastprognosefehler.

#### 3.3.1 Lastschwankungen

Unter Lastschwankungen oder Lastrauschen versteht man im Allgemeinen die Abweichung des momentanen Leistungswerts vom tatsächlichen  $\frac{1}{4}$ -h-Mittelwert der Verbraucherlast. Das Lastrauschen zeigt absolut stochastisches Verhalten und ist deshalb nicht prognostizierbar. Die Ausregelung erfolgt durch die Primär- und Sekundärregelung. Für die Dimensionierung der SRL sind strenggenommen jedoch nicht die Lastschwankungen im obigen Sinn, sondern als Abweichung der momentanen Verbraucherleistung von der um die Lastprognosefehler sowie kraftwerks-, wind- und stromtransitbedingten Leistungsabweichungen bereinigten momentanen Erzeugerleistung zu verstehen. Eine nähere Erläuterung dazu wird im Anhang C gegeben.

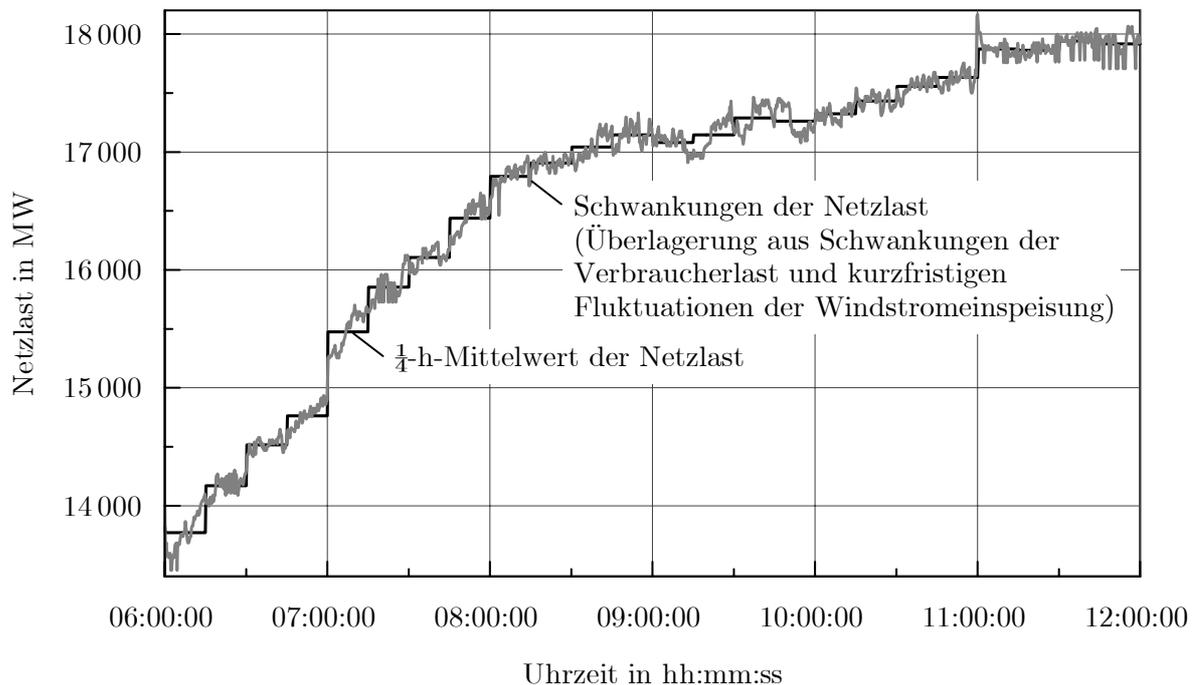
Ein generell zu beachtender Aspekt bei direkten Leistungsmessungen ist die zeitliche Auflösung der für die Ermittlung der momentanen Leistungswerte zugrundeliegenden Mittelwertbildung. Grundsätzlich wird der geeignete Bereich für die zeitliche Auflösung nach oben durch die geforderte Aktivierungszeit<sup>4</sup> der SRL begrenzt. Die untere Grenze bestimmt sich aus der Dynamik der Sekundärregelung, die durch die Reaktionszeit, Filter- und Reglerparameter des Sekundärreglers<sup>5</sup> im Zusammenspiel mit den realen und praxisüblichen Antwortzeiten der angeforderten SRL bestimmt wird. Im Sinne einer möglichst raschen Ablösung der PRL hat sich die zeitliche Auflösung an der unteren Grenze zu orientieren. Alternativ dazu können auch Aufzeichnungen am Reglerausgang herangezogen werden. Diese bieten den Vorteil, dass sie das dynamische Verhalten der Sekundärregelung und somit die tatsächlichen Leistungsanforderungen widerspiegeln. Außerdem ließe sich damit das Problem im Zusammenhang mit der Ermittlung der bereinigten Erzeugerleistung (siehe oben) umgehen. Auf der anderen Seite beinhalten sie zusätzlich auch den Einfluss von Kraftwerksausfällen, Prognosefehlern und anderweitigen Faktoren und erschweren dadurch eine separat für die einzelnen Ursachen im Wirkungsbereich der SRL durchführbare statistische Analyse, welche für eine Einschätzung der künftigen Entwicklung und somit der Einflussnahme auf die SRL-Vorhaltung von großer Bedeutung ist.

---

<sup>4</sup> Die SRL muss im Bedarfsfall vollständig in maximal 5 Minuten erbracht werden können [8].

<sup>5</sup> Die Zykluszeit des Netzreglers beträgt 1 bis 2 s. Für den Proportionalanteil des Netzreglers können Werte zwischen 0 und 50 % und für die Zeitkonstante („Folge“-Geschwindigkeit des Reglers) zwischen 50 und 200 s eingestellt werden [9].

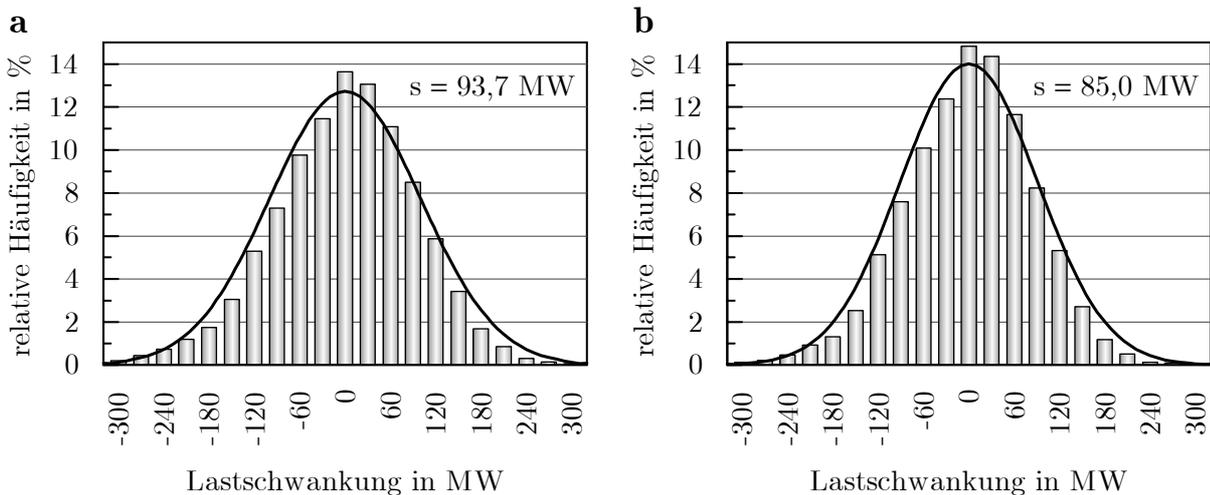
Für diese Arbeit liegen Aufzeichnungen über die Schwankungen der vertikalen Netzlast für das Gebiet der E.ON Netz GmbH in der Zeit vom 07.04. bis 13.04.2003 als 15-sek-Spotwerte vor, welche als Abweichung vom  $\frac{1}{4}$ -h-Mittelwert stellvertretend für die im Wirkungsbereich der SRL relevanten Leistungsdefizite herangezogen werden. **Abbildung 3-10** zeigt einen Ausschnitt aus dem Verlauf der Netzlast in Darstellung der Momentan- und  $\frac{1}{4}$ -h-Mittelwerte. Die Messdaten enthalten neben dem eigentlichen Lastrauschen auch die kurzfristigen Schwankungen der Windstromeinspeisung (Windschwankungen). Eine statistisch getrennte Auswertung der beiden Anteile ist ohne zusätzliche separate Informationen über die Last- oder Windschwankungen nicht möglich. Aufgrund des relativ geringen Anteils der Windschwankungen ist dies auch nicht unbedingt notwendig, wie im Anhang D dargelegt ist. Demnach führt die Bereinigung der Netzlastschwankungen um die kurzfristigen WSE-Fluktuationen auf eine ungefähr um 0,5 MW geringere Standardabweichung für die reinen Lastschwankungen. Darüber hinaus vergrößert sich die Standardabweichung der Leistungsschwankungen selbst bei einer Vervierfachung der installierten WEA-Leistung lediglich um etwa 1 bis 2 MW. Deshalb können die folgenden Ergebnisse der statistischen Analyse der Netzlastschwankungen stellvertretend für das Lastrauschen angesehen werden.



**Abbildung 3-10.** Netzlast in der E.ON-Regelzone am Vormittag des 8. April 2003

Die gemessenen 15-sek-Spotwerte lassen sich als Stichprobe der Abweichungen vom  $\frac{1}{4}$ -h-Mittelwert auffassen. Aufgrund der hochdynamischen Auslegung der Sekundärregelung sowie den im Vergleich zur geforderten Aktivierungszeit i. d. R. deutlich kür-

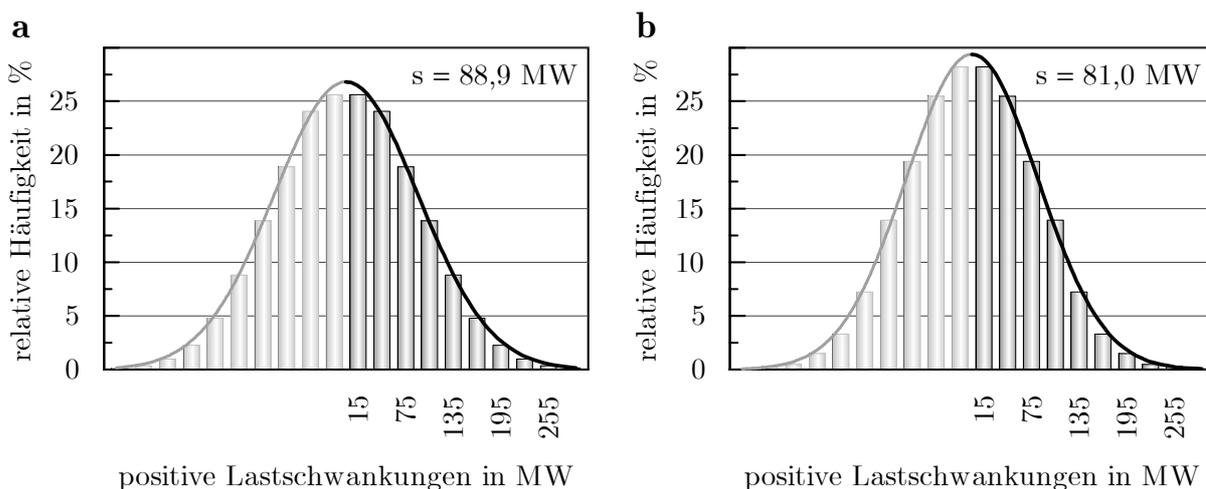
zeren Antwortzeiten der angeforderten SRL werden für die statistische Analyse die Abweichungen der 15-sek-Spotwerte sowie der daraus errechneten 1-min-Mittelwerte vom  $\frac{1}{4}$ -h-Mittelwert betrachtet. Deren Häufigkeitsdiagramme zeigt **Abbildung 3-11**. Die Standardabweichung  $s$  des 15-sek-Lastrauschens beträgt 93,7 MW. Bei den 1-min-Mittelwerten reduziert sie sich auf 85 MW und somit um etwa 10 %. Zusätzlich sind die Nachbildungen durch eine Normalverteilung aufgetragen. Demnach handelt es sich um keine exakt symmetrische Verteilung, die mit Blick auf die nahezu spiegelsymmetrische Verteilung der Windschwankungen (siehe Anhang D) eindeutig der Verbraucherlast zugeordnet werden kann. Während die positiven Abweichungen gegenüber der Normalverteilung eine steilere Flanke aufweisen, treten negative Abweichungen am Rand der Verteilung häufiger auf, als dies durch die Normalverteilung wiedergegeben wird. Von daher kann eine getrennte Behandlung der positiven und negativen Leistungsabweichungen als sinnvoll erachtet werden.



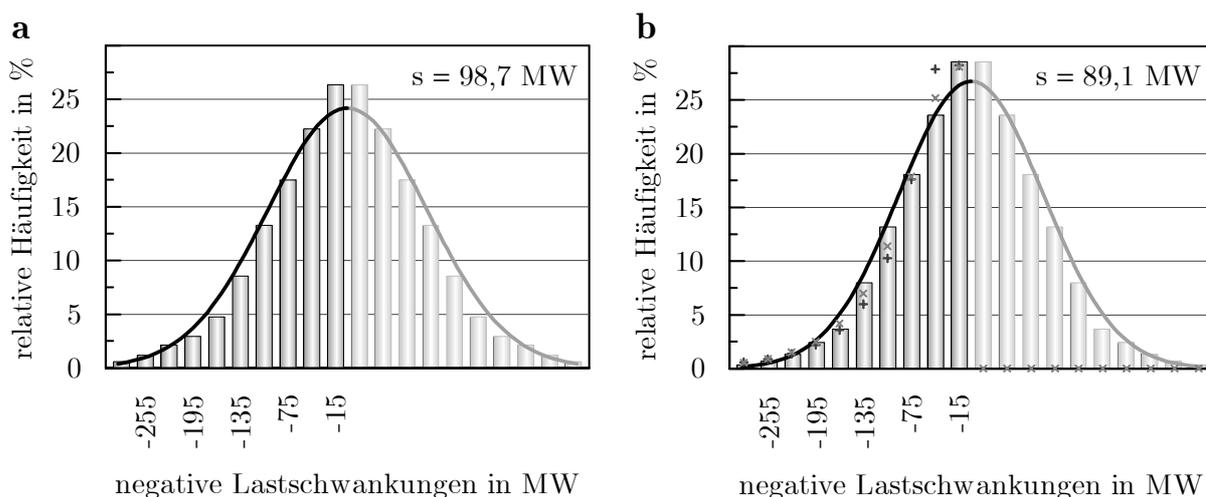
**Abbildung 3-11 a u. b.** Häufigkeitsverteilung der Lastschwankungen mit einer Klasseneinteilung von 30 MW (0: -15 bis +15 MW, usw.) auf Basis von 15-sek-Spotwerten (a) und 1-min-Mittelwerten (b) sowie Nachbildung durch Normalverteilung

Für die beiden Zeitbasen von 15 Sekunden und 1 Minute ist in **Abbildung 3-12** die jeweilige Häufigkeitsverteilung der positiven Abweichungen gesondert dargestellt. Wird daraus eine fiktive Verteilung generiert, indem die Häufigkeitsverteilung spiegelsymmetrisch auch für den negativen Bereich herangezogen wird, berechnen sich die in der Abbildung 3-12 enthaltenen Normalverteilungen mit der Standardabweichung von 88,9 MW für die 15-sek-Spotwerte bzw. 81,0 MW für die 1-min-Mittelwerte. Mit dieser lässt sich nun die positive Häufigkeitsverteilung in guter Weise annähern. Analog dazu kann auch mit der Häufigkeitsverteilung der negativen Abweichungen verfahren werden. Diese ist zusammen mit der erhaltenen Normalverteilung für das negative Lastrauschen in **Abbildung 3-13** aufgetragen. Für die Standardabweichung resultieren

mit 98,7 MW bzw. 89,1 MW höhere Werte als bei den positiven Abweichungen. Im Gegensatz zum positiven Lastrauschen ergibt sich hier keine so gute Nachbildung durch die Normalverteilung. Aber auch die logarithmische sowie zweifach logarithmische Normalverteilung können die Häufigkeitsverteilung des negativen Lastrauschens nicht überzeugender beschreiben, wie sich Abbildung 3-13 b entnehmen lässt.



**Abbildung 3-12 a u. b.** Häufigkeitsverteilung der positiven Lastschwankungen mit einer Klasseneinteilung von 30 MW (15: 0 bis +30 MW, usw.) auf Basis von 15-sek-Spotwerten (a) und 1-min-Mittelwerten (b) sowie Nachbildung durch Normalverteilung bei spiegelsymmetrischer Darstellung



**Abbildung 3-13 a u. b.** Häufigkeitsverteilungen der negativen Lastschwankungen mit einer Klasseneinteilung von 30 MW (-15: -30 bis 0 MW, usw.) auf Basis von 15-sek-Spotwerten (a) und 1-min-Mittelwerten (b) sowie deren Nachbildung durch eine Normalverteilung bei spiegelsymmetrischer Darstellung, logarithmische Normalverteilung („+“) und zweifach logarithmische Normalverteilung („x“)

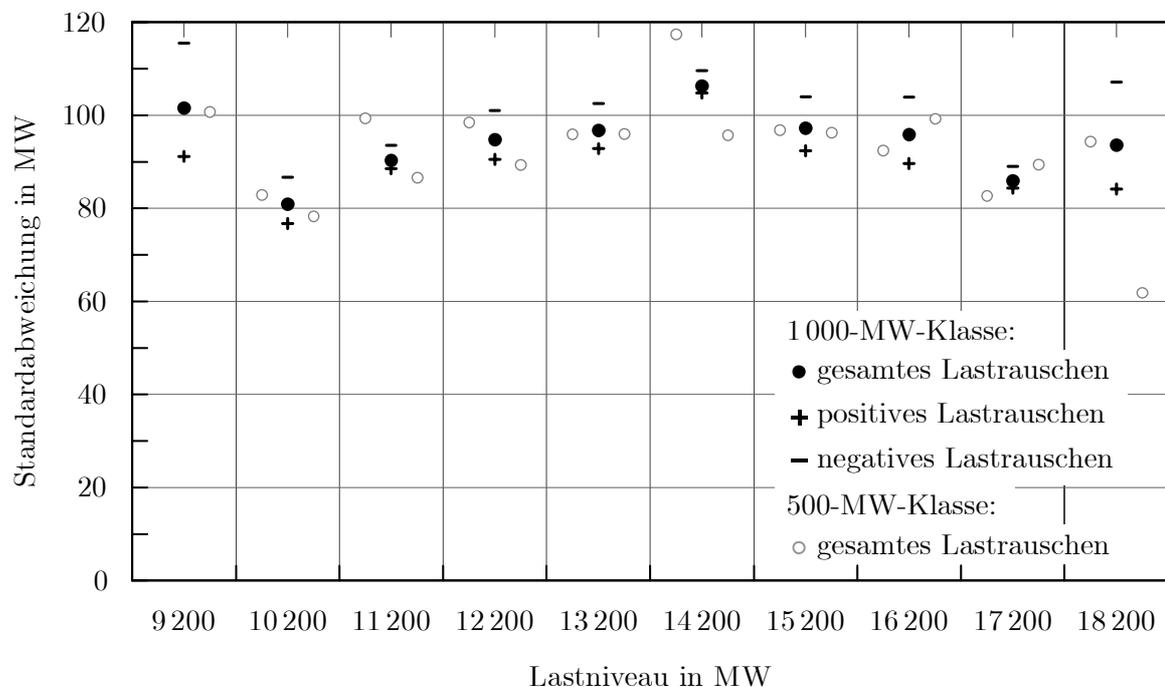
Bei einer getrennten Behandlung der positiven und negativen Lastschwankungen muss zusätzlich die Auftrittswahrscheinlichkeit eines positiven und negativen Lastrauschens berücksichtigt werden. Diese teilt sich nur näherungsweise gleichmäßig auf. Sowohl bei den 15-sek-Spotwerten als auch bei den 1-min-Mittelwerten liegt die Wahrscheinlichkeit eines Auftretens einer positiven Abweichung mit 51,7 % in geringem Maße über der von negativen Abweichungen mit 48,2 %. Die verbleibende Differenz von 0,1 % stellt die Wahrscheinlichkeit von Nullwerten dar.

Abschließend soll noch untersucht werden, inwieweit eine Abhängigkeit der Lastschwankungen von der Lasthöhe besteht. Dazu werden die Lastschwankungen entsprechend dem Lastniveau geordnet. **Abbildung 3-14** zeigt die Standardabweichungen in Abhängigkeit vom Lastniveau bei einer Klasseneinteilung der Last von 1 000 MW. Demnach liegen diese in einem Bereich von etwa 80 bis 110 MW ohne einer zweifelsfrei erkennbaren Abhängigkeit zu unterliegen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass die beiden Klassen mit den aufgetretenen Minimal- und Maximallasten wesentlich weniger Werte enthalten als die übrigen Klassen. Somit weisen deren errechnete Standardabweichungen auch einen deutlich größeren Vertrauensbereich auf. Bei Außerachtlassung dieser Werte zeigt sich, dass tendenziell die größten Standardabweichungen ungefähr in der Mitte des gesamten Lastbereichs auftreten. Zwar könnte eine Erklärung dafür sein, dass in diesem Lastbereich der größte Freiheitsgrad im Nutzerverhalten vorliegt, während in Zeiten hoher und niedriger Last die stochastische Lastveränderbarkeit an natürliche Grenzen in Form eines maximal möglichen und minimal notwendigen Stromverbrauchs stößt. Dem steht jedoch entgegen, dass bei geringem Lastniveau die negativen Lastschwankungen wider Erwarten eine höhere Standardabweichung aufweisen als das positive Lastrauschen. Eine weitere Erklärung ließe sich zusammen mit der Betrachtung der Lastgradienten anführen, da sich bei hohen Lastgradienten naturgemäß hohe Abweichungen von den  $\frac{1}{4}$ -h-Mittelwerten an deren Sprungstellen ergeben, was auch der Lastverlauf zwischen 6:00 und 8:00 Uhr in **Abbildung 3-10** zu erkennen gibt. Diese Tendenzen relativieren sich jedoch unter Berücksichtigung der beiden Klassen mit den Minimal- und Maximallasten derart, dass auch eine Unabhängigkeit des Lastrauschens vom Lastniveau vertreten werden kann. Auch eine andere Klasseneinteilung<sup>6</sup> von beispielsweise 500 MW ändert – abgesehen vom Schwankungsbereich – prinzipiell nichts an diesen Aussagen, wie man der **Abbildung 3-14** entnehmen kann.

---

<sup>6</sup> Grundsätzlich sollte die Klasseneinteilung nicht beliebig gewählt werden. Sachs [83, S. 107 und 137] empfiehlt eine Klassenanzahl zwischen 7 und 20 Klassen, wobei zusätzlich nach Möglichkeit die Klassenbreite kleiner gleich der halben Standardabweichung sein sollte. Den Messaufzeichnungen liegt ein Lastbereich von etwa 9 200 bis 18 200 MW mit einer mittleren Lasthöhe von 14 200 MW und einer Standardabweichung von ca. 2 200 MW zugrunde. Daraus ergibt sich eine empfohlene Klassenbreite von 450 bis 1 100 MW.

Der statistischen Analyse liegen zwar über 40 000 Messwerte zugrunde, was eine vermeintlich hohe statistische Sicherheit suggerieren kann. Zwei bedeutsame Aspekte sind jedoch zu bedenken. Zum einen ist aufgrund der Definition des Lastrauschens als Abweichung vom  $\frac{1}{4}$ -h-Mittelwert der Freiheitsgrad geringer als  $n - 1$ , da zumindest ein Wert pro Viertelstunde nicht unabhängig von den anderen der Viertelstunde ist. Zum anderen repräsentieren die Messwerte nur einen kleinen Ausschnitt des gesamten Jahres und stellen von daher keine unabhängige Zufallsstichprobe dar, auch wenn die auftretende Verbraucherlast in der untersuchten Woche in einem Bereich von 9,2 bis 18,2 GW lag, der auch in der übrigen Zeit des Jahres kaum unter- oder überschritten wurde. Von daher relativiert sich die statistische Aussagekraft und erlaubt die zur Verfügung stehende Datenbasis auch keine abschließende Beurteilung der Abhängigkeit des Lastrauschens von der Verbraucherlast.



**Abbildung 3-14.** Standardabweichung der Lastschwankungen über dem Lastniveau in der E.ON-Regelzone vom 7. bis 13. April 2003 bei einer Klasseneinteilung der Last von 1 000 MW und 500 MW

Fundierte und geeignete Angaben in der Literatur über statistische Parameter der Lastschwankungen konnten im Rahmen dieser Arbeit nicht ausfindig gemacht werden. Beispielsweise betrachtet Roggenbau [56] nur den Maximalwert der 5-Minuten-Leistungsmittelwerte innerhalb eines 15-Minuten-Intervalls. Da nicht der gesamte Zeitbereich innerhalb einer Viertelstunde in die Analyse miteinbezogen wurde, wird

ein Vergleich mit den hier vorgestellten Ergebnissen für nicht sinnvoll erachtet und deshalb unterlassen.

Eine Einschätzung der zukünftigen Entwicklung des Lastrauschens ist nur schwer möglich. Zwar können einzelne Industriebetriebe durchaus größere Leistungsschwankungen verursachen, was sich bei strukturellen Veränderungen in der Industrielandschaft entsprechend in den Lastschwankungen niederschlägt. Inwieweit sich dadurch eine signifikante Veränderung der Häufigkeitsverteilung einstellt, muss hier mangels geeigneter Daten und Informationen unbeantwortet bleiben.

### 3.3.2 Lastprognosefehler

Lastprognosefehler (LPF) kennzeichnen die Abweichungen der  $\frac{1}{4}$ -h-Prognosewerte vom jeweiligen  $\frac{1}{4}$ -h-Mittelwert der tatsächlichen Verbraucherlast. Für den ÜNB ergibt sich der effektiv auszuregelnde Lastprognosefehler aus der Überlagerung der abzüglich des Lastfolgebetriebs verbleibenden Prognosefehler der einzelnen Bilanzkreise. Die Ausregelung erfolgt hauptsächlich durch Einsatz von MRL. Lediglich die (geringen) Unsicherheiten bei der MRL-Vorsteuerung, die sich auf die kurzfristige LPF-Abschätzung der jeweils nächsten Viertelstunde stützt, müssen mit SRL ausgeglichen werden.

Die Lastprognosefehler können in guter Näherung über eine Normalverteilung mit dem Mittelwert gleich Null beschrieben werden [42]. Im Wirkungsbereich der Gesamtminutenregelung (SRL und MRL) beträgt die Standardabweichung ungefähr 2 bis 7 % bezogen auf die Systemlast, wobei sich der kleinere Wert auf Systeme mit hohen Lasten (ca. 25 GW) und der größere Wert auf Systeme mit geringen Lasten (ca. 1 GW) bezieht [56]. Die Dauern bis zu einem Vorzeichenwechsel weisen einen Medianwert von etwa 1,5 h [42] und einen Erwartungswert von etwa 2 h [56] auf. Gemeinsame Ursachen, wie beispielsweise das Wetter, führen zu Korrelationen zwischen den relativen Fehlern der Lastprognosen in den einzelnen Regelzonen. In [42] wird dazu der Gesamtfehler in einen abhängigen und in einen unabhängigen Anteil aufgeteilt. Da die beiden Anteile stochastisch unabhängig voneinander sind, lässt sich für die Standardabweichung schreiben:

$$\sigma_{\text{LPF}} = \sqrt{\sigma_{\text{LPF,u}}^2 + \sigma_{\text{LPF,a}}^2}. \quad (3-36)$$

Die auf die Systemgröße bezogene Standardabweichung  $\sigma_{\text{rel,LPF,u}}$  des unabhängigen Fehlers verringert sich mit zunehmender Systemgröße:  $\sigma_{\text{rel,LPF,u}} \sim 1/\sqrt{P_{\text{L,max}}}$ . Dagegen ist die relative Standardabweichung  $\sigma_{\text{rel,LPF,a}}$  des abhängigen Fehlers unabhängig von der Systemgröße und somit für alle  $N$  Regelzonen (in Deutschland) gleich groß:

$$\sigma_{\text{rel,LPF,a}} = \sigma_{\text{rel,LPF,a},i} = \frac{\sigma_{\text{LPF,a},i}}{P_{\text{L,max},i}} \quad \text{für } i = 1, 2, \dots, N. \quad (3-37)$$

Aus der Überlagerung der Lastprognosefehler aller  $N$  Regelzonen folgt entsprechend

dem Gaußschen Fehlergesetz für die Standardabweichung  $\sigma_{\text{LPF,ges}}$  der Gesamtverteilung der Lastprognosefehler (vgl. [83, S. 161]):

$$\begin{aligned}
\sigma_{\text{LPF,ges}} &= \sqrt{\sum_{i=1}^N \sigma_{\text{LPF},i}^2 + 2 \cdot \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N r_{ij} \cdot \sigma_{\text{LPF},i}^2 \cdot \sigma_{\text{LPF},j}^2} \\
&= \sqrt{\sum_{i=1}^N \sigma_{\text{LPF},i}^2 + 2 \cdot \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N \sigma_{\text{LPF,a},i}^2 \cdot \sigma_{\text{LPF,a},j}^2} \\
&= \sqrt{\sum_{i=1}^N \sigma_{\text{LPF},i}^2 + 2 \cdot \sigma_{\text{rel,LPF,a}}^4 \cdot \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N P_{\text{L,max},i}^2 \cdot P_{\text{L,max},j}^2}.
\end{aligned} \tag{3-38}$$

Der Parameter  $r_{ij}$  kennzeichnet hierbei die stochastische Abhängigkeit der Lastprognosen zwischen der  $i$ -ten und  $j$ -ten Regelzone.

Diese Werte und Zusammenhänge beziehen sich allerdings auf die früheren monopolistischen Strukturen der Elektrizitätswirtschaft, so dass sie auf die heutigen Verhältnisse nicht ohne weiteres übertragen werden können. Auch wenn die dargestellten Formulierungen der Abhängigkeiten zwischen den Prognosefehlern prinzipiell noch für die Gesamtprognose der Last in den heutigen Regelzonen (als Überlagerung der Lastprognosen der einzelnen Bilanzkreise) zutreffen, kann auf der Ebene der ÜNB nicht mehr von einem gemeinsamen Wert für die relative Standardabweichung  $\sigma_{\text{rel,LPF,a}}$  des abhängigen Prognosefehlers ausgegangen werden. Wenn nämlich in zwei Regelzonen durch die Eigensteuerung der Bilanzkreise (Lastfolgebetrieb) dem Lastprognosefehler unterschiedlich stark entgegengewirkt wird, verbleiben unterschiedliche Anteile am Lastprognosefehler, die durch die ÜNB auszuregeln sind.

Wie oben bereits erwähnt, verschlechterte sich insgesamt die Prognosequalität im Zuge der Liberalisierung der Strommärkte als Folge der separaten Lastprognose der einzelnen Bilanzkreise. So hat sich die Standardabweichung bezogen auf die Netzhöchstlast von früher 1,7 % auf heute 2 bis 4 % je nach ÜNB erhöht [84]. Da im Rahmen dieser Arbeit keine entsprechenden Daten zur Verfügung stehen, lassen sich keine genaueren Aussagen über die veränderten Lastprognosefehler machen. Nach [85] wird bei E.ON Netz gegenwärtig von einer Standardabweichung von etwa 1,1 % der Netzhöchstlast ausgegangen. Dieser vergleichsweise geringe Wert erklärt sich dadurch, dass der größte Bilanzkreis innerhalb der Regelzone, die E.ON Sales & Trading GmbH, seinem Lastprognosefehler durch Lastfolgebetrieb bereits selbst entgegengewirkt und so den für den ÜNB verbleibenden Lastprognosefehler in etwa halbiert.

Inwieweit sich die Güte der Lastprognose in der Zukunft wieder an den früheren Verhältnissen heranzuführen lässt, kann derzeit nur schwer eingeschätzt werden. Aktuell laufen aber Arbeiten, um die Prognosemodelle und -verfahren an die Veränderungen durch die Marktliberalisierung besser anzupassen [86-88]. Von daher kann wieder mit einem tendenziellen Rückgang der Lastprognosefehler gerechnet werden.

### 3.4 Windstromeinspeisung

Die Windenergienutzung erlebte seit den 1990er Jahren eine bemerkenswerte Entwicklung in Deutschland. Im Jahr 2003 hat sie bei der Netto-Stromerzeugung die Wasserkraft als bislang stärkste erneuerbare Energiequelle überflügelt [89,90]. In den nächsten Jahren zeichnen sich noch weitere Zuwächse ab. Dies lassen die Marktprognosen des DEWI [91] erwarten und verdeutlichen auch die bislang in der Pilotphase genehmigten 3 GW von den bisher 36 beantragten Offshore-Windenergieprojekten [92]. Unterstützt wird dies vom politischen Wille, wonach bis zum Jahr 2020 ein Anteil der erneuerbaren Energien von mindestens 20 % erreicht werden soll [31]. Diese eindrucksvollen Zahlen belegen, vor welchen Herausforderungen und Veränderungen das Gesamtsystem der Stromversorgung steht. Mit Blick auf die RL-Vorhaltung entsteht mit der zunehmenden Windstromeinspeisung mit ihren kurzfristigen Fluktuationen und ihrer schweren Prognostizierbarkeit somit ein weiterer und in Zukunft zunehmend dominierender Einflussfaktor.

#### 3.4.1 Windschwankungen

Unter Windschwankungen sind die kurzfristigen Leistungsschwankungen der Windstromeinspeisung innerhalb einer Viertelstunde zu verstehen. Die verursachten Leistungsdefizite fallen im Wesentlichen in den Wirkungsbereich der Sekundärregelung. Analog zu den Lastschwankungen sind für die SRL-Dimensionierung jedoch strenggenommen nicht die Abweichungen vom  $\frac{1}{4}$ -h-Mittelwert der Windstromeinspeisung, sondern die Abweichungen der momentanen Windeinspeisung von der um die Windprognosefehler sowie kraftwerks-, last- und stromtransitbedingten Leistungsabweichungen bereinigten momentanen Erzeugerleistung entscheidend (siehe dazu auch Anhang C).

Gesonderte Datensätze zu den netzwirksamen Windschwankungen stehen im Rahmen dieser Arbeit nicht zur Verfügung. In Überlagerung mit den dominierenden Verbraucherlastschwankungen sind sie dennoch in den Aufzeichnungen der im Abschnitt 3.3.1 analysierten Netzlastschwankungen enthalten. Wie die Abschätzung des windbedingten Anteils an den Netzlastschwankungen im Anhang D zeigt, spielen sie im Vergleich zu den Verbraucherlastschwankungen nur eine untergeordnete Rolle. Selbst bei einer Vervierfachung der WEA-Leistung, d. h. bei einem Ausbauziel von deutschlandweit etwa 50 GW, erhöhen sie die Netzlastschwankungen nur marginal. Mit Blick auf die Offshore-Windenergienutzung werden zwar deutlich höhere Windparkleistungen installiert. Außerdem führt die geringere Rauigkeit zu stärkeren Kohärenzen. Infolge der geringeren Turbulenzen über dem Meer sowie der größeren räumlichen Ausdehnung der Offshore-Windparks lassen sich die Gesamtschwankungen von der Größenordnung her jedoch mit denen von Onshore-WEA-Kollektiven vergleichen [22]. Insgesamt können die Windschwankungen bei der Dimensionierung der SRL somit außer Acht gelassen werden, was bereits von Dany [22] dargelegt wurde.

### 3.4.2 Windprognosefehler

Grundvoraussetzung für eine kostengünstige Stromerzeugung ist ein wirtschaftlich optimaler Betrieb der Kraftwerke. Dazu bedarf es einer Planung des Kraftwerkseinsatzes über einen die Lastperiodizität umfassenden Zeitraum von 24 bis 48 Stunden im voraus. Neben der Last stellt heute die Windstromeinspeisung (WSE) eine der wichtigsten planungsrelevanten Randbedingungen dar. Zur Vorhersage der Windstromeinspeisung greifen die ÜNB heute auf Prognosen der Windgeschwindigkeit der Wetterdienste mit einer Zeitauflösung von einer Stunde zurück. Davon wird die (Day-ahead-)Prognose der Windstromeinspeisung im  $\frac{1}{4}$ -h-Raster (z. T. für vier Viertelstunden konstant) für den Zeitraum der Kraftwerkseinsatzplanung abgeleitet. Die Abweichung des Prognosewerts vom tatsächlichen  $\frac{1}{4}$ -h-Mittelwert der WSE wird als Windprognosefehler definiert:

$$P_{\text{WPF}} = P_{\text{WP}} - P_{\text{WSE}}. \quad (3-39)$$

Im Gegensatz dazu wird in der Literatur der Windprognosefehler oftmals auch vorzeichenverkehrt, d. h. als Differenz der Windstromeinspeisung und Windstromprognose, definiert (vgl. [28]). Neben der Übereinstimmung mit der in der Mathematik allgemein üblichen Definition von Prognosefehlern liegt der Vorteil der hier verwendeten Definition darin, dass die Prognosefehler mit den damit verursachten Leistungsdefiziten vorzeichenkonform sind, das bedeutet z. B. bei einem positiven Prognosefehler ein (positives) Leistungsdefizit und somit einen positiven RL-Einsatz.

Auftretende Windprognosefehler (WPF) fallen in den Einsatzbereich der Sekundärregel-, Minutenreserve- und Windreserveleistung. Der Einfluss auf die Sekundärregelung ist gegenwärtig noch von untergeordneter Bedeutung und wird deshalb üblicherweise vernachlässigt. In Zukunft kann dies mit Erschließung der Offshore-Gebiete für die Windenergienutzung nicht mehr unterstellt werden. Die Bedeutung der WPF für die verschiedenen RL-Arten wird im weiteren Verlauf noch näher diskutiert.

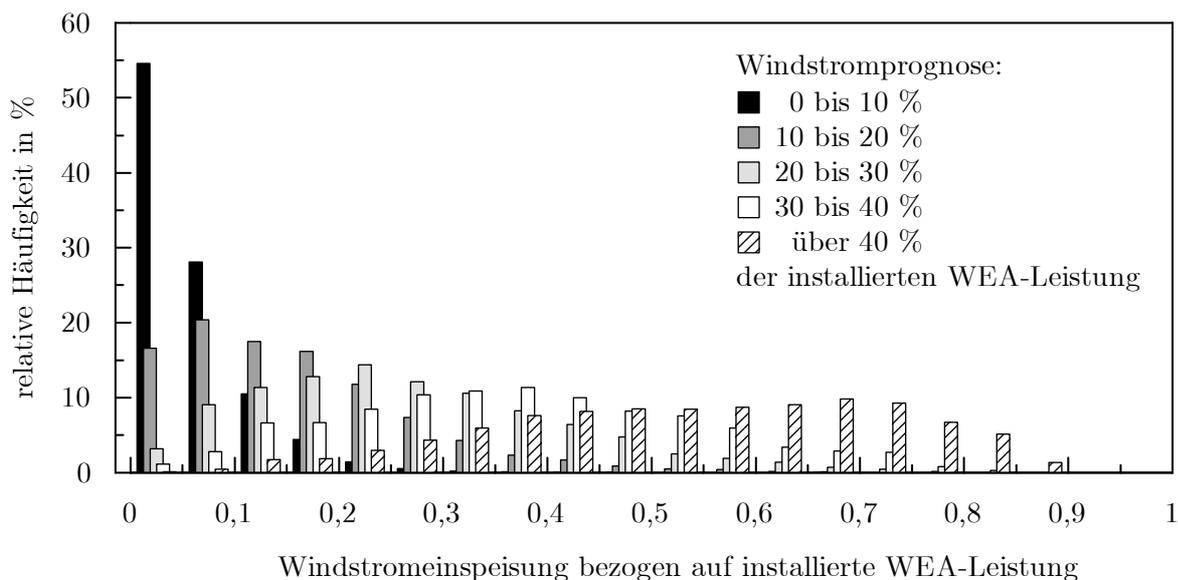
Im Rahmen dieser Arbeit stehen Aufzeichnungen der Windstromeinspeisung<sup>7</sup> im  $\frac{1}{4}$ -h-Raster und der stündlichen (Vortages-)Windstromprognose für die E.ON-Regelzone in der Zeit vom 01.03.2001 bis 29.02.2004 sowie für das gesamte Gebiet der Bundesrepublik Deutschland des Jahres 2005 zur Verfügung. Seit August 2004 sind im Zuge des WSE-Online-Ausgleichs (siehe Abschnitt 2.4) nicht mehr die regelzonen-, sondern die deutschlandweiten Windprognosefehler maßgeblich. Dennoch werden hier die statistischen Analysen vornehmlich mit den Aufzeichnungen in der E.ON-Regelzone durchgeführt, da sie mehrere Jahre umfassen und deshalb mit ihnen auch jährliche Unterschiede aufgezeigt werden können. Die kurze Aufzeichnungsperiode der deutsch-

---

<sup>7</sup> Die gesamte tatsächliche Einspeiseleistung wird nicht gemessen, sondern aus Messwerten einzelner Standorte hochgerechnet. Dadurch ist die „gemessene“ Windstromeinspeisung mit gewissen Unsicherheiten behaftet, die hier jedoch vernachlässigt werden.

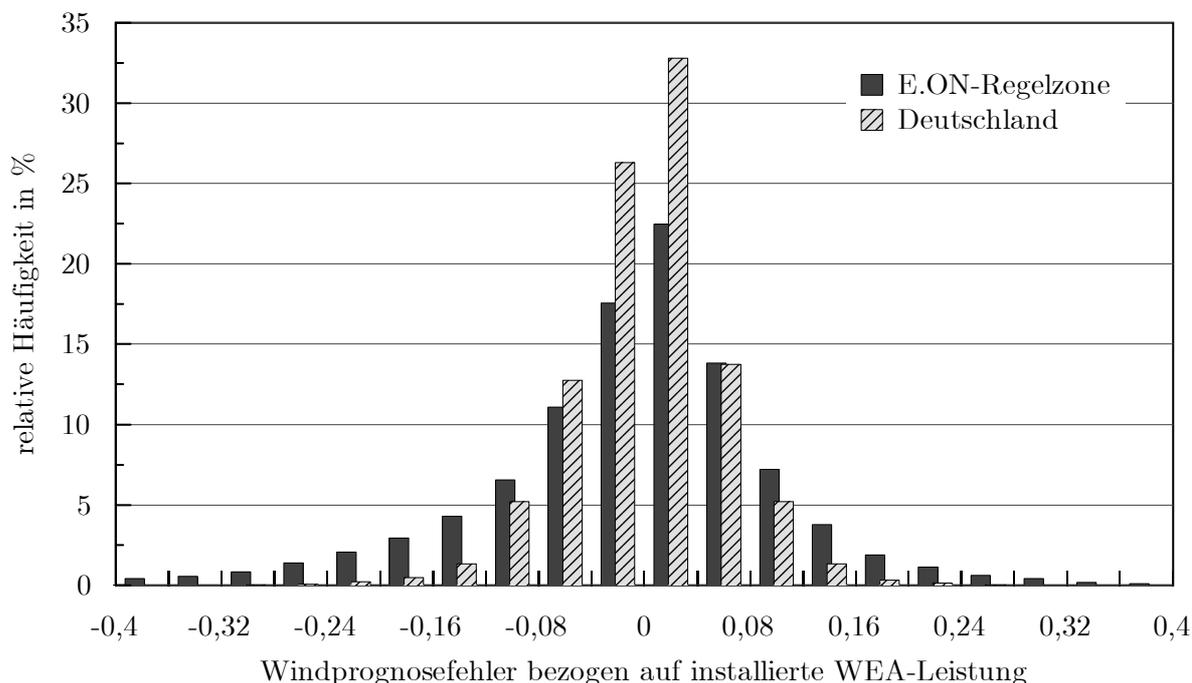
landweiten Prognosefehler bietet auch keine sehr hohe statistische Sicherheit. Lediglich die Häufigkeitsverteilungen der gesamten WPF sowie deren Gradienten werden hier im Vergleich vorgestellt. Ansonsten steht in erster Linie die Darlegung der grundsätzlichen statistischen Zusammenhänge im Vordergrund.

Zunächst sollen die Windprognosefehler in Abhängigkeit von der Höhe der Windstromprognose untersucht werden. Dazu sind in **Abbildung 3-15** die Häufigkeitsverteilungen der WSE für eine Unterteilung der Prognosewerte in die fünf Bereiche „0 bis 10 %“, „10 bis 20 %“, „20 bis 30 %“, „30 bis 40 %“ und „über 40 %“ dargestellt. Aufgrund der natürlichen Begrenzung der WSE zwischen Null und installierter WEA-Leistung zeigt sich, dass bei niedriger prognostizierter Windstromeinspeisung eher mit einer Unterschätzung der WEA-Einspeisung zu rechnen ist und umgekehrt. Für die Verteilungsform kann man in guter Näherung eine Normalverteilung mit einem entsprechenden Maß an Schiefe unterstellen (vgl. auch [22]).



**Abbildung 3-15.** *Wahrscheinlichkeit der Windstromeinspeisung in Abhängigkeit der Windstromprognose in der E.ON-Regelzone von März 2001 bis Februar 2004*

Die gesamte Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler zeigt **Abbildung 3-16**. Danach liegt in der E.ON-Regelzone in 40 % der gesamten Zeit der Betrag der Prognosefehler bei maximal 4 % der installierten WEA-Leistung. Die maximalen Prognosefehler, die in diesem Zeitraum aufgetreten sind, betragen +58 % bzw. -64 % und sind in der Abbildung 3-16 nicht mehr dargestellt. Der mittlere negative Windprognosefehler liegt bei -9 % und der mittlere positive Fehler bei 6,7 %. Allerdings können in den einzelnen Jahren die Häufigkeitsverteilungen und somit auch die angegebenen Werte deutlich voneinander abweichen, wie die weiterführende Analyse im Anhang E.1 zeigt.



**Abbildung 3-16.** Häufigkeitsverteilung der Windprognosefehler in der E.ON-Regelzone von März 2001 bis Februar 2004 sowie in Deutschland im Jahr 2005

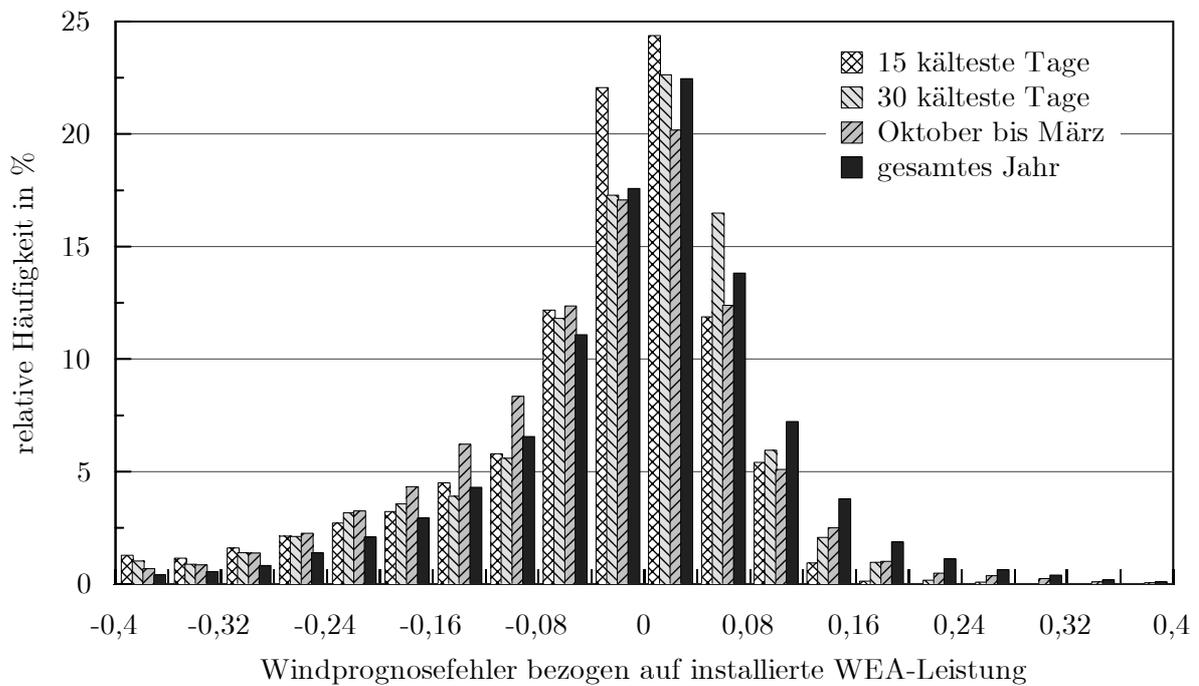
Mit Blick auf den Zeitanteil überwiegen insgesamt geringfügig die positiven WPF; die negativen WPF weisen jedoch betragsmäßig höhere Abweichungen auf. So ist auch bei der Verteilungsdichte der positive Bereich zu den kleineren Prognosefehlern hin stärker besetzt als der negative. Umgekehrt sind die Ränder im negativen Bereich stärker besetzt. Diese Charakteristik lässt sich auch bei den deutschlandweiten Prognosefehlern feststellen, wenngleich die Häufigkeit der positiven und negativen Werte zu den Rändern hin keine so großen Unterschiede mehr aufweist. Insgesamt sind sie im Vergleich zu denen der Regelzone relativ gesehen deutlich geringer. So betragen die maximalen WPF im Jahr 2005 +25 % bzw. -30 % und die mittleren Prognosefehler +4 % bzw. -4,4 %. Von daher haben sich die WPF im Zuge des Online-Ausgleichs in etwa halbiert. Ausschlaggebend für die „höhere Prognosegenauigkeit“ ist im Wesentlichen die deutschlandweite „Poolung“ der WPF. Deshalb darf daraus nicht automatisch eine entsprechende Verringerung der deutschlandweiten Leistungsdefizite und somit des RL-Bedarfs abgeleitet werden. Die vermeintliche Einsparung an vorzuhaltender Reserve ergibt sich nämlich, wenn für die einzelnen Regelzonen auch weiterhin die bisher ohne den Online-Ausgleich zulässige Defizitwahrscheinlichkeit angesetzt wird. Die gravierende Konsequenz wäre eine enorme Verringerung der deutschlandweiten Versorgungszuverlässigkeit, deren Ursache auf die mit dem Online-Ausgleich nun vorhandene absolute Korrelation des windbedingten RL-Einsatzes der Regelzonen zurückzuführen ist (siehe Kapitel 5). Konnte ein ÜNB zur Deckung eines durch ihn

nicht mehr ausgleichbaren Leistungsdefizits im Notfall auch Regelleistung von anderen ÜNB beziehen, wäre dies in dem Umfang nicht mehr möglich. Denn als Folge der absoluten Korrelation nimmt die Wahrscheinlichkeit zu, dass auch die anderen Regelzonen zum selben Zeitpunkt ein sehr hohes Leistungsdefizit aufweisen und deshalb die anderen ÜNB ihre Regelleistung selber benötigen. Um also die bisherige Zuverlässigkeit in Deutschland aufrecht zu erhalten, sind die zulässigen Defizitwahrscheinlichkeiten der Regelzonen angemessen zu verringern. Zwar korrelieren auch die WPF und somit der windbedingte RL-Einsatz der Regelzonen bei separater Prognose, jedoch nicht absolut und somit nicht so ausgeprägt wie beim Online-Ausgleich. Deshalb lässt sich alleine aus dem Unterschied der Häufigkeitsverteilungen zwischen den regelzonen- und deutschlandweiten WPF keine Aussage treffen, inwieweit die höhere Genauigkeit der deutschlandweiten Windstromprognose wirklich eine Verringerung der gesamtdeutschen Leistungsdefizite und somit des RL-Bedarfs bewirkt oder ob sie lediglich auf Poolungseffekten beruht und somit nichts am RL-Bedarf ändert.

Die Prognosefehler schwanken nicht nur von Jahr zu Jahr, sondern zeigen auch saisonale Veränderungen. Für die Dimensionierung des RL-Bedarfs auf Basis einer zeitpunktbezogenen Defizitwahrscheinlichkeit (siehe Kapitel 4) ist genaugenommen nicht die jahresmittlere, sondern die für den Betrachtungszeitpunkt repräsentative Häufigkeitsverteilung entscheidend. In **Abbildung 3-17** sind die Häufigkeiten der WPF für das Winterhalbjahr sowie die kältesten 15 und 30 Tage aufgetragen. Aus dem Vergleich mit der jahresrepräsentativen Verteilung sieht man, dass in den Wintermonaten eine Verschiebung hin zu höheren negativen WPF zu beobachten ist. Hohe positive Fehler treten nicht so häufig auf. Diese Tendenz verstärkt sich, wenn nur die kältesten Tage im Jahr betrachtet werden. Die Auswertung der deutschlandweiten WPF zeigt in abgeschwächter Form ein ähnliches Bild. Eine eindeutige Ursache für dieses Phänomen konnte nicht in Erfahrung gebracht werden. Allerdings lässt sich eine Erklärung nicht alleine im Zusammenhang mit dem unterschiedlichen Windaufkommen finden, da einerseits die Wintermonate ein höheres Windaufkommen aufweisen, andererseits gerade die kältesten Tage bei windarmen Hochdruckwetterlagen auftreten. Von daher sind auch Einflüsse der atmosphärischen Schichtung und die Eigenschaften des Prognosetools selbst in Betracht zu ziehen. Insgesamt wird aber deutlich, dass sich der mit Blick auf den RL-Bedarf kritische Zeitpunkt der Stromversorgung unter Einbezug der Windprognosefehler weg vom Jahreshöchstlasttag mit der höchsten Ausfallwahrscheinlichkeit von Kraftwerksleistung hin zu anderen Zeitpunkten verschiebt.

Als weitere aufschlussreiche Kenngrößen seien noch die Gradienten und Zeitdauern bis zu einem Vorzeichenwechsel genannt. Diese Parameter charakterisieren die Windprognosefehler in ihrer zeitlichen Veränderung. Eine ausführliche Darstellung der Ergebnisse findet sich im Anhang E.1. Dabei zeigt sich, dass die Abweichungen der Windstromeinspeisung von der -prognose sehr lange andauern können und häufig nur

geringe Veränderungen in der Höhe aufweisen. Dies begründet, weshalb der Einsatz einer zusätzlichen RL-Art, der sog. Windreserveleistung (WRL), zur Ausregelung eines großen Teils der Windprognosefehler von Vorteil sein kann. Nichtsdestotrotz ist eine Inanspruchnahme der SRL, vor allem aber der MRL nicht zu vermeiden.



**Abbildung 3-17.** Häufigkeitsverteilung der Windprognosefehler in der E.ON-Regelzone an den kältesten 15 und 30 Tagen im Jahr, in den Wintermonaten Oktober bis März sowie im gesamten Zeitraum von März 2001 bis Februar 2004

Entscheidend für den Bedarf an den einzelnen RL-Arten ist die Definition und Vorlaufzeit (Zugriffszeit) der WRL sowie die Aktivierungsstrategie der MRL und WRL, die vornehmlich von der Güte der Einschätzung der kurzfristigen Entwicklung der WPF für die nächsten Viertelstunden und Stunden bestimmt wird. Ohne genaue Kenntnis dieser Faktoren lässt sich keine ausreichend belastbare Dimensionierung des RL-Bedarfs durchführen. Die Aktivierungsstrategie der WRL ist ausschlaggebend dafür, wann und unter welchen Voraussetzungen wie viel WRL angefordert wird. Verbunden mit der Definition und Vorlaufzeit der WRL ist die Reaktionszeit, bis die angeforderte WRL zum Einsatz kommt. Beide Faktoren bestimmen die Einsatzwahrscheinlichkeit der WRL und MRL und sind daher maßgeblich für den WRL- und MRL-Bedarf verantwortlich. Die Güte der Einschätzung der kurzfristigen WPF-Entwicklung ist von entscheidender Bedeutung für die Qualität und Genauigkeit der WRL-Aktivierung und MRL-Vorsteuerung. Deshalb ist sie ein extrem wichtiger, da vor allem für die SRL- und MRL-, aber auch für die WRL-Dimensionierung entschei-

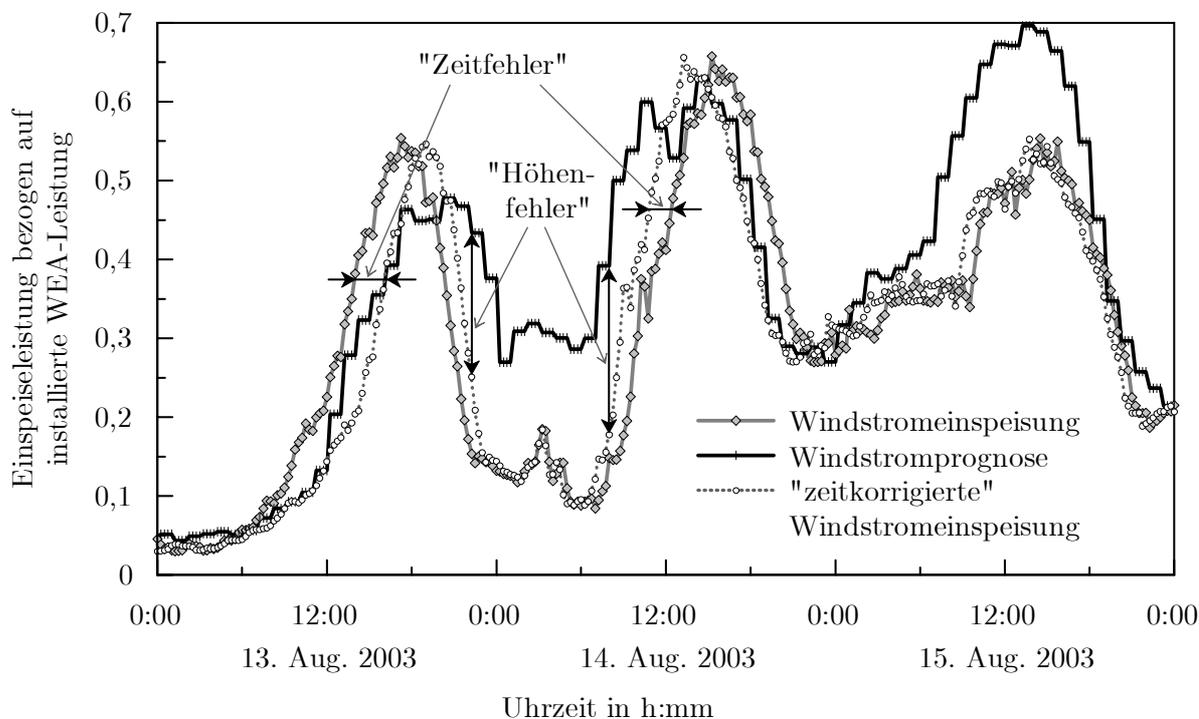
dender Aspekt. Denn je genauer die MRL-Vorsteuerung ist, desto stärker lässt sich der momentane Windprognosefehler alleine durch MRL ausgleichen und somit die Inanspruchnahme der SRL verringern. Aus diesen Zusammenhängen leiten sich auch die komplexen Korrelationen ab, die zwischen dem windbedingten Einsatz der verschiedenen RL-Arten bestehen.

Da gegenwärtig die WRL als RL-Produkt noch nicht existiert und die Ausregelung der WPF i. d. R. von den ÜNB an Bilanzkreise als Gesamtpaket übertragen wird und somit auch keine Informationen über die genauen Einsatzwahrscheinlichkeiten der verschiedenen RL-Arten vorliegen, können im Rahmen dieser Arbeit nur mögliche Definitionen der WRL unterstellt und Annahmen zur Einschätzung der kurzfristigen WPF-Entwicklung getroffen werden. Dazu werden im Anhang E.1 einige Beispiele zusammen mit den statistischen Analysen des SRL-, MRL- und WRL-Einsatzes auf Basis der WPF-Aufzeichnungen der E.ON-Regelzone vorgestellt. Daraus zeigt sich, dass – wie oben bereits erwähnt – die Güte der Einschätzung der kurzfristigen Entwicklung der WPF für die nächsten Viertelstunden zusammen mit der Definition und der Vorlaufzeit der WRL enormen Einfluss auf die Einsatzwahrscheinlichkeiten der verschiedenen RL-Arten und somit auf deren Bedarf hat. Deshalb ist es für eine korrekte RL-Dimensionierung unerlässlich, geeignete Informationen über die praxisübliche Einschätzung der kurzfristigen Prognoseadaptation in Erfahrung zu bringen und entsprechende Analysen durchzuführen. Auf dieser Basis lassen sich dann auch belastbare Untersuchungen über die optimale WRL-Definition und -Zugriffszeit anstellen. Für eine umfassende Bewertung der optimalen RL-Vorhaltung wären aber auch Varianten einer automatisierten Prognoseadaptation mit entsprechenden Strategien der MRL-Vorsteuerung und WRL-Aktivierung, die sich beispielsweise streng auf einen Algorithmus basierend ohne menschliche Einschätzungs- und Entscheidungsinstanz alleine aus dem Verlauf der Windprognosefehler ableiten, in die Betrachtung mit einzubeziehen.

Obwohl gemäß den vorgestellten Ergebnissen die viertelstündliche Veränderung der Windprognosefehler keine sehr hohe Dynamik besitzt, können, wenn auch in seltenen Fällen, bei deutschlandweiter Betrachtung Leistungsgradienten von über 10 % der installierten WEA-Leistung auftreten. Dies bedeutet bei der gegenwärtigen Windkonverterleistung von knapp 20 GW immerhin Abweichungen von bis zu 2 000 MW mit entsprechenden Spitzenleistungen beim SRL-Einsatz. Trotzdem wird heute der zusätzliche Bedarf an SRL üblicherweise noch vernachlässigt und ein entsprechend genaues Vorhersehen der kurzfristigen WPF-Entwicklung angenommen. In Zukunft kann dies aber nicht mehr a priori und ohne erbrachten Nachweis zugestanden werden. Sollten nämlich wirklich einmal 30 bis über 40 GW an WEA-Leistung mit einem bedeutenden Anteil im Offshore-Bereich in die allgemeine Stromversorgung zu integrieren sein, muss auch mit entsprechend hohen  $\frac{1}{4}$ -h-Gradienten in der Größenordnung von einigen GW gerechnet werden. Dass man dann in der Lage ist, die kurzfristige

Entwicklung der WPF noch ausreichend genau zu beurteilen und mit der MRL entsprechend vorzusteuern, darf allerdings bezweifelt werden.

Vor dem Hintergrund der möglichen Erschließung der Offshore-Windenergienutzung und den damit verbundenen Veränderungen in der Einspeisecharakteristik sind zusätzlich auch für die MRL und WRL relevante Charakterveränderungen der Windprognosefehler zu erwarten. Ein dafür entscheidender, in einschlägigen Arbeiten aber bislang nicht ausreichend gewürdigter Aspekt, ist die Differenzierung der Windprognosefehler zwischen Abweichungen der Windstromeinspeisung (WSE) im zeitlichen Verlauf („Zeitfehler“) und in der Höhe („Höhenfehler“) von der Windstromprognose (WSP). Diese wird in **Abbildung 3-18** am Beispiel eines Ausschnitts der WSE und WSP für die E.ON-Regelzone im August 2003 demonstriert. Danach wurde am 13. August die WSE um die Mittagszeit um gut zwei Stunden zu spät prognostiziert, am darauffolgenden Tag dagegen um etwa zwei Stunden zu früh. In der Abbildung sind auch der um diesen zeitlichen Versatz „korrigierte“ Verlauf der Windstromeinspeisung und die sich darauf gründenden Definitionen des Zeit- und Höhenfehlers grafisch dargestellt. Durch Fehler in der zeitlichen Vorhersage kommt es vor allem bei hohen Gradienten zu entsprechend hohen Abweichungen zwischen der WSE und WSP, die erheblichen Einfluss auf die RL-Dimensionierung haben.



**Abbildung 3-18.** Differenzierung der Windprognosefehler zwischen Vorhersagefehler im zeitlichen Verlauf und in der Höhe der Windstromeinspeisung

Die Differenzierung zwischen Zeit- und Höhenfehler spielt zwar für die Dimensionierung der zur WPF-Ausregelung erforderlichen RL keine Rolle, wenn für die betrachtete Situation auch auf reale WPF-Aufzeichnungen zurückgegriffen werden kann. Für die heutige Einschätzung des künftigen RL-Bedarfs, d. h. ohne vorhandene Aufzeichnungen der für den künftigen Zeitpunkt dann maßgeblichen Windprognosefehler, muss eine prognostische Synthese zur Modellierung der WPF diese Differenzierung jedoch beachten.

Da durch die hohen lokalen Leistungskonzentrationen in den Offshore-Windparks noch höhere Gradienten entstehen werden, erhöhen sich auch die durch den Zeitfehler bedingten Leistungsabweichungen in entsprechendem Maße, was **Abbildung 3-19** illustriert. Deshalb würde ein Übertragen der heutigen Windprognosefehler durch einfaches Hochskalieren unter Berücksichtigung eines vielleicht insgesamt geringeren mittleren Prognosefehlers dem nicht ausreichend Rechnung tragen. Wie im Anhang E.4 gezeigt wird, muss mit einer veränderten Verteilungsform der WPF und somit für die RL-Dimensionierung entscheidenden Charakterveränderung der WPF gerechnet werden. Von daher reicht lediglich die Annahme eines bestimmten mittleren Prognosefehlers nicht aus, um die künftigen windbedingten Leistungsdefizite ausreichend genau einschätzen und daraus belastbare Aussagen hinsichtlich des RL-Bedarfs ableiten zu können. Vielmehr ist eine nach Zeit- und Höhenfehlern differenzierte Betrachtung der WPF erforderlich, worüber es aber bislang noch keine entsprechende Untersuchungen gibt und die im Rahmen dieser Arbeit auch nur in vereinfachter Form angestellt werden kann. Auf diesem Gebiet besteht also noch grundsätzlicher und erheblicher Forschungsbedarf. Unumgänglich wird dieser, wenn mit der Erschließung der Offshore-Windenergienutzung innerhalb weniger Jahre hohe Leistungskonzentrationen mit Installationen im GW-Bereich Realität werden sollten. In diesem Fall sind prognostische Ansätze zur Einschätzung der möglichen Windprognosefehler erforderlich, da es nicht mehr ausreicht, auf Aufzeichnungen der dann maßgeblichen Windprognosefehler zu warten, wenn weiterhin ein bestimmtes und bekanntes Maß der Zuverlässigkeit gewährleistet werden soll.



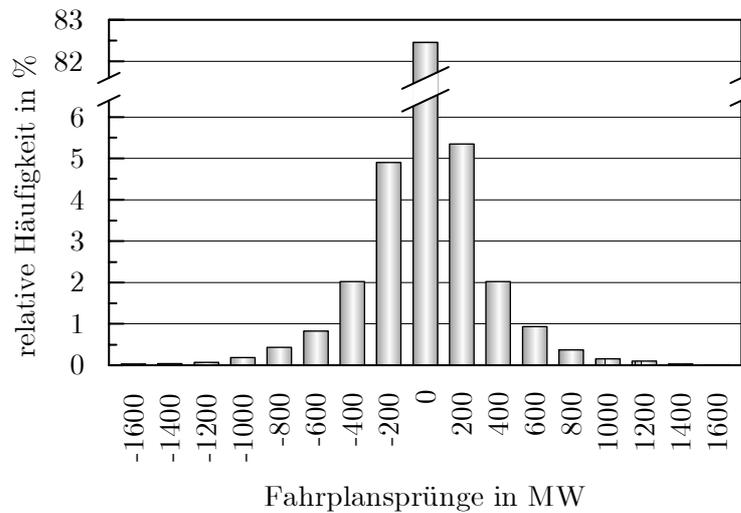
**Abbildung 3-19.** Schematische Darstellung des Einflusses des Zeitfehlers bei unterschiedlichen Einspeisecharakteristiken der Windstromeinspeisung mit geringeren (a) und höheren (b) Leistungsgradienten

Wie sich die Windprognosefehler in Zukunft entwickeln werden, lässt sich nur schwer einschätzen. Grundsätzlich darf in einigen Jahren eine höhere Prognosegenauigkeit erwartet werden. So wird beispielsweise in der dena-Netzstudie [93] im Jahr 2015 mit einer Verringerung der Prognosefehler in der Bandbreite von etwa 13 bis 25 % gegenüber den für 2007 angenommenen Werten gerechnet. Wie die prognostische WPF-Synthese für künftige WEA-Systeme im Anhang E.4 zeigt, ist bei einer sowohl bei den Zeit- als auch den Höhenfehlern um 25 % besseren Prognose je nach Offshore-Anteil nur mit einer Verringerung der Prognosefehler um etwa 15 bis 23 % zu rechnen, da mit zunehmender Offshore-Windenergienutzung infolge der höheren Leistungsgradienten der WSE eine systematische Erhöhung der Prognosefehler einhergeht. Vor allem Extremwetterlagen können so zu enorm hohen Prognosefehlern führen. Aus diesem Grunde wird zur Zeit auch an einem Forschungsprojekt gearbeitet, von dem man sich durch Kombination verschiedener Wettermodelle eine höhere Prognosegenauigkeit erhofft [94].

### 3.5 Fahrplansprünge

Im Zuge der Liberalisierung der Strommärkte haben die regelzonenübergreifenden Stromtransite deutlich zugenommen. Der verabredete Fahrplan für den Regelzonenaustausch bildet dabei den Sollwert für den Sekundärregler. Abweichungen im Fahrplan fallen somit im Wesentlichen in den Wirkungsbereich der SRL des verantwortlichen ÜNB (zur Bestimmung der Verantwortlichkeit siehe [95]).

Da im Rahmen dieser Arbeit keine Datensätze über den stromtransitbedingten SRL-Einsatz vorliegen und sich auch in der Literatur keine Zahlenwerte finden, können dazu keine belastbaren Kenngrößen angegeben werden. Für eine grobe Einschätzung der Größenordnung der Leistungsdefizite kann allerdings die Auswertung des Randintegrals einer Regelzone dienen. **Abbildung 3-20** zeigt die Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderungen bei den Fahrplansprüngen für die E.ON-Regelzone im Jahr 2003. Danach umfassen Fahrplansprünge mit bis zu  $\pm 100$  MW zwar über 82 % der Fälle. Dennoch kommt es z. T. zu sehr hohen Leistungsänderungen, was sich auch in den aufgetretenen Maximalwerten von  $-2\,300$  und  $+2\,200$  MW zeigt. Bei Ableitung der dadurch bedingten SRL-Defizite ist zu beachten, dass auch die Zeiten außerhalb der Fahrplanwechsel mit einzubeziehen sind und in die Häufigkeit an der Stelle Null mit eingehen.



**Abbildung 3-20.** Häufigkeitsverteilung der Änderungen der Austauschleistungen (Fahrplansprünge) der E.ON-Regelzone im Jahr 2003 mit einer Klasseneinteilung von 200 MW (0: -100 bis +100 MW)

Leistungsungleichgewichte und damit verbundene Frequenzanstiege und insbesondere Frequenzeinbrüche mit bis zu -100 mHz waren zwar auch bei regulierter Energiewirtschaft festzustellen. Mit zunehmender Deregulierung und greifender Liberalisierung können diese jedoch weiter ansteigen [96]. Die Entflechtung (Unbundling) der integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), d. h. die buchhalterische, informationelle, operationelle und rechtliche Trennung der natürlich monopolistischen Funktionen (Übertragung und Verteilung) von den wettbewerblich organisierbaren Tätigkeiten (Erzeugung und Stromhandel) [97], führt neben dem zunehmenden Stromhandel auch auf eine zunehmend verbrauchsentfernere Stromerzeugung. Obwohl der Transport von Brennstoffen zu den Kraftwerken – mit Ausnahme der Braunkohle – insgesamt volkswirtschaftlich günstiger wäre als der Stromtransport zu den Verbrauchern [98], existiert mit Abschaffung der entfernungsabhängigen Netznutzungsentgelte kein Anreiz mehr für die Kraftwerksbetreiber, den Aspekt einer verbrauchsnahen Erzeugung zu beachten, da die Kosten für den Stromtransport nicht mehr von ihnen, sondern von den ÜNB zu tragen sind. Von daher rücken bei der Standortwahl neuer Kraftwerksbauten die reinen Erzeugungskosten vor Ort in den Vordergrund. Neben den entfernungsunabhängigen Durchleitungsentgelten („Briefmarke“) spielen aber auch die Rahmenbedingungen in den europäischen Ländern eine wichtige Rolle. Je unterschiedlicher diese sind, desto höhere Transite sind zu erwarten [99].

Schlussfolgernd ist deshalb künftig mit noch höheren Stromtransiten und damit auch größeren Fahrplansprüngen und damit verbunden auch zunehmenden Leistungsdefiziten zu rechnen.

## Kapitel 4

# Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs

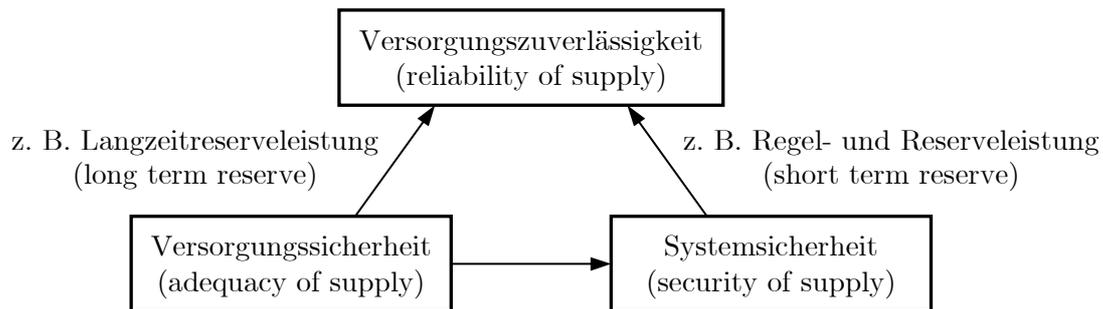
Zu Beginn dieses Kapitels werden einleitend die wichtigsten Begriffe definiert. Nach einer Klassifizierung der Methoden zur Untersuchung und Ermittlung der notwendigen RL-Vorhaltung folgt eine genauere Beschreibung und Diskussion des derzeit in Deutschland am häufigsten angewandten Verfahrens zur Ermittlung des RL-Bedarfs. Dessen Einschränkungen geben den Anstoß, ein neues Verfahren mit allgemeingültigem Charakter zu entwickeln, das in Form einer Monte-Carlo-Simulation vorgestellt wird. Insbesondere findet dabei auch die Windenergienutzung Berücksichtigung bei der Dimensionierung des RL-Bedarfs. Die analytische Formulierung des grundsätzlichen Ansatzes des neuen Verfahrens schließt dieses Kapitel.

### 4.1 Begriffsdefinitionen und beschreibende Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit

In der Einleitung zu dieser Arbeit wurde bereits der Begriff *Versorgungszuverlässigkeit* (reliability of supply) als zentrales Merkmal einer sicheren Versorgung genannt. Die Versorgungszuverlässigkeit gründet sich auf die *Versorgungssicherheit* (adequacy of supply) und die *Systemsicherheit* (system security), die selbst wiederum von der Versorgungssicherheit abhängt. **Abbildung 4-1** veranschaulicht die inhaltliche Abgrenzung dieser drei Begriffe.

Die Versorgungssicherheit bezieht sich auf die Ausbauplanung, d. h. die Bereitstellung von ausreichenden und angemessenen Anlagen zur Erzeugung (generation adequacy), Übertragung (transmission adequacy) und Verteilung (distribution adequacy) elektrischer Energie, um die Verbraucherlast decken und die notwendigen Systemdienstleistungen erbringen zu können [44,100]. Sie beeinflusst die Versorgungszuverlässigkeit beispielsweise durch die vorgehaltene Langzeitreserveleistung (long term reserve), d. h. die Art und Höhe der installierten Kraftwerksleistung, um die Stromnachfrage

trotz Revisionen, Kraftwerksausfällen, konjunkturellen Einflüssen auf die Verbraucherlast oder Brennstoffmangel befriedigen zu können. Sie ist aber auch Voraussetzung für die Systemsicherheit, mit der die Fähigkeit des Systems bezeichnet wird, den Betrieb des Systems sicherzustellen und Störungen zu vermeiden (Betriebsplanung). Die erforderliche Dimensionierung und ausreichende Beschaffung der Regel- und Reserveleistung (short term reserve) ist eine wesentliche Grundlage für einen sicheren Betrieb des Gesamtstromversorgungssystems und als Bestandteil der Systemsicherheit eine maßgebliche Bestimmungsgröße der Versorgungszuverlässigkeit.



**Abbildung 4-1.** Zusammenhänge zwischen Versorgungszuverlässigkeit, Systemsicherheit und Versorgungssicherheit; eigene Darstellung nach [44,100]

Die Versorgungszuverlässigkeit lässt sich mit Blick auf die Versorgungsebene (hierarchical level, HL) entsprechend den Betriebsbereichen *Erzeugung*, *Übertragung* und *Verteilung* in drei Kategorien untergliedern [44]. Die erste Versorgungsebene (HL1) betrifft die Erzeugung (generating system), die zweite (HL2) umfasst das kombinierte Stromerzeugungs- und Übertragungssystem (composite generation and transmission system) und die dritte (HL3) zusätzlich die Verteilung (distribution system), welche aufgrund der Komplexität i. d. R. aber gesondert betrachtet wird.

Zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit existieren mehrere Kenngrößen, die die Versorgungszuverlässigkeit unter verschiedenen Aspekten der Versorgungs- und Systemsicherheit beleuchten. Definitionen von Zuverlässigkeitsindizes aus dem Blickwinkel der Versorgungssicherheit finden sich in [23,44]. Für den Blickwinkel der Systemsicherheit gelten prinzipiell dieselben Indizes.

Die fünf am weitverbreitetsten HL1-Indizes zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit können mit Blick auf die Systemsicherheit wie folgt definiert werden:

**Definition 4.1.** Die *Defizitwahrscheinlichkeit* (loss of load probability, LOLP) gibt die Wahrscheinlichkeit an, ein Leistungsdefizit nicht decken zu können (Einheit: %).

Die Defizitwahrscheinlichkeit kann grundsätzlich auf einen Zeitpunkt oder auf einen Zeitraum bezogen werden. In Deutschland bezieht man die Defizitwahrscheinlichkeit

auf einen Zeitpunkt [23]: „Die Reservevorhaltung ist so zu bemessen und der Kraftwerksbetrieb so zu führen, dass in jedem Zeitpunkt des Jahres die Wahrscheinlichkeit, die Last nicht decken zu können (Defizitwahrscheinlichkeit), einen vereinbarten Maximalwert nicht überschreitet“.

Bezogen auf ein negatives Leistungsdefizit, d. h. Leistungsüberschuss, spricht man anstelle der Defizitwahrscheinlichkeit auch von *Überschusswahrscheinlichkeit*. Das Komplement der Defizitwahrscheinlichkeit bezeichnet man als *Zuverlässigkeitsniveau*.

**Definition 4.2.** Die *erwartbare gesamte Defizitdauer* (loss of load expectation, LOLE) entspricht der durchschnittlichen Zeit innerhalb eines Zeitraums, in der ein Leistungsdefizit nicht gedeckt werden kann (Einheit: min/a).

Wird der Zeitraum in diskreter Form, wie z. B. Tageshöchst- oder Stundenlasten, betrachtet, gibt die erwartbare Defizitdauer die Anzahl der Stunden oder Tage an, an denen mit einem Leistungsdefizit zu rechnen ist, ohne die gesamte Dauer der Stunde oder des Tages mit einzubeziehen (Einheit: h/a bzw. d/a).

**Definition 4.3.** Die *erwartbare Defizithäufigkeit* (loss of load frequency, LOLF) beschreibt die Anzahl der Zeiten, in denen ein Leistungsdefizit nicht gedeckt werden kann (Einheit: 1/a).

**Definition 4.4.** Die *erwartbare mittlere Defizitdauer* (loss of load duration, LOLD) versteht sich als die durchschnittliche Zeitdauer beim Auftritt eines Leistungsdefizits (Einheit: min).

**Definition 4.5.** Das *erwartbare Energiedefizit* (loss of energy expectation<sup>8</sup>, LOEE) stellt die mit einem Leistungsdefizit verbundene nicht erzeugte Energiemenge dar (Einheit: MWh/a).

Die vorgestellten Definitionen beziehen sich alle auf den Begriff *Leistungsdefizit*:

**Definition 4.6.** Ein *Leistungsdefizit* kennzeichnet eine Leistungsunterdeckung im Übertragungsnetz, die durch die Erzeugung bzw. Einspeisung, den Verbrauch und/oder den Austausch des Stromes hervorgerufen wird.

Bei einer Leistungsüberdeckung spricht man auch von *Leistungsüberschuss*. Je nach

---

<sup>8</sup> Für den Begriff LOEE werden manchmal auch EUE (expected unserved energy) oder EENS (expected energy not supplied) als Synonyme verwendet [101]. Dagegen reservieren Billinton und Li [44] den Index LOEE für HL1- und den Index EENS für HL2-Studien und unterscheiden somit formal in der Bedeutung dieser Indizes. In einer früheren Arbeit von Billinton und Allan [43] wurde dagegen EENS für einzelne Kraftwerke und LOEE für das gesamte Kraftwerkssystem herangezogen.

erforderlicher RL-Art zum Ausgleich dieses Defizits bzw. Überschusses wird von einem SRL-, MRL-, WRL- oder DRL-Defizit bzw. -überschuss gesprochen.

Davon zu unterscheiden ist der Begriff *Leistungsbedarf*:

**Definition 4.7.** *Der **Leistungsbedarf** stellt die Höhe der vorzuhaltenden Regel- und Reserveleistung dar, damit die Defizitwahrscheinlichkeit einen vorgegebenen Maximalwert nicht überschreitet.*

Entsprechend der verschiedenen RL-Arten wird zwischen einem (positiven und negativen) SRL-, MRL-, WRL- und DRL-Bedarf differenziert.

In Zusammenhang mit dem Einsatz der Regel- und Reserveleistung werden im Rahmen dieser Arbeit die Begriffe *Vorwärtspoolung* und *Rückwärtspoolung* eingeführt:

**Definition 4.8.** *Die **Vorwärtspoolung** bedeutet, dass eine RL-Art ganz oder teilweise in Ergänzung zum Ausgleich eines Leistungsungleichgewichts im Wirkungsbereich einer zeitlich nachgelagerten RL-Art eingesetzt werden kann.*

**Definition 4.9.** *Die **Rückwärtspoolung** bedeutet, dass eine RL-Art ganz oder teilweise in Ergänzung zum Ausgleich eines Leistungsungleichgewichts im Wirkungsbereich einer zeitlich vorgelagerten RL-Art eingesetzt werden kann.*

Die Rückwärtspoolung ist dabei nur bei speziellen Definitionen nachgelagerter RL-Arten möglich. So könnte man sich eine Produktdefinition der WRL vorstellen, die zwar inkrementelle Änderungen, d. h. Leistungserhöhungen, nur mit einer längeren Vorlaufzeit erlaubt, aber dekrementelle Änderungen, d. h. Leistungsminderungen, entsprechend der Zugriffszeit zur MRL ermöglicht. In diesem Fall ließe sich ein Leistungsüberschuss im Wirkungsbereich der MRL zusätzlich auch durch eine dekrementelle WRL-Anforderung ausgleichen. Ebenso wäre bei einer WRL-Definition, bei der ein gewisser Teil der insgesamt vorgehaltenen WRL mit einem zeitlichen Zugriff wie die MRL abgerufen werden kann, eben dieser Teil für die Rückwärtspoolung verfügbar.

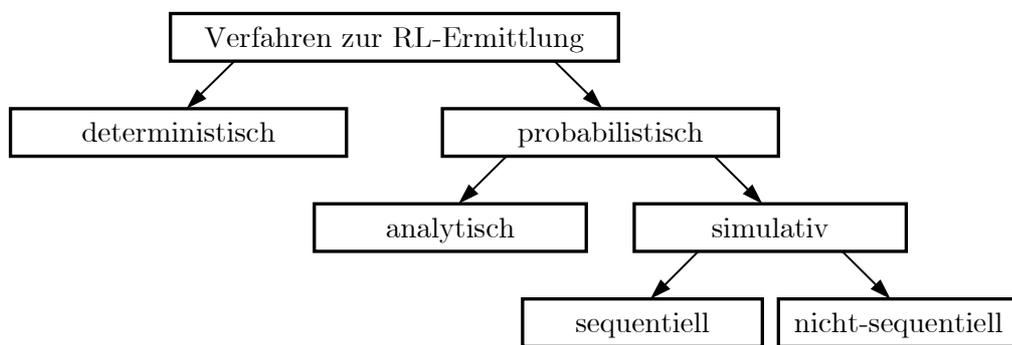
Schließlich wird in dieser Arbeit noch der Begriff Defizitkompensation eingeführt:

**Definition 4.10.** *Die **Defizitkompensation** bedeutet, dass sich ein bei der vorhergehenden Dimensionierung verbleibendes nicht deckbares Leistungsdefizit durch ein gleichzeitig vorhandenes nicht deckbares Leistungsdefizit im Bereich einer zeitlich nachgelagerten RL-Art (mit höherer Zugriffszeit) aufheben lässt. Dazu müssen beide Leistungsdefizite unterschiedliche Vorzeichen aufweisen und das nicht deckbare Leistungsdefizit der nachgelagerten RL-Art betragsmäßig größer sein.*

Ihre Berücksichtigung hat allerdings kaum Einfluss auf die Dimensionierung des RL-Bedarfs und dient mehr der wissenschaftlichen Vervollständigung.

## 4.2 Klassifizierung der Verfahren zur RL-Ermittlung

Die Methoden zur Bestimmung der vorzuhaltenden Regel- und Reserveleistung können entsprechend ihrem zugrundeliegenden Ansatz in deterministische und wahr-scheinlichkeitstheoretische (probabilistische) Verfahren klassifiziert werden. Letztere teilen sich auf in analytische und simulative Verfahren. Bei simulativen Modellen unterscheidet man zwischen sequentieller und nicht-sequentieller Nachbildung des zu untersuchenden Systems. **Abbildung 4-2** fasst diese Untergliederung der verschiedenen Verfahrensansätze graphisch zusammen.



**Abbildung 4-2.** Untergliederung der Verfahren zur Ermittlung der vorzuhaltenden Regel- und Reserveleistung

### 4.2.1 Deterministische Verfahren

Deterministische Methoden lassen individuelle Wahrscheinlichkeiten von z. B. Kraftwerksausfällen außer Acht. Von daher können sie im Ergebnis bei z. B. zwei an sich gleich großen Systemen zu deutlich unterschiedlichen Systemzuverlässigkeiten führen. Obwohl deshalb wahr-scheinlichkeitstheoretische Verfahren deterministischen Methoden überlegen und zu bevorzugen sind [101], werden sie aufgrund ihrer einfachen Handhabung vereinzelt noch heute angewendet.

Wichtigste Vertreter deterministischer Verfahren sind die Absicherung des größten Kraftwerksblocks (largest unit reserve), die prozentuale Reserve (percentage reserve) und vor allem bei geringer Netzvermaschung das (n-1)-Kriterium (N-1 reserve) [101]. Die ersten beiden Methoden beruhen darauf, dass die Reserve einen Ausfall eines beliebigen Kraftwerksblocks kompensieren kann bzw. als bestimmter prozentualer Wert der installierten Kraftwerksleistung oder erwarteten Last festgelegt wird. Beim (n-1)-Kriterium wird neben dem größten Block auch die größte Netzkomponente in die Reserveauslegung miteinbezogen. Bei der Vorhaltung beispielsweise von Minutenreserve hat man sich gerne an der Leistung des größten Kraftwerksblocks plus einem weiteren Anteil orientiert, was sozusagen eine Mischform der beiden ersten Prinzipien darstellt.

In den USA basieren zwar die vom NERC (North American Electric Reliability Council) und ihren regionalen Gremien erlassenen Richtlinien nahezu alle auf einer deterministischen Vorschrift über die Mindestanforderung an die vorzuhaltende Regel- und Reserveleistung [102,103]. In den amerikanischen Energieversorgungsunternehmen werden heute jedoch überwiegend wahrscheinlichkeitstheoretische Verfahren eingesetzt, wobei aber das bestehende Regelwerk zu beachten und einzuhalten ist. Ein weiteres Beispiel ist die Primärregelleistung im UCTE-Verbund, bei der man sich mit 3 000 MW u. a. am gleichzeitigen Ausfall von zwei großen Kernkraftwerksblöcken orientiert hat [9,104].

#### 4.2.2 Wahrscheinlichkeitstheoretische Verfahren

Allen wahrscheinlichkeitstheoretischen Verfahren ist gemeinsam, dass sie das stochastische Systemverhalten nachzubilden bzw. in der Analyse zu berücksichtigen versuchen. Entsprechend der Form der Systembeschreibung können sie in analytische und simulative Verfahren eingeteilt werden.

Erstere bilden das zu untersuchende System durch analytische Modelle nach und ermitteln beispielsweise die Systemzuverlässigkeitsindizes über mathematisch-analytische Lösungswege. Meistens müssen reale Systeme jedoch stark vereinfacht und idealisiert nachgebildet werden, um überhaupt eine analytische Beschreibung oder Lösung zu ermöglichen [105]. Entsprechend den Vereinfachungen müssen dann auch Einbussen in der Genauigkeit der Ergebnisse in Kauf genommen werden. Analytischen Verfahren liegt eine nicht-chronologische Nachbildung des Systemverhaltens zugrunde, womit dieselben Nachteile wie bei der nicht-sequentiellen Simulation verbunden sind (siehe weiter unten). Da sie aus der Menge aller möglichen Systemzustände, dem sog. Systemzustandsraum, eine bestimmte Auswahl an Systemzuständen trifft, werden sie auch als Enumerationsverfahren bezeichnet. Analytische Methoden besitzen ihren Anreiz darin, dass sie Zuverlässigkeitsuntersuchungen einfacher Systeme exakt bzw. sehr präzise und bei extrem zuverlässigen Systemen äußerst effizient durchführen können [44], da ihr Rechenzeitbedarf unabhängig von der Systemzuverlässigkeit ist.

Simulative Verfahren zeigen ihre Vorteile vor allem bei großen und komplexen Systemen, der Flexibilität bei Modellerweiterungen sowie wenn es darum geht, die Verteilungsdichten von Zufallsvariablen zu bestimmen, was analytische Verfahren generell nicht leisten können [44]. Simulative Zuverlässigkeitsuntersuchungen beruhen auf der stochastischen Simulation, die als Monte-Carlo-Simulation umgesetzt wird (siehe dazu auch Anhang G). Bei diesem Simulationsprinzip wird das reale System durch ein stochastisches Modell nachgebildet, mit dem das zufällige Verhalten und die Prozesse des Systems mit Hilfe von Zufallszahlen simuliert werden [105]. Bei der Modellbildung kommen dabei prinzipiell zwei Ansätze in Betracht, die als sequentielle und nicht-sequentielle Simulation bezeichnet werden.

Die sequentielle Nachbildung beruht auf der Simulation des chronologischen Ablaufs des Systemverhaltens und wird deshalb auch als chronologische Simulation oder Simulation von Zustandsdauern bezeichnet. In der sequentiellen Monte-Carlo-Simulation werden zunächst die chronologischen Übergangsprozesse der Zustände der einzelnen Systemkomponenten stochastisch simuliert und diese dann überlagert, um das stochastische Verhalten des Gesamtsystems zu erhalten [44]. Da bei zeitintegralen Prozessen auch der zeitliche Ablauf, d. h. die Vorgeschichte der Zustände, von entscheidender Bedeutung ist, können an sich zwei gleiche Systemzustände, auch bei gleichen Komponentenzuständen, unterschiedliche Bewertungen erfahren [56,106].

Bei der nicht-sequentiellen Simulation werden einzelne, zeitlich entkoppelte Zustände betrachtet und deshalb in diesem Zusammenhang auch von Zustandstichproben gesprochen. Der zeitliche Ablauf wird hier außer Acht gelassen, wodurch sich der Systemzustandsraum enorm verkleinert [56,106].

Die Vorteile der einen Methode sind zugleich die Nachteile der anderen und umgekehrt. Zu den Nachteilen der sequentiellen Simulation zählen der erhebliche Rechenzeit- und Speicherplatzbedarf sowie die erforderlichen und nur schwer in Erfahrung zu bringenden Parameter zur Nachbildung der Zustandsaufenthaltswahrscheinlichkeiten. Die Nachteile der nicht-sequentiellen Modellierung bestehen darin, dass sich zeitintegrale Nebenbedingungen nicht berücksichtigen und die sog. F&D-Indizes, die Frequenzen oder Dauern anzeigen, wie z. B. die erwartbare Defizithäufigkeit oder die erwartbare mittlere Defizitdauer, nicht berechnen lassen.

Neben diesen beiden grundsätzlichen Ansätzen der Modellbildung gibt es auch Mischvarianten, die oftmals unter dem Begriff pseudo-sequentielle Simulation zusammengefasst werden. Hierbei handelt es sich um eine nicht-sequentielle Auswahl der Systemzustände mit chronologischer Nachbildung der relevanten zeitabhängigen Unterprozesse bzw. der relevanten Vorzustände. Dadurch lassen sich z. T. die Vorteile beider Ansätze vereinen.

Wahrscheinlichkeitstheoretische Modelle werden bereits seit vielen Jahren für Zuverlässigkeitsuntersuchungen in der elektrischen Energieversorgung eingesetzt. In den meisten Fällen bedient man sich dazu Monte-Carlo-Simulationen. Neben den klassischen analytischen Methoden – und oftmals auch in Kombination – finden heute beispielsweise auch neuronale Netze, Fuzzy- oder generische Algorithmen zunehmend Eingang in Untersuchungen zur Systemzuverlässigkeit. So sind auf dem Gebiet der Zuverlässigkeitsanalyse von Elektrizitätsversorgungssystemen zahlreiche Veröffentlichungen erschienen, die hier nicht alle aufgeführt werden können. Zu den wichtigsten und neueren zählen beispielsweise [2-5,22,32-40,42-44,55-56,106-127]. Bislang existiert allerdings kein Verfahren, das sowohl die Windstromeinspeisung in die RL-Bemessung mit einbezieht als auch die Regel- und Reserveleistung in einer vertikal entflochtenen Elektrizitätsversorgung (Unbundling) aus Sicht eines ÜNB mit Aufteilung auf ver-

schiedene definierte Produkte von RL-Arten betrachtet. Dies ist auch der Anlass, im Rahmen dieser Arbeit ein neues Verfahren zu präsentieren, welches die genannten Gesichtspunkte abdeckt. Dieses neue Verfahren stellt eine Modifikation und Weiterentwicklung des heute in Deutschland meist angewendeten Verfahrens dar.

### 4.3 Heutiges Verfahren zur RL-Ermittlung in Deutschland

Das heute am häufigsten verwendete Verfahren zur Festlegung der vorzuhaltenden Regel- und Reserveleistung gründet sich auf der Arbeit von Edwin et al. [5] und ist u. a. auch in [23,42] beschrieben. An dieser Stelle werden nur die wesentlichen Grundzüge zusammengefasst und am Beispiel von Kraftwerksausfällen erläutert. Während die Aufteilung der Leistungsreserve früher die technische Bereitstellung im Fokus hatte (Kraftwerkssicht), orientiert sie sich heute an Produkten von Regel- und Reserveleistungsarten (ÜNB-Sicht). Das Verfahren kann davon prinzipiell unabhängig eingesetzt werden.

Kern des Verfahrens ist die Bestimmung der kumulativen Ausfallwahrscheinlichkeit für einen zu untersuchenden Zeitpunkt. Diese gibt für diesen Zeitpunkt die Wahrscheinlichkeit an, mit der ein größerer Leistungsausfall als eine betrachtete Ausfalleistung auftritt. Neben Kraftwerksausfällen zählen auch Lastschwankungen und Lastprognosefehler zu den klassischen Ursachen für den Bedarf an Regelleistung. Ausgangspunkt ist allgemein die Betrachtung der Leistungsdefizite in den Wirkungsbereichen der GRL, GMRL und SRL. Deren kumulative Ausfallwahrscheinlichkeiten lassen sich über ihre Wahrscheinlichkeitsdichten berechnen. Im Abschnitt 3.2.2 ist die Ermittlung der kumulativen Ausfallwahrscheinlichkeit am Beispiel der konventionellen Erzeugerleistung geschildert. Die Ausfallwahrscheinlichkeitsdichte  $q_{LD,SRL,ges}(P)$  im Bereich der SRL setzt sich aus den kraftwerksbedingten Leistungsdefiziten im Bereich der SRL und den Lastschwankungen zusammen:

$$q_{LD,SRL,ges}(P) = q_{KWA,SRL}(P) * q_{LS}(P). \quad (4-1)$$

Bei der GMRL sind neben den GMRL-wirksamen Kraftwerksausfällen und den Lastschwankungen auch die Lastprognosefehler zu berücksichtigen:

$$q_{LD,GMRL,ges}(P) = q_{KWA,GMRL}(P) * q_{LS}(P) * q_{LPF}(P). \quad (4-2)$$

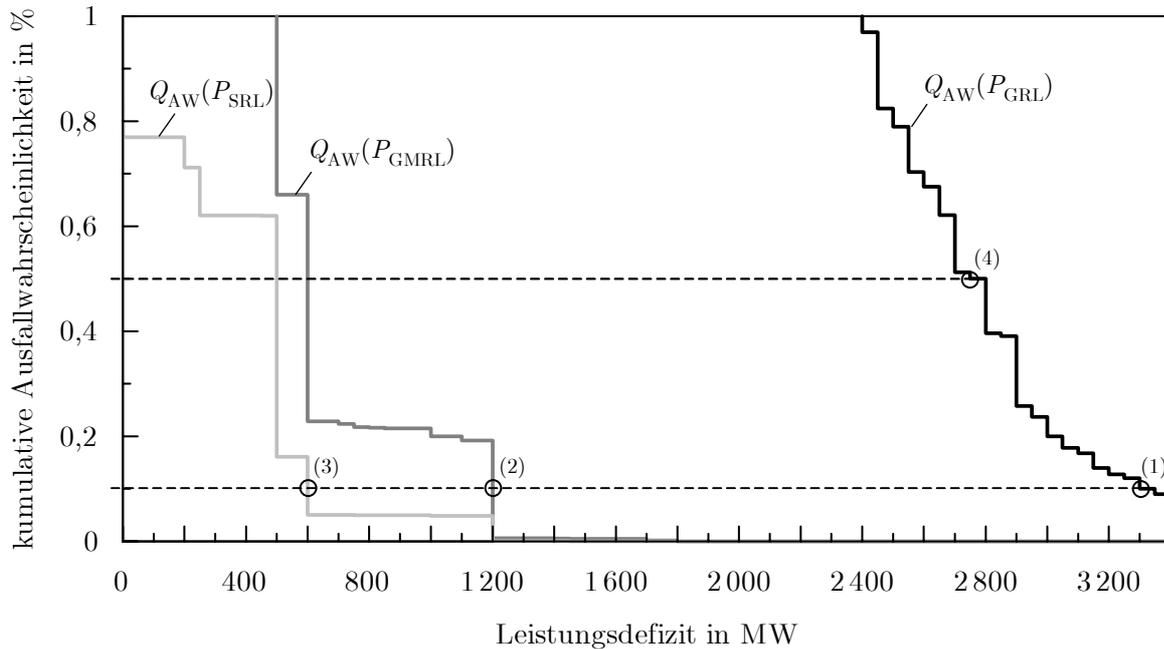
Für die GRL sind alle Leistungsdefizite zu überlagern, d. h. miteinander zu falten:

$$q_{LD,GRL,ges}(P) = q_{KWA}(P) * q_{LS}(P) * q_{LPF}(P). \quad (4-3)$$

Unter Vorgabe einer tolerierbaren Defizitwahrscheinlichkeit lässt sich aus der kumulativen Ausfallwahrscheinlichkeit unmittelbar die notwendige Leistungsreserve ablesen, damit die Wahrscheinlichkeit aller nicht deckbaren Leistungsdefizite die Defizitwahrscheinlichkeit nicht überschreitet. Die Unterteilung der Leistungsreserve in die einzel-

nen RL-Arten beruht dabei auf der Berechnung der erforderlichen Höhe einer RL-Art aus der Differenz der gesamten bis einschließlich der betrachteten RL-Art notwendigen Leistungsreserve abzüglich der gesamten vorgelagerten Leistungsreserve. Bei Unterteilung der Leistungsvorhaltung in SRL, MRL und DRL wird dabei zunächst die Gesamtregelleistung (GRL) und die Gesamtminutenregelleistung (GMRL) auf Basis der kumulativen Ausfallwahrscheinlichkeit ermittelt. Die Differenz davon stellt dann die vorzuhaltende DRL dar. Die Aufteilung der GMRL in SRL und MRL erfolgt analog dazu, indem zunächst die notwendige SRL ebenfalls auf Basis der kumulativen Ausfallwahrscheinlichkeit ermittelt und die MRL aus der Differenz der GMRL und SRL berechnet wird. Wenn eine RL-Art oder ein Teil davon (z. B. wegen eingeschränktem Arbeitsvermögen) nicht für eine Vorwärtspoolung angerechnet werden kann, dann ist die nachgelagerte RL-Art zusätzlich um diesen Teil zu erhöhen.

Das Verfahren wird anhand des Beispiels in **Abbildung 4-3** veranschaulicht. Aufgetragen ist darin die kumulative Ausfallwahrscheinlichkeit eines Kraftwerkssystems im Bereich der GRL, GMRL und SRL für eine Defizitwahrscheinlichkeit von 0 bis 1 %. Zunächst soll eine Defizitwahrscheinlichkeit von 0,1 % zugrundegelegt werden. Dafür ist dann eine GRL in Höhe von 3 300 MW erforderlich (1). Für die GMRL können 1 200 MW abgelesen werden (2). Aus der Differenz ergibt sich eine vorzuhaltende DRL von 2 100 MW. Bei weiterer Unterteilung der GMRL resultieren 600 MW an SRL (3) und ebenfalls 600 MW an MRL (als Differenz zwischen GMRL und SRL). Dürften von den 600 MW an SRL 200 MW nicht für die Vorwärtspoolung angerechnet werden, würde sich die MRL um 200 MW auf 800 MW erhöhen. Die DRL bliebe unverändert bei 2 100 MW, wenn die 400 MW der SRL und die gesamte MRL als DRL uneingeschränkt einsetzbar wären. Bei der Bestimmung und Unterteilung der RL-Arten können grundsätzlich auch verschiedene Defizitwahrscheinlichkeiten gewählt werden. Beispielsweise könnte eine Defizitwahrscheinlichkeit von 0,1 % für die GMRL und 0,5 % für die GRL unterstellt werden. In diesem Fall ergäbe sich eine GRL von 2 750 MW (4) und eine DRL von 1 550 MW. Umgekehrt ließe sich theoretisch im Bereich der GMRL eine höhere und für die GRL eine niedrigere Defizitwahrscheinlichkeit anlegen. Daran wird aber ersichtlich, dass die Defizitwahrscheinlichkeit nicht mehr ihre eigentliche Bedeutung besitzt. Wenn nämlich bereits im Bereich der GMRL eine bestimmte Defizitwahrscheinlichkeit zugelassen wird, kann diese im Gesamten – selbst bei unendlich hoher DRL – nicht mehr unterboten werden. Dies gilt analog bei der Aufteilung der GMRL. Eine Bestimmung der GMRL sowie der SRL auf Basis von z. B. jeweils 0,1 % Defizitwahrscheinlichkeit führt dazu, dass kein zusätzliches Leistungsdefizit im Bereich der MRL ungedeckt bleiben darf, wenn nicht gleichzeitig ein nicht deckbares SRL-Defizit vorhanden ist und wenn im Gesamten 0,1 % eingehalten werden sollen. Diese Unstimmigkeit erklärt sich daraus, dass bei diesem Vorgehen implizit von einer uneingeschränkten Rückwärtspoolung der nachgelagerten RL-Arten ausgegangen wird, was im Anhang F an einem Beispiel veranschaulicht wird.



**Abbildung 4-3.** Erläuterung des heutigen Verfahrens zur Bestimmung des RL-Bedarfs

In der Praxis ist der Unterschied zwischen den mit diesem Verfahren erhaltenen und den exakten Werten für die einzelnen RL-Arten jedoch vernachlässigbar, da die von den ÜNB gewählte Defizitwahrscheinlichkeit im Bereich der SRL bzw. GMRL mit üblicherweise 0,1 % sehr klein ist. Entsprechend gering ist deshalb auch die Wahrscheinlichkeit einer impliziten Rückwärtspoolung. Insofern liegen die tatsächlichen Defizitwahrscheinlichkeiten im Bereich der GMRL und GRL nur unwesentlich höher als die zugrundegelegten Werte.

Ungeachtet der erläuterten Unstimmigkeit bzw. Einschränkung ist eine Modifikation des Verfahrens notwendig, um auch Korrelationen zwischen den Leistungsdefiziten verschiedener Ursachen oder RL-Arten berücksichtigen zu können. Beispielsweise kann bei der Ausregelung der Windprognosefehler eine nicht mehr zu vernachlässigende Wechselbeziehung zwischen dem MRL- und WRL-Einsatz bestehen.

#### 4.4 Neues Verfahren zur RL-Ermittlung als Monte-Carlo-Simulation

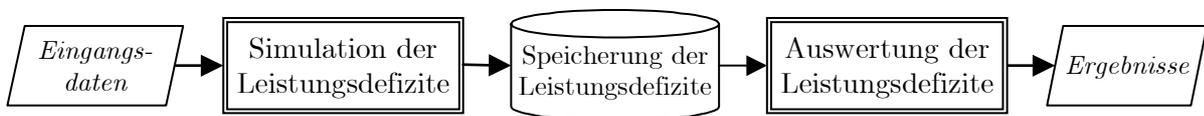
Im Rahmen dieser Arbeit wird ein neues Verfahren zur wahrscheinlichkeitstheoretischen Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft konzipiert und präsentiert. Vom Grundgedanken her lehnt es sich an das im vorherigen Abschnitt beschriebene Verfahren an. Der entscheidende Unterschied liegt jedoch darin, dass für jede RL-Art separat die Wahrscheinlichkeitsdichte der Leistungsdefizite ermittelt und daraus der RL-Bedarf abgeleitet wird. Die verschiedenen

Regel- und Reserveleistungen werden sozusagen alle ausnahmslos in der „Wahrscheinlichkeitsebene“ und nicht teilweise in der „Leistungsebene“ (über Differenzbildung zwischen Leistungen) bestimmt.

Das Verfahren basiert auf Zustandsstichproben. Zeitintegrale Nebenbedingungen lassen sich deshalb nicht berücksichtigen. Da im Rahmen dieser Arbeit die ÜNB-Sicht im Vordergrund steht, sind diese weniger von Bedeutung. Der einzig nennenswerte zeitintegrale Aspekt stellt hier das begrenzte Arbeitsvermögen von den Pumpspeicherkraftwerken und Tagesspeichern dar, die für die Erbringung von SRL vorgesehen sind. Entsprechend dem TransmissionCode 2003 [8] muss die SRL aus diesen Kraftwerken jedoch mindestens für vier Stunden mit der vollen kontrahierten Leistung zur Verfügung stehen. Sieht man von der extrem geringen Wahrscheinlichkeit ab, dass im Bereich der SRL ein ununterbrochener Einsatzbedarf aus diesen Kraftwerken über mehr als vier Stunden besteht, verbleiben als kritische Situation die Zeiten, in denen ein Ausgleich von Leistungsdefiziten in Ergänzung zur MRL (Vorwärtspoolung) erforderlich ist. Da die Lastprognosefehler im Mittel zwei Stunden bis zum nächsten Vorzeichenwechsel andauern und Kraftwerksausfälle nach einer Stunde in den Verantwortungsbereich des BKV übergehen, ist auch in diesen Fällen eine unzureichende Deckung infolge erschöpften Arbeitsvermögens relativ unwahrscheinlich. Mit Blick auf die Windprognosefehler kann eine uneingeschränkte Vorwärtspoolung von zeitbegrenzter SRL aufgrund der deutlich längeren Intervalle bis zu einem Vorzeichenwechsel nicht mehr vorausgesetzt werden. In diesem Fall wäre, wie beim heutigen Verfahren im vorhergehenden Abschnitt beschrieben, der zeitbegrenzte Teil der SRL von der Vorwärtspoolung auszunehmen. Eine sequentielle Simulation bietet deshalb schlussfolgernd auch keine wesentlich höhere Genauigkeit. Mit Blick auf die Defizitwahrscheinlichkeit, die im Verständnis der DVG nicht im Mittel über einen Zeitraum, sondern in jedem Zeitpunkt einzuhalten ist, spricht der Rechenaufwand einer sequentiellen Simulation hinsichtlich der statistischen Genauigkeit sogar gegen ihren Einsatz. Da bei der Dimensionierung der Regel- und Reserveleistung somit ausschließlich der kritische Zeitpunkt innerhalb des Betrachtungszeitraums von z. B. einem Jahr maßgebend ist, ist für das Erreichen einer bestimmten statistischen Genauigkeit nicht die Länge des Betrachtungszeitraums entscheidend, sondern wie häufig dieser simuliert wird. Mit kürzeren Betrachtungszeiträumen verringert sich zwar entsprechend der Rechenzeitbedarf, jedoch auch die Qualität der Nachbildung zeitintegraler Nebenbedingungen. Den Grenzfall eines Momentanausschnitts stellt dann eine nicht-sequentielle Simulation (Zustandsstichproben) dar.

Im weiteren Verlauf wird das neue Verfahren, dessen Übersichtsstruktur sich in **Abbildung 4-4** befindet, vorgestellt. Zunächst werden entsprechend den Vorgaben zufällige Zustands-Stichproben der Leistungsdefizite nachgebildet und diese zwischengespeichert. Die Simulation wird nach Unterschreitung des vorgegebenen Fehlers bei der Defizitwahrscheinlichkeit (siehe Anhang G.1) bzw. der Anzahl der Simulationen be-

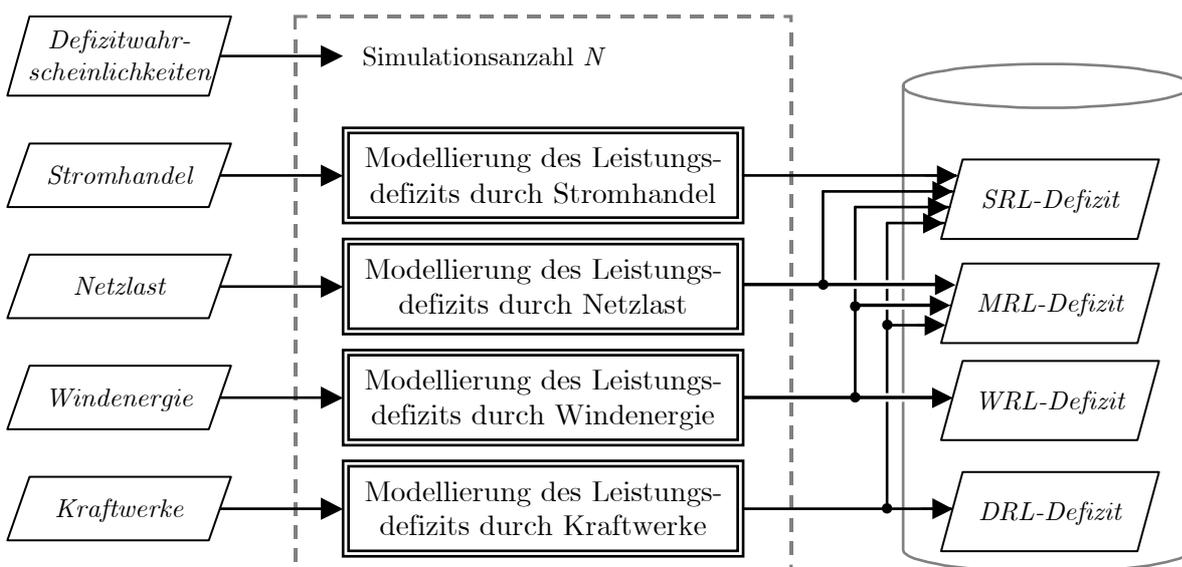
endet. Auf Basis dieser Simulationsergebnisse ermittelt das Modell die innerhalb der einzelnen Regelzonen vorzuhaltende Leistung für die Sekundärregelung, die Minuten- und Windreserve sowie für die Dauerreserve der einzelnen Bilanzkreise, um die geforderte Systemzuverlässigkeit zu gewährleisten. Hierbei kann eine teilweise oder vollständige Vorwärtspoolung von Sekundärregel- und Minutenreserveleistung vorgesehen werden. Die Simulation bietet auch die Möglichkeit der Poolung der Windreserve mit der Dauerreserve eines Bilanzkreises zur Deckung seiner Kraftwerksausfälle. Darüber hinaus lässt sich im Modell der für einen Lastfolgebetrieb erforderliche MRL-Bedarf eines Bilanzkreises ermitteln.



**Abbildung 4-4.** Übersicht über das neue Verfahren zur Bestimmung des RL-Bedarfs

#### 4.4.1 Simulation der Leistungsdefizite

Zur Simulation der Leistungsdefizite bedarf es neben den Defizitwahrscheinlichkeiten Angaben und Parameter zur Kraftwerksstruktur, der Netzlast, der Windstromeinspeisung sowie des regelzonenübergreifenden Stromhandels (**Abbildung 4-5**). Diese werden in  $N$  Simulationsläufen, wobei ein Simulationslauf eine Stichprobe umfasst, nachgebildet und für die anschließende Auswertung zwischengespeichert.



**Abbildung 4-5.** Simulation der Leistungsdefizite

Unabhängig vom Modell sind Korrelationen zwischen den verschiedenen Ursachen zu berücksichtigen. Lastschwankungen unterliegen – wenn überhaupt – nur einer marginalen Abhängigkeit von der Lastsituation (siehe Abschnitt 3.3.1). Bei den Lastprognosefehlern lassen sich im Rahmen dieser Arbeit keine konkreten Aussagen über einen Zusammenhang mit der Lasthöhe treffen, da keine entsprechende Aufzeichnungen sondern nur Angaben über den mittleren Fehler in Abhängigkeit von der Systemgröße vorliegen (siehe Abschnitt 3.3.2). Windprognosefehler zeigen sowohl beim Einsatz der verschiedenen RL-Arten als auch mit der Last z. T. sehr komplexe Korrelationen. Im Winterhalbjahr, wo eine höhere Last anliegt und somit auch mehr Kraftwerke am Netz sind, die ausfallen können, beobachtet man geringere positive, dafür höhere negative Windprognosefehler (siehe Abschnitt 3.4.2). In den Sommermonaten treten dagegen hohe positive Windprognosefehler, die zu entsprechend hohen Leistungsdefiziten führen, häufiger auf. Dies bedeutet, dass sich der kritische Zeitpunkt der Versorgungszuverlässigkeit (als Zeitpunkt mit dem höchsten RL-Bedarf) mit zunehmender Windenergienutzung weg vom Jahreshöchstlasttag hin zu anderen Zeitpunkten des Jahres verlagert und sogar verschiedene Zeitpunkte für die Dimensionierung des positiven und negativen RL-Bedarfs zu betrachten sind. Vorhandene Korrelationen sind vorab mit Hilfe statistischer Analysen in Erfahrung zu bringen und über geeignete Nachbildungen zu beschreiben. Für den dimensionierenden Zeitpunkt sind dann die am Netz befindlichen Kraftwerke zusammen mit den für diesen Zeitpunkt repräsentativen Häufigkeitsverteilungen der Leistungsdefizite der verschiedenen Ursachen dem Modell vorzugeben.

Korrelationen zwischen den Leistungsdefiziten in den Wirkungsbereichen der einzelnen RL-Arten werden vom Modell berücksichtigt, was im Wesentlichen nur den windbedingten RL-Einsatz betrifft. Die Zusammenhänge sind ebenfalls vorab mit Hilfe einer statistischen Analyse in Form beschreibender Funktionalitäten oder tabellarischer Darstellungen (z. B. Häufigkeitsverteilung des windbedingten MRL-Einsatzes in Abhängigkeit vom WRL-Defizit; siehe Abschnitt 3.4.2) zu ermitteln.

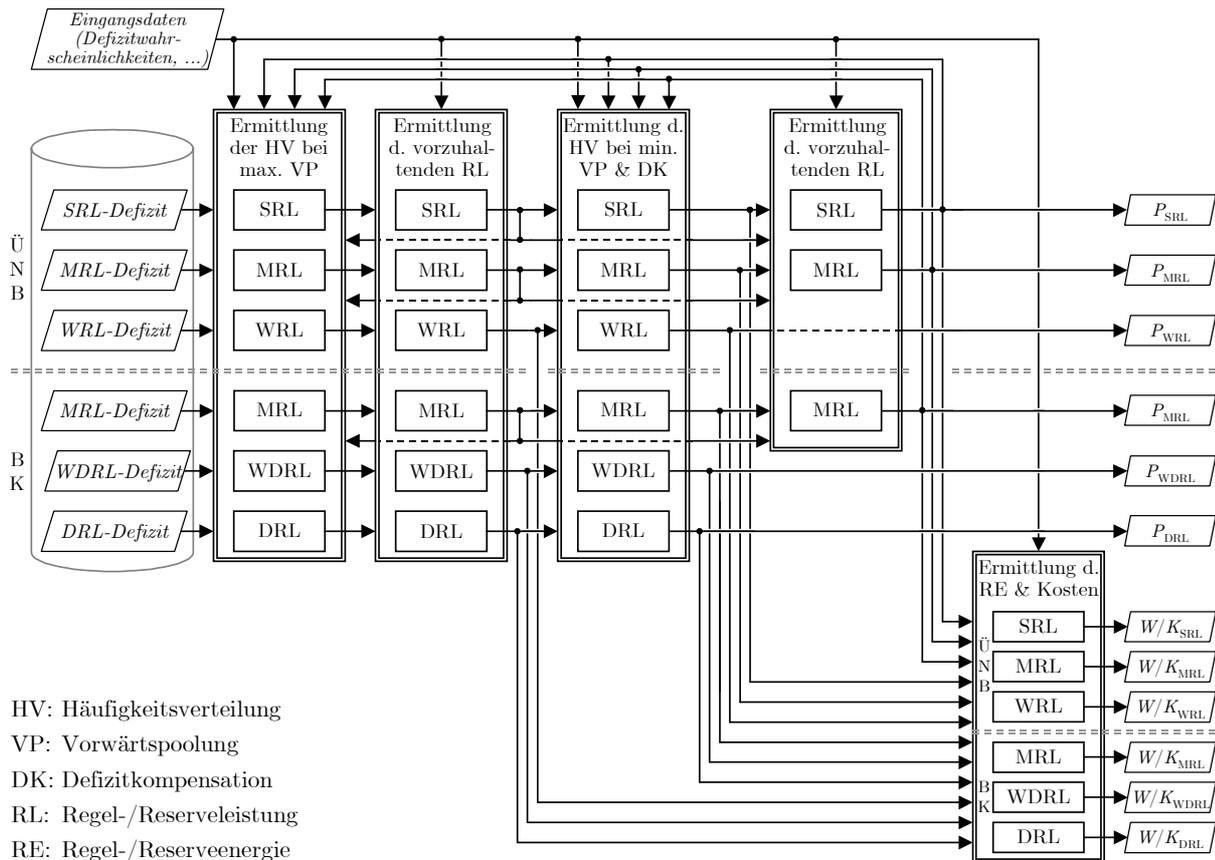
Bei den Kraftwerken ist zu unterscheiden, ob sie mit einer sog. Istwert-Aufschaltung ausgestattet sind, was i. d. R. bei größeren Kraftwerkseinheiten zutrifft. Diese erlaubt dem ÜNB, über das Leistungsverhalten ständig informiert zu sein. Dadurch ist es möglich, den entsprechenden Kraftwerksanteil, der zur Deckung der Last eines Bilanzkreises innerhalb der Regelzone des ÜNB dient, quasi zu sich in die Regelzone zu holen, auch wenn das Kraftwerk sich geographisch außerhalb der Regelzone befindet. Teilen sich beispielsweise mehrere Bilanzkreise einen Kraftwerksblock mit Istwert-Aufschaltung, so stellt die abzusichernde Leistung nur die Summe der anteiligen Leistungen der Bilanzkreise dar, die sich innerhalb der Regelzone des ÜNB befinden. Es brauchen somit Leistungen aus solchen Kraftwerksblöcken nicht berücksichtigt werden, die sich innerhalb der Regelzone befinden, wenn diese zur Lastdeckung im Gebiet eines anderen ÜNB dienen. Im Gegenzug müssen Kraftwerke mit Istwert-

Aufschaltung, die sich in einer anderen Regelzone befinden, berücksichtigt werden, wenn diese einen Beitrag zur Lastdeckung eines Bilanzkreises innerhalb der eigenen Regelzone liefern. Kraftwerke ohne Istwert-Aufschaltung müssen im Bereich der SRL und MRL dagegen immer von dem ÜNB abgesichert werden, in dessen Regelzone sie sich befinden, unabhängig davon, ob sie zur Lastdeckung in einer anderen oder nur innerhalb der eigenen Regelzone beitragen.

Zum inhaltlichen Umfang der Simulation der Leistungsdefizite sei auf Kapitel 3 und zur technischen Umsetzung auf Anhang G verwiesen.

### 4.4.2 Auswertung der Leistungsdefizite

Die Auswertung der Leistungsdefizite umfasst die Ermittlung der erforderlichen RL-Vorhaltung sowie die Abschätzung des zu erwartenden Einsatzes an Regel- und Reserveenergie (RE) und der insgesamt damit verbundenen Kosten. **Abbildung 4-6** zeigt die Übersichtsstruktur, welche im Folgenden näher erläutert wird.



**Abbildung 4-6.** Auswertung der Leistungsdefizite

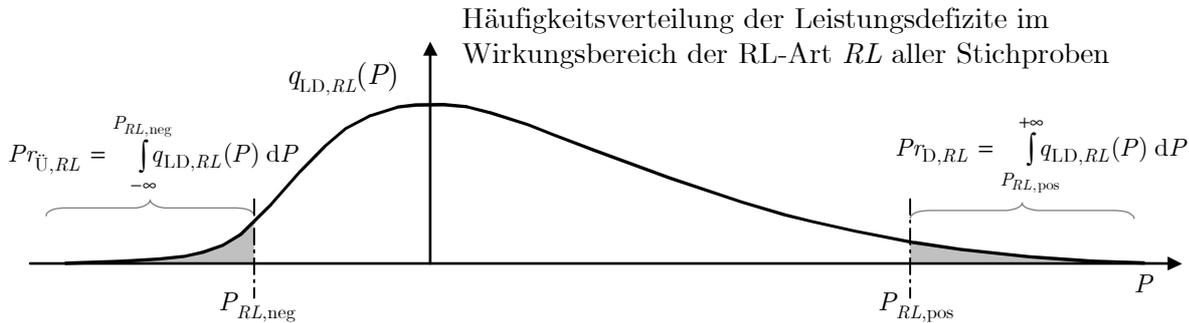
Die Ermittlung der vorzuhaltenden SRL, MRL und WRL erfolgt in einem iterativen Prozess. Zunächst wird die Häufigkeitsverteilung bei maximal möglicher Vorwärtspoolung ermittelt und daraus auf Basis der zulässigen Defizitwahrscheinlichkeit nacheinander die erforderliche SRL-, MRL- und WRL-Vorhaltung bestimmt. Mit deren Kenntnis lässt sich dann die Häufigkeitsverteilung bei minimal notwendiger Vorwärtspoolung und unter Berücksichtigung einer möglichen Defizitkompensation ermitteln. Resultiert infolge der Defizitkompensation ein geringerer Wert für die SRL-Vorhaltung, ist mit diesem Ergebnis die MRL neu zu bestimmen. Dazu wird mit der verringerten SRL erneut die Häufigkeitsverteilung des MRL-Bedarfs bei maximal möglicher Vorwärtspoolung ermittelt und die MRL daraus abgeleitet. Dieser Prozess wird solange durchgeführt bis sich die SRL nicht weiter reduzieren lässt. Mit der MRL wird nun analog dazu verfahren, bis die Defizitkompensation zwischen MRL und WRL ebenfalls zu keiner Verringerung der MRL-Vorhaltung mehr führt. Abschließend ist noch auf Basis der endgültigen SRL und MRL die WRL zu bestimmen. Die Ermittlung der DRL kann dagegen in einem einzigen Schritt erfolgen, wenn beim Bilanzkreis keine vorgelagerte RL-Art mit möglicher Vorwärtspoolung existiert. Hierzu braucht nur die entsprechende Häufigkeitsverteilung der DRL-Defizite aufgestellt und daraus die notwendige DRL abgeleitet werden. Im Falle einer MRL-Vorhaltung durch den Bilanzkreis wird dagegen die Ermittlung der MRL und DRL bzw. WDRL (Poolung der WRL mit der DRL) auf die gleiche Weise wie beim ÜNB durchgeführt.

Zur Abschätzung der benötigten Regel- und Reserveenergie (RE) und der Kosten für die Bereitstellung und den Einsatz der Regel- und Reserveleistung sind als Eingangsdaten die Höhe jeder RL-Art sowie deren Einsatzwahrscheinlichkeit – gleichbedeutend mit der Häufigkeitsverteilung bei minimaler Vorwärtspoolung – erforderlich.

**Ermittlung der vorzuhaltenden Regel- und Reserveleistung.** Die Ermittlung der vorzuhaltenden Regel- und Reserveleistung auf Basis der kumulierten Ausfallwahrscheinlichkeit (Verteilungsfunktion) wurde bereits im Abschnitt 4.3 beschrieben. In **Abbildung 4-7** ist die RL-Bestimmung auf Basis der Häufigkeitsverteilung der betrachteten RL (Dichtefunktion) graphisch umgesetzt. Die vorzuhaltende Regelleistung  $P_{RL, \text{pos}}$  bestimmt sich dabei als die Leistung, von der das Integral der Häufigkeitsverteilung bis zum Unendlichen hin genau der tolerierbaren Defizitwahrscheinlichkeit  $Pr_{D, RL}$  entspricht. Die tolerierbare Defizitwahrscheinlichkeit  $Pr_D$  bzw. Überschusswahrscheinlichkeit  $Pr_{\bar{U}}$  ist nach dem Verständnis der DVG auf die Zeit aller positiven wie negativen Leistungsdefizite zu beziehen<sup>9</sup>.

---

<sup>9</sup> Theoretisch könnte die Defizitwahrscheinlichkeit beispielsweise auch nur auf die positiven Leistungsdefizite bezogen werden. In diesem Fall würde sie aber eine andere Bedeutung annehmen.

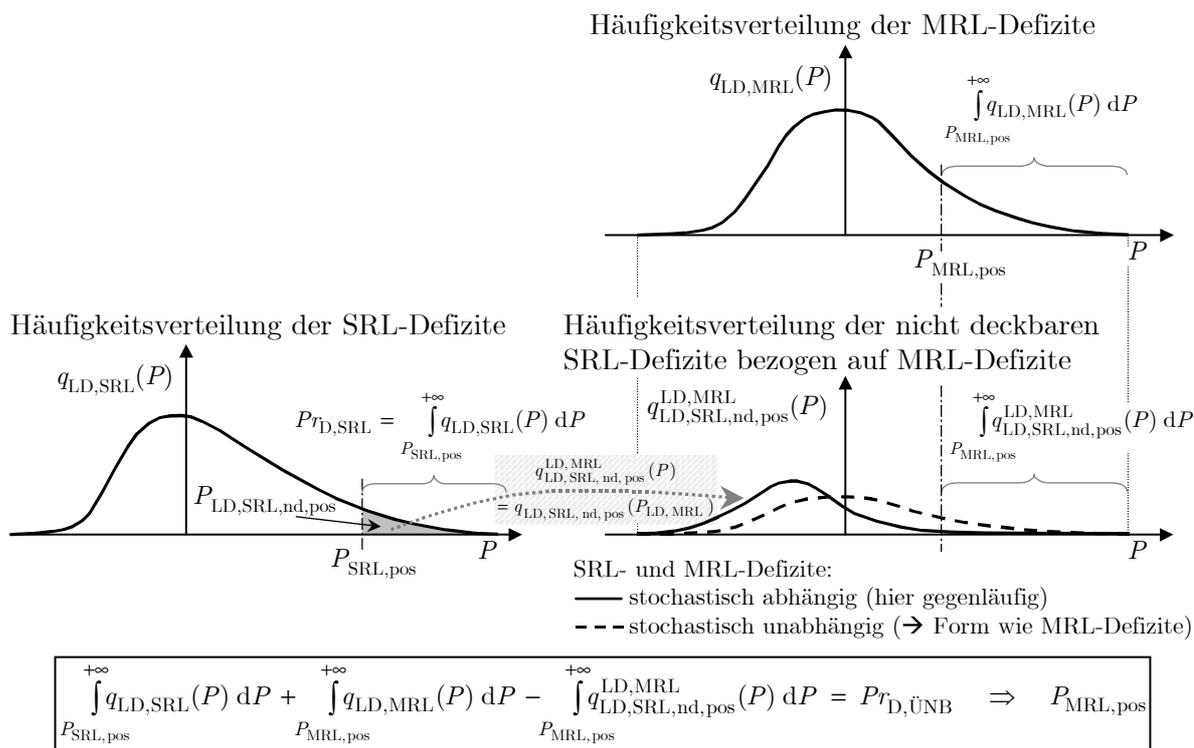


**Abbildung 4-7.** Ermittlung der positiven und negativen  $RL$ -Vorhaltung auf Basis der Häufigkeitsverteilung der Leistungsdefizite

In der Praxis ist bei den ÜNB die vorzuhaltende Regel-/Reserveleistung (SRL, MRL und ggf. WRL) so auszulegen, dass im gesamten Verantwortungsbereich eine bestimmte Defizitwahrscheinlichkeit von i. d. R. 0,1 % nicht überschritten wird. Im Falle der Vorhaltung an WRL seitens des ÜNB wird dazu die SRL und MRL auf Basis der für sie zugrundegelegten und die WRL entsprechend der insgesamt vom ÜNB einzuhaltenden Defizitwahrscheinlichkeit ermittelt. Erfolgt die Vorhaltung der WRL durch einen Bilanzkreis, verbleibt nur die SRL und MRL auf Seiten des ÜNB, wobei dann die MRL entsprechend der vom ÜNB einzuhaltenden Defizitwahrscheinlichkeit auszulegen ist. Nachfolgend wird das Prinzip am Beispiel der Ermittlung der positiven MRL kurz erläutert, wenn für den Verantwortungsbereich des ÜNB eine gesamte Defizitwahrscheinlichkeit nicht überschritten werden soll (**Abbildung 4-8**).

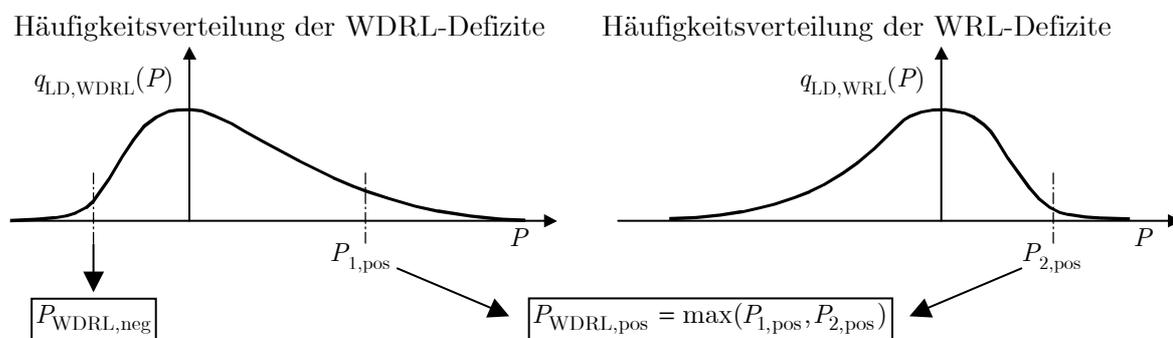
Die Bestimmung der MRL auf Basis der ÜNB-Defizitwahrscheinlichkeit  $Pr_{D,\ddot{U}NB}$  beruht darauf, dass mit der vorzuhaltenden MRL die kumulative Häufigkeit der nicht deckbaren SRL- und MRL-Defizite insgesamt die ÜNB-Defizitwahrscheinlichkeit nicht überschreitet. Es dürfen also zusätzlich zu den nicht deckbaren SRL-Defiziten nur so viele nicht deckbare MRL-Defizite gesondert auftreten, dass diese Bedingung erfüllt ist. Nicht deckbare MRL-Defizite, die gleichzeitig mit nicht deckbaren SRL-Defiziten auftreten, liefern demnach keinen Beitrag zur Erhöhung der ÜNB-Defizitwahrscheinlichkeit und sind deshalb von den gesamten MRL-Defiziten abzuziehen. Im Falle der Vorhaltung der WRL durch den ÜNB bestimmt sich die WRL auf Basis der ÜNB-Defizitwahrscheinlichkeit analog dazu, indem ebenfalls die Defizite von SRL, MRL und WRL, die gleichzeitig auftreten, insgesamt nur als ein Defizit angesehen werden.

Für den Fall der Poolung der WRL mit der DRL eines Bilanzkreises können für die WRL und DRL verschiedene Defizitwahrscheinlichkeiten vorgegeben werden. Dabei wird die insgesamt vorzuhaltende Wind-/Dauerreserveleistung (WDRL) so ausgelegt, dass die windbedingten positiven Leistungsdefizite mit  $Pr_{D,WRL}$  und die positiven gepoolten Leistungsdefizite insgesamt mit  $Pr_{D,DRL}$  abgesichert sind. Dazu werden die



**Abbildung 4-8.** Ermittlung der positiven MRL-Vorhaltung auf Basis der vom ÜNB einzuhaltenden Defizitwahrscheinlichkeit

Häufigkeitsverteilung der WRL-Defizite für sich alleine und die der mit den DRL-Defiziten gepoolten WRL-Defizite ermittelt. Schließlich wird aus der Häufigkeitsverteilung der WRL-Defizite auf Basis von  $Pr_{D,WRL}$  und aus der Häufigkeitsverteilung der WDRL-Defizite auf Basis von  $Pr_{D,DRL}$  der positive Leistungsbedarf abgeleitet, indem der größere von beiden Werten ausgewählt wird. Für den negativen Leistungsbedarf ist dagegen die Häufigkeitsverteilung der WDRL-Defizite mit  $Pr_{\ddot{U},WRL}$  ausschlaggebend. **Abbildung 4-9** erläutert die Vorgehensweise. Dieses Prinzip wird auch bei möglicher Vorwärtspoolung der BK-eigenen MRL beachtet.



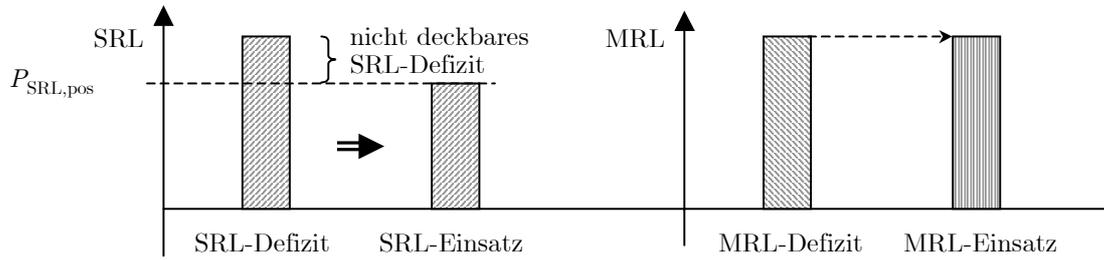
**Abbildung 4-9.** Ermittlung der gepoolten Wind- und Dauerreserveleistung

**Ermittlung der Häufigkeitsverteilung bei maximaler Vorwärtspoolung.** Bei der Dimensionierung der MRL ist zu beachten, dass gegebenenfalls auch die SRL bzw. ein Teil von ihr zur Deckung der MRL-Defizite herangezogen werden kann (Vorwärtspoolung der SRL). Für die Dimensionierung der MRL ist somit nur das nach Deckung durch die verfügbare SRL verbleibende Leistungsdefizit im Bereich der MRL entscheidend. Mit Kenntnis der Häufigkeitsverteilung der MRL-Defizite, die alleinig durch MRL zu decken sind, lässt sich dann die erforderliche Höhe der MRL bestimmen. Im Falle einer vollständigen Vorwärtspoolung der SRL muss demnach erst die SRL ermittelt werden, die dann als Eingangsgröße zur Ermittlung der Häufigkeitsverteilung der MRL bei maximal möglicher Vorwärtspoolung der SRL dient (siehe Rückkopplung in Abbildung 4-6).

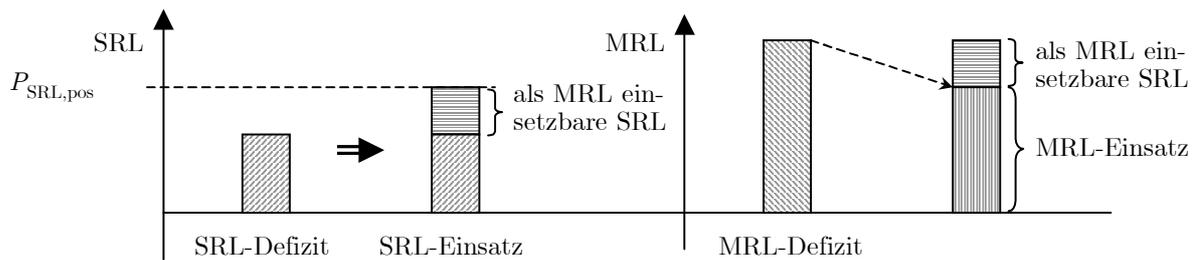
Anhand von **Abbildung 4-10** wird das Prinzip der maximalen Vorwärtspoolung erläutert. Im Fall A übersteigt das SRL-Defizit die vorgehaltene SRL, welche vollständig aktiviert ist ( $P_{\text{SRL,pos}}$ ); dennoch verbleibt ein nicht gedecktes SRL-Defizit. Die SRL kann somit keinen Beitrag zur Deckung des MRL-Defizits liefern. Im Fall B kann dagegen das SRL-Defizit gedeckt werden. Zusätzlich steht durch Einsatz der kompletten SRL ein Teil der SRL zur Deckung des MRL-Defizits zur Verfügung. Um diesen Anteil verringert sich entsprechend der erforderliche MRL-Einsatz. Im Fall C besteht ein negatives SRL- und ein positives MRL-Defizit. Bei entgegengesetztem Vorzeichen kann das SRL-Defizit stets vollständig zur Kompensation des MRL-Defizits herangezogen werden, da ein Abbau von eingesetzter Leistung – ob positiv oder negativ – im Gegensatz zum Ausfahren keiner durch das Arbeitsvermögen zeitlichen Beschränkung unterliegt. Sollte dieser Ausgleich nicht ausreichend sein, besteht noch die Möglichkeit, zusätzlich – im Falle der Abbildung positive – SRL zur Deckung des MRL-Defizits heranzuziehen. Dies ist jedoch nur um maximal den als MRL einsetzbaren Teil der SRL ( $P_{\text{SRL,VP,MRL,pos}}$ ) möglich, woraus sich der verbleibende erforderliche MRL-Einsatz bestimmt. Im Fall D braucht zum Ausgleich des MRL-Defizits nur ein Teil der als MRL einsetzbaren SRL herangezogen werden. Das MRL-Defizit kann vollständig durch die SRL kompensiert werden. Im Fall E lässt sich dies schon alleine durch Abbau des negativen SRL-Einsatzes bewerkstelligen.

Für den Fall, dass die WRL vom ÜNB bereitgestellt wird, erfolgt deren Ermittlung analog zur MRL mit dem Unterschied, dass hierbei die Möglichkeit der Vorwärtspoolung sowohl an SRL als auch an MRL bestehen kann. Im Falle einer nicht vollständigen Vorwärtspoolung der SRL ist zudem zu berücksichtigen, dass gegebenenfalls das MRL-Defizit zunächst durch SRL-Einsatz reduziert wird, um insgesamt den Beitrag durch SRL und MRL zur Deckung eines WRL-Defizits maximieren zu können.

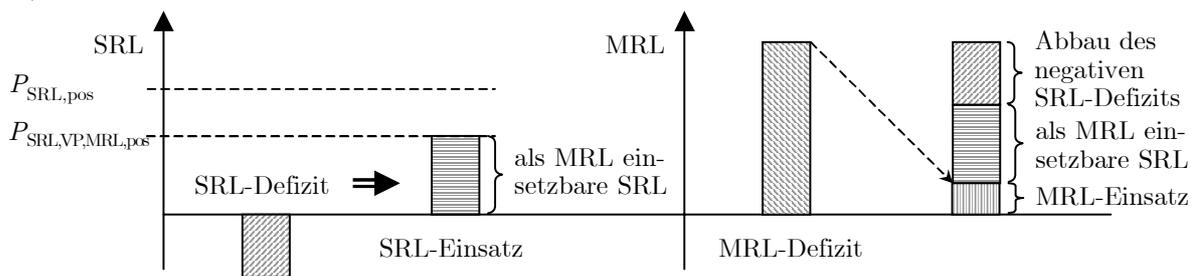
A) Keine SRL-Vorwärtspoolung wegen zu hohem SRL-Defizit:



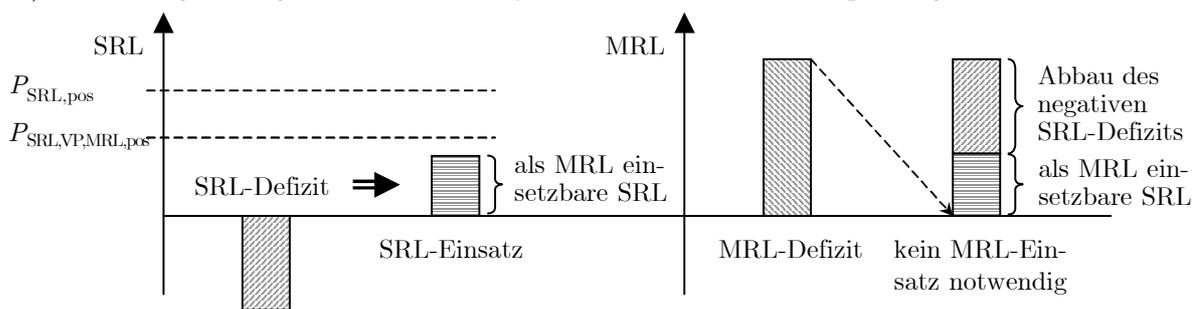
B) SRL-Vorwärtspoolung begrenzt durch maximale SRL-Vorhaltung:



C) SRL-Vorwärtspoolung begrenzt durch maximal als MRL einsetzbare SRL:



D) Vollständiger Ausgleich des MRL-Defizits durch SRL-Vorwärtspoolung:



E) Vollständiger Ausgleich des MRL-Defizits durch SRL-Defizit:

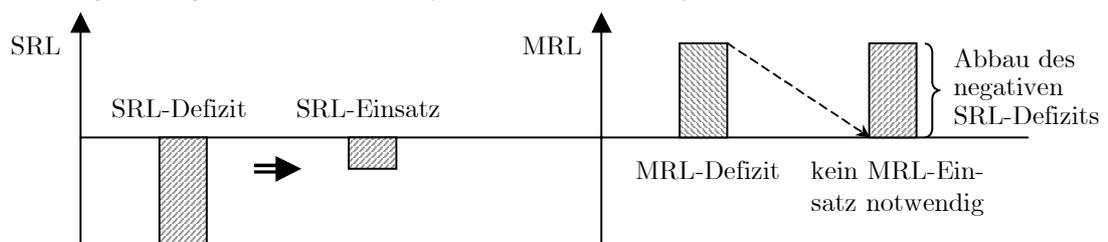


Abbildung 4-10. Abbau des MRL-Einsatzes durch maximale Vorwärtspoolung der SRL

**Ermittlung der Häufigkeitsverteilung bei minimaler Vorwärtspoolung.**

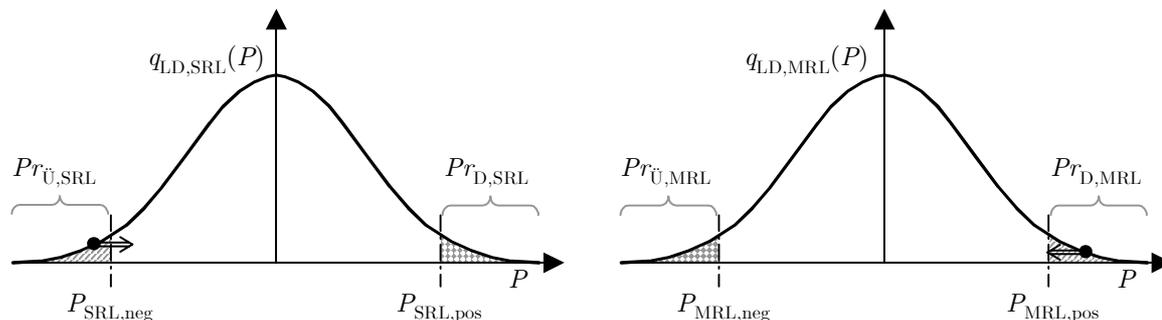
Nachdem im ersten Schritt die SRL, MRL und WRL ermittelt wurde, wird für alle drei Regel- und Reserveleistungen deren Häufigkeitsverteilung bei minimaler Vorwärtspoolung und unter Berücksichtigung der Defizitkompensation bestimmt.

Damit wird zum einen der Tatsache Rechnung getragen, dass ein RL-Defizit primär durch Einsatz der zugeordneten RL-Art gedeckt wird, bevor die Vorwärtspoolung in Anspruch genommen wird. Beispielsweise setzt man bei einem MRL-Defizit zunächst ausschließlich MRL ein. Nur bei nicht ausreichender MRL wird dann noch zusätzlich SRL soweit möglich und in erforderlichem Umfang herangezogen.

Zum anderen wird die Möglichkeit einer Defizitkompensation zwischen den RL-Arten beachtet. Damit wird der Tatsache Rechnung getragen, dass sich beispielsweise nicht deckbare positive SRL-Defizite durch nicht deckbare negative MRL-Defizite, wenn beide innerhalb einer Stichprobe, d. h. gleichzeitig auftreten, aufheben können. Diese SRL-Defizite, die bei der vorhergehenden Ermittlung der SRL noch vorhanden waren, verschwinden dadurch. Die Kompensation der MRL-Defizite ist dagegen bei der Ermittlung der MRL bereits berücksichtigt. Somit ist in Wahrheit eine kleinere SRL-Defizitwahrscheinlichkeit gegeben, als sie bei der vorhergehenden Dimensionierung der SRL erfasst werden konnte. Infolge der Defizitkompensation wird also die Häufigkeitsverteilung der tatsächlichen SRL-Defizite zu betragsmäßig kleineren Werten hin gestaucht, wodurch sich noch die Höhe der vorzuhaltenden SRL verringern kann. In diesem Fall muss bei vollständiger Vorwärtspoolung der SRL die MRL und WRL erneut bestimmt werden, da die SRL maßgeblichen Einfluss auf die Dimensionierung der MRL und WRL nimmt. Diese iterative Bestimmung der SRL wird solange durchgeführt, bis sich die SRL in ihrer Höhe nicht weiter reduzieren lässt. Auf Basis dieser SRL wird dann die MRL bestimmt, wobei hier noch die Kompensation zwischen nicht deckbaren MRL- und WRL-Defiziten auf die Dimensionierung Einfluss nehmen kann und entsprechend den obigen Ausführungen berücksichtigt werden muss.

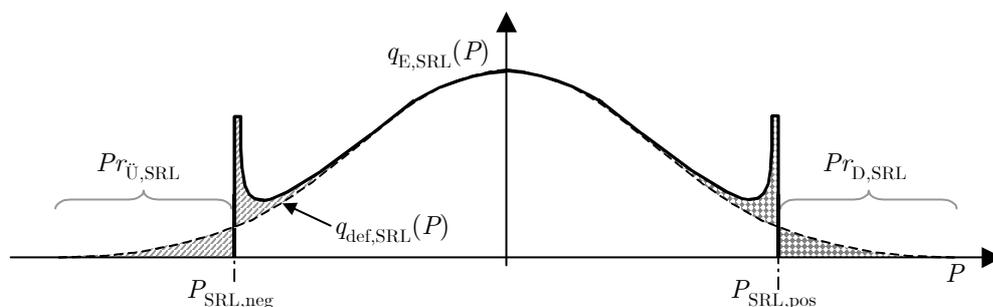
Die Defizitkompensation kommt mit geringerer Defizitwahrscheinlichkeit immer weniger und bei wirksamer Vorwärtspoolung praktisch nicht mehr zum Tragen. Dies wird im Folgenden kurz erklärt. In **Abbildung 4-11** sind die relevanten Bereiche der Häufigkeitsverteilung für die Defizitkompensation am Beispiel der SRL und MRL gekennzeichnet. Da sich nicht deckbare SRL-Defizite nur durch nicht deckbare MRL-Defizite mit entgegengesetztem Vorzeichen kompensieren lassen, stehen nur die jeweils gleich schraffierten Bereiche in Beziehung zueinander. Darüber hinaus ist es erforderlich, dass das verbleibende MRL-Defizit betragsmäßig größer oder gleich dem zunächst nicht deckbaren SRL-Defizit ist. Nur so lässt sich das effektive SRL-Defizit noch so weit reduzieren, dass es von der vorgehaltenen SRL auch ausgeglichen werden kann und letztlich das SRL-Defizit gedeckt wird. Deshalb kann die Wahrscheinlichkeit einer Defizitkompensation aus dem Produkt der entsprechenden Defizitwahrscheinlichkeiten

mal dem Faktor  $\frac{1}{2}$  abgeschätzt werden. Daran wird deutlich, dass mit geringerer Defizitwahrscheinlichkeit (geringere Flächen) die Wahrscheinlichkeit abnimmt, dass ein nicht deckbares SRL-Defizit durch ein nicht deckbares MRL-Defizit ausgeglichen werden kann. Am Beispiel einer Defizitwahrscheinlichkeit von je 0,1 % für die negative SRL und positive MRL bedeutet dies eine Wahrscheinlichkeit einer Kompensation eines negativen SRL-Defizits durch ein positives MRL-Defizit von ca. 0,005 %.



**Abbildung 4-11.** Abbau von nicht deckbaren SRL-Defiziten durch Defizitkompensation

Ist zur Deckung eines MRL-Defizits eine vollständige Vorwärtspoolung der SRL zugelassen, so ergibt sich vom Prinzip her eine Häufigkeitsverteilung des SRL-Einsatzes gemäß **Abbildung 4-12**. Es treten nun Sprünge an den Grenzen des maximalen SRL-Regelbereichs auf. Diese kommen dadurch zustande, dass infolge der Vorwärtspoolung zur MRL-Defizitdeckung die SRL nun häufiger bis an ihre Bereichsgrenzen ausgefahren wird. Aufgrund dieser Sprünge wird es deshalb bei endlicher Diskretisierung so gut wie unwahrscheinlich, dass die Defizitkompensation zu einer Verringerung der SRL-Vorhaltung führt. Dies gilt – etwas abgeschwächt – auch bei eingeschränkter Vorwärtspoolung, wenn also nur ein Teil der SRL als MRL eingesetzt werden kann. Auch wenn in diesem Fall nur ein Teil der SRL zur Vorwärtspoolung verwendet werden kann, so wird die SRL dennoch häufiger bis an ihre Bereichsgrenzen ausgefahren, da zusätzlich ein SRL-Defizit mit selben Vorzeichen bestehen kann. Deshalb kommt es auch hier zu diesen – wenn auch kleineren – Sprüngen in der Häufigkeitsverteilung.



**Abbildung 4-12.** Häufigkeitsverteilung des SRL-Einsatzes bei Vorwärtspoolung

**Ermittlung der Regel- und Reserveenergie und Kosten.** Die mit dem Abruf der Regel- und Reserveleistung verbundene Energie ermittelt sich aus der mittleren abgerufenen Leistung, die sich aus der Einsatzwahrscheinlichkeit  $q_{E,RL}(P)$  (entspricht der Häufigkeitsverteilung bei minimaler Vorwärtspoolung) analog der Gl. (3-7) berechnet, und dem Bezugszeitraum  $T_{Bez}$ :

$$W_{RL,pos} \approx T_{Bez} \cdot \int_0^{P_{RL,pos}} P \cdot q_{E,RL}(P) \, dP, \quad (4-4)$$

$$W_{RL,neg} \approx T_{Bez} \cdot \int_{P_{RL,neg}}^0 P \cdot q_{E,RL}(P) \, dP. \quad (4-5)$$

Der RL-Dimensionierung und somit der ermittelten Häufigkeitsverteilung des RL-Einsatzes liegt jedoch kein Zeitraum, sondern nur ein Zeitpunkt (eine bestimmte Höchstlast- bzw. kritische Situation) zugrunde. Deshalb dürfen die beiden Gleichungen nur als Näherungen zur Ermittlung des zu erwartenden RE-Bedarfs für den zugrundegelegten Bezugszeitraum von z. B. einem Jahr verstanden werden. Da der für die Dimensionierung relevante Zeitpunkt i. d. R. die höchsten Ausfallwahrscheinlichkeiten aufweist, sind die Werte als obere Grenze aufzufassen.

Mit Kenntnis der vorzuhaltenden RL und der Häufigkeitsverteilung der Leistungsdefizite lässt sich als weitere Größe das erwartbare Energiedefizit  $W_{D,RL}$  (LOEE) bzw. -überschuss  $W_{Ü,RL}$  abschätzen:

$$W_{D,RL} \approx T_{Bez} \cdot \int_{P_{RL,pos}}^{\infty} (P - P_{RL,pos}) \cdot q_{LD,RL}(P) \, dP, \quad (4-6)$$

$$W_{Ü,RL} \approx T_{Bez} \cdot \int_{-\infty}^{P_{RL,neg}} (P - P_{RL,neg}) \cdot q_{LD,RL}(P) \, dP. \quad (4-7)$$

Zur Berechnung der Kosten  $K_{RL}$  sind der RL-Bedarf mit dem Leistungspreis  $k_P$  und der RE-Bedarf mit dem Arbeitspreis  $k_W$  zu multiplizieren:

$$K_{RL,pos} \approx P_{RL,pos} \cdot k_{P,RL,pos} + W_{RL,pos} \cdot k_{W,RL,pos}, \quad (4-8)$$

$$K_{RL,neg} \approx |P_{RL,neg}| \cdot k_{P,RL,neg} + |W_{RL,neg}| \cdot k_{W,RL,neg}. \quad (4-9)$$

## 4.5 Neues Verfahren als analytische Formulierung

Nachdem im vorhergehenden Abschnitt das neue Verfahren zur Dimensionierung des RL-Bedarfs in Form einer Monte-Carlo-Simulation beschrieben wurde, soll im Folgenden der Versuch unternommen werden, eine analytische Formulierung wesentlicher Teile zu skizzieren. Neben der Ermittlung des RL-Bedarfs auf Basis einer für eine RL-

Art separat sowie insgesamt im Verantwortungsbereich einzuhaltenden Defizitwahrscheinlichkeit wird auf die Berechnung der Häufigkeitsverteilung der dimensionierungsrelevanten Leistungsdefizite einer RL-Art unter Berücksichtigung der Vorwärtspoolung sowie bestehender Korrelationen zwischen den RL-Arten eingegangen. Auf die Darlegung der Defizitkompensation wird, zumal sie keine praxisrelevante Bedeutung besitzt, verzichtet.

Zunächst wird eine stochastische Unabhängigkeit zwischen den Leistungsdefiziten der verschiedenen RL-Arten betrachtet, wie sie zwischen den SRL-Defiziten des Lasttauschens und den MRL-Defiziten der Lastprognosefehler unterstellt werden kann. Der SRL-Bedarf lässt sich für die zugrundegelegte SRL-Defizitwahrscheinlichkeit aus der Häufigkeitsverteilung der SRL-Defizite ableiten (siehe Abbildung 4-7):

$$Pr_{D,SRL} = \int_{P_{SRL,pos}}^{+\infty} q_{LD,SRL}(P) dP = 1 - Q_{LD,SRL}(P_{SRL,pos}), \quad (4-10)$$

$$Pr_{\ddot{U},SRL} = \int_{-\infty}^{P_{SRL,neg}} q_{LD,SRL}(P) dP = Q_{LD,SRL}(P_{SRL,neg}) \quad (4-11)$$

bzw. aufgelöst nach dem SRL-Bedarf:

$$P_{SRL,pos} = Q_{LD,SRL}^{-1}(1 - Pr_{D,SRL}), \quad (4-12)$$

$$P_{SRL,neg} = Q_{LD,SRL}^{-1}(Pr_{\ddot{U},SRL}). \quad (4-13)$$

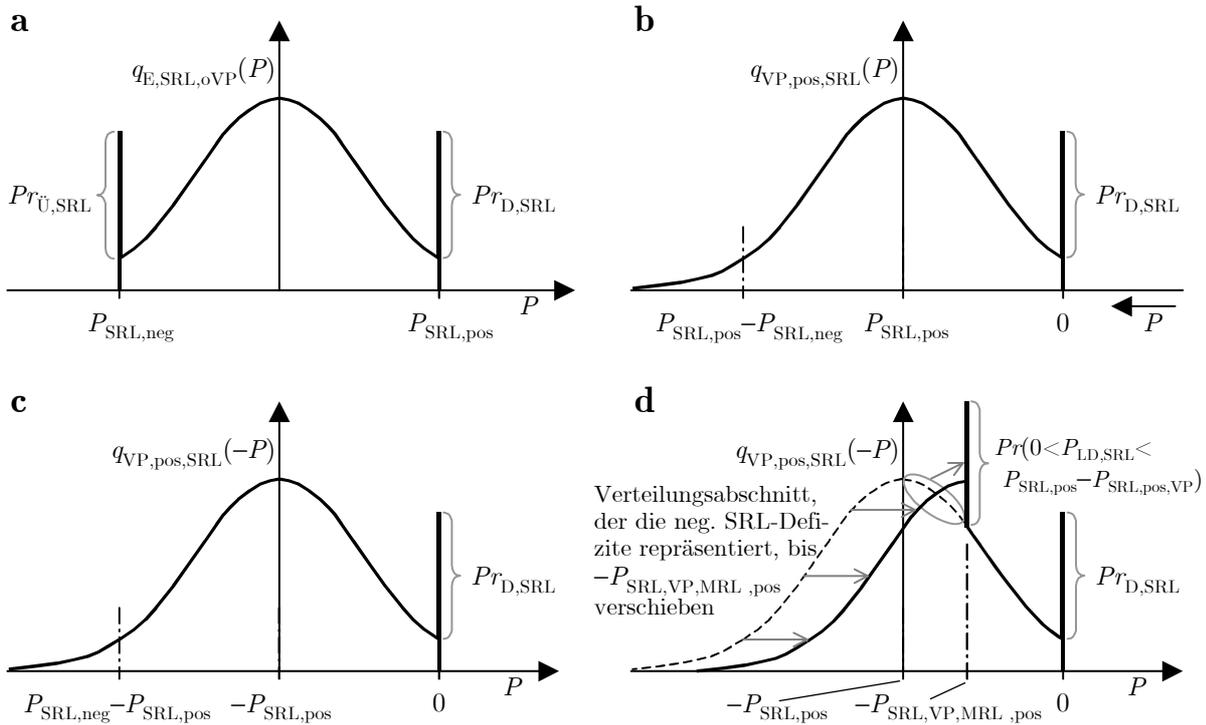
Ohne Berücksichtigung der Vorwärtspoolung, d. h. des zusätzlichen Ausgleichs von MRL-Defiziten, ergibt sich für die SRL-Einsatzwahrscheinlichkeit  $q_{E,SRL,oVP}(P)$  der prinzipielle Verlauf nach **Abbildung 4-13 a**. Formal gilt hierfür:

$$q_{E,SRL,oVP}(P) = \begin{cases} 0 & \text{für } P < P_{SRL,neg} \\ q_{LD,SRL}(P) + Pr_{\ddot{U},SRL} & \text{für } P = P_{SRL,neg} \\ q_{LD,SRL}(P) & \text{für } P_{SRL,neg} < P < P_{SRL,pos} \\ q_{LD,SRL}(P) + Pr_{D,SRL} & \text{für } P = P_{SRL,pos} \\ 0 & \text{für } P > P_{SRL,pos} \end{cases} \quad (4-14)$$

bzw. unter Verwendung der Dirac-Impulsfunktion  $\delta(P)$  und der Sprungfunktion  $\varepsilon(P)$ :

$$q_{E,SRL,oVP}(P) = \left( \varepsilon(P - P_{SRL,neg}) - \varepsilon(P - P_{SRL,pos}) \right) \cdot \left( q_{LD,SRL}(P) + Pr_{\ddot{U},SRL} \cdot \delta(P - P_{SRL,neg}) + Pr_{D,SRL} \cdot \delta(P - P_{SRL,pos}) \right). \quad (4-15)$$

Die Wahrscheinlichkeit  $Pr(P_{E,SRL,oVP}=P_{SRL,pos})$  des Abrufs der gesamten vorgehaltenen SRL setzt sich aus den Wahrscheinlichkeiten zusammen, dass das SRL-Defizit genau ( $Pr(P_{LD,SRL}=P_{SRL,pos})$ ) oder größer ( $Pr(P_{D,SRL})$ ) der vorgehaltenen SRL ist.



**Abbildung 4-13 a – d.** Häufigkeitsverteilung des SRL-Einsatzes ohne Vorwärtspoolung (a), Wahrscheinlichkeitsdichte der als positive MRL einsetzbaren SRL bei vollständig möglicher Vorwärtspoolung der SRL (b), deren achsensymmetrische Darstellungen für die Faltungsoperation mit den originären MRL-Defiziten bei vollständig möglicher Vorwärtspoolung der SRL (c) sowie bei eingeschränkter Vorwärtspoolung der SRL (d)

Bei der Dimensionierung der MRL ist eine eventuelle Vorwärtspoolung der SRL zu berücksichtigen. Von daher sind nicht die originären MRL-Defizite für die Ermittlung des MRL-Bedarfs zugrundezulegen. Entscheidend sind die MRL-Defizite, die trotz des Ausgleichs mit SRL-Defiziten mit entgegengesetztem Vorzeichen und Einsatz der verfügbaren und als MRL einsetzbaren SRL bestehen bleiben (siehe Abbildung 4-10). Bei Möglichkeit einer vollständigen Vorwärtspoolung der SRL errechnet sich die für einen Ausgleich positiver MRL-Defizite anrechenbare SRL aus:

$$P_{VP,pos,SRL} = P_{SRL,pos} - P_{LD,SRL} \quad (4-16)$$

Deren Wahrscheinlichkeitsdichte  $q_{VP,pos,SRL}(P)$  zeigt **Abbildung 4-13 b**. Zur Ermittlung der für die MRL-Dimensionierung relevanten MRL-Defizite ist das originäre MRL-Defizit um die für einen Ausgleich anrechenbare SRL zu reduzieren:

$$P_{LD,MRL,dim} = P_{LD,MRL} - P_{VP,SRL} = P_{LD,MRL} + (-P_{VP,SRL}) \quad (4-17)$$

Diese Subtraktion auf Ebene der Monte-Carlo-Stichproben lässt sich prinzipiell wie eine Addition mit negativem Vorzeichen behandeln. Das Negieren der freien SRL bedeutet für ihre Wahrscheinlichkeitsdichte eine achsensymmetrische Darstellung



mehr SRL frei zur Verfügung als für den Ausgleich von MRL-Defiziten herangezogen werden kann. Diese Begrenzung der Vorwärtspoolung spiegelt sich in dem zusätzlichen Dirac-Impuls an der Stelle  $-P_{\text{SRL,VP,MRL,pos}}$  mit der Fläche  $Pr(0 < P_{\text{LD,SRL}} < P_{\text{SRL,pos}} - P_{\text{SRL,VP,MRL,pos}})$  wider, der die kumulierte Wahrscheinlichkeit solcher SRL-Defizite darstellt. Negative SRL-Defizite können dagegen zum Ausgleich positiver MRL-Defizite (und umgekehrt) generell immer uneingeschränkt abgebaut werden. Deshalb bleibt auch der Verteilungsabschnitt, der die negativen SRL-Defizite repräsentiert, vollständig in seiner Form erhalten. Infolge der begrenzten Vorwärtspoolung positiver SRL verschiebt sich dieser jedoch zu der Stelle  $-P_{\text{SRL,VP,MRL,pos}}$  hin, die der Begrenzung der Vorwärtspoolung entspricht. Denn für den Ausgleich von positiven MRL-Defiziten kann insgesamt nur das negative SRL-Defizit und die maximal als MRL einsetzbare positive SRL angerechnet werden (siehe auch Abbildung 4-10).

Mit Kenntnis der Häufigkeitsverteilung der dimensionierungsrelevanten MRL-Defizite kann schließlich der MRL-Bedarf bestimmt werden. Ist keine separate MRL-Defizitwahrscheinlichkeit vorgegeben, sondern eine gesamte Defizitwahrscheinlichkeit einzuhalten, sind zusätzlich die durch die SRL nicht deckbaren SRL-Defizite bei der Ermittlung des MRL-Bedarfs zu berücksichtigen (siehe Abbildung 4-8). Die zulässige MRL-Defizitwahrscheinlichkeit ergibt sich dabei aus der nicht bereits durch die SRL ausgeschöpften Gesamtdefizitwahrscheinlichkeit zuzüglich der Wahrscheinlichkeit, dass nicht deckbare SRL- und MRL-Defizite gleichzeitig auftreten:

$$\begin{aligned} Pr_{\text{D,MRL,dim}} &= \int_{P_{\text{MRL,pos}}}^{+\infty} q_{\text{LD,MRL,dim}}(P) \, dP \\ &= Pr_{\text{D,ÜNB}} - Pr_{\text{D,SRL}} + \int_{P_{\text{MRL,pos}}}^{+\infty} q_{\text{LD,SRL,nd,pos}}^{\text{LD,MRL,dim}}(P) \, dP . \end{aligned} \quad (4-20)$$

Bei vollständig stochastischer Unabhängigkeit zwischen den SRL- und MRL-Defiziten, d. h.:

$$\int_{P_{\text{MRL,pos}}}^{+\infty} q_{\text{LD,SRL,nd,pos}}^{\text{LD,MRL,dim}}(P) \, dP = Pr_{\text{D,SRL}} \cdot \int_{P_{\text{MRL,pos}}}^{+\infty} q_{\text{LD,MRL,dim}}(P) \, dP , \quad (4-21)$$

folgt hierfür:

$$Pr_{\text{D,MRL,dim}} = \int_{P_{\text{MRL,pos}}}^{+\infty} q_{\text{LD,MRL,dim}}(P) \, dP = \frac{Pr_{\text{D,ÜNB}} - Pr_{\text{D,SRL}}}{1 - Pr_{\text{D,SRL}}} \Rightarrow P_{\text{MRL,pos}} . \quad (4-22)$$

Diese einfache Berechnungsvorschrift verliert bei stochastischer Abhängigkeit zwischen den SRL- und MRL-Defiziten ihre Gültigkeit. Stattdessen ist in diesem Fall  $P_{\text{MRL,pos}}$  über Gl. (4-20) zu ermitteln. Dazu müssen die nicht deckbaren SRL-Defizite in Abhängigkeit der MRL-Defizite beschrieben werden.

Stochastische Abhängigkeiten zwischen den Leistungsdefiziten der verschiedenen RL-Arten existieren beispielsweise bei den Windprognosefehlern (siehe Abschnitt 3.4.2 und Anhang E.2). Diese lassen sich berücksichtigen, indem beispielsweise die MRL-Defizite in Abhängigkeit der WRL-Defizite beschrieben werden. Bei einer unterstellten Loglognormalverteilung der MRL-Defizite bedeutet dies für ihren Mittelwert  $\mu_{LD,MRL,WPF} = f(P_{LD,WRL})$  und ihre Standardabweichung  $\sigma_{LD,MRL,WPF} = f(P_{LD,WRL})$ . Die beschreibenden Funktionen für diese Parameter sind dabei mit Hilfe einer statistischen Analyse der Korrelation der windbedingten Leistungsdefizite zu ermitteln. Wie die Abbildungen im Anhang E.2 veranschaulichen, ist dies z. T. nur näherungsweise möglich. Werden zusätzlich auch die Korrelationen zu den windbedingten SRL-Defiziten betrachtet, entsteht hierfür mit  $\mu_{LD,SRL,WPF} = f(P_{LD,WRL}, P_{LD,MRL})$  bzw.  $\sigma_{LD,SRL,WPF} = f(P_{LD,WRL}, P_{LD,MRL})$  sogar eine zweidimensionale Beschreibungsform, was zu einer erheblichen Komplexität in der analytischen Formulierung führen kann.

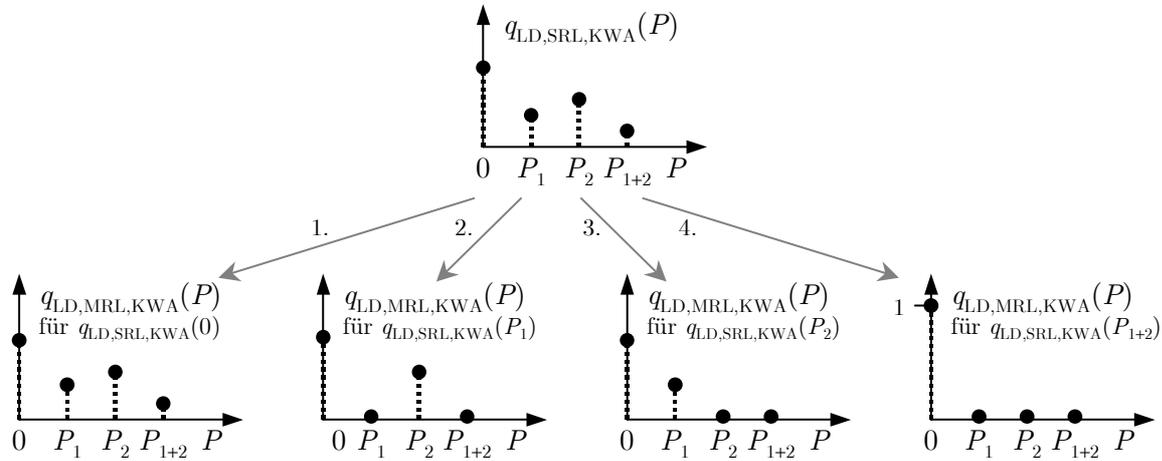
Wird die Häufigkeitsverteilung der Leistungsdefizite nicht mittels einer einzigen Funktion, sondern die positiven und negativen Leistungsdefizite jeweils separat mit einer Funktion  $f_{LD,RL}(P)$  beschrieben, deren Integral über den betrachteten Leistungsbereich gleich Eins ist, dann ist diese mit der Wahrscheinlichkeit zu gewichten, mit der die Leistungsdefizite des betrachteten Leistungsbereichs auftreten:

$$q_{LD,RL,pos}(P) = Pr(P_{LD,RL} > 0) \cdot f_{LD,RL,pos}(P), \quad (4-23)$$

$$q_{LD,RL,neg}(P) = Pr(P_{LD,RL} < 0) \cdot f_{LD,RL,neg}(P). \quad (4-24)$$

Bei Kraftwerksausfällen existiert darüber hinaus eine feste Zuordnung zwischen den Leistungsdefiziten der verschiedenen RL-Arten. Fällt ein Kraftwerksausfall in den Wirkungsbereich der SRL, dann ist in diesem Zeitpunkt ein erforderlicher Ausgleich durch MRL oder DRL ausgeschlossen. Wählt man die SRL-Defizite als Bezugsgröße, hängen die kraftwerksbedingten MRL-Defizite und somit deren Wahrscheinlichkeitsdichte von den kraftwerksbedingten SRL-Defiziten ab:  $q_{LD,MRL,KWA} = f(P_{LD,SRL,KWA})$ . Dies ist bei der Faltung der MRL-Defizite mit der für die Vorwärtspoolung freien SRL zu berücksichtigen. Die Zuordnung zwischen kraftwerksbedingten SRL- und MRL-Defiziten ist in **Abbildung 4-15** am Beispiel eines Systems mit zwei Kraftwerken (KW1 mit Blockleistung  $P_1$  und KW2 mit Blockleistung  $P_2$ ) und entsprechend den vier SRL-Systemzuständen veranschaulicht. Im Systemzustand 1 existiert kein Kraftwerksausfall, der durch SRL auszugleichen wäre. In diesem Zustand gilt für den Wirkungsbereich der MRL, dass ebenfalls kein Kraftwerksausfall vorliegt oder eines der beiden oder beide Kraftwerke ein Leistungsdefizit verursachen. Im Systemzustand 2 verursacht der Ausfall des Kraftwerks KW1 ein Leistungsdefizit im Bereich der SRL. In diesem Fall können mögliche MRL-Defizite lediglich durch das Kraftwerk KW2 hervorgerufen werden. Im Systemzustand 3 gilt dies analog für das Kraftwerk KW1. Der Systemzustand 4 umfasst den Ausfall beider Kraftwerke im Wirkungsbereich der

SRL. Von daher können keine MRL-Defizite auftreten, weshalb die Wahrscheinlichkeit an der Stelle Null den Wert Eins annimmt.



**Abbildung 4-15.** Häufigkeitsverteilung der kraftwerksbedingten MRL-Defizite in Abhängigkeit von den kraftwerksbedingten SRL-Defiziten

Im Allgemeinen kann ein kraftwerksbedingtes Leistungsdefizit bestimmter Höhe durch unterschiedliche Ausfallkombinationen hervorgerufen werden. In diesem Fall sind die zugehörigen Wahrscheinlichkeitsdichten der MRL-relevanten Kraftwerksausfälle entsprechend dem Anteil der einzelnen SRL-Systemzustandswahrscheinlichkeiten zu gewichten und dann zu addieren.

## Kapitel 5

# Untersuchungen zum Regel- und Reserveleistungsbedarf

In diesem Kapitel werden verschiedene Untersuchungen der Regel- und Reserveleistungsvorhaltung angestellt. Neben dem kraftwerks- und lastbedingten RL-Bedarf wird insbesondere auch der windbedingte Einfluss untersucht. Leistungsdefizite durch Stromtransite sind in diesem Kapitel ausgeklammert. Neben der separaten Betrachtung der einzelnen Faktoren beleuchtet dieses Kapitel auch die Poolungseffekte bei gemeinsamer Betrachtung der verschiedenen Ursachen des RL-Bedarfs. Darüber hinaus wird auch die Bedeutung der Vorwärtspoolung herausgestellt. Mit Blick auf die mit dem Online-Ausgleich der Windprognosefehler vorhandene Abhängigkeit des RL-Einsatzes zwischen den Regelzonen sollen auch die daraus folgenden Konsequenzen für die Versorgungszuverlässigkeit aufgezeigt werden.

Zur Ermittlung der mit der Bereitstellung und dem Abruf der Regel- und Reserveleistung verbundenen Kosten werden die im Anhang H.1 diskutierten Preise unterstellt. Diese orientieren sich dabei mit Ausnahme des Arbeitspreises für positive MRL an den Ausschreibungsergebnissen der deutschen ÜNB der vergangenen Jahre.

Im Blickpunkt der szenarischen Untersuchungen stehen die heutige Stromversorgung in Deutschland sowie die künftige Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 12 und 20 %. Die zugrundegelegten Kraftwerkssysteme lehnen sich dabei an den gegenwärtigen deutschen Kraftwerkspark [131] und den in [72] für steigende Brennstoffpreise errechneten Kraftwerksstrukturen an. Die Kraftwerkssysteme bestehen jeweils aus den vier Regelzonen RZ-A, RZ-B, RZ-C und RZ-D. Diese stellen keine strukturelle Abbildung der einzelnen deutschen Regelzonen dar, um evtl. falschen Rückschlüssen vorzubeugen. Bei der Gesamtbetrachtung der deutschen Systemzuverlässigkeit besitzen die Ergebnisse jedoch den Charakter eines Anhaltswerts. Die Kraftwerkssysteme mit den Kraftwerksblöcken im Verantwortungsbereich der einzelnen Regelzonen sind im Anhang H.2 detailliert aufgeführt.

Die Nachbildung der lastbedingten Leistungsdefizite orientiert sich ebenfalls an den heutigen Werten, wobei allerdings kein Lastfolgebetrieb der Bilanzkreise unterstellt wird. Demnach fallen die Lastprognosefehler gänzlich in den Verantwortungsbereich der ÜNB. Für die Simulation der künftigen Stromversorgung wird von einer um 4 % höheren Verbraucherlast mit tendenziell geringeren Lastprognosefehlern ausgegangen. Die genauen Angaben finden sich im Anhang H.3.

Der Einfluss der Windenergie auf den RL-Bedarf beruht im Wesentlichen auf den Windprognosefehlern. Als Basis dienen die deutschlandweiten WPF-Aufzeichnungen des Jahres 2005. Für die künftigen Versorgungsstrukturen wird eine bei den Zeit- und Höhenfehlern um jeweils 25 % höhere Prognosegenauigkeit unterstellt und die heutigen Windprognosefehler dahingehend angepasst. Für die näheren Angaben sei auf Anhang H.4 verwiesen.

Strenggenommen sind alle Eingangsparameter mit ihren Wahrscheinlichkeitsdichten in der für den kritischen Zeitpunkt des betrachteten Zeitraums repräsentativen Form vorzugeben. Dabei sind bestehende Abhängigkeiten zwischen den einzelnen Ursachen zu berücksichtigen. Als nennenswerter Punkt sei die Wechselbeziehung zwischen Windprognosefehlern und Kraftwerksausfällen genannt, da beispielsweise bei hoher prognostizierter Windstromeinspeisung zwar einerseits ein hohes windbedingtes Leistungsdefizit entstehen kann, aber andererseits dann entsprechend auch weniger Kraftwerksleistung eingeplant ist, und damit auch eine entsprechend geringere Ausfallwahrscheinlichkeit von Kraftwerksleistung einhergeht. Diese Art von Korrelationen – im Gegensatz zu denen zwischen den Leistungsdefiziten in den Wirkungsbereichen der verschiedenen RL-Arten – werden im Folgenden jedoch nicht beachtet. Stattdessen werden die WPF in jahresrepräsentativer Form zusammen mit einer unveränderlichen Kraftwerksleistung vorgegeben. Zusammen mit den angesetzten Jahresdurchschnittswerten für die Leistungs- und Arbeitspreise können somit die Ergebnisse der Regelernergie (RE) und RL- und RE-Kosten als Abschätzung der zu erwartenden jährlichen Durchschnittswerte angesehen werden.

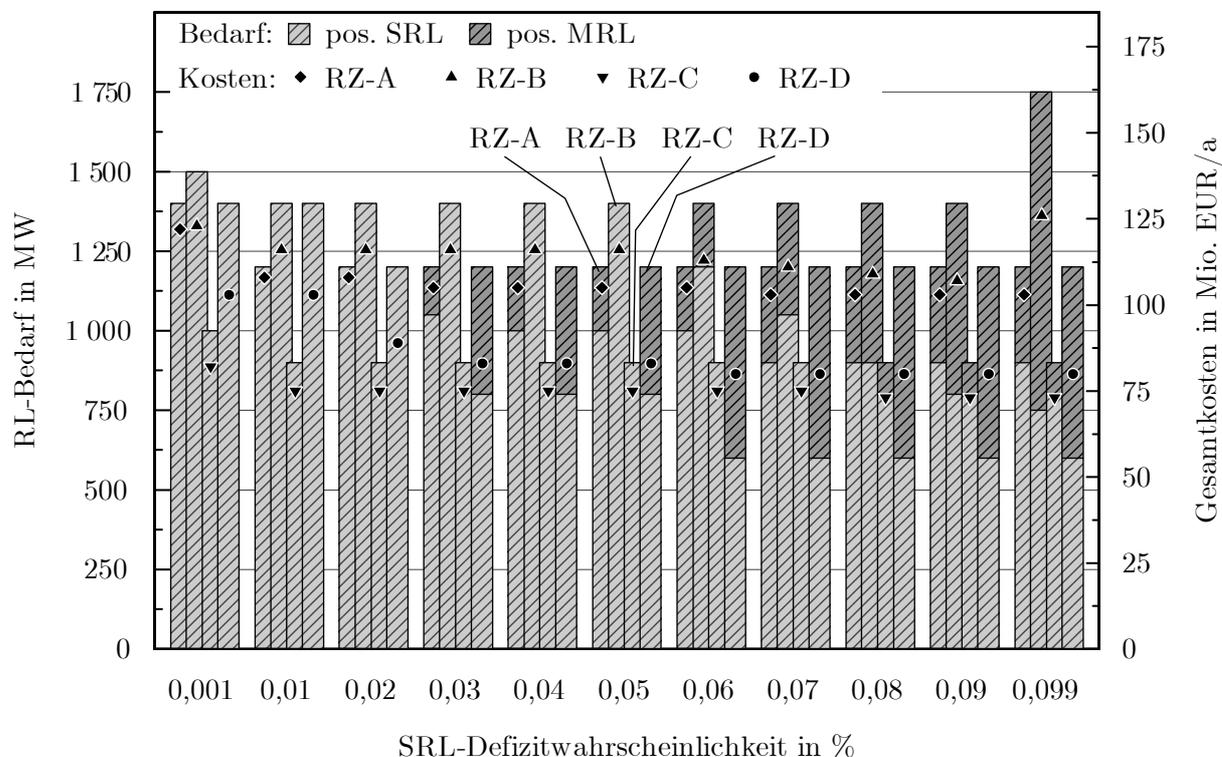
Alle Simulationen werden, soweit nichts anderes angegeben ist, auf Basis einer Defizitwahrscheinlichkeit von 0,1 % für den gesamten ÜNB-Verantwortungsbereich durchgeführt. Für die Bestimmung der DRL der Bilanzkreise wird eine zulässige Defizitwahrscheinlichkeit von 7 % angesetzt. Die Simulationsanzahl wird so gewählt, dass mit der ermittelten SRL und MRL die Gesamt-Defizitwahrscheinlichkeit mit einer Wahrscheinlichkeit von 99,7 % einen maximalen Fehler von 10 % nicht überschreitet. Für die SRL wird bei allen Szenarien eine vollständige Vorwärtspoolung mit der MRL unterstellt. Bei der Ausregelung der Windprognosefehler wird die SRL-Inanspruchnahme vernachlässigt.

## 5.1 Einzelbetrachtungen

In diesem Abschnitt werden die drei Hauptkategorien für ein Leistungsungleichgewicht – Kraftwerke, Verbraucherlast und Windstrom einspeisung – im Hinblick auf den für sie bei alleiniger Betrachtung notwendigen RL-Bedarf untersucht.

### 5.1.1 Kraftwerke

Im Blickpunkt steht der RL-Bedarf der ÜNB der vier Regelzonen zur Absicherung der Kraftwerke in ihrem Verantwortungsbereich. Mit Vorgabe der Gesamtdefizitwahrscheinlichkeit (GDW) von 0,1 % verbleibt neben der Höhe der SRL-Vorwärtspoolung, die hier zu 100 % angesetzt wird, mit der Wahl der SRL-Defizitwahrscheinlichkeit noch ein Freiheitsgrad bei der Dimensionierung der Regelleistung. Deren Einfluss auf die Höhe der erforderlichen SRL und MRL sowie den damit verbundenen Kosten veranschaulicht **Abbildung 5-1**. Abgesehen von der Regelzone D (RZ-D) erkennt man, dass bei extrem niedriger SRL-Defizitwahrscheinlichkeit von hier 0,001 % der RL-Bedarf ansteigt. Dies gilt ebenso für Werte nahe der GDW, wie am Beispiel der Regelzone B zu sehen ist. Für Werte bis 0,02 %, im Falle der Regelzonen B und D bis 0,05 % bzw. 0,07 %, ist die SRL-Defizitwahrscheinlichkeit so gering und damit der SRL-Bedarf so hoch, dass die GDW ohne zusätzliche MRL eingehalten werden kann.



**Abbildung 5-1.** Kraftwerksbedingter RL-Bedarf der vier ÜNB und Kosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die heutige Versorgungsstruktur

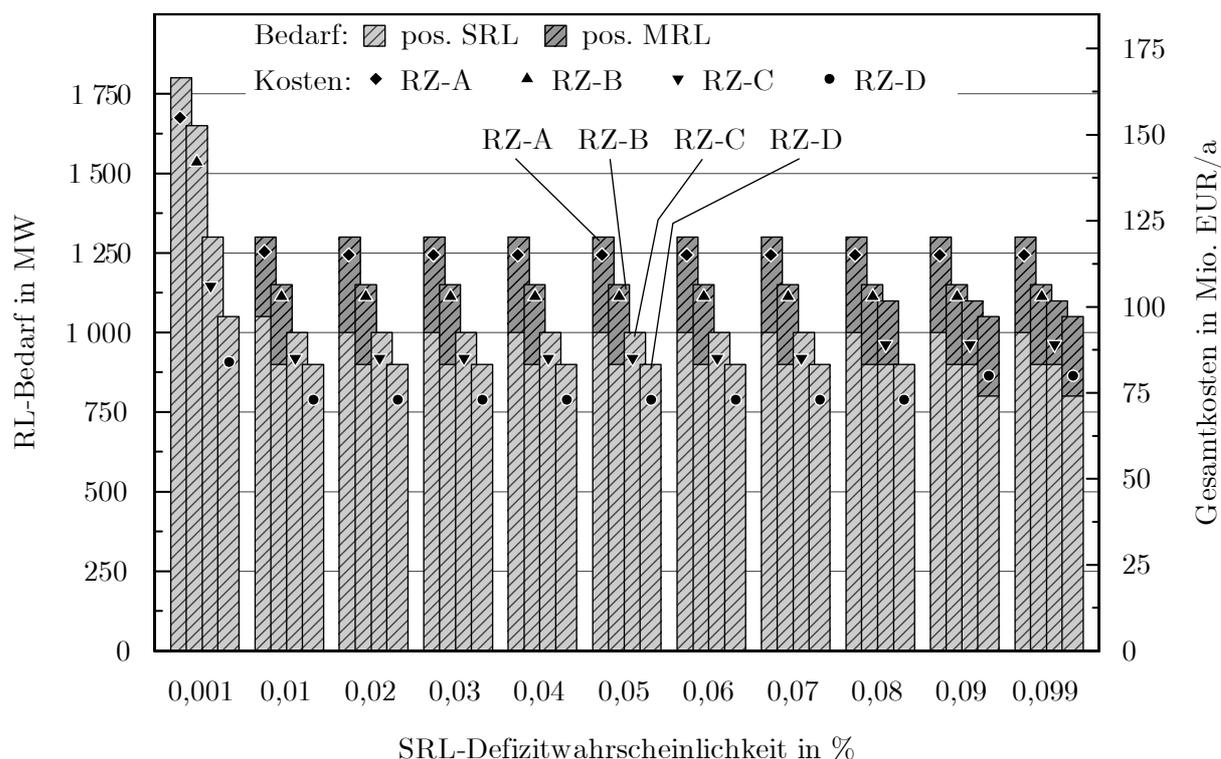
Obwohl die Regelzone B mit 23 375 MW gegenüber der Regelzone A eine um 2 GW geringere Kraftwerksleistung abzusichern hat, weist sie den höchsten RL-Bedarf auf. Ursache hierfür ist die hohe Anzahl der Kernkraftwerke in ihrem Verantwortungsbe- reich. Deren vor allem im Bereich der SRL und MRL im Vergleich zu allen anderen Kraftwerksarten extrem hohe Verlässlichkeit kann demnach den Einfluss ihrer großen Blockleistungen nicht kompensieren. Dies spiegelt sich auch bei der notwendigen DRL der vier Bilanzkreise wider. So hat der Bilanzkreis B2 mit 3 750 MW um 500 MW mehr vorzuhalten als der größte Bilanzkreis B1. Die Bilanzkreise B3 und B4 besitzen mit 1 750 MW und 1 625 MW nur einen etwa halb so hohen DRL-Bedarf.

Bei den ÜNB stellt sich die wirtschaftlich günstigste RL-Aufteilung bei einer SRL-Defizitwahrscheinlichkeit von 0,09 % ein. Insgesamt sind 3 100 MW an SRL und 1 600 MW an MRL, d. h. in Summe 4 700 MW vorzuhalten. Die Gesamtkosten der vier ÜNB belaufen sich dabei auf 363 Mio. €/a.

Der kraftwerksbedingte Regelleistungsbedarf der vier Regelzonen für die Versorgungsstruktur im Jahr 2020 mit einem Windstromanteil von 12 % zeigt **Abbildung 5-2**. Im Vergleich zu heute steigt der RL-Bedarf der Regelzonen A und C geringfügig an. In den beiden anderen Regelzonen lässt sich dagegen die vorzuhaltende Regelleistung verringern. Der Anstieg erklärt sich daraus, dass die durchschnittliche Blockgröße der neuen Kraftwerke wächst. Dieser Effekt wird bei den Regelzonen, die heute noch einen hohen Anteil an Kernenergie aufweisen, allerdings mehr als kompensiert, so dass deren Bedarf insgesamt abnimmt. Im Gegensatz zu **Abbildung 5-1** ergibt sich nun ein zur abzusichernden Kraftwerksleistung nahezu proportionaler RL-Bedarf.

Die SRL-Defizitwahrscheinlichkeit mit der kostengünstigsten RL-Aufteilung nimmt gegenüber der heutigen Struktur ab. Diese liegt für alle vier ÜNB in einem Bereich von etwa 0,02 bis 0,07 %. Der gesamte SRL-Bedarf beläuft sich auf 3 800 MW. An MRL sind 550 MW erforderlich und in Summe somit 4 350 MW. Bemerkenswert ist die leichte Zunahme der Gesamtkosten auf 376 Mio. €/a. Zwar reduzieren sich infolge des Kernenergieausstiegs die Kosten für die Leistungsvorhaltung in den Regelzonen B und D. Aufgrund der höheren Kraftwerksleistung aus Steinkohle- und Erdgaskraftwerken erhöhen sich jedoch in allen vier Regelzonen die für den RL-Abruf zu entrichtenden Kosten. Zudem nehmen durch den höheren RL-Bedarf, vor allem den der SRL, auch die Leistungskosten in den Regelzonen A und C zu.

Der DRL-Bedarf nimmt im Gegensatz zu den ÜNB bei allen vier Bilanzkreisen deutlich zu. Den höchsten Bedarf hat Bilanzkreis B2 mit 4 750 MW. Dass dieser trotz der stillgelegten Kernkraftwerke mit 550 MW wiederum mehr vorzuhalten hat als B1, liegt am hohen Anteil der Erdgaskraftwerke mit ihrer im Vergleich zu den Braunkohlekraftwerken deutlich geringeren Verlässlichkeit. Beim Bilanzkreis B3 erhöht sich der DRL-Bedarf auf 2 250 MW und beim Bilanzkreis B4 auf 2 150 MW. Insgesamt entsteht also ein zusätzlicher DRL-Bedarf von knapp 3 000 MW.



**Abbildung 5-2.** Kraftwerksbedingter RL-Bedarf der vier ÜNB sowie Kosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die Versorgungsstruktur im Jahr 2020 mit 12 % Windstromanteil

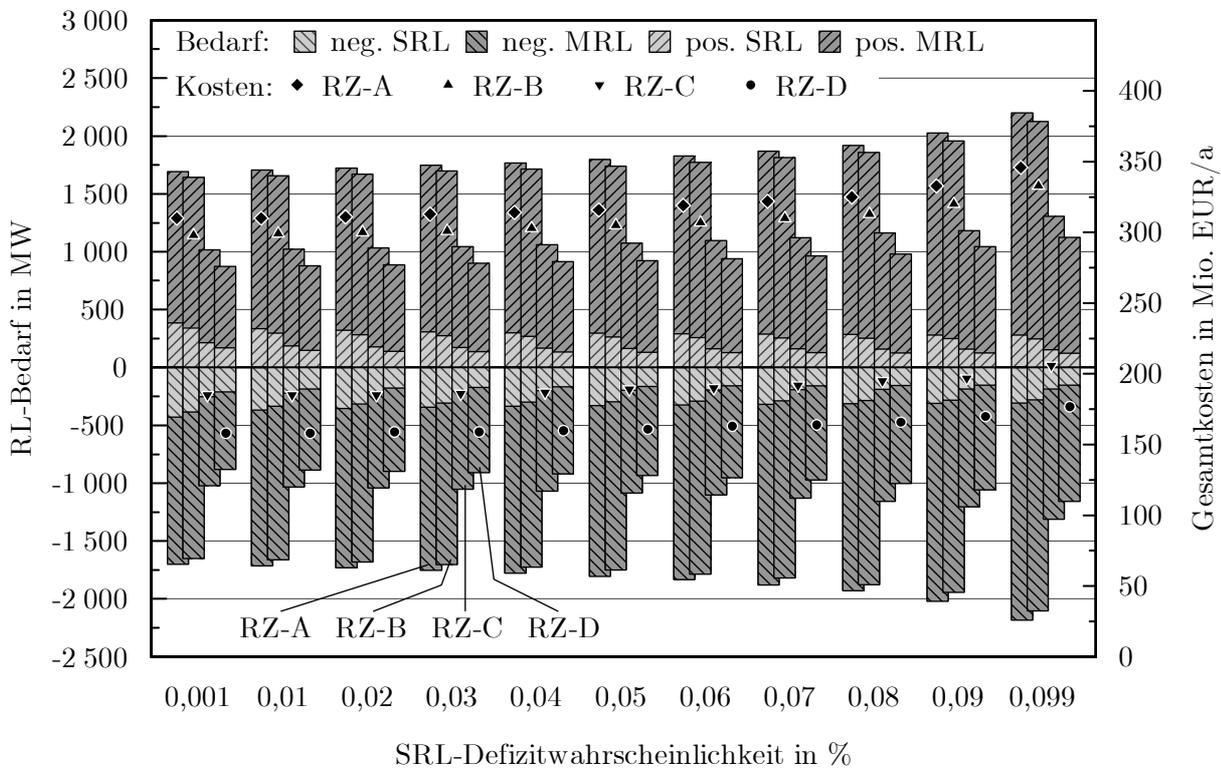
Für das Versorgungssystem mit 20 % Windstromanteil ergeben sich sehr ähnliche Ergebnisse wie für das mit 12 % Windstromanteil. Deshalb wird hier auf eine eigene Darstellung verzichtet. Der gesamte RL- und RE-Bedarf sowie die Gesamtkosten der vier ÜNB sind **Tabelle 5-1** zu entnehmen, die auch die Ergebnisse für die beiden anderen Kraftwerkssysteme enthält.

**Tabelle 5-1.** Gesamter kraftwerksbedingter RL- und RE-Bedarf aller ÜNB sowie Gesamtkosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die heutige und die künftigen Versorgungsstrukturen bei kostenoptimaler RL-Aufteilung

	2006	2020 12 %	2020 20 %
gesamter positiver RL-Bedarf	4 700 MW	4 450 MW	4 550 MW
gesamter positiver RE-Bedarf	728 GWh/a	996 GWh/a	991 GWh/a
gesamte Kosten	363 Mio. €/a	376 Mio. €/a	367 Mio. €/a

5.1.2 Last

Den bei separater Betrachtung der Lastschwankungen und Lastprognosefehler erforderlichen RL-Bedarf der vier ÜNB für das heutige Versorgungssystem veranschaulicht **Abbildung 5-3**. Demnach wird das Kostenoptimum für alle ÜNB bei einer SRL-Defizitwahrscheinlichkeit von 0,001 % erreicht. Insgesamt müssen die ÜNB 5 220 MW, davon 1 110 MW an SRL bereitstellen. Der negative Gesamtbedarf liegt infolge des unsymmetrischen Lastrauschens mit 5 250 MW marginal darüber. Die jährlichen Kosten für die separate Ausregelung der lastbedingten Leistungsdefizite würde mit gut 950 Mio. € zu Buche schlagen.



**Abbildung 5-3.** Lastbedingter RL-Bedarf der vier ÜNB und Kosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die heutige Versorgungsstruktur

Die beiden für das Jahr 2020 angenommenen Versorgungssysteme sind hinsichtlich der lastbedingten Leistungsdefizite identisch. Trotz der höheren Netzlast ergeben sich mit den unterstellten Werten geringere Lastprognosefehler. Von daher reduzieren sich bei unverändertem SRL-Bedarf der positive und negative Gesamtbedarf der vier ÜNB um jeweils 300 MW auf 4 920 MW bzw. 4 950 MW. Auch in diesem Falle stellt sich das Kostenoptimum mit 900 Mio. €/a bei einer SRL-Defizitwahrscheinlichkeit von 0,001 % ein, das somit um 50 Mio. €/a abnimmt. In **Tabelle 5-2** sind die Werte zusammen mit dem jährlichen Bedarf an Regelleistung zusammengefasst.

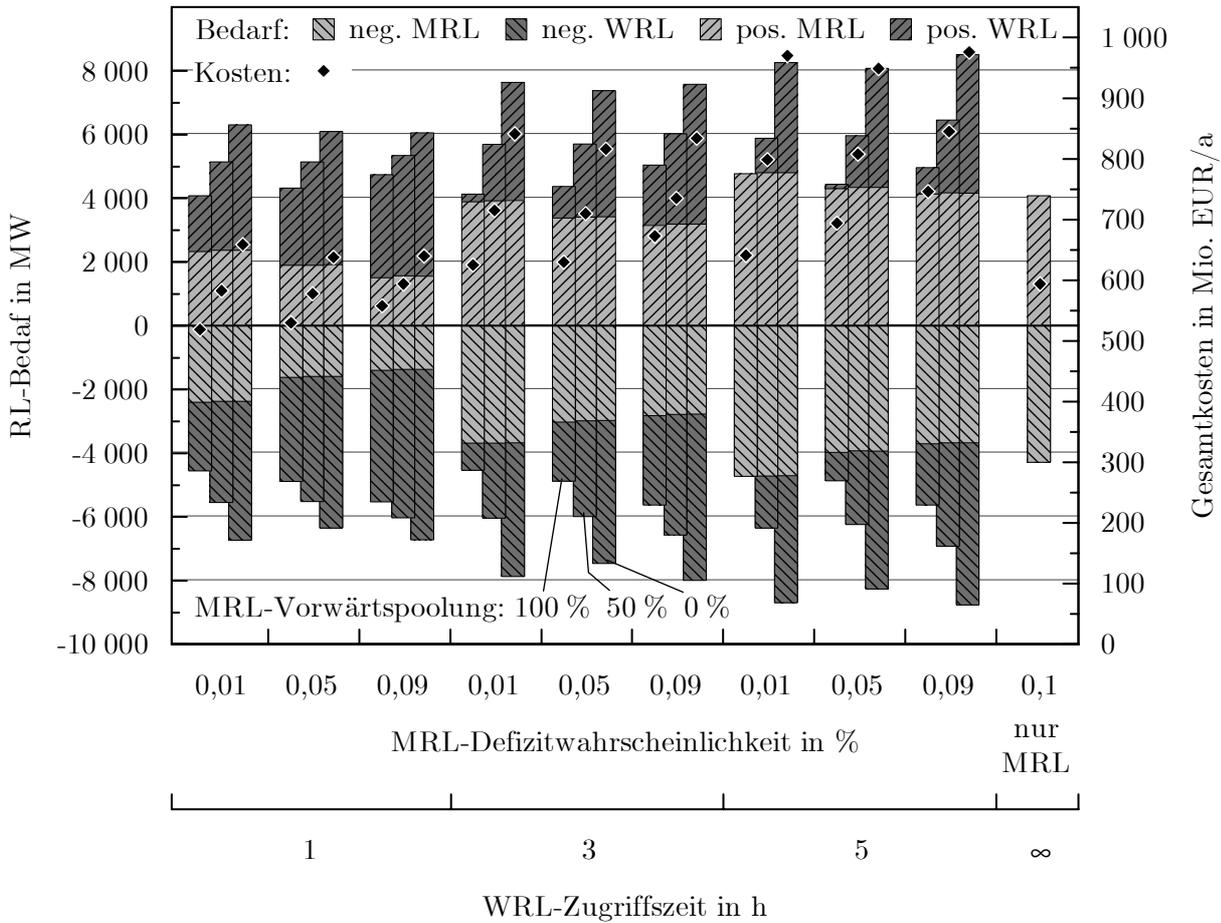
**Tabelle 5-2.** *Gesamter lastbedingter RL- und RE-Bedarf aller ÜNB sowie Gesamtkosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die heutige und die künftigen Versorgungsstrukturen bei kostenoptimaler RL-Aufteilung*

	2006	2020 12 %	2020 20 %
gesamter positiver RL-Bedarf	5 220 MW	4 920 MW	4 920 MW
gesamter negativer RL-Bedarf	5 250 MW	4 950 MW	4 950 MW
gesamter positiver RE-Bedarf	6 710 GWh/a	6 365 GWh/a	6 365 GWh/a
gesamter negativer RE-Bedarf	6 850 GWh/a	6 505 GWh/a	6 505 GWh/a
gesamte Kosten	951 Mio. €/a	900 Mio. €/a	900 Mio. €/a

### 5.1.3 Wind

Bei separater und ausschließlicher Ausregelung der Windprognosefehler durch MRL müssten die vier ÜNB zusammen 4 060 MW an positiver und 4 320 MW an negativer MRL vorhalten. An Kosten würden insgesamt knapp 600 Mio. € pro Jahr anfallen. Der ermittelte MRL-Bedarf lässt sich in diesem Fall auch aus der kumulativen Wahrscheinlichkeit der Windprognosefehler ablesen. Dieser würde sich wie die Kosten auf die vier ÜNB entsprechend ihrem Online-Anteil aufteilen.

Wird zur Ausregelung der WPF zusätzlich WRL eingesetzt, eröffnen sich mit der Zugriffszeit zur WRL, der separat vorzugebenden MRL-Defizitwahrscheinlichkeit sowie der Vorwärtspoolung der MRL drei zusätzliche Freiheitsgrade bei der RL-Dimensionierung. Dazu werden im Folgenden exemplarisch je drei Werte für die WRL-Zugriffszeit (1 h, 3 h und 5 h), die MRL-Defizitwahrscheinlichkeit (0,01 %, 0,05 % und 0,09 %) sowie die MRL-Vorwärtspoolung (100 %, 50 % und 0 %) untersucht. Die WRL wird hier entsprechend der Definition I (siehe Anhang E.2) aufgefasst. **Abbildung 5-4** zeigt die berechneten Ergebnisse der insgesamt erforderlichen MRL und WRL sowie der Gesamtkosten der vier ÜNB. Im Allgemeinen ist festzustellen, dass sich der RL-Bedarf mit längerer WRL-Zugriffszeit und geringerer MRL-Vorwärtspoolung erhöht. Mit höherer WRL-Zugriffszeit nehmen nämlich die Leistungsdefizite und die Gegenregelung infolge des größeren zeitlichen Abstands zwischen den Windprognosefehlern und des WRL-Abrufs zu. Mit geringerer MRL-Vorwärtspoolung muss der Anteil der MRL, der nicht zur Deckung von WRL-Defiziten beiträgt, zusätzlich durch die WRL erbracht werden. I. d. R. erhöht sich auch mit höherer MRL-Defizitwahrscheinlichkeit der gesamte RL-Bedarf, da dann die für die WRL-Defizite verbleibende Defizitwahrscheinlichkeit abnimmt. Allerdings gilt dieser Zusammenhang nicht uneingeschränkt, wofür zwei wesentliche Aspekte verantwortlich sind. Bei sehr geringer MRL-Defizitwahrscheinlichkeit kann der MRL-Bedarf, wie am Fall einer WRL-Zugriffszeit von 5 h und einer 100%igen MRL-Vorwärtspoolung zu sehen ist, bereits so hoch werden, dass nicht nur keine zusätzliche WRL mehr benötigt



**Abbildung 5-4.** Gesamter windbedingter RL-Defizit aller ÜNB und Kosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die heutige Versorgungsstruktur

wird, sondern damit sogar mehr Leistungsdefizite im Bereich der WRL gedeckt werden können als zur Einhaltung der GDW notwendig wäre. Von daher kann mit einer höheren MRL-Defizitwahrscheinlichkeit der RL-Defizit zunächst auch wieder abnehmen. Der zweite Aspekt ist im Zusammenhang mit der MRL-Vorwärtspoolung zu sehen. Zwar nimmt auch ohne Vorwärtspoolung der WRL-Defizit mit höherer MRL-Defizitwahrscheinlichkeit zu. Im Gegensatz zum Fall einer hohen MRL-Vorwärtspoolung wirkt sich hier nur die verringerte Defizitwahrscheinlichkeit, die für die WRL-Defizite verbleibt, erhöhend auf den WRL-Defizit aus. Der zusätzliche MRL-Rückgang spielt keine Rolle, da die MRL nicht zusätzlich zur Deckung von WRL-Defiziten eingesetzt werden kann und somit die WRL-Defizite alleine durch die WRL ausgeglichen werden müssen. Deshalb erhöht sich der WRL-Defizit nicht in dem Maße, zumal er wegen der fehlenden MRL-Vorwärtspoolung sowieso auf bereits sehr hohem Niveau liegt. Ab einer bestimmten MRL-Defizitwahrscheinlichkeit wird die verbleibende Defizitwahrscheinlichkeit im Bereich der WRL jedoch so gering, dass sich der gesamte RL-Defizit wieder erhöht.

Grundsätzlich nimmt mit Aufteilung der Regelleistung in MRL und WRL der notwendige Leistungsbedarf zu. Dennoch können dadurch Kosteneinsparungen erreicht werden. Bei den hier untersuchten Fallbeispielen und Randbedingungen stellt sich das Kostenoptimum bei einer WRL-Zugriffszeit von 1 h, einer 100%igen MRL-Vorwärts-poolung und einer MRL-Defizitwahrscheinlichkeit von 0,01 % ein. Mit 519 Mio. €/a lassen sich somit 75 Mio. € pro Jahr gegenüber der vollständigen Ausregelung der WPF durch MRL erzielen. Der positive Leistungsbedarf steigt dabei nur geringfügig um etwa 30 MW auf 4 085 MW an. Beim negativen Leistungsbedarf ist dagegen mit 240 MW auf 4 560 MW eine deutlichere Zunahme in Kauf zu nehmen.

Für die beiden Szenarien des Jahres 2020 steigen die Kosten, der RL- und RE-Bedarf unter Berücksichtigung der höheren Prognosegenauigkeit und der höheren installierten WEA-Leistung jeweils um knapp 29 % bzw. 100 % an. Ansonsten bestehen exakt dieselben Zusammenhänge wie beim WEA-System 2006. Die einzelnen Ergebnisse sind in **Tabelle 5-3** zusammengefasst.

**Tabelle 5-3.** *Gesamter windbedingter RL- und RE-Bedarf aller ÜNB sowie Gesamtkosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die heutige und die künftigen Versorgungsstrukturen bei nahezu kostenoptimaler RL-Aufteilung*

	2006	2020 12 %	2020 20 %
gesamter positiver RL-Bedarf	4 085 MW	5 265 MW	8 170 MW
gesamter negativer RL-Bedarf	4 560 MW	5 880 MW	9 120 MW
gesamter positiver RE-Bedarf	4 430 GWh/a	5 710 GWh/a	8 860 GWh/a
gesamter negativer RE-Bedarf	4 590 GWh/a	5 915 GWh/a	9 180 GWh/a
gesamte Kosten	519 Mio. €/a	669 Mio. €/a	912 Mio. €/a

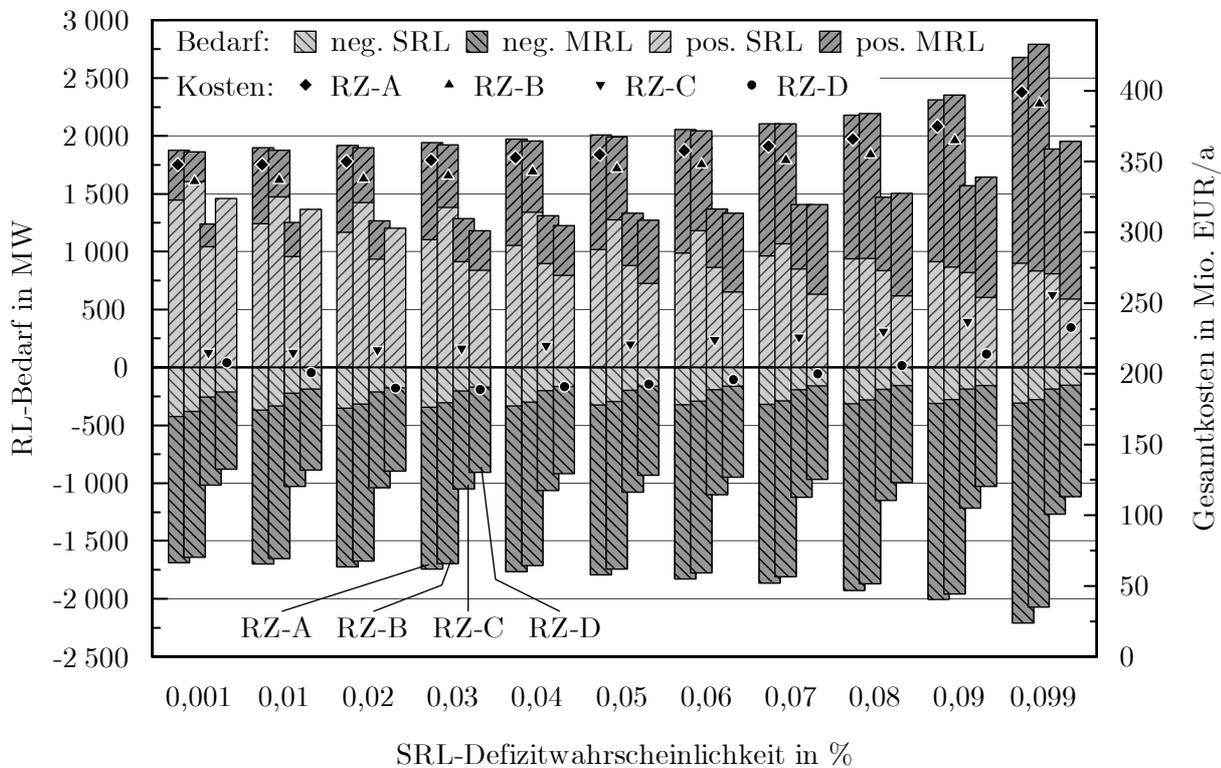
## 5.2 Gemeinsame Betrachtungen

Nachdem der kraftwerks-, last und windbedingte RL-Bedarf gesondert untersucht wurde, sollen in diesem Abschnitt die Faktoren gemeinsam betrachtet werden. Hierbei wird zunächst auf den kraftwerks- und lastbedingten, d. h. den klassischen RL-Bedarf, eingegangen und darauf aufbauend der windbedingte Zusatzbedarf analysiert.

### 5.2.1 Kraftwerke und Last

In **Abbildung 5-5** ist der RL-Bedarf und die Gesamtkosten der vier ÜNB für die Ausregelung der kraftwerks- und lastbedingten Leistungsdefizite dargestellt. Während sich die kostenoptimale RL-Aufteilung in der Regelzone D bei einer SRL-Defizitwahrscheinlichkeit von 0,03 % einstellt, wird bei den anderen ÜNB das Kostenoptimum

bei 0,001 % erreicht. Der Grund für den höheren Wert der optimalen SRL-Defizitwahrscheinlichkeit in der Regelzone D liegt daran, dass darunter der SRL-Bedarf höher wird als der gesamte RL-Bedarf bei einer höheren SRL-Defizitwahrscheinlichkeit. Als Folge davon wird im Endeffekt sogar eine niedrigere GDW als die 0,1 % eingehalten. Davon abgesehen wird deutlich, dass sich das Kostenoptimum in Richtung eines SRL-Bedarfs einstellt, der gerade so hoch ist, dass damit kein oder nur ein minimal zusätzlicher MRL-Bedarf notwendig ist. Dieser Trend ist jedoch nicht von grundsätzlicher Natur, sondern Konsequenz der hier unterstellten Kostenparameter. Bei einem niedrigeren MRL-Arbeitspreis bzw. höheren SRL-Arbeitspreis wäre das Kostenoptimum bei einer höheren SRL-Defizitwahrscheinlichkeit zu erwarten.

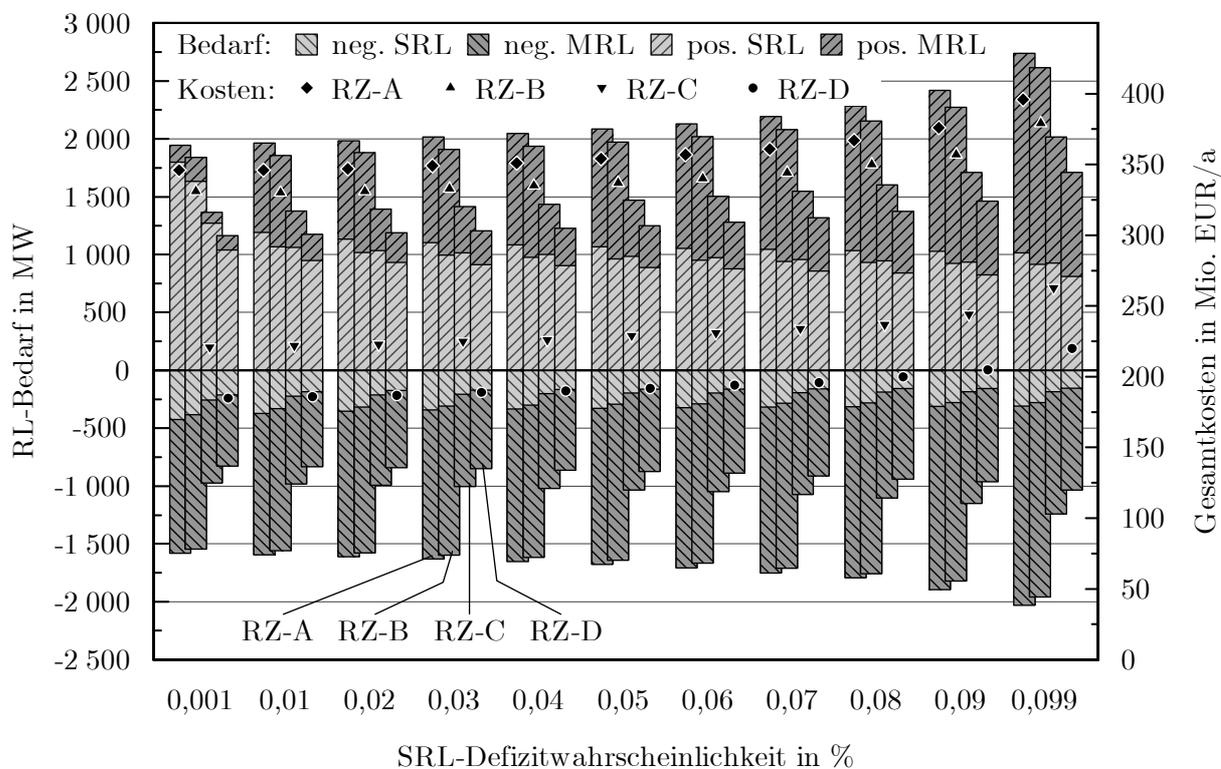


**Abbildung 5-5.** Kraftwerks- und lastbedingter Regelleistungsbedarf der vier ÜNB und Kosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die heutige Versorgungsstruktur

Die Poolung der kraftwerks- und lastbedingten Leistungsdefizite führt bei unveränderter GDW der vier ÜNB auf eine erhebliche Reduzierung des RL-Bedarfs gegenüber der Summe der Ergebnisse der Einzelbetrachtungen. So ergibt sich für die heutige Versorgungsstruktur beim jeweiligen Kostenoptimum der vier ÜNB ein gesamter positiver RL-Bedarf von 6 160 MW, was eine Verringerung um 3 760 MW gegenüber der summarischen Einzelbetrachtung bedeutet. Auch die Gesamtkosten liegen mit 1 087 Mio. €/a um ungefähr 230 Mio. €/a deutlich unter der Summe der Einzelergebnisse.

Beim negativen RL-Bedarf ändert sich mit 5 250 MW nichts im Vergleich zu den Einzelbetrachtungen, da Kraftwerksausfälle keine negative Regelleistung erfordern und somit in beiden Fällen nur die lastbedingten Leistungsüberschüsse maßgeblich sind.

Die Ergebnisse des RL-Bedarfs und der Kosten der vier ÜNB für die Versorgungsstruktur im Jahr 2020 mit einem Windstromanteil von 12 % zeigt **Abbildung 5-6**. Demnach ist ein etwas ausgeglicheneres Bild beim SRL-Bedarf der vier Regelzonen festzustellen, was auf den Kernenergieausstieg zurückzuführen ist. Die Auswirkungen des Kernenergieausstiegs zeigen sich vor allem bei der Regelzone D, in der bei einer SRL-Defizitwahrscheinlichkeit von 0,001 % nun auch ein Teil der gesamten Regelleistung durch MRL erbracht werden kann. Bemerkenswert ist die Lage des Kostenoptimums in der Regelzone B bei einer SRL-Defizitwahrscheinlichkeit von 0,01 %. Im Gegensatz zu den anderen ÜNB wird hier die kostenoptimale RL-Aufteilung mit einem beachtlichen MRL-Anteil erzielt. Dies ist im Wesentlichen der deutlichen Veränderung in der RL-Aufteilung zwischen 0,001 und 0,01 % zu Gunsten des MRL-Anteils zuzuschreiben. Hierbei wirkt sich trotz der insgesamt höheren Regelleistung der geringere MRL-Leistungspreis nun positiv auf die Gesamtkosten aus. Zwar ist auch bei der Regelzone A eine deutliche Veränderung festzustellen. In ihrem Fall liegt aber das



**Abbildung 5-6.** Kraftwerks- und lastbedingter Regelleistungsbedarf der vier ÜNB und Kosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die künftige Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 12 %

Kostenoptimum mit einem Unterschied von 0,2 Mio. €/a immer noch bei einer SRL-Defizitwahrscheinlichkeit von 0,001 %. Mit 1 082 Mio. €/a betragen die Kosten aller ÜNB etwas weniger als bei der heutigen Versorgungsstruktur, obwohl der gesamte positive RL-Bedarf um 170 MW auf 6 330 MW zunimmt. Dies erklärt sich zum einen aus der Verringerung des negativen Leistungsbedarfs auf 4 940 MW und zum anderen durch den geringeren Bedarf sowohl an positiver als auch an negativer Regelleistung.

Das Versorgungssystem mit 20 % Windstromanteil führt zu sehr ähnlichen Ergebnissen wie das mit einem Anteil von 12 % Windstrom. Das Kostenoptimum wird bei denselben SRL-Defizitwahrscheinlichkeiten erreicht und beträgt 1 074 Mio. €/a. Der gesamte positive RL-Bedarf nimmt infolge der etwas geringeren Kraftwerksleistung mit 110 MW leicht auf 6 220 MW ab. Der negative RL-Bedarf bleibt unverändert bei 4 940 MW, da sich die Unterschiede auf die Kraftwerke beschränken. Auch beim RE-Bedarf ist eine geringe Abnahme zu verzeichnen. **Tabelle 5-4** fasst die Ergebnisse der drei Versorgungsstrukturen bei kostenoptimaler RL-Aufteilung zusammen.

**Tabelle 5-4.** *Gesamter kraftwerks- und lastbedingter RL- und RE-Bedarf aller ÜNB sowie Gesamtkosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die heutige und die künftigen Versorgungsstrukturen bei kostenoptimaler RL-Aufteilung*

	2006	2020 12 %	2020 20 %
gesamter positiver RL-Bedarf	6 160 MW	6 330 MW	6 220 MW
gesamter negativer RL-Bedarf	5 255 MW	4 940 MW	4 940 MW
gesamter positiver RE-Bedarf	7 045 GWh/a	6 910 GWh/a	6 900 GWh/a
gesamter negativer RE-Bedarf	6 450 GWh/a	6 050 GWh/a	6 040 GWh/a
gesamte Kosten	1 087 Mio. €/a	1 082 Mio. €/a	1 074 Mio. €/a

Die hier für die Regelzonen angesetzte GDW von 0,1 % ist Kennzeichen für die theoretische Versorgungszuverlässigkeit in einer Regelzone im Inselbetrieb. Sie sagt alleine nichts über die reale Versorgungszuverlässigkeit aus, die sich aus der im Bedarfsfall gegenseitigen Unterstützung der ÜNB ergibt. Neben der innerdeutschen Unterstützung zählt dazu auch die UCTE-weite Möglichkeit zur Aushilfe. Im Rahmen dieser Arbeit wird – auch mit Blick auf das EnWG – die insgesamt für Deutschland maßgebliche Defizitwahrscheinlichkeit als eigentliche Führungsgröße zur Bewertung des RL-Bedarfs verschiedener Versorgungsstrukturen angesehen. Für die drei Versorgungssysteme werden deshalb auch die Werte der deutschlandweiten Defizitwahrscheinlichkeit der ÜNB berechnet. Für das heutige Versorgungssystem ermittelt sich dabei eine Defizitwahrscheinlichkeit von knapp  $7 \cdot 10^{-6}$  %, d. h. eine erzeugungsseitige Versorgungszuverlässigkeit der ÜNB von 99,999993 %, und eine Überschusswahrscheinlichkeit von etwa  $4 \cdot 10^{-5}$  % (ohne Einbezug der windbedingten Leistungsdefizite). Bei den

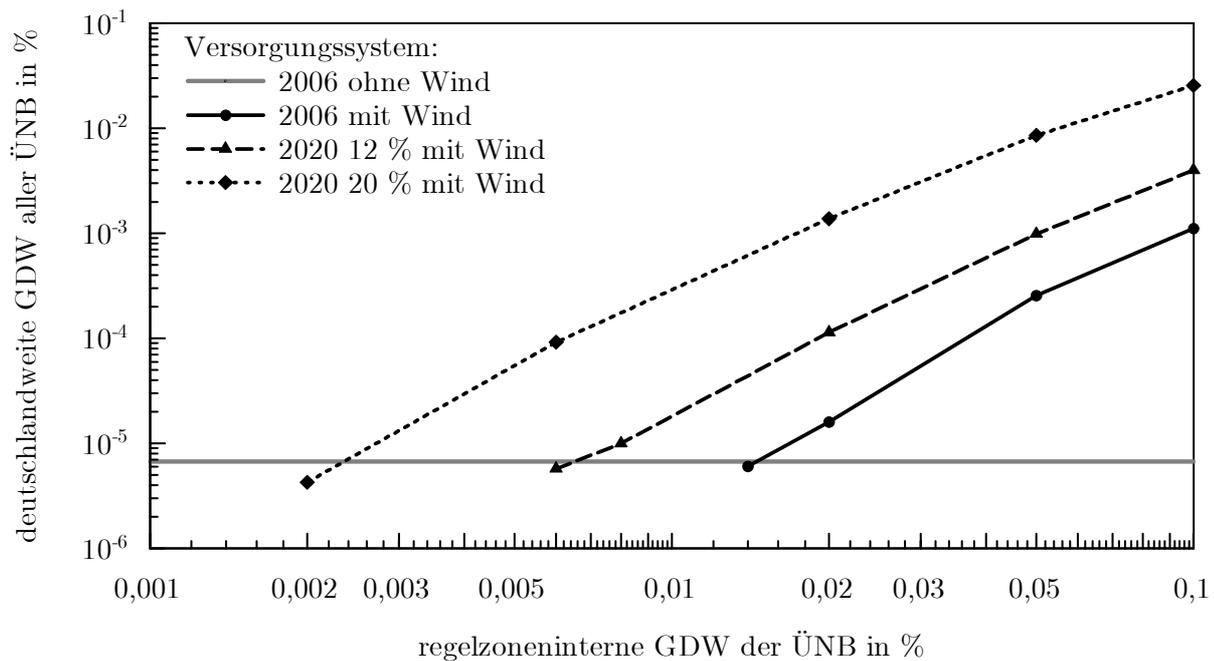
beiden für das Jahr 2020 unterstellten Versorgungsstrukturen verringert sich die Defizitwahrscheinlichkeit auf etwa  $2 \cdot 10^{-6} \%$  und die Überschusswahrscheinlichkeit auf knapp  $3,5 \cdot 10^{-5} \%$ . Die etwas höhere Zuverlässigkeit der künftigen Systeme beruht im Wesentlichen auf den nicht mehr vorhandenen regelzonenübergreifenden Leistungsanteilen an Kraftwerksblöcken. Damit ist jeder Blockausfall nur mehr von einem ÜNB auszugleichen. Der RL-Einsatz der vier ÜNB gewinnt dadurch eine höhere stochastische Unabhängigkeit untereinander.

### 5.2.2 Kraftwerke, Last und Wind

Im Folgenden wird der gemeinsame RL-Bedarf zum Ausgleich der kraftwerks-, last- und windbedingten Leistungsdefizite betrachtet. Wie die Einzelbetrachtung der Windprognosefehler offenlegte, ist durch Einsatz von WRL trotz des höheren RL-Bedarfs eine kostengünstigere Windausregelung möglich. Inwieweit sich dies auch auf die gemeinsame Betrachtung übertragen lässt, muss hier allerdings unbeantwortet bleiben. Hierzu wären erheblich umfangreichere Untersuchungen erforderlich, was den Rahmen dieser Arbeit sprengen würde. Neben den sechs Freiheitsgraden in der RL-Dimensionierung, die sich aus der WRL-Zugriffszeit, den drei möglichen Vorwärtspoolungen (SRL als MRL, SRL als WRL und MRL als WRL) und den beiden frei wählbaren Defizitwahrscheinlichkeiten im Bereich der SRL und MRL bestimmen, wären auch andere WRL-Definitionen/-Aktivierungsstrategien in Betracht zu ziehen. Deshalb konzentrieren sich die weiteren Untersuchungen auf eine ausschließliche Ausregelung der WPF durch MRL.

Durch die absolute Korrelation der windbedingten Leistungsdefizite in den vier Regelzonen, die sich aus dem Online-Ausgleich der Windprognosefehler ergibt, korreliert auch der RL-Einsatz der vier ÜNB. Dadurch reduziert sich die Wahrscheinlichkeit, im Bedarfsfall ausreichend Regelleistung von den anderen ÜNB beziehen zu können, und in letzter Konsequenz auch die deutschlandweite Versorgungszuverlässigkeit. Für das heutige Versorgungssystem berechnet sich inklusive der Windausregelung bei Zugrundelegung der bisherigen regelzoneninternen GDW in Höhe von 0,1 % eine deutschlandweite Defizitwahrscheinlichkeit der ÜNB von  $1,1 \cdot 10^{-3} \%$ . Ein Beibehalten der bisher üblichen regelzoneninternen GDW würde demnach eine windbedingte Erhöhung der deutschlandweiten Defizitwahrscheinlichkeit um mehr als zwei Zehnerpotenzen zur Folge haben. Von daher stellt sich die Frage, auf welchen Wert die regelzoneninterne GDW zu senken wäre, um die bisher in Deutschland gewohnte erzeugungsseitige Versorgungszuverlässigkeit aufrecht erhalten zu können. Dazu werden für die drei betrachteten Versorgungsstrukturen die deutschlandweite GDW der ÜNB in Abhängigkeit der regelzoneninternen GDW berechnet. Die SRL-Defizitwahrscheinlichkeit wurde jeweils mit 20 % der regelzoneninternen GDW angesetzt. Diese nimmt über den resultierenden Gesamtbedarf der Regelleistung der ÜNB zwar ebenfalls Einfluss auf das Niveau der deutschlandweiten GDW. Mit 20 % der regelzoneninternen GDW

ist hinsichtlich des RL-Bedarfs der Unterschied zum Kostenoptimum jedoch relativ gering, so dass auf eine iterative Ermittlung der Werte für die einzelnen Stützstellen verzichtet werden kann. Die Ergebnisse sind in **Abbildung 5-7** in doppeltlogarithmischem Maßstab aufgetragen. Im Vergleich dazu enthält die Abbildung auch den Wert der deutschlandweiten Defizitwahrscheinlichkeit der ÜNB, der bisher ohne die Windenergienutzung bzw. dem Online-Ausgleich der Windprognosefehler erreicht wurde (siehe vorheriger Abschnitt). Aus den jeweiligen Schnittpunkten lässt sich die Höhe der regelzoneninternen GDW bestimmen, die unter Einbezug der Windausregelung zu wählen ist, um wieder den bisherigen Wert der deutschlandweiten GDW zu erreichen. Demnach müssten die ÜNB bei der RL-Dimensionierung schon heute nur noch ca. 0,015 % statt dem bisher üblichen Wert von 0,1 % ansetzen, wenn sie selber die WPF ausregeln würden und keine Verschlechterung der deutschlandweiten Versorgungszuverlässigkeit in Kauf nehmen wollten. Für die künftigen Versorgungssysteme wäre dieser Wert nochmals auf ca. 0,0065 % bei 12 % Windstromanteil bzw. auf etwa 0,0024 % bei 20 % Windstromanteil zu senken.



**Abbildung 5-7.** Deutschlandweite Gesamtdefizitwahrscheinlichkeit aller ÜNB in Abhängigkeit von der Höhe der regelzoneninternen Gesamtdefizitwahrscheinlichkeit der ÜNB für die heutige und künftigen Versorgungsstrukturen

Abschließend wird der notwendige RL-Bedarf und die entstehenden Gesamtkosten der vier ÜNB für die Ausregelung der kraftwerks-, last- und windbedingten Leistungsdefizite vorgestellt. Vor dem Hintergrund einer deutschlandweiten Defizitwahrscheinlichkeit entsprechend dem bisher gewohnten Niveau sind für die drei betrachteten Versor-

gungssysteme die oben genannten Werte für die regelzoneninterne GDW zugrundegelegt. Die Ergebnisse sind in **Tabelle 5-5** dargestellt und repräsentieren dabei das Kostentoptimum, welches für die verschiedenen ÜNB mit einer SRL-Defizitwahrscheinlichkeit im Bereich von etwa 1 bis 20 % der regelzoneninternen GDW erreicht wird.

Der gesamte positive RL-Bedarf liegt heute mit 8 770 MW um 2 610 MW höher als zur Absicherung der klassischen Leistungsdefizite erforderlich ist. Dieser steigt bei 12 % Windstromanteil auf 10 070 MW und bei 20 % auf 13 000 MW an. Der negative RL-Bedarf beträgt heute 7 810 MW. Künftig erhöht sich dieser auf 9 260 MW bzw. 13 270 MW. Die Gesamtkosten der ÜNB wären, wenn sie die Windprognosefehler ausregelten, heute mit 1 392 Mio. €/a und somit um 305 Mio. €/a höher als zur Absicherung der klassischen Leistungsungleichgewichte zu bewerten. Bei einem Windstromanteil von 12 bzw. 20 % nehmen diese auf 1 546 bzw. 1 952 Mio. €/a zu.

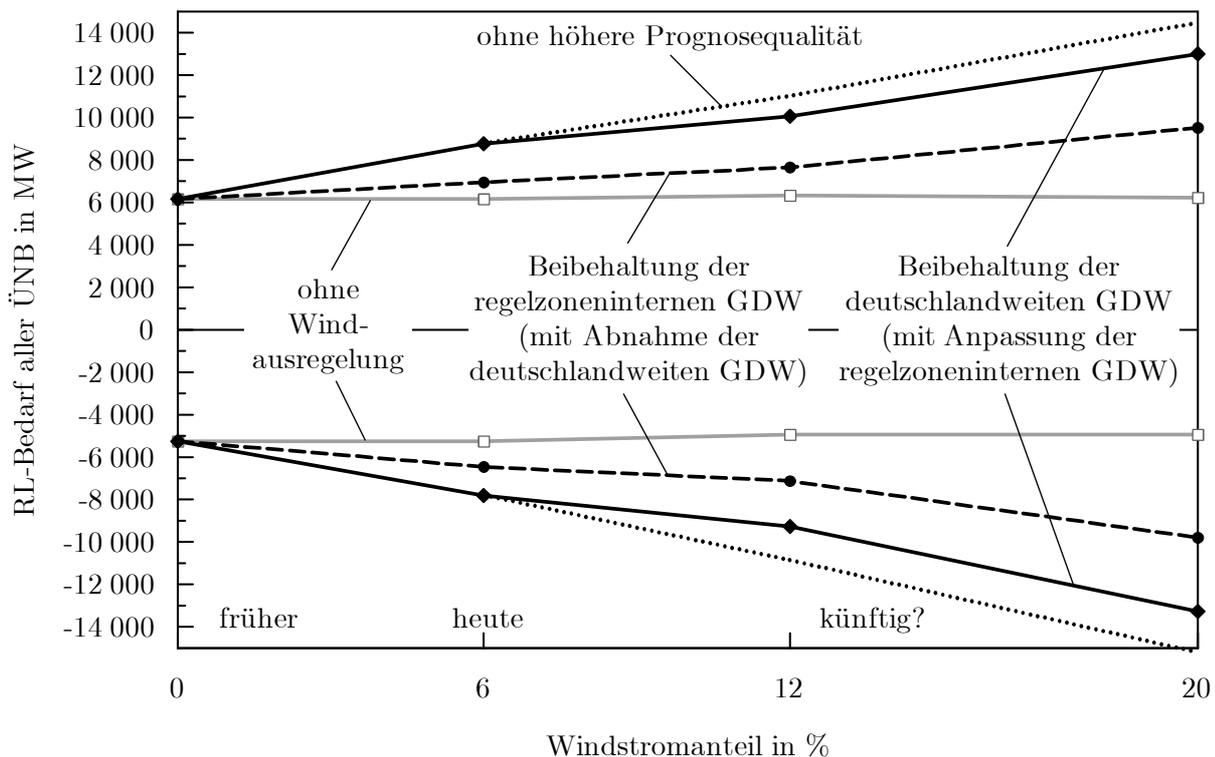
**Tabelle 5-5.** *Gesamter kraftwerks-, last- und windbedingter RL- und RE-Bedarf aller ÜNB sowie Gesamtkosten für die Vorhaltung und den Abruf der Regelleistung für die heutige und die künftigen Versorgungsstrukturen bei kostenoptimaler RL-Aufteilung*

	2006	2020 12 %	2020 20 %
gesamter positiver RL-Bedarf	8 770 MW	10 070 MW	13 000 MW
gesamter negativer RL-Bedarf	7 810 MW	9 260 MW	13 270 MW
gesamter positiver RE-Bedarf	8 360 GWh/a	8 970 GWh/a	10 800 GWh/a
gesamter negativer RE-Bedarf	7 550 GWh/a	7 830 GWh/a	9 520 GWh/a
gesamte Kosten	1 392 Mio. €/a	1 546 Mio. €/a	1 952 Mio. €/a

### 5.2.3 Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse

Zum Schluss dieses Kapitels werden die Ergebnisse des RL-Bedarfs der vorgestellten Untersuchungen zusammengefasst. Diese werden dazu in eine vom Windstromanteil abhängige Darstellung überführt. Den Basisbedarf an Regelleistung ohne Windstrom-einspeisung bilden die Ergebnisse für die drei Versorgungsstrukturen ohne windbedingte Leistungsdefizite. Der klassische RL-Bedarf bei 12 und 20 % Windstromanteil würde sich zwar geringfügig reduzieren, wenn die heutige deutschlandweite GDW als Basis diene. Die Unterschiede seien hier aber vernachlässigt. Neben den beiden für das Jahr 2020 angenommenen Systemen mit 12 und 20 % Windstromanteil kann als weitere Stützstelle für den Verlauf des RL-Bedarfs die heutige Versorgungsstruktur unter Einbezug der Windausregelung herangezogen werden, bei der die Windstrom-einspeisung einen Anteil von etwa 6 % der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland annimmt. **Abbildung 5-8** zeigt den RL-Bedarf ohne sowie mit Windausregelung in Abhängigkeit vom Windstromanteil. Zur Verdeutlichung des Unterschieds beim RL-Bedarf ist der Verlauf auf Basis der bisherigen regelzoneninternen sowie der

deutschlandweiten GDW angegeben. Für letzteren ist beim Verlauf mit Windausregelung zusätzlich die zu erwartende Entwicklung des RL-Bedarfs eingetragen, wenn nicht von der hier unterstellten Verbesserung der Prognosegenauigkeit ausgegangen wird. Zu beachten ist, dass den einzelnen Stützstellen unterschiedliche Kraftwerksstrukturen und Annahmen zum Lastprognosefehler zugrundeliegen, woraus sich auch die etwas ungleichförmigen Verläufe erklären. Die einzelnen Werte können den vorangegangenen Abschnitten entnommen werden.



**Abbildung 5-8.** Regelleistungsbedarf aller ÜNB in Abhängigkeit vom Windstromanteil

Zum windbedingten RL-Bedarf ist anzumerken, dass dieser aufgrund der hier unterstellten ausschließlichen WPF-Ausregelung durch MRL als untere Grenze aufzufassen ist. Würde zur WPF-Ausregelung zusätzlich WRL vorgehalten und eingesetzt, wäre damit insgesamt ein höherer RL-Bedarf verbunden. Auf der anderen Seite ist es dafür möglich, Kostenvorteile zu erzielen. Darüber hinaus gilt zu bedenken, dass die Berechnungen lediglich auf den Windprognosefehlern des Jahres 2005 beruhen und von daher noch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind.

## Kapitel 6

# Zusammenfassung und Ausblick

Aus dem Energiewirtschaftsgesetz leitet sich als eine wesentliche Aufgabe der systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber die Sicherstellung eines permanenten Gleichgewichts zwischen ein- und ausgespeister elektrischer Energie innerhalb der jeweiligen Regelzone ab. Dazu muss genügend Regel- und Reserveleistung vorgehalten werden. In Deutschland wenden die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber zur Ermittlung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs bislang ein Verfahren an, welches in seinen Grundzügen bereits in den 1970er Jahren vorgestellt wurde. Waren vormals nur Kraftwerksausfälle und die Last als einzig relevante Einflussgrößen zu berücksichtigen, sind mit zunehmender Windstromeinspeisung und anwachsenden regelzonenübergreifenden Stromtransiten weitere nicht mehr zu vernachlässigende Dimensionierungsfaktoren entstanden. Diese dynamische Entwicklung der systemtechnischen Anforderungen an die Übertragungsnetzbetreiber erfordert dabei eine ständige Weiterentwicklung der entsprechenden Dimensionierungsverfahren. Neben seinem vereinfachten und deshalb nicht streng wahrscheinlichkeitstheoretischen Ansatz lässt das heutige Verfahren auch Korrelationen zwischen den Leistungsdefiziten im Wirkungsbereich der verschiedenen Regel- und Reserveleistungsarten außer Acht.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es daher, ein neues Verfahren zur Ermittlung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs bei Langzeitbetrachtung eines Elektrizitätsversorgungssystems zu entwickeln, welches sich streng auf die Wahrscheinlichkeitstheorie gründet und die oben genannten Gesichtspunkte abzudecken vermag. Unter Langzeitbetrachtung ist in diesem Sinne ein Zeitbereich von Tagen bis zu Jahren zu verstehen, in dem die Zeitabhängigkeit von Wahrscheinlichkeiten nicht mehr zum Tragen kommt. Im Blick steht die heutige Elektrizitätswirtschaft mit den Regel- und Reserveleistungsarten Sekundärregel-, Minuten-, Wind- und Dauerreserveleistung.

Hierzu wird zunächst auf die notwendigen wahrscheinlichkeitstheoretischen Grundlagen und statistischen Kenngrößen zur Darstellung der Leistungsungleichgewichte eingegangen.

Neben den formalen Ausdrücken zur Beschreibung der durch Kraftwerksausfälle entstehenden Leistungsdefizite in den Wirkungsbereichen der verschiedenen Regel- und Reserveleistungsarten werden die dafür notwendigen Parameter aus der VGB-Statistik über die Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken in nachvollziehbarer Form abgeleitet. In diesem Zusammenhang wird in dieser Arbeit zumindest erstmals ausdrücklich durch Einbezug einer virtuellen Anfahrdauer eine neue Auffassung der mittleren Ausfalldauer von Kraftwerken vertreten und begründet.

Nach Darlegung der Problematik, die sich bei der Erfassung der Leistungsabweichungen durch kurzfristige Lastschwankungen stellt, werden auf Basis der zur Verfügung stehenden Daten die relevanten statistischen Kenngrößen ermittelt. Außerdem wird aufgezeigt, dass der Anteil der kurzfristigen Fluktuationen der Windstromeinspeisung an den Netzlastschwankungen heute und in Zukunft vernachlässigbar ist und bleibt. Bei den Lastprognosefehlern muss aufgrund fehlender Datengrundlage auf in der Literatur angegebene Kenngrößen und formale Zusammenhänge zurückgegriffen werden.

Mit Blick auf die zunehmende Installation von Windenergieanlagen entwickeln sich die Windprognosefehler zu einer immer mehr dominierenden Ursache für Ungleichgewichte in der Leistungsbilanz. Dazu werden mehrjährige Aufzeichnungen vor sowie einjährige Daten nach Umsetzung des mit Inkrafttreten des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes durchzuführenden Online-Ausgleichs der Windstromeinspeisung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern statistisch analysiert. Dabei wird ausführlich auf die verschiedenen Kenngrößen zur Beschreibung der windbedingten Leistungsdefizite unter Beachtung ihrer Korrelationen im Wirkungsbereich der Minuten- und Windreserveleistung eingegangen. In diesem Zusammenhang erfolgt erstmalig auch eine vertiefende wissenschaftliche Aufarbeitung möglicher Definitionen und Aktivierungsstrategien der Windreserveleistung. Vor dem Hintergrund der möglichen Offshore-Erschließung der Windenergienutzung und der zunehmenden Genauigkeit der Windstromprognose wird eine Methodik zur Einschätzung der künftig möglichen Windprognosefehler vorgestellt. Grundgedanke ist dabei die Differenzierung der Prognosefehler zwischen Vorhersagefehlern in der zeitlichen Entwicklung des Windfeldes und der Höhe der Windgeschwindigkeiten. Hierbei wird aufgezeigt, dass mit zunehmendem Offshore-Anteil die Windprognosefehler sich systematisch erhöhen.

Mit zunehmendem regelzonenübergreifenden Stromaustausch entsteht ein weiterer Faktor, der das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch stören kann. Da für diese Arbeit keine Daten über die dadurch hervorgerufenen Leistungsdefizite vorliegen, können diese nur anhand von Aufzeichnungen des Randintegrals der E.ON-Regelzone qualitativ in ihrer Größenordnung bewertet werden.

Den Kern dieser Arbeit bildet das neue wahrscheinlichkeitstheoretische Verfahren zur Ermittlung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs. Mit Blick auf die in Deutschland übliche Reservebemessung auf Basis einer zeitpunktbezogenen Defizitwahrscheinlich-

keit, die also zu jedem Zeitpunkt einzuhalten und nicht als Mittelwert über einen Betrachtungszeitraum aufzufassen ist, beruht das Verfahren auf einer nicht-chronologischen Nachbildung des Systemverhaltens. Als Bedarfsparameter können Kraftwerksausfälle, die Last, die Windstromeinspeisung und der regelzonenübergreifende Stromaustausch berücksichtigt werden. Mit Blick auf die Windausregelung werden auch die vorhandenen Korrelationen zwischen den Leistungsdefiziten in den Wirkungsbereichen der verschiedenen Regel- und Reserveleistungsarten in der Dimensionierung beachtet. Unter Vorgabe von einzuhaltenden Zuverlässigkeitsgrenzen lässt sich dann die in einer Regelzone oder von einem Bilanzkreis vorzuhaltende Regel- und Reserveleistung ermitteln sowie die zu erwartende Regel- und Reserveenergie und die insgesamt damit verbundenen Kosten abschätzen. Das Verfahren unterscheidet sich von gängigen Modellen insbesondere darin, dass der Bedarf an den verschiedenen Regel- und Reserveleistungsarten jeweils aus den Häufigkeitsverteilungen der entsprechend in den einzelnen Wirkungsbereichen maßgeblichen Leistungsdefizite abgeleitet wird. Dies bedeutet, dass für alle Regel- und Reserveleistungsarten die Bedarfsermittlung ausschließlich auf der „Wahrscheinlichkeitsebene“ und nicht über die arithmetische Differenz von Regelleistungsarten erfolgt. Durch die integrale Verknüpfung mit einem Kostenmodell sowie die hohen Freiheitsgrade bei der Vorgabe der Randbedingungen lässt sich neben Untersuchungen der Wirtschaftlichkeit verschiedener Regelleistungsprodukte eine sowohl mengen- als auch kostenoptimierende Dimensionierung der Regel- und Reserveleistungsvorhaltung durchführen. Das entwickelte Verfahren wird im Sinne einer allgemeingültigen Formulierung und zum besseren Verständnis als Monte-Carlo-Simulation beschrieben. Für den grundsätzlichen Ansatz des Verfahrens wird zusätzlich die analytische Beschreibung hergeleitet.

Mit dem vorgestellten Verfahren werden verschiedene Untersuchungen durchgeführt. Neben dem kraftwerks- und lastbedingten Regel- und Reserveleistungsbedarf wird insbesondere der windbedingte Einfluss untersucht. Darüber hinaus wird auch die Bedeutung der Vorwärtspoolung, d. h. der Einsatz einer Regelleistung zur Deckung von Leistungsdefiziten im Wirkungsbereich einer zeitlich nachgelagerten Regelleistungsart, herausgestellt. Mit Blick auf die mit dem Online-Ausgleich der Windprognosefehler vorhandene Abhängigkeit des Regel- und Reserveleistungseinsatzes zwischen den Regelzonen werden auch die daraus folgenden Konsequenzen für die Versorgungszuverlässigkeit aufgezeigt. Wie die Untersuchungen zeigen, ist mit der Ausregelung der Windstromeinspeisung eine erhebliche Zunahme des Regelleistungsbedarfs sowie der Kosten verbunden, wenn die bisher gewohnte Versorgungszuverlässigkeit beibehalten werden soll. Diese resultierte aus dem bisherigen Wert der regelzonen-internen Gesamtdefizitwahrscheinlichkeit, der sich an der früheren Praxis der Absicherung des größten Kraftwerksblocks orientiert. Insofern stellt sich als Ausblick die Frage, inwieweit der Aufwand für die heutige erzeugungsseitige Versorgungszuverlässigkeit dem volkswirtschaftlichen Nutzen angemessen ist.



## Anhang A

# Herleitung der DRL1-Einsatzwahrscheinlichkeit

Ausgangspunkt der Ermittlung der DRL1-Einsatzwahrscheinlichkeit ist die Gl. (3-22):

$$Pr(P_{\text{DRL1},\infty}) = \frac{\int_0^{\infty} (Q_{Z,\text{DRL1}}(t) - Q_{Z,\text{DRL2}}(t)) \cdot \int_0^t \frac{dQ_{\text{D}}(\tau)}{d\tau} \cdot (1 - Q_{\text{A}}(t-\tau)) d\tau dt}{E(T_{\text{B}}) + E(T_{\text{A}})} . \quad (\text{A-1})$$

Betrachtet werden soll eine Aufschiebbarkeit nach Abbildung 3-5. Daraus ergibt sich:

$$\frac{dQ_{\text{D}}(\tau)}{d\tau} = D_0 \cdot \delta(\tau) + \delta \cdot (1 - D_0) \cdot e^{-\delta \cdot \tau} \quad (\text{A-2})$$

mit der Dirac-Deltafunktion  $\delta(\tau)$ . Als Verteilungsfunktion der Ausfalldauern wird die Gl. (3-27) zugrundegelegt. Daraus folgt für die Wahrscheinlichkeit einer virtuellen Wiederinbetriebsetzung nach dem Zeitpunkt  $t-\tau$ :

$$1 - Q_{\text{A}}(t-\tau) = \begin{cases} 1 & \text{für } \tau < t - T_{\text{S,v,DRL1}}^{\text{k}} \\ e^{-\tau \cdot (t-\tau - T_{\text{S,v,DRL1}}^{\text{k}})} & \text{für } \tau \geq t - T_{\text{S,v,DRL1}}^{\text{k}} \end{cases} . \quad (\text{A-3})$$

Für die Zugriffszeiten werden konstante Werte unterstellt. Daraus folgt für das äußere Integral in Gl. (3-22):

$$Pr(P_{\text{DRL1},\infty}) = \frac{\int_{T_{\text{Z,DRL1}}^{\text{k}}}^{T_{\text{Z,DRL2}}^{\text{k}}} \int_0^t \frac{dQ_{\text{D}}(\tau)}{d\tau} \cdot (1 - Q_{\text{A}}(t-\tau)) d\tau dt}{E(T_{\text{B}}) + E(T_{\text{A}})} . \quad (\text{A-4})$$

Da die Verteilungsfunktion der Ausfalldauern an der Stelle  $T_{S,v,DRL1}^k$  nicht differenzierbar ist, ist zur weiteren Berechnung eine Aufspaltung des äußeren Integrals an der Stelle  $t = T_{S,v,DRL1}^k$  sowie des inneren Integrals an der Stelle  $\tau = t - T_{Sv}^k$  erforderlich. Mit der Festlegung  $T_{Z,DRL1}^k \leq T_{S,v,DRL1}^k \leq T_{Z,DRL2}^k$ , d. h. eine Wiederinbetriebsetzung des Kraftwerksblocks ist frühestens im Wirkungsbereich der DRL1, aber bereits vor dem Wirkungsbereich der DRL2 möglich, folgt:

$$\begin{aligned}
Pr(P_{DRL1}, \infty) &= \frac{\int_{T_{Z,DRL1}^k}^{T_{S,v,DRL1}^k} \int_0^t \frac{dQ_D(\tau)}{d\tau} \cdot (1 - Q_A(t-\tau)) d\tau dt}{E(T_B) + E(T_A)} \\
&+ \frac{\int_{T_{Sv}^k}^{T_{Z,DRL2}^k} \int_0^{t-T_{S,v,DRL1}^k} \frac{dQ_D(\tau)}{d\tau} \cdot (1 - Q_A(t-\tau)) d\tau dt}{E(T_B) + E(T_A)} \\
&+ \frac{\int_{T_{S,v,DRL1}^k}^{T_{Z,DRL2}^k} \int_{t-T_{S,v,DRL1}^k}^t \frac{dQ_D(\tau)}{d\tau} \cdot (1 - Q_A(t-\tau)) d\tau dt}{E(T_B) + E(T_A)}.
\end{aligned} \tag{A-5}$$

Da für  $t \leq T_{S,v,DRL1}^k$  sowie  $\tau \geq t - T_{S,v,DRL1}^k$  der Ausdruck  $1 - Q_A(t-\tau) = 1$  ist, schreibt sich für die DRL1-Einsatzwahrscheinlichkeit:

$$\begin{aligned}
Pr(P_{DRL1}, \infty) &= \frac{\int_{T_{Z,DRL1}^k}^{T_{S,v,DRL1}^k} \int_0^t D_0 \cdot \delta(\tau) + \delta \cdot (1 - D_0) \cdot e^{-\delta \cdot \tau} d\tau dt}{E(T_B) + E(T_A)} \\
&+ \frac{\int_{T_{S,v,DRL1}^k}^{T_{Z,DRL2}^k} \int_0^{t-T_{S,v,DRL1}^k} (D_0 \cdot \delta(\tau) + \delta \cdot (1 - D_0) \cdot e^{-\delta \cdot \tau}) \cdot e^{-\delta \cdot (t-\tau-T_{S,v,DRL1}^k)} d\tau dt}{E(T_B) + E(T_A)} \\
&+ \frac{\int_{T_{S,v,DRL1}^k}^{T_{Z,DRL2}^k} \int_{t-T_{S,v,DRL1}^k}^t D_0 \cdot \delta(\tau) + \delta \cdot (1 - D_0) \cdot e^{-\delta \cdot \tau} d\tau dt}{E(T_B) + E(T_A)},
\end{aligned} \tag{A-6}$$

woraus sich schließlich Gl. (3-30) ergibt.

## Anhang B

# Ermittlung der Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken aus der VGB-Statistik

Der VGB-Bericht [51] über die Analyse der Nichtverfügbarkeit von Wärmekraftwerken enthält Angaben über verschiedene Zuverlässigkeitskennwerte, die auf Basis von Betriebsmeldungen zahlreicher Kraftwerke in Deutschland, Österreich und in der Schweiz aus den Jahren 1988 bis 1997 ermittelt wurden. Dabei wird hinsichtlich der Kraftwerkstechnologie differenziert zwischen Kombi-Anlagen (Kraftwerke mit kombiniertem Gas- und Dampfturbinenprozess), Gasturbinen (GT), fossil befeuerten (ohne Kombi und GT) und nuklearen Dampfkraftwerken. Bei den fossil befeuerten Kraftwerken wird bei einigen Kennwerten noch zusätzlich zwischen Steinkohlen-, Braunkohlen- und Öl-/Gasfeuerung unterschieden. Trotz des im VGB-Bericht enthaltenen sehr umfangreichen Zahlenwerks sind zur detaillierteren Ermittlung der interessierenden Kenngrößen z. T. einige Annahmen bzw. Abschätzungen zu treffen. Im Folgenden wird zunächst auf die Ermittlung der Dringlichkeiten, dann auf die der mittleren Betriebs- und Ausfalldauern eingegangen. Abschließend werden die Zuverlässigkeitskenngrößen in ihrer zeitlichen Veränderung dargestellt.

### B.1 Dringlichkeiten

Die Dringlichkeit einer störungsbedingten Blockabschaltung ist im VGB-Bericht [51, Abschnitt C.5] in sieben Kategorien (siehe Seite 26) eingeteilt. Wird hierbei die Kategorie C „Sofortiges Abfahren/sofortige Leistungsminderung“ generell als Sofortabschaltung aufgefasst, ist die Kategorie C neben A und B der Dringlichkeitsstufe  $D_0$  einer Sofortabschaltung zuzuordnen. Speziell bei Kernkraftwerken zeigt sich jedoch, dass ungeplante Sofortabschaltungen bereits durch die Kategorien A und B nahezu vollständig erfasst sind. So resultiert auf Basis der in [133-136] veröffentlichten Be-

triebsprotokolle der deutschen Kernkraftwerke in den Jahren 2001 bis 2004 ein mittlerer Wert von 1,19 ungeplanten Sofortabschaltungen pro Kraftwerksblock und Jahr. Im Vergleich dazu weist die VGB-Statistik – allerdings für den Zeitraum von 1988 bis 1997 – einen Wert von 1,1 aus. Für die Kategorie C verbleiben damit fast ausschließlich nur sofortige Leistungsminderungen. Diese treten zwar bei Kernkraftwerken relativ häufig auf, wie in [133-136] zu sehen ist, die Leistungsminderungen betreffen größtenteils jedoch nur wenige MW bis einige zehn Prozent der Blocknennleistung. Wenn keine Teilausfälle betrachtet werden, liegt demnach der Schluss nahe, die Kategorie C – zumindest bei Kernkraftwerken – gänzlich zu vernachlässigen. Ob und inwieweit sich dieser Sachverhalt auch auf die anderen Kraftwerkstypen übertragen lässt, kann im Rahmen dieser Arbeit nicht geklärt werden. Bei Kombi- und GT-Anlagen nimmt die Kategorie C aber nur einen geringen Anteil an der Gesamtanzahl der außerplanmäßigen Nichtverfügbarkeitsereignisse (ANV-Ereignisse) ein, so dass hier der Unterschied im Ergebnis relativ gering ist. Die Kategorie D „Wiederanfahren nicht möglich“ kennzeichnet die sog. Startversager. Damit gehen zwar keine plötzlichen Leistungsausfälle einher. Bei GT-Kraftwerken tritt dennoch ein unverzüglicher Leistungsmangel auf. Da ein solcher unverzüglicher Leistungsmangel ebenfalls durch eine schnelle Reserve ausgeglichen werden muss und im Rahmen dieser Arbeit keine sequentielle, sondern eine zustandsstichprobenbasierte Simulation, bei der Startversager nicht gesondert auszuweisen sind, beschrieben wird, sind auch Startversager von GT-Kraftwerken der Dringlichkeitsstufe  $D_0$  zuzuordnen. Dagegen fällt die Kategorie D der anderen Kraftwerksarten aufgrund des sich bis zu mehreren Stunden erstreckenden Zeitraums beim Anfahrvorgang nur in die Dringlichkeitsstufe  $D_{12}$ . Die Kategorien E bis G bereiten dagegen größere Probleme in ihrer Behandlung. Zwar bedeuten diese auch Ereignisse im Sinne der Nichtverlässlichkeit eines Kraftwerksblocks, aber nicht zwangsläufig Ereignisse im Sinne eines auszugleichenden Leistungsdefizits. Hier stellt sich also die Frage, ob und in welchem Umfang diese für die Zuverlässigkeitstheorie von Bedeutung sind. Erläutert werden soll diese Problematik am Beispiel der Kategorie G, bei der außerplanmäßige Abschaltungen bis zu vier Wochen aufgeschoben werden können. Einerseits dürfen sie nicht vernachlässigt werden. Ansonsten dürften alle Betriebszeiten, in denen eine Störung mit geringer Abschalt-Dringlichkeit auftritt, sowie die anschließenden Ausfallzeiten dann ebenfalls nicht berücksichtigt werden. Da die davon betroffenen Betriebszeiten (bis zu vier Wochen im gestörten Betrieb plus die Dauer des vorausgehenden ungestörten Betriebs) i. d. R. über dem Durchschnittswert (siehe nächsten Abschnitt) liegen, würde sich ein entsprechend geringerer Wert für die mittlere Betriebsdauer ergeben. Als Folge davon errechnet sich eine im Vergleich zur Wirklichkeit zu geringe Verlässlichkeit des Kraftwerksblocks. Umgekehrt ergäbe sich rechnerisch eine zu hohe Schein-Verlässlichkeit, wenn zwar diese Betriebszeiten (und Ausfallzeiten), aber nicht deren ANV-Ereignisse (Anzahl der Kategorie G) berücksichtigt wird. Andererseits können über einen längeren Zeitraum hinweg aufschiebbare

Abschaltungen in Zeiten gelegt werden, in denen das Kraftwerk planmäßig nicht gebraucht wird. Dies bedeutet, dass die Möglichkeit besteht, eine Abschaltung vor oder nach Zeiträumen, in denen das Kraftwerk eingesetzt werden soll, zu verlegen. Damit spielen solche Ausfallzeiten nur im Rahmen der Unsicherheiten bei der Einschätzung, ob das Kraftwerk zu einem bestimmten Zeitpunkt benötigt wird, sowie in den Fällen, wo sie den Zeitraum überschreiten, in dem das Kraftwerk nicht benötigt wird, für die Zuverlässigkeitstheorie eine Rolle. Zusammengefasst bedeutet dies, dass eine Blockabschaltung mit zunehmender Aufschiebbarkeit zunehmend planbarer wird. Bei solchen Kraftwerksausfällen handelt es sich demnach nicht mehr um rein stochastische, sondern um stochastisch initiierte und in gewissen Grenzen determinierbare Ereignisse. Grundsätzlich beschränkt sich der aus der Aufschiebbarkeit resultierende Einfluss auf die Einsatzhäufigkeit und somit auf die Dimensionierung der DRL. Die SRL und MRL sind davon unbeeinträchtigt. Bei Grundlastkraftwerken, wie Kern- und Braunkohlekraftwerke, lassen sich zudem – selbst bei einer mehrwöchigen Aufschiebbarkeit – nur in den allerwenigsten Fällen Zeiträume identifizieren, in denen eine Abschaltung ohne Ersatzleistung möglich bzw. geplant ist. Aber auch Steinkohle- und z. T. sogar Gasturbinenkraftwerke würden oftmals nicht innerhalb der möglichen Aufschubdauer bzw. nicht lange genug planmäßig außer Betrieb gehen. Vor diesem Hintergrund und den oben erwähnten Zusammenhängen werden im Rahmen dieser Arbeit die Kategorien E bis G vollständig in die Analyse miteinbezogen. Die berechneten Ergebnisse für die Dringlichkeiten  $D_0$  und  $D_{12}$  sind in **Tabelle B-1** sowohl mit als auch ohne Vernachlässigung der Kategorie C zusammengestellt.

**Tabelle B-1.** *Dringlichkeiten störungsbedingter Blockabschaltungen auf Basis der VGB-Statistik [51] ohne/mit Berücksichtigung der Kategorie C*

<i>Kraftwerkstechnologie</i>	<i>ohne VGB-Kategorie C</i>		<i>mit VGB-Kategorie C</i>	
	$\hat{D}_0$	$\hat{D}_{12}$	$\hat{D}_0$	$\hat{D}_{12}$
fossil befeuertes Kraftwerk	0,42	0,72	0,67	0,84
Kernkraftwerk	0,20	0,42	0,55	0,68
Kombi-Anlage	0,36	0,51	0,42	0,56
Gasturbine	0,45	0,60	0,50	0,64

Eine weitere Unterteilung der fossil befeuerten Kraftwerke entsprechend dem eingesetzten Brennstoff lässt sich auf Basis der VGB-Statistik nur mit Hilfe einer Abschätzung vornehmen. Die Vorgehensweise dazu soll am Beispiel der Steinkohlekraftwerke dargelegt werden. In [51, Abschnitt C.2.1] werden für diese insgesamt 19,0 ANV-Ereignisse angegeben. Das sind im Vergleich zum Durchschnittswert aller fossil befeuerten Kraftwerke 0,5 ANV-Ereignisse pro Block und Jahr mehr. Bei den Ursachen im brennstoffbezogenen Bereich werden für die Anzahl der nicht disponiblen ANV-

Ereignisse 10,3 und für die der disponiblen 1,9 Ereignisse pro Block und Jahr ausgewiesen. Dabei umfasst der nicht disponible Bereich die Kategorien A bis E und der disponible die Kategorien F und G. Die übrigen 6,8 ANV-Ereignisse betreffen Ursachen nicht brennstoffbezogener Bereiche, für die keine weitere Differenzierung in der Dringlichkeit angegeben ist. Wird dafür als Abschätzung die gleiche Aufteilung zwischen disponiblen und nicht disponiblen ANV-Ereignissen übernommen, wie sie bei der Darstellung aller fossil und nuklear befeuerten Kraftwerke in [51, Abschnitt C.3.1] angegeben ist, unterteilen sich die 6,8 in 1,3 disponible und 5,5 nicht disponible ANV-Ereignisse. In Summe resultieren somit 15,8 nicht disponible (Kategorie A bis E) und 3,2 disponible (Kategorie F und G) ANV-Ereignisse pro Steinkohleblock und Jahr. Legt man als weitere Abschätzung zugrunde, dass sich die 15,5 nicht disponiblen ANV-Ereignisse im selben Verhältnis auf die Kategorien A bis E aufteilen, wie bei der Gesamtbetrachtung der fossilen Kraftwerke [51, Abschnitt C.5], lässt sich damit die Anzahl der ANV-Ereignisse der einzelnen Kategorien A bis E abschätzen. Die auf dieser Basis ermittelten Dringlichkeiten  $D_0$  und  $D_{12}$  sind in **Tabelle B-2** wiederum mit und ohne Vernachlässigung der Kategorie C aufgelistet.

**Tabelle B-2.** *Dringlichkeiten störungsbedingter Abschaltungen von fossilen Kraftwerksblöcken auf Basis der VGB-Statistik [51] ohne/mit Berücksichtigung der Kategorie C*

<i>Kraftwerkstechnologie</i>	<i>ohne VGB-Kategorie C</i>		<i>mit VGB-Kategorie C</i>	
	$\hat{D}_0$	$\hat{D}_{12}$	$\hat{D}_0$	$\hat{D}_{12}$
Steinkohlekraftwerk	0,42	0,71	0,66	0,83
Braunkohlekraftwerk	0,43	0,73	0,67	0,84
Gas-/Ölkraftwerk	0,34	0,59	0,59	0,74

## B.2 Betriebs- und Ausfalldauern

Weitere wichtige Zuverlässigkeitskenngrößen stellen die mittleren Betriebs- und Ausfalldauern der Kraftwerke dar. Diese berechnen sich aus der gesamten Betriebs- bzw. ungeplanten Nichtverfügbarkeitszeit geteilt durch die Gesamtanzahl der ANV-Ereignisse, d. h. die Ausfallhäufigkeit. Die gesamte Betriebszeit ist mit Ausnahme der Kombi-Anlagen bei allen Kraftwerkstechnologien und -arten über die Zeitausnutzung in der VGB-Statistik [51, Abschnitte A.1 bis A.4, C.2.1 bis C.2.3] ausgewiesen. Da bei der Nichtverfügbarkeitszeit der Außerplananteil aus den in der VGB-Statistik enthaltenen Kenngrößen nicht direkt bestimmbar ist, wird zur dessen Ermittlung die Annahme getroffen, dass sich das Verhältnis zwischen Plan- und Außerplananteil der Arbeitsnichtverfügbarkeit [51, Abschnitte A.1 bis A.4, C.2.1 bis C.2.3] in gleicher Weise auf die Nichtverfügbarkeitszeit übertragen lässt, was mit hinreichender Ge-

nauigkeit bei den meisten Kraftwerken auch in der Realität zutrifft. Die gesamte Nichtverfügbarkeitszeit selbst lässt sich aus der ausgewiesenen Zeitverfügbarkeit [51, Abschnitte A.1 bis A.4, C.2.1 bis C.2.3] ableiten. Im Falle der Kombi-Anlagen sind keine Werte für die Zeitverfügbarkeit sowie die Zeitausnutzung in der VGB-Statistik aufgeführt. Bei der Zeitverfügbarkeit kann man mit großer Genauigkeit den Wert der Arbeitsverfügbarkeit ansetzen, was ein Vergleich dieser beiden Kenngrößen bei den anderen Kraftwerkstechnologien zeigt. Im Falle der Zeitausnutzung wird diese bei den Kombi-Kraftwerken auf 33,3 % geschätzt, d. h. dass diese Anlagen im Schnitt acht Stunden pro Tag am Netz sind. **Tabelle B-3** und **Tabelle B-4** zeigen die resultierenden Werte für die mittleren Betriebs- und Instandsetzungsdauern der verschiedenen Kraftwerkstechnologien und -arten.

**Tabelle B-3.** *Mittlere Betriebs- und Instandsetzungsdauern von Kraftwerkstechnologien auf Basis der VGB-Statistik [51] ohne/mit Berücksichtigung der Kategorie C*

<i>Kraftwerkstechnologie</i>	<i>ohne VGB-Kategorie C</i>		<i>mit VGB-Kategorie C</i>	
	$\hat{E}(T_B)$	$\hat{E}(T_I)$	$\hat{E}(T_B)$	$\hat{E}(T_I)$
fossil befeuertes Kraftwerk	546 h	40 h	317 h	23 h
Kernkraftwerk	1 257 h	57 h	697 h	32 h
Kombi-Anlage	244 h	20 h	220 h	18 h
Gasturbine	101 h	79 h	91 h	72 h

**Tabelle B-4.** *Mittlere Betriebs- und Instandsetzungsdauern von fossil befeuerten Kraftwerken auf Basis der VGB-Statistik [51] ohne/mit Berücksichtigung der Kategorie C*

<i>Kraftwerkstyp</i>	<i>ohne VGB-Kategorie C</i>		<i>mit VGB-Kategorie C</i>	
	$\hat{E}(T_B)$	$\hat{E}(T_I)$	$\hat{E}(T_B)$	$\hat{E}(T_I)$
Steinkohlekraftwerk	521 h	43 h	304 h	25 h
Braunkohlekraftwerk	548 h	28 h	316 h	16 h
Gas-/Ölkraftwerk	749 h	119 h	471 h	75 h

### B.3 Entwicklung der Zuverlässigkeitskenngrößen

Die in den beiden vorangegangenen Abschnitten vorgestellten Zuverlässigkeitskenngrößen basieren auf der insgesamt 10 Jahre umfassenden VGB-Statistik. Zur Analyse der zeitlichen Entwicklung der Zuverlässigkeitskenngrößen werden diese auch getrennt für die Zeiträume von 1988 bis 1992 sowie von 1993 bis 1997 berechnet. Die Ergebnisse mit Berücksichtigung der VGB-Kategorie C sind in der **Tabelle B-5** und ohne in

der **Tabelle B-6** zusammengefasst. Zu beachten ist, dass in der VGB-Statistik die ungeplanten Nichtverfügbarkeitszeiten nur die Instandsetzungsdauern umfassen. Die virtuelle Anfahrzeit – selbst die Anfahrzeit nach einem rein störungsbedingten Stillstand – ist darin nicht enthalten [137]. Von daher ist die Dauer des virtuellen Anfahrvorgangs mit Ausnahme bei den Gasturbinen, wo sie nur wenige Minuten beträgt, noch zusätzlich zur Ausfalldauer hinzuzurechnen. Die sich daraus ergebenden Nichtverlässlichkeiten, die unabhängig von der Behandlung der Kategorie C jeweils die gleichen Werte annehmen, sind in **Tabelle B-7** sowohl mit ( $\hat{N}V$ ) als auch ohne ( $\hat{N}V'$ ) Einbezug der virtuellen Anfahrzeiten nach Tabelle 3-2 angegeben. Im Folgenden werden die Resultate kurz diskutiert.

**Tabelle B-5.** Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken auf Basis der VGB-Statistik [51] für die Zeiträume von 1988 bis 1992 und 1993 bis 1997 mit Berücksichtigung der Kategorie C

Kraftwerkstechnologie/-typ	1988 bis 1992				1993 bis 1997			
	$\hat{D}_0$	$\hat{D}_{12}$	$\hat{E}(T_B)$	$\hat{E}(T_I)$	$\hat{D}_0$	$\hat{D}_{12}$	$\hat{E}(T_B)$	$\hat{E}(T_I)$
fossil befeuertes Kraftwerk	0,65	0,83	275 h	19 h	0,68	0,84	361 h	27 h
- Steinkohlekraftwerk	0,63	0,82	283 h	21 h	0,69	0,85	321 h	29 h
- Braunkohlekraftwerk	0,66	0,85	252 h	15 h	0,68	0,83	396 h	18 h
- Gas-/Ölkraftwerk	0,56	0,71	447 h	41 h	0,65	0,80	509 h	120 h
Kernkraftwerk	0,52	0,62	549 h	25 h	0,61	0,78	920 h	41 h
Kombi-Anlage	0,39	0,48	194 h	26 h	0,45	0,62	239 h	12 h
Gasturbine	0,51	0,63	121 h	42 h	0,48	0,68	9 h	157 h

**Tabelle B-6.** Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken auf Basis der VGB-Statistik [51] für die Zeiträume von 1988 bis 1992 und 1993 bis 1997 ohne Berücksichtigung der Kategorie C

Kraftwerkstechnologie/-typ	1988 bis 1992				1993 bis 1997			
	$\hat{D}_0$	$\hat{D}_{12}$	$\hat{E}(T_B)$	$\hat{E}(T_I)$	$\hat{D}_0$	$\hat{D}_{12}$	$\hat{E}(T_B)$	$\hat{E}(T_I)$
fossil befeuertes Kraftwerk	0,38	0,71	485 h	33 h	0,47	0,73	607 h	46 h
- Steinkohlekraftwerk	0,36	0,68	494 h	37 h	0,48	0,74	541 h	49 h
- Braunkohlekraftwerk	0,40	0,73	451 h	26 h	0,46	0,72	664 h	30 h
- Gas-/Ölkraftwerk	0,30	0,55	706 h	65 h	0,43	0,67	839 h	198 h
Kernkraftwerk	0,18	0,35	938 h	42 h	0,23	0,55	1 845 h	82 h
Kombi-Anlage	0,32	0,43	214 h	29 h	0,38	0,58	267 h	14 h
Gasturbine	0,45	0,58	138 h	48 h	0,48	0,67	9 h	159 h

Mit Ausnahme der Gasturbinen lässt sich eine z. T. sehr deutliche Erhöhung der mittleren Betriebsdauern der Kraftwerke in der zweiten Hälfte der Dekade feststellen. Da aber auch die Instandsetzungsdauern im Mittel länger dauerten – abgesehen von den Kombi-Kraftwerken, bei denen sie sich halbierten –, resultieren daraus nicht unbedingt höhere Verlässlichkeiten der Kraftwerke. Als weiteres Merkmal der zeitlich differenzierten Analyse haben sich die Dringlichkeiten einer störungsbedingten Sofortabschaltung erkennbar gesteigert. Der Grund dafür liegt darin, dass sich die Sofortabschaltungen nicht in dem Maße verringerten wie die aufschiebbaren Stillsetzungen.

**Tabelle B-7.** *Nichtverlässlichkeiten von Kraftwerken auf Basis der VGB-Statistik [51] für die Zeiträume von 1988 bis 1992, 1993 bis 1997 und 1988 bis 1997 ohne und mit Berücksichtigung der virtuellen Anfahrzeiten*

<i>Kraftwerkstechnologie/-typ</i>	<i>1988 bis 1992</i>		<i>1993 bis 1997</i>		<i>1988 bis 1997</i>	
	$\hat{N}V$	$\hat{N}V'$	$\hat{N}V$	$\hat{N}V'$	$\hat{N}V$	$\hat{N}V'$
fossil befeuertes Kraftwerk	6,9 %	6,3 %	7,5 %	7,1 %	7,2 %	6,8 %
- Steinkohlekraftwerk	7,4 %	6,9 %	8,8 %	8,4 %	8,2 %	7,7 %
- Braunkohlekraftwerk	6,1 %	5,5 %	4,8 %	4,4 %	5,3 %	4,8 %
- Gas-/Ölkraftwerk	8,8 %	8,4 %	19,3 %	19,1 %	14,0 %	13,7 %
Kernkraftwerk	4,8 %	4,3 %	4,5 %	4,3 %	4,7 %	4,3 %
Kombi-Anlage	13,0 %	11,9 %	5,9 %	4,9 %	8,8 %	7,8 %
Gasturbine	25,9 %	25,9 %	94,8 %	94,8 %	43,9 %	43,9 %

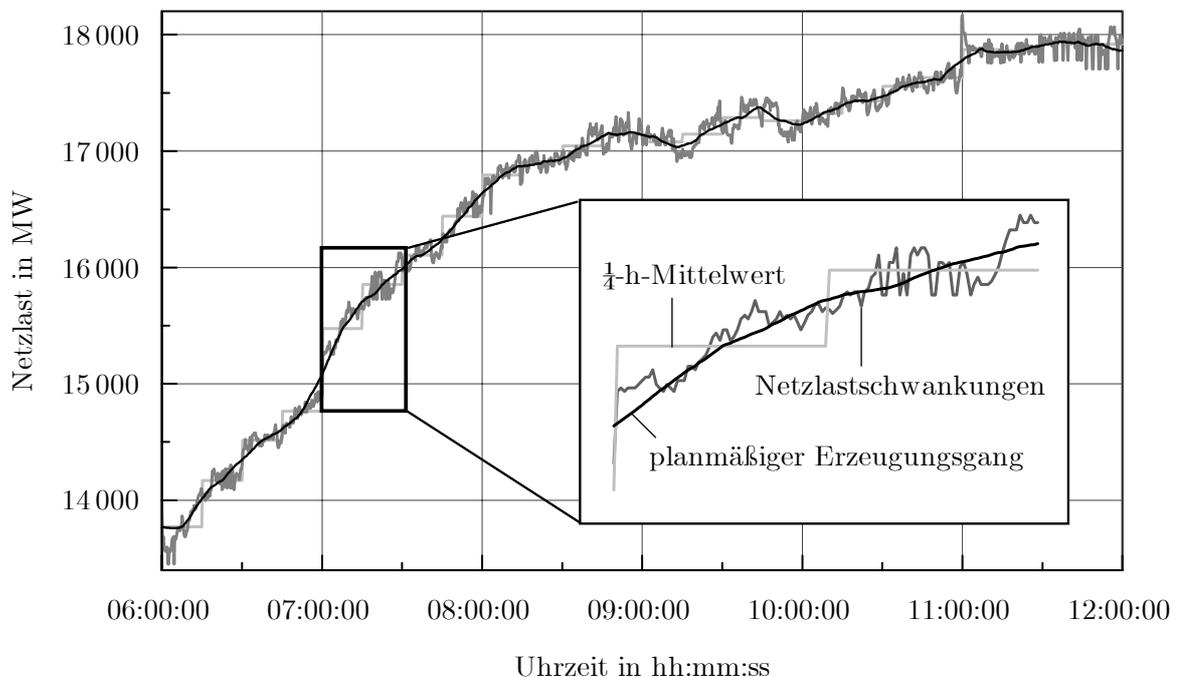
Zur Beurteilung der Ergebnisse werden diese im Einzelnen kurz analysiert. Bei den fossil befeuerten Kraftwerken erhöhten sich die mittleren Betriebsdauern bei Einbezug der Kategorie C um über 30 % bzw. bei Vernachlässigung der Kategorie C um etwa 25 % gegenüber der ersten Hälfte der Dekade. Da bei den mittleren Instandsetzungsdauern mit knapp 50 % eine noch deutlichere Zunahme zu verzeichnen war, hat sich insgesamt die Nichtverlässlichkeit etwas erhöht. Diese Entwicklung wurde von den Steinkohlekraftwerken, vor allem aber von den Erdgas- und Ölkraftwerken getragen. Die mittleren Instandsetzungsdauern von Braunkohlekraftwerken haben zwar auch leicht zugenommen. Da die mittleren Betriebsdauern jedoch im Verhältnis dazu deutlich stärker gesteigert werden konnten, hat sich entsprechend auch die Nichtverlässlichkeit verringert. Bei den Kernkraftwerken haben sich sowohl die Betriebs- als auch die Instandsetzungsdauern knapp verdoppelt. Der bemerkenswerte Rückgang der Nichtverlässlichkeit von Kombi-Kraftwerken beruht nur zu einem kleinen Teil auf den höheren Betriebsdauern in der zweiten Hälfte der erfassten Dekade. Hauptverantwortlich sind die mittleren Instandsetzungsdauern, die mehr als halbiert werden konnten. Zu relativieren ist die extreme Zunahme der Nichtverlässlichkeit von Gasturbinen.

Diese beruht im Wesentlichen auf jeweils zwei nicht disponiblen Ereignissen im Jahr 1995 (Generatorerregung und Generatorschalter) sowie im Jahr 1996 (Fehlbedienung beim Synchronisieren und Generatorerregung), die zu dem extrem niedrigen Durchschnittswert für die Betriebsdauer und die Verdreifachung der mittleren Instandsetzungsdauern führten. Ebenso sind die deutlichen Unterschiede bei den Erdgas-/Ölkraftwerken auf besondere Ereignisse, wie z. B. an einer Gasreduzierstation im Jahr 1996, zurückzuführen. Dass solche einzelne Ereignisse einen derart großen Einfluss auf die Zuverlässigkeitskenngrößen ausüben können, liegt vor allem an den relativ geringen Anlagenjahren, auf die sich die Auswertung stützt. Während Stein- und Braunkohlekraftwerke mit insgesamt 566 bzw. 491 Anlagenjahren erfasst sind und somit auch bei einer 5-jährigen Betrachtung eine entsprechend breite Datengrundlage zur Ableitung von Zuverlässigkeitskenngrößen bieten, stehen bei den Erdgas-/Ölkraftwerken und den Gasturbinen nur etwa ein Drittel der Anlagenjahre zur Verfügung. Bei den Kombianlagen beträgt die erfasste Anzahl dagegen nicht einmal ein Viertel der von Stein- und Braunkohlekraftwerken. Von daher ist es auch sinnvoll, bei diesen drei Kraftwerksarten den gesamten 10-jährigen Zeitraum für abgesicherte Ergebnisse heranzuziehen, auch wenn dadurch zeitliche Veränderungen der Zuverlässigkeitskenngrößen durch Modernisierungsmaßnahmen oder Neubauten nicht mehr erkannt und berücksichtigt werden können. Gemessen an den Anlagenjahren trifft dies zwar auch für die Kernkraftwerke zu. Mit Blick auf die Betriebsprotokolle der letzten Jahre [133-136] wird der Trend zu höheren mittleren Betriebsdauern bestätigt, weshalb hier die Ergebnisse für die zweite Dekadenhälfte als repräsentativ eingeschätzt werden dürfen.

## Anhang C

# Zur Erläuterung der SRL-relevanten Leistungsdefizite

Die Lastschwankungen werden üblicherweise als die kurzfristigen Abweichungen vom  $\frac{1}{4}$ -h-Mittelwert der Last aufgefasst und den Leistungsdefiziten im Wirkungsbereich der SRL gleichgesetzt. Wie im Folgenden auch anhand **Abbildung C-1** erklärt wird, ist jedoch strenggenommen nicht der  $\frac{1}{4}$ -h-Mittelwert der Last maßgeblich. Vielmehr ist die momentane, geplant abgegebene, d. h. um alle kraftwerks-, prognose- und stromtransitbedingten Abweichungen bereinigte Erzeugerleistung als eigentlich korrekte Bezugsbasis zur Ermittlung der SRL-relevanten Leistungsdefizite anzusehen.



**Abbildung C-1.** Darstellung der Netzlastschwankungen als Leistungsabweichungen vom  $\frac{1}{4}$ -h-Mittelwert der Last und von der momentanen Erzeugungsleistung

Zwar beruht der Kraftwerkseinsatzplan i. d. R. auf  $\frac{1}{4}$ -h-Intervallen. Da die Kraftwerke diesen Fahrplan jedoch nicht sprung- bzw. treppenförmig abfahren, stellt sich ein kontinuierlicher Erzeugungsgang ein. Für den Fall ohne Kraftwerksausfälle, Last- und Windprognosefehler sowie ohne regelzonenübergreifenden Stromtransit können alle SRL-Anforderungen den Netzlastschwankungen zugerechnet werden. Zu einer Inanspruchnahme von SRL kommt es allerdings nur dann, wenn tatsächliche Abweichungen zwischen der Last und der Erzeugung auftreten. Bei geringen Lastgradienten sind die Unterschiede zwischen dem kontinuierlichen Erzeugungsgang und dem  $\frac{1}{4}$ -h-Fahrplan nahezu vernachlässigbar. Für diese Zeitabschnitte ist es im Endeffekt auch belanglos, ob der  $\frac{1}{4}$ -h-Fahrplan oder der momentane Erzeugungsgang als Bezugsgröße für die SRL-relevanten Leistungsdefizite gewählt wird. Bei höheren Lastgradienten treten jedoch zwangsläufig auch größere Abweichungen zwischen dem kontinuierlichen Erzeugungsgang und dem treppenförmigen  $\frac{1}{4}$ -h-Fahrplan auf. Infolgedessen kann es auch zu einem entsprechend bedeutenderen Einfluss der Bezugsgröße für die SRL-relevanten Leistungsdefizite kommen. Da man bei Wahl des  $\frac{1}{4}$ -h-Mittelwerts als Bezugsgröße im Gesamtergebnis größere Leistungsabweichungen erwarten darf, kann diese im Sinne der Versorgungssicherheit als konservativ anzusehende Definition vertreten werden. Unterstellt man für den Erzeugungsgang als Anhaltsgröße den gleitenden 15-min-Mittelwert der Last, führt dies bei den Netzlastschwankungen im Ergebnis auf eine um knapp 20 % geringere Standardabweichung der Leistungsabweichungen. Entsprechend würde sich bei Einzelbetrachtung der Netzlastschwankungen auch der berechnete SRL-Bedarf reduzieren. Bei gemeinsamer Betrachtung aller Einflussfaktoren fällt der Unterschied im SRL-Bedarf jedoch deutlich geringer aus. Fundiertere Aussagen darüber lassen sich jedoch nur über eine Analyse von entsprechend geeigneten Messdaten bzw. über eine Kraftwerks-Betriebssimulation in Erfahrung bringen.

## Anhang D

# Abschätzung des windbedingten Anteils an den Netzlastschwankungen

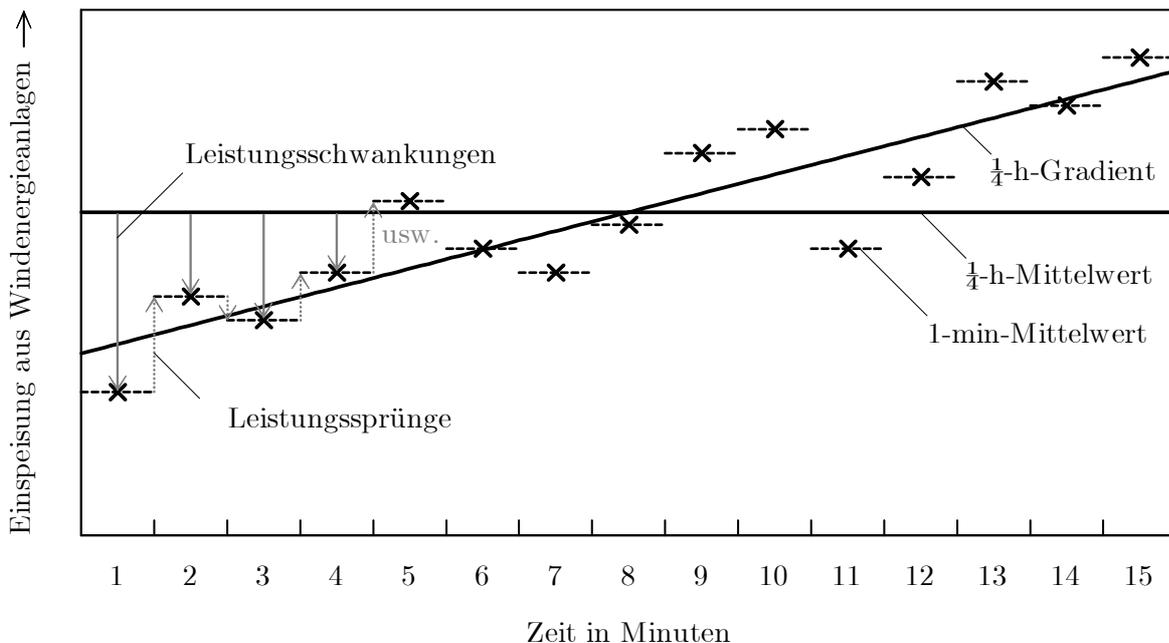
Die im Abschnitt 3.3.1 analysierten Netzlastschwankungen enthalten neben den dominierenden Verbraucherlastschwankungen auch die kurzfristigen Schwankungen der Windstromeinspeisung. Eine exakte Trennung der Verbraucherlastschwankungen von den Netzlastschwankungen ist aufgrund fehlender synchron aufgezeichneter Messwerte der kurzfristigen Schwankungen der Windstromeinspeisung nicht möglich. In Deutschland stehen zwar im Prinzip umfangreiche Messdaten über den Leistungsgang von zahlreichen Windenergieanlagen, die im Rahmen des wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm (WMEP) erhoben werden, zur Verfügung. Da die Messwerte mit einer maximalen Zeitauflösung von fünf Minuten [138] archiviert werden, können daraus keine direkten Aussagen über die SRL-relevanten Leistungsfluktuationen abgeleitet werden.

Für den Versuch einer quantitativen Abschätzung des windbedingten Anteils an den Netzlastschwankungen und somit die Ermittlung der reinen Verbraucherlastschwankungen werden Analysen der kurzfristigen Leistungsabgabe von US-amerikanischen Windparks herangezogen, die vom NREL (National Renewable Energy Laboratory) zusammen mit anderen Partnern durchgeführt wurden [139,140]. Diese dienen als Ausgangsbasis zur Hochrechnung auf den in den Netzlastschwankungen enthaltenen Windanteil. Die Netzlast- und Windschwankungen werden dabei jeweils in Form der 1-min-Mittelwerte betrachtet.

### D.1 Fluktuationen der Leistungsabgabe eines Windparks

Im Rahmen dieser Arbeit sind die Windschwankungen als die Abweichungen der kurzfristigen WEA-Leistungseinspeisung vom  $\frac{1}{4}$ -h-Mittelwert definiert. In [139,140] sind die kurzfristigen Leistungsschwankungen des Windparks Lake Benton II jedoch nicht dahingehend, sondern mit Blick auf die zeitlichen Leistungsgradienten (als Reg-

ressionsgerade der Leistungsschwankungen innerhalb einer betrachteten Zeitspanne) sowie die Sprünge zwischen zwei aufeinander folgenden Messwerten analysiert worden. Zum besseren Verständnis sind in **Abbildung D-1** die Zusammenhänge und Definitionen der relevanten Größen zusätzlich grafisch umgesetzt.



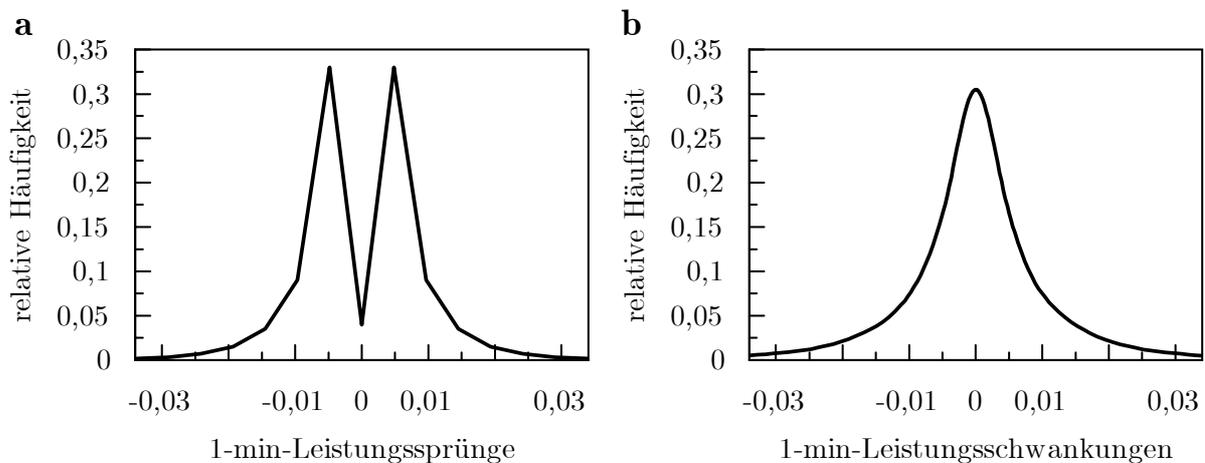
**Abbildung D-1.** Zusammenhang zwischen Schwankungen, Gradient und Sprünge der Leistungseinspeisung aus Windenergieanlagen

Nach Auskunft vom NREL [141] wurden auch Analysen über die Leistungsabweichungen vom gleitenden Mittelwert durchgeführt. Bei Betrachtung der Abweichungen der 1-min-Leistungswerte vom Mittelwert über die sieben vorausgehenden bis einschließlich den sieben nachfolgenden 1-min-Leistungswerte bewegt sich die Standardabweichung zwischen 774 und 1 428 kW für die zwölf Monate des Jahres 2003. Als Durchschnittswert ergeben sich 1 040 kW bzw. 1,00 % bezogen auf die gesamte Windparkleistung von 103,5 MW. Die positiven und negativen Maximalwerte liegen dabei zwischen +9 163 kW und +40 932 kW bzw. -9 648 kW und -46 667 kW. Folglich besitzt die Häufigkeitsverteilung der Leistungsschwankungen eine sehr steile Form. Dies gilt ebenso für die Leistungsschwankungen beim Windpark Buffalo Ridge. Bei diesem beträgt die mittlere Standardabweichung 1 880 kW; bezogen auf die Windparkleistung von 220 MW sind dies 0,85 %. Erwartungsgemäß verringert sich also die relative Standardabweichung mit zunehmender Windparkgröße.

Grundsätzlich gilt, dass sich die Standardabweichung im Vergleich zur gleitenden 15-min-Mittelwertbildung bei Betrachtung von festen 15-min-Intervallen vergrößert. Dies bestätigt sich auch bei den Netzlastschwankungen (siehe Abbildung 3-11). Hier wei-

chen die Werte für die Standardabweichung um knapp 20 % voneinander ab. Dieser Unterschied kann zwar nicht eins zu eins auf die Leistungsschwankungen von Windparks übertragen werden, da es sich hier u. a. um unterschiedliche Verteilungsformen handelt, dennoch zeigt er in etwa die Größenordnung auf.

Alleine aus den Angaben der Standardabweichung und den gemessenen Minimal- und Maximalwerten lässt sich kein eindeutiger Verlauf der Häufigkeitsverteilung bestimmen. Allerdings kann zusätzlich mit Hilfe der Häufigkeitsverteilung der Leistungssprünge, welche in **Abbildung D-2 a** dargestellt sind, die der Leistungsschwankungen abgeschätzt werden, wenn dabei von einer gewissen Ähnlichkeit der beiden Verteilungsformen ausgegangen wird. Aus den genannten Angaben und Überlegungen wird zur Abschätzung der Größenordnung des windbedingten Anteils an den Netzlastschwankungen für die Häufigkeitsverteilung der Leistungsschwankungen eine doppelt logarithmierte Normalverteilung mit dem Mittelwert 1,68 und einer Standardabweichung von 0,23 der doppelt logarithmierten Werte unterstellt. Die resultierende Häufigkeitsverteilung der Leistungsschwankungen weist dabei eine Standardabweichung von 1,2 % der gesamten Windparkleistung auf. Sie ist in normierter Form in **Abbildung D-2 b** aufgetragen.



**Abbildung D-2 a u. b.** Häufigkeitsverteilungen der 1-min-Leistungssprünge (a) und 1-min-Leistungsschwankungen (b) der Windleistungsabgabe des Windparks Lake Benton II; in normierter Form; Quelle: [139-141] und eigene Abschätzung

## D.2 Hochrechnung auf die gesamten Windschwankungen

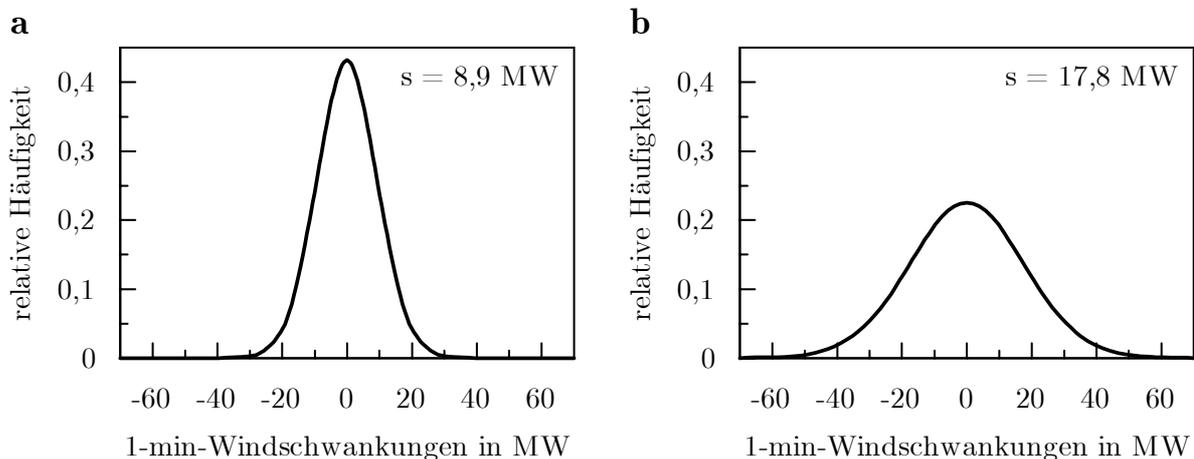
Ausgangspunkt bei der Hochrechnung der Leistungsschwankungen eines Windparks auf die gesamten sich aus der Überlagerung ergebenden Windschwankungen bildet die Aufteilung der gesamten installierten WEA-Leistung in Windparks mit identischer Windparkleistung. Diese zugrundegelegten Windparks werden im Weiteren als Refe-

renzkollektive bezeichnet. Auf diese Referenzkollektive wird die geschätzte Häufigkeitsverteilung der Leistungsschwankungen des Windparks Lake Benton II (in normierter Form) übertragen. Des Weiteren wird von einer stochastischen Unabhängigkeit der Leistungsschwankungen der Referenzkollektive untereinander ausgegangen. Aus der Überlagerung der Leistungsschwankungen aller Referenzkollektive resultieren schließlich die Schwankungen der gesamten Windleistungsabgabe.

Eine Hochrechnung von Einzelanlagen auf alle WEA ist deshalb nicht sinnvoll, da zwischen benachbarten WEA, z. B. in einem Windpark, eine stochastische Abhängigkeit zwischen den Leistungsfluktuationen der einzelnen Anlagen untereinander besteht. Nach [142] kann bei Betrachtung der 5-Minutenleistungsmittelwerte ab einer Entfernung von etwa 25 km von unkorrelierten Leistungsschwankungen ausgegangen werden. Angesichts der hier zugrundeliegenden 1-Minutenleistungsmittelwerte kann diese Entfernung geringer angesetzt und auf eine Gebietsgröße vergleichbar mit einer Ortschaft oder einem Postleitzahlenbereich (Gemeinde) übertragen werden. In Deutschland beträgt die durchschnittlich installierte WEA-Leistung in einem Windpark oder in der Gemarkung einer Ortschaft ungefähr 3 MW und innerhalb der Gemeindegrenzen knapp 9 MW. Dies zeigt die Analyse der WEA-Standortinformationen auf Basis der Betreiber-Datenbasis [132], die nahezu alle der in Deutschland installierten und betriebenen WEA enthält. Auf der anderen Seite beläuft sich der Anteil der in den Gemeinden installierten WEA-Leistung mit einer Leistung von 50 MW und mehr auf über 21 %, d. h. auf gut ein Fünftel der gesamten in Deutschland installierten Windkonverterleistung, die damit auch einen bedeutenden (überproportionalen) Anteil an den Windschwankungen einnehmen. Vor diesem Hintergrund wird im Sinne einer Maximal-Abschätzung des Windanteils an den Netzlastschwankungen bei der Hochrechnung als Referenzkollektiv ein 100-MW-Windpark betrachtet. Bei kleineren Referenzkollektiven (z. B. auf Basis der oben genannten Durchschnittsgrößen für Windparks oder Gemeinden) wäre zwar mit relativ gesehen erheblich größeren Leistungsschwankungen des WEA-Kollektivs zu rechnen. Bei der anzunehmenden stochastischen Unabhängigkeit zwischen den Leistungsschwankungen der Referenzkollektive wären jedoch die Ausgleichseffekte zwischen den Referenzkollektiven derart wirksam, dass sich im Ergebnis insgesamt geringere Windschwankungen berechnen würden. Dies kann man auch an den Daten der beiden vom NREL untersuchten Windparks erkennen. So beträgt die Standardabweichung der Leistungsschwankungen des Lake Benton II 1 040 kW. Hochgerechnet auf die Größe des Windparks Buffalo Ridge ergäbe sich eine Standardabweichung von knapp 1 500 kW, was deutlich unter den ermittelten 1 880 kW liegt.

Zum Zeitpunkt der Aufzeichnungen der Netzlastschwankungen (Abbildung 3-10) waren in der E.ON-Regelzone ca. 5 500 MW (in Deutschland: 12 500 MW) an WEA-Leistung installiert. Aufgeteilt in 55 Referenzkollektive führt die Hochrechnung auf die Häufigkeitsverteilung der gesamten Windschwankungen in **Abbildung D-3 a**. Für

die Standardabweichung berechnen sich knapp  $\sqrt{55 \cdot (1,2 \text{ MW})^2} \approx 9 \text{ MW}$  (vgl. auch [83, S. 161]). Rechnet man die Standardabweichung der Windschwankungen von 9 MW aus den Netzlastschwankungen mit einer Standardabweichung von 85,0 MW heraus, führt dies für die reinen Verbraucherlastschwankungen auf eine Standardabweichung von  $\sqrt{(85,0 \text{ MW})^2 - (9,0 \text{ MW})^2} \approx 84,5 \text{ MW}$ . Daran lässt sich erkennen, dass der Anteil des Windes an den Netzlastschwankungen gering und deshalb auch vernachlässigbar ist. Dies kann im Prinzip selbst bei Vervielfachung der Windkonverterleistung vertreten werden. Hier verdoppelt sich die Standardabweichung der Windschwankungen auf knapp 18 MW (**Abbildung D-3 b**). Überlagert mit den Verbraucherlastschwankungen berechnet sich dann für die Netzlastschwankungen eine Standardabweichung von 86,4 MW, was somit nur eine marginale Erhöhung gegenüber der heutigen Situation darstellt.



**Abbildung D-3 a u. b.** Häufigkeitsverteilungen der 1-min-Windschwankungen zum Zeitpunkt der Aufzeichnungen der Netzlastschwankungen (a) und bei Vervielfachung der Windkonverterleistung (b) in absoluter Darstellung



## Anhang E

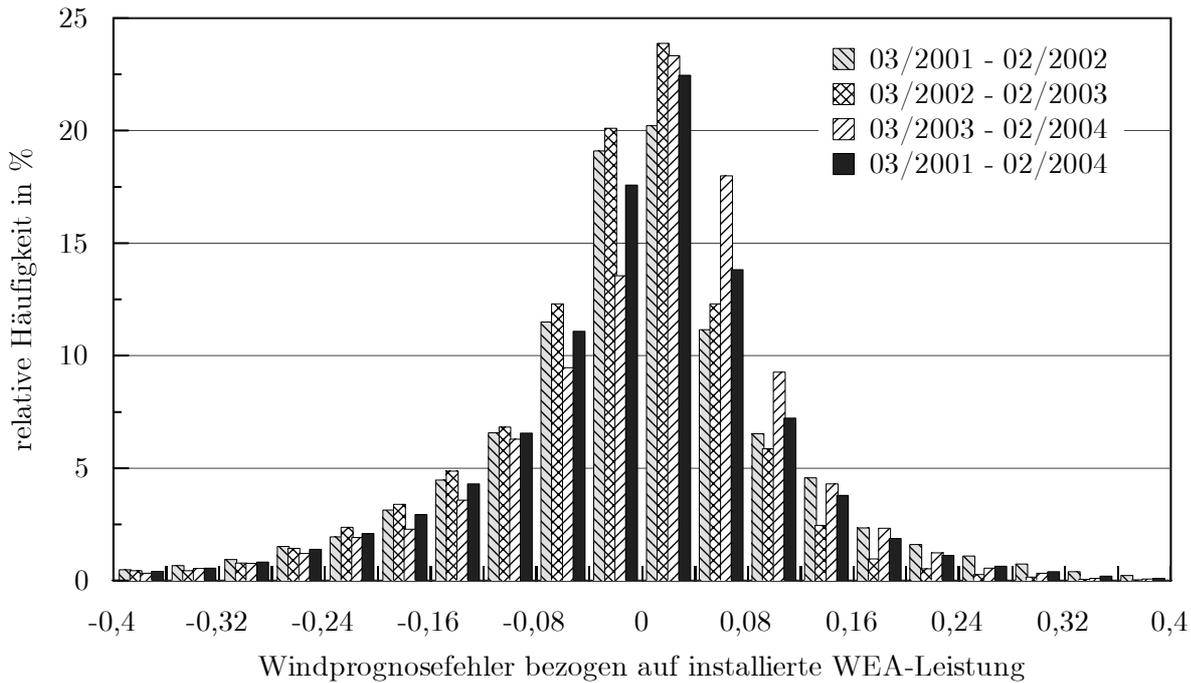
# Statistische Analyse und prognostische Synthese der Windprognosefehler

Nachfolgend werden weitere, über den Abschnitt 3.4.2 hinausgehende statistische Analysen, mögliche Definitionen der Windreserveleistung mit den Anforderungsprofilen der RL-Arten sowie ein Ansatz zur prognostischen Synthese der Windprognosefehler vorgestellt. Ziel der prognostischen Synthese ist, Aussagen über die mögliche künftige Entwicklung der Windprognosefehler unter Berücksichtigung der Offshore-Windenergienutzung machen zu können.

### E.1 Weitergehende statistische Analysen

**Jährliche Unterschiede der Windprognosefehler.** Die Höhe und Häufigkeitsverteilung der Windprognosefehler (WPF) unterliegt wie die Windstromeinspeisung jährlichen Schwankungen. **Abbildung E-1** zeigt für die dreijährigen Aufzeichnungen in der E.ON-Regelzone die unterschiedlichen Häufigkeitsverteilungen der einzelnen Jahre. Wie sich feststellen lässt, gibt es deutliche Abweichungen der einzelnen Jahre untereinander sowie von der gemeinsamen Durchschnittsverteilung. Die jährlichen Unterschiede lassen sich auch an den Maximalwerten und Zeitanteilen der positiven und negativen WPF ablesen. Diese sind in **Tabelle E-1** für die einzelnen Jahre (jeweils von März bis Februar des folgenden Jahres) sowie für den gesamten Zeitraum aufgelistet. Im Vergleich dazu sind auch die deutschlandweiten Werte angegeben. Während im ersten Jahr die positiven Windprognosefehler (49 % Zeitanteil) sich mit den negativen (51 % Zeitanteil) in etwa die Waage halten, überwiegen im zweiten Jahr die negativen Windprognosefehler mit 53,4 % zu 46,5 % schon deutlicher. Völlig umgekehrt verhält es sich im dritten Jahr. Hier treten die positiven Windprognosefehler mit knapp 60 % deutlich häufiger auf als die negativen Windprognosefehler mit gut 40 %. Ebenso lassen sich bei den Maximalwerten deutliche Unterschiede erkennen. Während im ersten Jahr insgesamt die größten Prognosefehler zu verzeichnen sind, unterscheiden sich die

beiden anderen Jahre darin, dass im zweiten Jahr insgesamt eine Verschiebung zu negativen Prognosefehlern hin und im dritten Jahr eher zu positiven Prognosefehlern hin festzustellen ist. Ein Zusammenhang mit der jährlichen Windstrommenge konnte nicht gefunden werden. Inwieweit auch eine zunehmende Prognosegüte des Vorhersagetools eine Rolle spielt, kann hier nicht beantwortet werden. Für die grundsätzlichen Unterschiede in den einzelnen Jahren ist diese aber nicht verantwortlich zu machen.

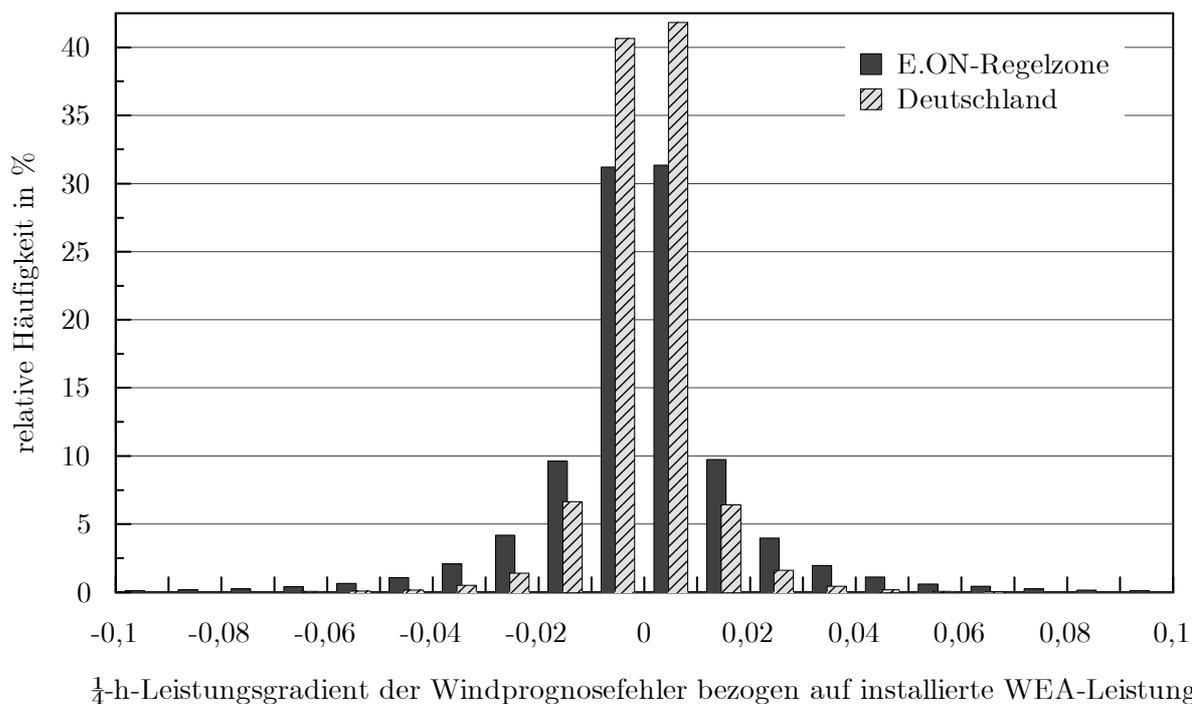


**Abbildung E-1.** Gesamte und jährliche Häufigkeitsverteilungen der Windprognosefehler in der E.ON-Regelzone von März 2001 bis Februar 2004

**Tabelle E-1.** Maximalwerte und Zeitanteile der positiven und negativen Windprognosefehler in der E.ON-Regelzone von März 2001 bis Februar 2004 und in Deutschland im Jahr 2005

	E.ON-Regelzone			gesamt	Deutschland
	2001/2002	2002/2003	2003/2004		2005
<i>Maximalwerte</i>					
- positiv	58,3 %	44,2 %	55,4 %	58,3 %	24,9 %
- negativ	-64,6 %	-62,4 %	-51,5 %	-64,6 %	-30,2 %
<i>Zeitanteile</i>					
- positiv	49,0 %	46,5 %	59,6 %	51,8 %	53,6 %
- negativ	51,0 %	53,5 %	40,4 %	48,2 %	46,4 %

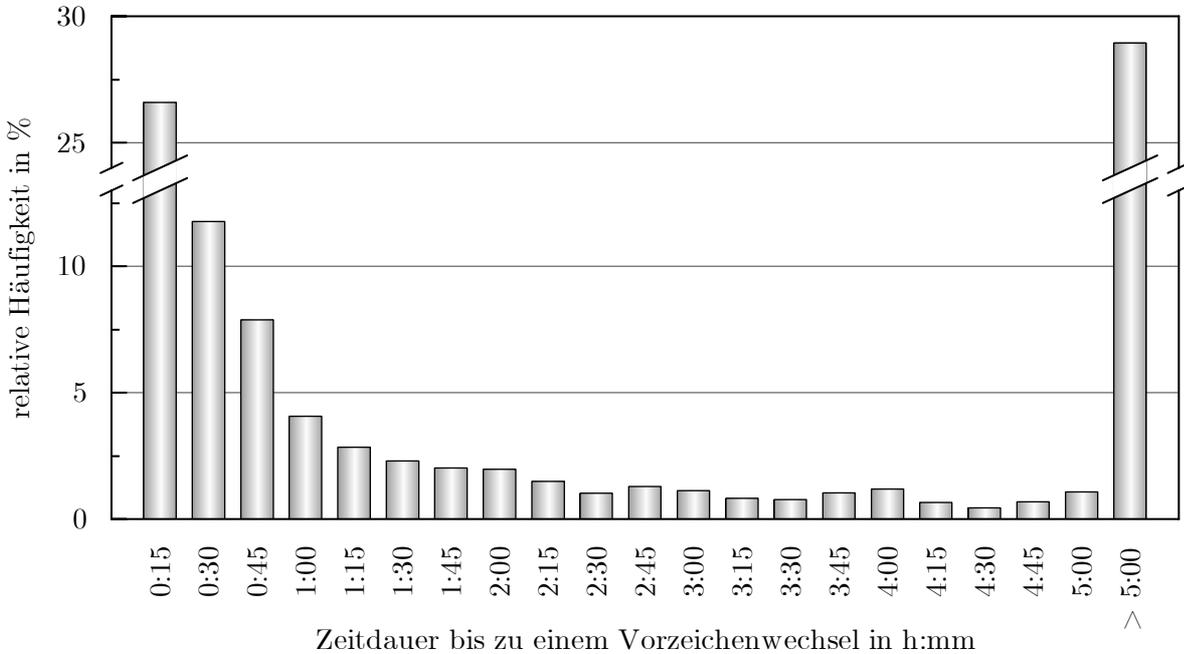
**Dynamik der Windprognosefehler.** Weitere interessante Kenngrößen sind die Gradienten und Zeitdauern bis zu einem Vorzeichenwechsel der Windprognosefehler. **Abbildung E-2** zeigt die aufgetretenen  $\frac{1}{4}$ -h-Leistungsgradienten der WPF-Aufzeichnungen in der E.ON-Regelzone sowie der deutschlandweiten Erfassung. Demnach bewegt sich in über 60 bzw. 80 % der Fälle die Veränderung der WPF betragsmäßig innerhalb von 1 % der installierten WEA-Leistung. Die Wahrscheinlichkeit von Gradienten mit mehr als 3 % beträgt sogar unter 10 bzw. 2 %. Dennoch können die Unterschiede in den Windprognosefehlern zwischen zwei Viertelstunden bis zu 40 bzw. 14 % der installierten WEA-Leistung ausmachen (in der Abbildung E-2 nicht mehr enthalten). Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich die Windprognosefehler in der überwiegenden Zeit in ihrer Höhe relativ langsam verändern, aber in seltenen Fällen doch auch z. T. sehr große Leistungsgradienten auftreten können.



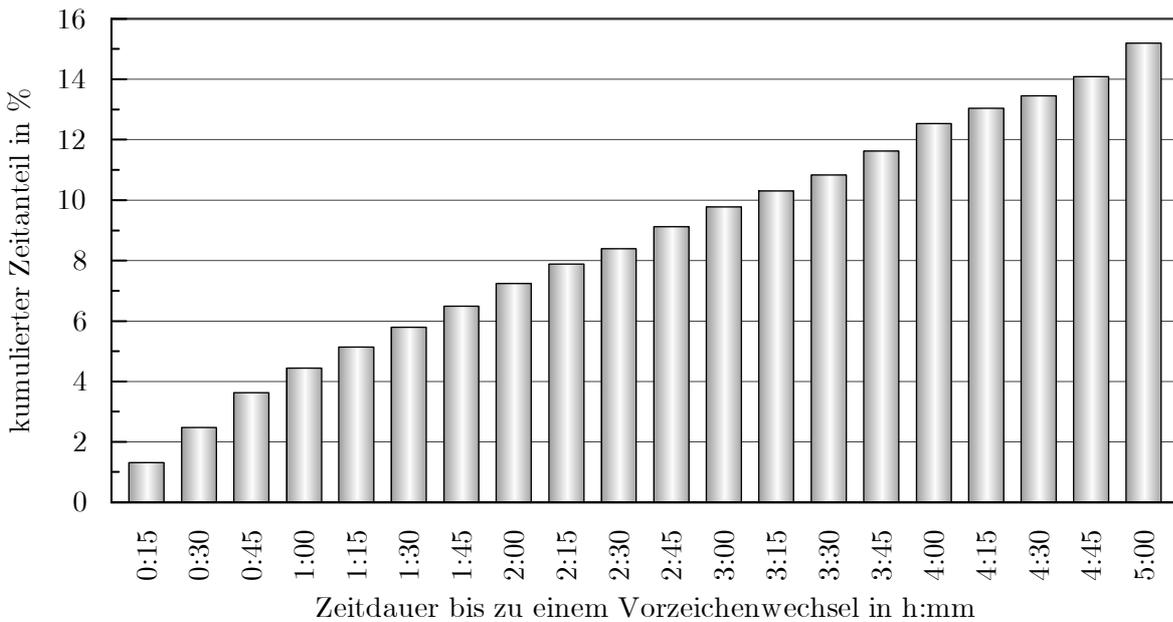
**Abbildung E-2.** Häufigkeitsverteilung der  $\frac{1}{4}$ -h-Windprognosefehlergradienten in der E.ON-Regelzone von März 2001 bis Februar 2004 sowie in Deutschland im Jahr 2005

Die relative Statik in der zeitlichen Veränderung verdeutlichen auch die Analyseergebnisse über die Zeitdauern bis zu einem Vorzeichenwechsel im Prognosefehler. Über 50 % der Intervalle erstrecken sich über eine Stunde und mehr (**Abbildung E-3**). In 30 % der Fälle dauern sie sogar fünf Stunden und mehr. Zeitdauern von nur einer Viertelstunde bis zum Vorzeichenwechsel betreffen zwar über 25 % aller Intervalle. Unter Einbezug der Intervallsdauern umfassen diese gerade mal etwa 1 % der gesamten Zeit (**Abbildung E-4**). Selbst alle Intervalle mit einer Dauer von bis zu fünf Stun-

den machen insgesamt nur etwa 15 % der Gesamtzeit eines Jahres aus. Bei den deutschlandweiten WPF zeigen sich sehr ähnliche Ergebnisse mit einer geringen Tendenz zu noch größeren Zeitdauern bis zu einem Vorzeichenwechsel.

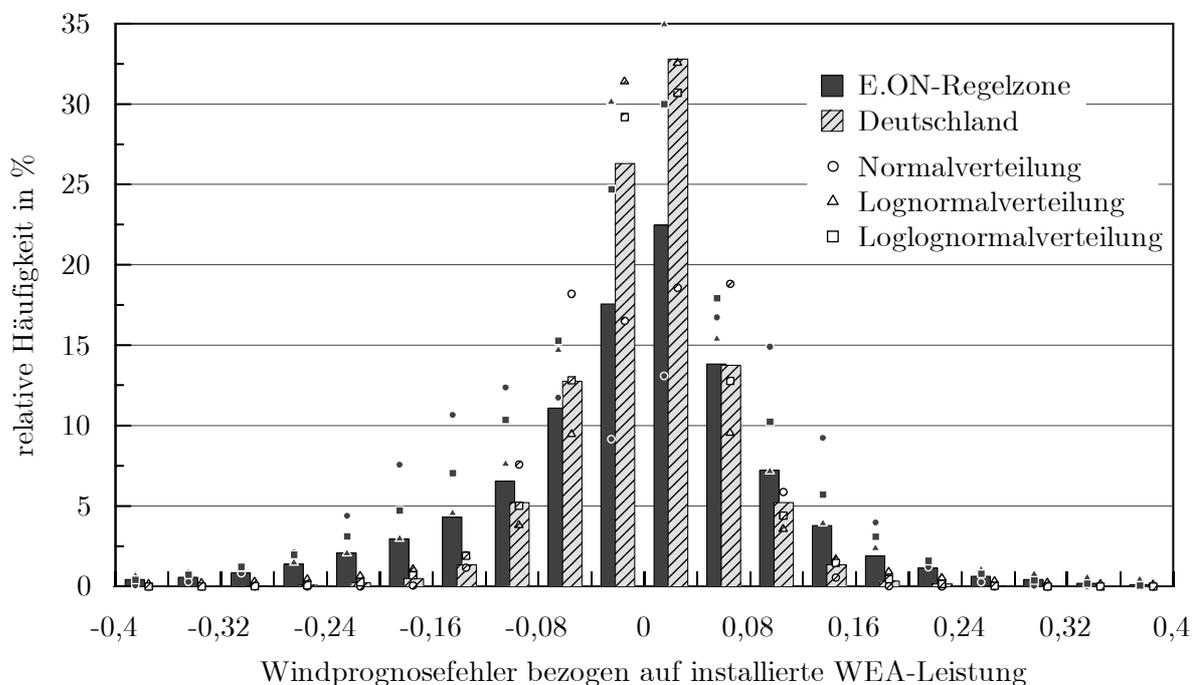


**Abbildung E-3.** Häufigkeitsverteilung der Zeitdauern bis zu einem Vorzeichenwechsel der Windprognosefehler in der E.ON-Regelzone von März 2001 bis Februar 2004



**Abbildung E-4.** Kumulierter Zeitanteil der Zeitdauern bis zu einem Vorzeichenwechsel der Windprognosefehler in der E.ON-Regelzone von März 2001 bis Februar 2004

**Funktionale Nachbildung der Windprognosefehler.** Wie Abbildung 3-16 verdeutlicht, gestaltet sich eine hinreichend genaue mathematische Beschreibung der gesamten Verteilungsdichte der Windprognosefehler mit nur einer Funktion äußerst schwierig, zumal ihre wahre Dichtefunktion unbekannt ist. Deshalb ist es sinnvoll, die negativen und positiven Windprognosefehler getrennt durch eine mathematische Funktion anzunähern. **Abbildung E-5** ist zu entnehmen, dass sich das Histogramm am besten durch eine zweifach logarithmierte Normalverteilung<sup>10</sup> (Loglognormalverteilung) nachbilden lässt. Eine Normalverteilung liefert bei kleinen Prognosefehlern eine zu geringe, bei mittleren eine deutlich zu hohe und bei sehr großen eine wiederum zu kleine Auftrittswahrscheinlichkeit. Bei der einfach logarithmierten Normalverteilung (Lognormalverteilung) verhält es sich gerade umgekehrt.



**Abbildung E-5.** Häufigkeitsverteilung der Windprognosefehler in der E.ON-Regelzone von März 2001 bis Februar 2004 sowie in Deutschland im Jahr 2005 und deren Nachbildung durch eine Normalverteilung, logarithmische Normalverteilung und zweifach logarithmische Normalverteilung

<sup>10</sup> Bei der Loglognormalverteilung erfolgt die doppelte Logarithmierung über den Betrag von  $\ln x$  (siehe Zähler des Exponenten in Gl. (G-26)), da der Logarithmus nur für positive Zahlen definiert ist. Wenn die Windprognosefehler in normierter Form betrachtet werden, nehmen sie nur Werte im Intervall von (0,1] an (Nullwerte werden hierbei nicht betrachtet). Von daher liefert die erste Logarithmierung immer negative Werte, weshalb bei der Betragsbildung für die zweite Logarithmierung eine eindeutige Zuordnungsvorschrift zwischen den Funktionswerten erhalten bleibt.

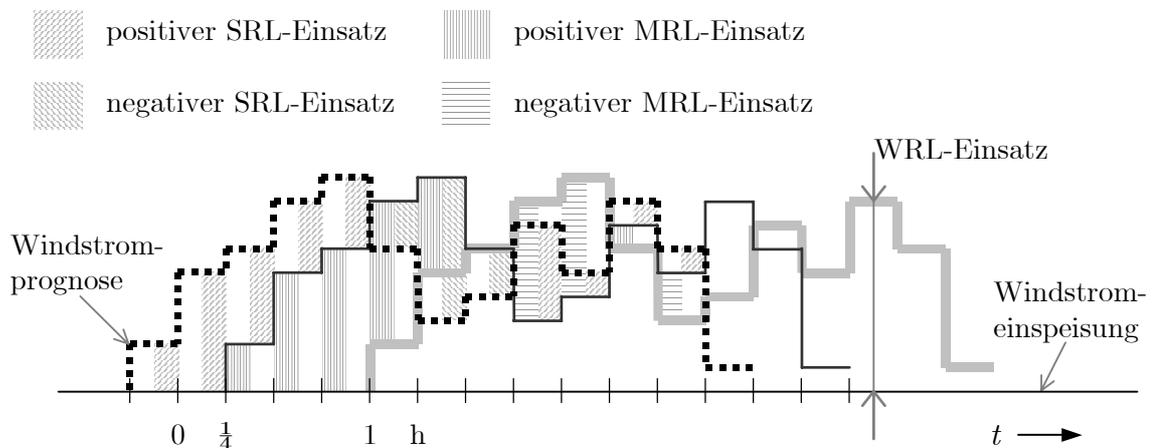
## E.2 Einsatzwahrscheinlichkeiten der RL-Arten

Die Einsatzwahrscheinlichkeiten der WRL und MRL und letztlich auch deren Bedarf wird von der Definition und Vorlaufzeit der WRL sowie der Aktivierungsstrategie der beiden RL-Arten bestimmt. Vorrangige Entscheidungsgrundlage für die WRL-Aktivierung und MRL-Vorsteuerung bildet die Prognose bzw. Einschätzung der kurzfristigen WPF-Entwicklung. Deren Güte ist somit von entscheidender Bedeutung für den MRL- und WRL-Bedarf und über die MRL-Vorsteuerung zusätzlich für die Inanspruchnahme der SRL und deren Bedarf.

Im Folgenden werden zwei mögliche Definitionen der WRL vorgestellt und der Einfluss der WRL-Zugriffszeit sowie der Güte der kurzfristigen Prognoseadaption durch den Verantwortlichen im Bereich der Tertiärregelung dargelegt. Die Größen und Zusammenhänge beziehen sich dabei auf die WPF-Aufzeichnungen der E.ON-Regelzone. Da keine Informationen über die Prognoseadaption in der Praxis vorliegen, werden hinsichtlich der Prognosegüte exemplarisch drei Varianten betrachtet. Die Güteklasse A beschreibt dabei den Fall, dass sich überhaupt keine Einschätzung der zeitnahen WPF-Entwicklung vornehmen lässt und deswegen auch stets der aktuelle Windprognosefehler für die nahe Zukunft unterstellt wird, wobei sich dieser immer erst am Ende der momentanen Viertelstunde bestimmen lässt. Damit einher geht eine zusätzliche Reaktionszeit der Tertiärregelung von einer Viertelstunde und somit eine effektive Verzugszeit der MRL von zwei Viertelstunden. Bei der Güteklasse B wird für die kurzfristige Prognose zwar ebenfalls der aktuelle WPF unterstellt, d. h. dass von keiner Veränderung ausgegangen wird. Im Unterschied zur Güteklasse A wird hier jedoch angenommen, dass sich dieser bereits in den ersten 7,5 Minuten der momentanen Viertelstunde mit ausreichender Genauigkeit abschätzen lässt. Aus diesem Grund kann die MRL schon zur nächsten Viertelstunde abgerufen werden, was einer effektiven Verzugszeit von einer Viertelstunde gleichkommt. Die Güteklasse C stellt die Situation nach, den aktuellen WPF bereits in den ersten 7,5 Minuten der vergangenen Viertelstunde ausreichend genau vorhersehen zu können, diesen aber ebenfalls für die weitere Entwicklung zu unterstellen. In diesem Fall bestünde keine zeitliche Verzögerung zwischen den auszuregelnden WPF und der MRL. Auf die Beschreibung und Bedeutung der drei Güteklassen wird im Zusammenhang mit der Erläuterung der zwei WRL-Definitionen noch näher eingegangen.

In Wahrheit dürfte sich die Güte wohl erheblich komplexer darstellen, da in der Praxis der aktuelle Windprognosefehler zwar oftmals schon innerhalb oder sogar schon vor der momentanen Viertelstunde ziemlich gut abgeschätzt werden kann, aber wohl nicht in allen Fällen hinreichend genau. Außerdem würden sicherlich auch aus der vergangenen Entwicklung der WPF Schlüsse für deren künftige Entwicklung gezogen und auf dieser Basis Einschätzungen mit entsprechenden Handlungen in der Tertiärregelung (MRL-Vorsteuerung und WRL-Aktivierung) vorgenommen werden.

**WRL-Definition I.** Bei dieser Definition wird mit der WRL den auftretenden WPF eins zu eins nachgefahren. Sowohl die inkrementelle als auch die dekrementelle Änderung der WRL kann erst nach Ablauf der Zugriffszeit erfolgen. Somit gleicht der zeitliche Verlauf des erforderlichen WRL-Einsatzes exakt der Entwicklung der Windprognosefehler mit dem Unterschied, dass beide Verläufe einen entsprechend der Zugriffszeit zeitlichen Versatz aufweisen. Von daher entspricht die Häufigkeitsverteilung der WPF im Wirkungsbereich der WRL genau der des gesamten Fehlers, wie sie in Abbildung 3-16 dargestellt ist. Die WRL-Einsatzwahrscheinlichkeit ist bei dieser Definition unabhängig von den hier betrachteten Güteklassen der Kurzfristprognose und der WRL-Zugriffszeit. Die Differenz zwischen den Verläufen der WPF und der eingesetzten WRL muss durch MRL und SRL ausgeglichen werden. Dabei spielt die Einschätzung des aktuellen Prognosefehlers eine entscheidende Rolle. **Abbildung E-6** zeigt einen beispielhaften Verlauf der WPF und den Einsatz an WRL, MRL und SRL für die Definition I, eine WRL-Zugriffszeit von einer Stunde und die Güteklasse A. Bei dieser Variante ist unterstellt, dass erst zum Zeitpunkt  $t = 0$  der Prognosefehler der letzten Viertelstunde bekannt ist. Entsprechend dieser Abweichung wird dann sowohl MRL als auch WRL angefordert. Die MRL ist unter Berücksichtigung ihrer Zugriffszeit von 15 Minuten in der darauffolgenden Viertelstunde und die WRL nach Ablauf ihrer Zugriffszeit verfügbar. Der effektive MRL-Einsatz ergibt sich aus der Differenz des um zwei Viertelstunden verschobenen Verlaufs der Windprognosefehler und der eingesetzten WRL. Das verbleibende Leistungsdefizit ist durch SRL zu decken, deren Einsatz sich aus der Differenz des Windprognosefehlers und der Summe des MRL- und WRL-Einsatzes bestimmt. In Abbildung E-6 sind der jeweils positive und negative SRL- und MRL-Einsatz schraffiert dargestellt, wobei zur besseren Übersicht der MRL-Einsatz nur in der ersten Hälfte und der SRL-Einsatz nur in der zweiten Hälfte der jeweiligen Viertelstunde eingezeichnet ist.



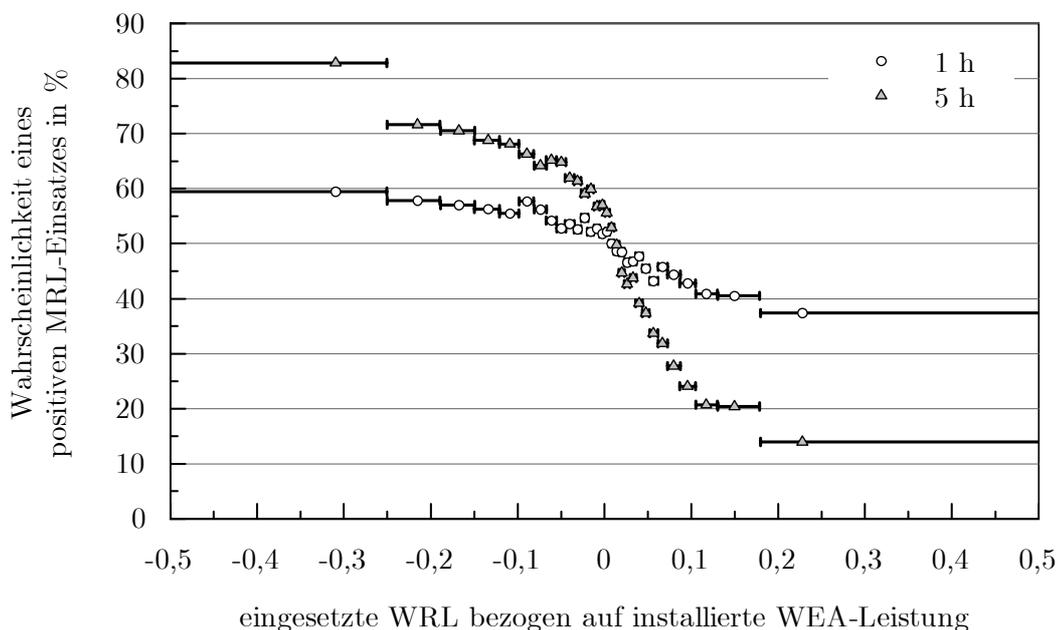
**Abbildung E-6.** RL-Einsatz für die WRL-Definition I mit einer Zugriffszeit von 1 h und Güteklasse A der Einschätzung der kurzfristigen Prognosefehlerentwicklung

Beim Einsatz an Minutenreserveleistung ist zu beachten, dass dieser nicht als statistisch unabhängig vom WRL-Einsatz angesehen werden kann. Vor allem mit zunehmender Zugriffszeit zur WRL ist zu erwarten, dass eine hohe WRL aufgrund ihrer langen Reaktionszeit durch MRL mit entgegengesetztem Vorzeichen weggeregelt werden muss, wenn der Windprognosefehler bereits wieder abnimmt (Gegenregelung). Es bestehen somit Abhängigkeiten zwischen dem MRL- und WRL-Einsatz, welcher in der Dimensionierung der Regel- und Reserveleistungen berücksichtigt werden muss. Diese Abhängigkeiten spiegeln sich im Korrelationskoeffizienten wider, der für verschiedene WRL-Zugriffszeiten in **Tabelle E-2** aufgelistet ist. Der Wertebereich des Korrelationskoeffizienten erstreckt sich dabei von  $-1$  bis  $+1$ . Ein Wert von  $-1$  bedeutet, dass die eingesetzten Leistungen an MRL und WRL absolut antikorreliert zu einander stehen. Im Falle eines Korrelationskoeffizienten von  $+1$  wäre der Einsatz von MRL und WRL absolut korreliert. Besitzt der Korrelationskoeffizient den Wert  $0$ , sind die eingesetzte MRL und WRL statistisch unabhängig voneinander und es wäre kein Zusammenhang zwischen dem MRL- und WRL-Einsatz zu berücksichtigen. Demnach ist eine eindeutige Abhängigkeit des MRL-Einsatzes vom WRL-Einsatz zu erkennen. Die Antikorrelation zwischen dem MRL- und WRL-Einsatz nimmt dabei mit zunehmender Zugriffszeit zu. D. h. es ist wahrscheinlicher, dass es bei einem Einsatz von positiver WRL zum gleichen Zeitpunkt einer negativen MRL bedarf.

**Tabelle E-2.** *Korrelationskoeffizient zur Beschreibung der statistischen Abhängigkeit des MRL- und WRL-Einsatzes für die WRL-Definition I auf Basis der WPF-Aufzeichnungen der E.ON-Regelzone*

Zugriffszeit zur WRL									
0,5 h	1 h	1,5 h	2 h	2,5 h	3 h	3,5 h	4 h	4,5 h	5 h
-0,1	-0,16	-0,21	-0,26	-0,3	-0,34	-0,37	-0,4	-0,43	-0,45

In **Abbildung E-7** ist die Wahrscheinlichkeit eines positiven MRL-Einsatzes in Abhängigkeit von der eingesetzten WRL aufgetragen. Während bei einer Zugriffszeit zur WRL von 1 h die Wahrscheinlichkeit Werte von 40 bis 60 % annimmt, lässt sich bei einer 5-stündigen Zugriffszeit eine deutliche Abhängigkeit feststellen. Ist beispielsweise eine negative WRL in Höhe von 30 % der installierten WEA-Leistung im Einsatz, muss mit einer Wahrscheinlichkeit von über 80 % eine positive MRL eingesetzt werden. Dies verdeutlicht auch folgendes Beispiel: würde zu einem Zeitpunkt zur WPF-Ausregelung eine negative WRL in Höhe von 100 % der installierten WEA-Leistung eingesetzt werden, muss die Wahrscheinlichkeit eines positiven (einschließlich des Nullwerts) MRL-Einsatzes zu diesem Zeitpunkt 100 % betragen, da von den WEA nicht mehr als die installierte Leistung abgegeben werden kann, die wegzuregeln wäre.

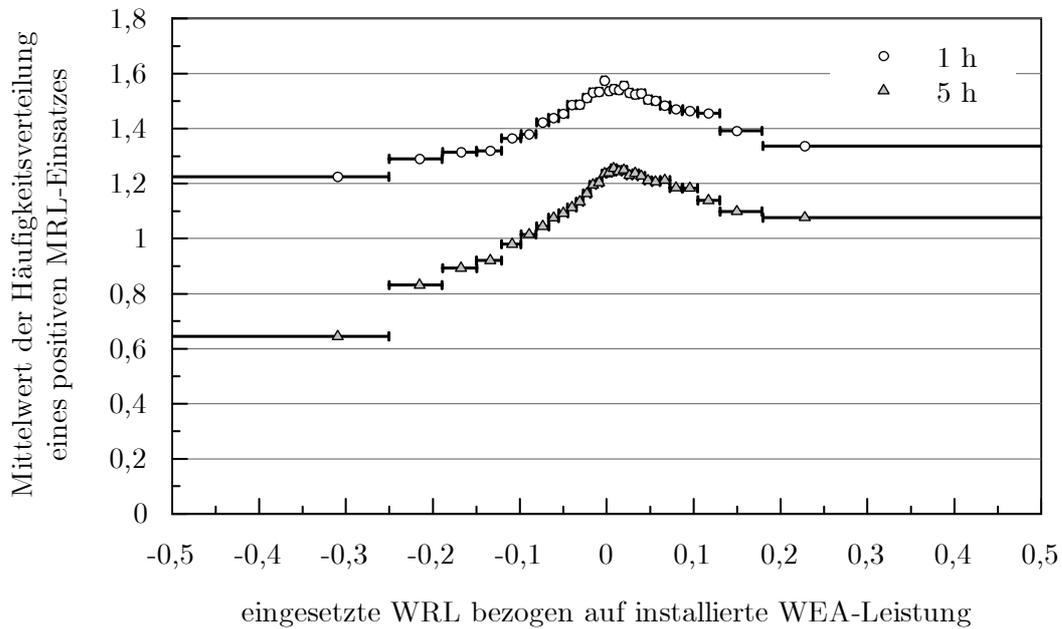


**Abbildung E-7.** Wahrscheinlichkeit eines positiven MRL-Einsatzes in Abhängigkeit der eingesetzten WRL für die WRL-Definition I mit einer Zugriffszeit von 1 h und 5 h auf Basis der WPF-Aufzeichnungen in der E.ON-Regelzone

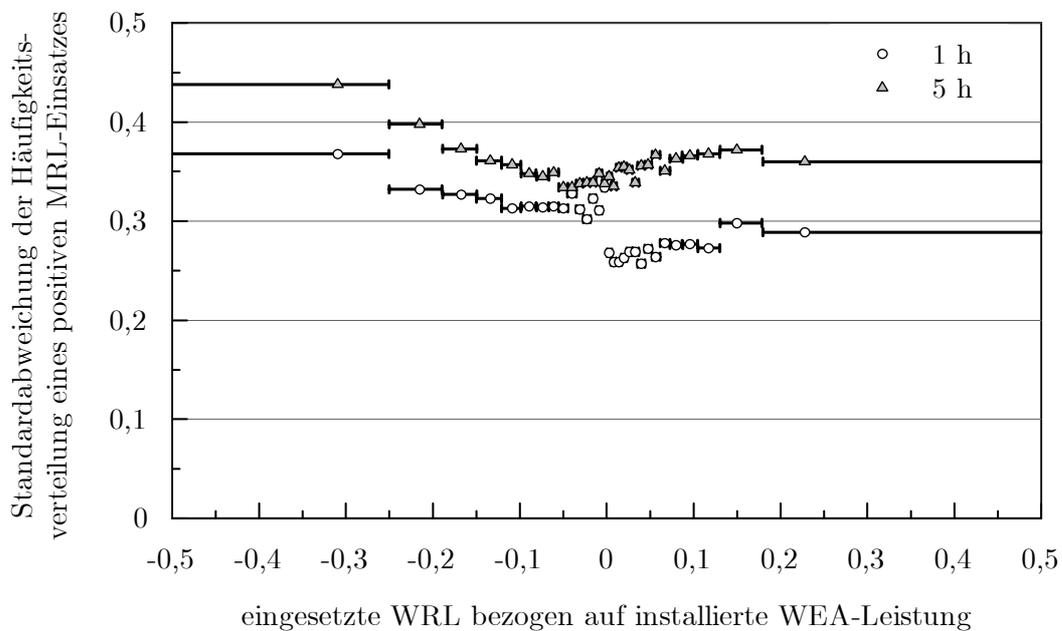
Analog zur Wahrscheinlichkeit eines positiven MRL-Einsatzes hängt auch die Häufigkeitsverteilung der von der MRL auszuregelnden Leistungsdefizite ab. **Abbildung E-8** und **Abbildung E-9** zeigen für die positiven MRL-Defizite den Mittelwert und die Standardabweichung der zweifach logarithmierten Werte über der eingesetzten WRL für eine WRL-Zugriffszeit von 1 und 5 h, wenn zur Beschreibung der Häufigkeitsverteilung eine Loglognormalverteilung zugrundegelegt wird (siehe Anhang E.1). Die Parameter für die negativen MRL-Defizite werden nicht illustriert. Sie weisen aber ähnliche Zusammenhänge in gespiegelter Form auf.

Beim Mittelwert<sup>11</sup> ist eine Zunahme mit betragsmäßig kleinerer WRL zu erkennen. D. h. die Höhe eines MRL-Einsatzes nimmt mit geringer werdender WRL ebenfalls ab bzw. umgekehrt mit steigender WRL (unter Beachtung der höheren Wahrscheinlichkeit eines entgegengesetzten Vorzeichens) zu. Bei der Standardabweichung sind die Trends weniger deutlich ausgeprägt. Grundsätzlich besitzt die Standardabweichung bei entgegengesetztem Vorzeichen ein höheres Niveau. Somit fällt der MRL-Einsatz bei entgegengesetztem Vorzeichen tendenziell höher aus als bei gleichem Vorzeichen.

<sup>11</sup> Bei einer Loglognormalverteilung nimmt die Häufigkeit von größeren Werten mit höherer Standardabweichung und **geringerem** Mittelwert zu! Dies erklärt sich aus dem Verlauf des Logarithmus zwischen 0 und 1, der bei kleinerem Abszissenwert einen betragsmäßig größeren Ordinatenwert annimmt.



**Abbildung E-8.** Mittelwert der zweifach logarithmierten Werte des positiven MRL-Einsatzes in Abhängigkeit der eingesetzten WRL für die WRL-Definition I mit einer Zugriffszeit von 1 h und 5 h auf Basis der WPF-Aufzeichnungen in der E.ON-Regelzone



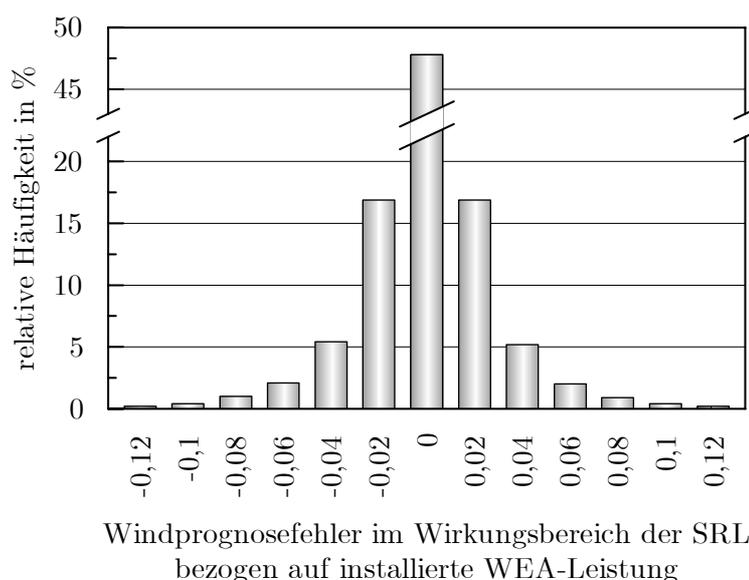
**Abbildung E-9.** Standardabweichung der zweifach logarithmierten Werte des positiven MRL-Einsatzes in Abhängigkeit der eingesetzten WRL für die WRL-Definition I mit einer Zugriffszeit von 1 h und 5 h auf Basis der WPF-Aufzeichnungen in der E.ON-Regelzone

Der SRL-Einsatz bei der Güteklasse A zeigt zwar ebenfalls Korrelationen mit dem MRL- und WRL-Einsatz. Allerdings bestehen hier deutlich geringere Abhängigkeiten als zwischen dem MRL- und WRL-Einsatz, wie die Werte des Korrelationskoeffizienten in **Tabelle E-3** zeigt. So nimmt der Korrelationskoeffizient vom Betrag her nie größere Werte als 0,1 an. Insofern kann in Näherung auch von einer stochastischen Unabhängigkeit und somit von einer vom MRL-Einsatz unabhängigen und unveränderlichen Häufigkeitsverteilung der SRL-Defizite ausgegangen werden.

**Tabelle E-3.** Korrelationskoeffizient zur Beschreibung der statistischen Abhängigkeit des SRL- und MRL-Einsatzes auf Basis der Güteklasse A für die WPF-Aufzeichnungen der E.ON-Regelzone

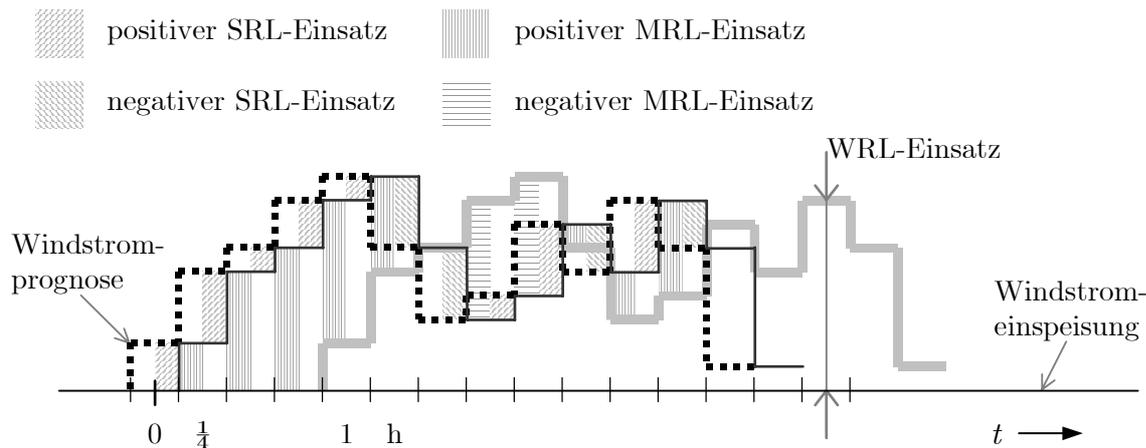
Zugriffszeit zur WRL									
0,5 h	1 h	1,5 h	2 h	2,5 h	3 h	3,5 h	4 h	4,5 h	5 h
-0,08	0,02	0,08	0,09	0,09	0,08	0,07	0,05	0,04	0,02

In **Abbildung E-10** ist die Häufigkeitsverteilung der Leistungsdefizite im Wirkungsbereich der SRL für die Güteklasse A aufgetragen. Diese besitzt eine sehr steilgipflige Verteilungsform. So erreichen die SRL-Defizite in über 90 % der Fälle betragsmäßig Werte von maximal 5 % der installierten WEA-Leistung. Mit einer Wahrscheinlichkeit von 1 % treten jedoch auch SRL-Defizite in Höhe von betragsmäßig mehr als 11 % der installierten WEA-Leistung auf.



**Abbildung E-10.** Häufigkeitsverteilung des SRL-Einsatzes für die WRL-Definition I und Güteklasse A der Einschätzung der kurzfristigen Prognosefehlerentwicklung mit einer Klasseneinteilung von 0,02 (0,04: 0,03 bis 0,05, usw.)

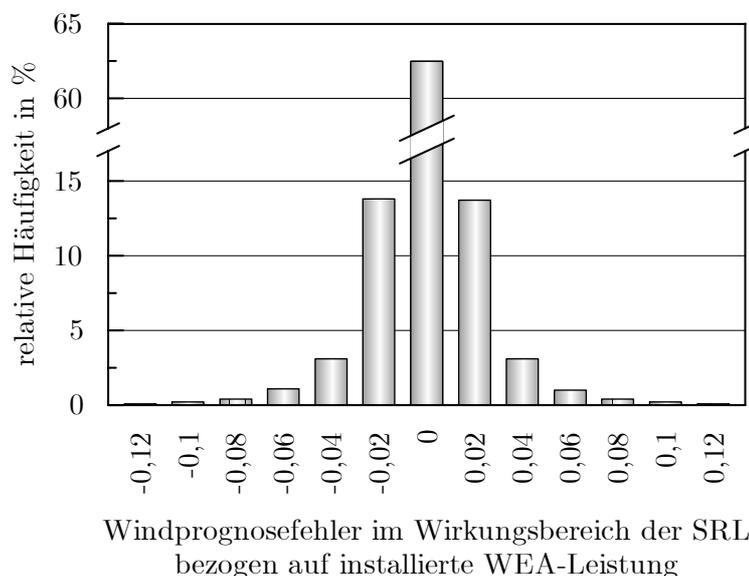
Die Güteklasse B unterscheidet sich von der Variante A darin, dass die effektive Verzugszeit zwischen Windprognosefehler und MRL-Abruf nicht zwei, sondern nur mehr eine Viertelstunde beträgt und sich ebenso die Reaktionszeit der WRL um eine Viertelstunde verkürzen lässt. Möglich wird dies, wenn bereits in der ersten Hälfte einer Viertelstunde der aktuelle Windprognosefehler hinreichend genau abgeschätzt werden kann, so dass noch zur darauf folgenden Viertelstunde die angeforderte MRL zur Verfügung steht. In **Abbildung E-11** ist das Ausregelungsverhalten dargestellt.



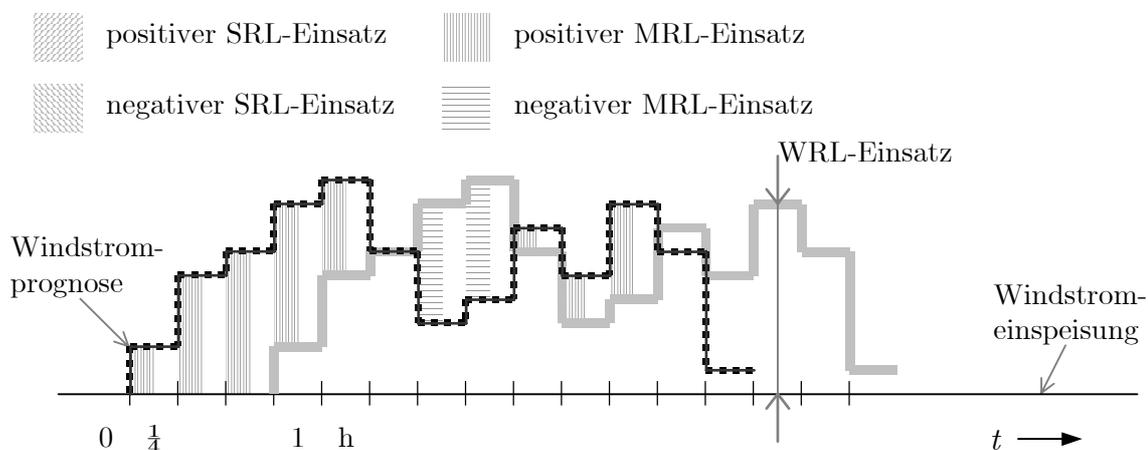
**Abbildung E-11.** *RL-Einsatz für die WRL-Definition I mit einer Zugriffszeit von  $1 \text{ h}$  und Güteklasse B der Einschätzung der kurzfristigen Prognosefehlerentwicklung*

Am Bedarf an MRL und WRL ändert sich bei dieser Güteklasse nichts gegenüber der Variante A, da sich sowohl der Verlauf des MRL- als auch der des WRL-Einsatzes jeweils um eine Viertelstunde verschieben. Die Leistungsdefizite im Bereich der Sekundärregelung werden allerdings geringer. Die damit einhergehende Häufigkeitsverteilung des windbedingten SRL-Einsatzes zeigt **Abbildung E-12**. Im Vergleich zur Güteklasse A wird deutlich, dass sich bei der Variante B erwartungsgemäß eine geringere SRL-Inanspruchnahme und eine noch steilgipfligere Verteilungsform einstellt.

Bei der Güteklasse C wird unterstellt, dass der auftretende Windprognosefehler bereits eine Viertelstunde vorher hinreichend genau abgeschätzt werden kann, so dass dieser sich alleine durch MRL und WRL ausregeln lässt. In diesem Fall besteht keine Verzugszeit zwischen Windprognosefehler und MRL-Abruf. Auch die Reaktionszeit der WRL lässt sich gegenüber der Variante B nochmals um eine Viertelstunde verkürzen. In **Abbildung E-13** ist das Ausregelungsverhalten bei der Güteklasse C dargestellt. Dabei existiert kein windbedingter SRL-Bedarf. Die Leistungsdefizite im Bereich der MRL und WRL sind identisch mit denen der beiden anderen Varianten, da sich wiederum die Verläufe des MRL- und WRL-Einsatzes in analoger Weise verschieben.



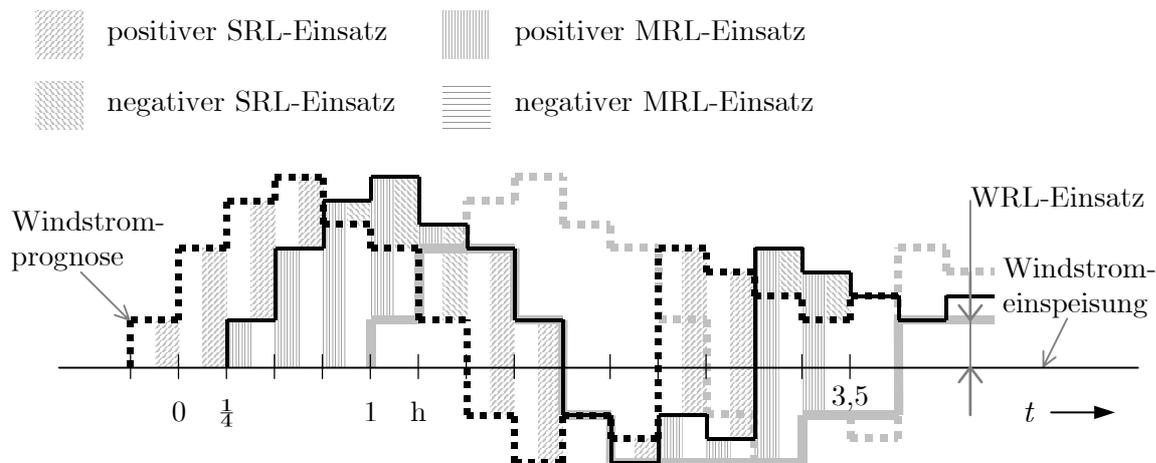
**Abbildung E-12.** Häufigkeitsverteilung des SRL-Einsatzes für die WRL-Definition I und Güteklasse B der Einschätzung der kurzfristigen Prognosefehlerentwicklung mit einer Klasseneinteilung von 0,02 (0,04: 0,03 bis 0,05, usw.)



**Abbildung E-13.** RL-Einsatz für die WRL-Definition I mit einer Zugriffszeit von 1 h und Güteklasse C der Einschätzung der kurzfristigen Prognosefehlerentwicklung

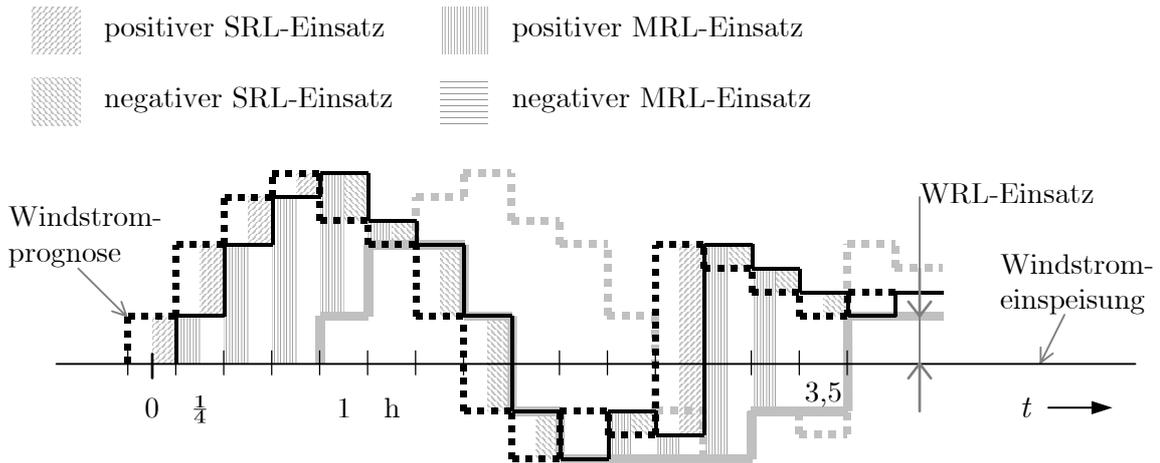
**WRL-Definition II.** Bei dieser Definition lässt sich eine inkrementelle Änderung der WRL wie bei Definition I erst nach Ablauf der Zugriffszeit zur WRL vornehmen. Hinsichtlich einer dekrementellen Änderung wird die WRL wie die MRL aufgefasst. Dieses Verhalten der WRL erlaubt es, theoretisch auch Rückwärtspoolungseffekte (negative WRL auch als negative MRL einsetzbar) mit beispielsweise dem lastbedingten negativen MRL-Bedarf auszunützen. Allerdings muss im Rahmen einer möglichen Rückwärtspoolung berücksichtigt werden, dass sich vor dem Hintergrund der längeren Reaktionszeit für inkrementelle WRL-Änderungen dann eine zusätzliche Inanspruchnahme von positiver MRL zur Ausregelung des Windprognosefehlers einstellen kann.

**Abbildung E-14** zeigt den Einsatz an WRL, MRL und SRL zur WPF-Ausregelung für die Definition II und Güte A, bei der davon ausgegangen wird, dass erst zum Zeitpunkt  $t = 0$  der aktuelle Prognosefehler bekannt ist. Entsprechend dieser Abweichung wird die WRL angefordert, die nach Ablauf der Zugriffszeit von hier einer Stunde verfügbar wäre. Wenn sich in der Zwischenzeit der WPF wieder soweit verringern würde, dass die angeforderte WRL diesen übersteigt, wäre es bei der Definition II möglich, die vor einer Stunde angeforderte WRL entsprechend der Abweichung der vorangegangenen Viertelstunde noch zu verringern. Dies zeigt sich zum Zeitschritt 1,5 h. Die grau gepunktete Linie deutet hierbei den Verlauf der WRL an, wie er sich ergeben würde, wenn auch eine dekrementelle Änderung erst nach Ablauf der Zugriffszeit zur WRL möglich wäre. Zum Zeitschritt 1,5 h wird jedoch entsprechend des Prognosefehlers im Zeitschritt 1 h weniger WRL eingesetzt. Bei dieser Definition lassen sich dekrementelle Änderungen analog der MRL vornehmen. Deshalb kommt es zum Zeitschritt 3,5 h dazu, dass der WRL-Einsatz sich nicht nach dem WPF im Zeitschritt  $2\frac{1}{4}$  h richtet, sondern den Wert der vorangegangenen Viertelstunde beibehält, da in der Zwischenzeit der Windprognosefehler einen positiven Wert annahm.



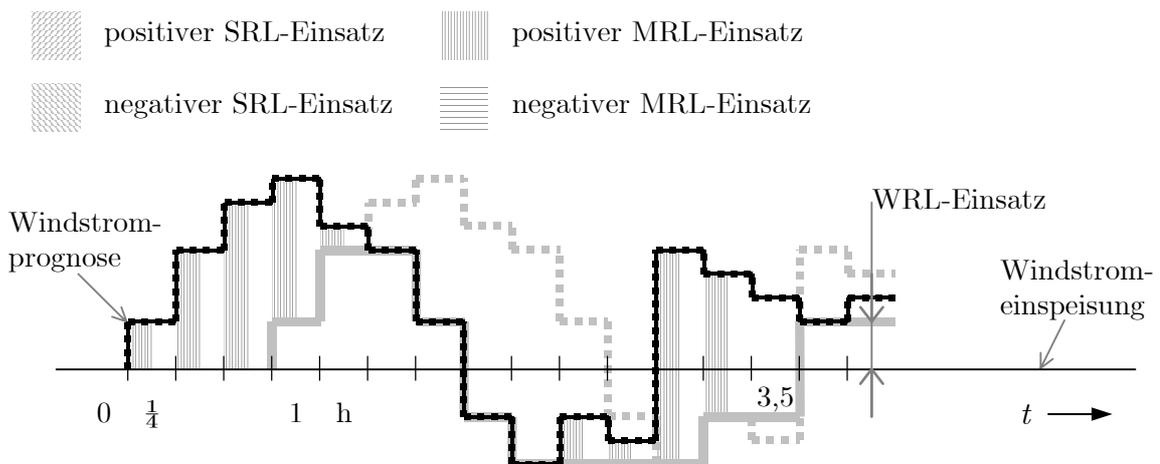
**Abbildung E-14.** RL-Einsatz für die WRL-Definition II mit einer Zugriffszeit von 1 h und Güteklasse A der Einschätzung der kurzfristigen Prognosefehlerentwicklung

Die Güteklasse B unterscheidet sich von der Variante A bei der WRL-Definition II ebenfalls nur darin, dass die effektive Verzugszeit zwischen Windprognosefehler und MRL-Abruf nicht zwei, sondern nur mehr eine Viertelstunde beträgt und sich ebenso die Reaktionszeit der WRL um eine Viertelstunde verkürzen lässt. In **Abbildung E-15** ist das Ausregelungsverhalten dargestellt.



**Abbildung E-15.** *RL-Einsatz für die WRL-Definition II mit einer Zugriffszeit von 1 h und Güteklasse B der Einschätzung der kurzfristigen Prognosefehlerentwicklung*

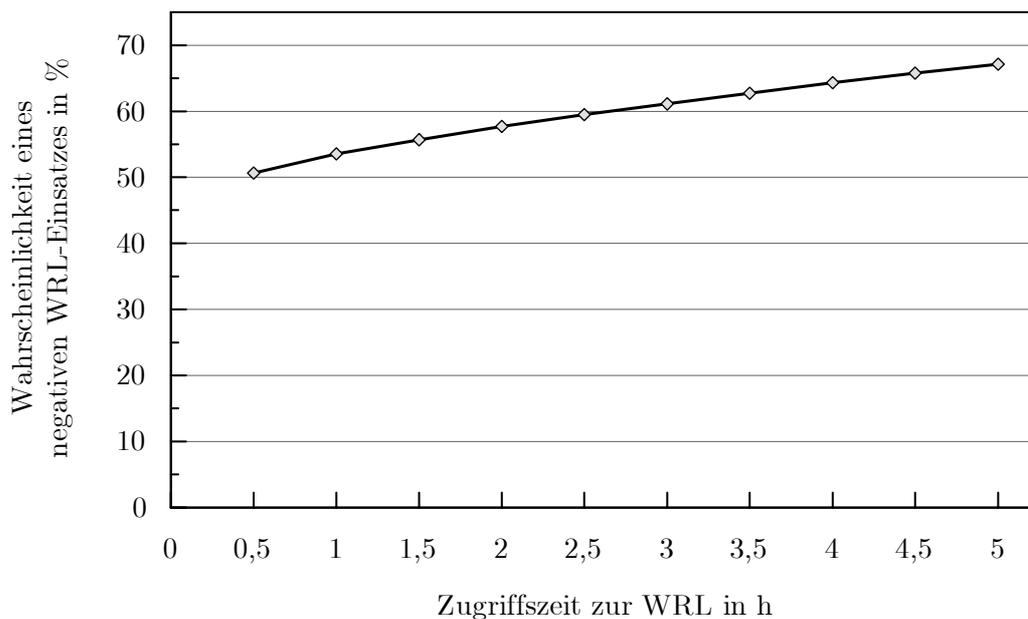
Bei der Güteklasse C besteht keine Verzugszeit zwischen Windprognosefehler und MRL-Abruf, da unterstellt wird, dass der aktuelle WPF bereits eine Viertelstunde vorher hinreichend genau abgeschätzt werden kann, so dass dieser sich alleine durch MRL und WRL ausregeln lässt. **Abbildung E-16** zeigt das Ausregelungsverhalten.



**Abbildung E-16.** *RL-Einsatz für die WRL-Definition II mit einer Zugriffszeit von 1 h und Güteklasse C der Einschätzung der kurzfristigen Prognosefehlerentwicklung*

Mit Blick auf die drei betrachteten Güteklassen der kurzfristigen Prognoseadaption gibt es keinen Unterschied beim WRL-Einsatz. Allerdings nimmt im Gegensatz zur Definition I die WRL-Zugriffszeit nun Einfluss auf die WRL-Einsatzwahrscheinlichkeit. Dies zeigt sich zum einen in den Zeitanteilen eines positiven und negativen WRL-Einsatzes sowie an dessen Häufigkeitsverteilungen.

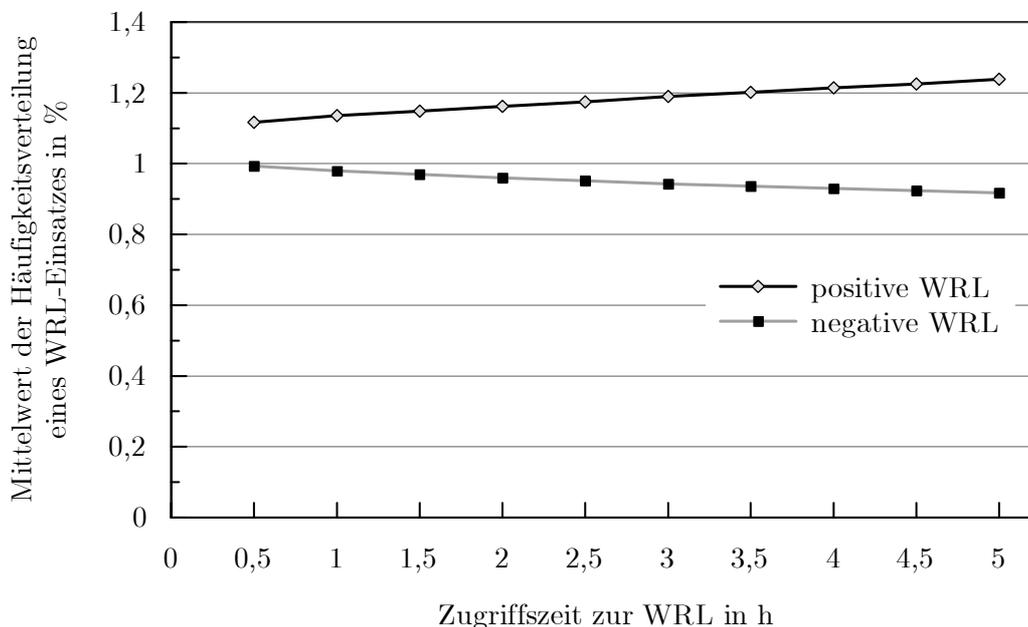
In **Abbildung E-17** ist der Verlauf der Wahrscheinlichkeit eines negativen WRL-Einsatzes über der WRL-Zugriffszeit aufgetragen. Bei einer Zugriffszeit von einer halben Stunde ist der Zeitanteil zwischen der eingesetzten positiven und negativen WRL noch etwa gleich (bei einer Zugriffszeit von 0 h würden die Zeitanteile exakt den Werten der WRL bei Definition I entsprechen). Mit zunehmender Zugriffszeit vergrößert sich die Wahrscheinlichkeit eines negativen WRL-Einsatzes. Sie beträgt beispielsweise bei 5 h etwa 67 %. D. h. in zwei Drittel der Zeit müsste negative WRL eingesetzt werden. Dies erklärt sich daraus, dass positiven Abweichungen aufgrund der trägeren inkrementellen Reaktionszeit nicht in dem Maße mit der WRL begegnet werden kann wie im Falle negativer Prognosefehler.



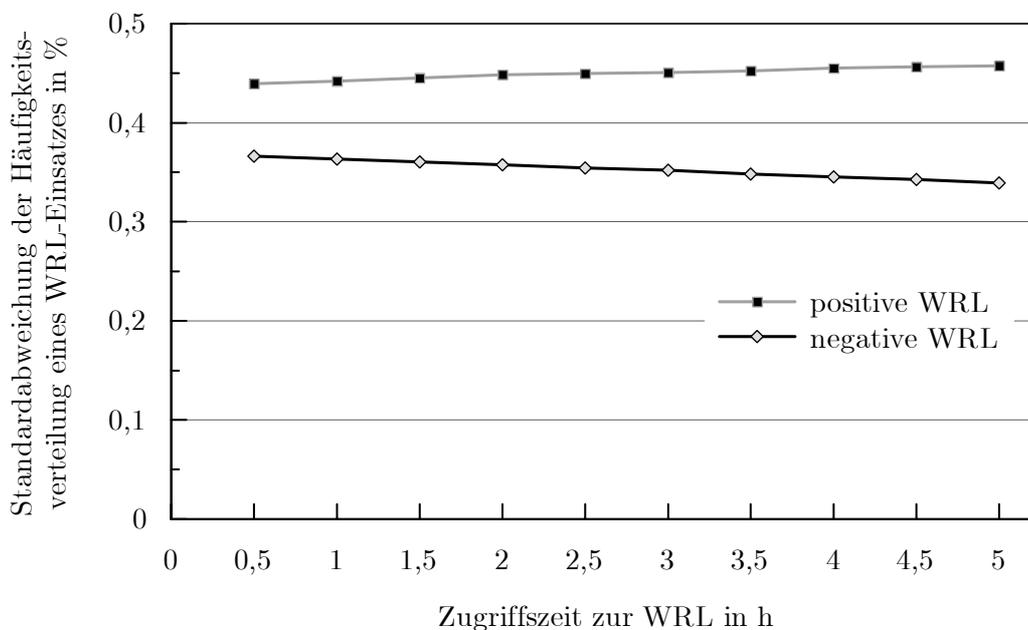
**Abbildung E-17.** *Wahrscheinlichkeit eines negativen WRL-Einsatzes für die WRL-Definition II in Abhängigkeit von der Zugriffszeit zur WRL auf Basis der WPF-Aufzeichnungen in der E.ON-Regelzone*

Bei Nachbildung der Häufigkeitsverteilung der WRL-Defizite durch eine Loglognormalverteilung zeigen der Mittelwert (**Abbildung E-18**) und die Standardabweichung (**Abbildung E-19**) der zweifach logarithmierten Werte eine deutliche Abhängigkeit von der Zugriffszeit zur WRL. Mit höherer Zugriffszeit nehmen der Mittelwert zu und die Standardabweichung ab. Es verringert sich also der positive WRL-Bedarf (siehe Fuß-

note 11). Im Gegenzug erhöht sich erwartungsgemäß der negative WRL-Bedarf.



**Abbildung E-18.** Mittelwert der zweifach logarithmierten Werte des WRL-Einsatzes für die WRL-Definition II in Abhängigkeit von der Zugriffszeit zur WRL auf Basis der WPF-Aufzeichnungen in der E.ON-Regelzone



**Abbildung E-19.** Standardabweichung der zweifach logarithmierten Werte des WRL-Einsatzes für die WRL-Definition II in Abhängigkeit von der Zugriffszeit zur WRL auf Basis der WPF-Aufzeichnungen in der E.ON-Regelzone

Bei der Definition II tritt infolge des MRL-Verhaltens der WRL bei dekrementeller Änderung kein negativer MRL-Bedarf auf. Der positive MRL-Einsatz wird dagegen sowohl von der Zugriffszeit zur WRL als auch von der Höhe der WRL selbst beeinflusst. Dies spiegelt sich in der Wahrscheinlichkeit eines (positiven) MRL-Einsatzes, dem Mittelwert und der Standardabweichung der Häufigkeitsverteilung auf Basis einer Loglognormalverteilung wider, welche hier jedoch nicht weiter vorgestellt werden.

Am Einsatz an benötigter SRL ändert sich bei den drei Güteklassen nichts im Vergleich zur Definition I (die Abbildung E-6 und Abbildung E-14 sind jedoch nicht vergleichbar, da unterschiedliche WPF-Verläufe dargestellt sind). Da bei der Definition II generell kein Bedarf an negativer MRL besteht, berechnet sich die SRL im Unterschied zur Definition I zwar aus der Differenz des Windprognosefehlers und dem MRL-Einsatz bzw. dem WRL-Einsatz, wenn keine MRL eingesetzt ist. Im Ergebnis stimmt der Bedarf an SRL jedoch exakt überein.

Bei den beiden vorgestellten WRL-Definitionen wird für die kurzfristige WPF-Entwicklung der aktuelle Windprognosefehler unterstellt. Somit werden lediglich drei sehr einfache Varianten der Abschätzung der weiteren WPF-Entwicklung betrachtet. Wie eingangs schon erwähnt, kann es zweckmäßig sein, aus der unmittelbar vergangenen Entwicklung der Windprognosefehler Informationen zur besseren Einschätzung der kurzfristigen WPF-Entwicklung abzuleiten, um wirtschaftlichere MRL-Vorsteuerungs- und WRL-Aktivierungsstrategien entwickeln zu können. Auf entsprechende Analysen wird hier allerdings nicht weiter eingegangen. Eine weitere nützliche Information stellt die Intra-day-Prognose der Windstromeinspeisung dar, die vor allem für die WRL-Aktivierung interessant sein kann. Aufgrund des kürzeren Vorhersagezeitraums kann auch mit einer genaueren Einschätzung der künftigen WPF-Entwicklung gerechnet werden. Diesbezüglich standen im Rahmen dieser Arbeit aber keine Daten zur Verfügung, weshalb auch keine entsprechende Analysen durchgeführt werden konnten.

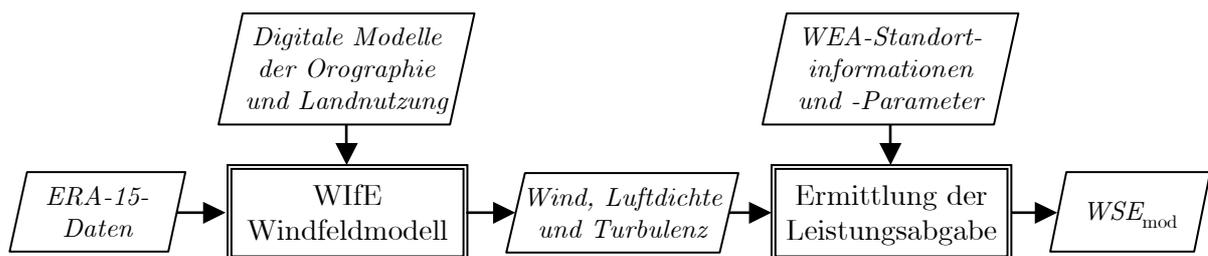
### **E.3 Modell zur prognostischen WPF-Synthese**

Im Abschnitt 3.4.2 wurde ausführlich geschildert, dass mit Erschließung der Offshore-Windenergienutzung eine für die RL-Dimensionierung relevante Charakterveränderung der Windprognosefehler anzunehmen ist. Zur Einschätzung dieser Veränderung wird im Folgenden ein Modell zur prognostischen Synthese der künftig möglichen Windprognosefehler vorgestellt.

Der Grund für die anzunehmende WPF-Charakterveränderung liegt in dem unterschiedlichen Einfluss von Vorhersagefehlern in der zeitlichen Entwicklung und der Höhe der Windstromeinspeisung auf den gesamten Windprognosefehler. Maßgeblicher Bestimmungsfaktor für die WPF-Charakterveränderung sind die zu erwartenden Gradienten der künftigen WEA-Einspeiseleistungen. Um diese in Erfahrung zu brin-

gen, lassen sich die Einspeiseleistungen eines angenommenen WEA-Systems mit einem Modell zur Nachbildung realistischer Windfelder und der damit verbundenen Leistungsabgabe der einzelnen Windkonverter simulieren. Dem damit erhaltenen Einspeisegang kann dann zur Modellierung der Windstromprognose eine Abweichung im zeitlichen Verlauf und in der Höhe entsprechend den bisher beobachteten Fehlern übertragen werden, um die resultierenden Windprognosefehler zu ermitteln. Die prognostische Synthese setzt sich also aus den drei Schritten der Ermittlung der Kenngrößen für die Zeit- und Höhenfehler, der Simulation der Windstromeinspeisung und der Modellierung der Windstromprognose unter Berücksichtigung der Zeit- und Höhenfehler zusammen. Die genaue Vorgehensweise wird im Folgenden erläutert.

**Modellierung der Windstromeinspeisung.** Im Rahmen dieser Arbeit wird die Windstromeinspeisung auf Basis einer Windfeldmodellierung unter Berücksichtigung der geographischen Verteilung der Windenergieanlagen eigens nachgebildet. Eine Übersicht der Modellierung der Windstromeinspeisung zeigt **Abbildung E-20**.



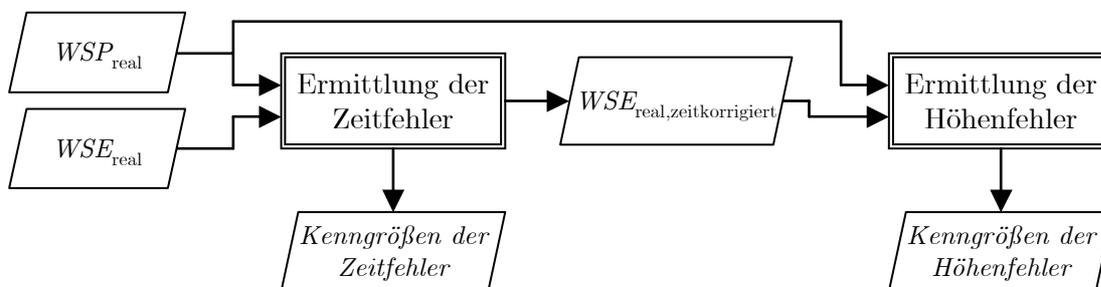
**Abbildung E-20.** Modellierung der Windstromeinspeisung für verschiedene WEA-Systeme auf Basis der meteorologischen Daten des ERA-15-Projekts

Die Datengrundlage für die Windfeldmodellierung bilden die Re-Analysedaten des Europäischen Zentrums für Mittelfristige Wettervorhersagen (EZMW) aus dem ERA-15-Projekt für den Zeitraum von 1980 bis 1993 [128]. Diese Daten wurden vor dem Hintergrund einer modernen und einheitlichen Datengrundlage mit globaler Abdeckung aus synoptischen Stationsdaten und Beobachtungsdaten von Flugzeugen, Bojen, Radiosonden und Satelliten nach der Methode der objektiven Analyse [129] berechnet. Insgesamt sind 51 Parameter in 6-h-Zeitschritten archiviert. Sie besitzen eine horizontale Auflösung von  $1,125^\circ \times 1,125^\circ$ . Im Vertikalen wird die Atmosphäre durch 31 Modellflächen abgebildet, wobei deren Abstände untereinander in der planetarischen Grenzschicht am geringsten sind und zur Stratosphäre hin zunehmen.

Die ERA-15-Daten bilden zusammen mit verschiedenen digitalen Modellen zur Beschreibung der Topographie der Erde die Eingangsdaten des Windfeldmodells WIFE [130]. Dieses berechnet den geostrophischen Wind mit einer Zielauflösung von  $2' 30'' \times 2' 30''$ , d. h. für Deutschland etwa  $3 \times 4,6 \text{ km}^2$ . Mit Hilfe einer Raum-Zeit-

Interpolation wird dessen räumliche und zeitliche Entwicklung in  $\frac{1}{4}$ -h-Schritten ermittelt und darauf basierend mittels einer geographischen Interpolation das bodennahe Windfeld berechnet. Die angewandte geographische Interpolation beruht auf einer analytisch-iterativen Modellierung des Windfelds basierend auf dem logarithmischen Windgesetz unter Berücksichtigung der lokalen Rauigkeit und einer Korrekturvorschrift für den Einfluss der Orographie (Geländeform). Darüber hinaus wird eine höhenabhängige Modellierung der Luftdichte durchgeführt sowie die Turbulenzintensität ermittelt. Neben der Windgeschwindigkeit nehmen diese beiden Parameter zusammen mit dem vertikalen Windgradienten Einfluss auf die Leistungsabgabe einer WEA. Diese wird nicht über die Leistungskennlinie, sondern indirekt über die Windleistung zusammen mit der Verlustleistung (Wirkungsgrad) der WEA ermittelt. Dadurch lassen sich neben der Windgeschwindigkeit auch andere leistungsbeeinflussende Faktoren wie Luftdichte, Turbulenzintensität oder vertikaler Windgradient mit einbeziehen. Mit Kenntnis der leistungsbeschreibenden Parametern (Ein- und Abschaltgeschwindigkeit, Nenngeschwindigkeit bei Standardluftdichte, technische Verfügbarkeit, Nennleistung) und Standortinformationen (Längen- und Breitengrad, Nabenhöhe) der einzelnen WEA lässt sich schließlich für die berechneten meteorologischen Verhältnisse deren Leistungsabgabe und somit die gesamte Einspeiseleistung ermitteln.

**Ermittlung der Kenngrößen für die Zeit- und Höhenfehler.** Das Verfahren zur Ermittlung der Kenngrößen für die Zeit- und Höhenfehler ist in **Abbildung E-21** veranschaulicht. Basis der statistischen Analyse sind Aufzeichnungen, d. h. reale Daten der Windstromeinspeisung und -prognose. Zur Ermittlung der Zeitfehler wird der WSE-Tagesgang über dem Verlauf der Prognose in  $\frac{1}{4}$ -h-Schritten verschoben und die Übereinstimmung der beiden Ganglinien geprüft. Als Maß der Übereinstimmung wird der Korrelationskoeffizient herangezogen. Dieser wird dabei zusätzlich mit einem Faktor umgekehrt proportional zum Betrag der zeitlichen Verschiebung gewichtet, um Verschiebungen nur bei eindeutig erkennbarem Zusammenhang zu werten. Das Ergebnis dieser Korrelationsanalyse ist die zeitliche Verschiebung zwischen der WSE und WSP, die auf den Mittagszeitpunkt fixiert wird. Entsprechend dem zeitlichen

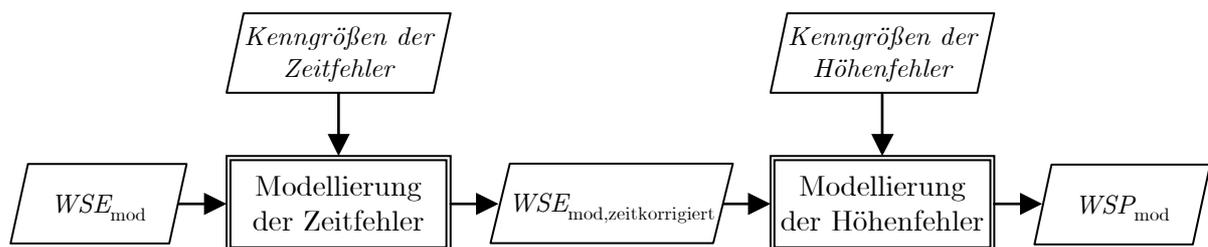


**Abbildung E-21.** Modell der statistischen Analyse der Windprognosefehler zur Ermittlung der Kenngrößen für die zugrundeliegenden Zeit- und Höhenfehler

Versatz wird der WSE-Verlauf dann gedehnt bzw. gestaucht. Die dadurch generierte zeitkorrigierte WSE-Ganglinie dient als Bezugsbasis zur Ermittlung der Höhenfehler aus der verbleibenden Differenz zur Windstromprognose (siehe auch Abbildung 3-18).

Die Zeitverschiebung wird bei dem hier verwendeten Verfahren in Abhängigkeit des auftretenden Unterschieds zwischen Minimal- und Maximalwert der WSE statistisch analysiert. Die Auswertung des Höhenfehlers erfolgt in Abhängigkeit der Einspeiseleistung sowie der vorhergehenden Werte.

**Modellierung der Windstromprognose.** Das eigentliche Kernstück der prognostischen WPF-Synthese bildet das Modell zur Nachbildung der möglichen Windprognosefehler von den zu untersuchenden WEA-Systemen (**Abbildung E-22**). Hierbei werden zunächst abhängig vom Min-Max-Unterschied im WSE-Tagesgang zufällige Zeitfehler simuliert und darauf basierend eine entsprechend zeitkorrigierte WSE-Ganglinie erzeugt. Diese wird schließlich entsprechend den vorgegebenen Kenngrößen mit Abweichungen in der Höhe beaufschlagt, um die modellierte Windstromprognose für die anschließende Ermittlung der Windprognosefehler zu generieren. Die Modellierung der Höhenfehler wird dabei mit einer Markov-Kette 1. Ordnung realisiert.



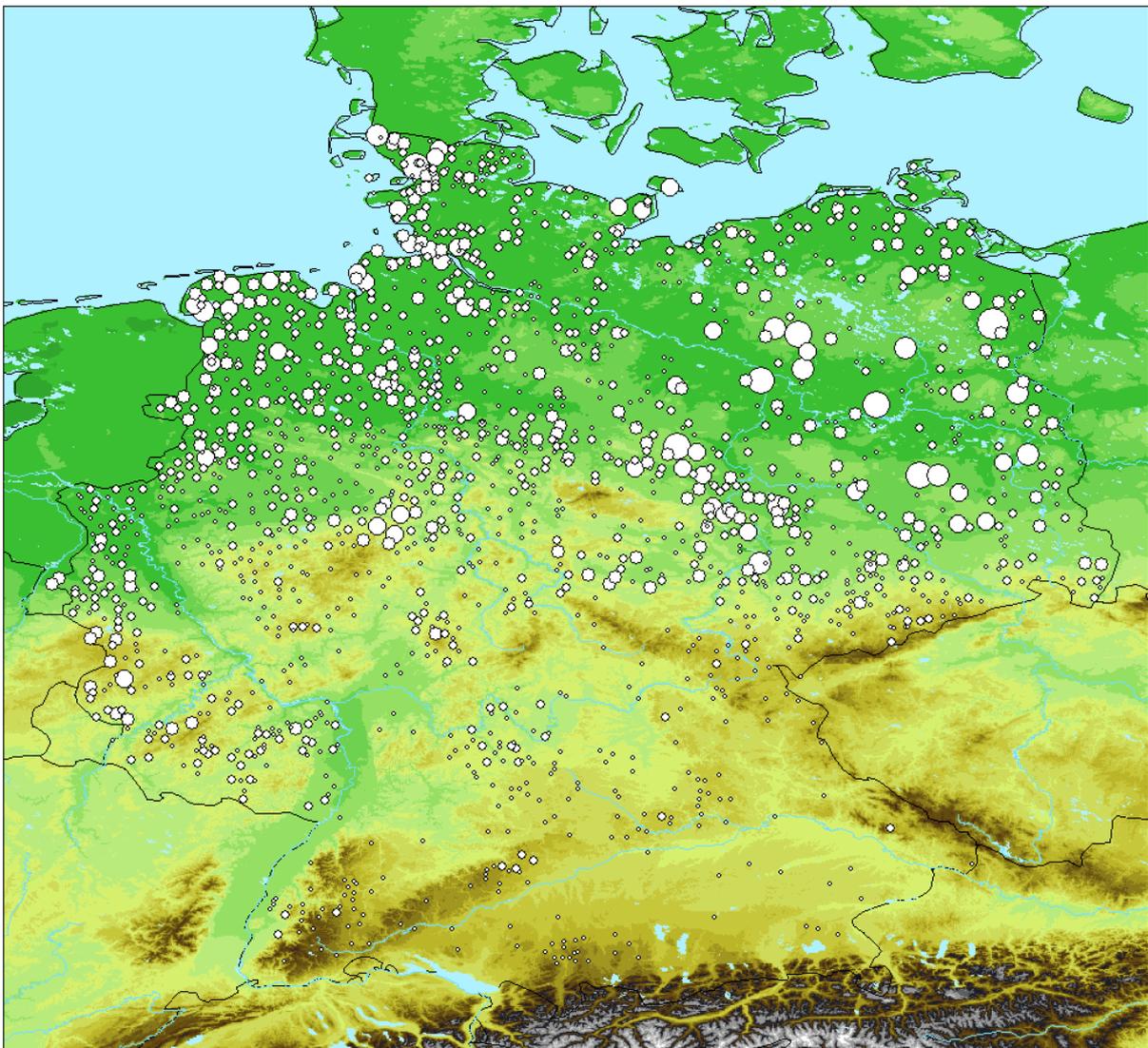
**Abbildung E-22.** Modellierung der möglichen Windstromprognose für beliebige Charakteristiken der WEA-Einspeisung

## E.4 Ergebnisse der prognostischen WPF-Synthese

Nachdem im vorherigen Abschnitt die Modelle für die prognostische WPF-Synthese beschrieben wurden, werden hier die damit erhaltenen Ergebnisse der künftig möglichen Windprognosefehler vorgestellt. Zur Einschätzung der Charakterveränderung der Prognosefehler werden für das Jahr 2020 zwei verschiedene WEA-Systeme mit einem Windstromanteil von etwa 12 und 20 % an der allgemeinen Stromversorgung angenommen. Für diese werden mit Hilfe der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Modelle der prognostischen WPF-Synthese die künftig möglichen Windprognosefehler ermittelt. Um den Einfluss der bei der Modellierung zwangsläufig entstehenden Ungenauigkeiten auf die Ergebnisse möglichst gering zu halten, werden für den Vergleich mit der heutigen Situation auch die Windprognosefehler für die heutige in Deutsch-

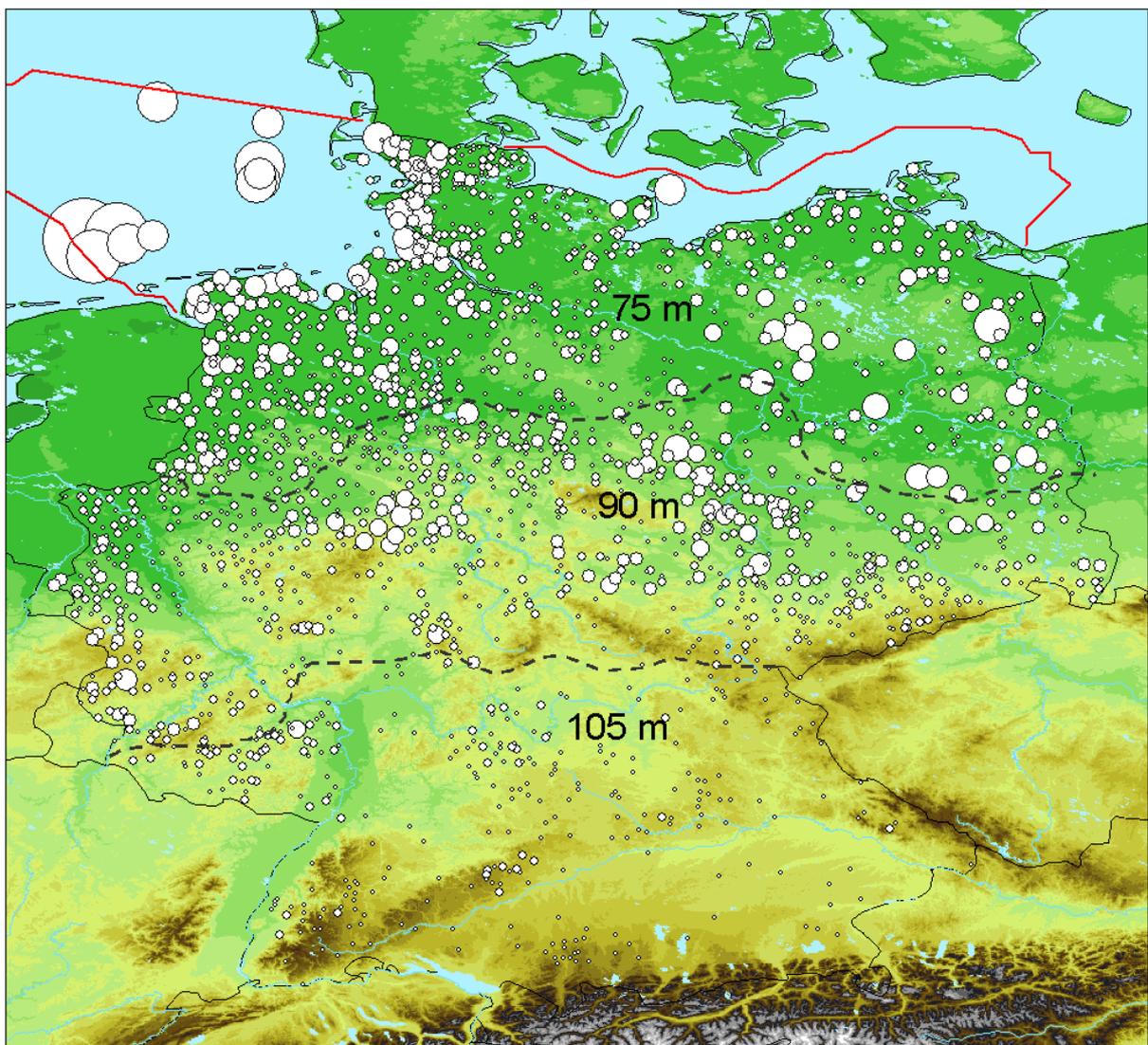
land vorhandene WEA-Struktur modelliert. Dabei wird auf Basis der ERA-15-Daten das aus den meteorologischen Verhältnissen von 1980 bis 1993 gewonnene 14-jährige Windfeld zugrundegelegt und die Windstromeinspeisung unter Berücksichtigung der unterstellten Windenergieanlagen und deren Verteilung daraus abgeleitet.

**Windstromeinspeisung.** Für die Untersuchung des gegenwärtigen WEA-Systems in Deutschland wird auf die Betreiber-Datenbasis [132] mit Stand der Windenergienutzung vom März 2006 zurückgegriffen. In dieser Datenbank sind die Standortinformationen von über 17 800 WEA in Deutschland hinterlegt. Mit einer installierten und in Betrieb befindlichen WEA-Leistung von über 18,75 GW im März 2006 enthält sie nahezu vollständig die gesamte Windkonverterleistung. Die Verteilung der installierten WEA-Leistung ist **Abbildung E-23** zu entnehmen.



**Abbildung E-23.** Verteilung der WEA-Leistung im März 2006 in Deutschland

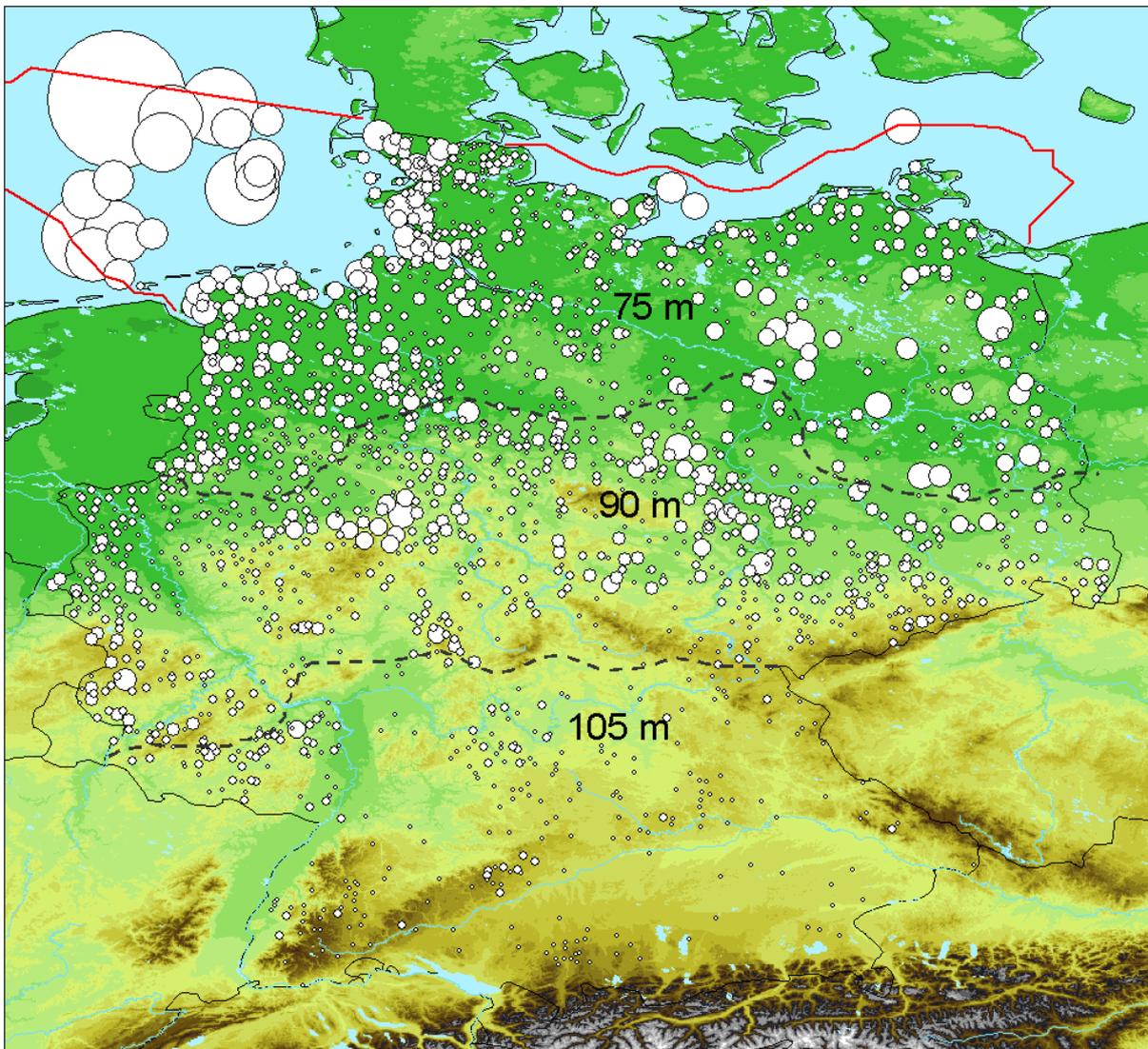
Im Szenario mit einem Windstromanteil von 12 % im Jahr 2020 beträgt die installierte Onshore-WEA-Leistung knapp 24,75 GW. Für Neuerrichtungen und Repowering werden 1,8-MW-Anlagen mit einer Nabenhöhe von 75 m im Norden, 90 m in der Mitte und 105 m im Süden Deutschlands unterstellt. Mit dieser Abstufung der Nabenhöhe wird der betriebswirtschaftlichen WEA-Auslegung Rechnung getragen, wonach in windschwächeren Regionen eher eine höhere und in Gebieten mit hohem Windaufkommen eher eine niedrigere Bauweise zu wirtschaftlichen Vorteilen führt. Die geographische Einteilung der Abstufung der Nabenhöhen ist zusammen mit der Verteilung der WEA-Leistung in **Abbildung E-24** zu sehen. Die gesamte Offshore-WEA-Leistung umfasst in diesem Szenario im Jahr 2020 ca. 6,22 GW. Dabei werden alle einzelnen WEA eines Offshore-Windparks entsprechend der Verteilungsdichte, die sich



**Abbildung E-24.** Verteilung der WEA-Leistung im 12%-Szenario im Jahr 2020 in Deutschland und unterstellte Nabenhöhen für Neu- und Repowering-Anlagen

aus der beim BSH [92] beantragten Anzahl der WEA und Windparkfläche ergibt, angeordnet. Für Windparks ohne genaueren Angaben über die geplanten WEA wird eine 5-MW-Anlage mit 90 m Nabenhöhe angesetzt. In Abbildung E-24 ist zur besseren Übersicht die WEA-Leistung innerhalb der Offshore-Windparks zusammengefasst.

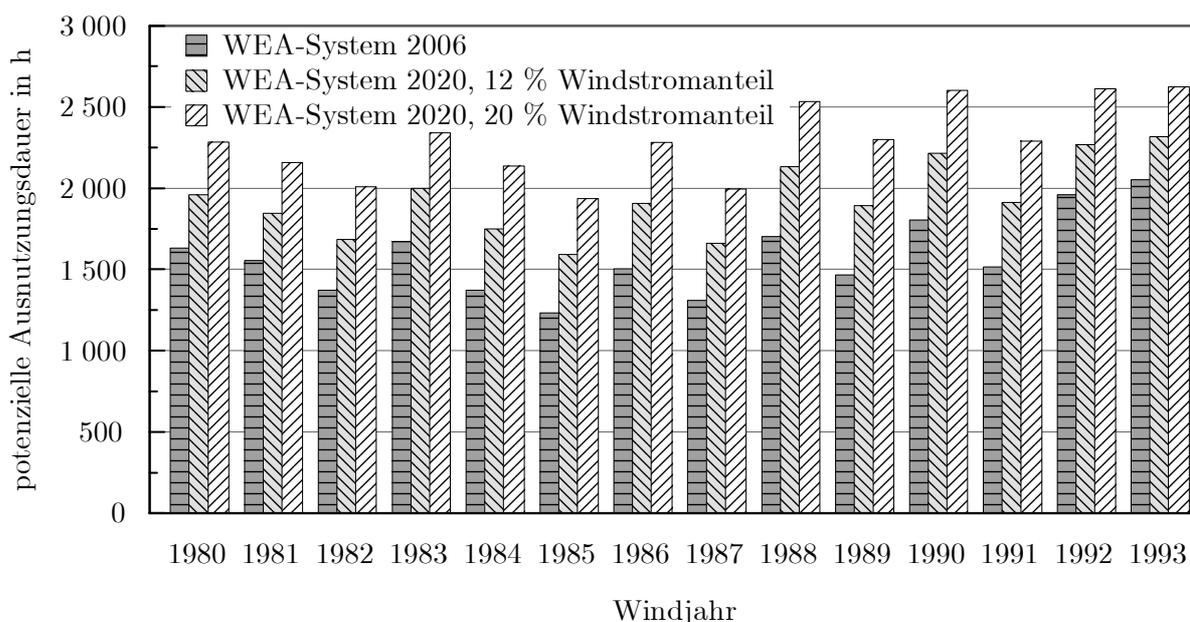
Im dritten Szenario mit einem Ausbauziel von 20 % Windstromanteil im Jahr 2020 nimmt die installierte Onshore-WEA-Leistung im Vergleich zum 12%-Szenario um 2,3 GW auf knapp 27,1 GW zu. Für Neuerrichtungen und Repowering wird auf die selben Anlagen mit der selben geographischen Einteilung in der Abstufung der Nabenhöhen zurückgegriffen. Im Offshore-Bereich wird von einer WEA-Leistung von ca. 17,5 GW ausgegangen. Die Verteilung der WEA-Leistung zeigt **Abbildung E-25**.



**Abbildung E-25.** Verteilung der WEA-Leistung im 20%-Szenario im Jahr 2020 in Deutschland und unterstellte Nabenhöhen für Neu- und Repowering-Anlagen

Für die drei vorgestellten WEA-Systeme wird basierend auf dem mit dem Windfeldmodell WIFE und den ERA-15-Daten von 1980 bis 1993 modellierten Windfeld die Windstromeinspeisung ermittelt. Für das heutige WEA-System ergibt sich dabei im langjährigen Mittel eine jährliche Windstromerzeugung von 29,5 TWh. Beim zweiten untersuchten WEA-System mit einer Onshore-WEA-Leistung von 24,75 GW und einer Offshore-WEA-Leistung von 6,22 GW berechnet sich eine durchschnittsjährliche Windstromerzeugung in Höhe von 60 TWh, was bei einem gesamten Netto-Strombedarf von 500 TWh/a einem Windstromanteil von 12 % entspricht. Dabei stammen knapp 40,8 TWh/a aus den Onshore-Anlagen und gut 19,2 TWh/a aus den Offshore-Anlagen. Mit dem dritten WEA-System lassen sich im langjährigen Schnitt etwa 102 TWh pro Jahr, entsprechend einem Windstromanteil von gut 20 %, erzeugen. Davon steuern die Onshore-WEA mit einer Leistung von 27,1 GW knapp 45 TWh/a und die Offshore-WEA mit einer Leistung von 17,5 GW gut 57,2 TWh/a bei.

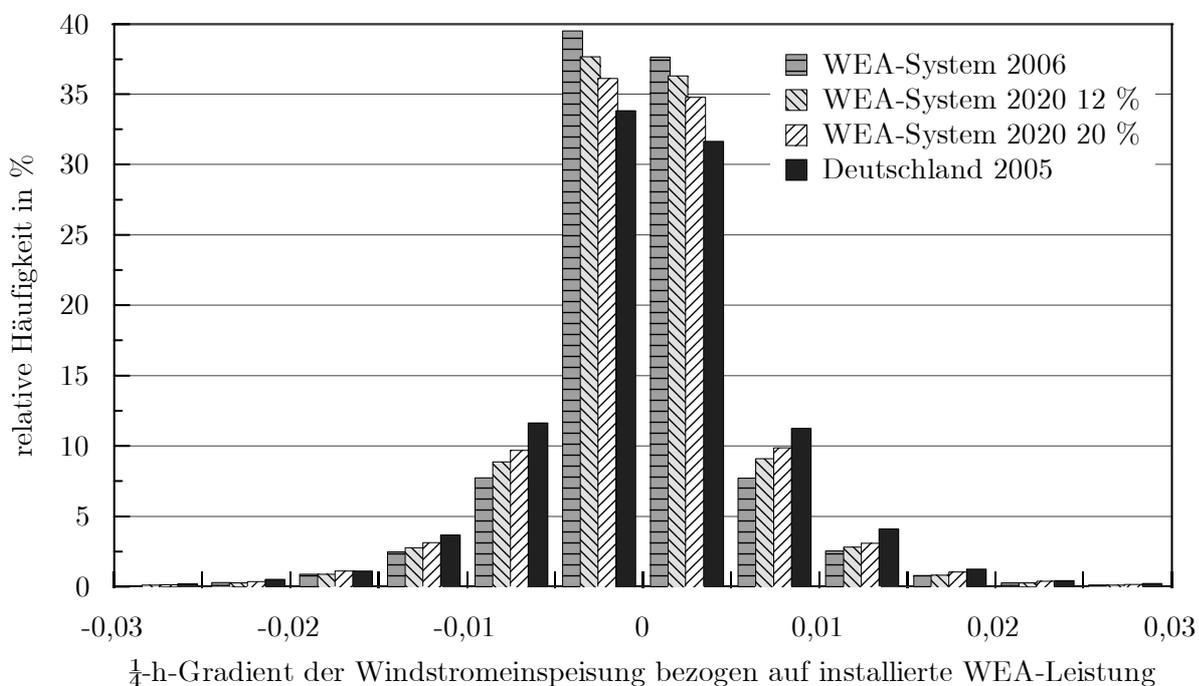
Aus den jährlichen Windstrommengen berechnen sich die potenziellen Ausnutzungsdauern für die Windjahre 1980 bis 1993 gemäß **Abbildung E-26**. Demnach zeigt sich am Beispiel der Windjahre 1985 und 1993 die hohe Schwankungsbreite der jährlichen Windstromerzeugung. Im Mittel ergibt sich eine potenzielle Ausnutzungsdauer für das heutige WEA-System in Höhe von 1 582 h. Bei den für das Jahr 2020 unterstellten WEA-Systemen erhöht sich diese auf 1 938 h im 12%-Szenario bzw. 2 293 h im 20%-Szenario. Neben den höheren Ausnutzungsdauern der Offshore-WEA wird dieser Anstieg auch durch die zunehmenden Nabenhöhen getragen. Für eine weitergehende Diskussion sei auf [72] verwiesen, wo ähnliche WEA-Systeme untersucht werden.



**Abbildung E-26.** *Potenzielle Ausnutzungsdauern der untersuchten WEA-Systeme auf Basis der Windverhältnisse der Jahre 1980 bis 1993*

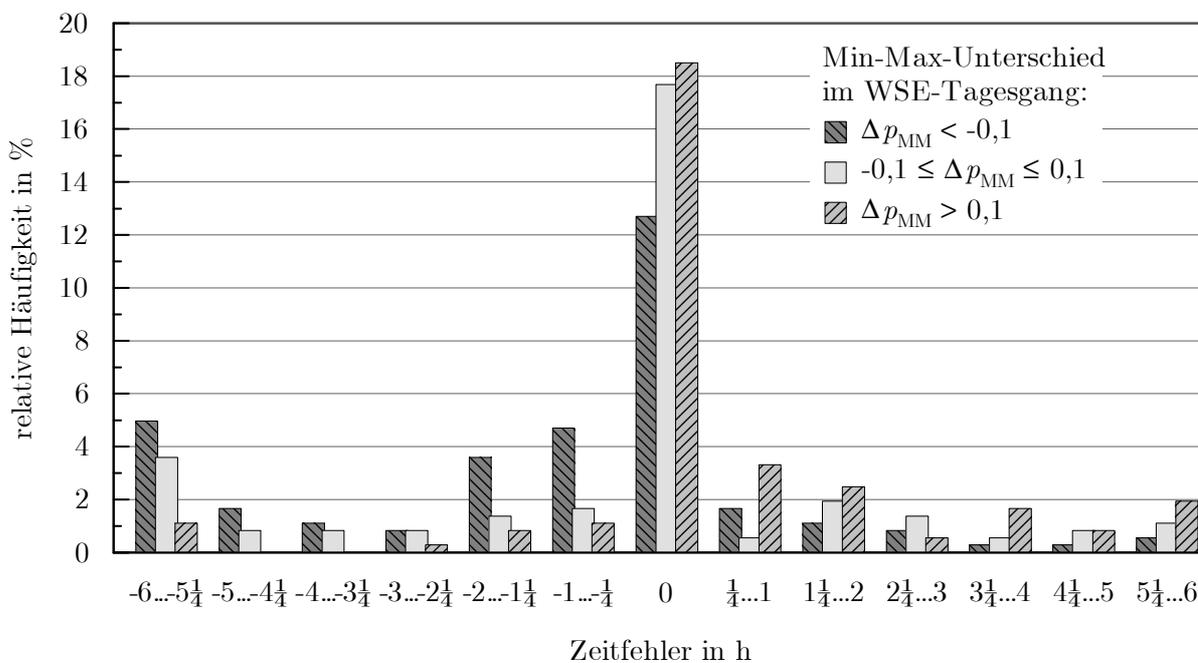
Entscheidenden Einfluss auf eine Charakterveränderung der Windprognosefehler hat die Veränderung der Einspeisecharakteristik der Windstromeinspeisung. Infolge der hohen örtlichen Leistungskonzentrationen in den Offshore-Windparks kommt es im Schnitt zu merklich höheren Leistungsgradienten der Windstromeinspeisung, wie **Abbildung E-27** am Beispiel der Häufigkeitsverteilung der  $\frac{1}{4}$ -h-Gradienten der modellierten Windstromeinspeisung für die drei untersuchten WEA-Systeme zeigt. Während beim heutigen WEA-System Leistungsänderungen betragsmäßig von mehr als 1 % der installierten WEA-Leistung nur in knapp 7,5 % der Fälle auftreten, nimmt die Wahrscheinlichkeit beim WEA-System mit 12 % Windstromanteil auf bereits über 8 % und im WEA-System mit 20 % Windstromanteil sogar auf über 9,5 % zu.

In **Abbildung E-27** ist zusätzlich die Häufigkeitsverteilung der  $\frac{1}{4}$ -h-Gradienten der Windstromeinspeisung in Deutschland im Jahr 2005 enthalten. Demnach weist die modellierte Windstromeinspeisung für das heutige WEA-System im Vergleich zu den realen Werten ersichtlich geringere Gradienten auf. Dieser Unterschied erklärt sich vor allem dadurch, dass die Modellierung der Windstromeinspeisung stochastische Windschwankungen und Böen nicht berücksichtigt. Dieser Umstand spielt für die Einschätzung der künftigen Windprognosefehler jedoch nur eine untergeordnete Rolle, da die Aussagen aus dem Vergleich mit den ebenfalls auf Basis der modellierten Windstromeinspeisung generierten WPF des heutigen WEA-Systems abgeleitet werden.



**Abbildung E-27.** Häufigkeitsverteilung des  $\frac{1}{4}$ -h-Gradienten der modellierten Windstromeinspeisung im Vergleich zu den Aufzeichnungen in Deutschland im Jahr 2005

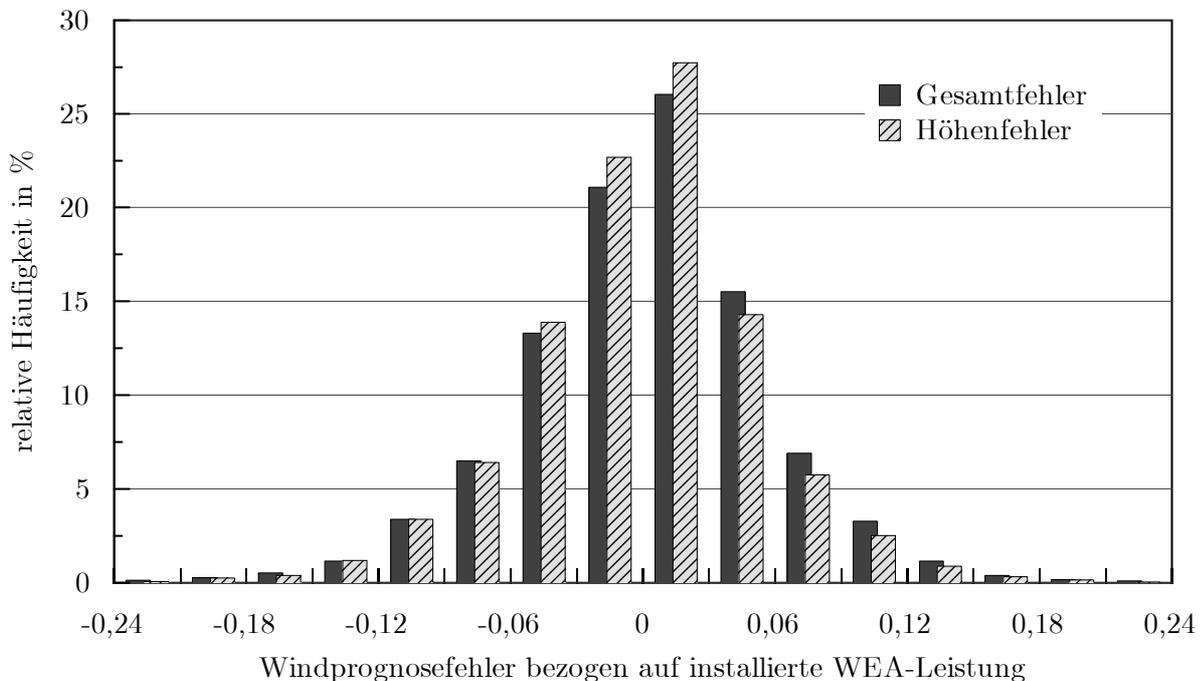
**Kenngrößen der Zeit- und Höhenfehler.** Zur Ermittlung von Referenzwerten für die Zeit- und Höhenfehler der Windstromprognose werden hier die deutschlandweiten Aufzeichnungen aus dem Jahr 2005 analysiert. Die zeitlichen Vorhersagefehler werden auf einen Maximalwert von  $\pm 6$  Stunden begrenzt und sind in **Abbildung E-28** in Abhängigkeit des WSE-Gradienten dargestellt. Ein positiver Zeitfehler bedeutet dabei, dass die WSP der WSE nacheilt und umgekehrt. Der WSE-Gradient wird hier als Unterschied  $\Delta p_{MM}$  zwischen Minimal- und Maximalwert im WSE-Tagesgang definiert. Ein negativer Wert von  $\Delta p_{MM}$  bedeutet demnach, dass der Minimalwert dem Maximalwert zeitlich nachfolgt. Umgekehrt kennzeichnet ein positiver Wert einen Anstieg im WSE-Tagesgang. Den Häufigkeitsverteilungen lässt sich entnehmen, dass an knapp 50 % der Tage kein Zeitfehler der Windstromprognose feststellbar ist. An etwa 27 von 100 Tagen ist jedoch mit einem zeitlichen Vorhersagefehler von mehr als zwei Stunden zu rechnen. Bemerkenswert ist die Abhängigkeit des Zeitfehlers vom WSE-Gradient. Während bei nur geringen Veränderungen die Zeitfehler im Vorzeichen noch ausgewogen auftreten, zeigt sich bei WSE-Unterschieden von mehr als 10 % der installierten WEA-Leistung ein deutlicher Einfluss auf das Vorzeichen der Zeitfehler. Bei negativem Gradienten, d. h. im Tagesverlauf zurückgehender WSE, sind häufiger auch negative Zeitfehler, d. h. zu früh prognostizierte Abnahmen, zu beobachten. Umgekehrt wird eine ansteigende Einspeiseleistung häufiger verspätet prognostiziert. Der interessante Punkt hierbei ist, dass in beiden Fällen, d. h. bei generell hohen Veränderungen der WSE, eher Leistungsüberschüsse als -defizite zu erwarten sind. Die Aus-



**Abbildung E-28.** Häufigkeitsverteilung der Zeitfehler der deutschlandweiten Windstromprognose auf Basis der Aufzeichnungen im Jahr 2005

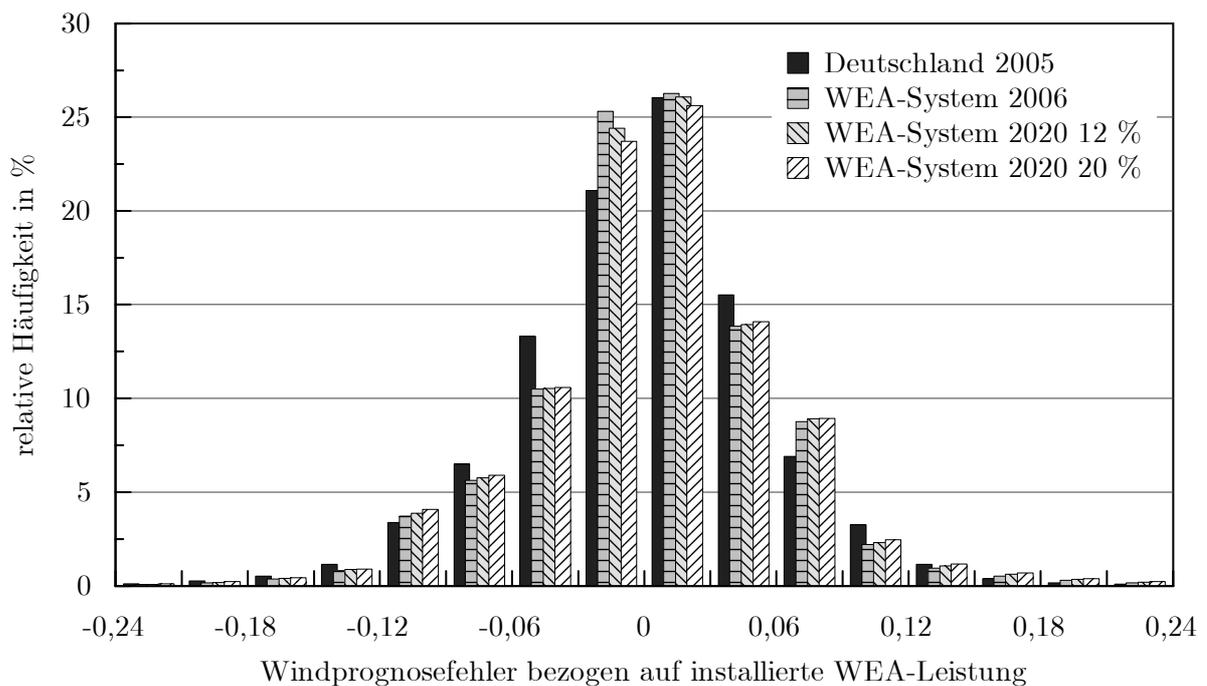
wirkungen dieses Effekts spiegeln sich auch in der Häufigkeitsverteilung der Windprognosefehler wider, wonach negative Prognosefehler höhere Beträge annehmen (siehe Abbildung 3-16).

Als Höhenfehler werden im Rahmen dieser Arbeit die Abweichungen der Windstromprognose von der zeitkorrigierten Windstromeinspeisung verstanden (siehe Modellbeschreibung im vorherigen Abschnitt). In **Abbildung E-29** sind die für die deutschlandweiten Aufzeichnungen des Jahres 2005 resultierenden Höhenfehler aufgetragen. Im Vergleich zum gesamten WPF zeigen sich auf dem ersten Blick keine großen Unterschiede. Bei genauerer Betrachtung kann man jedoch feststellen, dass die Höhenfehler eine etwas geringere Standardabweichung und folglich eine etwas engere Häufigkeitsverteilung aufweisen. So liegen die Extremwerte der Höhenfehler mit ca.  $\pm 23\%$  der installierten WEA-Leistung unter denen des Gesamtfehlers mit  $-30\%$  bzw.  $+25\%$ .



**Abbildung E-29.** Häufigkeitsverteilung der Höhenfehler der deutschlandweiten Windstromprognose auf Basis der Aufzeichnungen im Jahr 2005

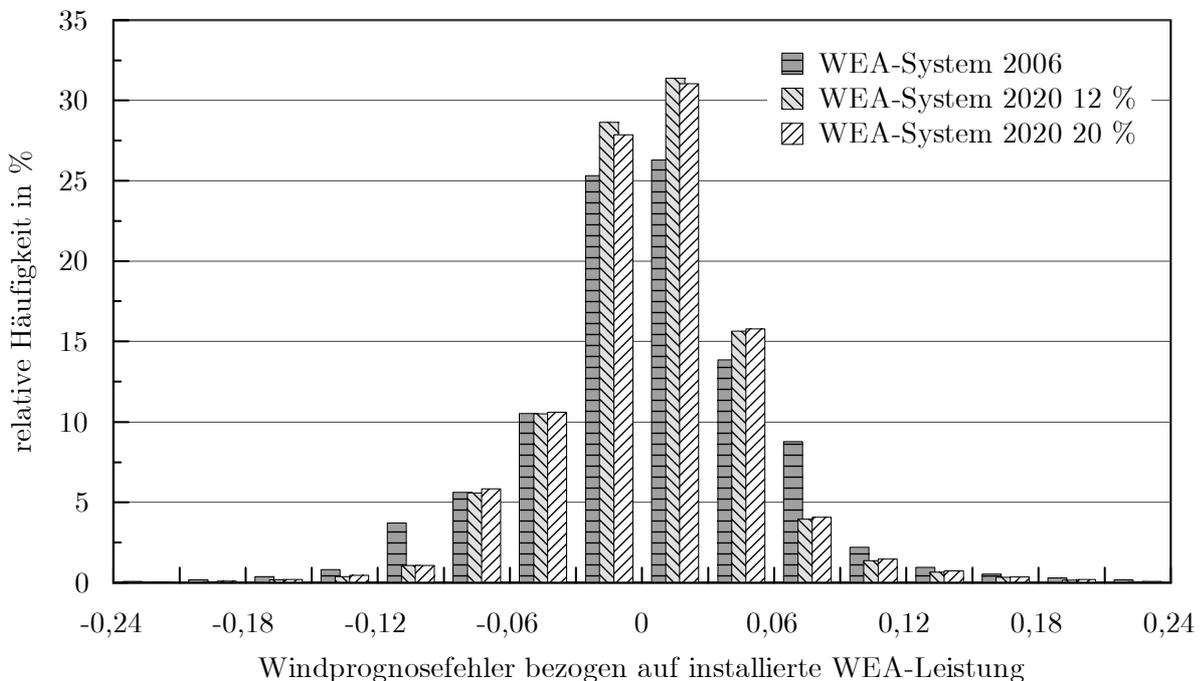
**Windprognosefehler.** Abschließend werden die Ergebnisse der prognostischen WPF-Synthese vorgestellt. Beim Vergleich der modellierten WPF für das heutige WEA-System mit den realen Werten des Jahres 2005 zeigen sich zwar z. T. größere Unterschiede in der Häufigkeitsverteilung (**Abbildung E-30**). Entscheidend sind hier vor allem die hohen für die RL-Dimensionierung relevanten Windprognosefehler. So werden hohe Leistungsdefizite zu häufig und hohe Leistungsüberschüsse zu wenig ausgewiesen, weshalb sich auch Aussagen im absoluten Maßstab verbieten. Aussagen über die Entwicklung der künftigen WPF können jedoch aus der Relation der modellierten WPF für das heutige und die künftigen WEA-Systeme abgeleitet werden. Zum einen heben sich nämlich bei der Relationsbetrachtung vorhandene Ungenauigkeiten der WPF-Modellierung größtenteils auf. Zum anderen kommen auch keine stochastischen Einflüsse zum Tragen, da für die synthetisierten WPF der beiden künftigen WEA-Systeme genau dieselben Zeit- und Höhenfehler des heutigen WEA-Systems synchron angesetzt werden.



**Abbildung E-30.** Vergleich der synthetisierten Windprognosefehler mit den Aufzeichnungen in Deutschland im Jahr 2005

Wie die Häufigkeitsverteilungen der synthetisierten WPF in **Abbildung E-30** zeigen, treten bei den künftigen WEA-Systemen und bei gleichbleibender Prognosequalität höhere positive und negative Prognosefehler insgesamt häufiger auf. Auch die maximalen Prognosefehler (in der **Abbildung E-30** nicht mehr dargestellt) nehmen zu. Diese Erscheinung ist nicht auf den zunehmenden Windstromanteil an sich, sondern auf

die höheren Gradienten durch den zunehmenden Offshore-Anteil zurückzuführen (siehe Abschnitt 3.4.2). Dies spiegelt sich ebenso bei verbesserter Prognosegüte wider. **Abbildung E-31** zeigt die ermittelten WPF-Häufigkeitsverteilungen für die künftigen WEA-Systeme bei einer Reduzierung der Zeit- und Höhenfehler um jeweils 25 % im Vergleich zum WEA-System 2006. Zwar lässt sich eine engere Häufigkeitsverteilung und somit eine Abnahme der Gesamtfehler erkennen. Diese erreicht jedoch insgesamt keine 25 %. So reduziert sich die Standardabweichung der WPF von 5,6 % des WEA-Systems 2006 auf 4,4 % im Falle des WEA-Systems 2020 mit 12 % Windstromanteil bzw. auf 4,6 % beim WEA-System mit 20 % Windstromanteil. Der Gesamtfehler verringert sich also effektiv nur um knapp 22 % bzw. 18 %. Dies zeigt sich ebenso bei der kumulativen Wahrscheinlichkeit. Der Windprognosefehler  $p$ , bei dem die kumulative Wahrscheinlichkeit einen Wert von 0,1 % erreicht, reduziert sich beim WEA-System mit 12 % Windstromanteil im Falle der positiven WPF ( $Pr(p_{\text{WPF}} \geq p) = 0,1 \%$ ) um 23 % auf 77 % des Werts des WEA-Systems 2006 und im Falle der negativen WPF ( $Pr(p_{\text{WPF}} \leq p) = 0,1 \%$ ) um knapp 22 % auf gut 78 %. Beim WEA-System mit 20 % Windstromanteil beträgt die Abnahme 17,5 % bzw. 15 %. Die Reduktion der Prognosefehler durch die höhere Prognosegenauigkeit fällt demnach mit höherem Offshore-Anteil geringer aus. Die ermittelten Werte sind in **Tabelle E-4** zusammengefasst.



**Abbildung E-31.** Häufigkeitsverteilung der synthetisierten Windprognosefehler mit Reduktion der Zeit- und Höhenfehler um jeweils 25 % bei den für das Jahr 2020 unterstellten WEA-Systemen gegenüber dem WEA-System 2006

**Tabelle E-4.** Kenngrößen der synthetisierten Windprognosefehler für das WEA-System 2006 und die beiden für das Jahr 2020 unterstellten WEA-Systeme mit einer Verringerung der Zeit- und Höhenfehler um jeweils um 25 % gegenüber dem WEA-System 2006

<i>Parameter</i>	<i>Reduzierung gegenüber WEA-System 2006</i>				
	<i>WEA- System 2006</i>	<i>WEA- System 2020 12 %</i>	<i>WEA- System 2020 20 %</i>	<i>WEA- System 2020 12 %</i>	<i>WEA- System 2020 20 %</i>
Standardabweichung	5,6 %	4,4 %	4,6 %	21,4 %	17,9 %
positiver WPF $p$ mit $Pr(p_{\text{WPF}} \geq p) = 0,1 \%$	28,0 %	21,6 %	23,1 %	23,0 %	17,4 %
negativer WPF $p$ mit $Pr(p_{\text{WPF}} \leq p) = 0,1 \%$	24,4 %	19,1 %	20,1 %	21,7 %	15,0 %

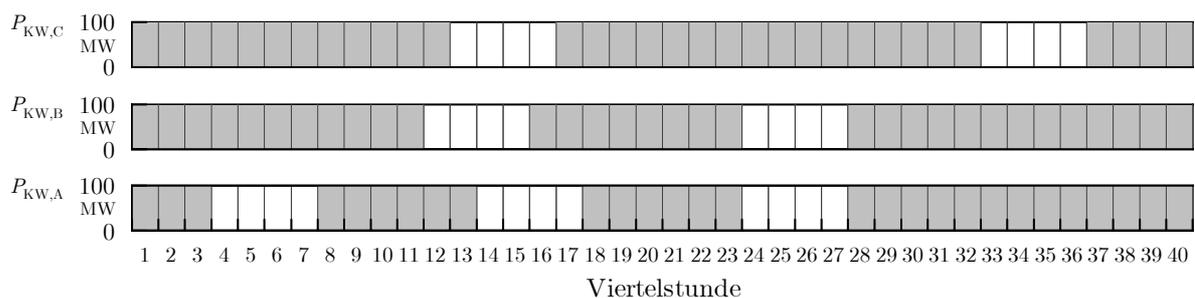
Auch wenn das vorgestellte Verfahren noch erhebliche Ungenauigkeiten aufweist, die sich bei der Nachbildung der Referenzdaten zeigen und vor allem auf der Einfachheit des Verfahrens zur Modellierung der Höhenfehler beruhen, liegt der Vorteil des Verfahrens darin, dass damit der physikalische Hintergrund der Windprognosefehler prinzipiell abgebildet wird. Dies betrifft zum einen die Vorhersage der zeitlichen Entwicklung der Windfelder sowie der Höhe der zu erwartenden Windgeschwindigkeiten. Notwendige Verbesserungen dürfen mit entsprechend genaueren Modellen erwartet werden. Hierzu sind beispielsweise Markov-Ketten höherer Ordnung oder aus der Zeitreihenanalyse bekannte Verfahren wie z. B. ARMA-Prozesse in Betracht zu ziehen.



## Anhang F

# Veranschaulichung der impliziten Rückwärtspoolung

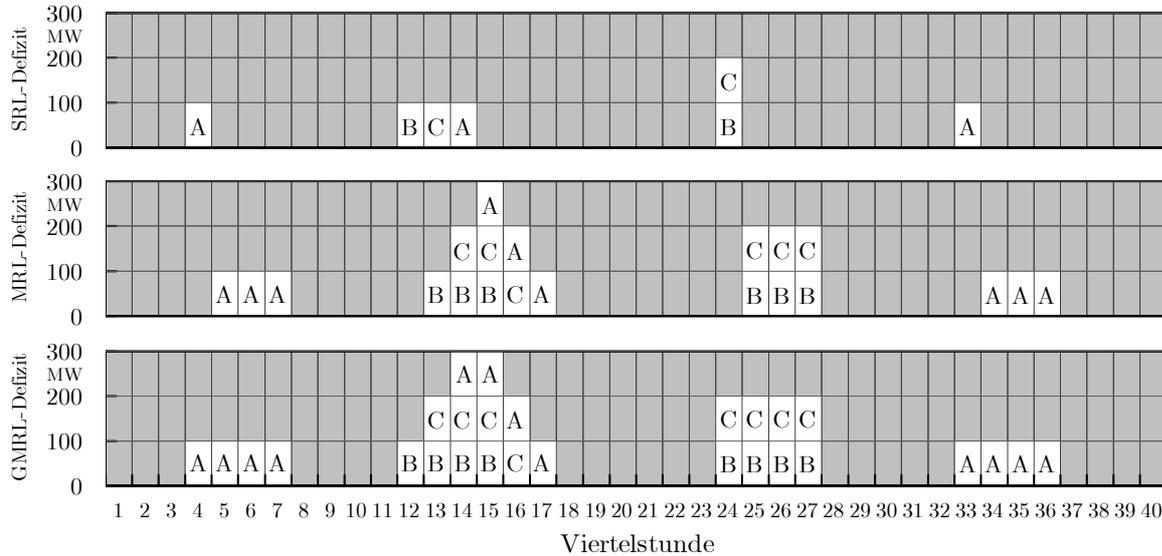
Im folgenden Beispiel soll die in der Berechnung des RL-Bedarfs aus der Differenz der gesamten und der zeitlich vorgelagerten Leistungsreserve im heutigen Verfahren enthaltene implizite Rückwärtspoolung veranschaulicht werden. Dazu wird ein Kraftwerkspark bestehend aus den Kraftwerken A, B und C mit einer jeweiligen Soll-Leistungsabgabe von 100 MW betrachtet. Die Untersuchung richtet sich auf die Vorhaltung an SRL und MRL, wobei die Möglichkeit einer vollständigen Vorwärtspoolung der SRL und eine insgesamt einzuhaltende Defizitwahrscheinlichkeit unterstellt werden soll. Der Betrachtungszeitraum erstreckt sich in diesem Beispiel über 40 Viertelstunden. Für die drei Kraftwerke wird ein Ausfallszenario gemäß **Abbildung F-1** angenommen.



**Abbildung F-1.** Ausfallszenario der drei Kraftwerke A, B und C

Im Betrachtungszeitraum kommt es bei Kraftwerk A zu drei Ausfällen (4. bis 7. Viertelstunde, 14. bis 17. Viertelstunde und 24. bis 27. Viertelstunde) und bei den beiden anderen zu jeweils zwei Ausfällen (KW B: 12. bis 15. Viertelstunde und 24. bis 27. Viertelstunde, KW C: 13. bis 16. Viertelstunde und 33. bis 36. Viertelstunde).

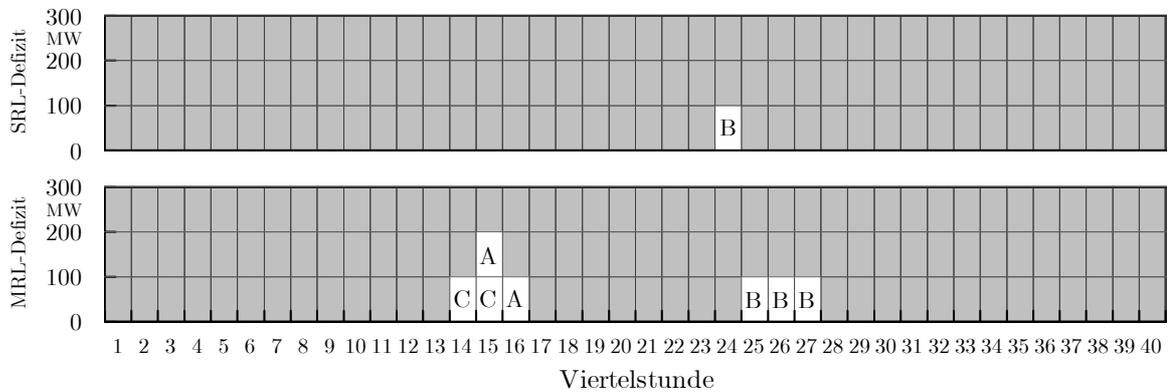
Ein unvorhergesehener Kraftwerksausfall wird in der ersten Viertelstunde durch SRL und in der zweiten bis einschließlich der vierten Viertelstunde durch MRL ausgeglichen. Den Bedarf an SRL und MRL sowie – bei gemeinsamer Betrachtung – an GMRL zeigt **Abbildung F-2**.



**Abbildung F-2.** *SRL-, MRL- und GMRL-Defizite für das Ausfallszenario der drei Kraftwerke A, B und C*

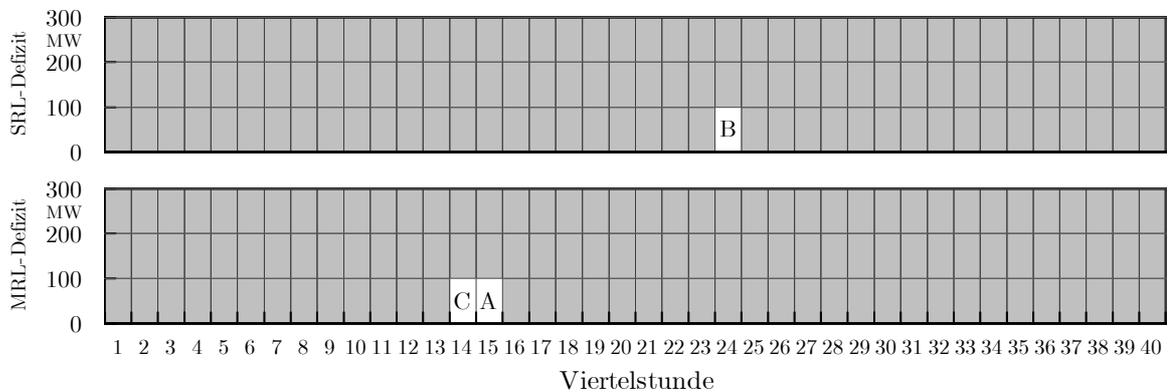
Die erste Viertelstunde des ersten Ausfalls von Kraftwerk A liegt in der 4. Viertelstunde des Betrachtungszeitraums. Für diese Viertelstunde besteht ein SRL-Defizit in Höhe von 100 MW. Die folgenden drei Viertelstunden (5. bis 7.) fallen in den Wirkungsbereich der MRL. Die GMRL umfasst alle vier Viertelstunden (4. bis 7.). Das gesamte GMRL-Defizit erreicht nach obiger Abbildung einen Maximalwert von 300 MW (wenn alle drei Kraftwerke in einer Viertelstunde einen Leistungsausfall aufweisen). Insgesamt werden an GMRL in zwei Viertelstunden genau 300 MW, in sechs Viertelstunden genau 200 MW, in zehn Viertelstunden genau 100 MW und in 22 Viertelstunden keine GMRL benötigt. Wird nun für die GMRL eine Defizitwahrscheinlichkeit von maximal 5 % zugelassen, d. h. dass in maximal zwei Viertelstunden des Betrachtungszeitraums ein nicht deckbares Leistungsdefizit auftreten darf, dann reicht es, eine GMRL in Höhe von 200 MW vorzuhalten. Die dadurch eingehaltene Systemzuverlässigkeit von 95 % wird nun auch bei Unterteilung in SRL und MRL gefordert. Für eine maximale Defizitwahrscheinlichkeit von 5 % lässt sich aus **Abbildung F-2** entnehmen, dass eine SRL in Höhe von 100 MW ausreichend ist (ein Bedarf von 200 MW besteht nur in einer Viertelstunde, ein Bedarf von 100 MW in mehr als zwei Viertelstunden). Würde die MRL aus der Differenz von GMRL und SRL bestimmt werden, ergibt sich hieraus eine vorzuhaltende MRL in Höhe von 100 MW. Für das obige Ausfallszenario verbleiben dann im System nach Ausgleich der SRL-

Defizite durch die 100 MW an SRL und der MRL-Defizite durch die 100 MW an MRL die Leistungsdefizite nach **Abbildung F-3**.



**Abbildung F-3.** Verbleibende SRL- und MRL-Defizite für das Ausfallszenario der drei Kraftwerke A, B und C ohne Vorwärtspoolung der SRL

Insgesamt besteht ein SRL-Defizit in einer Viertelstunde ( $= 1/40 \hat{=} 2,5 \%$ ; und liegt somit unter der vorgegebenen einzuhaltenden Defizitwahrscheinlichkeit von 5 %). Ein MRL-Defizit verbleibt in sechs Viertelstunden ( $= 6/40 \hat{=} 15 \%$ ). Die gesamte Defizitwahrscheinlichkeit beträgt 17,5 % (entspricht in diesem Beispiel nur zufällig der Summe aus SRL- und MRL-Defizitwahrscheinlichkeit, da allgemein das Leistungsdefizit der SRL in der 24. Viertelstunde in der oberen Bildhälfte auch mit einem Leistungsdefizit der MRL zusammenfallen kann!). Die verbleibenden MRL-Defizite können aber, falls noch freie SRL vorhanden ist, auch durch SRL z. T. noch ausgeglichen werden („Vorwärtspoolung“: SRL als MRL). Keine SRL ist in den Viertelstunden: 4, 12 bis 14, 24 und 33 verfügbar (siehe Abbildung F-2). In den übrigen Viertelstunden können die 100 MW an SRL zum Ausgleich von MRL-Defiziten herangezogen werden. Damit ergeben sich die Leistungsdefizite nach **Abbildung F-4**.



**Abbildung F-4.** Verbleibende SRL- und MRL-Defizite für das Ausfallszenario der drei Kraftwerke A, B und C mit Vorwärtspoolung der SRL

Die Defizitwahrscheinlichkeit im Bereich der SRL beträgt unverändert 2,5 %. Die Defizitwahrscheinlichkeit im Bereich der MRL reduziert sich allerdings infolge der Vorwärtspoolung der SRL auf 5 %. Die gesamte Defizitwahrscheinlichkeit beträgt nun 7,5 % und liegt um 2,5%-Punkte höher als gefordert.

Der Grund, warum die Gesamt-Defizitwahrscheinlichkeit bei Unterteilung in SRL und MRL höher ist als die der GMRL, liegt darin, dass mit der GMRL in der 24. Viertelstunde das Leistungsdefizit („B“) im Bereich der SRL noch ausgeregelt werden könnte. Bei Unterteilung in SRL und MRL ist dies allerdings nicht mehr möglich, selbst wenn für diese Viertelstunde genügend MRL frei wäre, da die MRL nicht in so kurzer Zeit (wie die SRL) abgerufen werden kann. Anders wäre es, wenn bezüglich der Zugriffszeit keine Restriktion vorhanden wäre. Dann allerdings bestünde auch kein Unterschied mehr zwischen der SRL und MRL.

# Anhang G

## Monte-Carlo-Simulation

Unter Simulation versteht man nach der VDI-Richtlinie 3633 das „Nachbilden eines Systems mit seinen dynamischen Prozessen in einem experimentierfähigen Modell, um zu Erkenntnissen zu gelangen, die auf die Wirklichkeit übertragbar sind“. Dazu existieren verschiedene Simulationsprinzipien. Eines davon ist die stochastische Simulation, die oftmals allgemein als Monte-Carlo-Simulation bezeichnet wird. Strenggenommen „handelt es sich allerdings weniger um ein bestimmtes Simulationsprinzip, als vielmehr um eine Sammelbezeichnung für numerische Verfahren, bei denen ein stochastisches Modell aufgestellt wird und die entsprechenden Zufallsgrößen mit Hilfe von Zufallszahlen simuliert werden“ [105]. Dabei können nicht nur stochastische Prozesse, sondern auch determinierte Ereignisse simuliert werden. Die Überlegenheit von Monte-Carlo-Simulationen zeigt sich vor allem bei großen und komplexen Systemen. Außerdem lassen sich mit ihr oftmals noch Systeme untersuchen, für die keine geschlossene Theorie oder adäquate Beschreibung in analytischer Form vorliegen.

### G.1 Statistische Genauigkeit

Da die statistische Genauigkeit von Zuverlässigkeitsindizes von wichtiger Bedeutung ist, werden im Folgenden die erreichbare Genauigkeit und das Konvergenzverhalten von Monte-Carlo-Simulationen kurz geschildert. Die Ausführungen sind in wesentlichen Teilen der Arbeit von Billinton und Li [44] und Fritz [143] entnommen.

Die Nichtverlässlichkeit  $NV$  eines Kraftwerksblocks errechnet sich nach Gl. (3-5) aus der mittleren Betriebsdauer  $E(T_B)$  und der mittleren Ausfalldauer  $E(T_A)$ . Werden nicht Zeitdauern, sondern Systemzustände betrachtet, lässt sich der arithmetische Mittelwert als Schätzwert  $\hat{NV}$  der Nichtverlässlichkeit heranziehen:

$$\hat{NV} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N x_i . \quad (\text{G-1})$$

Darin ist  $N$  die Anzahl der Simulationen mit den beiden Systemzuständen  $x = 0$  (funktionstüchtig) und  $x = 1$  (ausgefallen). Für unendlich viele Simulationen ( $N \rightarrow \infty$ ) folgt aus dem starken Gesetz der großen Zahlen, dass der Schätzwert  $\hat{NV}$  gegen den Erwartungswert  $E(NV)$  konvergiert:

$$\lim_{N \rightarrow \infty} \hat{NV} = E(NV). \quad (\text{G-2})$$

Da die Anzahl von Simulationsläufen immer begrenzt sein wird, stellt sich die Frage nach der Genauigkeit des Schätzwerts. Dazu kann der zentrale Grenzwertsatz herangezogen werden:

$$\begin{aligned} \lim_{N \rightarrow \infty} Pr \left( \left| \hat{NV} - E(NV) \right| \leq \frac{k \cdot \sigma}{\sqrt{N}} \right) &= \lim_{N \rightarrow \infty} Pr \left( -\frac{k \cdot \sigma}{\sqrt{N}} \leq \hat{NV} - E(NV) \leq \frac{k \cdot \sigma}{\sqrt{N}} \right) \\ &= \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \cdot \int_{-k}^{+k} e^{-\frac{\xi^2}{2}} d\xi. \end{aligned} \quad (\text{G-3})$$

Danach gilt: wenn eine Größe, z. B. die Nichtverlässlichkeit, einen Mittelwert  $E(\hat{NV})$  und eine endliche Varianz  $\sigma^2$  besitzt, nähert sich die Verteilung der Schätzwerte  $\hat{NV}$  aus Stichproben mit  $N$  unabhängigen Beobachtungen einer Normalverteilung mit dem Mittelwert  $E(NV)$  und der Varianz  $\sigma^2/N$  in dem Maße an, wie  $N$  anwächst. Die Voraussetzung, dass  $x_i$  unabhängige Zufallszahlen sind und derselben Verteilung mit dem Erwartungswert  $E(NV)$  sowie der Varianz  $\sigma^2$  entstammen, ist für die Monte-Carlo-Simulation gegeben [143]. Mit  $k = 1, 2, 3$  ergibt sich aus Gl. (G-3) für den Betrag des absoluten statistischen Fehlers  $\varepsilon_{\text{abs}} = |\hat{NV} - E(NV)|$  eine Wahrscheinlichkeit von:

- $Pr(\varepsilon_{\text{abs}}) \approx 68 \%$ :  $\varepsilon_{\text{abs}} < \sigma/\sqrt{N}$ ,
- $Pr(\varepsilon_{\text{abs}}) \approx 95 \%$ :  $\varepsilon_{\text{abs}} < 2 \cdot \sigma/\sqrt{N}$ ,
- $Pr(\varepsilon_{\text{abs}}) \approx 99,7 \%$ :  $\varepsilon_{\text{abs}} < 3 \cdot \sigma/\sqrt{N}$ .

D. h. der Fehler selbst kann nur unter Angabe einer Wahrscheinlichkeit angegeben werden, beispielsweise in Form eines Konfidenzintervalls. Soll der relative Fehler:

$$\varepsilon = \frac{\varepsilon_{\text{abs}}}{E(NV)} = \left| \frac{\hat{NV} - E(NV)}{E(NV)} \right| \quad (\text{G-4})$$

mit einer Wahrscheinlichkeit von etwa 68 % nicht überschritten werden, so kann in Gl. (G-4) der Zähler durch  $\sigma/\sqrt{N}$  (aus Gl. (G-3) mit  $k = 1$ ) ersetzt werden:

$$\varepsilon = \frac{1}{\sqrt{N}} \cdot \frac{\sigma}{E(NV)} \quad \text{bzw.} \quad N = \frac{1}{\varepsilon^2} \cdot \frac{\sigma^2}{E(NV)^2}. \quad (\text{G-5})$$

Da die Varianz  $\sigma^2$  i. d. R. nicht bekannt ist, muss für sie die erwartungstreue Schätzung:

$$\hat{\sigma}^2 = \frac{1}{N-1} \cdot \sum_{i=1}^N \left( x_i - \hat{NV} \right)^2 \stackrel{(N \gg 1)}{\approx} \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \left( x_i - \hat{NV} \right)^2 \quad (\text{G-6})$$

verwendet werden, um den Fehler abschätzen zu können. Da für die 1-0-Variable  $x_i$  gilt<sup>12</sup>:

$$\sum_{i=1}^N x_i^2 = \sum_{i=1}^N x_i, \quad (\text{G-7})$$

folgt für die erwartungstreue Schätzung der Varianz für große  $N$ :

$$\begin{aligned} \hat{\sigma}^2 &= \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N x_i^2 - \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N 2 \cdot x_i \cdot \hat{NV} + \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \hat{NV}^2 \\ &= \hat{NV} - 2 \cdot \hat{NV}^2 + \hat{NV}^2 \\ &= \hat{NV} - \hat{NV}^2. \end{aligned} \quad (\text{G-8})$$

In Gl. (G-5) eingesetzt, folgt mit gleichzeitigem Ersetzen des Erwartungswerts  $E(NV)$  durch den Schätzwert  $\hat{NV}$  schließlich für den relativen Fehler, der mit einer Wahrscheinlichkeit von 68 % nicht überschritten wird, bzw. für die erforderliche Anzahl der Simulationen zum Erreichen einer bestimmten Genauigkeit:

$$\varepsilon = \sqrt{\frac{1 - \hat{NV}}{N \cdot \hat{NV}}} \quad \text{bzw.} \quad N = \frac{1}{\varepsilon^2} \cdot \frac{1 - \hat{NV}}{\hat{NV}}. \quad (\text{G-9})$$

Unter Berücksichtigung des mit dem Fehler bzw. der Simulationsanzahl verbundenen Konfidenzintervalls lautet die Formulierung der Gl. (G-9) ganz allgemein:

$$\varepsilon = z_k \cdot \sqrt{\frac{1 - \hat{NV}}{N \cdot \hat{NV}}} \quad \text{bzw.} \quad N = \frac{z_k^2}{\varepsilon^2} \cdot \frac{1 - \hat{NV}}{\hat{NV}}. \quad (\text{G-10})$$

Darin ist  $z_k$  das Prozent-Perzentil der Standardnormalverteilung für die Vertrauenszahl  $k$ . Bei einem zweiseitigen Vertrauensintervall von z. B. 95 % beträgt  $z_k$   $1,96 \approx 2$ .

---

<sup>12</sup> Bei einem Kraftwerkssystem könnte dessen Nichtverlässlichkeit ebenfalls mit den beiden Zuständen  $x = 0$  (Last kann gedeckt werden) und  $x = 1$  (Last kann nicht gedeckt werden) beschrieben werden.

Aus Gln. (G-9) bzw. (G-5) können drei fundamentale Aussagen abgeleitet werden:

1. Die für eine bestimmte Genauigkeit erforderliche Anzahl  $N$  der Simulationen hängt von der Systemzuverlässigkeit selbst, aber nicht von der Größe des Systems ab.
2. Da die Nichtverlässlichkeit eines Systems (Ausfallwahrscheinlichkeit) i. d. R. sehr viel kleiner als 1 ist, gilt für Gl. (G-9):

$$N \approx \frac{1}{\varepsilon^2 \cdot \hat{NV}}. \quad (\text{G-11})$$

Dies bedeutet, dass die erforderliche Anzahl an Simulationen näherungsweise umgekehrt proportional zur Nichtverlässlichkeit des Systems ist, d. h. je zuverlässiger das System ist, desto mehr Simulationsläufe sind notwendig, um eine bestimmte Genauigkeit zu erreichen.

3. Zur Verkleinerung des Konfidenzintervalls des Simulationsfehlers ist eine überproportional ansteigende Simulationsanzahl erforderlich ( $\varepsilon \sim 1/\sqrt{N}$ ). So sind für eine Reduzierung des maximal möglichen Fehlers um eine Zehnerpotenz (z. B. 1 %  $\rightarrow$  0,1 %) eine um zwei Zehnerpotenzen höhere Simulationsanzahl (z. B. 10 000  $\rightarrow$  1 000 000) erforderlich. Wie aus Gl. (G-5) hervorgeht, besteht neben der Erhöhung der Simulationsanzahl auch die Möglichkeit der Reduzierung der Standardabweichung bzw. Varianz der Zielgröße (hier die Nichtverlässlichkeit) in einer Monte-Carlo-Simulation, um eine höhere Genauigkeit der Simulation zu erzielen. Deshalb sind hierfür auch Techniken der sog. Varianzreduktion entwickelt worden, die aber mit nicht unerheblichem Aufwand verbunden und nicht alle für Untersuchungen der Systemzuverlässigkeit von elektrischen Versorgungssystemen geeignet sind. Im Rahmen dieser Arbeit werden Methoden zur Varianzreduktion nicht eingesetzt und deshalb auch nicht näher vorgestellt.

## G.2 Erzeugung von Zufallszahlen

Monte-Carlo-Simulationen werden fast ausschließlich mit Hilfe von Computern realisiert. Die Erzeugung der Zufallszahlen basiert hierbei auf dem Prinzip der Pseudozufallszahlen, wofür es verschiedene Generatoren gibt. Üblicherweise produzieren diese Generatoren eine gleichverteilte Zufallszahl im Intervall von 0 bis 1.

Zur Erzeugung von Zufallszahlen mit dem Computer finden mathematische Methoden Anwendung. Dahinter stehen mathematische Algorithmen mit dem Ziel, trotz des deterministischen Algorithmus ein möglichst „zufälliges“ Verhalten zu generieren, weshalb die so erhaltene Zahlenfolge als pseudozufällig bezeichnet wird. Die Anforderungen an einen Zufallszahlengenerator bestehen darin, die Korrelation zwischen den Zufallszahlen zu minimieren sowie die Periodendauer bis zur Wiederholung der Zah-

lenfolge zu maximieren. Eine Routine zur Erzeugung von Pseudozufallszahlen stellt in Visual Basic for Application (VBA) die Funktion *Rnd* dar, die eine zwischen  $[0,1)$ -gleichverteilte Zufallszahl generiert. Mit einer Periodenlänge von unter 17 Mio. Zufallszahlen ist dieser Generator allerdings für umfangreiche Simulationen mit hohen Anforderungen an die Genauigkeit nicht geeignet. Im Rahmen dieser Arbeit wird der extrem schnelle und zuverlässige Zufallszahlengenerator Mersenne Twister (MT) von Matsumoto und Nishimura [144] verwendet. Dieser besitzt eine Periodenlänge von  $2^{19937}-1$  und wurde erfolgreich zahlreichen statistischen Tests unterzogen, weshalb er als der z. Z. beste Zufallszahlengenerator im Bereich der stochastischen Simulation angesehen wird [145].

### G.3 Transformation von Zufallszahlen

Aus  $[0,1]$ -gleichverteilten Zufallszahlen lassen sich mit Hilfe von entsprechenden Methoden oder Transformationsvorschriften Zufallszahlen mit anderen Verteilungsformen generieren.

Eine approximative Methode ist die Tabellarisierung. Diese basiert auf der Darstellung der kumulativen Wahrscheinlichkeitsverteilung im Bereich von  $[0,1]$ . Reale Häufigkeitsverteilungen können dabei entweder direkt oder auf Basis der zugrundeliegenden mathematischen Verteilungsfunktion tabellarisiert werden. Bei der direkten Tabellarisierung wird zwar die vorliegende Häufigkeitsverteilung im Rahmen der Diskretisierungsfehler exakt nachgebildet, ebenso aber auch Abweichungen von der Grundgesamtheit. Dieser Abbildungsfehler verringert sich jedoch mit zunehmendem Stichprobenumfang. Deshalb bietet sich vor allem bei großem Stichprobenumfang die direkte Tabellarisierung der kumulativen Wahrscheinlichkeitsverteilung von Häufigkeitsverteilungen an, deren genaue mathematische Formulierung unbekannt ist oder für die keine hinreichend genaue mathematische Beschreibung gefunden werden können.

Eine wichtige Methode zur mathematischen Transformation von Zufallszahlen ist die Inversionstransformation:

**Satz F.1.** *Entstammt die Zufallsgröße  $\xi$  einer Gleichverteilung aus dem Intervall  $[0,1]$ , so hat die Zufallsgröße  $x$  eine stetige Verteilungsfunktion  $F(x)$  und es gilt die Gleichung:*

$$\xi = F(x) \Leftrightarrow x = F^{-1}(\xi). \quad (\text{G-12})$$

Im Folgenden werden die für die Untersuchung elektrischer Energieversorgungssysteme wichtigsten Verteilungsformen zusammen mit ihren Transformationsvorschriften vorgestellt.

**Exponentialverteilung.** Die Exponentialverteilung besitzt die Dichtefunktion:

$$f(x) = \lambda \cdot e^{-\lambda \cdot x}. \quad (\text{G-13})$$

Die Verteilungsfunktion lautet:

$$F(x) = 1 - e^{-\lambda \cdot x}. \quad (\text{G-14})$$

Aus  $\xi = F(x) = 1 - e^{-\lambda \cdot x}$  folgt für die inverse Verteilungsfunktion:

$$x = F^{-1}(\xi) = -\frac{1}{\lambda} \cdot \ln(1 - \xi). \quad (\text{G-15})$$

Da  $(1 - \xi)$  ebenfalls eine gleichverteilte Zufallszahl aus dem Intervall  $(0,1)$  liefert, lässt sich für die inverse Verteilungsfunktion auch schreiben:

$$x = -\frac{1}{\lambda} \cdot \ln(\xi). \quad (\text{G-16})$$

**Normalverteilung.** Die Normalverteilung besitzt die Dichtefunktion:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}}. \quad (\text{G-17})$$

Die Verteilungsfunktion lautet:

$$F(x) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \int_{-\infty}^x e^{-\frac{(x'-\mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}} dx'. \quad (\text{G-18})$$

Für die Normalverteilung existiert jedoch keine analytische Form für die inverse Verteilungsfunktion. Zur Erzeugung von normalverteilten Zufallszahlen sind deshalb alternative Berechnungsvorschriften entwickelt worden. Eine von ihnen ist die Box-Müller-Methode:

**Satz F.2.** Wenn  $\xi_1$  und  $\xi_2$  zwei unabhängige auf  $(0,1]$  gleichverteilte Zufallszahlen sind, dann sind

$$z_1 = \sqrt{-2 \cdot \ln \xi_1} \cdot \cos(2 \cdot \pi \cdot \xi_2) \quad \text{und} \quad z_2 = \sqrt{-2 \cdot \ln \xi_1} \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot \xi_2) \quad (\text{G-19})$$

zwei unabhängige standardnormalverteilte Zufallszahlen.

Aus einer standardnormalverteilten Zufallszahl  $z$  mit dem Erwartungswert 0 und der Standardabweichung 1 lässt sich schließlich mit der Transformation:

$$x = \mu + \sigma \cdot z \quad (\text{G-20})$$

jede beliebige normalverteilte Zufallszahl  $x$  mit dem Erwartungswert  $\mu$  und der Standardabweichung  $\sigma$  gewinnen.

**Lognormalverteilung.** Die Lognormalverteilung (logarithmische Normalverteilung) besitzt die Dichtefunktion:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{x \cdot \sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}} & \text{für } x > 0 \\ 0 & \text{für } x \leq 0. \end{cases} \quad (\text{G-21})$$

Die Verteilungsfunktion lautet:

$$F(x) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \int_{0+}^x \frac{1}{x'} \cdot e^{-\frac{(\ln x' - \mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}} dx' & \text{für } x > 0 \\ 0 & \text{für } x \leq 0. \end{cases} \quad (\text{G-22})$$

Wie bei der Normalverteilung existiert auch für die Lognormalverteilung keine analytische Form für die inverse Verteilungsfunktion. Da sich die Dichtefunktion der Lognormalverteilung mittels des Transformationsatzes für Dichten mit  $y = \ln x$  aus der Dichtefunktion der Normalverteilung ergibt, wird zur Erzeugung von lognormalverteilten Zufallszahlen zunächst mit den Gln. (G-19) und (G-20) eine normalverteilte Zufallszahl  $y$  generiert und diese mit:

$$x = e^y \quad (\text{G-23})$$

in eine lognormalverteilte Zufallszahl  $x$  transformiert. Zu beachten ist, dass  $\mu$  und  $\sigma$  in den Gln. (G-21) und (G-22) nicht der Mittelwert und die Standardabweichung der Lognormalverteilung, sondern der Mittelwert und die Standardabweichung der zur Lognormalverteilung korrespondierenden Normalverteilung, d. h. der logarithmierten Werte, sind. Wenn für eine normalverteilte Zufallsvariable  $y$  für ihren Erwartungswert  $E(y) = \mu$  und für ihre Standardabweichung  $E(\sigma) = \sigma$  gilt, berechnen sich der Mittelwert  $E(x)$  und die Standardabweichung  $\sigma(x)$  einer lognormalverteilten Zufallsvariablen  $x$  aus:

$$E(x) = e^{\left(\mu + \frac{\sigma^2}{2}\right)}, \quad (\text{G-24})$$

$$\sigma(x) = E(x) \cdot \sqrt{e^{\sigma^2} - 1}. \quad (\text{G-25})$$

**Loglognormalverteilung.** Die Loglognormalverteilung (zweifach logarithmische Normalverteilung) besitzt die Dichtefunktion:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{x \cdot \ln x \cdot \sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(\ln|\ln x| - \mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}} & \text{für } x > 0 \\ 0 & \text{für } x \leq 0. \end{cases} \quad (\text{G-26})$$

Die Verteilungsfunktion lautet:

$$F(x) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \int_{0+}^x \frac{1}{x' \cdot \ln x'} \cdot e^{-\frac{(\ln|\ln x'| - \mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}} dx' & \text{für } x > 0 \\ 0 & \text{für } x \leq 0. \end{cases} \quad (\text{G-27})$$

Wie bei der Normalverteilung und der Lognormalverteilung existiert auch für die Loglognormalverteilung keine analytische Form für die inverse Verteilungsfunktion. Da sich die Dichtefunktion der Loglognormalverteilung mittels des Transformationsatzes für Dichten mit  $y = \ln x$  aus der Dichtefunktion der Lognormalverteilung ergibt, wird zur Erzeugung von loglognormalverteilten Zufallszahlen zunächst eine lognormalverteilte Zufallszahl  $y$  generiert und diese mit:

$$x = e^y \quad (\text{G-28})$$

in eine loglognormalverteilte Zufallszahl  $x$  transformiert. Ausgehend von einer normalverteilten Zufallszahl  $z$  ergibt sich infolge des Transformationsatzes mit  $z = \ln|\ln x|$  die Vorschrift:

$$x = e^{e^z}, \quad (\text{G-29})$$

um eine loglognormalverteilte Zufallszahl  $x$  zu erhalten.

Auch hier sind  $\mu$  und  $\sigma$  in den Gln. (G-26) und (G-27) nicht der Mittelwert und die Standardabweichung der Loglognormalverteilung, sondern der Mittelwert und die Standardabweichung der zur Loglognormalverteilung korrespondierenden Normalverteilung. Zur Ermittlung des Mittelwerts und der Standardabweichung einer loglognormalverteilten Zufallsvariablen aus dem Mittelwert und der Standardabweichung der zur Loglognormalverteilung korrespondierenden Normalverteilung werden die Gln. (G-24) und (G-25) in analoger Weise zunächst für die Berechnung des Mittelwerts und der Standardabweichung der zur Loglognormalverteilung korrespondierenden Lognormalverteilung herangezogen und daraus unter nochmaliger Anwendung dieser beiden Gleichungen die Werte berechnet.

Nach den Gln. (G-26) und (G-27) ist die Dichte- und Verteilungsfunktion der Loglognormalverteilung für alle positiven  $x$  definiert. Es geht hierbei aber eine eindeutige Zuordnungsvorschrift verloren, wenn der Betrag von  $x$  den Wert 1 über- bzw. unterschreitet; so ergibt sich beispielsweise  $\ln|\ln x| = -0,3665$  sowohl aus  $\ln|\ln 2|$  als auch aus  $\ln|\ln \frac{1}{2}|$ . Da z. B. die Windprognosefehler auf die installierte WEA-Leistung bezogen werden und die sich somit ergebenden normierten Werte nur im Intervall von 0 bis 1 bewegen, ist dies im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht von Belang.



## Anhang H

# Randbedingungen der Untersuchungen zum Regel- und Reserveleistungsbedarf

Nachfolgend werden alle Randbedingungen, die für die szenarischen Untersuchungen im Kapitel 5 von Relevanz sind, dargelegt. Diese umfassen die unterstellten Preise für die verschiedenen RL-Arten, die betrachteten Kraftwerke sowie die notwendigen Angaben und Kenngrößen zur Beschreibung der kraftwerks-, last- und windbedingten Leistungsdefizite. Leistungsdefizite durch Stromtransite werden nicht betrachtet.

### H.1 Kosten

Für die positive SRL werden ein Leistungspreis von 35 € pro kW und Halbjahr und ein Arbeitspreis von 8 Ct/kWh angesetzt; für die negative SRL werden ein Leistungspreis von 12 € pro kW und Halbjahr und ein Arbeitspreis von 0 Ct/kWh unterstellt. Die positive MRL wird mit einem Leistungspreis von 150 € pro MW und Tag und einem Arbeitspreis von 8 Ct/kWh bewertet; für die negative MRL werden 55 € pro MW und Tag und 0 Ct/kWh angenommen. **Tabelle H-1** zeigt die auf Jahreswerte umgerechneten und in dieser Arbeit angesetzten Preise.

Die unterstellten Preise für die SRL und MRL orientieren sich mit Ausnahme des Arbeitspreises der MRL an den Preisen, die sich im Mittel in den letzten Jahren in den Ausschreibungen der deutschen ÜNB gebildet haben [17-20] (vgl. Abschnitt 2.2.2). Während die MRL als Regelleistung mit den geringeren Anforderungen hinsichtlich der Aktivierung erwartungsgemäß einen niedrigeren Leistungspreis aufweist als die SRL, liegt ihr realer Arbeitspreis von 12 Ct/kWh dagegen deutlich über dem der SRL. Dies erklärt sich daraus, dass man hier zwei Handelsplätze mit unterschiedlichen Marktteilnehmern und unterschiedlichen Bieterstrategien vorfindet. Die Anbieter von MRL offerieren offensichtlich Kraftwerksleistung mit dem Ziel, für diese zwar durch einen niedrigen Leistungspreis den Zuschlag für die Leistungsvorhaltung zu bekommen, deren Abruf durch einen hohen Arbeitspreis möglichst aber zu vermeiden.

Diese Bieterstrategie ist an sich nicht verwerflich, solange die verkaufte Leistung auch wirklich vorgehalten<sup>13</sup> wird. Allerdings birgt sie in ihrer Konsequenz das verführerische Potenzial, dass die ÜNB die SRL auch dann zur Ausregelung von MRL-Defiziten heranziehen, wenn diese eigentlich durch MRL ausgeglichen werden könnten und müssten. Als Folge davon würde in entsprechend kritischen Zeiten mit der vorgehaltenen Regelleistung die gewünschte Zuverlässigkeit nicht mehr eingehalten<sup>14</sup> werden. Denn die Dimensionierung setzt auch bei angerechneter Vorwärtspoolung der SRL stets eine möglichst rasche Ablösung durch die MRL voraus. Deshalb wird hier der MRL-Arbeitspreis mit 8 Ct/kWh auf dem Niveau der SRL angesetzt.

**Tabelle H-1.** Leistungs- und arbeitsbezogene Preise für die verschiedenen RL-Arten

RL-Art	Zugriffszeit	positive Leistung		negative Leistung	
		Leistungspreis	Arbeitspreis	Leistungspreis	Arbeitspreis
SRL	< ¼ h	70 €/kW/a	8 Ct/kWh	24 €/kW/a	0 Ct/kWh
MRL	¼ h	55 €/kW/a	8 Ct/kWh	20 €/kW/a	0 Ct/kWh
DRL	1 h	45 €/kW/a	4 Ct/kWh	–	–
WRL	1 h	45 €/kW/a	4 Ct/kWh	20 €/kW/a	0 Ct/kWh
	3 h	45 €/kW/a	3,3 Ct/kWh	20 €/kW/a	0 Ct/kWh
	5 h	45 €/kW/a	3 Ct/kWh	20 €/kW/a	0 Ct/kWh

Da es sich bei der DRL und WRL um keine ausschreibungspflichtigen Produkte handelt, ist eine marktkonforme Bewertung der Leistungs- und Arbeitspreise für die DRL und WRL entsprechend schwierig. Zur Abschätzung marktgerechter Preise sollen die tatsächlichen Kosten von fossil befeuerten Kraftwerken betrachtet werden. Diese sind auf Basis der Kostenangaben in [72,146,147] für verschiedene Kraftwerksarten in **Tabelle H-2** zusammen mit den daraus resultierenden Leistungs- und Arbeitskosten aufgezeigt. Mit Blick auf die DRL-Zugriffszeit von etwa einer Stunde lässt sich für die DRL eine Zusammensetzung der Kraftwerksleistung aus 60 % Steinkohleblöcken, 30 % Erdgaskraftwerken und 10 % Braunkohleanlagen unterstellen. Ein derartiger Mix würde demnach Leistungskosten von knapp 90 €/kW/a sowie Arbeitskosten von gut 2,7 Ct/kWh aufweisen. Wie man am Beispiel der MRL erkennen kann, muss sich der Leistungspreis allerdings nicht an den wahren Leistungskosten orientieren. Des-

<sup>13</sup> Rechtlich gesehen ist die verkaufte Leistung stets in voller Höhe vorzuhalten. Für das gewünschte Zuverlässigkeitsniveau könnte die Reserve dennoch in unkritischen Zeiten reduziert werden. Dies darf jedoch nur dem ÜNB vorbehalten bleiben und nicht Aspekt einer Bieterstrategie sein.

<sup>14</sup> Lediglich in unkritischen Zeiten wäre ein vornehmlicher Einsatz des Teils der SRL vertretbar, der nicht zur Einhaltung der gewünschten Defizitwahrscheinlichkeit erforderlich ist.

halb wird im Rahmen dieser Arbeit der Leistungspreis der DRL mit 45 €/kW/a unterhalb dem der MRL angesiedelt. Zur Deckung der offenen Leistungskosten ist die Differenz von 45 €/kW/a dem Arbeitspreis aufzuschlagen. Bei einer angenommenen mittleren Ausnutzungsdauer der Kraftwerke in Höhe von 4 500 h sind hierfür neben den Arbeitskosten in Höhe von 2,7 Ct/kWh zusätzlich noch 1 Ct/kWh als Deckungsbeitrag für die Leistungsvorhaltung zu erwirtschaften. Insgesamt ergibt sich somit ein Arbeitspreis von 3,7 Ct/kWh. Da die Bereitstellung und der Einsatz von Regel- und Reserveleistung zu verstärktem Teillastbetrieb und häufigeren An- und Abfahrvorgängen führt [72], wird zur Berücksichtigung der damit einhergehenden Nutzungsgradverschlechterung der Arbeitspreis auf 4 Ct/kWh aufgerundet.

**Tabelle H-2.** *Leistungs- und arbeitsbezogene Kosten von Kraftwerken; eigene Berechnungen auf Basis von [72,146,147]*

<i>Kostenfaktor</i>	<i>Gas- turbine</i>	<i>Erdgas</i>	<i>Stein- kohle</i>	<i>Braun- kohle</i>
spezif. Investitionen in €/kW	250	500	900	1100
steuerliche Abschreibungszeit in a	15	15	17	17
Lebensdauer in a	35	35	40	40
spezif. Personenbedarf in Pers./MW <sub>el</sub>	3	3	10	7
spezif. Personalkosten in €/a	70 000	70 000	70 000	70 000
spezif. Instandhaltungskosten in €/kW <sub>el</sub> /a	5	7	12	13
Versicherungssatz (Investitionsanteil) in %/a	0,2	0,2	0,2	0,2
Steuersatz (Investitionsanteil) in %/a	2,3	2,3	2,3	2,3
spezif. variable Betriebskosten in €/MWh <sub>el</sub>	1,2	1,2	1,7	2,2
Brennstoffkosten in Ct/kWh <sub>Hu</sub> bzw. €/tSKE	1,5	1,5	53	35
Brennstoffnebenkosten in Ct/kWh <sub>Hu</sub> bzw. €/tSKE	0,55	0,55	12	0
Brennstoffnutzungsgrad in %	35	50	39	38
<i>leistungsbezogene Kosten</i>				
Kapitaldienst in €/kW/a	23,4	46,8	80,2	98,0
Personalkosten in €/kW/a	2,1	2,1	7	4,9
Wartungskosten in €/kW/a	5	7	12	13
Steuer & Versicherung in €/kW/a	0,6	1,2	2,0	2,4
<b>Summe Leistungskosten in €/kW/a</b>	<b>31,1</b>	<b>57,0</b>	<b>101,2</b>	<b>118,3</b>
<i>arbeitsbezogene Kosten</i>				
Betriebskosten in Ct/kWh	0,12	0,12	0,17	0,22
Brennstoffkosten in Ct/kWh	5,9	4,1	2,0	1,1
<b>Summe Arbeitskosten in Ct/kWh</b>	<b>6,0</b>	<b>4,2</b>	<b>2,2</b>	<b>1,4</b>

Bei der WRL als nicht standardisiertes Produkt nehmen sowohl deren Definition als auch deren Zugriffszeit Einfluss auf die Preisgestaltung. Im Rahmen der szenarischen Untersuchungen wird die WRL-Definition I (siehe Anhang E.2) zugrundegelegt. Hinsichtlich des zeitlichen Wirkungsbereichs ist die WRL mit der DRL vergleichbar. Von daher werden für die WRL mit einer Zugriffszeit von einer Stunde dieselben Leistungs- und Arbeitspreise wie bei der DRL angesetzt. Mit längerer Zugriffszeit dürfen auch niedrigere Kosten erwartet werden. So wird der Arbeitspreis für die WRL mit einer Zugriffszeit von drei Stunden mit 3,3 Ct/kWh und bei fünf Stunden mit 3 Ct/kWh angenommen. In Tabelle H-1 sind die angesetzten Preise für die WRL in Abhängigkeit von der Zugriffszeit angegeben. Diese Preise werden sowohl für die Abschätzung der heutigen wie auch der künftigen Kosten herangezogen. Sie dürfen allerdings nur als szenarische Annahme für die vorliegende Arbeit verstanden werden.

## H.2 Kraftwerke

Kraftwerksausfälle werden als unabhängig voneinander angesehen und stets als Totalausfälle angenommen. Für die Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken werden die Werte nach Tabelle 3-2 zugrundegelegt. Diese sind für die hier betrachteten Kraftwerke in **Tabelle H-3** zusammengefasst. Dabei wird von keiner weiteren Verbesserung oder Verschlechterung der Werte für die künftigen Kraftwerkssysteme ausgegangen.

**Tabelle H-3.** Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken

Kraftwerkstechnologie/-typ	$\hat{D}_0$	$\hat{D}_{12}$	$\hat{E}(T_B)$	$\hat{E}(T_1)$	$\hat{T}_{S,v,DRL1}^k$	$\hat{T}_{S,v}$	$\hat{E}(T_A)$	$\hat{NV}$
Steinkohlekraftwerk	0,48	0,74	541 h	49 h	2 h	3 h	52 h	8,8 %
Braunkohlekraftwerk	0,46	0,72	664 h	30 h	2 h	3 h	33 h	4,8 %
Gas-/Ölkraftwerk	0,34	0,59	749 h	119 h	2 h	3 h	122 h	14,0 %
Kernkraftwerk	0,23	0,55	1 845 h	82 h	3 h	5 h	87 h	4,5 %
Gasturbine	0,45	0,60	101 h	79 h	-	-	79 h	43,9 %

Im Blickpunkt der szenarischen Untersuchungen stehen die heutige Stromversorgung in Deutschland sowie die künftige Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 12 und 20 %. Die zugrundegelegten Kraftwerkssysteme lehnen sich dabei an den gegenwärtigen deutschen Kraftwerkspark und den in [72] für steigende Brennstoffpreise errechneten Kraftwerksstrukturen an. Die Kraftwerkssysteme bestehen jeweils aus den vier Regelzonen RZ-A, RZ-B, RZ-C und RZ-D. Die Größe der Regelzonen sowie die Blockleistungen und Besitzverhältnisse der Kraftwerke sind für diese Arbeit derart verändert worden, dass die erhaltenen Untersuchungsergebnisse keine direkten und evtl. falschen Rückschlüsse auf die einzelnen deutschen Regelzonen erlauben, dennoch

für Deutschland als Anhaltswerte verstanden werden können. Die Kraftwerkssysteme mit den Kraftwerksblöcken im Verantwortungsbereich der einzelnen Regelzonen werden im Folgenden für die drei betrachteten Varianten vorgestellt. Dabei sind alle Kraftwerke innerhalb eines Kraftwerkssystems (nicht aber für alle drei Kraftwerkssysteme) mit jeweils einer eigenen Bezeichnung benannt. Ein Kraftwerk, dessen Leistung anteilig mehreren Regelzonen zuzuordnen ist, hat dabei denselben Namen in den Kraftwerkslisten eines Kraftwerkssystems. Im Kraftwerkssystem, das die heutige Kraftwerksstruktur abbildet, besitzen beispielsweise die Betreiber B1 und B4 jeweils 50 % Anteil an den Steinkohlekraftwerken SK7 und SK8, deren Blockleistungen ebenfalls zu jeweils 50 % durch die ÜNB der Regelzonen RZ-A und RZ-D abzusichern sind.

Bei der Untersuchung des windbedingten Einflusses auf den RL-Bedarf entsteht strenggenommen das Problem, dass die Windenergienutzung selbst Einfluss auf die Struktur der zugrundeliegenden Kraftwerkssysteme nehmen würde und somit beim Vergleich des RL-Bedarfs mit und ohne Wind eigentlich zwei unterschiedliche Kraftwerksparks zu betrachten wären. Dies wird im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht berücksichtigt. Beim heutigen Kraftwerkssystem ist dieser Aspekt sowieso vernachlässigbar, da die Windenergienutzung auf seine historische Entwicklung nahezu keinen Einfluss genommen hat [72].

**Heutige Kraftwerksstruktur.** Die heutige und für die RL-Dimensionierung maßgebliche Kraftwerksstruktur wird durch ein Kraftwerkssystem mit 69,7 GW bestehend aus einer Kraftwerksleistung von 20 GW aus Kernkraftwerken, 19,7 GW aus Braunkohleblöcken, 18 GW aus steinkohlebefeuerter Anlagen, 10 GW aus erdgasbasierten GuD-Anlagen und Dampfkraftwerken sowie 2 GW aus Gasturbinen nachgebildet (**Tabelle H-4**).

Die Regelzone RZ-A hat dabei mit 25,4 GW die höchste Kraftwerksleistung abzusichern. Sie zeichnet sich durch einen hohen Anteil der Braunkohle aus. In der Regelzone RZ-B stammen fast die Hälfte der gesamten Kraftwerksleistung von etwa 23,4 GW aus Kernenergie. Im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-C dominiert die Braunkohle mit einem Anteil von über zwei Drittel der Gesamtleistung von 11,6 GW. Ebenso befinden sich hier 55 % der gesamten Gasturbinenleistung; auf der anderen Seite enthält die Regelzone RZ-C kein erdgasbefeuerter Kraftwerk. Die Regelzone RZ-D umfasst als kleinste der vier Regelzonen knapp 9,4 GW mit einem hohen Anteil an Kernenergie und Steinkohle. Die Kraftwerke im Einzelnen sind in den **Tabellen H-5 bis H-8** aufgelistet.

**Tabelle H-4.** *Kraftwerksleistung im Verantwortungsbereich der einzelnen Regelzonen für die Betrachtung der heutigen Versorgungsstruktur*

<i>Kraftwerkstyp</i>	<i>RZ-A</i>	<i>RZ-B</i>	<i>RZ-C</i>	<i>RZ-D</i>	<i>gesamt</i>
Kernenergie	4 200 MW	10 050 MW	1 550 MW	4 200 MW	20 000 MW
Braunkohle	10 900 MW	450 MW	7 900 MW	450 MW	19 700 MW
Steinkohle	6 750 MW	6 525 MW	1 050 MW	3 675 MW	18 000 MW
Erdgas	3 400 MW	5 800 MW	0 MW	800 MW	10 000 MW
Gasturbine	100 MW	550 MW	1 100 MW	250 MW	2 000 MW
gesamt	25 350 MW	23 375 MW	11 600 MW	9 375 MW	69 700 MW

**Tabelle H-5.** *Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-A für die Betrachtung der heutigen Versorgungsstruktur*

<i>Kraftwerk</i>	<i>Typ</i>	<i>Blockleistung in MW</i>	<i>Betreiber</i>	<i>Anteil in %</i>
KKW1, KKW2	Kernenergie	1 200	B1	100
KKW3, KKW4	Kernenergie	1 200	B1	75
BK1	Braunkohle	1 000	B1	100
BK2	Braunkohle	900	B1	100
BK3 ... BK8	Braunkohle	600	B1	100
BK9 ... BK18	Braunkohle	300	B1	100
BK19 ... BK34	Braunkohle	150	B1	100
SK1 ... SK3	Steinkohle	750	B1	100
SK4 ... SK6	Steinkohle	600	B1	100
SK7, SK8	Steinkohle	450	B1	50
SK9 ... SK13	Steinkohle	300	B1	100
SK14, SK15	Steinkohle	300	B1	50
SK16 ... SK18	Steinkohle	150	B1	100
EG1	Erdgas	600	B1	100
EG2 ... EG7	Erdgas	400	B1	100
EG8, EG9	Erdgas	200	B1	100
GT1	Gasturbine	100	B1	100

**Tabelle H-6.** *Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-B für die Betrachtung der heutigen Versorgungsstruktur*

<i>Kraftwerk</i>	<i>Typ</i>	<i>Blockleistung in MW</i>	<i>Betreiber</i>	<i>Anteil in %</i>
KKW5 ... KKW8	Kernenergie	1 400	B2	100
KKW9	Kernenergie	1 400	B2	75
KKW10	Kernenergie	1 200	B2	100
KKW11	Kernenergie	1 200	B2	50
KKW3, KKW4	Kernenergie	1 200	B2	25
KKW12	Kernenergie	800	B2	100
KKW13	Kernenergie	800	B2	25
BK35	Braunkohle	900	B2	50
SK19 ... SK21	Steinkohle	750	B2	100
SK22, SK23	Steinkohle	600	B2	100
SK24, SK25	Steinkohle	450	B2	100
SK26 ... SK32	Steinkohle	300	B2	100
SK33 ... SK35	Steinkohle	300	B2	100
EG10 ... EG13	Erdgas	600	B2	100
EG14 ... EG21	Erdgas	400	B2	100
EG22	Erdgas	200	B2	100
GT2	Gasturbine	150	B2	100
GT3 ... GT5	Gasturbine	100	B2	100
GT6, GT7	Gasturbine	50	B2	100

**Tabelle H-7.** Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-C für die Betrachtung der heutigen Versorgungsstruktur

<i>Kraftwerk</i>	<i>Typ</i>	<i>Blockleistung</i> <i>in MW</i>	<i>Betreiber</i>	<i>Anteil</i> <i>in %</i>
KKW9	Kernenergie	1 400	B3	25
KKW11	Kernenergie	1 200	B3	50
KKW13	Kernenergie	800	B3	75
BK36, BK37	Braunkohle	900	B3	100
BK38, BK39	Braunkohle	800	B3	100
BK40 ... BK49	Braunkohle	450	B3	100
SK36	Steinkohle	450	B3	100
SK37	Steinkohle	300	B3	100
SK38, SK39	Steinkohle	150	B3	100
GT8, GT9	Gasturbine	150	B3	100
GT10	Gasturbine	100	B3	100
GT11 ... GT24	Gasturbine	50	B3	100

**Tabelle H-8.** Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-D für die Betrachtung der heutigen Versorgungsstruktur

<i>Kraftwerk</i>	<i>Typ</i>	<i>Blockleistung</i> <i>in MW</i>	<i>Betreiber</i>	<i>Anteil</i> <i>in %</i>
KKW14	Kernenergie	1 400	B4	100
KKW15	Kernenergie	1 200	B4	100
KKW16, KKW17	Kernenergie	800	B4	100
BK35	Braunkohle	900	B4	50
SK21	Steinkohle	750	B4	50
SK40, SK41	Steinkohle	600	B4	100
SK42, SK43	Steinkohle	450	B4	100
SK7, SK8	Steinkohle	450	B4	50
SK14, SK15	Steinkohle	300	B4	50
SK44 ... SK46	Steinkohle	150	B4	100
EG23	Erdgas	400	B4	100
EG24, EG25	Erdgas	200	B4	100
GT25, GT26	Gasturbine	100	B4	100
GT27	Gasturbine	50	B4	100

**Künftige Kraftwerksstruktur mit 12 % Windstromanteil.** Für die künftige Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 12 % wird ein Kraftwerkssystem mit knapp 68,9 GW angenommen und der bisher vereinbarte Kernenergieausstieg unterstellt. Die wegfallende Kernenergie wird durch Erdgas und vor allem durch Steinkohle ersetzt. Die Braunkohle nimmt geringfügig ab. Von der gesamten Kraftwerksleistung entfallen 1,2 GW auf ein Kernkraftwerk, 18,1 GW auf Braunkohleblöcke, knapp 30,8 GW auf steinkohlebefeuerte Anlagen, 15,2 GW auf Erdgas-GuD-Kraftwerke sowie 3,6 GW auf Gasturbinen (**Tabelle H-9**). Die einzelnen Kraftwerke der vier Regelzonen sind in den **Tabellen H-10 bis H-13** aufgeführt.

**Tabelle H-9.** *Kraftwerksleistung im Verantwortungsbereich der einzelnen Regelzonen für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 12 %*

<i>Kraftwerkstyp</i>	<i>RZ-A</i>	<i>RZ-B</i>	<i>RZ-C</i>	<i>RZ-D</i>	<i>gesamt</i>
Kernenergie	0 MW	0 MW	0 MW	1 200 MW	1 200 MW
Braunkohle	9 100 MW	450 MW	8 100 MW	450 MW	18 100 MW
Steinkohle	11 250 MW	12 750 MW	1 500 MW	5 250 MW	30 750 MW
Erdgas	3 800 MW	8 800 MW	800 MW	1 800 MW	15 200 MW
Gasturbine	900 MW	1 050 MW	1 050 MW	600 MW	3 600 MW
gesamt	25 050 MW	23 050 MW	11 450 MW	9 300 MW	68 850 MW

**Tabelle H-10.** *Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-A für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 12 %*

<i>Kraftwerk</i>	<i>Typ</i>	<i>Blockleistung in MW</i>	<i>Betreiber</i>	<i>Anteil in %</i>
BK1 ... BK4	Braunkohle	1 000	B1	100
BK5 ... BK7	Braunkohle	900	B1	100
BK8 ... BK11	Braunkohle	600	B1	100
SK1 ... SK5	Steinkohle	900	B1	100
SK6 ... SK14	Steinkohle	750	B1	100
EG1, EG2	Erdgas	800	B1	100
EG3 ... EG5	Erdgas	600	B1	100
EG6	Erdgas	400	B1	100
GT1, GT2	Gasturbine	300	B1	100
GT3, GT4	Gasturbine	150	B1	100

**Tabelle H-11.** Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-B für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 12 %

<i>Kraftwerk</i>	<i>Typ</i>	<i>Blockleistung</i> <i>in MW</i>	<i>Betreiber</i>	<i>Anteil</i> <i>in %</i>
BK12	Braunkohle	900	B2	50
SK15 ... SK18	Steinkohle	900	B2	100
SK19 ... SK29	Steinkohle	750	B2	100
SK30, SK31	Steinkohle	450	B2	100
EG7 ... EG12	Erdgas	800	B2	100
EG13 ... EG18	Erdgas	600	B2	100
EG19	Erdgas	400	B2	100
GT5, GT6	Gasturbine	300	B2	100
GT7 ... GT9	Gasturbine	150	B2	100

**Tabelle H-12.** Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-C für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 12 %

<i>Kraftwerk</i>	<i>Typ</i>	<i>Blockleistung</i> <i>in MW</i>	<i>Betreiber</i>	<i>Anteil</i> <i>in %</i>
BK13, BK14	Braunkohle	1 000	B3	100
BK15 ... BK17	Braunkohle	900	B3	100
BK18, BK19	Braunkohle	800	B3	100
BK20 ... BK23	Braunkohle	450	B3	100
SK32	Steinkohle	750	B3	100
SK33	Steinkohle	450	B3	100
SK34	Steinkohle	300	B3	100
EG20	Erdgas	800	B3	100
GT10, GT11	Gasturbine	300	B3	100
GT12 ... GT14	Gasturbine	150	B3	100

**Tabelle H-13.** Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-D für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 12 %

<i>Kraftwerk</i>	<i>Typ</i>	<i>Blockleistung in MW</i>	<i>Betreiber</i>	<i>Anteil in %</i>
KKW1	Kernenergie	1 200	B4	100
BK12	Braunkohle	900	B4	50
SK35, SK36	Steinkohle	900	B4	100
SK37, SK38	Steinkohle	750	B4	100
SK39	Steinkohle	600	B4	100
SK40 ... SK42	Steinkohle	450	B4	100
EG21	Erdgas	800	B4	100
EG22	Erdgas	600	B4	100
EG23	Erdgas	400	B4	100
GT15	Gasturbine	300	B4	100
GT16, GT17	Gasturbine	150	B4	100

**Künftige Kraftwerksstruktur mit 20 % Windstromanteil.** Das für die künftige Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 20 % zugrundegelegte Kraftwerkssystem umfasst 68,3 GW. Der bisher vereinbarte und unterstellte Kernenergieausstieg wird durch Erdgas und Steinkohle kompensiert, die zudem auch einen Teil der Braunkohle ersetzen. Die gesamte Kraftwerksleistung basiert auf 1,2 GW aus einem Kernkraftwerk, 14,1 GW an Braunkohleblöcken, gut 29,5 GW in steinkohlebeheizten Anlagen, 19,4 GW aus Erdgas-GuD-Kraftwerken sowie über 4 GW Gasturbinenleistung (**Tabelle H-14**). Die einzelnen Kraftwerke der vier Regelzonen sind den **Tabellen H-15 bis H-18** zu entnehmen.

**Tabelle H-14.** Kraftwerksleistung im Verantwortungsbereich der einzelnen Regelzonen für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 20 %

<i>Kraftwerkstyp</i>	<i>RZ-A</i>	<i>RZ-B</i>	<i>RZ-C</i>	<i>RZ-D</i>	<i>gesamt</i>
Kernenergie	0 MW	0 MW	0 MW	1 200 MW	1 200 MW
Braunkohle	6 200 MW	450 MW	7 000 MW	450 MW	14 100 MW
Steinkohle	12 600 MW	11 100 MW	1 500 MW	4 350 MW	29 550 MW
Erdgas	5 000 MW	10 200 MW	1 600 MW	2 600 MW	19 400 MW
Gasturbine	1 050 MW	1 200 MW	1 200 MW	600 MW	4 050 MW
gesamt	24 850 MW	22 950 MW	11 300 MW	9 200 MW	68 300 MW

**Tabelle H-15.** Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-A für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 20 %

<i>Kraftwerk</i>	<i>Typ</i>	<i>Blockleistung</i> <i>in MW</i>	<i>Betreiber</i>	<i>Anteil</i> <i>in %</i>
BK1, BK2	Braunkohle	1 000	B1	100
BK3, BK4	Braunkohle	900	B1	100
BK5 ... BK8	Braunkohle	600	B1	100
SK1 ... SK4	Steinkohle	900	B1	100
SK5 ... SK16	Steinkohle	750	B1	100
EG1, EG2	Erdgas	800	B1	100
EG3 ... EG7	Erdgas	600	B1	100
EG8	Erdgas	400	B1	100
GT1, GT2	Gasturbine	300	B1	100
GT3 ... GT5	Gasturbine	150	B1	100

**Tabelle H-16.** Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-B für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 20 %

<i>Kraftwerk</i>	<i>Typ</i>	<i>Blockleistung</i> <i>in MW</i>	<i>Betreiber</i>	<i>Anteil</i> <i>in %</i>
BK9	Braunkohle	900	B2	50
SK17 ... SK19	Steinkohle	900	B2	100
SK20 ... SK29	Steinkohle	750	B2	100
SK30, SK31	Steinkohle	450	B2	100
EG9 ... EG15	Erdgas	800	B2	100
EG16 ... EG22	Erdgas	600	B2	100
EG23	Erdgas	400	B2	100
GT6 ... GT8	Gasturbine	300	B2	100
GT9, GT10	Gasturbine	150	B2	100

**Tabelle H-17.** Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-C für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 20 %

<i>Kraftwerk</i>	<i>Typ</i>	<i>Blockleistung</i> <i>in MW</i>	<i>Betreiber</i>	<i>Anteil</i> <i>in %</i>
BK10 ... BK13	Braunkohle	900	B3	100
BK14, BK15	Braunkohle	800	B3	100
BK16 ... BK19	Braunkohle	450	B3	100
SK32	Steinkohle	750	B3	100
SK33	Steinkohle	450	B3	100
SK34	Steinkohle	300	B3	100
EG24, EG25	Erdgas	800	B3	100
GT11, GT12	Gasturbine	300	B3	100
GT13 ... GT16	Gasturbine	150	B3	100

**Tabelle H-18.** Kraftwerksblöcke im Verantwortungsbereich der Regelzone RZ-D für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstruktur mit einem Windstromanteil von 20 %

<i>Kraftwerk</i>	<i>Typ</i>	<i>Blockleistung</i> <i>in MW</i>	<i>Betreiber</i>	<i>Anteil</i> <i>in %</i>
KKW1	Kernenergie	1 200	B4	100
BK9	Braunkohle	900	B4	50
SK35	Steinkohle	900	B4	100
SK36, SK37	Steinkohle	750	B4	100
SK38	Steinkohle	600	B4	100
SK39 ... SK41	Steinkohle	450	B4	100
EG26, EG27	Erdgas	800	B4	100
EG28	Erdgas	600	B4	100
EG29	Erdgas	400	B4	100
GT17	Gasturbine	300	B4	100
GT18, GT19	Gasturbine	150	B4	100

### H.3 Last

Die Nachbildung der Lastschwankungen erfolgt getrennt für die positiven und negativen Leistungsdefizite und beruht auf einer Normalverteilung bei spiegelsymmetrischer Darstellung (vgl. Abschnitt 3.3.1) mit den Kenngrößen in **Tabelle H-19**. Diese orientieren sich von der Größenordnung her an den heutigen Verhältnissen, ohne jedoch die realen Werte der deutschen Regelzonen exakt nachzubilden. Bei der Höhe der Lastschwankungen im Jahr 2020 wird von keiner Veränderung ausgegangen.

**Tabelle H-19.** *Kenngrößen für die Nachbildung der Lastschwankungen auf Basis einer Normalverteilung bei spiegelsymmetrischer Darstellung in den vier Regelzonen für die Betrachtung der heutigen und künftigen Versorgungsstruktur*

	RZ-A	RZ-B	RZ-C	RZ-D
<i>positive Lastschwankungen</i>				
Wahrscheinlichkeit	50 %	50 %	50 %	50 %
Mittelwert	0	0	0	0
Standardabweichung	90 MW	80 MW	50 MW	40 MW
<i>negative Lastschwankungen</i>				
Wahrscheinlichkeit	50 %	50 %	50 %	50 %
Mittelwert	0	0	0	0
Standardabweichung	100 MW	90 MW	60 MW	50 MW

Im Gegensatz dazu werden bei den Lastprognosefehlern für das Jahr 2020 etwas bessere Werte als heute unterstellt (vgl. Abschnitt 3.3.2). Die Nachbildung des gesamten Lastprognosefehlers in den einzelnen Regelzonen erfolgt über eine Normalverteilung mit den Kenngrößen in **Tabelle H-20** bzw. **Tabelle H-21**. Dabei beziehen sich die Angaben jeweils auf die mit angegebene Netzhöchstlast, für die in Summe eine Steigerung von insgesamt 75 GW um 4 % auf 78 GW unterstellt wird.

**Tabelle H-20.** *Kenngrößen für die Nachbildung der Lastprognosefehler auf Basis einer Normalverteilung in den vier Regelzonen für die Betrachtung der heutigen Versorgungsstruktur*

	RZ-A	RZ-B	RZ-C	RZ-D
Netzhöchstlast	27 000 MW	25 000 MW	13 000 MW	10 000 MW
Mittelwert	0	0	0	0
Standardabweichung	2,0 %	2,1 %	2,5 %	2,8 %

**Tabelle H-21.** Kenngrößen für die Nachbildung der Lastprognosefehler auf Basis einer Normalverteilung in den vier Regelzonen für die Betrachtung der künftigen Versorgungsstrukturen mit einem Windstromanteil von 12 und 20 %

	<i>RZ-A</i>	<i>RZ-B</i>	<i>RZ-C</i>	<i>RZ-D</i>
Netzhöchstlast	28 000 MW	26 000 MW	13 500 MW	10 500 MW
Mittelwert	0	0	0	0
Standardabweichung	1,8 %	1,9 %	2,3 %	2,5 %

Für die abhängigen Lastprognosefehler, die für die gemeinsame Defizitwahrscheinlichkeit der vier Regelzonen von Bedeutung ist, wird eine mittelwertfreie Normalverteilung mit einer Standardabweichung von 1,0 % für die heutige und 0,9 % für die künftigen Versorgungsstrukturen angenommen. Somit teilt sich beispielsweise in der Regelzone RZ-A der gesamte Lastprognosefehler jeweils zu 50 % auf unabhängige und abhängige Lastprognosefehler auf.

## H.4 Windstromeinspeisung

Der Einfluss der kurzfristigen Windschwankungen kann nach Abschnitt 3.4.1 vernachlässigt werden. Von daher werden in den szenarischen Untersuchungen für die windbedingten Leistungsdefizite nur die Windprognosefehler berücksichtigt.

Für die heutige und die beiden künftigen Versorgungsstrukturen mit einem Windstromanteil von 12 und 20 % werden die drei WEA-Systeme aus Abschnitt E.3 zugrundegelegt. Die Nachbildung der Windprognosefehler stützt sich dabei auf die deutschlandweiten Aufzeichnungen des Jahres 2005. Für das WEA-System 2006 werden diese in normierter Form eins zu eins auf die hier unterstellte WEA-Leistung von 18,75 GW übertragen. Für die Windprognosefehler im Jahr 2020 wird von einer höheren Prognosegüte ausgegangen. Hierfür wird angenommen, dass sich die Fehler in der Vorhersage der zeitlichen Entwicklung und der Höhe der Windstromeinspeisung jeweils um 25 % reduzieren lassen und somit nur noch 75 % der heutigen Werte betragen. Entsprechend dem Ergebnis der prognostischen Synthese in Abschnitt E.4 bedeutet dies, dass beim WEA-System mit 12 % Windstromanteil der Prognosefehler, der 99,9 % der Leistungsdefizite abdeckt, um etwa 22 % abnimmt. Diese Verringerung wird für die szenarischen Untersuchungen auf die gesamten normierten Windprognosefehler übertragen und dann diese auf die angesetzte WEA-Leistung von 30,97 GW hochskaliert. Beim WEA-System mit einem Windstromanteil von 20 % werden die heutigen Windprognosefehler mit einer Verringerung um 16 % auf die WEA-Leistung von 44,6 GW hochskaliert. **Tabelle H-22** fasst die Kenngrößen für die Nachbildung der Windprognosefehler zusammen.

**Tabelle H-22.** Kenngrößen für die Nachbildung der Windprognosefehler auf Basis der deutschlandweiten Aufzeichnungen des Jahres 2005

<i>WEA-System</i>	<i>installierte WEA-Leistung</i>	<i>Skalierungsfaktor der normierten WPF des Jahres 2005</i>
Jahr 2006	18 750 MW	100 %
Jahr 2020 mit 12 % Windstromanteil	30 970 MW	78 %
Jahr 2020 mit 20 % Windstromanteil	44 600 MW	84 %

Der Online-Anteil der vier Regelzonen zur Ausregelung der Windprognosefehler orientiert sich im Rahmen dieser Arbeit an deren Netzhöchstlast (siehe vorheriger Abschnitt). Die Werte sind im Einzelnen der **Tabelle H-23** zu entnehmen.

**Tabelle H-23.** Online-Anteil der vier Regelzonen zur Ausregelung der Windprognosefehler für das heutige und die beiden künftigen Versorgungssysteme des Jahres 2020

<i>Betrachtungsjahr</i>	<i>RZ-A</i>	<i>RZ-B</i>	<i>RZ-C</i>	<i>RZ-D</i>
2006	36,1 %	33,3 %	17,3 %	13,3 %
2020	35,9 %	33,3 %	17,3 %	13,5 %

# Literatur- und Quellenverzeichnis

- [1] *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung* (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG). In: Bundesgesetzblatt 2005, Teil I, S. 1970, 07.07.2005.
- [2] Trautmann, K.: Wahrscheinlichkeitstheoretische Modelle zur Bestimmung der Verfügbarkeit von Kraftwerksanlagen. *Elektrizitätswirtschaft*, 73. Jg. (1974), 1, 3-8.
- [3] Billinton, R.; Allan, R.N.: *Reliability evaluation of power systems*. Boston u. a.: Pitman Publishing Inc., 1984.
- [4] Kochs, H.-D.: *Zuverlässigkeitsmodelle zur Berechnung des Leistungsverhaltens von Kraftwerkssystemen*. Dissertation, RWTH Aachen, 1976.
- [5] Edwin, K.W.; Kochs, H.-D.; Traeder, G.: *Untersuchung der Kraftwerksreserve im Verbundsystem*. Opladen: Westdeutscher Verlag, 1979.
- [6] *Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen* (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV). In: Bundesgesetzblatt 2005, Teil I, S. 2243, 28.07.2005.
- [7] BDI, VIK, VDEW, VDN, ARE, VKU: *Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung*. Berlin, Essen, Hannover, Köln, Aug. 13.12.2001.
- [8] VDN: *TransmissionCode 2003. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Berlin, Aug. 8.2003.
- [9] UCTE: *Spielregeln zur primären und sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung in der UCPTE*, Brüssel, 1998.
- [10] Schnug, A.; Fleischer, L.: *Bausteine für Stromeuropa*. Heidelberg: DVG, 1999.
- [11] Welfonder, E., Hall, B., Glaunsinger, W., Heueck, R.: Untersuchung der frequenz- und spannungsabhängigen Leistungsaufnahme von Verbraucherteilnetzen – Ergebnisse und Folgerungen für den Verbundbetrieb. *Elektrizitätswirtschaft*, 93. Jg. (1994), 3, 81-87.

- [12] Kauffeld, W.: Dampferzeugerseitige Maßnahmen. In: *Wirkleistung- und Blindleistung-Sekundenreserve: Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit verschiedener Maßnahmen in Kraftwerken und Netzen*. VDI-Berichte 582. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1986.
- [13] Kürten, H.: Einlassseitige Maßnahmen zur Wirkleistungsreserve-Bereitstellung und –Aktivierung im Sekundenbereich bei Dampfturbinen. In: *Wirkleistung- und Blindleistung-Sekundenreserve: Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit verschiedener Maßnahmen in Kraftwerken und Netzen*. VDI-Berichte 582. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1986.
- [14] Torborg, H.-H.: Entnahmeseitige Maßnahmen bei Dampfturbinen zur Wirkleistungs-Sekundenreserve-Bereitstellung. In: *Wirkleistung- und Blindleistung-Sekundenreserve: Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit verschiedener Maßnahmen in Kraftwerken und Netzen*. VDI-Berichte 582. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1986.
- [15] Pitscheider, K., Welfonder, E.: Konventionelle Dampfkraftwerke mit geregelter Kondensatstaubetrieb – Modellgestütztes Block-Führungs- und Regelkonzept. In: *Netzregelung und Systemführung: Führungsaufgaben und Interaktionen von Kraftwerken und Netz bei deregulierter Energiewirtschaft*. VDI-Berichte 1529. Düsseldorf: VDI-Verlag, 2000.
- [16] Martin, P., Näser, W.: Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Wirkleistungs-Sekundenreserve-Maßnahmen. In: *Wirkleistung- und Blindleistung-Sekundenreserve: Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit verschiedener Maßnahmen in Kraftwerken und Netzen*. VDI-Berichte 582. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1986.
- [17] RWE Transportnetz Strom GmbH: *Ausschreibungen Regelenergie*.  
Internet: <<https://www2.rwe.com/net/>> (Stand 04.04.2006).
- [18] E.ON Netz GmbH: *Ausschreibung Regelleistung*.  
Internet: <<http://www.eon-netz.com>> (Stand 04.04.2006).
- [19] Vattenfall Europe Transmission GmbH: *Ergebnisse Regelenergie*.  
Internet: <<http://transmission.vattenfall.de>> (Stand 04.04.2006).
- [20] EnBW Transportnetze AG: *Regelenergie*.  
Internet: <<http://www.enbw.com>> (Stand 04.04.2006).
- [21] DVG: *Der GridCode - Kooperationsregeln für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, Heidelberg, 1998.
- [22] Dany, G.: *Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil*. Dissertation, RWTH Aachen, 2000.
- [23] DVG: *Zuverlässigkeit elektrischer Versorgungssysteme – Leistungsreserve im Verbundbetrieb*. Heidelberg, 1997.

- [24] Brückl, O.: Die Integration der Windenergie in die allgemeine Stromversorgung – Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit. In: *Tagungsband zur Fachtagung „Technologie der Zukunft – Stand der Technik, Sicherheit der Energieversorgung“*. , 27. – 28. April 2005, München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft.
- [25] Erdmann, G.: Im Spannungsfeld von Versorgungssicherheit und Klimaschutz. *VGB PowerTech*, Vol. 83 (2003), 1/2, 51-54.
- [26] Luther, M., Santjer, F., Neumann, T.: Technische und betriebliche Aspekte für den Netzanschluss von Windenergieanlagen. *DEWI Magazin*, 10. Jg. (2001), 19, 14-22.
- [27] Roth, H.: EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz. *ew*, 103. Jg. (2004), 24, 32-36.
- [28] E.ON Netz: *Windreport 2005*.
- [29] Keussen, U., Schneller, C., Winter, W.: Ergebnisse und Konsequenzen der „dena-Netzstudie“. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 55. Jg. (2005), 4, 258-261.
- [30] Schwarz, J., Grebe, E.: Aktuelle Herausforderungen für die UCTE – Entwicklung des Synchronbereiches. In: *Sichere und zuverlässige Systemführung von Kraftwerk und Netz im Zeichen der Deregulierung*. VDI-Berichte 1747, Düsseldorf: VDI-Verlag, 2003.
- [31] *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien* (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). In: Bundesgesetzblatt 2004, Teil I, S. 1918, 21.07.2004.
- [32] Singh, C.; Billinton, R.: *System reliability modelling and evaluation*. London: Hutchinson & Co. Publishers Ltd, 1977.
- [33] Billinton, R.: *Power system reliability evaluation*. New York u. a.: Gordon and Breach, Science Publishers Inc., 1970.
- [34] Billinton, R., Ringlee, R. J., Wood, A. J.: *Power-system reliability calculations*. Cambridge, Massachusetts, und London, England: The MIT Press, 1973.
- [35] Jansen, H.: Grundlagen der Zuverlässigkeitstheorie und ihre Anwendung in elektrischen Systemen. *ETZ-A*, 94. Jg. (1975), 12, 537-542.
- [36] Edwin, K. W., Nachtkamp, J.: Ein Beitrag zur statistischen Ermittlung des Betriebsverhaltens wichtiger Komponenten der elektrischen Energieversorgung. *ETZ-A*, 94. Jg. (1975), 12, 543-548.
- [37] Koenne, W., Zinterhof, P.: *Zuverlässigkeitstheoretische Analyse von Elektrizitätsversorgungssystemen*. 1. Aufl. Wien: Springer-Verlag, 1978.
- [38] Endrenyi, J.: *Reliability modeling in electric power systems*. Chichester u. a.: John Wiley & Sons, 1978.

- [39] Dhillon, B. S., Singh, C.: *Engineering Reliability*. New York u. a.: John Wiley & Sons, 1981.
- [40] Roske, H.: *Beitrag zur Anwendung der Zuverlässigkeitstheorie in der elektrischen Energieversorgung*. Dissertation, TU Berlin, 1982.
- [41] Kochs, H.-D.: *Zuverlässigkeit elektrotechnischer Anlagen*. Berlin: Springer-Verlag, 1984.
- [42] Edwin, K.W.: *Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer Energieversorgungssysteme*. Forschungsbericht T86-185 im Auftrag des BMFT, Aachen, 1986.
- [43] Billinton, R., Allan, R. N.: *Reliability assessment of large electric power systems*. Boston u. a.: Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [44] Billinton, R.; Li, W.: *Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods*. New York: Plenum Press, 1994.
- [45] Cox, D. R. : *Erneuerungstheorie*. München und Wien: Oldenbourg-Verlag, 1966.
- [46] Gnedenko, B. W., Beljajew, J. K., Solowjew, A. D.: *Mathematische Methoden der Zuverlässigkeitstheorie I*. Berlin: Akademie-Verlag, 1968.
- [47] Schneeweiss, W.: *Zuverlässigkeitstheorie*. Berlin u. a.: Springer-Verlag, 1973.
- [48] Beyer, O., Girlich, H.-J., Zschiesche, H.-U.: *Stochastische Prozesse und Modelle*. Thun und Frankfurt/Main: Verlag Harri Deutsch, 1978.
- [49] Beichelt, F., Franken, P.: *Zuverlässigkeit und Instandhaltung*. München und Wien: Hanser-Verlag, 1984.
- [50] Rosanow, J. A.: *Stochastische Prozesse*. Berlin: Akademie-Verlag, 1975.
- [51] VGB: Analyse der Nichtverfügbarkeit von Wärmekraftwerken. *VGB Technisch-wissenschaftliche Berichte „Wärmekraftwerke“* (VGB-TW 103A), Jahresberichte seit 1988, 1. Ausgabe 1990 bis 10. Ausgabe 1998, Essen: VGB-Kraftwerkstechnik GmbH.
- [52] Jopp, K.: Single-Shaft-Konzept für GuD-Kraftwerke: Flexible Schnellstarter. *BWK*, Bd. 56 (2004), 7/8, 22-23.
- [53] Franke, R., Prinz, S., Vogelbacher, L.: Wirtschaftlich effizientes Anfahren von Dampfkraftwerken. *BWK*, 56. Jg. (2004), 10, 56-62.
- [54] DVG: *Das versorgungsgerechte Verhalten der thermischen Kraftwerke*. Heidelberg: DVG, 1991.
- [55] Wüst, B.: *Einfluß thermischer Grundlastblöcke auf die Wirtschaftlichkeit und Zuverlässigkeit von Insel- und Verbundsystemen*. Fortschritt-Berichte VDI Reihe 16, Nr. 46, Düsseldorf: VDI-Verlag, 1988.

- [56] Roggenbau, M.: *Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber zur Minutenreservehaltung in elektrischen Verbundsystemen*. Dissertation, RWTH Aachen, 1999.
- [57] Meier, H.-J.: *Antwort: Sonderauswertung des VGB zu Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken*. Email von Hans-Joachim Meier <Hans-Joachim.Meier@vgb.org> an Oliver Brückl <obrueckl@ewk.ei.tum.de> (27.09.05).
- [58] Schlecht, D.: *Private Mitteilung*, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Telefongespräch 28.9.2005.
- [59] Schwarz, S.: . Das neue GuD-Kraftwerk in München. Vortrag, *Energiewirtschaftliches Seminar*, WS 03/04, TU München, 01.12.2003.
- [60] Mattheij, J. H. G.: New possibilities to repair and modify gas turbine components in relation to technical and economical advantages. *VGB PowerTech*, Vol. 82 (2002), 2, 47-50.
- [61] Schippers, K., Then, O.: Gasturbinen für hohe Wirkungsgrade – Erwartungen und Realität aus Sicht eines Betreibers. *VGB PowerTech*, Vol. 82 (2002), 5, 86-90.
- [62] Benesch, W. A., Reich, J.: Nachhaltige Energiebereitstellung aus Steinkohlen. *VGB PowerTech*, Vol. 85 (2005), 3, 44-48.
- [63] Greiner, F.: Einfluss des liberalisierten Marktes auf die Stromproduktion. In: *Sichere und zuverlässige Systemführung von Kraftwerk und Netz im Zeichen der Deregulierung*. VDI-Berichte 1747, Düsseldorf: VDI-Verlag, 2003.
- [64] Geibig, K.-F.: Abbau der Eigeninstandhaltung – Weg in die Handlungsfähigkeit oder Wettbewerbsvorteil. *VGB PowerTech*, Vol. 82 (2002), 10, 92-94.
- [65] Sturm, F. A., Abbé, M., Trübenbach, M.: Strategien für Betriebsführung und Instandhaltung von Kraftwerken. *VGB PowerTech*, Vol. 83 (2003), 8, 69-75.
- [66] Gräber, U., Roos, E.: Nachhaltige Instandhaltungsstrategien für Kraftwerksbetreiber. *VGB PowerTech*, Vol. 85 (2005), 11, 32-37.
- [67] Stoiber, J., Müller, G., Elsner, W.: Moderne Gasturbinen – Technologie, Risiken und Schäden. *VGB PowerTech*, Vol. 82 (2002), 2, 55-61.
- [68] Tippkötter, T., Scheffknecht, G.: Betriebserfahrungen mit dem neuen BoA-Block und Ausblick. *VGB PowerTech*, Vol. 84 (2004), 4, 48-55.
- [69] Stoiber, J., Thumm, S.: Aktuelle Schadenerfahrungen mit Gasturbinen. *VGB PowerTech*, Vol. 85 (2005), 7, 60-64.
- [70] KW21-Projekt E3: *Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung mit KWK-Systemen und regenerativen Energien*. Forschungsinitiative Kraftwerke des 21. Jahrhunderts.  
Internet: <<http://www.abayfor.de/kw21/de/index.php>> (Stand 14.03.2006).

- [71] Sontow, J.: *Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstromerzeugung*. Dissertation, Universität Stuttgart, 2000.
- [72] Roth, H., Brückl, O., Held, A.: *Windenergiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen konventioneller Kraftwerke*. IfE-Schriftenreihe, Band 50, Herrsching: E&M Verlag, 2005.
- [73] Lefton, S. A., Besuner, P., Grimsrud, P., Kuntz, T.: Experience in cycling cost analysis of thermal power plants in North America and Europe. *Proceedings of the International ETD/EPRI Seminar on Cyclic Operation of Power Plants*, 25. – 27. Jun. 2001. London: ETD, EPRI.
- [74] Altmann, H., Gampe, U.: New requirements of the electricity market and their effects on the operation of large-capacity steam turbines. *VGB PowerTech*, Vol. 83 (2003), 1/2, 91-95.
- [75] Sorg, I., Pagel, P.: Ertüchtigung der Leittechnik im Braunkohlekraftwerk Jänschwalde. *ew*, 104. Jg. (2005), 14-15, 68-71.
- [76] Jopp, K.: Leittechnische Ertüchtigung des Kraftwerks Simmering in Wien – Höhere Erträge durch Profi-Lösungen. *BWK*, Bd. 57 (2005), 1/2, 22-23.
- [77] Leibbrandt, S., Meerbeck, B.: Neue Automatisierungskonzepte steigern die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken. *VGB PowerTech*, Vol. 84 (2004), 12, 40-43.
- [78] Redetzky, R., Schönwälder, M., Prawdzik, G.: Erneuerung der Prozessleittechnik und Ertüchtigung der Anlagentechnik für die Einheiten D und E im Kraftwerk Reuter West. *VGB PowerTech*, Vol. 84 (2004), 9, 66-70.
- [79] Hulshof, H. J. M., Welberg, P. G. M., de Bruijn, L. E.: More plant availability by local and integral strain measurement. *VGB PowerTech*, Vol. 82 (2002), 10, 113-116.
- [80] Herrmann, U., Heidenhof, N.: Early detection of tube rupture. *VGB PowerTech*, Vol. 83 (2003), 8, 55-59.
- [81] Leichs, B., Dobbertin, A.: Remote Expert Center: maximised process control system availability with reduced maintenance costs. *VGB PowerTech*, Vol. 84 (2004), 3, 64-65.
- [82] Pankau, P., Holzapfel, J., Rosch, T.: Veränderte Lebenszyklen von Soft- und Hardware-Komponenten im Kraftwerk. *VGB PowerTech*, Vol. 84 (2004), 12, 50-54.
- [83] Sachs, L.: *Angewandte Statistik: Anwendung statistischer Methoden*. 9. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 1999.
- [84] Prognoseforum: *Bericht vom Regelennergie-Symposium*, 13. September 2004, Leipzig: Prognoseforum GmbH. Internet: <<http://www.prognoseforum.net>> (Stand 28.09.2005).

- [85] Bouillion, H.: persönliche Mitteilung über die Höhe der Lastprognosefehler bei den deutschen ÜNB, 2003.
- [86] Fünfgeld, C., Tiedemann, R., Fricke, L., Cerbe, A., Ridder, M.: Haushaltsprofile der HEW AG. *ew*, 104. Jg. (2005), 1-2, 51-53.
- [87] Tiedemann, R., Fünfgeld, C., Fricke, L.: Ein einheitliches Gewerbeprofil bei der HEW AG. *ew*, 104. Jg. (2005), 7, 46-49.
- [88] Fiedeldey, M.: Anforderungen und Einsatz von kurzfristiger Lastprognose im deutschen liberalisierten Energiemarkt. *ew*, 104. Jg. (2005), 11, 20-23.
- [89] VDEW: *VDEW-Jahresbericht 2004*. Berlin, 2005.
- [90] VDEW: *Zahlen und Fakten*. Pressegespräch zum VDEW-Kongress 2005. Berlin, 8. Juni 2005.
- [91] Molly, J. P.: Marktprognose bis 2008, 2012 und 2030. *DEWI Magazin*, 14. Jg. (2004), 25, 33-38.
- [92] BSH: Internet: <<http://www.bsh.de>> (Stand 20.10.2005).
- [93] DEWI, E.ON Netz, EWI, RWE Transportnetz Strom, VE Transmission: *Energiwirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020* (dena-Netzstudie). Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Köln, 24. Februar 2005.
- [94] Köpke, R.: Wind nach Plan. *Energie & Management – Zeitung für den Energiemarkt*, 1. Mai 2006, 4.
- [95] Wagner, U.: Frequenz-Wirkleistungs- und Spannungs-Blindleistungs-Regelung. Vorlesungsmanuskript zur Vorlesung „Elektrische Kraftwerkstechnik“, TU München. IfE-Schriftenreihe, Band 23, Herrsching: E&M Verlag, 1995.
- [96] Welfonder, E.: Prozess- und informationstechnische Interaktionen zwischen Energieerzeugung, Handel/Versorgung und Netzsystemführung bei deregulierter Energiewirtschaft. In: *Netzregelung und Systemführung: Führungsaufgaben und Interaktionen von Kraftwerken und Netz bei deregulierter Energiewirtschaft*. VDI-Berichte 1529, Düsseldorf: VDI-Verlag, 2000.
- [97] Krüger, H., Rathjen, C.: *Unbundling in der Energiewirtschaft – Reform des Energiewirtschaftsrechts*. Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages, Nr. 24, 2004.
- [98] Voß, A., Wiese, A., Kaltschmitt, M.: Technische, ökonomische und ökologische Aspekte eines „GLOBAL LINK“. In: *GLOBAL LINK – Interkontinentaler Energieverbund*. VDI-Berichte 1129, Düsseldorf: VDI-Verlag, 1994.

- [99] Krämer, K. G., Schilling, K.: Das Spannungsfeld zwischen zuverlässigem Netzbetrieb und freiem Stromhandel. In: *Sichere und zuverlässige Systemführung von Kraftwerk und Netz im Zeichen der Deregulierung*. VDI-Berichte 1747, Düsseldorf: VDI-Verlag, 2003.
- [100] Mittendorf, M.: Begriffe im Zentrum der Versorgungssicherheit. *ew*, 104. Jg. (2005), 14-15, 52-55.
- [101] Voorspools, K. R., D'haeseleer, W. D.: Are deterministic methods suitable for short term reserve planning. *Energy Conversion and Management*, Vol. 46 (2005), 2042-2052.
- [102] Hirst, E., Kirby, B.: Operating reserves and bulk-power reliability. *Energy*, Vol. 23 (1998), 11, 949-959.
- [103] Hirst, E., Kirby, B.: Technical and market issues for operating reserves. *The Electricity Journal*, Vol. 12 (1999), 2, 36-48.
- [104] Rudenko, P.: *Anforderungen an die Primärregelung im transkontinentalen Großverbund*. Dissertation, RWTH Aachen, 1999.
- [105] Mattern, F.: Modellbildung und Simulation. In: Wilhelm, R. (Ed.): *Informatik – Grundlagen, Anwendungen, Perspektiven*, München: C.H. Beck, 1996. Internet: <<http://www.inf.ethz.ch/personal/mattern/publ.html>> (Stand 22.11.2005).
- [106] Landeck, E. U.: *Zuverlässigkeitsbewertung von Leistungstransiten in Verbundsystemen*. Dissertation, RWTH Aachen, 1995.
- [107] Clemens, G.: *Zuverlässigkeitsorientiertes Zusammenwirken von Netz- und Kraftwerksbetreibern im Verteilsektor*. Dissertation, RWTH Aachen, 1998.
- [108] Mello, J. C. O., Pereira, M. V. F., Leite da Silva A. M.: Evaluation of reliability worth in composite systems based on pseudo-sequential Monte Carlo method. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9 (1994), 3, 1318-1326.
- [109] Lakshmi, S. R., Tripathy, S. C., Rao, K. S. P., Balasubramnian, R.: Evaluation of generation system reliability indices by fast transform techniques. *Electrical power and Energy Systems*. Vol. 17 (1995), 4, 281-287.
- [110] Billinton, R., Chen, H., Ghajar, R.: A sequential simulation technique for adequacy evaluation of generating systems including wind energy. *IEEE Transaction on Energy Conversion*. Vol 11 (1996), 4, 728-734.
- [111] Lekane, T., Gheury, J., van Hecke, J.: Assessing the impact of operating constraints and operating policy on the reliability level of a generation system. *International Transactions in Operational Research*. Vol. 3 (1996), 3/4, 271-279.
- [112] Chowdhury, N., Khonsari, H.: Adequacy assessment using a modified four-state model. *Quality and Reliability Engineering International*. Vol. 14 (1998), 145-151.

- [113] Fotuhi-Firuzabad, M.: Interruptible load considerations in well-being analysis of interconnected systems. *Quality and Reliability Engineering International*. Vol. 14 (1998), 137-144.
- [114] Sanabria, L. A., Dillon, T. S.: Power system reliability assessment suitable for a deregulated system via the method of cumulants. *Electrical power and Energy Systems*. Vol. 20 (1998), 4, 203-211.
- [115] Halilčević, S.: Procedures for definition of generation ready-reserve capacity. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 13 (1998), 2, 649-654.
- [116] Halilčević, S., Gubina, F.: An on-line determination of the ready reserve power. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 14 (1999), 4, 1514-1519.
- [117] Narasimhan, S., Asgarpour, S.: A fuzzy-based approach for generation system reliability evaluation. *Electric Power Systems Research*. Vol. 53 (2000), 133-138.
- [118] Billinton, R., Fotuhi-Firuzabad, M.: A reliability framework for generating unit commitment. *Electric Power Systems Research*. Vol. 56 (2000), 81-88.
- [119] Borges, C. L. T., Falcão, D. M., Mello, J. C. O., Melo, A. C. G.: Concurrent composite reliability evaluation using the state sampling approach. *Electric Power Systems Research*. Vol. 57 (2001), 149-155.
- [120] Rashidi-Nejad, M., Song, Y. H., Javidi-Dasht-Bayaz, M. H.: Operating reserve provision in deregulated power markets. In: *Conference Proceedings of the Power Engineering Society Winter Meeting*, 27. – 31. Jan. 2002. New York, NY USA: IEEE, Vol. 2, 1305-1310.
- [121] Luo, X., Singh, C., Patton, A. D.: Power system reliability evaluation using learning vector quantization and Monte Carlo simulation. *Electric Power Systems Research*. Vol. 66 (2003), 163-169.
- [122] Goel, L., Song, Z., Wang, P.: Well-being analysis of spinning reserve in a bilateral power market. *Electric Power Systems Research*. Vol. 69 (2004), 37-42.
- [123] Arya, L. D., Sakravidia, D. K., Kothari, D. P.: Ready reserve power determination using artificial neural network. *Electrical power and Energy Systems*. Vol. 26 (2004), 473-477.
- [124] Tanrioven, M., Wu, Q. H., Turner, D. R., Kocatepe, C., Wang, J.: A new approach to real-time reliability analysis of transmission system using fuzzy Markov model. *Electrical power and Energy Systems*. Vol. 26 (2004), 821-832.
- [125] Gouveia, E. M., Matos, M. A. : Operational reserve of a power system with a large amount of wind power. In: *Proceedings of the 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, 12. – 16. Sep. 2004. Ames, Iowa USA: Iowa State University, 717-722.

- [126] Verma, A. K., Srividya, A., Deka, B. C.: Composite system reliability assessment using fuzzy linear programming. *Electric Power Systems Research*. Vol. 73 (2005), 143-149.
- [127] Kurihara, I., Takehara, A., Nakachi, Y., Kato, Y., Iwabuchi, N.: Development of power system reliability analysis program with consideration of system operation. *Electrical Engineering in Japan*. Vol. 153 (2005), 4, 20-31.
- [128] Europäisches Zentrum für Mittelfristige Wettervorhersage (EZMW): ERA-15-Projekt. Internet: <<http://www.ecmwf.int/research/era/ERA-15/>>.
- [129] Kunz, R.: *Entwicklung einer Mehrgebietsmethode für hochauflösende prognostische Modelle der atmosphärischen Grenzschicht*. Fortschritt-Berichte VDI Reihe 7, Nr. 276, Düsseldorf: VDI-Verlag, 1995.
- [130] Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München: Windfeldmodell WIFE.
- [131] Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München: Kraftwerksdatenbank, Stand März 2005.
- [132] Ingenieur-Werkstatt Energietechnik (Hrsg.): Betreiber-Datenbasis, Stand März 2006, Internet: <<http://www.btrdb.de>>.
- [133] VGB: Betriebserfahrungen mit Kernkraftwerken 2001. *VGB PowerTech*, Vol. 82 (2002), 5, 27-68.
- [134] VGB: Betriebserfahrungen mit Kernkraftwerken 2002. *VGB PowerTech*, Vol. 83 (2003), 5, 37-73.
- [135] VGB: Betriebserfahrungen mit Kernkraftwerken 2003. *VGB PowerTech*, Vol. 84 (2004), 5, 36-75.
- [136] VGB: Betriebserfahrungen mit Kernkraftwerken 2004. *VGB PowerTech*, Vol. 85 (2005), 5, 28-66.
- [137] Meier, H.-J.: *Antwort: Frage zur statistischen Erfassung in TW 103 A*. Email von Hans-Joachim Meier <[Hans-Joachim.Meier@vgb.org](mailto:Hans-Joachim.Meier@vgb.org)> an Oliver Brückl <[obrueckl@ewk.ei.tum.de](mailto:obrueckl@ewk.ei.tum.de)> (13.09.05).
- [138] REISI (Renewable Energy Information System on Internet). Stand 2005. Internet: <<http://reisi.iset.uni-kassel.de>> (Stand 11.10.2005).
- [139] Parsons, B. K., Wan, Y., Kirby, B.: Wind farm power fluctuations, ancillary services, and system operating impact analysis activities in the United States. In: *Proceedings of the European Wind Energy Conference*. – Preprint. 2. – 6. Juli 2001, Kopenhagen, Dänemark: European Wind Energy Association (EWEA).
- [140] Wan, Y., Bucaneg, D.: Short-term power fluctuations of large wind power plants. In: *Proceedings of the 21<sup>st</sup> ASME Wind Energy Symposium*. – Preprint. 14. – 17. Januar 2002, Reno, Nevada: American Society of Mechanical Engineers (ASME).

- [141] Wan, Y.-H.: *RE: short term wind power fluctuations: variations from the 15-min-mean-value*. Email von Yih-huei Wan <yih-huei\_wan@nrel.gov> an Oliver Brückl <obruickl@ewk.ei.tum.de> (05.10.05).
- [142] Czisch, G., Ernst, B.: High wind penetration by the systematic use of smoothing effects within huge catchment areas shown in a European example. In: *Proceedings of Windpower 2001*. 3. – 7. Juni 2001, Washington, DC: American Wind Energy Association (AWEA).
- [143] Fritz, A.: *Berechnung und Monte-Carlo-Simulation der Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit technischer Systeme*. Dissertation, Universität Stuttgart, 2001.
- [144] Matsumoto, M., Nishimura, T.: Mersenne Twister Home Page.  
Internet: <<http://www.math.sci.hiroshima-u.ac.jp/~m-mat/MT/emt.html>>  
(Stand 05.12.2005).
- [145] pLab: Software. Internet: <<http://random.mat.sbg.ac.at/software/>>  
(Stand 05.12.2005).
- [146] Pfaffenberger, W., Hille, M.: *Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen*. Bremen/Berlin 2004.
- [147] BAFA (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle).  
Internet: <<http://www.bafa.de/1/de/aufgaben/energie/>> (Stand 04.04.2006).