

Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezüglich handelsseitiger Fahrplanänderungen

von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart
zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)
genehmigte Abhandlung

vorgelegt von
Tobias Weißbach
aus Wiesbaden

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. E. Welfonder

Mitberichter: Prof. Dr.-Ing. S. Tenbohlen

Tag der mündlichen Prüfung: 27. April 2009

Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen der Universität Stuttgart

2009

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung „Stromerzeugung und Automatisierungstechnik“ am Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen (IVD) an der Universität Stuttgart.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Welfonder danke ich für die wissenschaftliche Betreuung der Arbeit mit viel Engagement und persönlichem Einsatz. Aus unseren zahlreichen Diskussionen ergaben sich viele Anregungen, die maßgeblich zum Gelingen der Arbeit beigetragen haben.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Tenbohlen danke ich für das meiner Arbeit entgegen gebrachte Interesse und der Übernahme des Mitberichts.

Bedanken möchte ich mich darüber hinaus bei allen Mitarbeitern, Kollegen und Studenten am IVD für die stets hervorragende Zusammenarbeit. Zudem möchte ich einen besonderen Dank an alle Kollegen der Abteilung „Stromerzeugung und Automatisierungstechnik“ richten, sowohl für das gute Arbeitsklima als auch für die fachliche Unterstützung.

Einen weiteren Dank möchte ich an die Forschungsstiftung des VGB PowerTech für die finanzielle Förderung der Forschungsarbeit richten, sowie an alle im Projektleitungskreis engagierten Kollegen, die mit ihren zur Verfügung gestellten Informationen, wertvollen Hinweisen und stets konstruktiver Kritik einen sehr hohen Praxisbezug der Arbeit ermöglichten.

Nicht zuletzt bedanke ich mich bei meiner Familie für ihre Unterstützung und meiner Frau Melanie für ihr stets offenes Ohr und ihre aufgebrachte Geduld.

Stuttgart, im Juli 2009

Tobias Weißbach

Inhaltsverzeichnis

Formelzeichen, Indizes und Abkürzungen	IX
Begriffsdefinitionen	XIII
Kurzfassung	XV
Abstract	XVII
1 Einleitung	1
1.1 Problemstellung.....	3
1.2 Einordnung der Arbeit.....	5
1.3 Gliederung der Arbeit.....	6
2 Regeltechnisches Zusammenwirken von Kraftwerken und Netz	7
2.1 Wirkleistungs-Frequenzverhalten im Verbundnetz	7
2.1.1 Frequenzverhalten im Sekundenbereich und Primärregelung	8
2.1.2 Dynamik der primärgeregelten Kraftwerksblöcke.....	13
2.1.3 Sekundärregelung.....	15
2.1.4 Minutenreserve.....	20
2.1.5 Bestimmung des summarischen Erzeuger-/Verbraucherleistungsverhaltens ..	21
2.2 Bilanzierung und Abrechnung von Regelenergie	23
2.2.1 Primärregelreserve	24
2.2.2 Sekundärregelreserve	24
2.2.3 Minutenreserve.....	24
2.2.4 Bilanzausgleich	25
2.2.5 Arbitrage zwischen Ausgleichsenergiepreis und Spotmarktpreis.....	26

2.3	Einfluss der Deregulierung des Strommarktes.....	26
2.3.1	Zusammenwirken von Kraftwerken und Netz vor der Deregulierung.....	27
2.3.2	Zusammenwirken der Marktteilnehmer im deregulierten Strommarkt.....	28
2.3.2.1	Verbraucherseitige Verfahrensweise.....	28
2.3.2.2	Erzeugerseitige Verfahrensweise	29
2.3.2.3	ÜNB-seitige Verfahrensweise.....	29
2.3.3	Reales Lastverhalten und Lastdeckung seitens der Kunden und Vertriebe	31
2.3.4	Kraftwerkseinsatz und Erzeugerleistungsverhalten	32
2.3.4.1	Kraftwerkseinsatz im Lastfolgebetrieb	36
2.3.4.2	Kraftwerkseinsatz im Fahrplanbetrieb	38
3	Analyse des Netzführungsverhaltens.....	45
3.1	Analyse des derzeitigen Frequenzverhaltens	45
3.1.1	Ausgangssituation	45
3.1.2	Abgrenzung zum Netzstörverhalten.....	46
3.1.3	Langzeitauswertung des Netzfrequenzverhaltens	48
3.1.4	Zusammenhang des Frequenzverhaltens mit dem Lastgangverhalten.....	49
3.1.4.1	Netzfrequenzverhalten in den Wintermonaten.....	50
3.1.4.2	Netzfrequenzverhalten in den Sommermonaten	50
3.1.4.3	Gesamtbetrachtung.....	53
3.2	Auswirkungen auf den Kraftwerks- und Netzbetrieb	54
3.2.1	Kraftwerksseitige Auswirkungen.....	54
3.2.2	Netzseitige Auswirkungen	55
3.2.2.1	Aktivierung von Primärregelleistung.....	55
3.2.2.2	Aktivierung von Sekundärregelleistung.....	55
4	Ursachen des schlechten Netzführungsverhaltens	57
4.1	Grundlegende Betrachtung.....	57
4.1.1	Stochastische Leistungsabweichungen	59
4.1.2	Fahrplanbedingte Leistungsabweichungen	59
4.2	Erstbetrachtung ausgehend von konstanter Last	60
4.2.1	Unkoordinierte führungsgößengesteuerte Leistungsumschichtung.....	60
4.2.2	Defizitsausgleich mittels Sekundärregelung.....	62
4.2.2.1	Simulationsuntersuchung	62
4.2.2.2	Mögliche Ursachen für das Auftreten von Beispielfall 2.....	64
4.2.2.3	Einbeziehung des Lastgangverhaltens	64

4.3	Einfluss der Art und Weise der Lastdeckung.....	66
4.3.1	Extremfälle der Lastdeckung	67
4.3.1.1	Extremfall I: „Idealer Lastfolgebetrieb“	67
4.3.1.2	Extremfall II: „Idealer Fahrplanbetrieb“	68
4.3.2	Auswirkung des Fahrplanbetriebs auf das Netzfühungsverhalten.....	70
4.3.2.1	Simulation des derzeitigen Netzfühungsverhaltens	71
4.3.2.2	Simulation des Extremfalls II.....	74
4.3.3	Analytische Betrachtung	75
4.4	Zwischenfazit nach der Ursachenanalyse	76
5	Maßnahmen zur Verbesserung des Netzfühungsverhaltens	77
5.1	Vorbetrachtungen.....	77
5.2	Annäherung der Fahrpläne an das tatsächliche Lastverhalten	79
5.2.1	Maßnahme: „4-quarter-steps“-Methode.....	79
5.2.2	Rampenförmige Umsetzung der Fahrpläne.....	81
5.2.2.1	Rampenförmige Umsetzung seitens der Erzeuger	81
5.2.2.2	Einheitliche Dauer der rampenförmigen Umsetzung.....	83
5.2.2.3	Rampenförmige Umsetzung seitens der Übertragungsnetzbetreiber.....	84
5.2.3	Modifikation der Bilanzkreisabrechnung.....	85
5.3	Möglichkeiten zur Maßnahmen-Umsetzung.....	87
5.3.1	Maßnahmen-Umsetzung 1 seitens der Kunden bzw. Vertriebe.....	87
5.3.1.1	Beschreibung.....	87
5.3.1.2	Bestellung von 4-quarter-steps-Produkten seitens der Kunden	89
5.3.2	Maßnahmen-Umsetzung 2 seitens des ÜNB.....	89
5.3.2.1	Beschreibung.....	89
5.3.2.2	Bestimmung der benötigten Ausgleichsrampen-Höhe.....	90
5.3.2.3	Beschaffung der Ausgleichsrampen.....	91
5.3.3	Tabellarische Übersicht der Maßnahmen-Umsetzungen	92
5.4	Erwartete Auswirkungen der vorgeschlagenen Maßnahmen.....	93
5.4.1	Vorteile für die Marktteilnehmer	93
5.4.2	Erzielbare Verbesserung des Netzfühungsverhaltens.....	94
6	Zusammenfassung und Ausblick	96
6.1	Zusammenfassung der Ergebnisse	96
6.2	Ausblick	98

7	Anhänge.....	100
7.1	Anhang 1: Simulationen unter Berücksichtigung der Kraftwerksdynamik	100
7.1.1	Dynamisches Regelverhalten primär geregelter Kraftwerke	100
7.1.1.1	Konventionelle Dampfkraftwerksblöcke	100
7.1.1.2	(Pump-)Speicherkraftwerke	101
7.1.1.3	Kernkraftwerke.....	102
7.1.1.4	Gasturbinen und GuD-Anlagen (GuD)	102
7.1.2	Netzdynamikmodell mit drei Ersatzkraftwerksblöcken.....	103
7.1.3	Simulation des derzeitigen Netzführungsverhaltens unter Berücksichtigung der Kraftwerksdynamik.....	105
7.2	Anhang 2: Simulation einer zusätzlichen 3 GW-Störung zum Stundenwechsel ...	105
7.3	Anhang 3: Simulationsergebnisse bei Parametrierung gemäß UCTE-Auslegungsfall.....	107
7.3.1	Simulation des UCTE-Auslegungsfalls	108
7.3.2	Netzführungsverhalten bei fahrplanbasierter Lastdeckung.....	108
7.4	Anhang 4: Dauer der rampenförmigen Fahrplanumsetzung.....	109
7.5	Anhang 5: Beispiel für Maßnahmen-Umsetzung 1	111
8	Nachtrag zur Dissertation	114
8.1	Auswertung eines realen Vertriebs-Bilanzkreises.....	114
8.1.1	Entstehung der deterministischen Leistungsungleichgewichte.....	114
8.1.2	Wirkung von Maßnahmen-Umsetzung 1	115
8.2	Einführung negativer Arbeitspreise	117
	Literaturverzeichnis.....	118

Formelzeichen, Indizes und Abkürzungen

Formelzeichen

<u>Formelzeichen</u>	<u>Einheit</u>	<u>Bedeutung</u>
C	-	Anteilkoeffizient
D	-	Drosselgrad
f	Hz	Netzfrequenz
G	-	Übertragungsfunktion
k	-	allg. konstanter Faktor
n	-	Zählvariable
N	-	Anzahl
P	W	Wirkleistung
p	€	Preis
t	s	Zeit
T	s	Zeitkonstante bzw. -periode
V	-	Verstärkung
W	J bzw. Ws	Arbeit
Δ	-	Abweichung
δ	-	Statik
λ	MW/Hz	Netzkennzahl
σ	-	Standardabweichung
τ	s	Zeitpunkt

Indizes tiefgestellt

<u>Zeichen</u>	<u>Bedeutung</u>
0	Anfangswert
A	Austausch
AE	Ausgleichsenergie
AG	Anlauf Generator
AN	Anlauf Netz
AR	auf die Abrechnung bezogen
E	Erzeugung
FP	Fahrplan
G	Generator
gef	gefordert
i	Zählindex
I	Integrator
ist	Istwert
K	Kondensat
LF	Lastfolge
max	Maximalwert
mess	Messwert
min	Minimalwert
N	Netz
pf	auf Wirkleistungs-Frequenzverhalten bezogen
pr	auf Primärregelung bezogen
q	quasistationär
R	Regelung
rot	Rotation
sek	auf Sekundärregelung bezogen
sim	simulierter Wert
soll	Sollwert
sum	summarisch
T	Turbine
U	UCTE
V	Verbrauch

Z	Störung
Ziel	Zielwert
zul	zulässig

Indizes hochgestellt

<u>Zeichen</u>	<u>Bedeutung</u>
i	Zählindex
N	Netz
*	bezogene Größe
A	Auslegungswert

Abkürzungen

<u>Abkürzung</u>	<u>Bedeutung</u>
ACE	<u>A</u> rea <u>C</u> ontrol <u>E</u> rror
AGC	<u>A</u> utomat <u>i</u> c <u>G</u> enerat <u>i</u> on <u>C</u> ontrol
BDEW	<u>B</u> undesverband <u>d</u> er <u>E</u> nergie- und <u>W</u> asserwirtschaft
BKV	<u>B</u> ilanzkre <u>i</u> sverantw <u>o</u> rtlicher
DKW	<u>D</u> ampfkr <u>a</u> ftw <u>e</u> r <u>k</u>
DVG	<u>D</u> eutsche <u>V</u> erbundgesells <u>c</u> haft
DWR	<u>D</u> ruckw <u>a</u> sser <u>r</u> eakt <u>o</u> r
EDT	<u>E</u> astern <u>D</u> aylight <u>T</u> ime
EEX	<u>E</u> uropean <u>E</u> nergy <u>E</u> xchange
EnWG	<u>E</u> nergiewirtschaftsgesetz
EU	<u>E</u> uropä <u>i</u> sche <u>U</u> nion
EVU	<u>E</u> nergieversorgungs <u>u</u> nternehmen
FTL	<u>F</u> requency <u>T</u> ri <u>g</u> ger <u>L</u> imit
HD	<u>H</u> och <u>d</u> ruck
KW	<u>K</u> raftw <u>e</u> r <u>k</u>
MD	<u>M</u> itteldruck
MGAP	<u>m</u> ittlerer gewichteter <u>A</u> rbeitspreis

ND	<u>N</u> ieder <u>d</u> ruck
NERC	<u>N</u> orth <u>A</u> merican <u>E</u> lectric <u>R</u> eliability <u>C</u> ouncil
OTC	<u>O</u> ver <u>T</u> he <u>C</u> ounter
PSW	<u>P</u> umpspeicher <u>k</u> raft <u>w</u> erk
StromNEV	<u>S</u> trom <u>n</u> etz <u>e</u> ntgelt <u>v</u> erordnung
StromNZV	<u>S</u> trom <u>n</u> etz <u>z</u> ugangs <u>v</u> erordnung
SWR	<u>S</u> ied <u>w</u> asser <u>r</u> eaktor
UCTE	<u>U</u> nion for the <u>C</u> o-ordination of <u>T</u> ransmission of <u>E</u> lectricity
ÜNB	<u>Ü</u> bertragungs <u>n</u> etz <u>b</u> etreiber
VDN	<u>V</u> erband <u>d</u> er <u>N</u> etzbetreiber
VGB	<u>V</u> erband der <u>G</u> roßkessel- <u>B</u> esitzer e.V.
VVII	<u>V</u> erbände <u>v</u> ereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung

Begriffsdefinitionen

Die folgenden für die vorliegende Arbeit wichtigen Begriffsdefinitionen orientieren sich u.a. an entsprechenden Begriffsbestimmungen der Richtlinie 2003/54/EG der Europäischen Union [22] sowie des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) [13].

Endkunden

Kunden, die Elektrizität für den eigenen Verbrauch kaufen

Erzeuger

eine natürliche oder juristische Person, die Elektrizität erzeugt

Erzeugung

die Produktion von Elektrizität

(Groß-)Händler

alle natürlichen und juristischen Personen, die Elektrizität zum Zwecke des Weiterverkaufs innerhalb oder außerhalb des Netzes, in dem sie ansässig sind, kaufen

horizontal integriertes Unternehmen

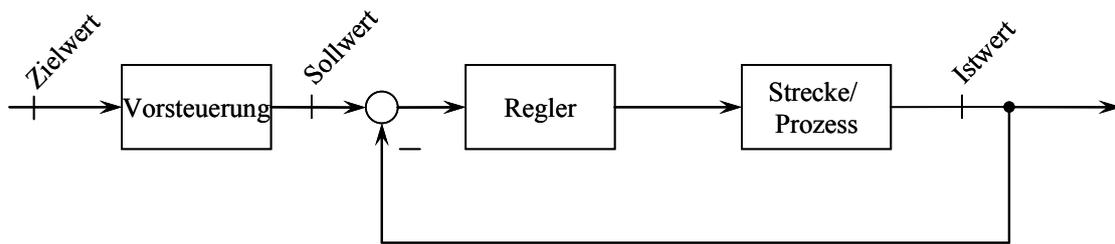
ein Unternehmen, das mindestens eine der Funktionen kommerzielle Erzeugung, Übertragung, Verteilung von oder Versorgung mit Elektrizität wahrnimmt und das außerdem eine weitere Tätigkeit außerhalb des Elektrizitätsbereichs ausübt

integriertes Elektrizitätsunternehmen

ein → *vertikal* oder → *horizontal integriertes Unternehmen*

Istwert – Sollwert – Zielwert

Diese Begriffe werden gemäß regelungstechnischer Definition verwendet:



Kunden

→ *Großhändler* und → *Endkunden*, die Elektrizität kaufen

Last

Summe der Leistungsentnahme innerhalb eines bestimmten Bilanzierungsbereichs (Regelzone, → *Bilanzkreis*, etc.)

Übertragungsnetzbetreiber

eine natürliche oder juristische Person, die verantwortlich ist für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen

Verbundnetz

eine Anzahl von Übertragungs- und Verteilernetzen, die durch eine oder mehrere Verbindungsleitungen miteinander verbunden sind

vertikal integriertes Unternehmen

ein Unternehmen oder eine Gruppe von Unternehmen [...], wobei das betreffende Unternehmen bzw. die betreffende Gruppe mindestens eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Erzeugung von oder Versorgung mit Elektrizität wahrnimmt

Vertrieb

zusammenfassende Bezeichnung für Vorbereitung, Anbahnung, Durchführung und Abwicklung von Absatz und Verkauf von Elektrizität

Kurzfassung

Da der Stromhandel europaweit nahezu ausschließlich im 1-h-Raster erfolgt, treten zum Stundenwechsel große Leistungsungleichgewichte zwischen den sich überwiegend kontinuierlich verhaltenden Lastgangverläufen und den treppenförmigen Fahrplanverläufen auf. Diese im jährlichen Mittel größer werdenden Leistungsungleichgewichte führen zu ebenfalls größer werdenden Frequenzabweichungen, die bereits jetzt mit erheblichen Nachteilen für den Kraftwerks- und Netzbetrieb verbunden sind.

Sowohl die höhere Belastung der Kraftwerksblöcke, die langfristig in die Leistungspreise der Primärregelung eingepreist werden muss, als auch der bei größer werdenden handelsbedingten Leistungsungleichgewichten ansteigende Bedarf an Sekundärregelarbeit führen langfristig unweigerlich zu steigenden Regelenergiekosten.

Zudem steht insbesondere während den morgendlichen und abendlichen großen Frequenzabweichungen ein erheblicher Teil der vorgehaltenen Primärregelreserve nicht mehr zur Verfügung, so dass die Gültigkeit der auf die Primärregelung bezogenen Auslegungskriterien der UCTE bezüglich der Regelleistungsaktivierung nach einem Ausfall von 3000 MW („Doppelblockausfall“) nicht mehr gewährleistet ist.

Im Rahmen der Arbeit erfolgt eine umfassende Analyse der Ursachen der Frequenzabweichungen. Hierbei sind drei Schritte maßgeblich:

- Darstellung der Korrelation zwischen Frequenz- und Lastgangverhalten auf Basis von Langzeitmessungen,
- Zusammenstellung und Evaluation der derzeitigen Verfahrensweise der Marktteilnehmer zur Lastdeckung,
- Simulationsuntersuchungen, ausgehend von den ermittelten Randbedingungen.

Auf diese Weise kann der Nachweis geführt werden, dass die Ursachen für die Frequenzabweichungen systeminhärent sind, d.h. in den derzeitigen Randbedingungen und Spielregeln des deregulierten elektrischen Energiemarkts begründet liegen.

Ausgehend von den nachgewiesenen Ursachen werden Verbesserungsmaßnahmen vorgeschlagen. Diese zielen darauf ab, die erzeugerseitigen Fahrpläne unter Beibehaltung des bestehenden Stromhandels im 1-h-Raster besser an das reale Lastverhalten anzupassen. Der erarbeitete Vorschlag sieht eine zweigestufige und sich ergänzende Maßnahmen-Umsetzung vor, indem

- durch Einführung eines neuen Stromproduktes die Fahrplanmeldungen näher an die tatsächlichen rampenförmigen Lastprofile gebracht und insbesondere große Fahrplansprünge vermieden werden, sowie
- auf Basis der vorliegenden Fahrpläne und das zu erwartende Lastgangverhalten preisgünstigere Ausgleichsenergie seitens des ÜNB day-ahead geordert wird.

Basierend auf den Ergebnissen der Arbeit beabsichtigen die nationalen Gremien VGB POWERTECH und BDEW, die vorgeschlagenen Maßnahmen national und europaweit zur Diskussion zu stellen.

Abstract

The electric power market in Europe is almost exclusively based on 1-hour-schedules with a constant power target value for each 1-h-interval. The corresponding current market boundaries and system rules lead to remarkable power imbalances arising from the power difference between the continuous ramp-wise physical load behaviour and step-wise power schedules – especially at the change of the hour. These in the long term increasing power imbalances entail equally increasing frequency deviations which result in considerable disadvantages for the power plant and power system operation already today.

The resulting higher power plant stress which has to be included in the cost calculation for primary control, as well as the increasing amount of required secondary control energy are inevitably going to lead to higher control energy costs.

Furthermore, especially during the evening hours, a large part of the primary control reserve power is repeatedly activated, which means that it cannot be ensured that the respective UCTE design hypothesis for the primary control reserve activation after a sudden loss of 3000 MW generating capacity is valid during these time periods.

Therefore, within the framework of this work, a comprehensive analysis of the origins of the frequency deviations is carried out. For the analysis of the origins of the current frequency behaviour, three aspects are decisive:

- Identification of the correlation between the frequency and load behaviour, based on long-term measurements,
- Evaluation of the current practice of load-coverage of the market participants,
- Simulations, starting from the boundary conditions above.

The results verify that the origins of the frequency deviations are system inherent, i.e. according to current market boundaries and system rules of the deregulated energy market.

Starting from the verified origins, counter measures are proposed. The presented proposals for improvement include a two-stage complementary realisation of measures, which

- lead to a better approximation of the ramp-wise physical load behaviour by the power trade through the introduction of a new power product and especially prevent large schedule steps, and
- entitle the TSO to order lower-priced control energy day-ahead, based on the power schedule resulting from the power trade and the physical load forecast.

Based on the results of the work, the German committees VGB POWERTECH and BDEW plan to put the proposed measures up for discussion on a national and European level.

1 Einleitung

Die seit Jahrzehnten übliche enge Zusammenarbeit zwischen Kraftwerks- und Netzoperateuren innerhalb der einzelnen Energieversorgungsunternehmen (EVU) sowie zwischen den Lastverteilern der verschiedenen Verbund-EVU ist mit der Einführung der deregulierten Energiewirtschaft stark eingeschränkt worden.

Dieser der Monopol-Zerschlagung dienende und auch als *Unbundling* bezeichnete Prozess findet seit Beginn der 90iger Jahre weltweit in allen marktwirtschaftlich orientierten Ländern statt und fordert die Bildung neuer und wirtschaftlich voneinander unabhängigen Kraftwerks-, Handels-, Vertriebs- und Netzgesellschaften [22, 23, 24, 51]. Diese Forderung, der seitens des deutschen Gesetzgebers u.a. über das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [13] entsprochen wurde, ist zwischenzeitlich von der Mehrzahl der deutschen EVU umgesetzt worden. Gleichzeitig steigen die Anforderungen an das Zusammenwirken von Verbraucher, Erzeuger und Netz kontinuierlich an, einerseits aufgrund des europaweit stark ansteigenden Anteils der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen [15, 16, 29, 55, 105], aber auch durch den stark zunehmenden Energiehandel [26, 28, 98].

Um unter den Randbedingungen eines deregulierten Strommarktes ein geordnetes Zusammenwirken aller Teilnehmer am Strommarkt zu ermöglichen, sind seitens der nationalen Behörden und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) entsprechende Netzanschluss- und Systemregeln geschaffen worden. So sind auf deutscher Ebene die alten Empfehlungen der *Deutschen Verbundgesellschaft* (DVG) [18] in den vom *Verband der Netzbetreiber* (VDN)¹⁾ herausgegebenen „TransmissionCode“ überführt worden [81, 82], in dem Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber enthalten sind. Zudem wurden vom Gesetzgeber Verordnungen erlassen, wie beispielsweise die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) [11], Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) [12] oder Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) [14].

¹⁾ Der VDN ist zwischenzeitlich im *Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft* (BDEW) integriert.

Zusätzlich sind auf europäischer Ebene aufgrund des bestehenden grenzübergreifenden synchronen Netzzusammenschlusses übergeordnete Spielregeln erstellt worden, um weiterhin einen möglichst sicheren Betrieb des europäischen Verbundnetzes zu gewährleisten [41]. Hierzu ist unter dem Dach der *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity* (UCTE) bereits im Jahr 2004 die erste Ausgabe des „UCTE Operation Handbooks“ [75] erschienen, in dem eine Zusammenstellung von Prinzipien des Verbundnetzbetriebs und Regeln für Übertragungsnetzbetreiber in Kontinentaleuropa enthalten sind, und das seitdem fortlaufend überarbeitet und erweitert wird. Zudem sind weitere Handbücher und Spezifikationen in Arbeit, wie das technical paper „Requirements to Generators“ [74].

Eine weitere grundlegende Forderung seitens der EU, die das eingangs beschriebene Unbundling der Marktteilnehmer bedingt, ist die Schaffung eines funktionsfähigen und wettbewerbsorientierten Binnenmarktes [22, 23]. Gleichzeitig stellte das Europäische Parlament und der Rat fest, dass „die Schaffung eines echten Elektrizitätsbinnenmarktes ... durch eine Intensivierung des Stromhandels gefördert werden“ sollte [25].

Die Auswirkungen dieser zunehmenden Liberalisierung der Strommärkte sind somit unter Anderem in stark zunehmenden Handelsvolumina des Stromhandels an den europäischen Strombörsen sichtbar [26, 28, 48]. Allein in den letzten sechs Jahren hat sich beispielsweise die gehandelte elektrische Energie, auch als „Strommenge“ bezeichnet, an der Strombörse EEX fast verzehnfacht, s. Bild 1.1, worin sich die wachsende Bedeutung des gesamten Stromhandels eindrucksvoll widerspiegelt. In Zukunft ist eine weitere starke Zunahme zu erwarten [28].

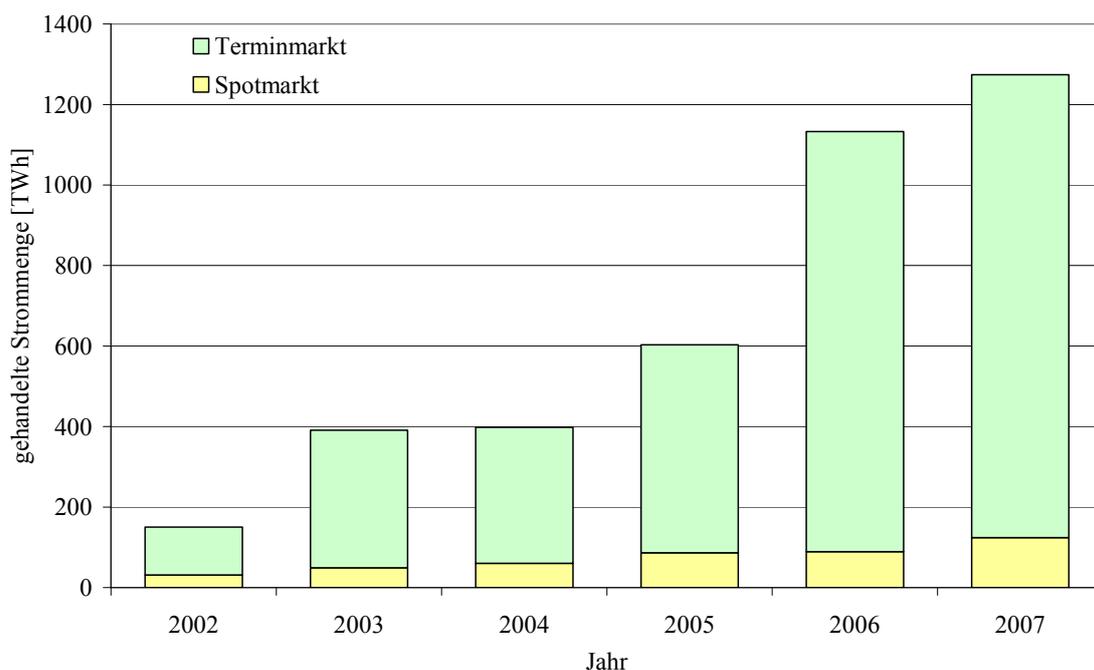


Bild 1.1: Entwicklung des Handelsvolumens an der EEX seit 2002 [48]

1.1 Problemstellung

Wie praktische Erfahrungen zwischenzeitlich zeigen, sind einzelne der neuen Marktregeln nicht ausreichend, oder haben sogar zu negativen Rückwirkungen auf den Kraftwerks- und Netzbetrieb geführt [31, 33, 98]. Zudem existieren an vielen Stellen noch keine Spielregeln für das Zusammenspiel des marktgesteuerten Stromhandels mit Erzeugern und Netz.

Während vor der Deregulierung der überwiegende Teil des Strombedarfs von integrierten Unternehmen im Lastfolgebetrieb bereit gestellt wurde, führen die Randbedingungen und Mechanismen eines deregulierten Strommarkts zum Übergang auf eine rein fahrplanbasierte Lastdeckung [95]. Bei dieser bis zum jetzigen Zeitpunkt erst teilweise vollzogenen Umstellung folgt die Erzeugerseite nicht mehr einem prognostizierten kontinuierlichen Verlauf des Strombedarfs („Lastfolge“), sondern deckt lediglich Bestellungen seitens des Stromhandels und der Vertriebe, basierend auf zeitgerasterten Fahrplänen. Da die kleinste Einheit beim überwiegenden Teil des europaweiten Stromhandels das „Stundenprodukt“ darstellt [43], ist das dominierende Zeitraster der Zielleistungsfahrpläne „1 Stunde“.

Dabei ist nicht nur aufgrund der gezeigten starken Zunahme des Stromhandelsvolumens an den europäischen Börsen ein weiter zunehmender Anteil der Lastdeckung „per Fahrplan“ zu erwarten, sondern auch aufgrund des fortschreitenden Prozess des Unbundlings zwischen den Marktteilnehmern. So bilden die Fahrpläne bei einer endgültigen Entkopplung von Erzeugergesellschaften und Netzgesellschaften die alleinige Schnittstelle für das Zusammenwirken der Marktteilnehmer.

Durch den Übergang vom bisherigen Lastfolgebetrieb zum Fahrplanbetrieb wird das derzeitige Netzführungsverhalten stark negativ beeinflusst.

Ein Indikator für die Regelgüte der Netzregelung hinsichtlich der Erhaltung des Gleichgewichts zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung stellt die Netzfrequenz dar. Da elektrische Energie innerhalb des Verbundnetzes nicht in nennenswerten Mengen gespeichert und zudem nicht beliebig spontan aktiviert werden kann, führt eine Abweichung vom Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung sofort zu einer Frequenzabweichung.

Derzeit treten innerhalb des europäischen Verbundnetzes im Verlauf eines Tages, hauptsächlich jeweils zur vollen Stunde, regelmäßig sehr große Frequenzabweichungen auf. Auffallend sind insbesondere die Frequenzabweichungen in positiver Richtung am Morgen und in negativer Richtung am Abend. Die Amplituden der Frequenzabweichungen betragen

dabei meist mehr als $|\Delta f|_{\max} = 100 \text{ mHz}$, wobei höhere Werte $|\Delta f|_{\max} > 150 \text{ mHz}$ regelmäßig beobachtet werden können, s. Bild 1.2.

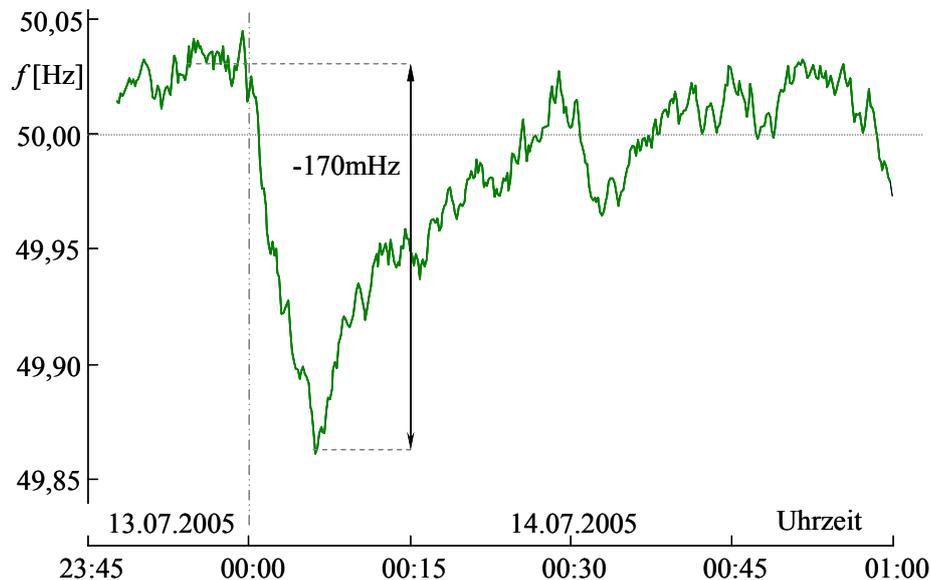


Bild 1.2: Netzfrequenzverhalten zum Stundenwechsel (Messung)

Im Laufe der letzten Jahre haben sowohl Häufigkeit als auch Amplitude der auftretenden Frequenzabweichungen stark zugenommen [44, 61]. Zusätzlich ist anzumerken, dass vor der Deregulierung die regelmäßigen großen Frequenzabweichungen nicht auftraten [19, 73, 83]. Aufgrund dieser Frequenzabweichungen werden alle Automatismen zur Wirkleistungs-Frequenzregelung zweckentfremdet aktiviert, nämlich die Wirkung des Netzseltregeeffekts sowie von Primärregelung und Sekundärregelung.

Folglich kann zum Einen das Verbundnetz während dieser Zeiträume aufgrund der bereits bis zu drei Viertel „verbrauchten“ Primärregelreserve [75] nicht mehr $(n-1)$ -sicher bezüglich eines gleichzeitig auftretenden größeren Ausfalls an Erzeugerleistung betrieben werden [73], zum Anderen werden die Regelenergie bereitstellenden Kraftwerksblöcke fortlaufend in hohem Maße beansprucht, so dass sich Materialbeanspruchung und Verschleißerscheinungen erhöhen.

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Ermittlung der Ursachen für das derzeitige schlechte Netzführungsverhalten, sowie eine Erarbeitung sinnvoller Gegenmaßnahmen. Aufgrund der Tatsache, dass sich in einem deregulierten Strommarkt das Netzführungsverhalten aus dem Zusammenspiel aller Marktteilnehmer ergibt, d.h. Erzeuger, Verbraucher, Übertragungsnetzbetreiber und Energiehandel, erweist sich die Problemstellung als interdisziplinär. So ist neben rein netzdynamischen Betrachtungen auch die Einbeziehung wirtschaftlicher Zusammenhänge und bestehender Marktregeln erforderlich.

Insgesamt ist festzustellen, dass insbesondere bei den nicht-technisch ausgerichteten Marktteilnehmern wie beispielsweise Stromhändler oder Vertriebe die wirtschaftlichen Aspekte dominieren und ein mangelndes Bewusstsein hinsichtlich technischer Auswirkungen auf das Netzführungsverhalten zu verzeichnen ist – bis hin zur gezielten Nutzung einer möglichen Arbitrage zwischen Spotmarktpreisen und Ausgleichsenergiepreisen [21, 59]. Dies zeigt umso deutlicher die Notwendigkeit weitergehender Spielregeln für das Zusammenwirken der einzelnen Strommarktteilnehmer sowie die Überwachung deren regelkonformen Verhaltens, um einer Verschlechterung des Netzführungsverhaltens entgegen zu wirken. Hierzu soll die vorliegende Arbeit einen Beitrag leisten.

1.2 Einordnung der Arbeit

Das verstärkte Auftreten handelsbedingter Frequenzabweichungen wird seitens der Universität Stuttgart seit dem Jahr 2003 im Rahmen mehrerer, teilweise noch laufender Forschungsprojekte unter dem Dach der Forschungsstiftung des Verbands *VGB PowerTech* (VGB) untersucht [45, 94, 95], aus denen auch die vorliegende Arbeit hervorgeht. Zudem wurden die handelsbedingten Frequenzabweichungen bereits im Rahmen einiger Konferenzbeiträge und Zeitschriftenartikel angesprochen, allerdings ohne Untersuchung der Ursachen [31, 63].

Mit dem sich verschlechternden Netzführungsverhalten aus Netzsicht beschäftigte sich darüber hinaus auch die Adhoc-Arbeitsgruppe „Frequency Quality Investigation“ der UCTE [73, 83], mit der während der Erstellung der vorliegenden Arbeit ein Informationsaustausch stattfand.

Nicht überraschend ist es, dass vergleichbare Problematiken auch innerhalb anderen Verbundnetzen mit deregulierten Energiemärkten auftreten, so beispielsweise innerhalb des *Nordel*-Netzes in Nordeuropa [56] oder innerhalb der *Eastern Interconnection* in den Vereinigten Staaten [40, 53, 54, 87]. Dabei sind bereits Untersuchungsergebnisse seitens der Nordel und des *North American Electric Reliability Council* (NERC) veröffentlicht, auf die im Verlauf dieser Arbeit Bezug genommen wird. Allerdings sind die jeweils vorgeschlagenen Lösungsansätze für beide Verbundsysteme ebenfalls erst im Diskussionsstatus und können aufgrund verschiedener markt- und regulierungsbedingter Rahmenbedingungen, anderen gesetzten Schwerpunkten – wie beispielsweise im Nordel-Netz die Gleichstromverbindungen zum UCTE-Netz – und unterschiedlichen Werkzeugen der Netzführung nicht direkt auf das europäische Verbundnetz übertragen werden.

1.3 Gliederung der Arbeit

Nach der Themeneinführung im **ersten Kapitel** werden im **zweiten Kapitel** zunächst die notwendigen Grundlagen des Zusammenwirkens der Teilnehmer am Strommarkt eingeführt, beginnend mit dem regeldynamischen Zusammenwirken von Erzeuger, Netz und Verbraucher in kompakter Form anhand einfacher Dynamikmodelle. Darauffolgend werden die Kraftwerkseinsatzstrategien der großen deutschen EVU betrachtet. Zudem wird auf benötigte Grundlagen der Ausgleichsenergie- und Bilanzkreisabrechnung eingegangen.

Im **dritten Kapitel** erfolgt eine Analyse des Netzfrequenz- und Lastverhaltens anhand einer Auswertung von Messverläufen. Hierzu erfolgt eine ensemble-Mittelung einzelner Tagesverläufe im Rahmen einer Langzeitbetrachtung, die das gesamte Jahr 2007 umfasst. Zudem werden erzeugerseitige Auswirkungen der handelsbedingten Frequenzabweichungen anhand von kraftwerksseitigen Messungen dargestellt.

Im **vierten Kapitel** wird auf Basis der erzielten Erkenntnisse eine modellgestützte Ursachenanalyse durchgeführt. Hierzu werden möglichst einfache summarische Netzdynamikmodelle verwendet. Über die Abbildung des aus dem Energiehandel resultierenden fahrplan-gestützten Kraftwerkseinsatzes kann mit dem Werkzeug der Simulation das resultierende Frequenzverhalten gezeigt und mit Messwertverläufen verglichen werden. Hieraus werden die Ursachen des derzeitigen schlechten Netzführungsverhaltens herausgearbeitet und belegt. Ausgehend von der Ursachenanalyse werden im **fünften Kapitel** Gegenmaßnahmen vorgeschlagen und deren Aufwand und Wirkung abgeschätzt. Die vorgeschlagenen Gegenmaßnahmen werden an aktuell in Verbänden und Fachgremien geführten Diskussionen reflektiert.

Eine Zusammenfassung mit Ausblick schließt die Arbeit ab.

2 Regeltechnisches Zusammenwirken von Kraftwerken und Netz

Im folgenden Kapitel werden Spielregeln und Randbedingungen hinsichtlich des Zusammenwirkens von Kraftwerken und Netz aus technischer Sicht und aus Marktsicht eingeführt, soweit sie zum Verständnis der auftretenden Leistungsungleichgewichte erforderlich sind. Dabei wird eine summarische Verbundnetz-Betrachtung zugrunde gelegt.

2.1 Wirkleistungs-Frequenzverhalten im Verbundnetz

Da Energie im Netz nur sehr begrenzt gespeichert werden kann, ist die Netzfrequenz ein direkter Indikator für Abweichungen zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung im Verbundnetz. Bei einem Wirkleistungs-Überschuss steigt die Frequenz aufgrund der einhergehenden Beschleunigung der rotierenden Massen über den Frequenzsollwert an, bei einem Wirkleistungs-Defizit sinkt die Frequenz entsprechend unter den Sollwert ab.

Um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch aufrecht zu erhalten, die Stabilität des Netzbetriebs zu gewährleisten und Schäden an Maschinen und Personen zu vermeiden, muss die Netzfrequenz innerhalb bestimmter Grenzen gehalten werden. Hierzu dienen mehrere hierarchisch aufeinander aufgebaute Regelkreise der Wirkleistungs-Frequenzregelung. Zudem ist das dynamische Verhalten der Netzfrequenz von der Größe und Charakteristik des Verbundnetzes selbst abhängig.

Die oberste Ebene der Wirkleistungs-Frequenzregelung besteht in der überlagerten Systemführung seitens des ÜNB, der Störungen des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch auf längere Sicht mittels der manuell ausgeführten **Tertiärregelung**, beispielsweise in Form des Abrufs von Minutenreserve, ausgleichen kann. Unterlagert folgt die **Sekundärregelung**, die die Austauschleistungen der einzelnen Regelzonen bzw. -blöcke durch eine vorübergehende Anpassung der Erzeuger- oder Verbraucherleistung automatisch auf den vorgegebenen Sollwert regelt. Für schnelle Leistungsanpassungen im Kurzzeitbereich, beispiels-

weise für das schnelle Abfangen der Frequenz nach Netzstörungen, sorgt die dezentral aufgestellte und rein frequenzproportionale **Primärregelung**, die beispielsweise bei thermischen oder hydraulischen Kraftwerksblöcken auf turbinenseitige Stelleinrichtungen zurückgreift. Theoretisch kann eine Leistungsanpassung im Zuge der Wirkleistungs-Frequenzregelung sowohl erzeuger- als auch verbraucherseitig erfolgen, wobei die erzeugerseitige Anpassung in der Regel stark überwiegt.

Obwohl die technischen Anforderungen an die Wirkleistungs-Frequenzregelung in den einzelnen europäischen Ländern im Detail variieren, sind die generellen Abläufe – insbesondere der hierarchische Aufbau der geschlossenen Wirkleistungs-Frequenz-Regelkreise – im gesamten europäischen Verbundnetz gleich [50], wobei entsprechende Minimalanforderungen der UCTE in deren *Operation Handbook* [75] definiert sind.

2.1.1 Frequenzverhalten im Sekundenbereich und Primärregelung

Gemäß UCTE-Vorgaben [75] lässt sich das dynamische Wirkleistungs-Frequenzverhalten im Sekundenbereich in einem Verbundnetz bei gradienten- und amplitudenbegrenzter Aktivierung der Primärregelreserveleistung nach einer Leistungsstörung ΔP_Z^* anschaulich anhand eines sehr einfachen summarischen Netzdynamikmodells erläutern [45, 100, 101], s. Bild 2.1.

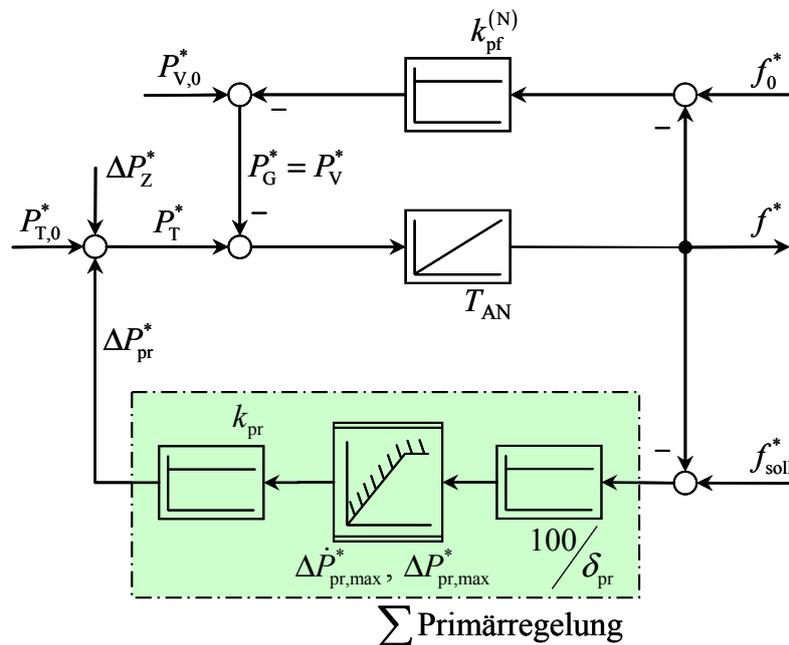


Bild 2.1: Blockschaltbild des Einfachst-Netzdynamikmodells

Dabei wird von den folgenden Annahmen ausgegangen:

- Es wird nur das Frequenz-Wirkleistungsverhalten betrachtet.
- Alle Verbraucher werden durch einen Summenverbraucher $P_{V,0}^*$ ersetzt, der auch die Leitungsverluste beinhaltet. Damit ist die summarische Generatorleistung P_G^* stets gleich der summarischen Verbraucherleistung P_V^* im Netz.
- In entsprechender Weise wird der Anteil k_{pr} der sich an der Primärregelung beteiligenden Kraftwerksblöcke zu einem Summen-Kraftwerksblock zusammengefasst.
- Die nicht primärgeregelten Kraftwerksblöcke erbringen die konstante Leistung $P_{T,0}^*$.

Das dynamische Verhalten der primärgeregelten Kraftwerksblöcke wird bei diesem Einfachst-Netzmodell nicht direkt berücksichtigt, sondern indirekt über eine entsprechende Sollwertführung, bei der eine Begrenzung des Gradienten $\Delta \dot{P}_{pr, max}^*$ und der Amplitude $\Delta P_{pr, max}^*$ der aktivierten summarischen Primärregelreserveleistung ΔP_{pr}^* erfolgt. Die Parametrierung der Sollwertführung erfolgt gemäß den netzseitigen Mindestanforderung für die Aktivierung von Primärregelreserveleistung bei quasistationärer Frequenzabweichung [75], s. Bild 2.2. Diese besagt, dass die Primärregelleistung binnen 30 s aktiviert sein muss und über eine Zeitdauer von 15 min zu halten ist.



Bild 2.2: Derzeitige Mindestanforderungen zur Aktivierung von Primärregelleistung

Das Einfachst-Netzmodell berücksichtigt summarisch sowohl die Schwungmassen über die **Netzanlaufzeitkonstante** T_{AN} als auch den **Netzselbstregelleffekt** über den Faktor $k_{pf}^{(N)}$. Die Netzanlaufzeitkonstante beinhaltet die Läufer aller im Netz befindlichen rotierenden Erzeugereinheiten T_{AG} sowie Verbrauchereinheiten T_{AV} :

$$T_{AN} = T_{AG} + T_{AV} \quad (2.1)$$

Der Zahlenwert für die Netzanlaufzeitkonstante liegt bei $T_{AN} = 10 \div 12$ s [75].

Der Netzselbststreckeffekt $k_{pf}^{(N)}$ setzt sich aus zwei Anteilen zusammen [104]:

- dem Verbraucherselbststreckeffekt, d.h. der drehzahl- und damit frequenzabhängigen Leistungsaufnahme von Arbeitsmaschinen, die elektrisch mittels Asynchron- sowie auch Synchronmotoren angetrieben werden, sowie
- dem Regeleinfluss kleiner Kommunal- und Industriekraftwerke, die meist drehzahl-geregelt betrieben werden; wobei deren Einfluss bei der Primärregelleistungsbereitstellung nicht berücksichtigt wird.

Eine Vielzahl von Messungen belegt, dass der reale Zahlenwert für den Netzselbststreckeffekt in der Regel bei $k_{pf}^{(N)} \geq 1,5 \text{ \%/}\%$ liegt [104]. Für Auslegungsrechnungen zur Ermittlung der erforderlichen Primärregelreserve wird seitens der UCTE ein Bereich von $k_{pf}^{(N)} = 0,5 \text{ \%/}\% \div 1,0 \text{ \%/}\%$ angegeben [75], um für die Auslegungsrechnungen auf jeden Fall einen zu jeder Zeit gesicherten Wert zugrunde zu legen [32, 99].

Die **Statik** δ_{pr} der Primärregelung folgt aus dem Verhältnis der geforderten – auf die Bezugsnetzfrequenz $f_0 = 50 \text{ Hz}$ bezogenen – maximalen quasistationären Frequenzabweichung, für das UCTE-Netz $\Delta f_q^A = -200 \text{ mHz}$ [75], zur bezogenen vorgehaltenen Primärregelreserveleistung ΔP_{pr} und wird meist in Prozent angegeben [72]. Die Höhe der vorgehaltenen Primärregelreserveleistung ΔP_{pr} ist betragsmäßig gleich der Höhe der unter normalen Gesichtspunkten zu erwartenden maximalen Ausfallleistung, die im UCTE-Netz auf der Grundlage eines Doppelblockausfalls mit $\Delta P_Z^A = -3 \text{ GW}$ [2] festgelegt ist. Die Bezugsleistung P_0 entspricht der jeweiligen Gesamtlast im UCTE-Netz, wobei gewöhnlich zwischen **Starklast** (derzeit $P_0 = 300 \text{ GW}$) und **Schwachlast** (derzeit $P_0 = 150 \text{ GW}$) unterschieden wird [75].

Für die im Einfachst-Netz dynamikmodell summarische Betrachtung der Primärregelung ergibt sich damit

$$\delta_{pr} = \frac{\Delta f_q^A / f_0}{\Delta P_Z^A / P_0} \cdot 100\% , \quad (2.2)$$

wobei bei dieser Rechnung im Auslegungsfall der Netzselbststreckeffekt nicht berücksichtigt wird, so dass dieser eine zusätzliche Sicherheitsreserve darstellt.

Eine wichtige Größe zur Charakterisierung des Netzfrequenzverhaltens ist die **Netzkennzahl**, die angibt, welche quasistationäre Frequenzabweichung Δf_q sich in Abhängigkeit einer bestimmten Ausfallleistung ΔP_Z ergibt. Damit lässt sich im Fall der vorliegenden summarischen Betrachtung die Primärreglerstatik für den Auslegungsfall direkt umrechnen in die Netzkennzahl des gesamten UCTE-Netzes λ_U^A , wobei wiederum eine maximal zulässige

quasistationäre Frequenzabweichung von $\Delta f_q^A = -200$ mHz nach dem Auftreten des Ausleugsstörfalls von ΔP_Z^A zugrunde gelegt wird:

$$\lambda_U^A = \frac{\Delta P_Z^A}{\Delta f_q^A} = \frac{100\%}{\delta_{pr}} \frac{P_0}{f_0} \quad (2.3)$$

Berücksichtigt man ausgehend von Gl. (2.3) auch den Netzselbstregeleffekt, so erhält man einen realistischeren höheren Wert für die Netzkennzahl

$$\lambda_U = \frac{\Delta P_Z^A}{\Delta f_q^A} + k_{pf}^{(N)} \frac{P_0}{f_0} = \left(\frac{100\%}{\delta_{pr}} + k_{pf}^{(N)} \right) \frac{P_0}{f_0} \quad (2.4)$$

Wie in Gl. (2.4) zu ersehen, ist die Netzkennzahl abhängig von der aktuellen Gesamtlast P_0 im Verbundnetz, sowie von der Höhe des Netzselbstregeleffekts $k_{pf}^{(N)}$.

Die Netzkennzahl einer Regelzone i errechnet sich aus der Netzkennzahl λ_U des gesamten Verbundnetzes multipliziert mit dem **Beteiligungskoeffizienten** C_i :

$$\lambda_i = \lambda_U \cdot C_i \quad (2.5)$$

Der Beteiligungskoeffizient C_i gibt dabei an, zu welchem Anteil sich die Regelzone i an der gesamten vorzuhaltenden Primärregelreserveleistung von $\Delta P_{pr} = 3$ GW zu beteiligen hat. Die Beteiligungskoeffizienten aller Regelzonen werden derzeit halbjährlich durch die UCTE entsprechend des Anteils der Netzlasten der einzelnen Regelzonen an der Gesamtlast im UCTE-Netz neu festgelegt.

Eine zur Netzkennzahl äquivalente Größe zur Beschreibung der Netzcharakteristik ist die **Netzstatik** δ_N [106], die eine prozentuale Größe darstellt:

$$\delta_N = \frac{\Delta f_q / f_0}{\Delta P_Z^A / P_0} \cdot 100\% = \frac{100\%}{\lambda_U} \frac{P_0}{f_0} \quad (2.6)$$

Allerdings ist nach dem Zusammenschluss des UCPTE-Netzes mit dem CENTREL-Netz im Jahr 1997 und der damit einhergehenden Umstellung auf die Vorhaltung eines absoluten – und nicht mehr prozentualen – Betrags an Primärregelreserveleistung die Angabe einer prozentualen Größe nicht mehr notwendig bzw. sinnvoll [32].

Mit Hilfe des beschriebenen Einfachst-Netzdynamikmodells lässt sich das Netzdynamikverhalten qualitativ bereits relativ gut nachbilden.

Bild 2.3 zeigt das Simulationsergebnis für die Netzfrequenz bei Schwachlast mit $T_{AN} = 12$ s und $k_{pf}^{(N)} = 1,5$ %/% und einer Störleistung von $\Delta P_Z^A = -3$ GW, was dem Ausle-

gungsstörfall zur Berechnung der vorzuhaltenden gesamten Primärregelreserveleistung entspricht. Im Schwachlastfall, d.h. bei $P_{V,0} = 150 \text{ GW}$, entspricht dies einer prozentualen Störleistung von $\Delta P_Z^* = -2\%$. Für die Primärreglerstatik ergibt sich damit nach Gl. (2.2) eine Primärreglerstatik von $\delta_{pr} = 20\%$, und entsprechend für die Sollwertführung die Parameter $\Delta P_{pr, \max}^* = 2\%$ und $\Delta \dot{P}_{pr, \max}^* = 2\% / 30 \text{ s} = 4\%/\text{min}$.

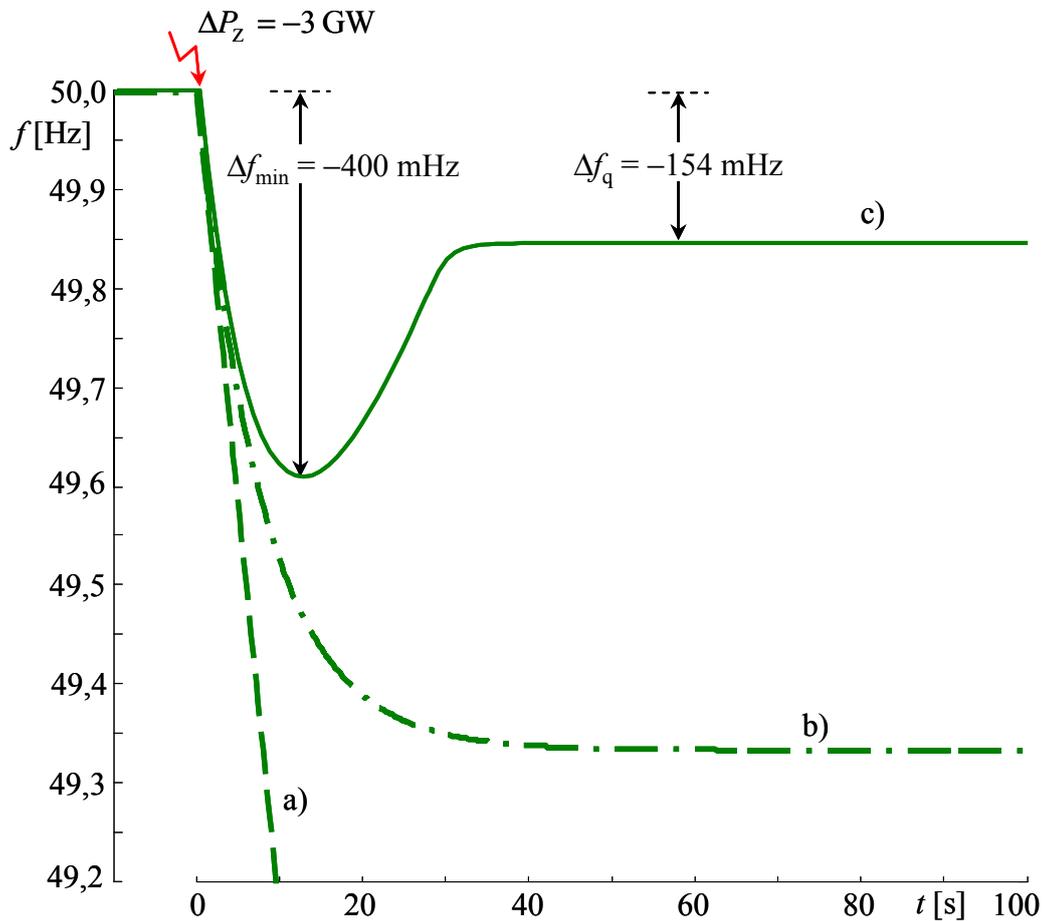


Bild 2.3: Simulierte Netzfrequenz anhand des Einfachst-Netzdynamikmodells

Fall a) bei reiner Ausspeicherung von Rotationsenergie

Fall b) mit zusätzlicher Wirkung des Netzseltregeeffekts

Fall c) mit zusätzlicher Wirkung der Primärregelung

In Bild 2.3 sind die additiv aufeinander aufbauenden Dynamikphasen des Netzfrequenzverhaltens für die ersten Sekunden dargestellt, und zwar

- a) die Ausspeicherung von Rotationsenergie der Schwungmassen mit integrealem Verhalten proportional zur Netzanlaufzeitkonstante T_{AN} gemäß

$$T_{AN} \frac{df^*(t)}{dt} = \Delta P_Z^*(t), \quad (2.7)$$

- b) die zusätzliche Wirkung des Netzseltstregereffekts mit resultierendem PT_1 -Verhalten, d.h. dem Einschwingen der Netzfrequenz auf einen von $k_{pf}^{(N)}$ abhängigen stationären Wert nach der Beziehung

$$T_{AN} \frac{df^*(t)}{dt} - k_{pf}^{(N)} (f_0^* - f^*(t)) = \Delta P_Z^*(t), \quad (2.8)$$

- c) die zusätzliche gradienten- und amplitudenbegrenzte Wirkung der Primärregelung ohne Berücksichtigung der Dynamik der primärgeregelten Kraftwerksblöcke:

$$T_{AN} \frac{df^*(t)}{dt} - k_{pf}^{(N)} (f_0^* - f^*(t)) - \Delta P_{pr}^*(t) = \Delta P_Z^*(t), \quad (2.9)$$

Wie in Bild 2.3 ersichtlich erreicht die Frequenzabweichung bereits nach ca. 30 s ihren quasi-stationären Wert, der aufgrund des Netzseltstregereffekts mit $\Delta f_q = -154$ mHz betragsmäßig geringer ist als der Auslegungswert der Primärregelung $\Delta f_q^A = -200$ mHz. Zudem ist auch das nach ca. 10 s auftretende Frequenzminimum mit $\Delta f_{min} = -400$ mHz geringer als im Auslegungsfall, bei dem sichergestellt ist, dass das Frequenzminimum nicht unter $\Delta f_{min}^A = -800$ mHz sinkt [32, 75].

2.1.2 Dynamik der primärgeregelten Kraftwerksblöcke

Um auch quantitativ belastbare Aussagen über das dynamische Wirkleistungs-Frequenzverhalten im UCTE-Netz sowie das Regelverhalten einzelner Kraftwerksblöcke zu erhalten, muss das dynamische Verhalten der primärgeregelten Kraftwerksblöcke mit berücksichtigt werden. Dies entspricht aus regelungstechnischer Sicht einer Berücksichtigung der Stellglied-Dynamik, da die primärgeregelten Kraftwerksblöcke die Stellglieder des Netzes darstellen und sich große Teile der Kraftwerksdynamik im für das Wirkleistungs-Frequenzverhalten des Netzes entscheidenden Sekundenbereich abspielen.

Zur Berücksichtigung der Kraftwerksdynamik lässt sich das Einfachst-Netzmodell in Bild 2.1 entsprechend erweitern [101, 102], wie in Bild 2.4 dargestellt. Je nach Zusammensetzung des primärgeregelten Kraftwerksportfolios können die primärgeregelten Kraftwerksblocktypen modelliert und mittels einzelner Anteilsfaktoren zusammengefasst werden. Das über jeweils eine „black-box“ angedeutete nichtlineare Übertragungsverhalten der Kraftwerksblöcke ist für verschiedene Kraftwerksblocktypen in Anhang 1 diskutiert. Der jeweilige Anteil jedes Summenkraftwerksblocks des Typs i an der Bereitstellung von Primärregelleistung wird über einen dementsprechenden Anteilsfaktor k_{pr}^i einstellbar.

Dabei kann die im Falle von Frequenzänderungen die im Turbosatz freigesetzte bzw. wieder eingespeicherte Rotationsleistung $\Delta P_{G,rot}^*(t)$ zur Nachbildung des realen Generator-Ist-Leistungsverlaufes berücksichtigt werden. Wird die Rotationsleistung auf die in praxi gemessene Generatorleistung aufgeschaltet, so kann der Falschregleeffekt des Leistungsreglers der primärregulierten Kraftwerksblöcke vermieden werden [45].

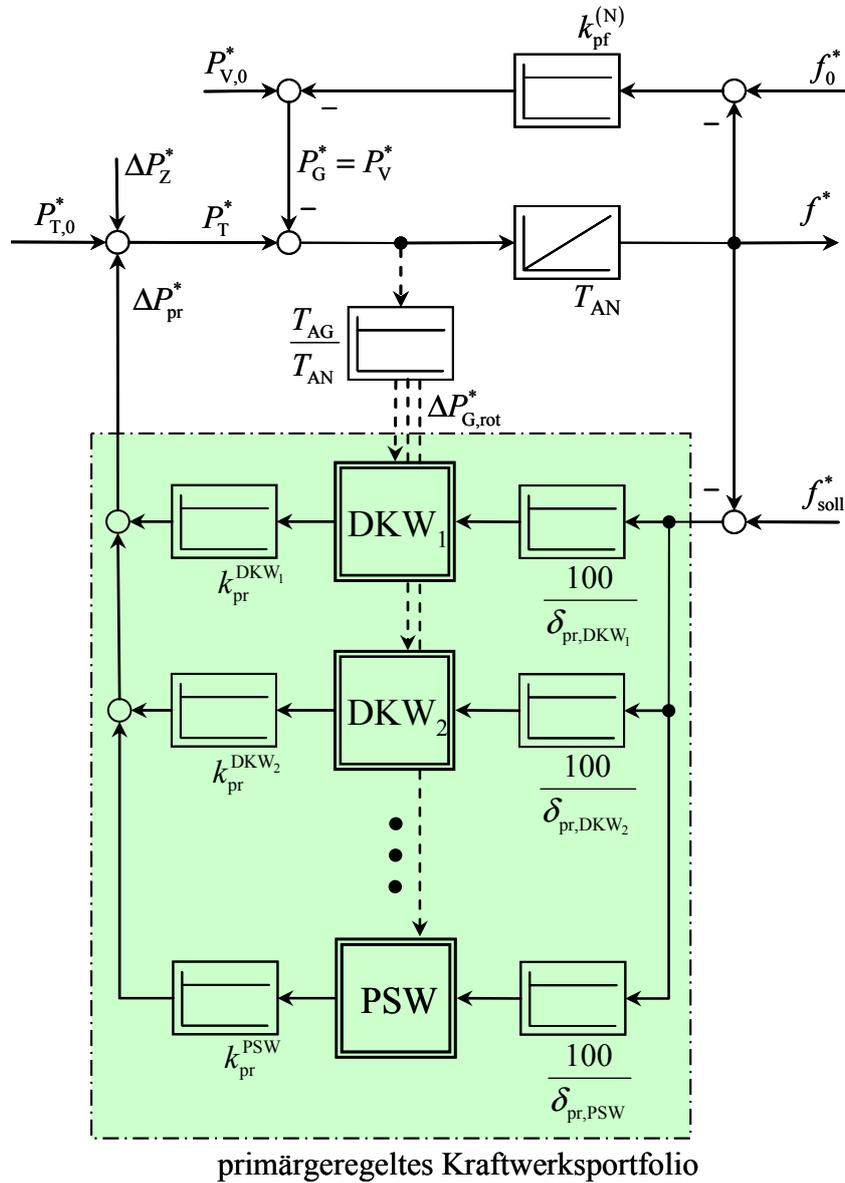


Bild 2.4: Einfachst-Netz-dynamikmodell mit Kraftwerksdynamik

In [45] und [94] wurde eine zunächst für Deutschland ausgelegte Zusammensetzung in Form eines „Dreier-Mixes“ gewählt und detailliert untersucht. Dieser ist in Anhang 1 näher beschrieben.

2.1.3 Sekundärregelung

Das europäische Verbundnetz besteht aus miteinander frequenzsynchron verbundenen **Regelzonen**, die in **Regelblöcken** zusammengefasst sein können. Die derzeitige reale horizontale Gliederung des europäischen Verbundnetzes ist in Bild 2.5 unter Berücksichtigung der übergeordneten Gliederung in einen Nord- und Südblock dargestellt.

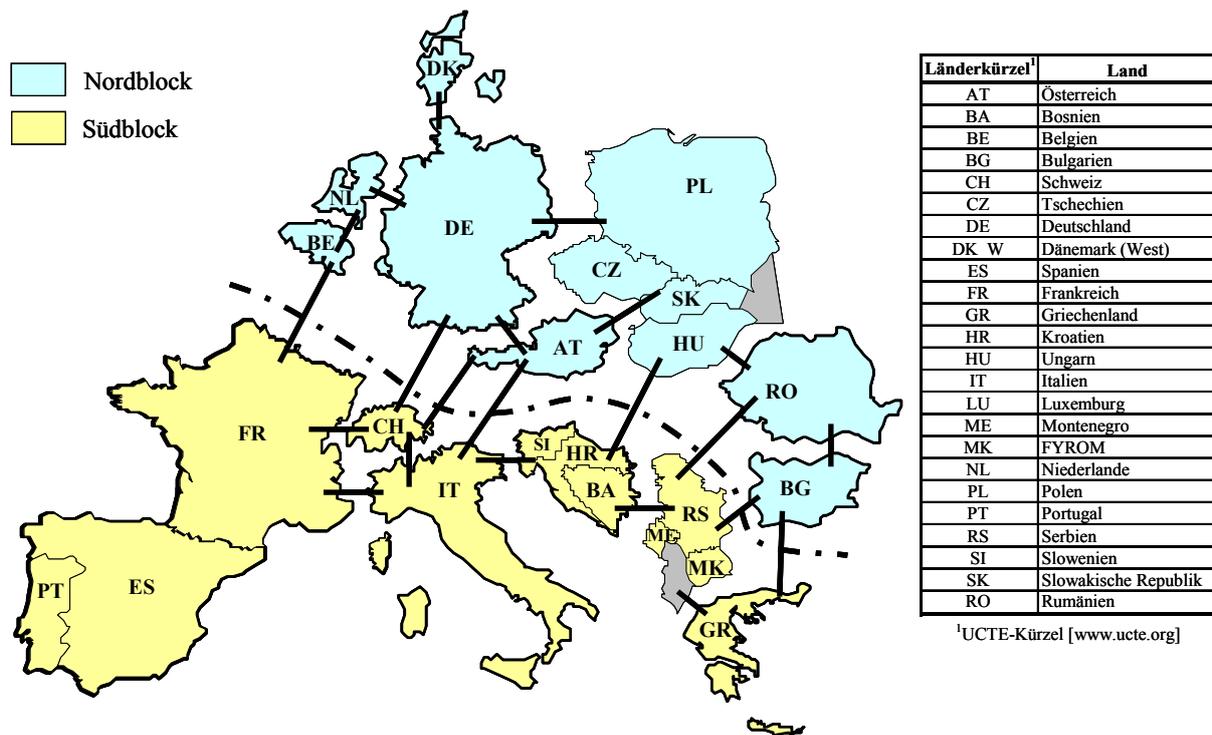


Bild 2.5: Horizontale Gliederung des europäischen Verbundnetzes

Die Aufgabe der Sekundärregelung ist es, die Differenz zwischen der Ist-Austauschleistung und der Soll-Austauschleistung gemäß Regelzonenfahrplan einer Regelzone bzw. eines Regelblocks auszuregeln. Dabei soll die Zeitspanne bis zur vollständigen Aktivierung der Sekundärregelleistung gemäß UCTE-Vorgabe höchstens 15 min betragen [75]. Die Aktivierung der Sekundärregelreserveleistung erfolgt automatisiert über einen zentralen Sekundärregler der entsprechenden Regelzone, wobei jede Regelzone lediglich einen Sekundärregler besitzt. An der Leistungsbereitstellung beteiligt sich dabei lediglich die Regelzone, innerhalb der die Austauschleistungsdifferenz aufgetreten ist.

Der Aufbau der Sekundärregelung innerhalb von Regelblöcken ist abhängig von der horizontalen bzw. vertikalen Gliederung des entsprechenden Regelblocks auf mehrere Arten möglich [75], nämlich

- *zentral*, d.h. ein einzelner Sekundärregler regelt den gesamten Regelblock, der damit als eine einfache Regelzone aufgefasst werden kann,
- *pluralistisch*, d.h. alle unterlagerten Regelzonen eines Regelblockes regeln sich zunächst selbständig aus, und der ÜNB der überlagerten Regelzone regelt den gesamten Regelblock aus, oder
- *hierarchisch*, d.h. der Sekundärregler des überlagerten Regelblocks generiert die Sollwerte für die einzelnen Sekundärregler der unterlagerten Regelzonen.

Bild 2.6 zeigt die verschiedenen Varianten schematisch.

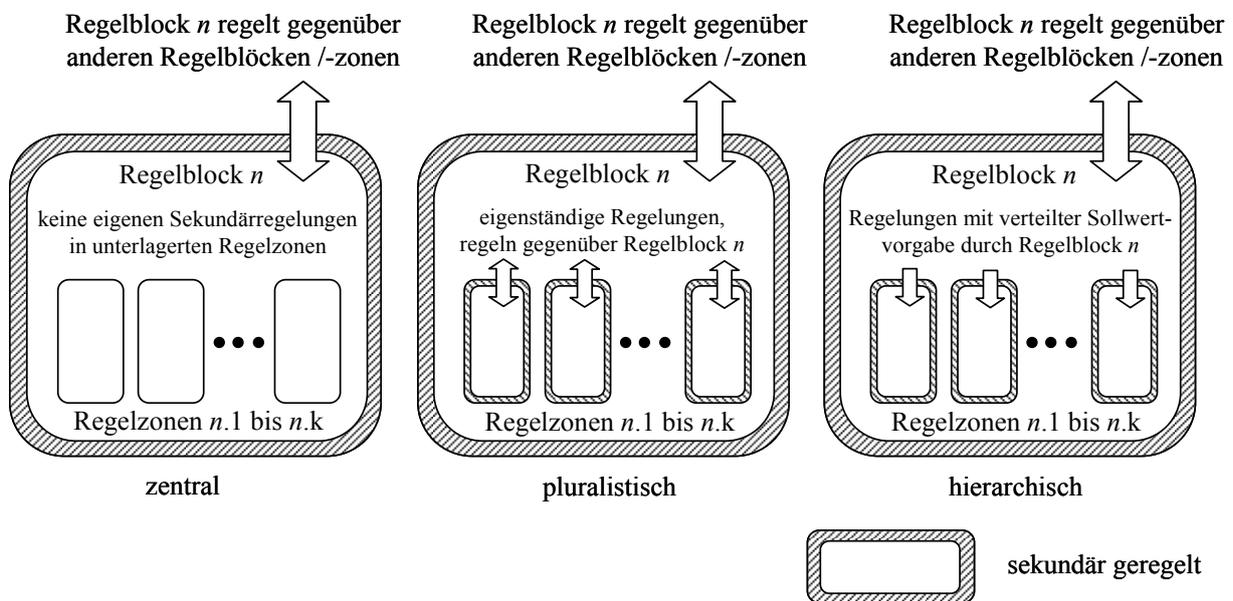


Bild 2.6: schematische Darstellung möglicher Gliederungen der Sekundärregelung

Für jede der Varianten gilt, dass die Wirkung der Sekundärregelung eines Regelblocks nicht von ihrem internen Aufbau oder der Gliederung der Regelzone abhängig ist. Hierdurch wird die Modellierung der Sekundärregelung bei summarischer Betrachtung des Verbundnetzes erheblich erleichtert.

Die Struktur des Sekundärreglers selbst, im Folgenden dargestellt für die Regelzone i , entspricht im Grunde der eines einfachen PI-Reglers mit der Verstärkung $K_{\text{sek},i}$ und der Zeitkonstante $T_{\text{sek},i}$ [75]:

$$\Delta P_{\text{sek},i}(t) = K_{\text{sek},i} \cdot \Delta P_{\text{ACE},i}(t) + \frac{1}{T_{\text{sek},i}} \int \Delta P_{\text{ACE},i}(t) dt \quad (2.10)$$

Die Regelabweichung $\Delta P_{ACE,i}(t)$ am Eingang des Sekundärreglers wird als *Area Control Error* (*ACE*) der Regelzone i bezeichnet und setzt sich aus der Differenz zwischen der Sollausleistung gemäß Fahrplan $P_{A,soll,i}(t)$ und tatsächlicher Ist-Austausleistung $P_{A,i}(t)$ zusammen, sowie gemäß dem Netzkennlinienverfahren der frequenzproportionalen Leistungsänderung innerhalb des Teilnetzes:

$$\Delta P_{ACE,i}(t) = P_{A,soll,i}(t) - P_{A,i}(t) + \lambda_i (f_{soll} - f(t)) \quad (2.11)$$

Die Einstellung der Verstärkung $K_{sek,i}$ und der Zeitkonstante $T_{sek,i}$ des Sekundärreglers erfolgt jeweils individuell durch die ÜNB der einzelnen Regelzonen. Richtwerte für das europäische Verbundnetz sind $K_{sek,i} = 0 \dots 0,5$ sowie $T_{sek,i} = 50 \text{ s} \dots 200 \text{ s}$ [75].

Ist λ_i die Netzkennzahl der Regelzone i , so wird über den Term $\lambda_i (f_{soll} - f(t))$ in Gl. (2.11) der innerhalb dieser Regelzone durch die Primärregelung und den Netzselbstregelleffekt erbrachte Leistungsanteil aus dem *Area Control Error* herausgerechnet („Netzkennlinienverfahren“). Dies geschieht, damit die Sekundärregelungen aller nichtgestörten Regelzonen in Ruhe bleiben und die jeweilige Netzstörung von der betreffenden Regelzone allein ausgeregelt wird [101]. Da in die Netzkennzahl gemäß Gl. (2.4) und Gl. (2.5) die Gesamtlast P_0 im UCTE-Netz eingeht, wird sie innerhalb der Sekundärregelung meist lastabhängig geführt.

Der Regelzonenfahrplan der Austauschleistung $P_{A,Fahrplan,i}(t)$ ergibt sich hauptsächlich aus den seitens der zugehörigen Bilanzkreise angemeldeten Bilanzkreisfahrplänen und gibt somit den Zielwert für die Austauschleistung der Regelzone i an. Hieraus ergeben sich jeweils innerhalb viertelstündlicher Fahrplanintervalle konstante Austauschleistungs-Zielwerte. Änderungen des Regelzonenfahrplans werden seitens des jeweiligen ÜNB nicht sprungförmig an den Sekundärregler gegeben, sondern in Form rampenförmiger Sollaustausleistungsvorgaben mit einer Rampendauer von derzeit $T_{ÜNB} = \pm 5 \text{ min}$, s. Bild 2.7 [75], woraus sich der Soll-Austausleistungsverlauf $P_{A,soll,i}(t)$ ergibt. Dies erweist sich aufgrund der sonst sehr großen Regelabweichungen zwischen Fahrplan- und Ist-Austausleistung als notwendig.

Die Ist-Austausleistung der Regelzone i wird mit $P_{A,i}(t)$ bezeichnet.

Für das in Kap. 2.1.1 eingeführte Einfachst-Dynamikmodell mit nur einer summarischen Regelzone als Abbildung des gesamten Verbundnetzes entfällt die Austauschleistungsdifferenz ΔP_A , da die Summe aller Austauschleistungen im gesamten Verbundnetz physikalisch bedingt stets Null ist. Somit bleibt für die Regelabweichung des „Ersatz-Sekundärreglers“ ausgehend von Gl. (2.11) lediglich die einfache Beziehung

$$\Delta P_{ACE,i}(t) = \lambda_i (f_{\text{soil}} - f(t)), \quad (2.12)$$

über die ein verbundnetzweit wirkender summarischer Sekundärregler beschrieben wird. Dieser hat die alleinige Aufgabe, auftretende Frequenzabweichungen bleibend auszuregeln.

Das resultierende vereinfachte Blockschaltbild zeigt Bild 2.9, wobei zugleich die Kraftwerksdynamik im Sekundärregel-Zweig vernachlässigt ist.

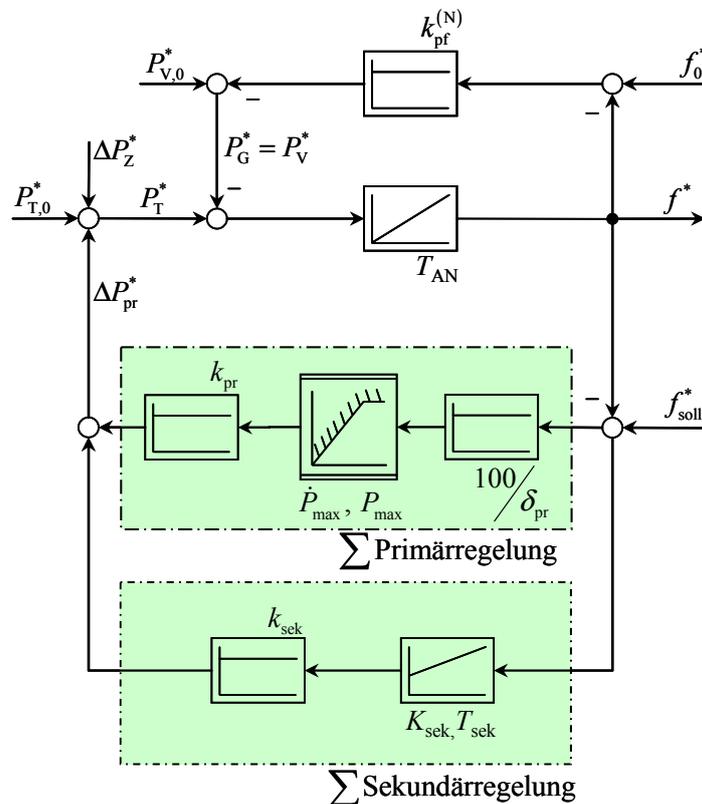


Bild 2.9: Vereinfachtes summarisches Netzdynamikmodell mit Sekundärregelung

Ausgehend von den in Bild 2.3 dargestellten simulierten Frequenzverläufen a) bis c) kann nun der Frequenzverlauf bei wirkender summarischer Sekundärregelleistung simuliert werden, ebenfalls für den Fall des Auslegungsstörfalls von $\Delta P_Z = -3 \text{ GW}$ bei Schwachlast $P_{V,0} = 150 \text{ GW}$, d.h. für $\Delta P_Z^* = -2 \%$.

Wie in Bild 2.10 anhand des simulierten Frequenzverlaufs d) ersichtlich, bricht die Netzfrequenz aufgrund der anfangs nur kleinen Wirkung der Sekundärregelung nach wie vor

relativ weit bis auf ca. $\Delta f_{\min} = -360 \text{ mHz}$ ein, wobei die in praxi zusätzlich verzögernde Wirkung der Kraftwerksdynamik vernachlässigt wird. Mit zunehmender Leistungsaktivierung des Sekundärreglers erreicht die Frequenz im Zeitraum von ca. 15 Minuten wieder den Sollwert.

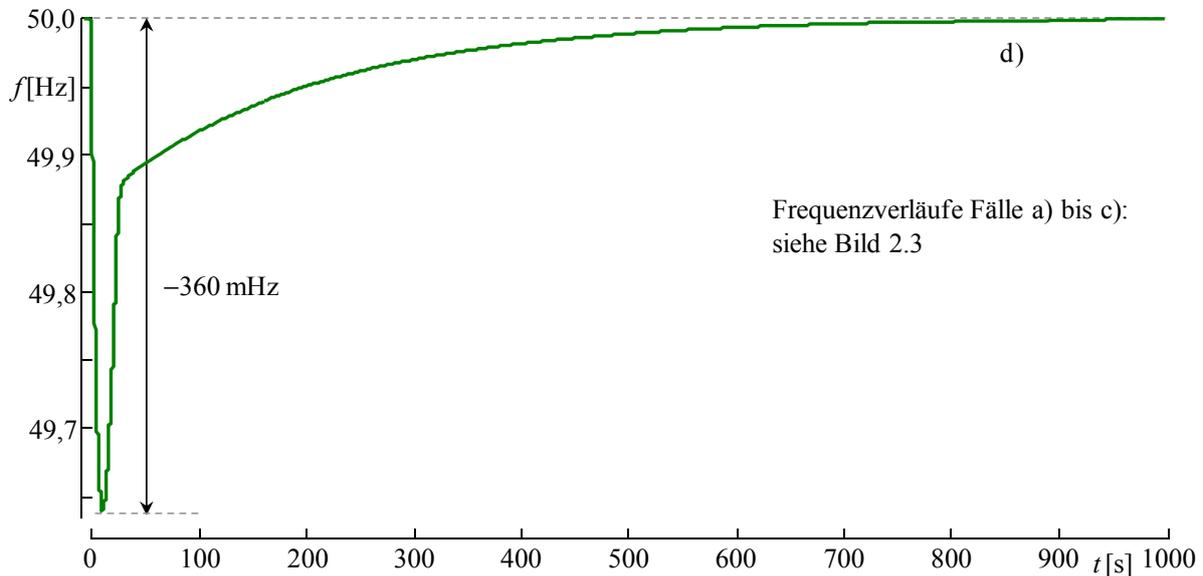


Bild 2.10: Simulierte Netzfrequenz anhand des Einfachst-Netzdynamikmodells
Fall d) bei wirksamer Sekundärregelung

2.1.4 Minutenreserve

Die Minutenreserve kann vom ÜNB manuell mit einer Mindestvorlaufzeit von 7,5 Minuten abgerufen werden [11].

Somit handelt es sich bei der Aktivierung von Minutenreserveleistung nicht um einen geschlossenen, automatisch wirkenden Regelkreis wie bei der Aktivierung von Primär- und Sekundärregelleistung, sondern um einen Reserveleistungsanteil im $\frac{1}{4}$ -h-Fahrplanraster. Über die Minutenreserve können seitens des ÜNB Störungen über längere Zeit, d.h. bis zu mehreren Stunden, ausgeglichen werden, wodurch auch gegebenenfalls die bereits aktivierte Sekundärregelleistung abgelöst wird. Sofern für die Regelzone i die Bedingung $\Delta P_{A,i} = 0$ stationär nicht erfüllt ist und hierzu Minutenreserve zum Ausgleich der zugrunde liegenden Leistungsabweichungen innerhalb der Regelzone eingesetzt wird, entspricht dies einer „manuell“ ausgeführten **Tertiär-Regelung**.

Im Folgenden wird die Minutenreserve stets als Fahrplanbestandteil betrachtet und nicht gesondert modelliert.

2.1.5 Bestimmung des summarischen Erzeuger-/Verbraucherleistungsverhaltens

Um aus einem gemessenen Frequenzverlauf $f_{\text{mess}}(t)$, der für die gezeigten summarischen Dynamikmodelle eine Ausgangsgröße darstellt, mittels Simulation das zugrunde liegende summarische Erzeuger- und Verbraucherleistungsverhalten $\Delta P(t)$ berechnen zu können, muss das Übertragungsverhalten des Netz-Gesamtsystems G_N , d.h. die Wirkung der summarischen Leistungsbilanz $\Delta P(t)$ als Eingangsgröße auf die gemessene Frequenzabweichung $\Delta f_{\text{mess}}(t)$ als Ausgangsgröße, invertiert werden. Aufgrund der Komplexität des verwendeten Netzdynamikmodells, insbesondere bei Berücksichtigung der Kraftwerksdynamiken, kann dies nicht analytisch erfolgen, sondern wird über eine in der Systemtheorie sowie der analogen Gerätetechnik oft verwendete **Invertierverstärker-Schaltung** mit sehr großer Verstärkung $V \rightarrow \infty$ realisiert [57], s. Bild 2.11.

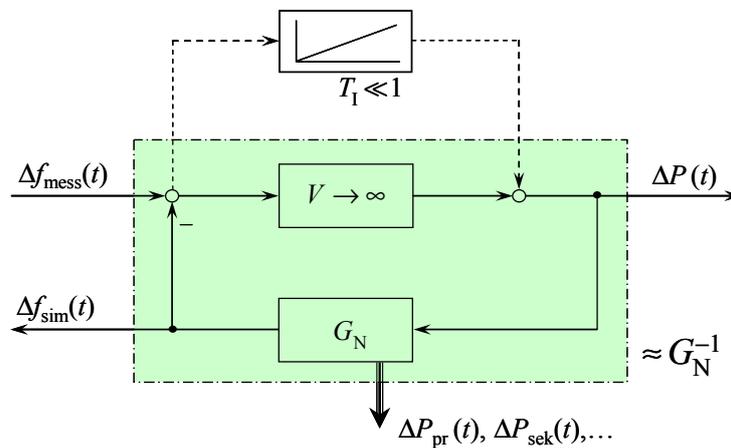


Bild 2.11: Numerische Inversion des Netzübertragungsverhaltens G_N

Mit Hilfe der Invertierverstärker-Schaltung wird eine näherungsweise Invertierung des Netzübertragungsverhaltens G_N erreicht, denn im linearen Fall gilt:

$$\frac{\Delta P(t)}{\Delta f_{\text{mess}}(t)} = \frac{V}{1 + VG_N} = \frac{1}{\frac{1}{V} + G_N} \stackrel{V \rightarrow \infty}{=} \frac{1}{G_N} \quad (2.13)$$

Trotz der Nichtlinearität des Netzübertragungsverhaltens G_N und der Tatsache, dass per Simulation keine unendlich hohe Verstärkung realisierbar ist, ergibt sich mit diesem Verfahren bereits eine sehr gute Übereinstimmung zwischen simulierter Frequenzabweichung $\Delta f_{\text{sim}}(t)$ und der gemessenen Frequenzabweichung $\Delta f_{\text{mess}}(t)$, vor allem im Bereich kleiner Frequenzabweichungen, s. Bild 2.12. Erweitert man die Invertierschaltung durch einen Integrator mit sehr kleiner Zeitkonstante T_1 , wie in Bild 2.11 mit gestrichelten Verbindungslinien dargestellt, wird die Übereinstimmung zwischen $\Delta f_{\text{sim}}(t)$ und $\Delta f_{\text{mess}}(t)$ weiter verbessert, so dass damit

eine Inversion des Netzübertragungsverhaltens G_N auf numerischem Wege durchgeführt werden kann.

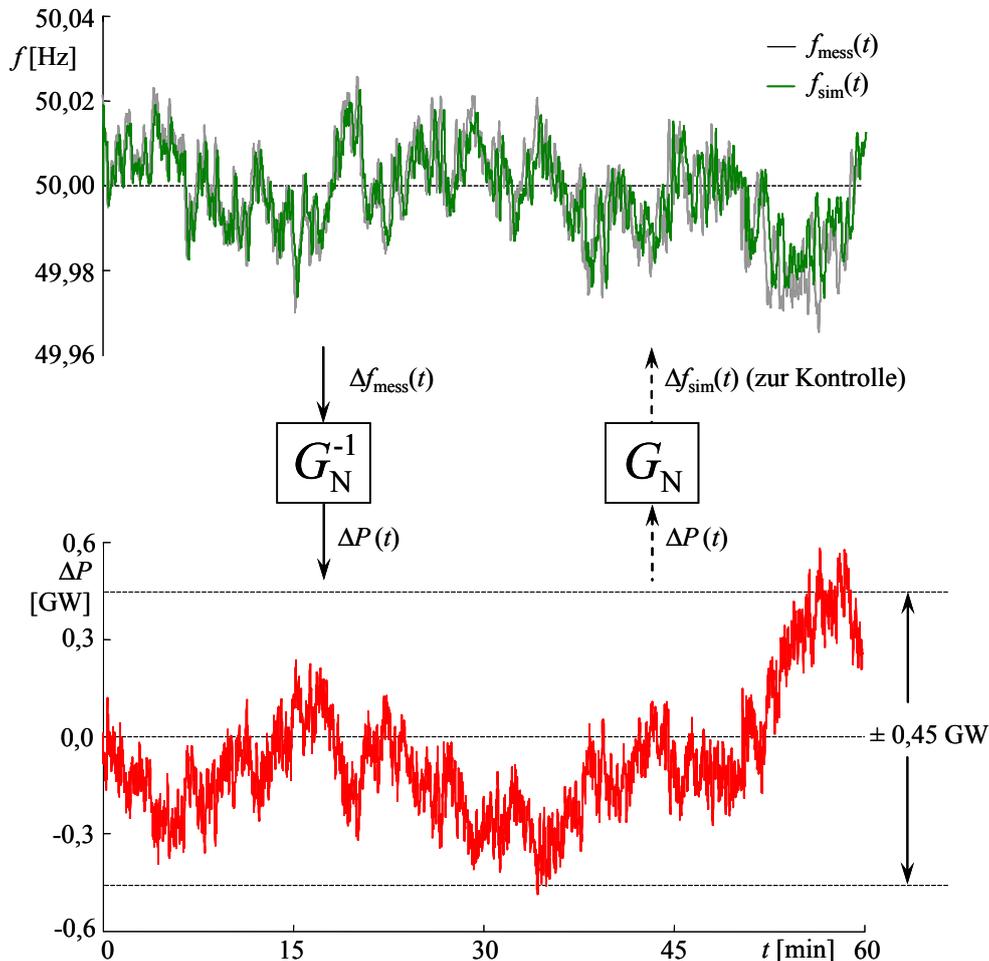


Bild 2.12: Ermittlung des summarischen Erzeuger-/Verbraucherverhaltens
 → Beispielfall 01.07.2006, 17:00 bis 18:00 Uhr

Auf diese Weise erhält man den summarischen Verlauf der Wirkleistungsänderung $\Delta P(t)$, der bei Zugrundelegung des Netzübertragungsverhaltens G_N den gemessenen Verlauf der Frequenzabweichung $\Delta f_{\text{mess}}(t)$ zur Folge hat. Dabei kann die Wirkleistungsänderung $\Delta P(t)$ entweder der Erzeuger- oder der Verbraucherseite zugeordnet werden, abhängig von den verfügbaren Eingangsdaten der Simulation und dem gewählten Freiheitsgrad. Zudem ergeben sich aus dem simulierten Netzübertragungsverhalten je nach Detaillierungsgrad der Modellierung die aktivierte Primärregelleistung $\Delta P_{\text{pr}}(t)$ und Sekundärregelleistung $\Delta P_{\text{sek}}(t)$ während des Zeitraums der Frequenzmessung, da deren Zeitverhalten sich jeweils über den geschlossenen Regelkreis direkt aus der Modellierung des Netzübertragungsverhaltens ergibt. Außerdem sind die Leistungsanteile des Netzselbstregelleffekts und der Ausspeicherung von Rotationsenergie ablesbar, bis hin zu den Reaktionen einzelner im Netzmodell enthaltener Kraftwerksblöcke.

2.2 Bilanzierung und Abrechnung von Regellenergie

In der deregulierten Energiewirtschaft ist der ÜNB für den zuverlässigen Netzbetrieb verantwortlich [11, 13, 22] und hat somit stets für einen Ausgleich der Abweichungen zwischen Leistungserzeugung und -verbrauch zu sorgen. Hierfür hat er entsprechende Regellenergieprodukte mit unterschiedlichen Eigenschaften und Qualitäten zur Verfügung, wie Primär- und Sekundärregelung, sowie Minutenreserve, die er im Rahmen einer gemeinsamen, regelzonenübergreifenden und anonymisierten Ausschreibung über eine Internetplattform beschafft [17].

Die Kosten, die sich aus den jeweiligen **Leistungspreisen** ergeben, werden über das Instrument der Kostenwälzung [12] ausgehend von der Höchstspannungsebene jeweils auf die nachgelagerte Netzebene anteilig weitergegeben. Die sich aus den **Arbeitspreisen** ergebenden Kosten bilden die Basis für die Ausgleichsenergieabrechnung mit den Bilanzkreisverantwortlichen, vgl. Kap. 2.2.4.

Ein Überblick über die Zusammenhänge sowie die Kostenaufteilung ist in Bild 2.13 dargestellt.

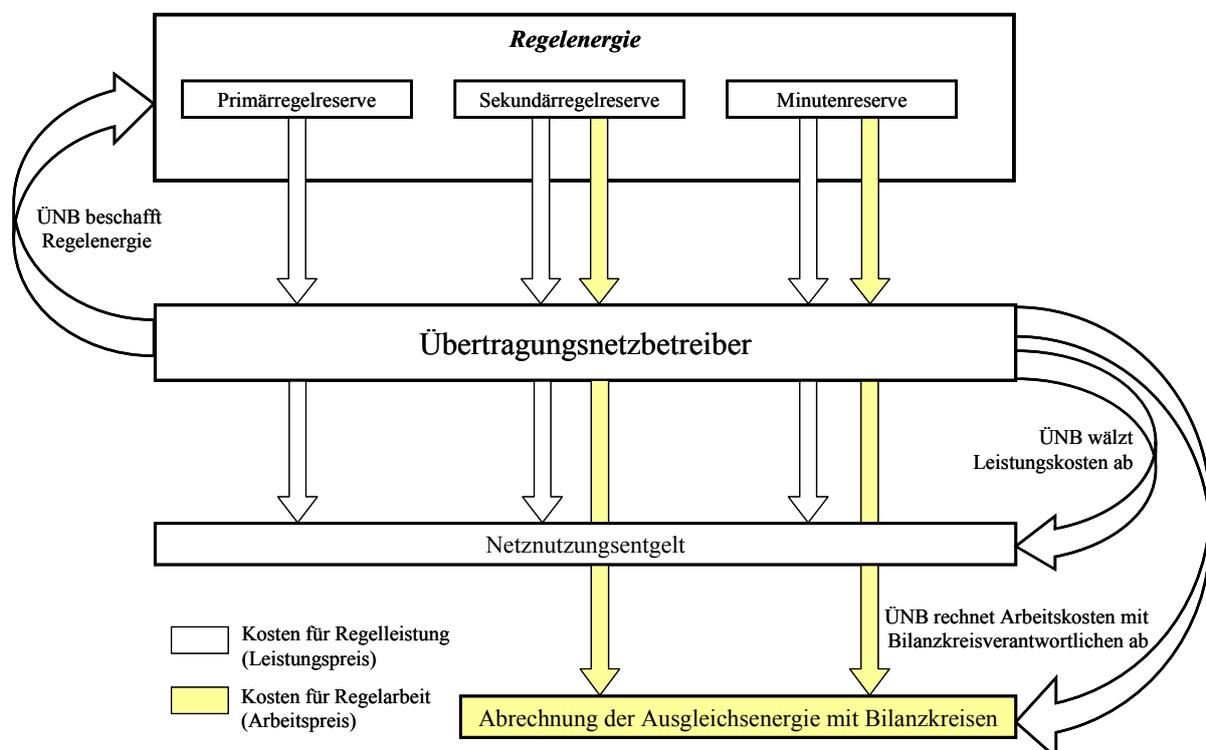


Bild 2.13: Wälzung der Regellenergiekosten [11, 12]

2.2.1 Primärregelreserve

Jeder ÜNB ist verpflichtet, je nach gemittelter Erzeugerleistung seiner Regelzone ein bestimmtes Leistungsband der Primärregelung zu beschaffen. Für die Primärregelreserve existiert lediglich ein **Leistungspreis**, der vom ÜNB letztlich über die Netznutzungsentgelte weitergegeben wird [12]. Die Höhe des Preises für die vorgehaltene Primärregelleistung ergibt sich direkt aus der Breite des erforderlichen Leistungsbands. Dabei spielt die Häufigkeit des Abrufs der Primärregelleistung, d.h. die verrichtete Primärregelarbeit, keine Rolle. Aus diesem Grund wird die insgesamt aktivierte Primärregelenergie innerhalb der Bilanzkreisabrechnung nicht berücksichtigt.

Die Ausschreibung der Primärregelreserve erfolgt in Deutschland derzeit monatlich mittels einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden und anonymisierten Ausschreibung über eine Internetplattform [17].

2.2.2 Sekundärregelreserve

Der Gesamtpreis für die Sekundärregelreserve setzt sich zusammen aus einem **Leistungspreis** und einem **Arbeitspreis**, wobei der Leistungspreis vom ÜNB analog zum Leistungspreis der Primärregelung über die Netznutzungsentgelte weitergegeben wird [12].

Die Kosten für die abgerufene Sekundärregelarbeit werden dagegen vom ÜNB den jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) in Rechnung gestellt. Die Verrechnung erfolgt dabei im Rahmen des Bilanzausgleichs, vgl. Kap. 2.2.4.

Die Ausschreibung der Sekundärregelreserve in Deutschland erfolgt derzeit ebenfalls monatlich mittels einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden und anonymisierten Ausschreibung über eine Internetplattform [17].

2.2.3 Minutenreserve

Die Kosten für die abgerufene Minutenreserveleistung werden analog zu den Kosten für die eingesetzte Sekundärregelleistung über die Netznutzungsentgelte weitergegeben. Die Verrechnung der Arbeitskosten für die Minutenreserve erfolgt im Rahmen des Bilanzausgleichs mit den BKV, vgl. Kap. 2.2.4.

Im Gegensatz zur Primär- und Sekundärregelenergie wird die Minutenreserve in Deutschland arbeitstäglich ausgeschrieben – ebenfalls im Rahmen einer gemeinsamen Ausschreibung über eine Internetplattform [17].

2.2.4 Bilanzausgleich

Die Abrechnung der Regelenergie erfolgt seitens der ÜNB im Zuge der Bilanzierung der **Ausgleichsenergie von Bilanzkreisen** auf ¼-Stunden-Basis („Bilanzausgleich“) [11].

Bilanzkreise können Verbraucher und/oder Erzeuger beinhalten und bestehen lediglich virtuell zu Bilanzierungs- und Abrechnungszwecken. Bilanzkreise können zudem Sub-Bilanzkreise enthalten, die ihrerseits mit dem jeweils übergeordneten Bilanzkreis abrechnen. Der BKV ist dabei wirtschaftlich für seinen jeweiligen Bilanzkreis verantwortlich.

Die Preise für die notwendige Ausgleichsenergie zum Ausgleich der Bilanzkreisabweichungen basieren auf der Bildung eines **mittleren gewichteten Arbeitspreises (MGAP)** $p_{\text{MGAP},i}$ je Megawattstunde positiver und negativer Ausgleichsenergie für jedes ¼-h-Abrechnungsintervall i . Dieser ergibt sich durch eine arbeitsgewichtete Mittelung der Einzelpreise für die seitens des ÜNB eingesetzte positive bzw. negative Regularbeit aus Sekundärregelung $W_{\text{Sek},i}^{\pm}$ und Minutenreserve $W_{\text{Min},i}^{\pm}$ [8, 108] zu:

$$p_{\text{MGAP},i} = \frac{\sum W_{\text{Sek},i}^{\pm} \cdot p_{\text{Sek},i}^{\pm} + \sum W_{\text{Min},i}^{\pm} \cdot p_{\text{Min},i}^{\pm}}{\sum W_{\text{Sek},i}^{\pm} + \sum W_{\text{Min},i}^{\pm}}. \quad (2.14)$$

Dieser gewichtete Ausgleichsenergiepreis ist symmetrisch, d.h. gleich für positive und negative Bilanzkreisabweichungen.

Im Zuge des Bilanzausgleichs erfolgt nun die Bestimmung der Kosten bzw. Vergütung der Ausgleichsenergie der Bilanzkreise, die zwischen BKV und ÜNB abgerechnet werden, für jedes ¼-h-Abrechnungsintervall i nach dem folgenden Schema:

- Regelzone ist überdeckt
 - Bilanzkreis überdeckt: BKV bekommt $p_{\text{AE},i}$ je MWh Überdeckung
 - Bilanzkreis unterdeckt: BKV bezahlt $p_{\text{AE},i}$ je MWh Unterdeckung
- Regelzone ist unterdeckt
 - Bilanzkreis überdeckt: BKV bekommt $p_{\text{AE},i}$ je MWh Überdeckung
 - Bilanzkreis unterdeckt: BKV bezahlt $p_{\text{AE},i}$ je MWh Unterdeckung

Da der Preis für negative Regularbeit stets sehr niedrig ist [17], ergibt sich im Falle einer überdeckten Regelzone innerhalb eines ¼-h-Intervalls ein erheblich niedrigerer Ausgleichsenergiepreis als im Falle einer unterdeckten Regelzone, so dass hier auch die Kosten bzw. Erlöse für die BKV erheblich niedriger sind als bei Regelzonenunterdeckung.

Insgesamt bewirkt dieses Abrechnungsschema eine Wälzung der gesamten Kosten für die eingesetzte Regularbeit seitens des ÜNB an die entsprechenden BKV.

2.2.5 Arbitrage zwischen Ausgleichsenergiepreis und Spotmarktpreis

Laut Verbändevereinbarung II [4] ist der „gezielte Missbrauch einzelner Netznutzer auf Kosten der Allgemeinheit zu verhindern“.

Eine häufig angesprochene Möglichkeit der Arbitragenutzung basiert auf der möglichen Preisdifferenz zwischen niedrigeren Ausgleichsenergiepreisen im Vergleich zu höheren Spotmarktpreisen [21, 59, 60, 84]. Dies ist möglich, da die Regelenergiepreise aufgrund ihrer monatlichen Ausschreibung vorab bekannt sind und eine Einschätzung der Ausgleichsenergiepreise zulassen, die Spotmarktpreise dagegen fortlaufend je nach Marktsituation variieren [21]. Ist der Spotmarktpreis je Megawattstunde höher als der erwartete Preis für die entsprechende Menge an Ausgleichsenergie, so kann sich beispielsweise ein BKV auf Verbraucherseite dazu entscheiden, auf die aktive Deckung eines Teils seiner prognostizierten Last zu verzichten und stattdessen Ausgleichsenergie in Anspruch zu nehmen. Handelt es sich dabei um nicht allzu große Energiemengen, so können diese gegenüber dem jeweiligen Netzbetreiber als Prognoseungenauigkeit deklariert werden. Durch diese Form der Arbitrage-Nutzung werden je nach Erzeuger- und Verbraucherdynamik die Regelkreise der Wirkleistungs-Frequenzregelung aktiv, d.h. die Sekundärregelung und vorübergehend auch die Primärregelung werden „marktbedingt“ beansprucht.

Aus diesem Grund behält sich die Bundesnetzagentur im derzeit aktuellen Muster-Bilanzkreisvertrag [8, 9] das Recht vor, zu überprüfen, ob der BKV seiner Pflicht nachkommt „alle zumutbaren Anstrengungen zur Erstellung einer sorgfältigen Prognose zu unternehmen“ [9]. Werden wiederholt Prognosepflichtverletzungen festgestellt, so berechtigt dies den ÜNB zur außerordentlichen Kündigung des Bilanzkreisvertrags mit dem entsprechenden BKV. In der Praxis sind derartige Nachweise einer Prognosepflichtverletzung allerdings sehr schwer zu führen [84].

Weitere Maßnahmen, wie durch den entsprechenden BKV zu leistende Strafzahlungen, wurden vorgeschlagen [8], sind derzeit aber nicht vorgesehen.

2.3 Einfluss der Deregulierung des Strommarktes

Die deutsche Stromwirtschaft vor der Deregulierung bestand zum größten Teil aus integrierten Unternehmen, bei denen oftmals Stromerzeugung, Stromtransport und Stromversorgung bis hin zu einzelnen Endkunden unter einem Dach angesiedelt war. Dabei erfolgten eine enge Zusammenarbeit zwischen den einzelnen Bereichen und ein weitgehender Informationsaustausch.

Die Deregulierung führte zu einer „Zerschlagung“ der integrierten Unternehmen, vgl. Kap. 1. Hieraus resultiert eine Vielzahl eigenständiger Marktteilnehmer, die untereinander im Wettbewerb stehen. Dennoch müssen alle Marktteilnehmer zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und Betriebsfähigkeit des Verbundsystems geeignet zusammenspielen. Dies geschieht auf Basis fest vorgegebener Systemregeln.

Das resultierende Zusammenspiel der Marktteilnehmer hinsichtlich des geforderten Leistungsgleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch wird im folgenden Kapitel aus markttechnischer Sicht analysiert.

2.3.1 Zusammenwirken von Kraftwerken und Netz vor der Deregulierung

Das Zusammenwirken der einzelnen Bereiche der Stromwirtschaft vor der Deregulierung basierte auf der Lastfolge, d.h. die Erzeugung folgt der zu deckenden Last, s. Bild 2.14.

Hierbei erhalten die Erzeuger fortlaufende Informationen über die zu deckende Last $P_V^{\text{ist}}(t)$ in Form einer Lastprognose $P_V^{\text{PR}}(t)$ und folgen dieser mit ihrer Erzeugung $P_E^{\text{ist}}(t)$ so gut wie möglich, woraus sich der Begriff **Kraftwerkseinsatz im Lastfolgebetrieb** ableitet, vgl. Kap. 2.3.4.1. Anhand der verfügbaren netzseitigen Informationen, wie beispielsweise über Abweichungen vom Regelzonenfahrplan und angeforderte Sekundärregelleistung, kann der sogenannte **Lastverteiler** die Erzeugung kontinuierlich und zeitnah an den jeweiligen Lastverlauf anpassen.

Die über die Wirkleistungs-Frequenz-Regelung auszugleichenden Leistungsungleichgewichte, die aufgrund von verbleibenden Prognosefehlern und dem überlagerten Verbraucherleistungsrauschen auftreten, sind vergleichsweise gering. Große Leistungsungleichgewichte treten somit hauptsächlich bei netz- oder kraftwerksseitigen Störungen auf, worauf die Wirkleistungs-Frequenzregelung auch ausgelegt ist, vgl. Kap. 2.1.1.

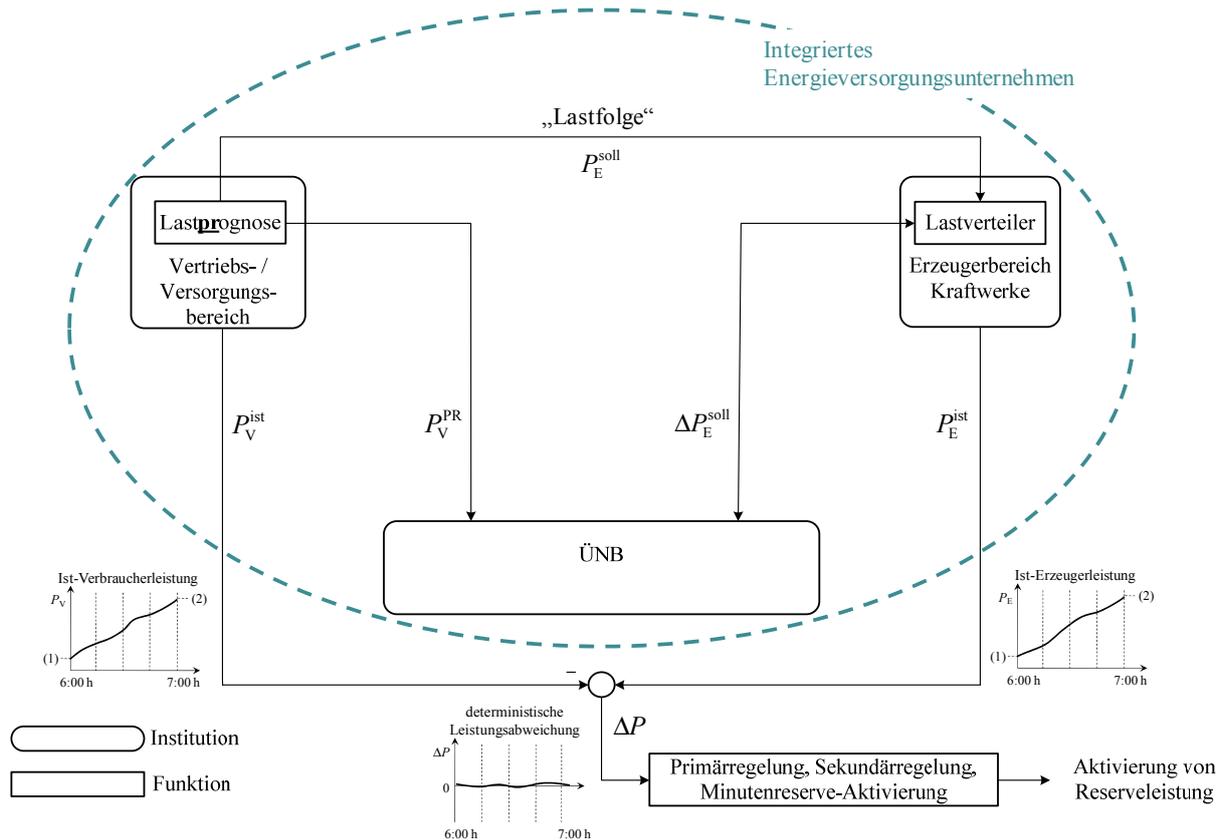


Bild 2.14: Schema der Lastdeckung im Lastfolgebetrieb

2.3.2 Zusammenwirken der Marktteilnehmer im deregulierten Strommarkt

Im deregulierten Strommarkt ist die ehemals eng verzahnte Struktur aus Bild 2.14 in einzelne voneinander unabhängige Marktteilnehmer aufgespalten und mit dem zusätzlichen Marktteilnehmer „Stromhandel“ erweitert. Die derzeitige Verfahrensweise der Marktteilnehmer bezüglich des Zusammenwirkens von Stromhandel und Netzbetrieb ist in Bild 2.15 skizziert.

2.3.2.1 Verbraucherseitige Verfahrensweise

→ s. links in Bild 2.15

Bilanzkreisverantwortliche auf Verbraucherseite prognostizieren die Last ihrer Verbraucherbilanzkreise häufig bereits im $\frac{1}{4}$ -h-Raster. Hieraus erstellen sie Fahrpläne P_V^{FP} überwiegend im 1-h-Raster. Diese sind einerseits die Grundlage für die Bestellung entsprechender Stromprodukte an den Strommärkten, andererseits werden sie innerhalb der vorgegebenen Fristen [11] an den jeweiligen ÜNB gemeldet, und zwar jeweils als vier gleiche $\frac{1}{4}$ -h-Werte. Die Energieabweichung zwischen der überwiegend kontinuierlich sich ändernden Last $P_V^{ist}(t)$, vgl. Kap. 2.3.3, und den bestellten konstanten 1-h-Produkten P_V^{FP} wird seitens des ÜNB für jeden Bilanzkreis viertelstündlich bilanziert und als Ausgleichsenergie E_V abge-

rechnet. Die hierdurch entstehenden Ausgleichsenergiekosten trägt zunächst der Bilanzkreisverantwortliche.

2.3.2.2 Erzeugerseitige Verfahrensweise

→ s. rechts in Bild 2.15

Die Ausgleichsenergie auf Erzeugerseite E_E ergibt sich dagegen aus der Differenz der Erzeugerleistung $P_E^{\text{ist}}(t)$ und den Bestellungen der Verbraucherseite P_E^{FP} , so dass derzeit angestrebt wird, den im 1-h-Raster vorliegenden Bestellungen mit zum Teil großen sprungförmigen Zielleistungsänderungen zum Stundenwechsel möglichst ohne große Abweichung zu folgen, um die erzeugerseitigen Ausgleichsenergiekosten gering zu halten. Hierzu werden – falls verfügbar – vorwiegend Wasserkraftwerke mit hohen zulässigen Leistungsgradienten eingesetzt. Diese Verfahrensweise wird im Folgenden mit **Kraftwerkseinsatz im Fahrplanbetrieb** bezeichnet, vgl. Kap. 2.3.4.2.

2.3.2.3 ÜNB-seitige Verfahrensweise

→ s. unten Mitte in Bild 2.15

Der Übertragungsnetzbetreiber erhält von den Bilanzkreisverantwortlichen am Vortag bis 14:30 Uhr die Bilanzkreisfahrpläne, die abgesehen vom Intra-Day-Handel den erwarteten Verlauf der Last und der Erzeugung wiedergeben, und überprüft diese auf Stimmigkeit. Dabei fordert der ÜNB grundsätzlich Fahrplanwerte im $\frac{1}{4}$ -h-Raster. Dennoch bestehen die Fahrpläne de facto überwiegend aus 1-h-Stufen, die sich aus den einzelnen gemeldeten Bilanzkreisfahrplänen mit überwiegend jeweils vier gleichen Leistungswerten innerhalb jeder Stunde zusammensetzen.

Um Ungleichgewichte zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung auszugleichen, setzt der ÜNB Regelenergie in Form von Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve ein. Da klassische feed-back-Regelungen generell erst mit wirksam werdender Rückführung ansprechen, reagieren Primär- und Sekundärregelung auf sprungförmig auftretende Leistungsungleichgewichte nur verzögert und können somit den Leistungsausgleich nur verzögert wieder herstellen. Die Minutenreserve kann zwar seitens des ÜNB vorab aktiviert und somit gesteuert werden. Da sie jedoch sehr kurzfristig, d.h. zu jedem beliebigen Zeitpunkt bis zu 7,5 Minuten vor dem folgenden $\frac{1}{4}$ -h-Intervall, zur Verfügung stehen muss, stellt sie eine teure „Edelreserve“ dar. Zudem trägt der ÜNB das Kostenrisiko eines „fälschlichen“ Einsatzes von Minutenreserve.

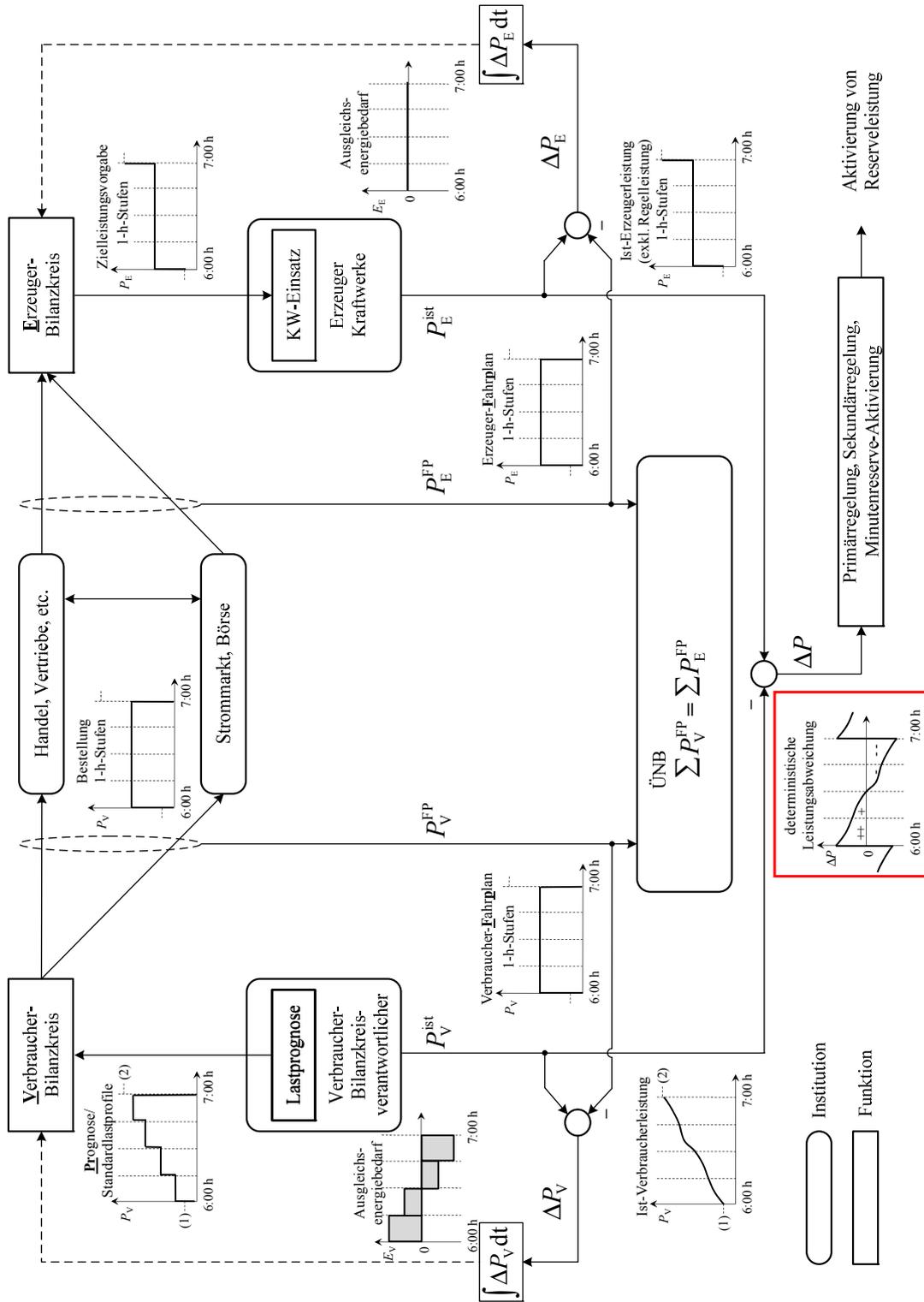


Bild 2.15: Schema der Lastdeckung im deregulierten Strommarkt

2.3.3 Reales Lastverhalten und Lastdeckung seitens der Kunden und Vertriebe

Das reale Lastverhalten ist auch nach dem Übergang zur deregulierten Energiewirtschaft überwiegend kontinuierlich [85, 86].

Allerdings können auf der Verbraucherseite vereinzelt ebenfalls größere fahrplanbasierte sprungförmige Leistungsänderungen auftreten, so beispielsweise innerhalb der E.ON-Regelzone bei Zuschaltung der elektrischen Speicherheizungen im Winter, s. Bild 2.16 [20], die derzeit nicht zeitlich verteilt erfolgt. Die häufig auftretenden sprungförmigen Leistungsänderungen von Pumpspeicherwerken im Pumpbetrieb werden dagegen gewöhnlich der Erzeugerseite zugeschlagen, da diese auch für den Einsatz der Pumpspeicherwerke verantwortlich ist.

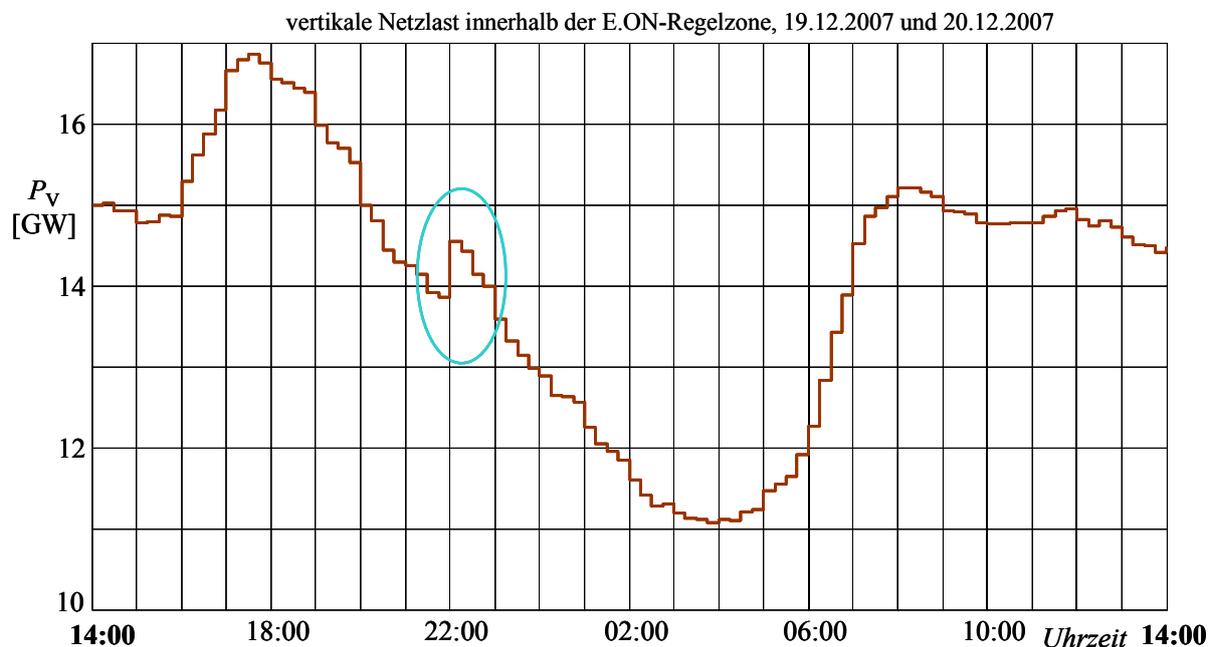


Bild 2.16: Beispiel für sprungförmiges summarisches Lastverhalten

Die Kunden und Vertriebe führen zur Ermittlung der zu deckenden Last eine Lastprognose ihres Verbraucher-Bilanzkreises durch. Auf dieser Basis ordern sie Stromprodukte an den Strombörsen, sonstigen Strommärkten oder direkt bei den Erzeugergesellschaften, um die prognostizierte Last zu decken. Ein Beispiel für das reale Lastverhalten eines größeren Verbraucherbilanzkreises ist zudem in Kap. 5.3.1 diskutiert.

In Bild 2.17 ist schematisch eine typische Lastdeckung über eine Kombination aus „base-Produkten“ (>24 h), „off-peak-Produkten“ (12 h), „Peak-Produkten“ (12 h) und „1-hour-Produkten“ dargestellt [43].

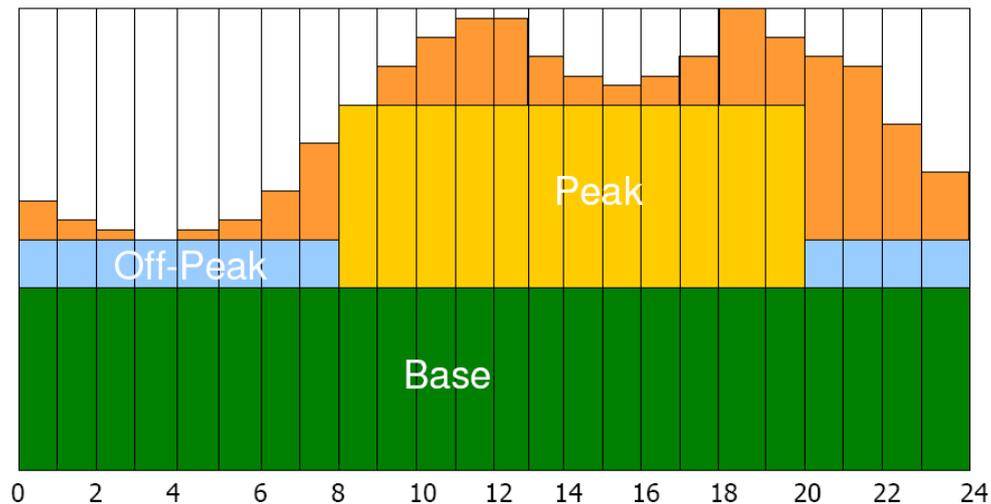


Bild 2.17: Beispiel-Lastdeckung seitens Kunden/Vertriebe über Standard-Produkte [43]

Darüber hinaus bieten Erzeugergesellschaften auch fest bepreiste und direkt auf Standard-Lastprofile ausgelegte Stromprodukte an, über die der gesamte Lastgang „in einem Guss“ gedeckt werden kann („Vollstromversorgung“) – meist ebenfalls mit 1-h-Rasterung.

2.3.4 Kraftwerkseinsatz und Erzeugerleistungsverhalten

Für die Analyse des regeltechnischen Zusammenwirkens von Kraftwerken und Netz kommt dem Kraftwerkseinsatz eine Schlüsselrolle zu, da dieser das verbindende Element zwischen Lastprognose bzw. Strommarkt und Leistungserzeugung darstellt.

Die Kraftwerkseinsatzplanung gibt die Fahrweise der Kraftwerksblöcke einer Erzeugergesellschaft vor, d.h. Zielleistungswerte, Startzeitpunkte und Gradienten für Soll-Leistungsänderungen, freizuhaltende Leistungsbänder zur Netzregelung oder An- und Abfahrzeitpunkte der Kraftwerksblöcke. Da der Einsatz der Kraftwerke **optimiert nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten** erfolgt [36, 38], besteht eine natürliche Nähe zum Stromhandel, s. Bild 2.15.

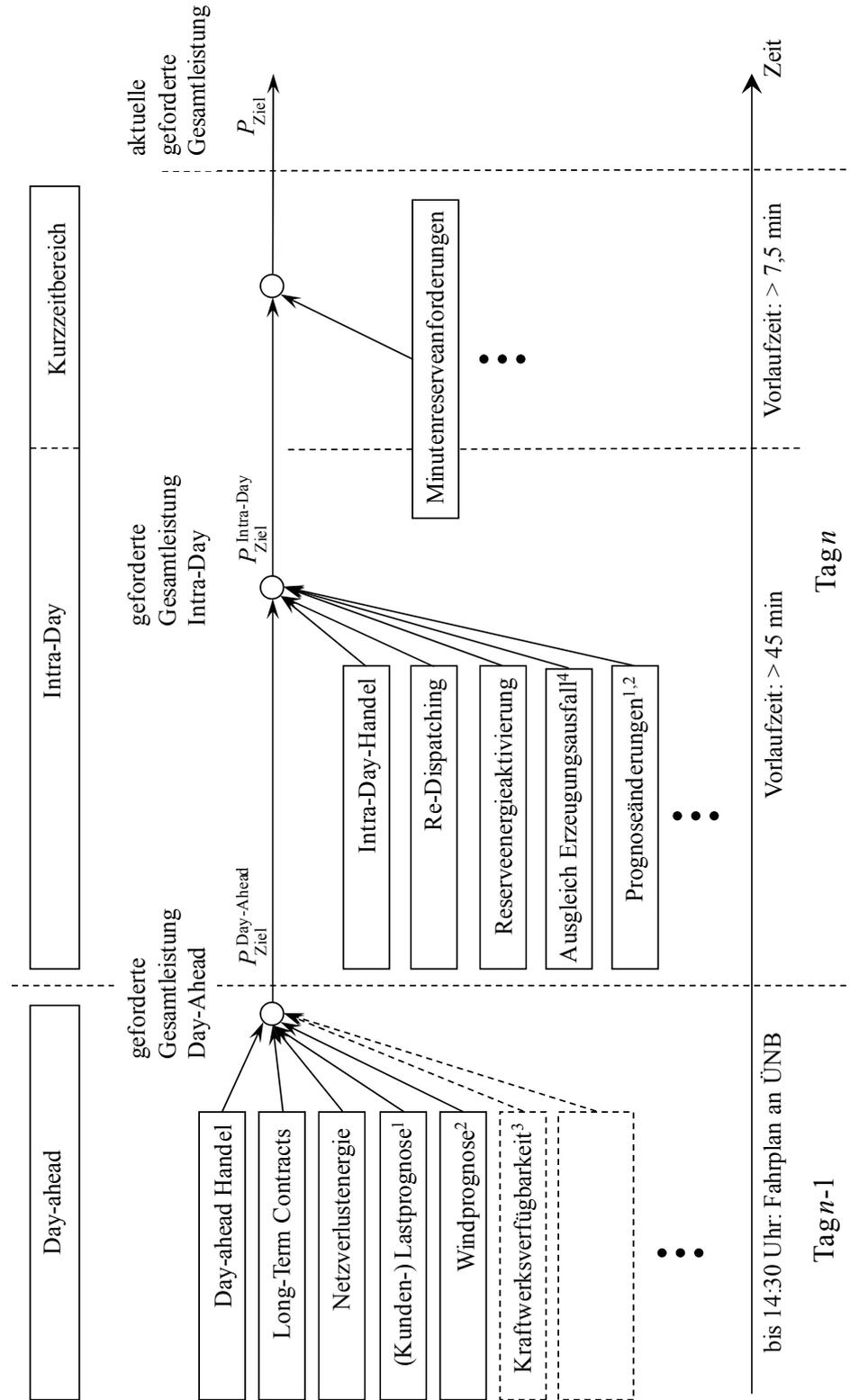
Im Folgenden ist die Praxis der Kraftwerkseinsatzplanung in Deutschland zusammengestellt. Hierzu wurden im Rahmen der Forschungsarbeit entsprechende Gespräche mit den Unternehmen Vattenfall, E.ON, EnBW, RWE und Evonik geführt [95]. Zudem werden auf Basis einer durchgeführten Messkampagne beispielhaft summarische gemessene Erzeugerleistungsverläufe dargestellt, die sich aufgrund der unterschiedlichen Strategien zur Kraftwerkseinsatzplanung ergeben.

Aufgrund der Anforderungen eines deregulierten Strommarkts und weiterer Anforderungen, beispielsweise durch die Windkrafteinspeisung, setzt sich der durch den Kraftwerkseinsatz der jeweiligen Erzeugergesellschaft zu liefernde Gesamtzielleistungsverlauf $P_{Ziel}(t)$

aus mehreren Anteilen zusammen, die teilweise abhängig von der Strategie des Kraftwerkeinsatzes sind, und die zudem zu unterschiedlichen Zeitpunkten und mit unterschiedlichen Vorlaufzeiten eingehen können, s. Bild 2.18. Diesbezügliche Regeln und Vorgaben sind beispielsweise in der StromNZV [11], der Verbändevereinbarung II [4] oder im Muster-Bilanzkreisvertrag der Bundesnetzagentur [9] enthalten.

Dabei bilden in der Regel die Last der Vertriebskunden der betreffenden Erzeugergesellschaft und zusätzlich abgeschlossene Handelsgeschäfte den Hauptteil des Gesamt-Zielleistungswerts $P_{\text{Ziel}}(t)$ eines Erzeugerbilanzkreises, der möglichst kostengünstig auf die einzelnen Kraftwerksblöcke verteilt wird.

Zusätzlich sind eventuell beschränkende Elemente zu berücksichtigen, wie Nichtverfügbarkeiten einzelner Kraftwerksblöcke oder freizuhaltende Leistungsbänder zur Primär- und Sekundärregelung oder Minutenreservebereitstellung. Weitere Anforderungen an den Kraftwerkeinsatz der Erzeugergesellschaften können sich je nach Verfahrensweise auch durch die Durchführung einer Veredelung der fluktuierenden Windenergieeinspeisung ergeben [35], mit der die dargebotsabhängige Windenergieeinspeisung an den lastabhängigen Bedarf angepasst wird.



¹ falls Lastfolge-Anteil in geforderter Gesamtleistung vorhanden

² falls Windenergieeinspeisung als Dienstleistung für den ÜNB veredelt wird

³ Faktoren mit einschränkender Wirkung

⁴ Vorlaufzeit: > 15 min

Bild 2.18: Zusammensetzung der Zielleistungswerte im Kraftwerkseinsatzplan

Hinsichtlich dem zeitlichen Vorgehen zur Festlegung der Gesamtzieleleistung kann zunächst zwischen Day-Ahead-Anteilen, die bis zum Vortag feststehen müssen, und Intra-Day-Anteilen, die jeweils am aktuellen Tag mit unterschiedlichen Mindestvorlaufzeiten in die zu deckende Last und somit die Gesamt-Zieleleistung eingehen können, unterschieden werden.

Die Day-Ahead-Anteile sind dem ÜNB am Vortag als Fahrplan bis 14:30 Uhr zu melden, u.a. damit dieser Netzsicherheitsrechnungen durchführen kann [11]. Für Fahrplanänderungen am selben Tag muss bis auf wenige Ausnahmen eine Vorlaufzeit von 45 Minuten eingehalten werden [11]. Zudem besteht durch das sogenannte *Day-After-Trading* die Möglichkeit, Fahrpläne am darauffolgenden Werktag bis 16:00 Uhr nachträglich zu ändern, beispielsweise um gegenläufige Bilanzkreisabweichungen zweier oder mehrerer Bilanzkreise, die sich innerhalb der gleichen Regelzone befinden müssen, einvernehmlich vor der Abrechnung auszugleichen [11].

Eine Sonderstellung nehmen die sehr kurzfristig möglichen Anpassungen der Gesamtzieleleistung ein, die sich beim Ausgleich eines unvorhersehbaren Kraftwerksausfalls oder beim Abruf von Minutenreserve durch den ÜNB ergeben können. Anpassungen zum Ausgleich eines unvorhergesehenen Kraftwerksausfalls können mit einer Mindest-Vorlaufzeit von 15 Minuten erfolgen, ein Abruf von Minutenreserve durch den ÜNB ist sogar mit einer Mindest-Vorlaufzeit von nur 7,5 Minuten möglich [11].

Die Bilanzierung und Abrechnung der tatsächlich erbrachten Gesamt-Istleistung $P_{\text{ist}}(t)$ gegenüber der Gesamtzieleleistung $P_{\text{Ziel}}(t)$ erfolgt auf Basis der innerhalb viertelstündlicher Abrechnungsintervallen geforderten und erbrachten Arbeit, vgl. Kap. 2.2.4, wobei vorausgehend im Rahmen bestehender Vorgaben des sogenannten Day-After-Tradings noch eine Anpassung erfolgen kann.

Zu beachten ist, dass bei dieser Betrachtung die zusätzlichen Anteile der Leistungsanforderungen von Primär- und Sekundärregelung im Gesamtzieleleistungswert $P_{\text{Ziel}}(t)$ nicht enthalten sind. Bei diesen Leistungsanforderungen handelt es sich um kontinuierliche Stellgrößenverläufe innerhalb geschlossener Regelkreise, die unabhängig von Fahrplanvorgaben bzw. Handelsgeschäften zustande kommen. Diese sind in der Regel direkt dem jeweiligen Zielesleistungswert innerhalb der einzelnen Blockregelungen additiv aufgeschaltet, woraus sich die Leistungssollwerte für die jeweiligen Kraftwerksblöcke ergeben.

Auf Basis der geführten Fachgespräche werden in den folgenden Kapiteln die zwei grundlegenden Strategien des Kraftwerkseinsatzes – der **Lastfolgebetrieb** und der reine **Fahrplanbetrieb** – sowie die zugehörigen Bilanzkreisstrukturen, dargestellt.

2.3.4.1 Kraftwerkseinsatz im Lastfolgebetrieb

Die Kraftwerkseinsatzstrategie des Lastfolgebetriebs basiert darauf, der zu deckenden Last kontinuierlich und möglichst gut zu folgen. Dies setzt voraus, dass das physikalische Lastverhalten bzw. dessen Prognose dem Kraftwerkseinsatz bekannt ist.

Bilanztechnisch sind sowohl der Kraftwerkspark als auch die zu versorgenden Verbraucher in einem übergeordneten Erzeuger- und Verbraucher-Bilanzkreis enthalten, s. Bild 2.19. Zudem kann auch – je nach Ansatz zur Veredelung der Windenergie – die Wind einspeisung in diesem Bilanzkreis enthalten sein.

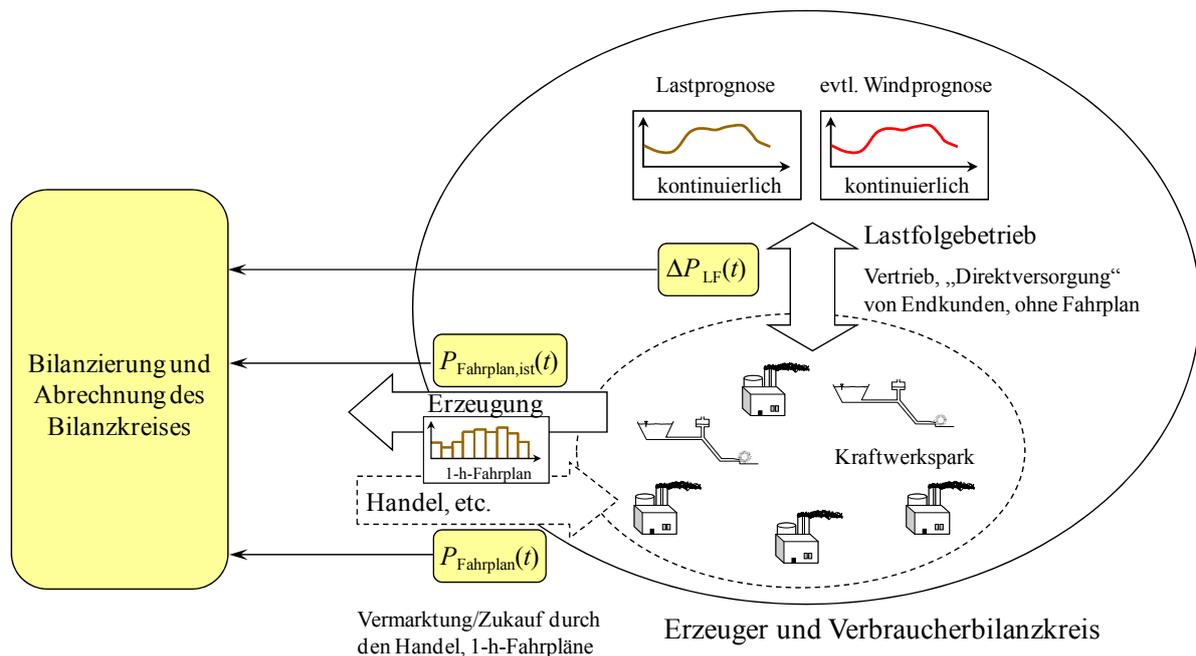


Bild 2.19: Bilanzkreisstruktur für den Lastfolgebetrieb

Die Erstellung der Kraftwerkseinsatzpläne durch den Kraftwerkseinsatz erfolgt primär auf Basis einer Lastprognose. Entsprechend der Lastprognose werden die Zielleistungsverläufe für die einzelnen Kraftwerksblöcke im Kraftwerkspark kontinuierlich und ungerastert vorgegeben. Je besser die Lastprognose ist, desto besser folgt die Erzeugung dem Verbrauch.

Zusätzlich kommen Bestellungen bzw. Leistungsanforderungen aus dem Stromhandel hinzu, die überwiegend in Form von stufenförmigen 1-h-Fahrplänen $P_{Fahrplan}(t)$ mit stundenweise konstanten Zielleistungswerten eingehen.

Unter der Voraussetzung zutreffender Prognosen und guter Lastfolge bleibt die Leistungsabweichung der Lastfolge $\Delta P_{LF}(t)$ relativ klein, und es verbleibt eine Bilanzkreisabweichung zwischen dem handelsseitig vorgegebenen Leistungsanteil $P_{Fahrplan}(t)$ und des zugehörigen gelieferten Leistungsanteil $P_{Fahrplan,ist}(t)$, vgl. Bild 2.19.

Die Zusammensetzung des GesamtzieleLeistungsverlaufs $P_{Ziel}(t)$ kann somit in kontinuierliche Leistungsvorgaben aus dem Lastfolgebetrieb und fahrplanbasierte Anteile aus dem Handel an den Energiemärkten zweigeteilt werden, s. Bild 2.20. Beide Anteile können wiederum gemäß Bild 2.18 aus mehreren Einzelleistungsvorgaben zusammengesetzt sein.

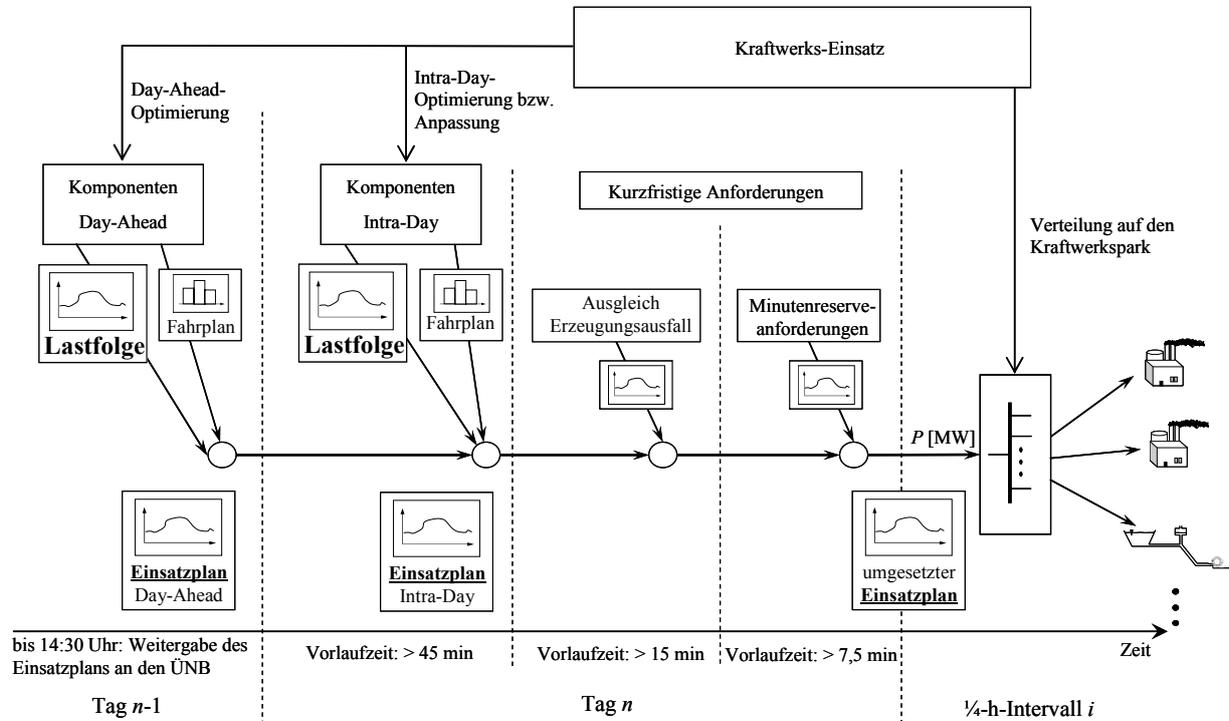


Bild 2.20: Möglicher Aufbau des Kraftwerkseinsatzes bei überwiegendem Lastfolgebetrieb

Der resultierende summarische Erzeugerleistungsverlauf $P_E(t)$ bei einem Kraftwerkseinsatz im Lastfolgebetrieb ist anhand reeller Messwerte für den Zeitraum von 24 Stunden in Bild 2.21 dargestellt [95]. Dabei können im nicht dargestellten Grundlastbereich neben Kohlekraftwerksblöcken auch Kernkraftwerksblöcke im Einsatz sein.

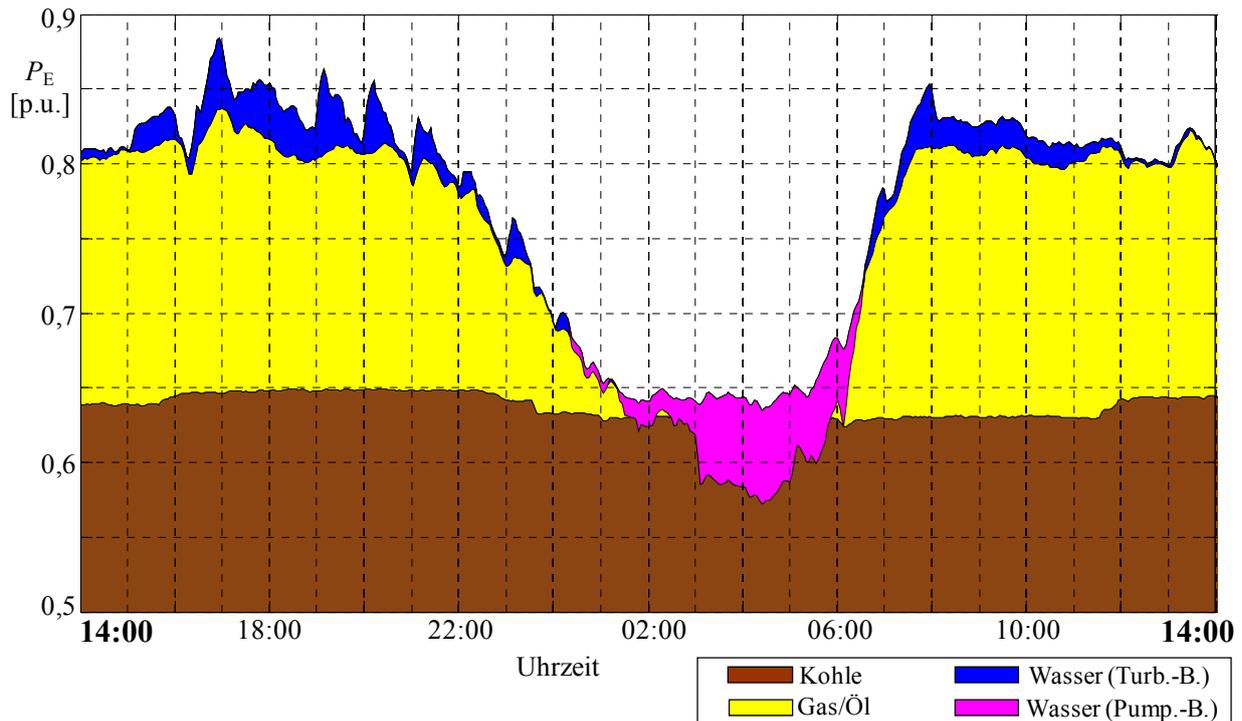


Bild 2.21: Summarische Erzeugerleistung beim Kraftwerkseinsatz im Lastfolgebetrieb

Im summarischen Erzeugerleistungsverlauf ist trotz der überlagerten Leistungsanforderungen seitens des Handels – über deren Größenordnung an dieser Stelle keine Aussage getroffen werden kann – kein Fahrplanraster zu erkennen, da dieses in der Regel in der kontinuierlichen Lastfolge untergeht.

Die starken Leistungsanstiege der Gas- und Wasserkraftwerke nach den Stundenwechsellern, vor allem in den Abendstunden bei fallender Last, entstehen zum Einen durch die Aktivierung von Regelleistung mit frequenzstützender Wirkung, können zum Anderen aber auch – abgesehen von sonstigen Randeffekten – durch eine Reaktion der Erzeugung auf vorab prognostizierte sprunghafte Lastzuschaltungen hervorgerufen werden. Insgesamt ist dieser Erzeugerleistungsverlauf hinsichtlich des Netzführungsverhaltens eindeutig als **netzfreundlich** einzustufen.

2.3.4.2 Kraftwerkseinsatz im Fahrplanbetrieb

Während vor der Liberalisierung der Energiemärkte der überwiegende Teil der Erzeugerleistung von integrierten Unternehmen im Lastfolgebetrieb bereit gestellt wurde, haben die Umstellungen im Zuge der Liberalisierung bis zum jetzigen Zeitpunkt teilweise zum Übergang auf einen rein fahrplanbasierten Kraftwerkseinsatz geführt. Bei diesem deckt die Erzeugerseite nicht mehr kontinuierliche Lastgänge wie beim Lastfolgebetrieb, sondern lediglich Bestel-

lungen seitens des Strommarktes bzw. des Vertriebs gemäß zeitgerasterten Fahrplänen, überwiegend im 1-h-Zeitraster, vgl. Kap. 2.3.2.

Alle Kraftwerksblöcke eines Kraftwerksparks sind dabei in der Regel in einem reinen Erzeugerbilanzkreis enthalten, dessen per Fahrplan geforderte summarische Erzeugerleistung $P_{\text{Fahrplan,ist}}(t)$ gegenüber der geforderten Zielleistung $P_{\text{Fahrplan}}(t)$ auf Basis von $\frac{1}{4}$ -h-Abrechnungsintervallen bilanziert und abgerechnet wird, s. Bild 2.22.

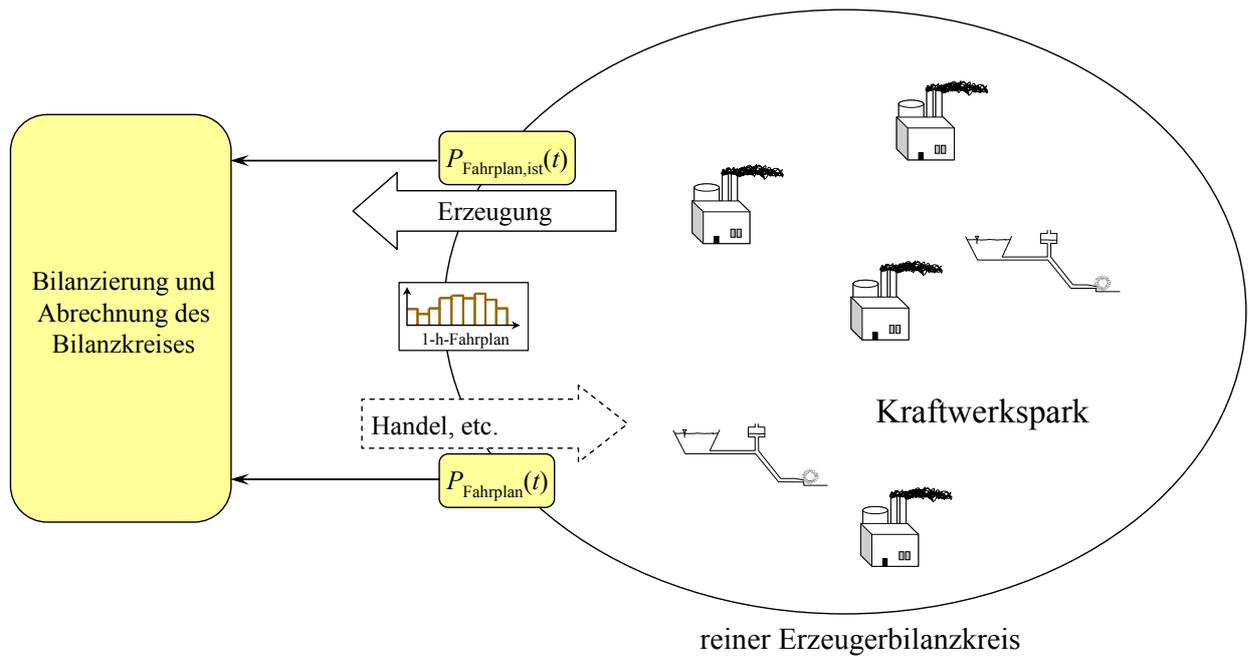


Bild 2.22: Bilanzkreisstruktur für den Fahrplanbetrieb

Im Gegensatz zur Strategie des Nachfahrens der Last werden beim fahrplanbasierten Kraftwerkseinsatz auch die einzelnen Kraftwerksblöcke über Fahrplanvorgaben mit jeweils viertelstündlich konstanten geforderten Zielleistungswerten $P_{\text{gefordert}}^i$ eingesetzt. Die Fahrpläne ergeben sich aus der Zusammensetzung aller Einzelfahrpläne der Zielleistungskomponenten, s. Bild 2.23.

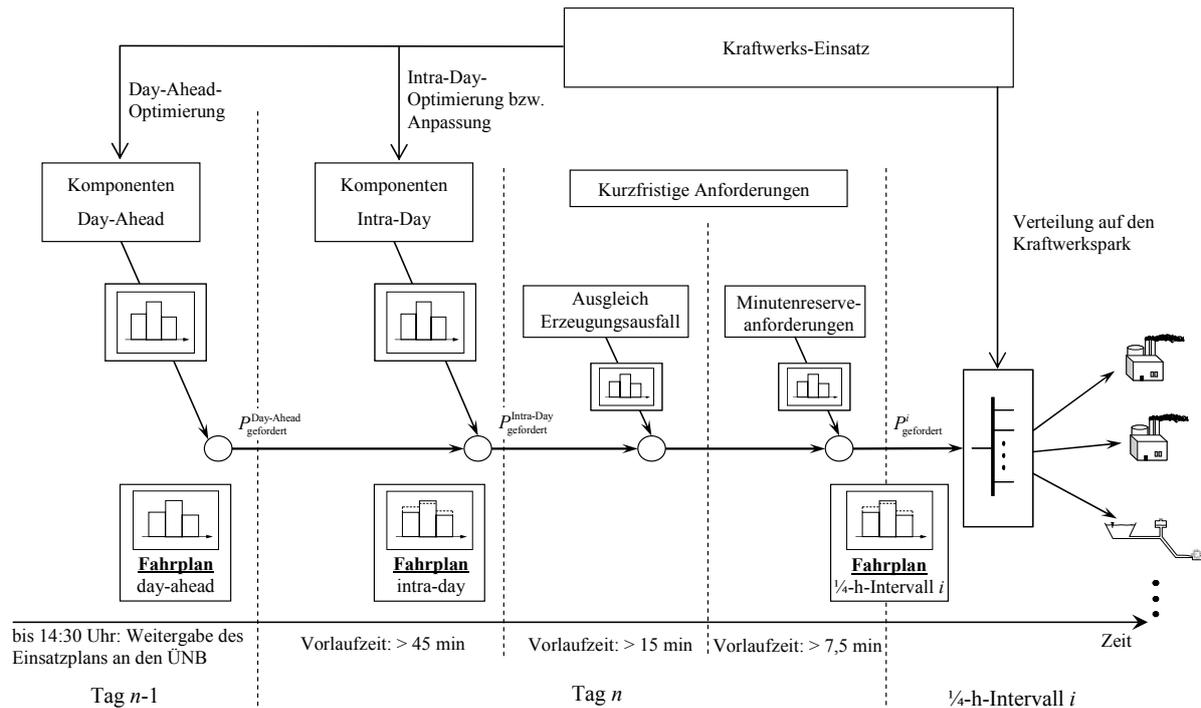


Bild 2.23: Möglicher Aufbau eines rein fahrplanbasierten Kraftwerkseinsatzes

Je nach verfügbarem Kraftwerkspark erfolgt die Umsetzung der Fahrpläne nach verschiedenen Kriterien.

a) Umsetzung der Fahrplanvorgaben mit trägen Kraftwerksblöcken

Da ein großer Anteil eines Kraftwerksparks meist aus thermischen Kraftwerksblöcken besteht, die aufgrund ihrer Trägheit den per Fahrplan geforderten Zielleistungssprüngen nicht folgen können, stellt sich hier die Frage einer kostenoptimalen Umsetzung der sprungförmigen Zielleistungsänderungen zu den Taktintervallen des Fahrplans. Hierzu werden mehrere Strategien verfolgt. Dabei ist zu beachten, dass dem Kraftwerkseinsatz aufgrund der Trennung der Erzeuger- und Netzgesellschaften im deregulierten Strommarkt im Allgemeinen keine direkte netzseitigen Informationen – beispielsweise hinsichtlich einer Über- oder Unterdeckung der Regelzone – vorliegen.

Oft wird die Strategie einer **grundsätzlich überdeckten Fahrweise** gewählt [95], bei der beispielsweise die Umsetzung eines positiven Sprungs der geforderten Zielleistung derart erfolgt, dass der neue geforderte Zielleistungswert bereits zu Beginn des folgenden Taktintervalls erreicht ist. In diesem Fall ergeben sich die Kosten für den entsprechenden Erzeuger-Bilanzkreis hauptsächlich aufgrund der erbrachten Mehrarbeit – bei einer gleichzeitig überdeckten Regelzone aufgrund der meist sehr niedrig bepreisten negativen Regelarbeit. Allerdings ist ein hoher Erlös bei gleichzeitiger Unterdeckung der Regelzone möglich. Dieser

Sachverhalt ist in Bild 2.24 schematisch im Vergleich zu einer symmetrischen sowie einer unterdeckten Fahrweise dargestellt.

Die je ¼-h-Intervall unvermeidbare Energieabweichung ΔW geht entsprechend der Umsetzung mit positivem oder negativem Vorzeichen in die Bilanzierung ein und führt abhängig von den Erzeugungskosten und Ausgleichsenergiekosten zu niedrigeren oder höheren Kosten bzw. Erlösen für den Erzeuger-BKV.

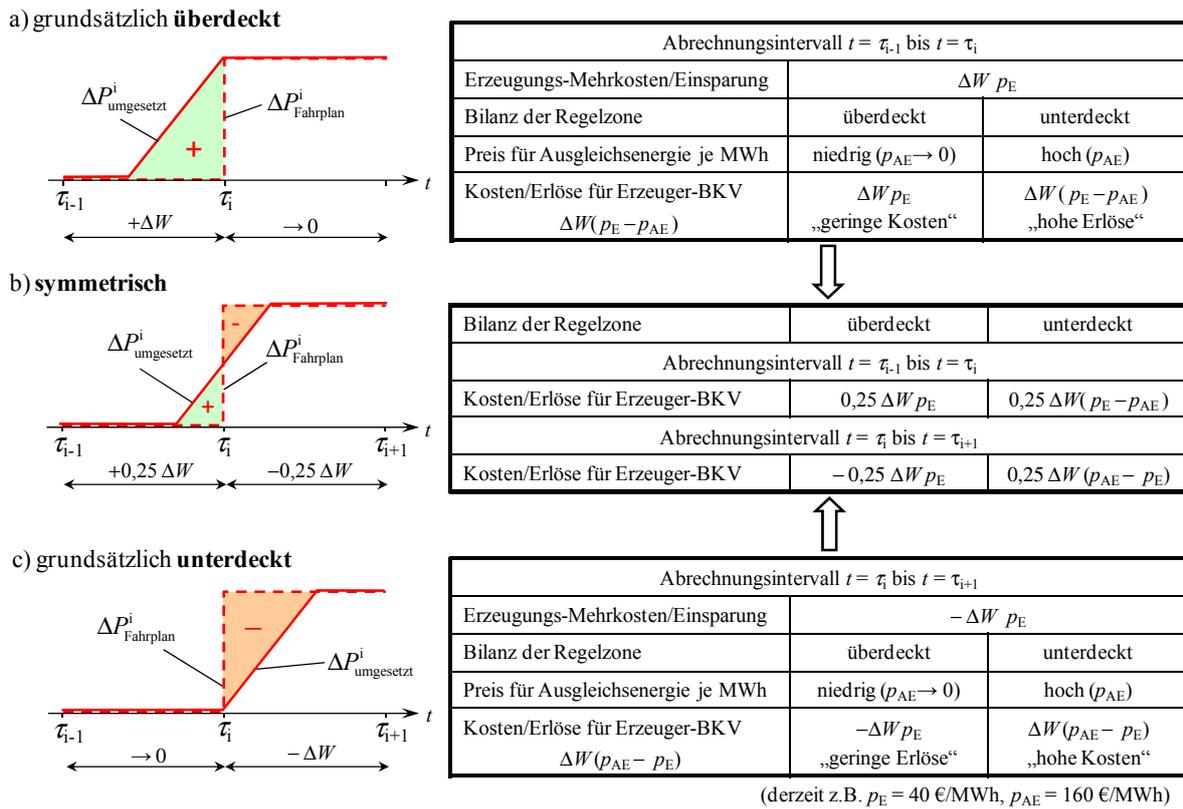


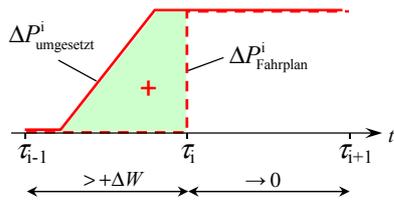
Bild 2.24: Kosten bzw. Erlöse für einen Erzeuger-BKV bei unterschiedlicher Fahrplanumsetzung und Regelzonenüber-/unterdeckung (Beispielpreise aus [42, 78])

Einen Schritt weiter geht die Strategie, die Über- bzw. Unterdeckung der Regelzone fortlaufend zu prognostizieren und auf dieser Basis den Bilanzkreis gezielt zu unter- oder überspeisen [95], um unter Einbeziehung der Erzeugungskosten und möglichen Erlösen aus der Bilanzkreisabrechnung eine kostenoptimale Fahrweise zu generieren¹⁾.

Dies ist insbesondere dann erfolgreich, wenn die Überdeckung des Bilanzkreises mit einer parallel vorherrschenden Unterdeckung der den Bilanzkreis enthaltenden Regelzone zusammenfällt, s. Bild 2.25d. Aus Netzsicht wirkt diese Fahrweise stützend, da einer Über- oder Unterdeckung der Regelzone stets entgegengewirkt wird.

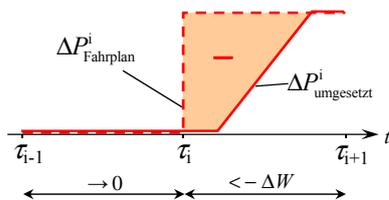
¹⁾ zu jüngsten Entwicklungen bzgl. der Zulassung negativer Arbeitspreise für Regelenergie s. Kap. 8

d) bewusst **stark überdeckt**



Abrechnungsintervall $t = \tau_{i-1}$ bis $t = \tau_i$		
Erzeugungs-Mehrkosten/Einsparung	$> \Delta W p_E$	
Bilanz der Regelzone	überdeckt	unterdeckt
Preis für Ausgleichsenergie je MWh	niedrig ($p_{AE} \rightarrow 0$)	hoch (p_{AE})
Kosten/Erlöse für Erzeuger-BKV $> \Delta W(p_E - p_{AE})$	$> \Delta W p_E$ „mäßige Kosten“	$> \Delta W(p_E - p_{AE})$ „sehr hohe Erlöse“

e) bewusst **stark unterdeckt**



Abrechnungsintervall $t = \tau_i$ bis $t = \tau_{i+1}$		
Erzeugungs-Mehrkosten/Einsparung	$< - \Delta W p_E$	
Bilanz der Regelzone	überdeckt	unterdeckt
Preis für Ausgleichsenergie je MWh	niedrig ($p_{AE} \rightarrow 0$)	hoch (p_{AE})
Kosten/Erlöse für Erzeuger-BKV $> \Delta W(p_{AE} - p_E)$	$- > \Delta W p_E $ „mäßige Erlöse“	$> \Delta W(p_{AE} - p_E)$ „sehr hohe Kosten“

(derzeit z.B. $p_E = 40$ €/MWh, $p_{AE} = 160$ €/MWh)

Bild 2.25: Abrechnungsoptimierte Umsetzungsmöglichkeiten von Fahrplanvorgaben

Ein entsprechender summarischer Erzeugerleistungsverlauf $P_E(t)$ bei dieser Kraftwerkseinsatzstrategie ist anhand reeller Messwerte für einen Zeitraum von 24 Stunden in Bild 2.26 dargestellt [95].

Wie beim Lastfolgebetrieb, vgl. Bild 2.21 sind ebenfalls zu Stundenwechseln vor allem in den Abendstunden schnelle Leistungsaktivierungen der Wasserkraftwerke deutlich zu sehen. Diese können durch die Aktivierung von Regelleistung sowie der Umsetzung von Fahrplänen hervorgerufen werden. Insgesamt ist dieser summarische Erzeugerleistungsverlauf trotz des zugrunde liegenden fahrplanbasierten Kraftwerkseinsatzes als eher **netzfrendlich** einzustufen.

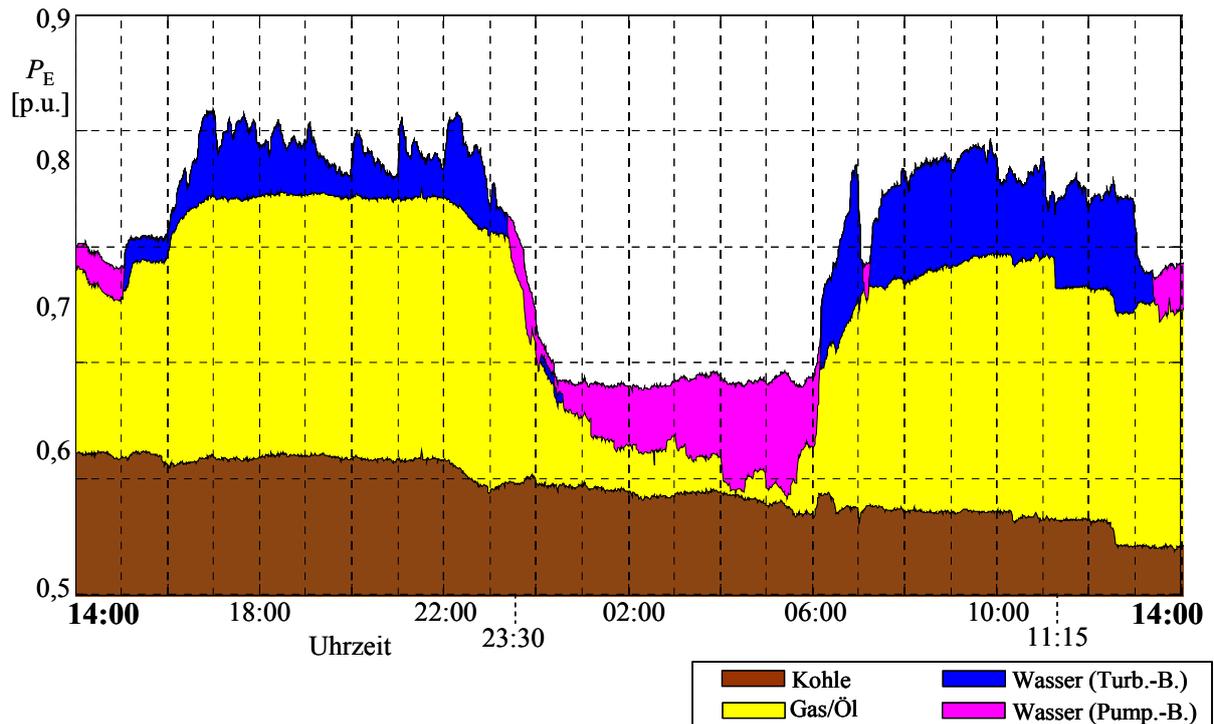


Bild 2.26: Summarische Erzeugerleistung beim Kraftwerkseinsatz im Fahrplanbetrieb und abrechnungsoptimierter Umsetzung

b) Umsetzung der Fahrplanvorgaben mit hohen Fahrplangüten

Eine hohe „Fahrplangüte“ bei Fahrplanbetrieb bedeutet, dass sich der summarische Erzeugerleistungsverlauf möglichst weit dem stufenförmigen Verlauf der geforderten Zielleistung annähert. Inwieweit dies umgesetzt werden kann, hängt maßgeblich von der Zusammensetzung des jeweiligen Kraftwerksparks ab. Ein weitgehendes „Nachfahren“ der stufenförmigen Fahrpläne ist nur sehr schnellen Kraftwerksblöcken möglich, also hauptsächlich Wasser- und Gas- kraftwerke. Messungen zeigen, dass derart schnelle Kraftwerksblöcke in der Tat genau auf diese Art und Weise eingesetzt werden [83, 95], vgl. Bild 2.27.

Werden die Fahrplanstufen bevorzugt durch schnelle Kraftwerksblöcke nachgefahren und die trägeren thermischen Kraftwerksblöcke dagegen mit konstanter Leistung betrieben, so ergibt sich die resultierende summarische Erzeugerleistung gemäß Bild 2.28.

Wie in Bild 2.28 ersichtlich wird das summarische Erzeugerleistungsverhalten nun deutlich von den Fahrplansprüngen dominiert, die mit hoher Fahrplangüte umgesetzt werden. Überlagert wirkt auch hier die Aktivierung von Regelleistung, beispielsweise deutlich zu sehen in der Leistungsabsenkung nach 06:00 Uhr.

Diese Art des Kraftwerkseinsatzes setzt die Vorgaben des Marktes möglichst exakt um und hält sich vollständig an die bestehenden Markt- und Netzspielregeln. Aufgrund der hohen annähernd sprungförmigen Leistungsänderungen ist das resultierende Erzeugerleistungsverhalten bei der Umsetzung der Fahrplanvorgaben mit hoher Fahrplangüte allerdings eindeutig als **netzunfreundlich** einzustufen.

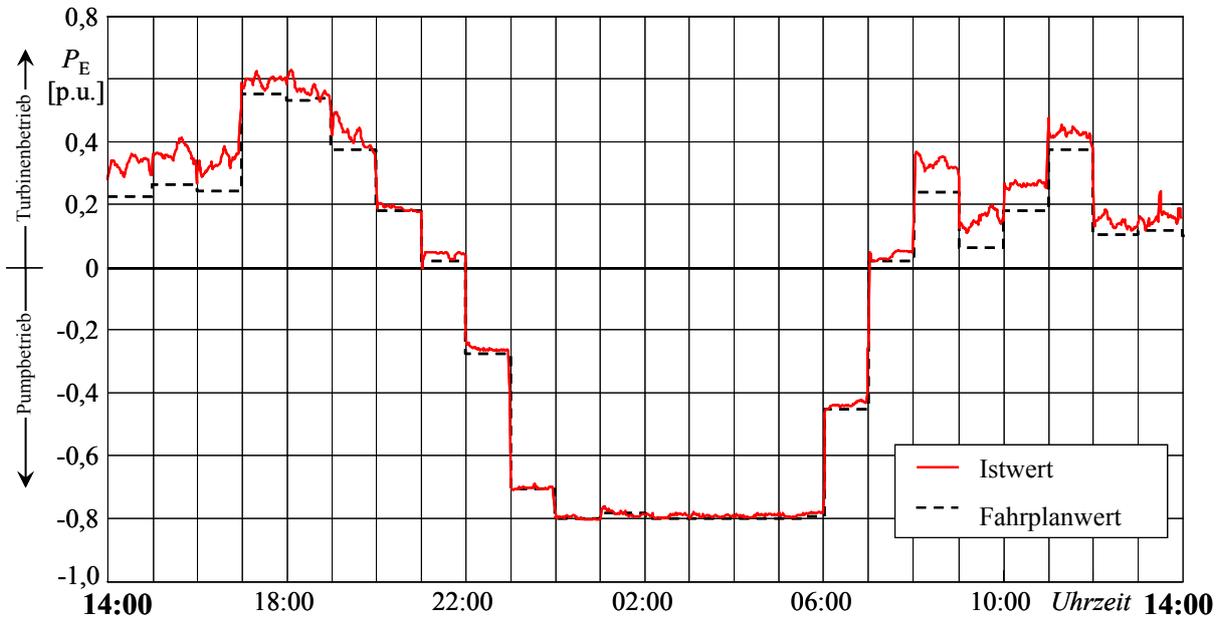


Bild 2.27: Beispiel für Erzeugerleistungsverlauf von PSW bei Fahrplanbetrieb

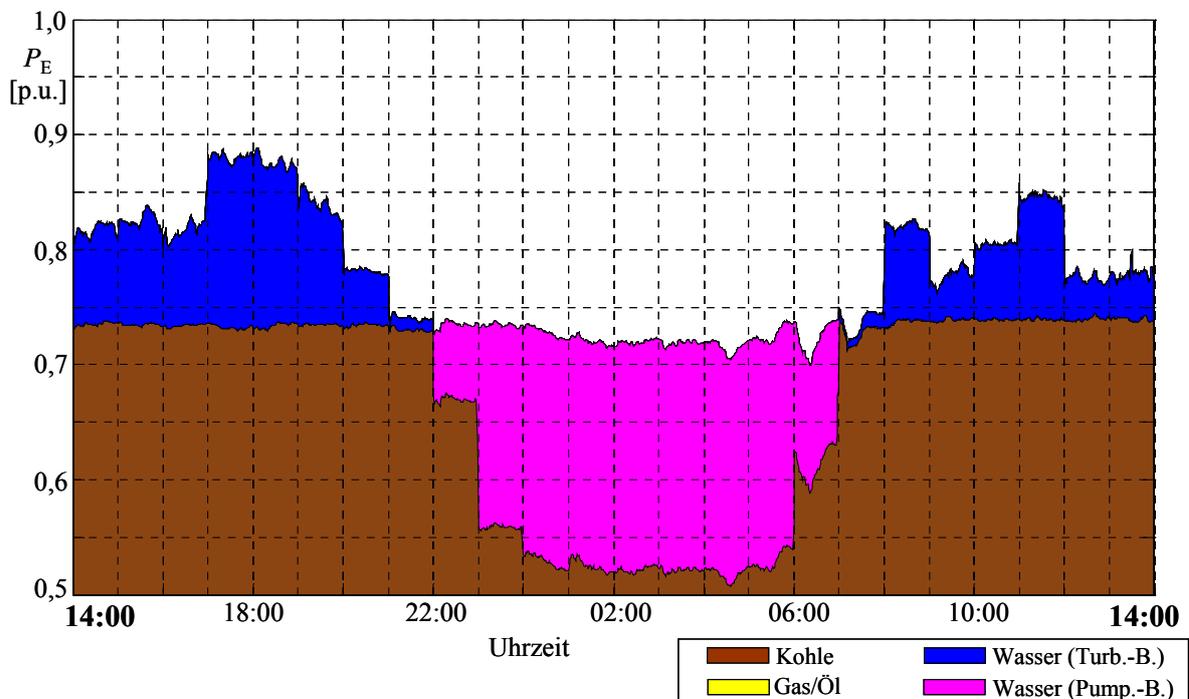


Bild 2.28: Summarische Erzeugerleistung beim Kraftwerkseinsatz im Fahrplanbetrieb und Umsetzung mit hoher Fahrplangüte

3 Analyse des Netzführungsverhaltens

In diesem Kapitel wird anhand von Messwertverläufen der Netzfrequenz und der vertikalen Netzlast im europäischen Verbundnetz über geeignete Auswerteverfahren eine Analyse des Netzführungsverhaltens durchgeführt. Alle Frequenzmessungen wurden mit einer institutseigenen Frequenzmessanlage aufgezeichnet [39].

Da ein Schwanken der Netzfrequenz generell nur das summarische Leistungsungleichgewicht innerhalb des gesamten Verbundnetzes widerspiegelt, ist das genaue Erzeuger- und Lastgangverhalten allein aus einzelnen Frequenzverläufen nicht rekonstruierbar. Aus diesem Grund wird im Rahmen einer Langzeitauswertung die Methode der **Ensemble-Mittelung** genutzt, um die deterministischen Anteile im Netzführungsverhalten herauszuarbeiten.

Zudem erfolgt ein Vergleich mit dem Netzführungsverhalten anderer Verbundsysteme, insbesondere der *Eastern Interconnection* in den Vereinigten Staaten [5, 6, 40, 54].

3.1 Analyse des derzeitigen Frequenzverhaltens

3.1.1 Ausgangssituation

Das derzeitige Netzführungsverhalten im europäischen Verbundnetz ist geprägt von großen Frequenzabweichungen, die vornehmlich zu Handelszeitpunkten, d.h. zum Stundenwechsel, auftreten. Auffallend sind dabei die starken Frequenzeinbrüche am Abend und Frequenzanstiege am Morgen, wie in Bild 3.1 dargestellt.

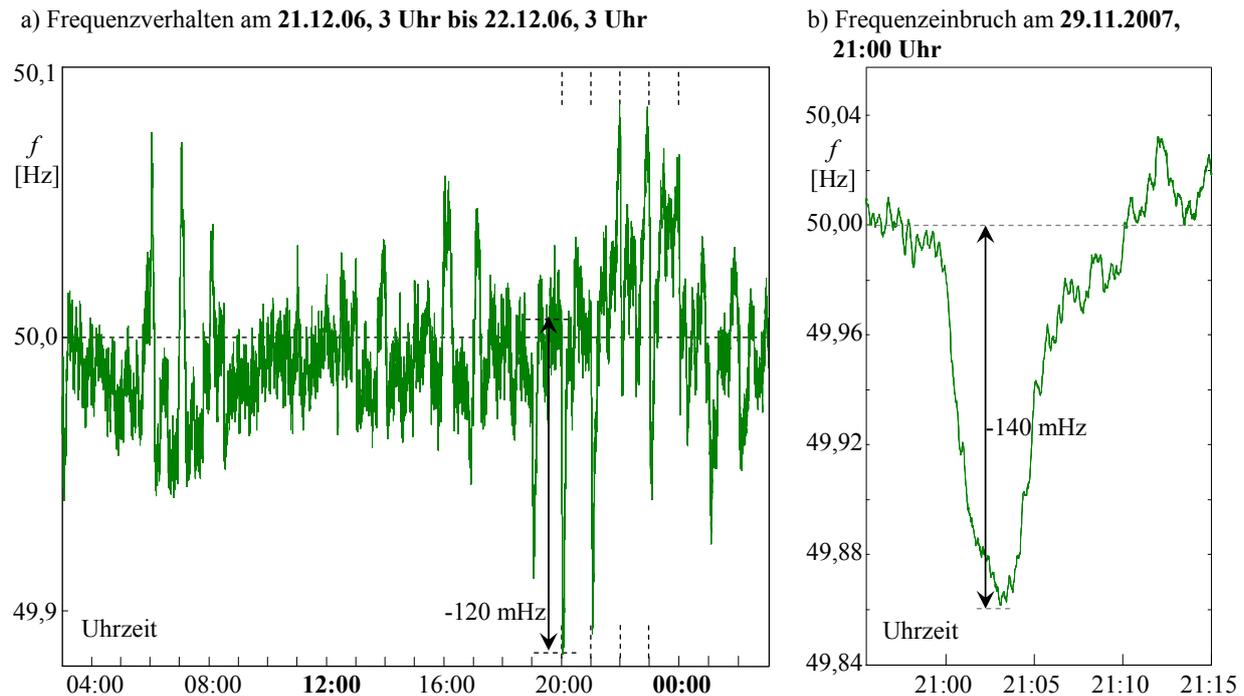


Bild 3.1: Beispielhafte Darstellung des derzeitigen Netzfrequenzverhaltens

Die maximale Amplitude der Frequenzabweichungen beträgt derzeit im Mittel $|\Delta f|_{\max} \approx 90 \text{ mHz}$, vgl. Bild 3.5, kann aber in nicht seltenen Fällen $|\Delta f|_{\max} \approx 150 \text{ mHz}$ und mehr erreichen.

3.1.2 Abgrenzung zum Netzstörverhalten

Die stündlichen Frequenzabweichungen lassen sich aufgrund ihres zeitlich stark unterschiedlichen Verhaltens klar von störungsbedingten Frequenzabweichungen unterscheiden.

Netzstörungen in Folge des plötzlichen Ausfalls von Erzeugerleistung, wie beispielsweise der Abtrennung größerer Kraftwerksblöcke vom Netz, führen zu einem schnellen Einbrechen der Netzfrequenz, s. Bild 3.2, und folglich zur Aktivierung von Primärregel-Reserveleistung im Sekundenbereich. Der Betrag der Ausfalleistung ist meist kleiner 1000 MW, wobei die resultierenden Frequenzeinbrüche innerhalb des europäischen Verbundnetzes in aller Regel betragsmäßig kleiner als 50 mHz sind.

Im Schnitt erfolgen derartige Ausfälle nicht häufiger als 2- bis 3-mal pro Woche. Der gleichzeitige Ausfall von 3 GW an Erzeugerleistung, was dem UCTE-Auslegungsstörfall zur Berechnung der vorzuhaltenden Primärregelreserve-Leistung entspricht [75], tritt dagegen äußerst selten auf, bei normalem Verbundnetzbetrieb in der Größenordnung „einmal in Jahren“.

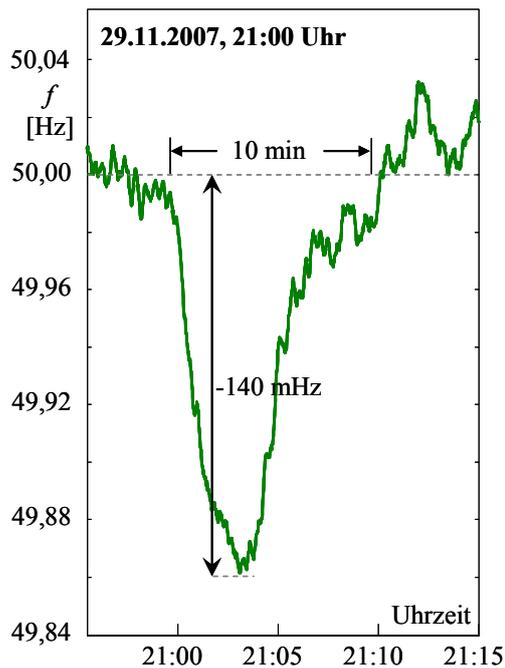
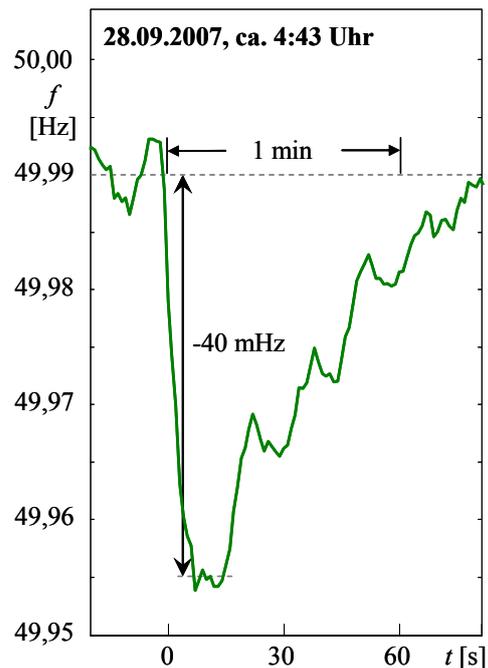
a) **Langsames** Frequenzverhalten bei Fahrplanänderungenb) **Schnelles** Frequenzverhalten z.B. bei Blockausfällen

Bild 3.2: Frequenzverhalten bei Fahrplanänderungen und Kraftwerksausfall

Ein direkter Vergleich der Frequenzgradienten während einem Kraftwerksausfall und handelsbedingter Frequenzabweichungen ist anhand der Messung des Ausfalls des Kernkraftwerks Krümmel am 28.06.2007 um 15:02 Uhr möglich, s. Bild 3.3. Der plötzliche Wegfall von ca. 1300 MW Erzeugerleistung erfolgte aufgrund eines Kurzschlusses an einem der beiden Maschinentransformatoren [77].

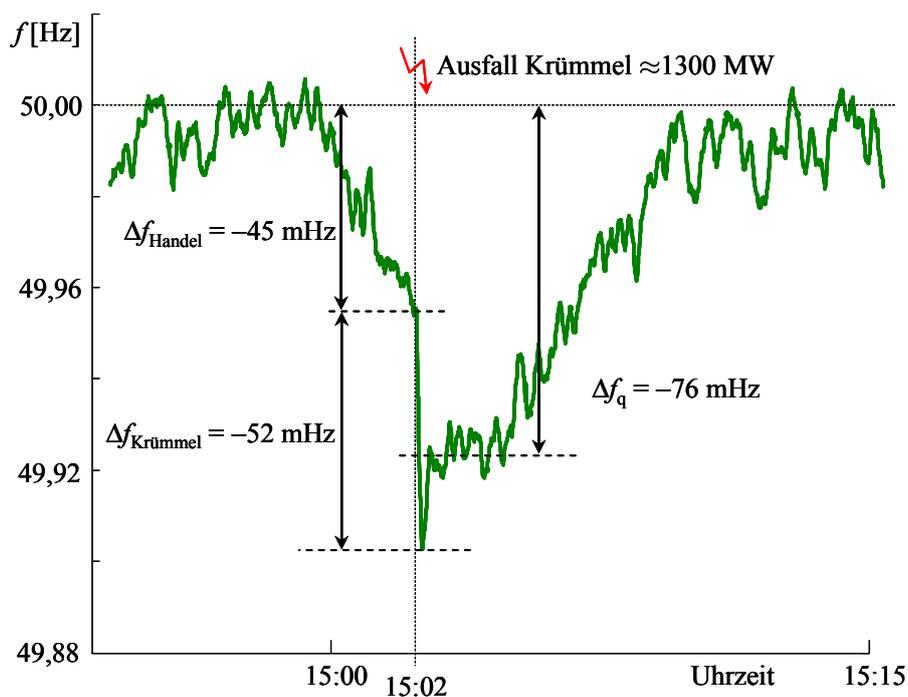


Bild 3.3: Frequenzverlauf bei Ausfall des Kernkraftwerk Krümmel am 28.06.2007

Dieser Fall zeigt auf einen Blick deutlich den Unterschied zwischen langsamen Frequenzabweichungen zu Handelszeitpunkten und dem typischen Netzstörverhalten während eines plötzlichen Wegfalls von Erzeugerleistung. Während den ersten Minuten, d.h. zwischen 15:00 Uhr und 15:02 Uhr sinkt die Netzfrequenz relativ langsam um $\Delta f_{\text{Handel}} = -45$ mHz ab. Sofort nach dem Wegfall der Erzeugerleistung des Kernkraftwerks Krümmel bricht die Frequenz dagegen innerhalb weniger Sekunden mit steilem Gradienten um $\Delta f_{\text{Krümmel}} = -52$ mHz zusätzlich ein, wird von der verbundnetzweit aktivierten Primärregelung abgefangen und stabilisiert sich auf dem quasistationären Niveau $\Delta f_q = -76$ mHz, bis die Frequenz über die Sekundärregelung wieder auf den Sollwert gebracht wird.

3.1.3 Langzeitauswertung des Netzfrequenzverhaltens

Aufgrund der regellosen Zu- und Abschaltung von Verbrauchern und des tagesabhängigen Erzeugerverhaltens lassen sich anhand von einzelnen Tagesverläufen der Netzfrequenz oder des Lastgangs keine verallgemeinerbaren Aussagen treffen. Um generelle systematische Zusammenhänge zu erkennen, sind über längere Zeiträume ensemble-gemittelte Messkurven zu betrachten, die auf Basis von Langzeit-Frequenzmessungen erstellt werden können [73].

Die Ensemble-Mittelung über N Frequenzmessverläufe $f_{i,k}$, die für jeden Tag i aus $k = 1 \dots 86400$ Sekundenwerten bestehen, erfolgt nach der Beziehung

$$f_k = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N f_{k,i} \quad (3.1)$$

Dabei werden die stochastischen Anteile der Tages-Messkurven unter der Annahme deren stochastischen Unabhängigkeit und täglich sehr ähnlichen Signalpegeln im Mittel um den Faktor $1/\sqrt{N}$ reduziert [34].

Somit dominiert in den ensemble-gemittelten Frequenzkurven der deterministische Anteil, in dem die stündlichen Frequenzabweichungen deutlich sichtbar sind und sich von Jahr zu Jahr nur wenig unterscheiden, s. Bild 3.4. Dieses resultierende Verhalten des deterministischen Frequenzanteils kann nur über eine weitgehende Systematik der Ursachen für die Leistungsungleichgewichte erklärt werden. Für die Darstellung in Bild 3.4 wurden Frequenzverläufe aller Wochentage in den Wintermonaten Januar bis März und Oktober bis Dezember ensemble-gemittelt und die resultierenden Frequenzkurven für die Jahre 2005/06, 2006/07 und 2007/08 aufgetragen. Aufgrund der Messkurvenbasis von $N = 180$ Tagen ergibt sich eine Reduktion der stochastischen Einflüsse auf $1/\sqrt{N} = 1/\sqrt{180} \hat{=} 7,4\%$.

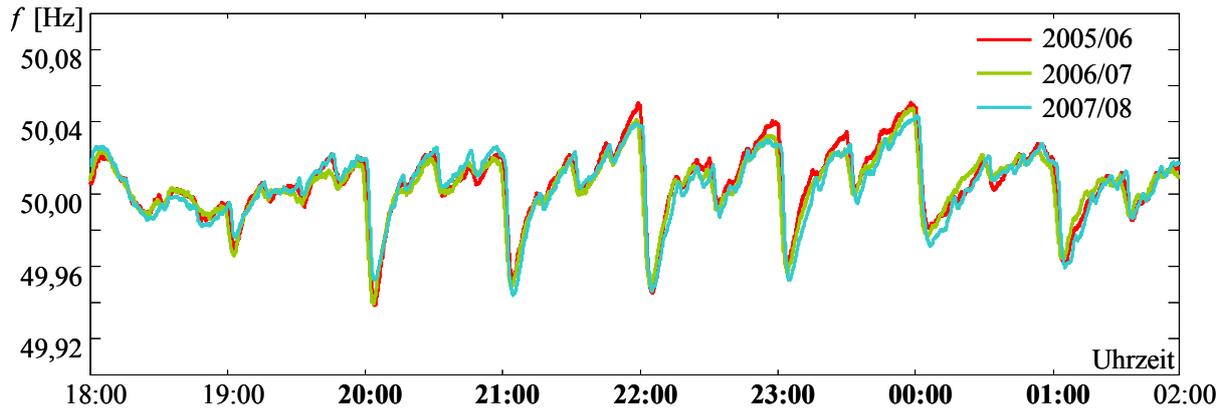


Bild 3.4: ensemble-gemittelte Frequenzverläufe,
→ jeweils werktags von November bis März

Wie anhand von Bild 3.4 zu ersehen, hat sich der deterministische Charakter der ensemble-gemittelten Frequenzverläufe über mehrere Jahre hinweg kaum verändert.

Eine Auswertung über einen noch längeren Zeitraum ab dem Jahr 1998 hat darüber hinaus eine deutliche langfristige Zunahme der Amplituden der Frequenzabweichungen ergeben [73]. Diese Zunahme war besonders auffallend ab September 2003, s. Bild 3.5 [92], wo die mittlere maximale Frequenzabweichung innerhalb kurzer Zeit von $\overline{\Delta f}_{\max} \approx \pm 70 \text{ mHz}$ auf $\overline{\Delta f}_{\max} \approx \pm 90 \text{ mHz}$ anstieg.

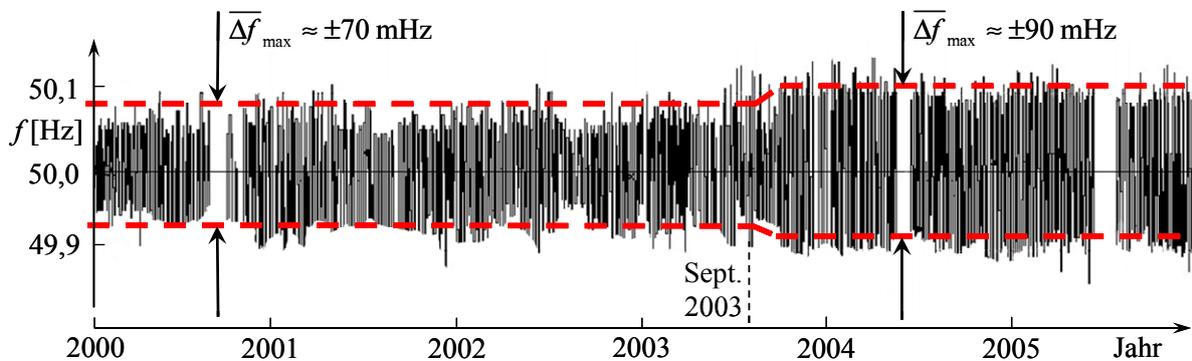


Bild 3.5: Netzfrequenz in den Jahren 2000 bis 2005

3.1.4 Zusammenhang des Frequenzverhaltens mit dem Lastgangverhalten

Bereits frühzeitig wurde eine unterschiedliche Charakteristik des Frequenzverhaltens in den Winter und Sommermonaten, sowie an Werktagen und Sonntagen, beobachtet [83]. Stellt man das ensemble-gemittelte Netzfrequenzverhalten und das entsprechende ensemble-gemittelte Lastgangverhalten gegenüber, so lässt sich das jeweils unterschiedliche Netzfrequenzverhalten erklären.

3.1.4.1 Netzfrequenzverhalten in den Wintermonaten

Bild 3.6 zeigt den über die sechs Wintermonate Januar, Februar, März und Oktober, November, Dezember gemittelten Netzfrequenzverlauf und den entsprechend gemittelten Gesamtlastgang im europäischen Verbundnetz [76].

Dabei ist deutlich zu sehen, dass Amplitude und Richtung der stündlichen Frequenzabweichungen direkt mit dem Lastgradienten korrelieren. Bei fallendem Lastgang, wie in der Regel während den Abendstunden ab ca. 20:00 Uhr bis ca. 3:00 Uhr nachts und am frühen Nachmittag von ca. 12:00 Uhr bis ca. 15:00 Uhr, sind die Frequenzabweichungen nach unten gerichtet. Bei steigendem Lastgang hingegen, wie in den Morgenstunden ab ca. 5:00 Uhr bis ca. 9:00 Uhr und am frühen Abend von ca. 17:00 Uhr bis ca. 19:00 Uhr, treten Frequenzüberhöhungen auf.

Insgesamt sind die Amplituden der Frequenzabweichungen proportional zum Lastgradienten, d.h. je steiler der Lastgradient, desto größere Frequenzamplituden treten auf.

3.1.4.2 Netzfrequenzverhalten in den Sommermonaten

Eine Betrachtung der Sommermonate April bis September ergibt den gleichen Zusammenhang wie im Winter, s. Bild 3.7. Hieraus erklärt sich das unterschiedliche charakteristische Netzfrequenzverhalten in den Winter- und Sommermonaten.

Aufgrund des im Sommer fehlenden Lastanstiegs in den Abendstunden treten von ca. 16:00 Uhr bis ca. 21:00 Uhr auch keine nennenswerten Frequenzabweichungen auf. Sobald der abendliche abfallende Lastgradient steiler wird, ab ca. 23:00 Uhr, erreicht die mittlere Amplitude der Frequenzabweichungen wieder den Wert der Wintermonate.

Ein Zusammenhang insbesondere zwischen der Amplitude der Frequenzabweichungen und den Absolutwerten der Gesamtlast, die im Sommer deutlich niedriger als im Winter sind, ist dagegen nicht feststellbar.

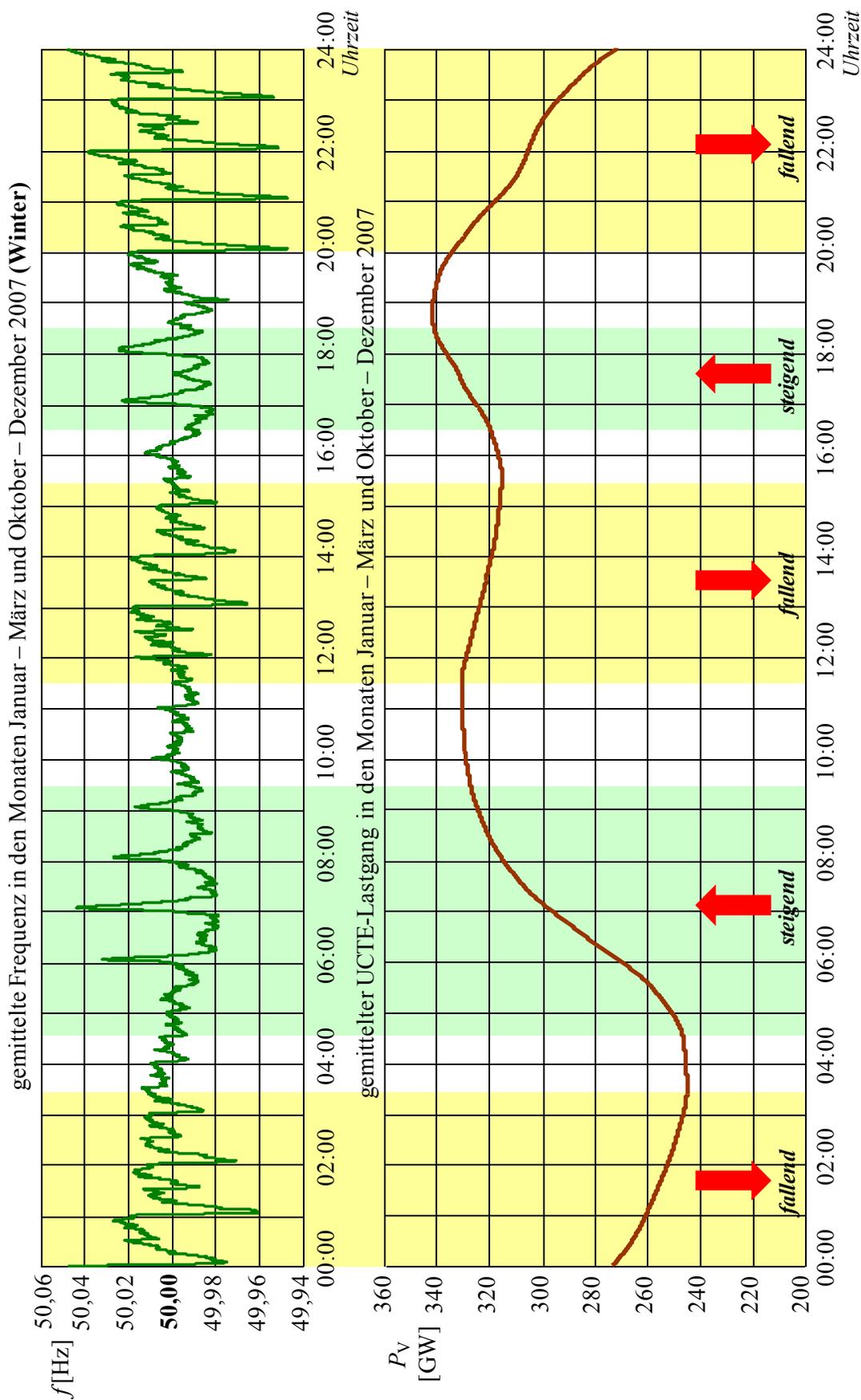


Bild 3.6: Gemittelter Frequenzverlauf und mittlerer Lastgang im UCTE-Netz für die Wintermonate

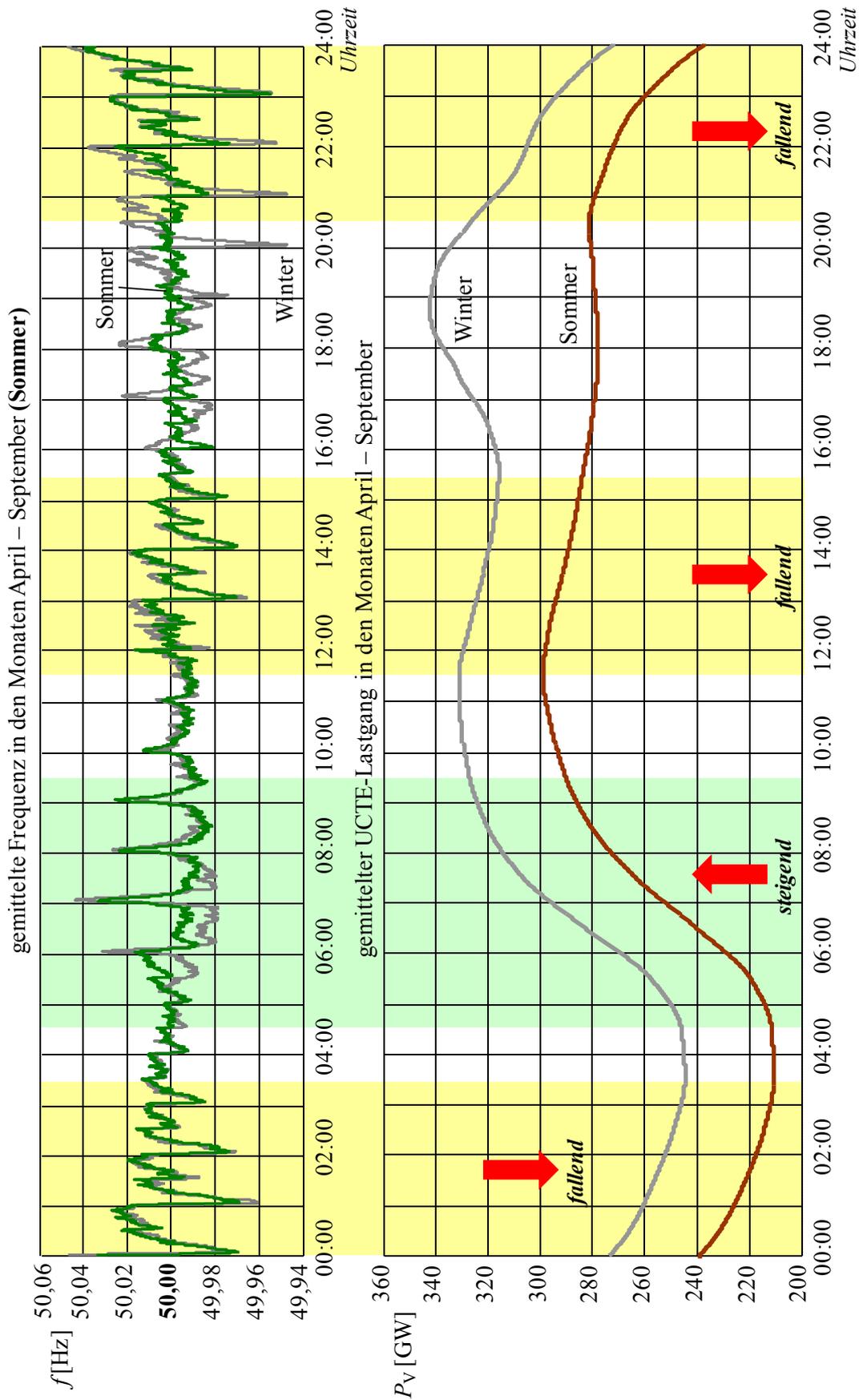


Bild 3.7: Gemittelter Frequenzverlauf und mittlerer Lastgang im UCTE-Netz für die Sommermonate

3.1.4.3 Gesamtbetrachtung

Der Zusammenhang zwischen Amplitude sowie Richtung der Frequenzabweichungen Δf und dem Lastgradienten \dot{P}_V lässt sich in einem Diagramm zusammenfassend darstellen, s. Bild 3.8. Hierfür wird die maximale Frequenzabweichung und der Lastgradient für jede Stunde des Tages, gemittelt jeweils über einen Monat, durch ein Wertepaar repräsentiert, so dass insgesamt $24 \cdot 12 = 288$ Wertepaare entstehen. Da der Bereich geringer Frequenzabweichungen bei geringem Lastgradienten unscharf ist und ohnehin uninteressant für die vorliegende Problemstellung sind lediglich Wertepaare mit $|\Delta f| > 20$ mHz und $|\dot{P}_V| > 1,0$ MW/s berücksichtigt.

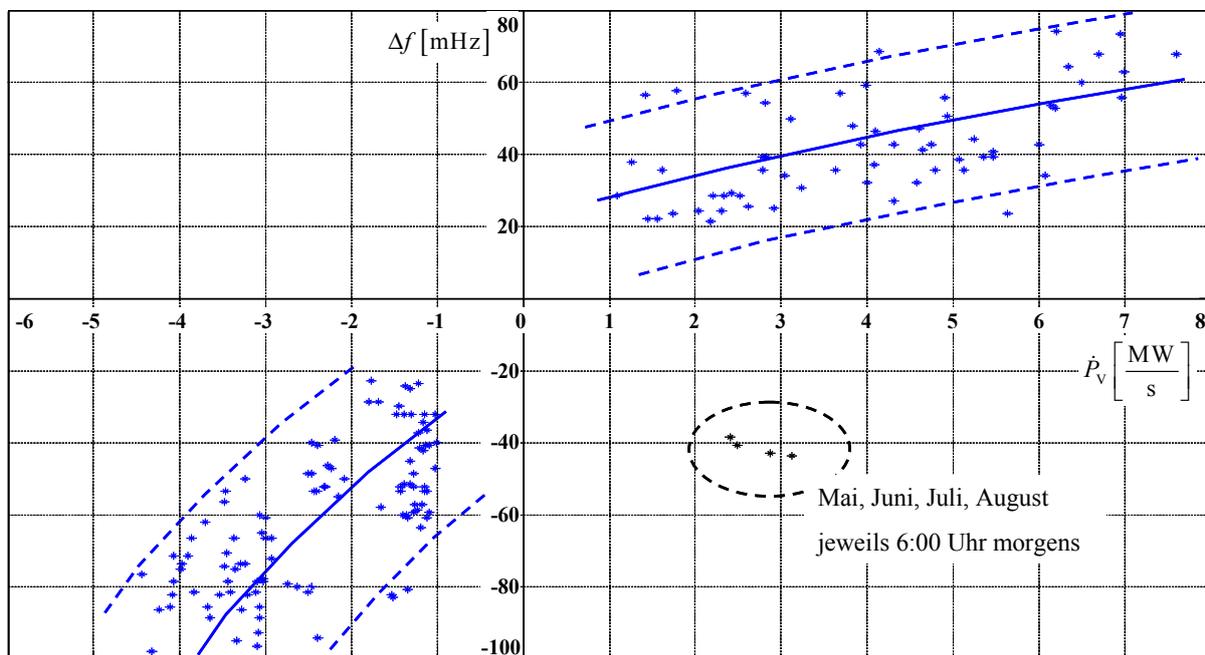


Bild 3.8: Zusammenhang zwischen Lastgradient und Frequenzabweichung für 2007

Deutlich ist zu sehen, dass sich die überwiegende Mehrzahl der Wertepaare innerhalb von zwei Quadranten befindet, d.h. negative Frequenzabweichungen sind negativen Lastgradienten zugeordnet und umgekehrt. Zudem ist anhand der Steigung der Trendlinien zu sehen, dass – wie erwartet wurde – über die Wirkleistungs-Frequenzregelung eine Absenkung der Leistung schneller erfolgt als eine Leistungsaktivierung.

Vier Wertepaare weichen von der beschriebenen Charakteristik ab, die jeweils dem Zeitpunkt 6:00 Uhr morgens in den Monaten Mai, Juni, Juli, August zugeordnet werden können. Dies kann durch das unterschiedliche Pumpverhalten der Pumpspeicherwerke im Sommer begründet werden.

3.2 Auswirkungen auf den Kraftwerks- und Netzbetrieb

Die großen systematischen Frequenzabweichungen haben erhebliche Auswirkungen auf den Kraftwerks- und Netzbetrieb.

3.2.1 Kraftwerksseitige Auswirkungen

Die aufgrund der auftretenden Frequenzeinbrüche ungewollte Beteiligung der primärregulierten Kraftwerksblöcke an der Ausregelung von Leistungsungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch hat starke negative Rückwirkungen auf die jeweiligen Kraftwerksblöcke selbst. Diese Rückwirkungen sind in Bild 3.9 anhand von Messwertverläufen für Turbinenventilstellung y_T^* , Kondensatstrom \dot{m}_K^* und Generatorleistung P_G^* während eines Frequenzeinbruchs am 10.05.2006 dargestellt [44].

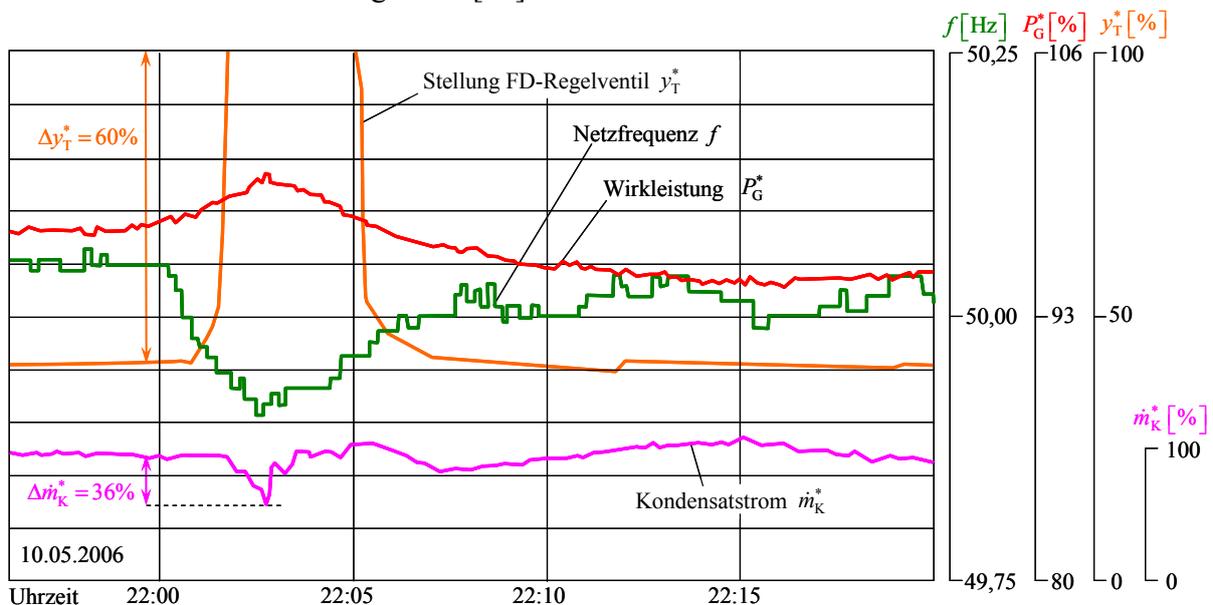


Bild 3.9: Rückwirkung der Frequenzabweichungen auf einen primärregulierten Dampfkraftwerksblock

Die Kurvenverläufe zeigen, dass die Beanspruchungen der Stelleinrichtungen innerhalb der primärregulierten Kraftwerksblöcke deutlich höher sind als für die Aufrechterhaltung eines guten Netzführungsverhaltens erforderlich wäre. Dieser Mehraufwand in Form der im Rahmen der Primärregelleistungs-Aktivierung erbrachten Arbeit wird zudem nicht zusätzlich vergütet, da für die Primärregelung vom ÜNB lediglich ein Leistungspreis gemäß der vorgehaltenen Primärregelleistung bezahlt wird, vgl. Kap. 2.2.1.

In gleicher Weise werden auch die Leitapparate primär geregelter Pumpspeicherwerke beansprucht [31], die proportional zu den auftretenden Frequenzabweichungen Öffnungs- und Schließbewegungen ausführen.

Aufgrund der Frequenzabweichungen wird somit seitens der UCTE-weit an der Netzregelung beteiligten Kraftwerke „unnötige“ Regelarbeit geleistet, d.h. es entstehen Verschleiß und gegebenenfalls ein Brennstoffmehrverbrauch, die für einen zuverlässigen Netzbetrieb nicht notwendig wären.

3.2.2 Netzseitige Auswirkungen

3.2.2.1 Aktivierung von Primärregelleistung

Zudem wird das Netz näher an seinen zulässigen Grenzen betrieben, da speziell bei abendlichen Fahrplanänderungen ein Großteil der vorgehaltenen Primärregelreserve unnützlich in Anspruch genommen wird, nämlich bei einem Frequenzeinbruch von beispielsweise $\Delta f_{\min} = -150 \text{ mHz}$ bereits zu $\Delta P_{\text{pr}}^* = 75 \%$. Im Falle einer gleichzeitig auftretenden Netzstörung wären somit lediglich noch 25 % der vorgehaltenen Primärregelreserve verfügbar.

3.2.2.2 Aktivierung von Sekundärregelleistung

In entsprechender Weise wird auch die Sekundärregelreserve in Anspruch genommen.

Ein Maß für die abgerufene Sekundärregelleistung ist der ACE als Regelabweichung für die Sekundärregelung, s. Kap. 2. Da entsprechende Zeitverläufe einzelner ACE bzw. Regelzonensaldos innerhalb des UCTE-Verbundnetz in einer für die betrachteten Vorgänge ausreichend hoher Auflösung nicht zur Verfügung standen ist in Bild 3.10 als externer Beispielfall der Verlauf der summarischen ACE der überwiegenden Mehrzahl der beteiligten Regelzonen innerhalb der Eastern Interconnection in den USA sowie der entsprechende Frequenzverlauf für einen Stundenwechsel am 12. März 2007 dargestellt [6]. Innerhalb aller Regelzonen wird die Sekundärregelung¹⁾ entsprechend des sich ergebenden ACE während des Stundenwechsels aktiviert. Das gleichzeitig auftretende Frequenzminimum – ausgehend von 60 Hz – betrug für diesen Fall $\Delta f_{\min} = -85 \text{ mHz}$. Die zusätzlich eingezeichnete Grenzlinie „FTL“ (Frequency Trigger Limit) bezeichnet hier eine Schwelle zur Auslösung einer speziellen Aufzeichnung. Deutlich sichtbar besitzen die ACE mehrheitlich dasselbe Vorzeichen. Folglich sind die innerhalb der einzelnen Regelzonen auftretenden Leistungsungleichgewichte meist gleichgerichtet, siehe hierzu auch Bild 4.1 und Anhang 5.

¹⁾ in den USA auch als „Automatic Generation Control“ (AGC) bezeichnet

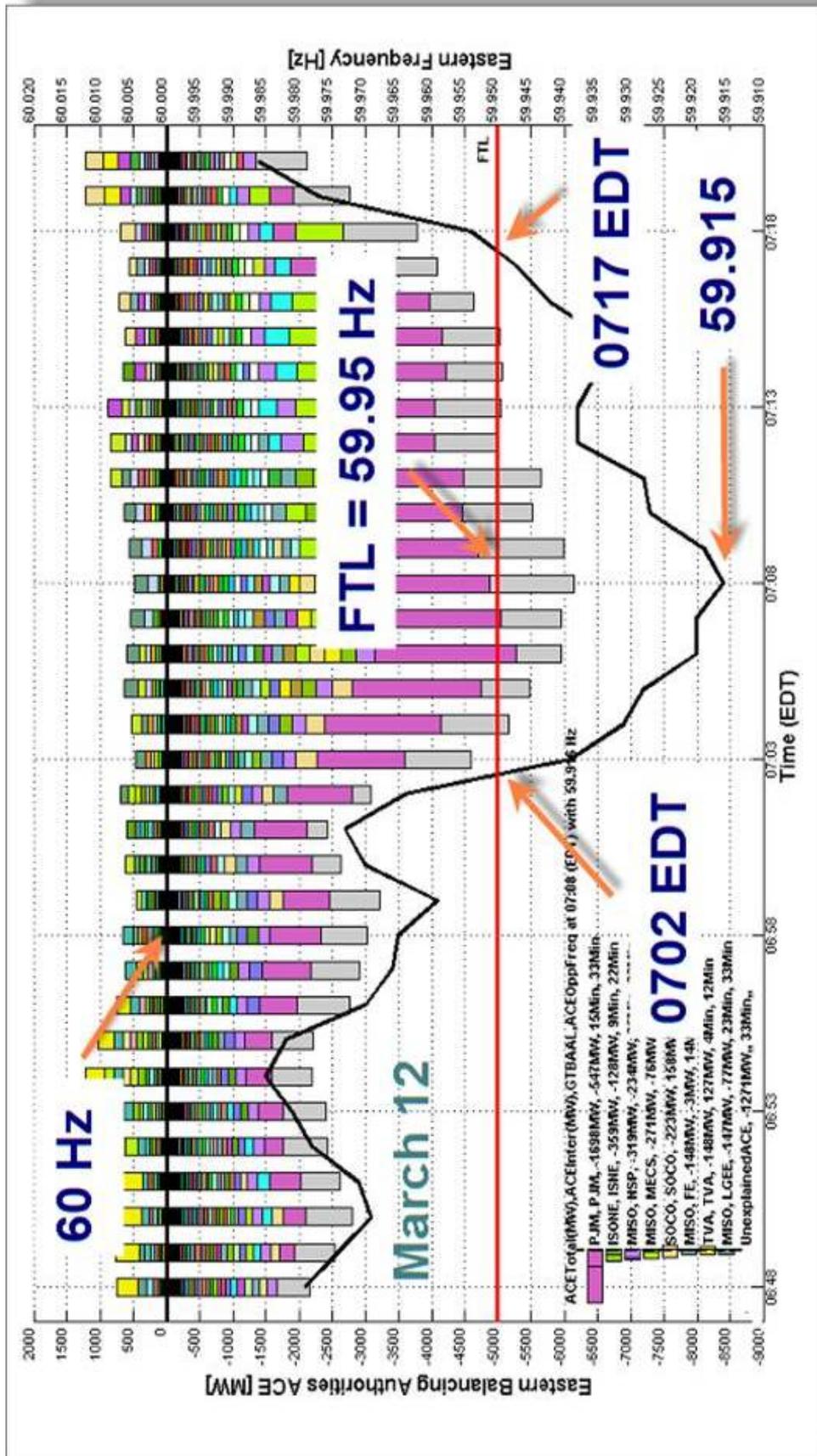


Bild 3.10: Beispiel für einen Zeitverlauf des Area Control Errors der Eastern Interconnection [6]

4 Ursachen des schlechten Netzführungsverhaltens

Die Untersuchung der Ursachen des schlechten Netzführungsverhaltens erfolgt auf Basis der folgenden Vorbetrachtungen:

- Analyse des Netzführungsverhaltens auf Basis ensemble-gemittelter Messkurvenverläufe, vgl. Kap. 3,
- Erkenntnisse aus der Untersuchung des Kraftwerkseinsatzverhaltens und des Fahrplanverhaltens im liberalisierten Energiemarkt, vgl. Kap. 2.3,
- Simulationen des Netzdynamikverhaltens mit Hilfe der in Kap. 2 beschriebenen Modelle.

Ausgehend von einer grundlegenden Betrachtung wird zunächst der Fall einer konstanten Last während des Stundenwechsels betrachtet. Hierauf aufbauend wird das reale Lastgangverhalten in die Untersuchung mit einbezogen.

4.1 Grundlegende Betrachtung

Das Frequenzverhalten im Verbundnetz resultiert rein physikalisch aus dem Verhältnis zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung. Abweichungen vom Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch wirken sich aufgrund der hierdurch verursachten Ein- und Ausspeicherung von Rotationsenergie sofort auf die Netzfrequenz aus.

Grundsätzlich können Leistungsungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch jederzeit und innerhalb jeder Regelzone des Verbundnetzes auftreten und sich überlagern. Wie die Frequenzanalyse in Kap. 2 zeigt, sind die zu den Handelszeitpunkten auftretenden Frequenzabweichungen deterministisch, was auf ebenfalls deterministische Leistungsungleichgewichte als deren Ursache schließen lässt. Im Folgenden wird zunächst eine Unterscheidung in **stochastische** und **deterministische** Leistungsungleichgewichte vorgenommen, s. Bild 4.1.

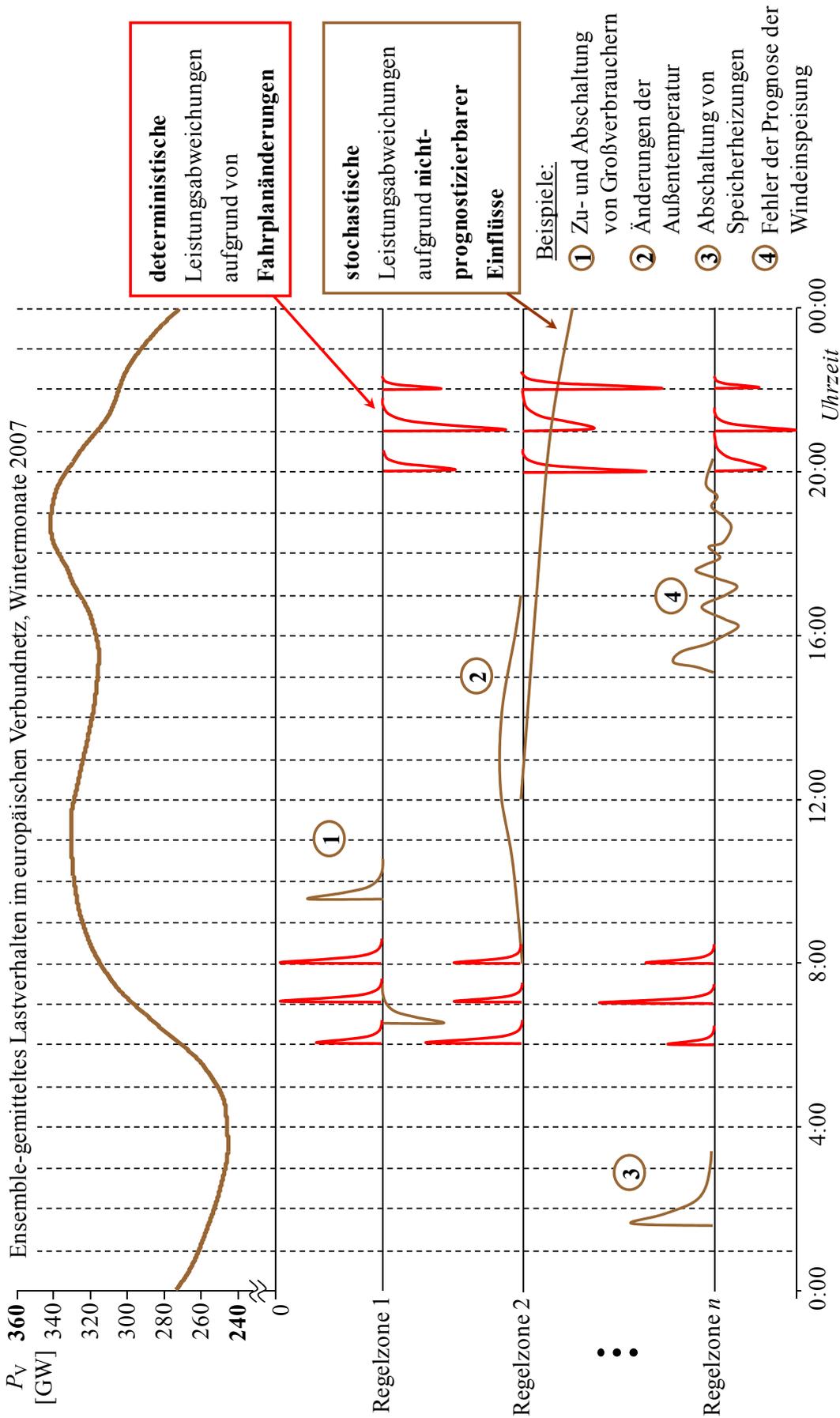


Bild 4.1: Unterscheidung in stochastische und deterministische Leistungsungleichgewichte

4.1.1 Stochastische Leistungsabweichungen

Zusätzlich zum regellosen Zu- und Abschalten von Verbrauchern im Verbundnetz, wodurch das sogenannte Netzfrequenzrauschen hervorgerufen wird – dass gemäß derzeitiger UCTE-Vorgaben [75] eine Bandbreite von ± 20 mHz um den Frequenzsollwert nicht überschreiten sollte – können größere nicht prognostizierbare Abweichungen zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung auftreten. Hierzu sind in Bild 4.1 vier Beispiele für mögliche Ursachen für derartige Abweichungen schematisch dargestellt.

Diese nicht prognostizierbaren Leistungsabweichungen können zu jeder Zeit, innerhalb jeder Regelzone bzw. innerhalb jedes Bilanzkreises auftreten und überlagern sich zeitstochastisch. Unterstellt man näherungsweise ein normalverteiltes Auftreten, so kumulieren \hat{k} einzelne Leistungsabweichungen lediglich zu

$$\Delta P_{\text{sum}} = \frac{1}{\sqrt{\hat{k}}} \sum_{k=1}^{\hat{k}} \Delta P_k. \quad (4.1)$$

Mögliche Ursachen sind beispielsweise das regellose Zu- und Abschalten von Großverbrauchern, außentemperaturabhängiges Lastverhalten bei Temperaturschwankungen oder das nicht gesteuerte Abschalten von Speicherheizungen. Auf der Erzeugerseite können jederzeit Fluktuationen bei der Einspeisung erneuerbarer Energien, vor allem der Windenergieeinspeisung, sowie der Einspeisung aus wärmegeführten Erzeugern auftreten.

Aufgrund ihres stochastischen und nicht prognostizierbaren Auftretens müssen diese Leistungsabweichungen durch die Wirkleistungs-Frequenz-Regelung ausgeglichen werden.

Für die im Folgenden durchgeführte Analyse der stündlichen Frequenzabweichungen sind diese stochastischen Leistungsabweichungen nicht relevant und werden daher nicht betrachtet.

4.1.2 Fahrplanbedingte Leistungsabweichungen

Zusätzlich zu den nicht prognostizierbaren Leistungsabweichungen treten deterministische Leistungsabweichungen auf. Diese sind in Bild 4.1 rot dargestellt.

Die deterministischen Leistungsabweichungen können ebenfalls innerhalb jeder Regelzone bzw. jedes Bilanzkreises auftreten, jedoch stets nur im Zeitraster der vorherrschenden Fahrpläne und in allen Regelzonen überwiegend gleichgerichtet, siehe auch Bild 3.10. Hierdurch kumulieren die Leistungsabweichungen der einzelnen Bilanzkreise verbundnetzweit zu großen Leistungsungleichgewichten.

Dies macht die sehr großen Fehlleistungsbeträge von in Summa mehr als 3 GW plausibel, die den beobachteten Frequenzabweichungen in der Größenordnung von bis zu $\Delta f_{\min} = -150$ mHz zugrunde liegen müssen.

Die Abläufe, die zu den deterministischen Leistungsabweichungen zum Stundenwechsel führen, werden in den folgenden Abschnitten analysiert.

4.2 Erstbetrachtung ausgehend von konstanter Last

Eine erste Analyse der Frequenzabweichungen erfolgt anhand von drei Beispielfällen. Hierbei wird zunächst von einer konstanten Last über den Zeitraum der betrachteten Stundenwechsel ausgegangen [73, 92, 96, 97, 107].

4.2.1 Unkoordinierte führungsgößengesteuerte Leistungsumschichtung

Der erste Beispielfall orientiert sich an dem am 21.12.2006 aufgetretenen Frequenzeinbruch, der in Bild 4.2a dargestellt ist. Wie anhand von Bild 4.2b veranschaulicht, kommt es – unter der Annahme von konstanter Last innerhalb des betrachteten 15-minütigen Zeitraums – aufgrund von Handelsgeschäften zum Zeitpunkt $\tau_1 = 21:00$ Uhr zu sprunghaftigen Zielleistungsumschichtungen von ca. 4 GW zwischen zwei Erzeugerbereichen I und II. Dabei stehen die Erzeugerbereiche I und II jeweils stellvertretend für

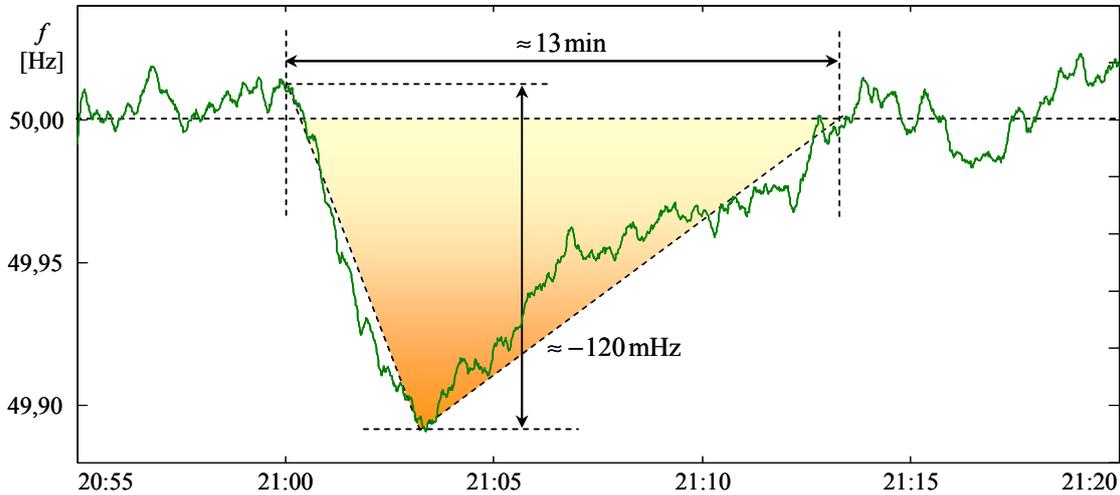
- einen Kraftwerksblock
- eine Gruppe von Kraftwerken, z.B. innerhalb eines Bilanzkreises, oder für
- die Summe aller Erzeugereinheiten,

die innerhalb eines Verbundnetzes zum Zeitpunkt τ_1 negative bzw. positive Zielleistungsänderungen ausführen.

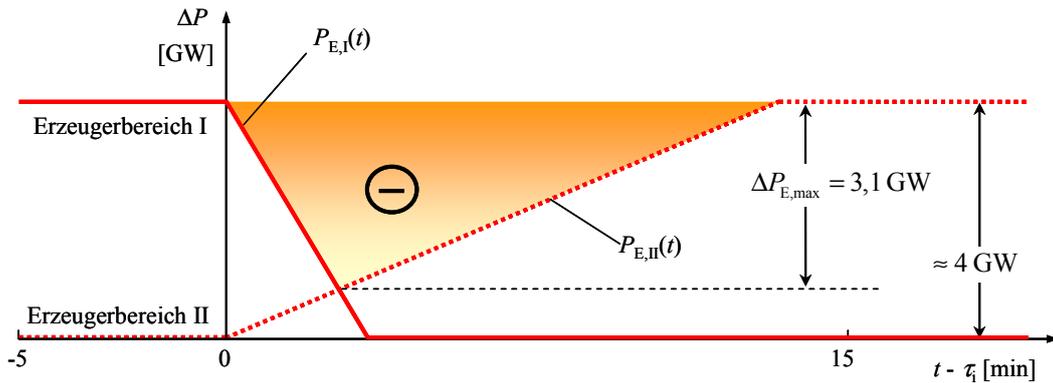
Da die derzeit unvermeidbaren Fehlenergiebeträge zwischen den vom Handel vorgegebenen sprunghaftigen Fahrplänen und realem Ist-Leistungsverhalten von den ÜNB im Viertelstunden-Mittel in Rechnung gestellt werden, vgl. Kap. 2.2.4, ist man seitens der Erzeuger gehalten, möglichst schnelle Leistungsänderungen anzustreben. So wird beim betrachteten Beispielfall zum Zeitpunkt des Stundenwechsels $\tau_1 = 0$ min im Erzeugerbereich I Pumpleistung $P_{\text{pump}}(t) = -P_{\text{E,I}}(t)$ mit steiler Rampe hochgefahren. Aufgrund der geringen Trägheit der Wasserkraftmaschinen und der dadurch bedingten hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeit wird der angestrebte Leistungszielwert bereits nach 3 min erreicht, vgl. Bild 4.2b₂. Entsprechend schnelle Leistungsreduktionen sind auch mit Wasserkraftwerken im Turbinenbetrieb oder Gasturbinen möglich.

Im Erzeugerbereich II können hingegen trägere Erzeugungseinheiten wie Dampfkraftwerksblöcke ihre Leistung mit maximal zulässigen Leistungsgradienten von beispielsweise nur $\dot{P}_{\max}^* = 2 \text{ \% / min}$ steigern und erreichen ihren Zielwert erst nach ca. 13 min.

a) gemessener Frequenzverlauf am 21.12.2006, Stundenwechsel um 21:00 Uhr



b) Leistungsabsenkung im Erzeugerbereich I



c) Pumpleistungszuschaltung im Erzeugerbereich II

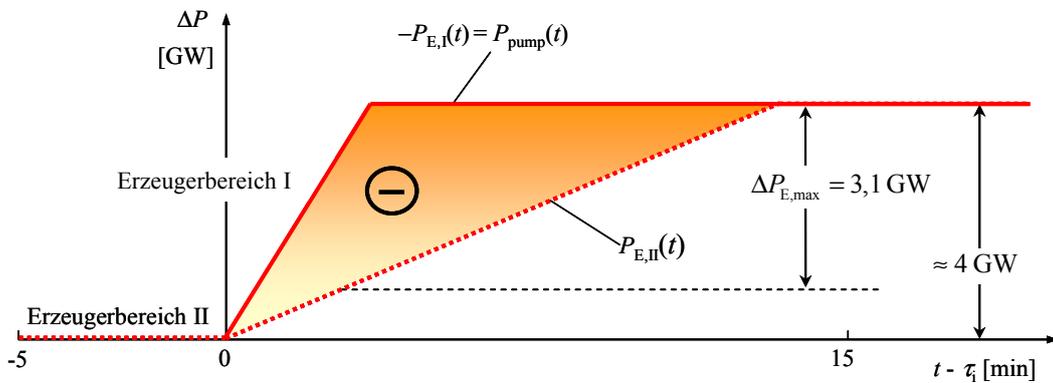


Bild 4.2: Beispielfall 1 „Unkoordinierte Leistungsumschichtung“

Aufgrund des geschilderten Beispielszenarios ergibt sich das in Bild 4.2b dargestellte dreiecksförmige Erzeugerleistungsdefizit, das durch das Eingreifen der primäreregelten Kraftwerksblöcke sowie den Netzselbstregeleffekt ausgeglichen wird.

Das maximale Leistungsdefizit $\Delta P_{E,\max}$ lässt sich für diesen Fall bei Zugrundelegung eines eingeschwungenen Primärregelverhaltens abschätzen zu:

$$\Delta P_{E,\max} = \lambda \Delta f = 26,1 \frac{\text{GW}}{\text{Hz}} \cdot 0,12 \text{ Hz} = 3,1 \text{ GW}, \quad (4.2)$$

Bei der Abschätzung ist von einer Netzkennzahl von $\lambda = 26,1 \text{ GW/Hz}$ [2, 75] ausgegangen worden, die sich bei einer Netzlast von $P_V = 370 \text{ GW}$ [76] sowie einem Netzselbstregeleffekt von $k_{\text{pf}}^{(N)} = 1,5\% / \%$ [104] ergibt.

Bei dieser Basis-Betrachtungsweise ist das Leistungsdefizit darauf zurückzuführen, dass bei der aufgrund von Handelsgeschäften um $\tau_1 = 21 \text{ h}$ zu erfolgenden Leistungsumschichtung die zurückzufahrenden Kraftwerksblöcke ihre Leistung möglich schnell reduziert haben bzw. der Pumpbetrieb von Wasserkraftwerken möglichst schnell eingeleitet worden ist, während die weiter hoch zu fahrenden Kraftwerksblöcke ihre Istleistung trägheitsbedingt verzögert und zudem – im Falle von Dampfkraftwerken – maximal nur mit dem zulässigen Leistungsgradienten von z.B. $\hat{P}_{\text{zul}} = 2\% / \text{min}$ steigern können.

Die beschriebene Erstbetrachtung einer unkoordinierten Leistungsumschichtung als eine der Ursachen für die auftretenden Frequenzabweichungen entspricht im Wesentlichen den Randbedingungen, die seitens der UCTE für entsprechende Untersuchungen zugrunde gelegt wurden [73]. Diesbezüglich ist im UCTE Operation Handbook [75] auch bereits die Forderung enthalten, große Leistungsumschichtungen **innerhalb einer Regelzone** wenn möglich **gestuft** vorzunehmen, insbesondere zu den Tarifwechselzeiten um 6:00 Uhr und 22:00 Uhr.

Da das Szenario dieser Erstbetrachtung allerdings im Rahmen der durchgeführten Messkampagne, vgl. Kap. 2.3.4, zumindest für die deutschen Marktteilnehmer nicht als Hauptursache der Frequenzabweichungen bestätigt werden konnte, wird die Betrachtung im Folgenden schrittweise erweitert.

4.2.2 Defizitsausgleich mittels Sekundärregelung

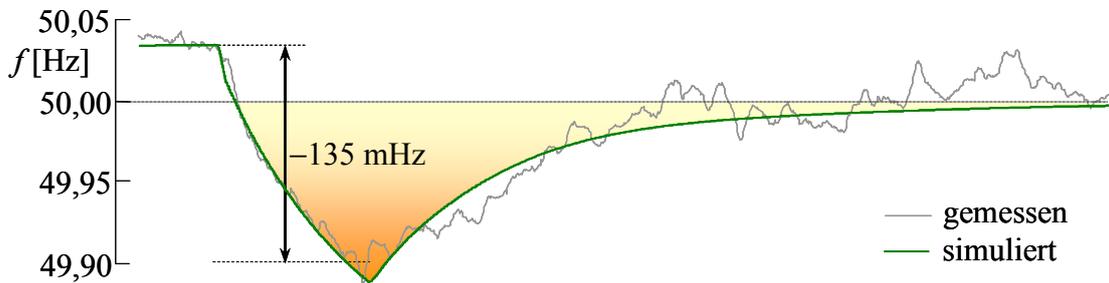
4.2.2.1 Simulationsuntersuchung

Beim Beispielfall 2 wird davon ausgegangen, dass Erzeugergesellschaften im Erzeugungsbereich II die Leistungslieferungen nicht wie im Beispielfall 1 führungsgrößengesteuert umset-

zen, sondern dass diese indirekt durch selbsttätiges Nachfahren der jeweiligen sekundärregelten Kraftwerksblöcke erfolgt.

Dieser Sachverhalt wird in Bild 4.3 anhand von Simulationsuntersuchungen belegt, und zwar ausgehend von einem am 10.05.2006 um 22:00 h aufgetretenen Frequenzeinbruch. Die Simulation erfolgte dabei ausgehend vom gemessenen Frequenzverlauf durch Invertierung des Netzübertragungsverhaltens gemäß Kap. 2.1.5. Zugrunde gelegt wurde dabei ein summarisches Netzdynamikmodell mit Kraftwerksdynamik, wobei die Kraftwerksdynamik über den in Anhang 1 beschriebenen „Dreier-Mix“ abgebildet ist.

a) gemessener und simulierter Frequenzverlauf, 10.05.2006, 22:00 Uhr



b) simuliertes Erzeuger- und Verbraucherleistungsverhalten bei $P_{V,0} = 300$ GW

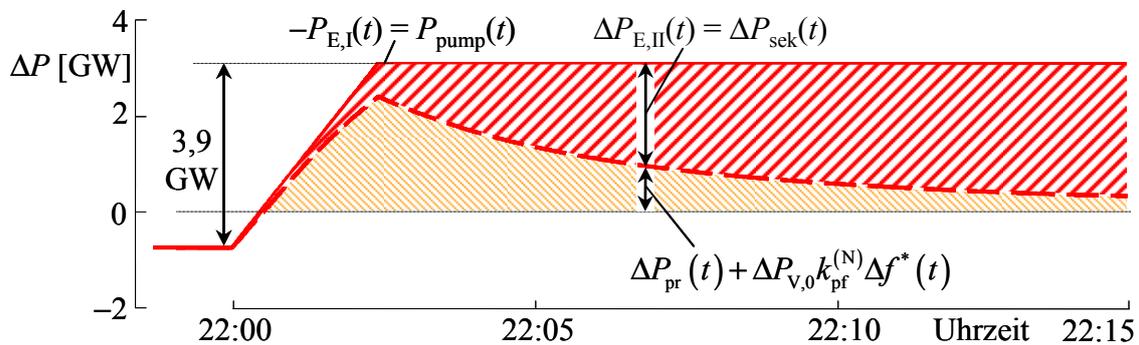


Bild 4.3: Beispielfall 2 „Defizitausgleich mittels Sekundärregelung“

Legt man das Erzeuger- und Verbraucherleistungsverhalten gemäß Bild 4.3b zugrunde, bei dem die im leistungsbeziehenden Teilnetz zugeschaltete Pumpleistung $-P_{E,I}(t) = P_{pump}(t)$ nicht über eine fahrplanmäßige Erhöhung der Erzeugerleistung im liefernden Teilnetz gedeckt wird, sondern mittels der träge wirkenden Sekundärregelung, so ergibt sich eine gute Übereinstimmung zwischen gemessenem und simuliertem Frequenzverlauf, s. Bild 4.3a. Auch bei diesem Regelvorgang werden aufgrund des Frequenzeinbruchs vorübergehend sämtliche Energiespeicher innerhalb des europäischen Verbundnetzes aktiviert, d.h. die Primärregelleistung sowie der Netzselbstregeleffekt. Das verbleibende Leistungsdefizit wird schließlich durch die Sekundärregelung des liefernden Teilnetzes im Verlauf von ca. 15 min ausgeglichen.

Ergänzend sei angemerkt, dass beim betrachteten Simulationsszenario auch der erhöhte Frequenzanfangswert $f_0 = 50,04$ Hz zum Zeitpunkt $t \leq 0$ berücksichtigt worden ist. Die Ursache hierfür ist in einer Leistungsüberdeckung im Erzeugerbereich II zu sehen, und zwar vor der vorgesehenen Leistungssteigerung zum Zeitpunkt τ_i .

4.2.2.2 Mögliche Ursachen für das Auftreten von Beispielfall 2

Das durch den Beispielfall 2 beschriebene Regelverhalten tritt in dieser Form dann auf, wenn ein kontinuierlicher Lastgang über Fahrplanstufen gedeckt wird, insbesondere bei steilen Lastgradienten. Dieser Fall wird später in Kap. 4.3.2 detailliert untersucht.

Eine weitere Ursache für das beschriebene Netzführungsverhalten kann gegebenenfalls die Nutzung einer Preis-Arbitrage seitens der Kunden bzw. Vertriebe bei hohen Spotmarktpreisen sein, vgl. Kap. 2.2.4. In diesem Fall werden – anstelle die Last über gekaufte bzw. erzeugte Leistung zu decken – Primärregelung und Netzselbststregелеffekt, sowie mittelfristig die Sekundärregelung gezielt zum Leistungsausgleich genutzt. Dies zieht aufgrund der dynamischen Eigenschaften des Wirkleistungs-Frequenzverhaltens im Verbundnetz das dargelegte Netzführungsverhalten zwangsweise nach sich.

4.2.2.3 Einbeziehung des Lastgangverhaltens

In Bild 4.4 ist der Lastgang im Europäischen Verbundnetz vom Freitag, den 01.12.2006, beispielhaft veranschaulicht [76]. Alle summarischen Werktags-Lastgänge zu gleicher Jahreszeit sind dabei sehr ähnlich und können deshalb relativ genau prognostiziert werden.

Hervorzuheben ist zum Einen, dass die Last – aufgrund der im Oktober 2004 erfolgten Netz-Wiederzuschaltung von Jugoslawien und Griechenland sowie der Neuzuschaltung von Bulgarien und West-Rumänien – in den Abendstunden, d.h. gegen 18:00 Uhr, auf einen Tages-Maximalwert von derzeit $P_{V,\max} \approx 360$ GW ansteigt. Anschließend ist der Lastgradient bis ca. 04:00 Uhr des Folgetags negativ, d.h. die Last nimmt innerhalb dieses Zeitraums kontinuierlich ab, bis auf einen Tages-Minimalwert von $P_{V,\min} \approx 250$ GW .

Zum Anderen steigt die Last morgens zwischen 05:00 Uhr und 08:00 Uhr sehr stark an, und zwar für den dargestellten Tag mit dem betragsmäßig größten Gradienten von bis zu 38 GW/h , d.h. 19 GW je 30 Minuten, vgl. hierzu das ensemble-gemittelte Lastgangverhalten in Kap. 4.3.1.2, Bild 4.8, mit – selbst nach Mittelung – 13 GW je 30 min.

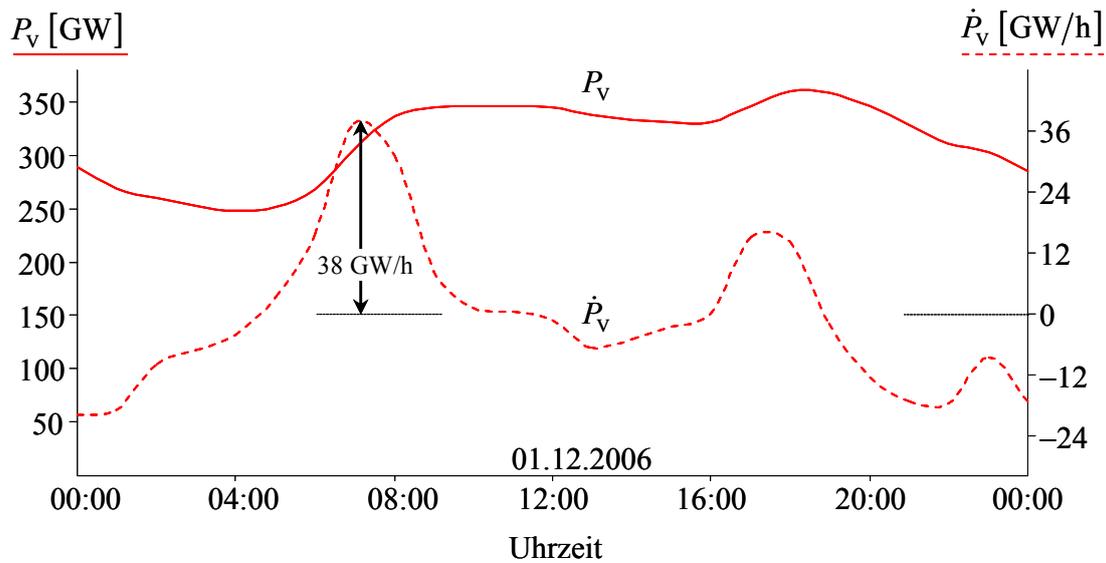


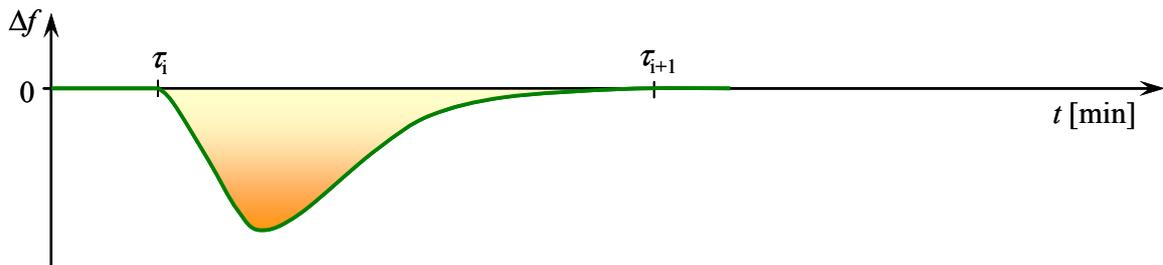
Bild 4.4: UCTE-weiter Lastgang $P_V(t)$ und Lastgradient $\dot{P}_V(t)$ am 01.12.2006 [76]

Insbesondere in den Abendstunden kann also, wie beim folgenden Beispielfall 3, davon ausgegangen werden, dass das aufgrund von Fahrplanänderungen auftretende Leistungsdefizit $-P_{E,1}(t) = P_{\text{pump}}(t)$ auf längere Sicht zusätzlich durch den allmählichen Lastrückgang $P_V(t)$ ausgeglichen wird, s. Bild 4.5.

Aber auch in einer derartigen – aus Sicht der Netzführung – günstigen Lastkonstellation ist wie beim Beispielfall 2 eine Ausregelung des zwischenzeitlich auftretenden Leistungsdefizits $P_{\text{pump}}(t) - \Delta P_V(t)$ allein mittels Sekundärregelung nicht möglich, da aufgrund des resultierenden Frequenzeinbruchs wiederum die Gesamtheit aller primäreregelten Kraftwerksblöcke „ungewollt“ mit in Anspruch genommen wird.

Zudem geht aus der Analyse des Netzfrequenzverhaltens hervor, dass gerade bei hohen Lastgradienten die größten Frequenzabweichungen auftreten, s. Kap. 3.1.4. Deshalb werden die für die bisherige Erstbetrachtung zugrunde gelegten Beispielfälle im Rahmen der folgenden Untersuchungen auf eine Betrachtung der Lastdeckung im Verlauf eines gesamten Tages erweitert.

a) Netzfrequenz



b) Pumpleistungs-Zuschaltung



c) Ausgleich mittels Sekundärregelung und negativem Lastgradienten

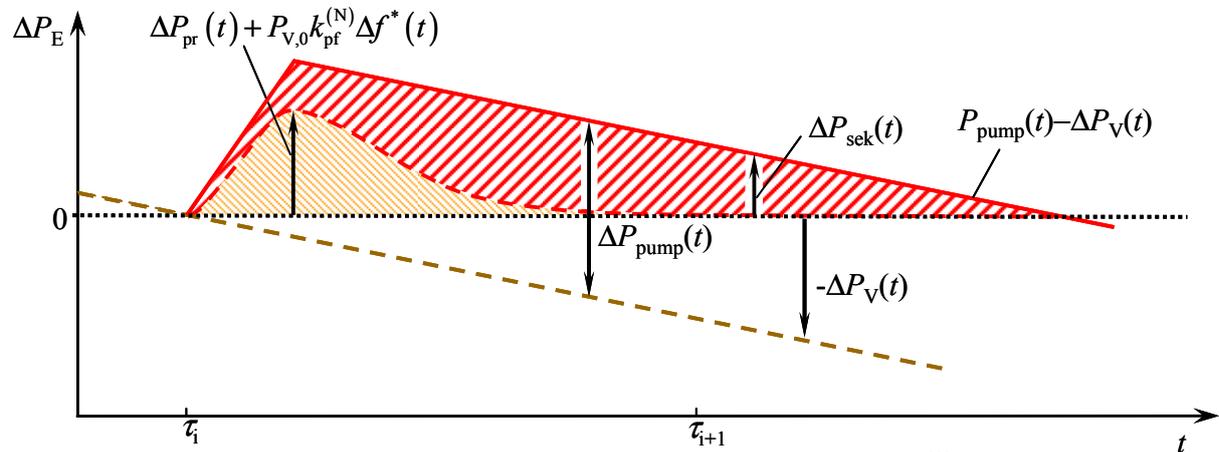


Bild 4.5: Beispielfall 3 „bleibender Ausgleich des Leistungsdefizits durch negativen Lastgradienten“ → schematische Darstellung ausgehend von Beispielfall 2

4.3 Einfluss der Art und Weise der Lastdeckung

Die in Kapitel 2.3 beschriebenen drei unterschiedlichen Arten der Lastdeckung haben ein stark unterschiedliches Netzführungsverhalten zur Folge. Zur Untersuchung der entsprechenden Auswirkungen werden im Folgenden zunächst **zwei Extremfälle I und II** definiert.

4.3.1 Extremfälle der Lastdeckung

Alle folgenden Darstellungen basieren auf dem mittleren Tageslastgang innerhalb des europäischen Verbundnetzes für die Wintermonate Januar bis März und Oktober bis Dezember im Jahr 2007 [76], s. Bild 4.6.

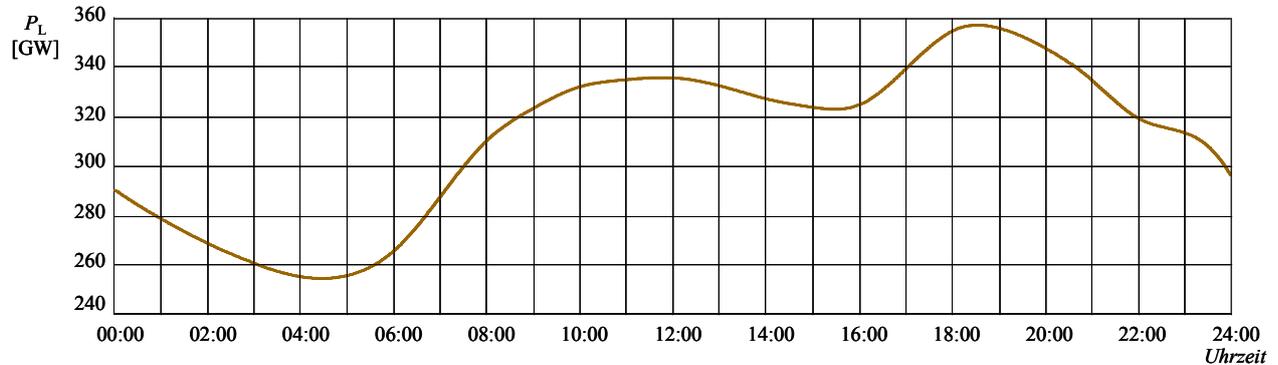


Bild 4.6: Ensemble-gemittelter Lastgang im europäischen Verbundnetz für die Wintermonate 2007

Aufgrund der in [85, 86, 95] gewonnenen Erkenntnisse wird der Lastverlauf als überwiegend kontinuierlich angenommen, s. Kap. 2.3.3. Laständerungen von Pumpspeicherwerken, sowie vereinzelt auftretende große Lastsprünge, werden im Folgenden modellierungstechnisch der Erzeugerseite zugeschlagen. Dies ist auch aus praktischer Sicht legitim, da Pumpspeicherwerke in der Regel durch die Erzeugerseite eingesetzt werden.

4.3.1.1 Extremfall I: „Idealer Lastfolgebetrieb“

Beim Extremfall I erfolgt die Deckung der Last vollständig im Lastfolgebetrieb. Leistungsabweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch treten dabei lediglich aufgrund nicht prognostizierbarer Leistungsabweichungen gemäß Kapitel 4.1.1 auf. Durch die Ensemble-Mittelung wird ein Großteil der stochastischen Leistungsungleichgewichte unterdrückt.

Bei Nicht-Berücksichtigung der stochastischen Leistungsungleichgewichte ergibt sich somit der Extremfall I, bei dem die Leistungsverläufe von Erzeuger und Verbraucher nicht voneinander abweichen, s. Bild 4.7. In diesem Fall gilt:

$$\Delta P_I(t) = 0 \quad (4.3)$$

Bei Extremfall I treten somit auch keine systematischen Frequenzabweichungen auf.

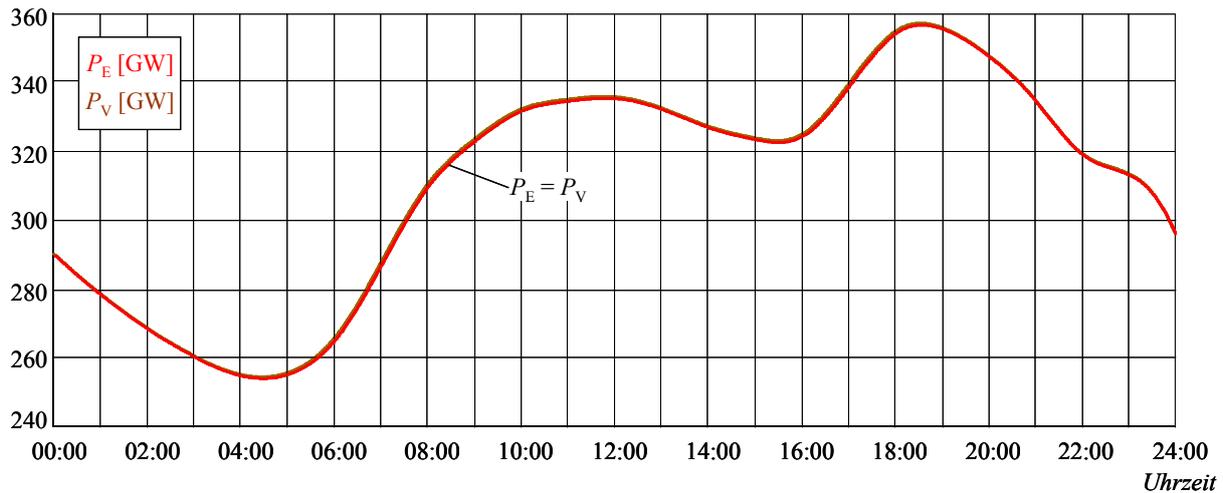


Bild 4.7: Extremfall I: Lastdeckung im „idealen“ Lastfolgebetrieb

4.3.1.2 Extremfall II: „Idealer Fahrplanbetrieb“

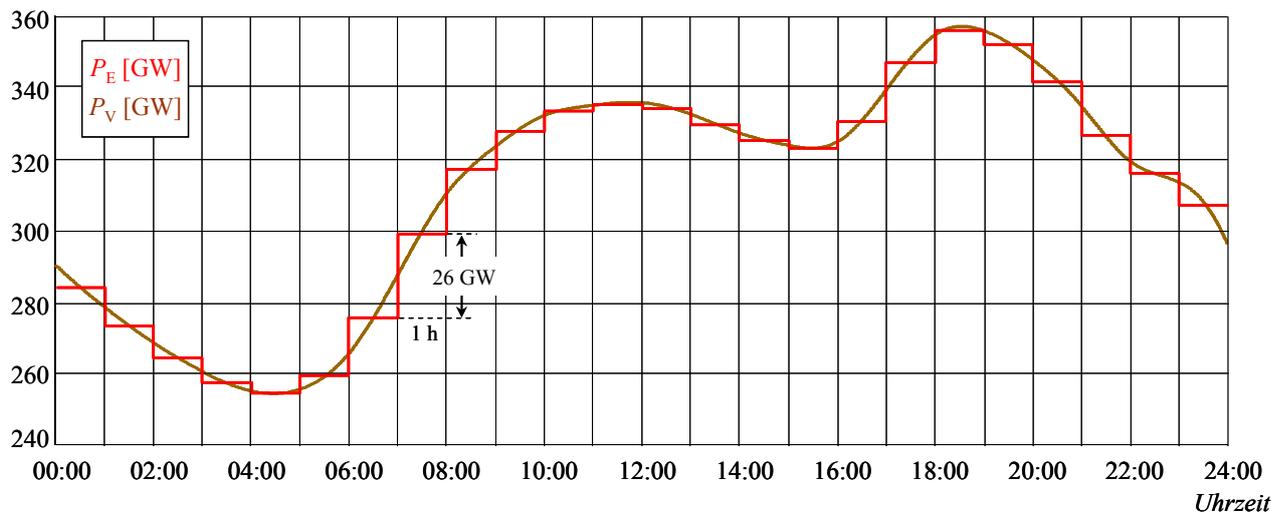
Bei Extremfall II wird die Last mit jeweils konstanten Leistungsstufen im 1-h-Raster gedeckt, die von der Erzeugerseite möglichst „scharf“ nachgefahren werden, um Bilanzkreisabweichungen weitestgehend zu vermeiden.

Dies ist beispielsweise dann der Fall, wenn ein Marktteilnehmer auf Kundenseite die Last seines Verbraucherbilanzkreises nur über 1-h-Produkte deckt, die er am Strommarkt kauft. Die genaue Höhe der Leistungsstufe innerhalb einer Stunde wählt er dabei auf Basis der prognostizierten Last, des Angebots am Strommarkt und seiner Kostenerwartung für die zwangsläufig auftretende Bilanzkreisabweichung, vgl. Kap. 2.3. Eine etwaige Arbitrage-Nutzung, vgl. Kap. 2.2.5, beeinflusst ebenfalls die Höhe der Leistungsstufen, da in diesem Fall ein Teil der Lastdeckung über die Wirkleistungs-Frequenzregelung erfolgt.

Beim hier betrachteten und in Bild 4.8a dargestellten Extremfall II werden die Leistungsstufen so festgelegt, dass die resultierende Energiemenge innerhalb einer Stunde jeweils der dem kontinuierlichen Lastgang innerhalb dieser Stunde zugeordneten Energiemenge entspricht.

Naturgemäß treten auch beim Extremfall II fortlaufend nicht prognostizierbare überlagerte Leistungsabweichungen auf der Verbraucher- und Erzeugerseite auf. Diese sind wie bei Extremfall I für die Betrachtungen nicht relevant und werden ebenfalls nicht berücksichtigt.

a) Deckung der Last über konstante Leistungsstufen im 1-h-Raster



b) Abweichung zwischen Last und erzeugter Leistung

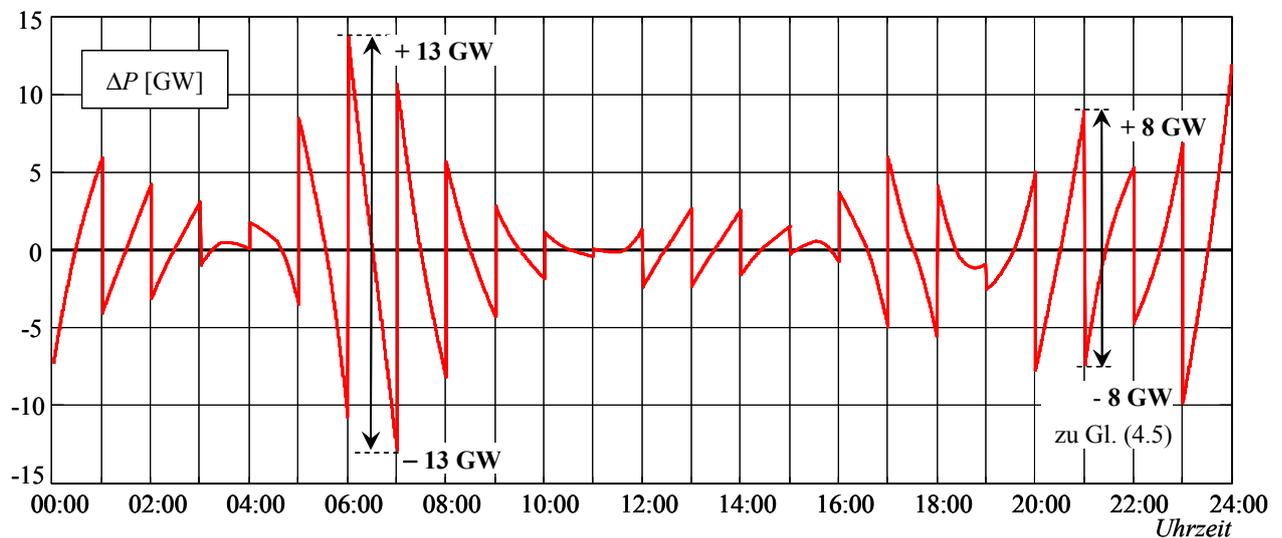


Bild 4.8: Extremfall II: Deckung der Last im „idealen“ Fahrplanbetrieb

Aufgrund des kontinuierlichen Lastgangverlaufs einerseits und dessen Deckung über konstante Leistungsstufen im 1-h-Raster andererseits treten bei Extremfall II systematisch Leistungsabweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch auf. Bildet man die Differenz zwischen dem Verlauf der Erzeugerleistung und der Verbraucherleistung,

$$\Delta P_{II}(t) = P_E(t) - P_V(t) \quad (4.4)$$

so erhält man den in Bild 4.8 b dargestellten über die Wintermonate 2007 gemittelten Tagesverlauf der gemittelten Leistungsabweichung. Dabei ist zunächst festzuhalten, dass die Beträge der Lastgradienten im gemittelten Tagesverlauf bis zu 26 GW/h betragen können. Im ungemittelten Tagesverlauf können noch weit größere Leistungsgradienten auftreten, vgl. Bild 4.4 mit 38 GW/h morgens um 7:00 Uhr.

4.3.2 Auswirkung des Fahrplanbetriebs auf das Netzförungsverhalten

Die Auswirkungen der Leistungsungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch unter Berücksichtigung des Lastgradienten können anschaulich anhand von Simulationen gezeigt werden. Hierzu erweist sich ein einfaches summarisches Netzdynamikmodell mit summarisch abgebildeter Primär- und Sekundärregelung mit nur per Gradientenbegrenzung berücksichtigte Kraftwerksdynamik als ausreichend. Das Modell ist in Kap. 2 beschrieben.

Um realistische Ergebnisse zu erhalten wird bei den folgenden Simulationen ein innerhalb des europäischen Verbundnetzes vorherrschender Netzselbstregelleffekt von $k_{pr}^{(N)} = 1,5 \text{ \%/\%}$ [104] zugrunde gelegt. Bei den Auslegungsbetrachtungen der UCTE bezüglich der vorzuhaltenden Primärregelreserveleistung ist von einem Netzselbstregelleffekt von nur $k_{pr}^{(N)} = 0,5 \text{ \%/\%}$ ausgegangen worden [75]. Bei Zugrundelegung dieses „worst-case“-Wertes treten entsprechend größere Frequenzabweichungen auf, s. Anhang 3.

Zudem sind die stufenförmigen Zilleistungsänderungen entsprechend der üblichen Sollwertführung gradientenbegrenzt mit einem Maximalwert von 20 %/min. Dieser Wert orientiert sich an den aus Simulation und Messung resultierenden Gradienten der Frequenzänderungen zum Stundenwechsel.

Das verwendete Netzdynamikmodell ist in Bild 4.9 dargestellt.

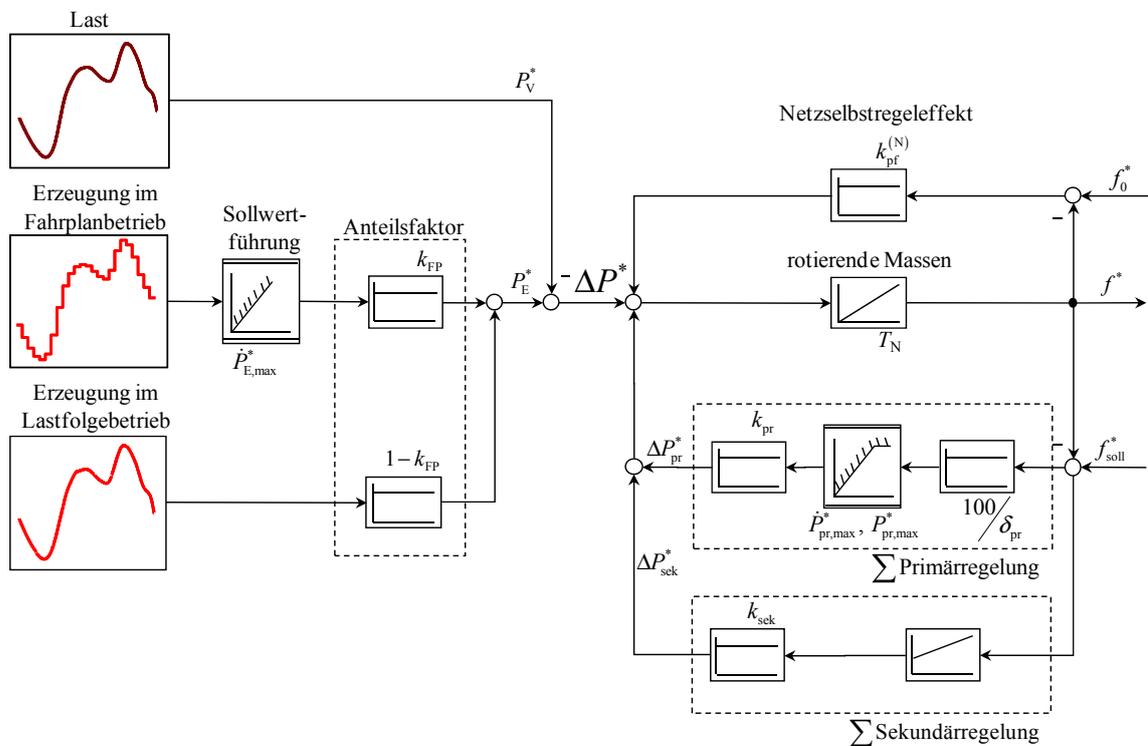


Bild 4.9: Blockschaftbild des einfachen Netzdynamikmodells

Als Eingangsgrößen der Simulationen dienen der ensemble-gemittelte Lastgang sowie die Erzeugerleistungsverläufe der beschriebenen Extremfälle I und II. Deren Anteile können gemäß Bild 4.10 über einen Anteilsfaktor k_{FP} frei gewichtet werden. Eine Wahl von $k_{FP} = 1$ ist äquivalent zu Extremfall II, und dementsprechend $k_{FP} = 0$ zu Extremfall I. Wie durch die folgenden Untersuchungen gezeigt wird, bewegt sich der derzeit realistische Anteilsfaktor im Bereich um $k_{FP} = 0,2$. Allerdings lässt die weitere Entwicklung der Deregulierung der Energiemärkte einen steigenden Anteilsfaktor erwarten, vgl. Kap. 1.

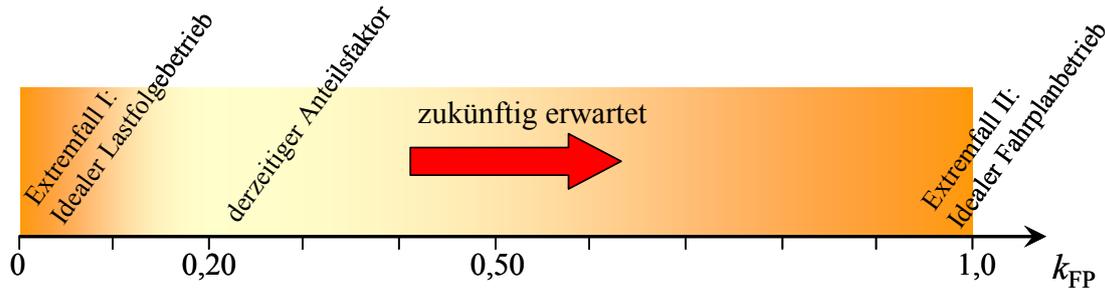


Bild 4.10: Entwicklung des Anteilsfaktors k_{FP}

4.3.2.1 Simulation des derzeitigen Netzföhrungsverhaltens

Zur Simulation des derzeitigen Netzföhrungsverhalten ergibt sich der zu wählende Anteilsfaktor k_{FP} in erster Abschätzung aus dem Verhältnis der mit Hilfe der Netzkennzahl abschätzbaren ursächlichen Leistungsungleichgewichte, die den gemessenen Frequenzabweichungen zugrunde liegen müssen, zu den auftreten Leistungsabweichungen $\Delta P(t)$ bei $k_{FP} = 1$, s. Bild 4.8. Mit dem Ergebnis von Gl. (4.2) ergibt sich beispielsweise für 21:00 Uhr abends

$$k_{FP,21:00} = \frac{\Delta P_{\text{geschätzt},21:00}}{\Delta P_{II,21:00}} = \frac{3,1 \text{ GW}}{16 \text{ GW}} = 0,193. \quad (4.5)$$

Unter Berücksichtigung der Abhängigkeit dieser Abschätzung von der sich über den Tag ändernden Gesamtlast und Netzkennzahl ergeben sich überwiegend Werte im Bereich $0,1 < k_{FP} < 0,3$, so dass für die Simulation des derzeitigen Netzföhrungsverhaltens von einem mittleren Anteilsfaktor von $k_{FP} = 0,2$ ausgegangen wird.

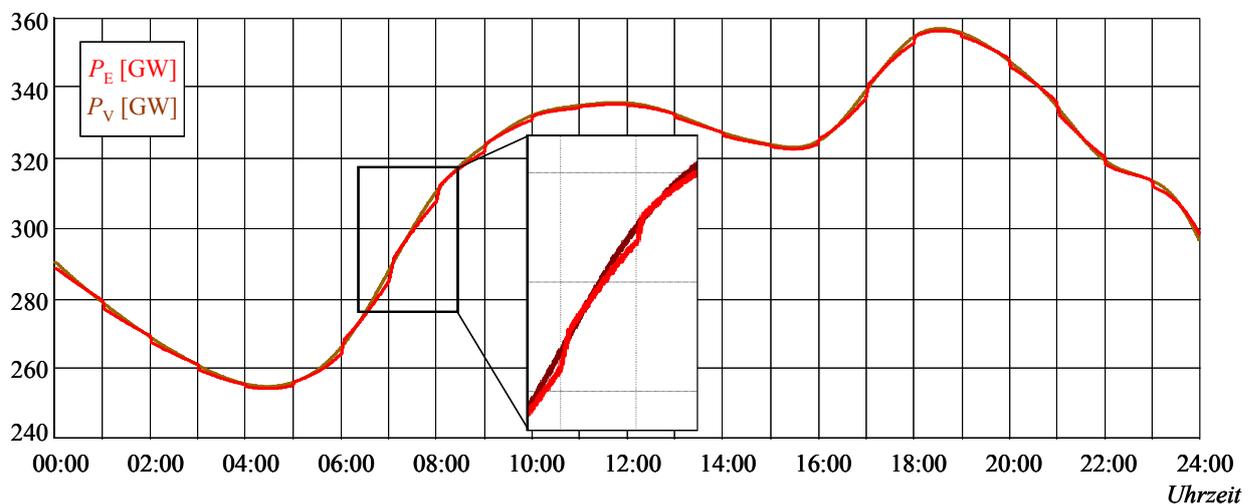
Dieser zunächst überraschend kleine Wert für den Anteil der fahrplanbasierten Lastdeckung wird plausibel, sobald die derzeit aus drei Strategien bestehende Struktur der Lastdeckung im europäischen Verbundnetz berücksichtigt wird, nämlich ausgehend von Kap. 2.3:

- Vollständiger Fahrplanbetrieb mit dem Ziel, eine möglichst hohe Fahrplangüte zu erreichen, d.h. mit möglichst scharfem Nachfahren der Fahrplanstufen (Extremfall II).

- De jure vollständiger Fahrplanbetrieb, der allerdings aufgrund fortlaufender Einbindung zusätzlicher Informationen über Regelzonendeckung, Lastverhalten und abrechnungsoptimierter Fahrplanumsetzung von seinem resultierenden summarischen Leistungsverlauf her eher dem Lastfolgebetrieb zuzuordnen ist. In diese Gruppe fallen auch Bilanzkreise bzw. Regelzonen, die bereits eine lokale Maßnahme zur „Glättung“ von Fahrplansprüngen umgesetzt haben [49, 67], vgl. auch Kap. 1.
- Herkömmlicher Lastfolgebetrieb (Extremfall I).

Der Erzeugerleistungsverlauf für $k_{FP} = 0,2$ sowie der resultierende simulierte Frequenzverlauf sind in Bild 4.11 dargestellt, und zwar im direkten Vergleich zur ensemble-gemittelten Frequenzkurve für die Wintermonate 2007.

a) Ensemble-gemittelter Lastgang und Erzeugerleistungsverlauf bei $k_{FP} = 0,2$



b) Ensemble-gemittelter und simulierter Netzfrequenzverlauf

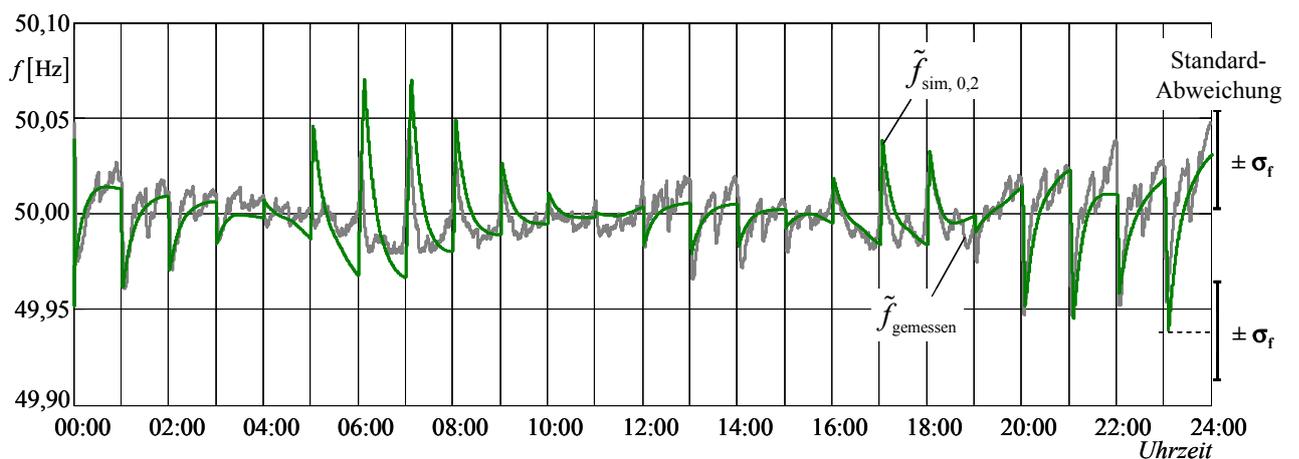


Bild 4.11: Simulation des Netzführungsverhaltens für $k_{FP} = 0,2$

Der Vergleich zwischen dem mittleren gemessenen Frequenzverlauf und dem simulierten Frequenzverlauf zeigt eine sehr gute Übereinstimmung hinsichtlich der dynamischen Charakteristik sowie bezüglich Richtung und Größenordnungen der Frequenzabweichungen.

Die auftretenden Leistungsungleichgewichte werden im ersten Moment durch die Leistungsausspeicherung der rotierenden Massen und der Aktivierung des Netzelbstregel-effekts und der Primärregelung ausgeglichen. Nach 10 bis 15 Minuten wird der stationäre Zustand durch die Aktivierung der Sekundärregelung wieder hergestellt, die innerhalb jeder Regelzone – bei Annahme einer Gleichverteilung der Ursachen für die Leistungsungleichgewichte – in dieselbe Richtung wirkt. In Bild 4.11 zusätzlich eingezeichnet ist die mittlere Standardabweichung der maximalen Frequenzabweichungen, die auf Basis aller Tages-Frequenzverläufe der Wintermonate 2007 zu $\sigma_f = \pm 25$ mHz ermittelt worden ist.

Die bestehenden Abweichungen zwischen der simulierten und der ensemble-gemittelten Frequenzkurve, insbesondere die tendenziell zu hohen Frequenzabweichungen in positiver Richtung, beruhen auf den folgenden Faktoren, die mit dem Einfachst-Netzmodell nicht abgebildet werden:

- Wie auch anhand von Bild 3.8 ersichtlich ist bei den einzelnen Kraftwerksblöcken die Stellwirkung der Netzregelung in Richtung einer Leistungsabsenkung größer als in Richtung einer Leistungssteigerung.
- Die gesetzten Leistungsstufen beruhen auf der Annahme, dass innerhalb jeder Stunde die Energiemenge erbracht wird, die dem kontinuierlichen Lastgang entspricht. Dies wird in Realität – beispielsweise aufgrund von Prognoseabweichungen oder Arbitragenutzungen – nicht für jede Stunde der Fall sein.
- Der zugrunde liegende ensemble-gemittelte Lastgang ist aus gemessenen Stundenmittelwerten [76] interpoliert und aus diesem Grund unschärfer als die zeitkontinuierlich im Sekundentakt gemessenen Frequenzverläufe.
- Im Einfachstmodell sind keine Totbänder berücksichtigt, die in der Realität sowohl in der Primär- als auch Sekundärregelung enthalten sind.

Die insgesamt sehr gute Übereinstimmung zwischen den simulierten und den ensemble-gemittelten gemessenen Frequenzverläufen führt zu der eindeutigen Schlussfolgerung, dass der dargelegte Sachverhalt der teilweisen Deckung des kontinuierlichen Lastgangverlaufs mit stufenförmigen 1-h-Leistungsprodukten die Hauptursache für die stündlich auftretenden starken Frequenzabweichungen darstellt. Diese Aussage wird auch durch zusätzliche Simulationsuntersuchungen auf Basis von detaillierten Dynamikmodellen belegt, die zu entsprechender Übereinstimmung führen, s. Anhang 1.

4.3.2.2 Simulation des Extremfalls II

Die fortschreitende Deregulierung der Energiemärkte führt zu einem weitergehenden Übergang der Marktteilnehmer auf Fahrplanbetrieb, vgl. Kap. 2. Mittels Simulation kann das Netzführungsverhalten auch für den Fall gezeigt werden, dass gemäß der Definition von Extremfall II der kontinuierliche Lastgang wie in Kap. 4.3.1.2 dargelegt zu 100 % im idealen Fahrplanbetrieb, d.h. rein über konstante Leistungsprodukte im 1-h-Raster, gedeckt würde.

Wie bei einem Lastgradienten im Verbundnetz bis zu einer Größenordnung von im Mittel bis zu 26 GW/h nicht anders zu erwarten haben die Leistungsungleichgewichte in diesem Extremfall deutliche Auswirkungen auf das Netzfrequenzverhalten mit Abweichungen von bis zu $\Delta\tilde{f}_{\max} = \pm 400$ mHz, s. Bild 4.12.

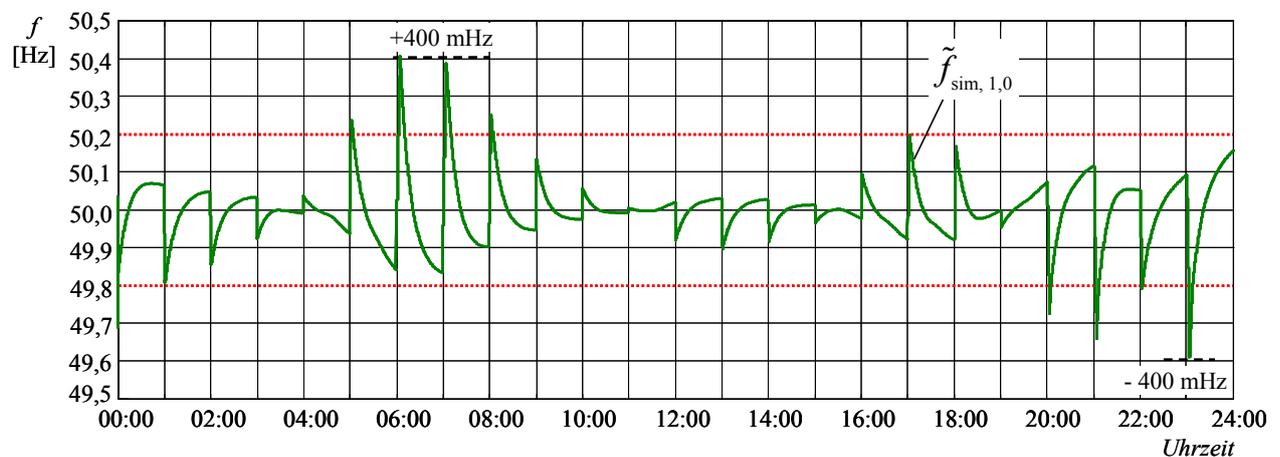


Bild 4.12: Simulation des Netzführungsverhaltens für $k_{FP} = 1$

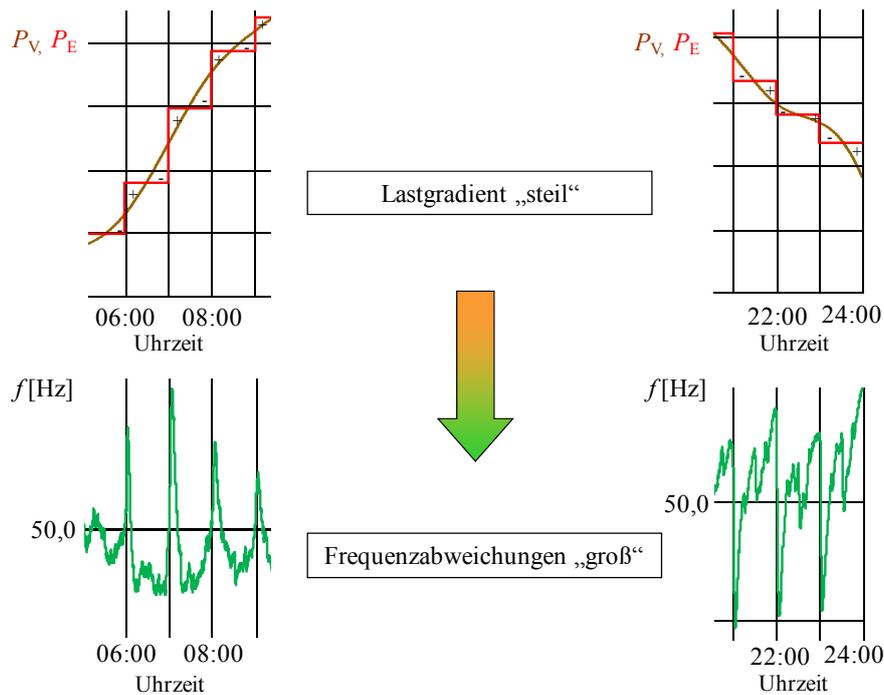
Dieses Ergebnis zeigt deutlich, dass mit zunehmendem Fahrplanbetrieb bei scharfer erzeugerseitiger Umsetzung der Leistungsstufen zukünftig sehr viel größere Frequenzabweichungen zu erwarten sind. Legt man die „worst-case“ Modellparameter der UCTE zugrunde, so vergrößern sich die aus der Simulation resultierenden Frequenzabweichungen bis auf $\Delta\tilde{f}_{\max} = \pm 550$ mHz, vgl. Anhang A3.

Blickt man zurück auf die Entwicklung der letzten Jahre, so decken sich die erzielten Ergebnisse mit einer Langzeitauswertung der aufgrund des europaweiten Energiehandels zunehmenden Höhen der stündlichen Änderungen der Regelzonenfahrpläne und deren Zusammenhang mit den stündlichen Frequenzabweichungen [73, 83]. Dabei konnte eindeutig nachgewiesen werden, dass die steigenden Höhen der Fahrplanwechsel mit einer Zunahme der Amplituden der Frequenzabweichungen über die letzten Jahre einher gingen.

4.3.3 Analytische Betrachtung

Aus der beschriebenen anteiligen Deckung des kontinuierlichen Lastgangs mit stufenförmigen 1-h-Leistungsprodukten kann der in Kap. 3.1.4 beschriebene Zusammenhang der Amplitude und Richtung der Frequenzabweichungen mit dem Vorzeichen und der Steilheit des Lastgradienten analytisch erklärt werden, s. Bild 4.13

a) Zusammenhang zwischen Frequenz und Lastgradient bei **steilen Gradienten**



b) Zusammenhang zwischen Frequenz und Lastgradient bei **flachen Gradienten**

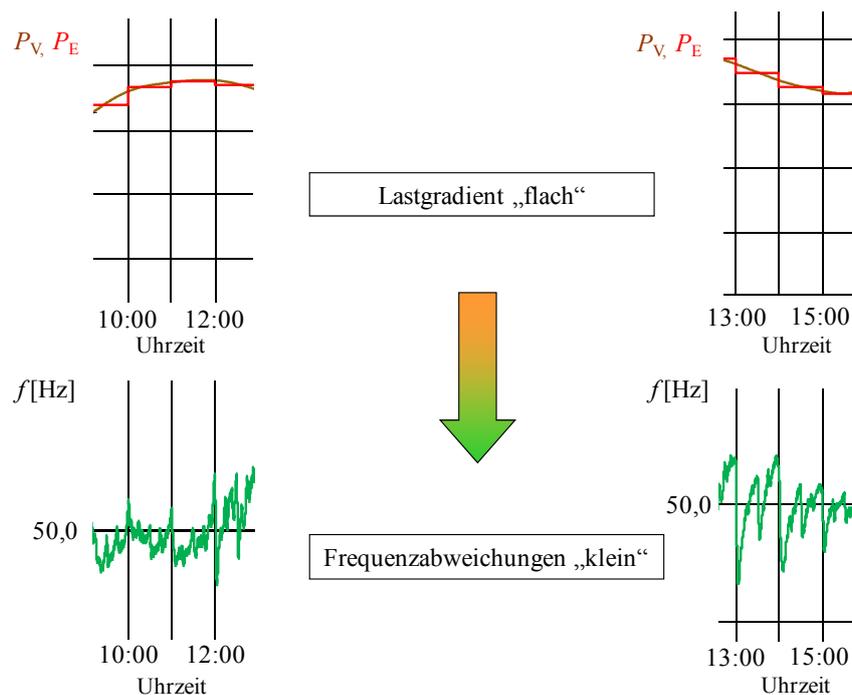


Bild 4.13: Schematische Darstellung der Lastgang-Frequenz-Korrelation

Die stufenförmige Deckung bei steigendem Lastgradienten bewirkt innerhalb einer 1-h-Periode zunächst eine Leistungsüberdeckung, und dann eine Leistungsunterdeckung. Damit steigt die Frequenz zunächst steil an und sinkt dann weniger steil wieder ab, vgl. linke Bildhälften in Bild 4.13.

Bei fallendem Lastgradienten ergibt eine analoge Betrachtung dasselbe Verhalten in umgekehrter Richtung, vgl. rechte Bildhälften in Bild 4.13.

4.4 Zwischenfazit nach der Ursachenanalyse

Aus den beschriebenen Erkenntnissen lassen sich die folgenden Aussagen ableiten:

- Die großen Leistungsabweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch zu Zeiten steiler Lastgangänderungen sind **systeminhärent** gemäß den derzeitigen Regeln und Randbedingungen eines liberalisierten elektrischen Energiemarkts. Sie sind die Hauptursache der starken systematischen stündlichen Frequenzabweichungen und resultierender unnötiger Regelleistungsaktivierung.
- Erheblich **höhere Leistungsungleichgewichte** – und somit Amplituden der Frequenzabweichungen – sind zu erwarten, **wenn künftig verstärkt vom Lastfolgebetrieb zu Fahrplanbetrieb** übergegangen und eine **möglichst hohe Fahrplangüte** seitens der Erzeuger angestrebt wird.
- Zur Reduzierung der stündlichen Frequenzabweichungen muss die Erzeugerleistung durch geeignete Maßnahmen auch bei Fahrplanbetrieb im 1-h-Raster an den physikalischen Lastgang angenähert werden.

Auf dieser Basis werden im folgenden Kapitel Gegenmaßnahmen erarbeitet.

5 Maßnahmen zur Verbesserung des Netzförungsverhaltens

Wie im Rahmen der vorangegangenen Kapitel dargelegt sind die Ursachen der stündlich auftretenden Frequenzabweichungen größtenteils systeminhärent, d.h. gemäß den derzeitigen Marktregeln und des europaweiten fast ausschließlichen Handels von Stromprodukten im 1-h-Raster, und das sowohl bei bilateralen als auch bei börsenbasierten Handelsgeschäften.

5.1 Vorbetrachtungen

Insgesamt müssen mögliche Gegenmaßnahmen darauf abzielen, Marktregeln und/oder Anreize für Teilnehmer am elektrischen Energiemarkt zu schaffen, damit erzeugte und verbrauchte Leistung auf physikalischer Ebene wieder aneinander angenähert und sprunghafte Leistungsänderungen möglichst vermieden werden, d.h. die auftretenden rampenförmigen Leistungsungleichgewichte $\Delta P_{\text{Rampe}}(t)$ entweder gar nicht erst entstehen oder rechtzeitig ausgeglichen werden. Diese zunächst rein technische Anforderung ist in Bild 5.1 dargestellt.

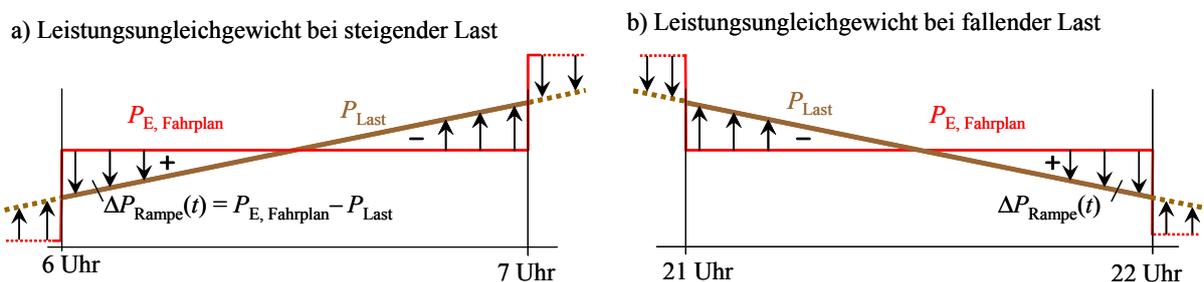


Bild 5.1: Auszugleichende rampenförmige Leistungsungleichgewichte

Eine Annäherung von Erzeugung und Last kann in einem liberalisierten Markt nicht mehr über den klassischen Lastfolgebetrieb erfolgen. Entwurf, Evaluierung und Umsetzung möglicher Gegenmaßnahmen spielen sich wie in Bild 5.2 veranschaulicht im Spannungsfeld aller

Marktteilnehmer ab. Dabei ist zu beachten, dass entsprechende Gegenmaßnahmen stets verbundnetzweit, d.h. auf europäischer Ebene umgesetzt werden müssen.

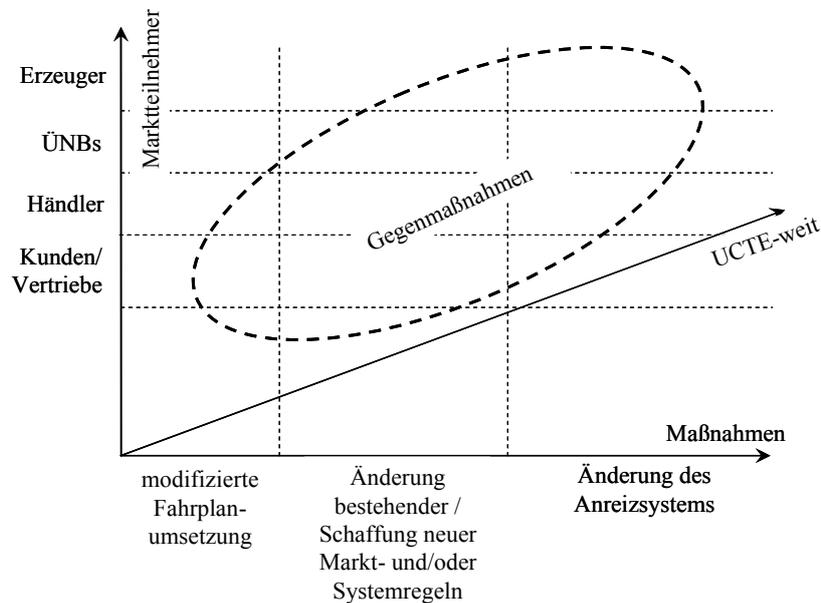


Bild 5.2: Spannungsfeld möglicher Gegenmaßnahmen

Generell sind verschiedene, teilweise hierarchisch aufeinander aufbauende Gegenmaßnahmen denkbar, s. Bild 5.3. Die folgende Evaluierung erfolgt auf Basis zahlreicher Diskussionen innerhalb der zuständigen Fachgremien, anhand von Einzelgesprächen mit allen Marktteilnehmern, d.h. Erzeuger, ÜNB, Händler und Kunden, sowie einer Evaluation von in anderen Ländern vorgeschlagenen oder bereits umgesetzten Einzelmaßnahmen [49, 56, 67].

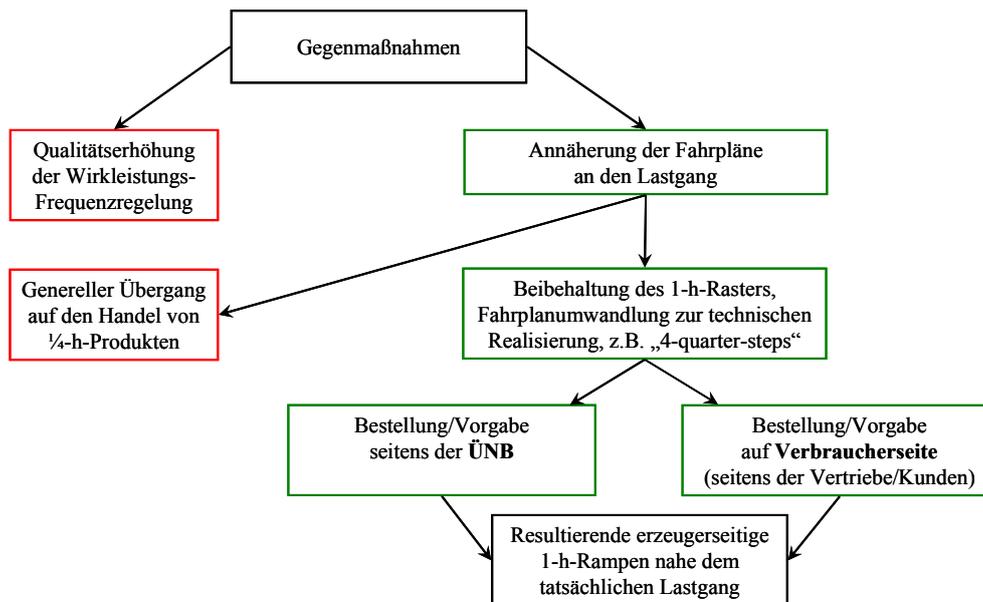


Bild 5.3: „Entscheidungsbaum“ denkbarer Gegenmaßnahmen

Auf Basis der Evaluierung können zwei der denkbaren Gegenmaßnahmen aus wirtschaftlichen und/oder technischen Gründen ausgeschlossen werden. Diese sind in Bild 5.3 rot markiert und sollen im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter verfolgt werden:

- Untersuchungen einer Qualitätserhöhung der Produkte „Primärregelung“ und „Sekundärregelung“ – d.h. die Vorhaltung einer höheren Menge an Regelenergie und/oder deren schnelleren Aktivierung – ergaben eine höchstens dämpfende Wirkung [73]. Dies ist regelungstechnisch darin begründet, dass es sich bei der Wirkleistungs-Frequenzregelung um geschlossene Regelkreise im klassischen Sinne mit einfacher Rückführung handelt („feed-back“), die auf Leistungsungleichgewichte lediglich verzögert reagieren können, jedoch keine Möglichkeit für eine zusätzliche Vorsteuerung („feed-forward“) haben, vgl. Kap. 2.1.1 und 0.
- Ein genereller Übergang auf den Handel von ¼-h-Produkten an den europäischen Strommärkten ist aufgrund einer zu erwartenden höheren Bepreisung und geringen Liquidität als nicht zielführend einzustufen. Die höheren Preise sind unter Anderem aufgrund der resultierenden höheren Flexibilitätsanforderungen an die Erzeuger zu erwarten, falls beliebige ¼-h-Fahrpläne abzufahren sind. Das bestehende 1-h-Raster ist im europäischen Stromhandel etabliert und sollte beibehalten werden.

Folglich muss der notwendige Angleich der Erzeugung an den Verbrauch auf physikalischer Ebene über eine entsprechende Anpassung der derzeit bestehenden 1-h-Fahrpläne und deren geeignete Umsetzung seitens der BKV erreicht werden. Diese kann generell über **Fahrplanglättungen** mittels zusätzlicher Produkte, oder durch **Fahrplanglättung** erfolgen.

5.2 Annäherung der Fahrpläne an das tatsächliche Lastverhalten

5.2.1 Maßnahme: „4-quarter-steps“-Methode

Derzeit deckt die überwiegende Mehrheit der Kunden und Vertriebe ihren kontinuierlichen Lastverlauf mittels konstanten 1-h-Leistungstufen. Die Bestellung der 1-h-Produkte erfolgt dabei rein **kostenorientiert**, vgl. Kap. 2.3.

Die Forderung gemäß Stromnetzzugangsverordnung [11], dem ÜNB für jede Viertelstunde einen Leistungswert melden zu müssen, wird in der Regel über die Meldung vier gleicher Leistungswerte für jede Viertelstunde innerhalb einer Stundenperiode umgesetzt, s. Bild 5.4, Kurve 0). Die Erzeugerseite, die gemäß Marktgeschäft die physikalische Leistungslieferung übernimmt, meldet ihrerseits wiederum vier gleiche Leistungswerte innerhalb einer Stundenperiode, die der jeweiligen summarischen Bestellung entspricht. Die je

$\frac{1}{4}$ -h-Intervall in Anspruch genommene Ausgleichsenergie wird erzeuger- wie verbraucherseitig als Abweichung vom gemeldeten stufenförmigen Fahrplanverlauf im 1-h-Raster bilanziert, vgl. Kap. 2.2.

Soll nun die physikalisch erzeugte Leistung an den tatsächlichen Lastgang angepasst werden, so muss dies für jedes 1-h-Intervall unter Berücksichtigung des netzseitig vorgegebenen $\frac{1}{4}$ -h-Bilanzierungsrastrers durch vier sich am Lastgang orientierende Fahrplanwerte erfolgen. Da eine vollständig freie Vorgabe der $\frac{1}{4}$ -h-Leistungswerte nicht zielführend ist, s. Kap. 5.1 sowie Bild 5.3, werden die vier fest definierten Leistungsstufen in Abhängigkeit vom Zielleistungs-Startwert und -Endwert des jeweiligen 1-h-Intervalls vorgegeben, siehe Kurve 1 „4-quarter-steps“ in Bild 5.4.

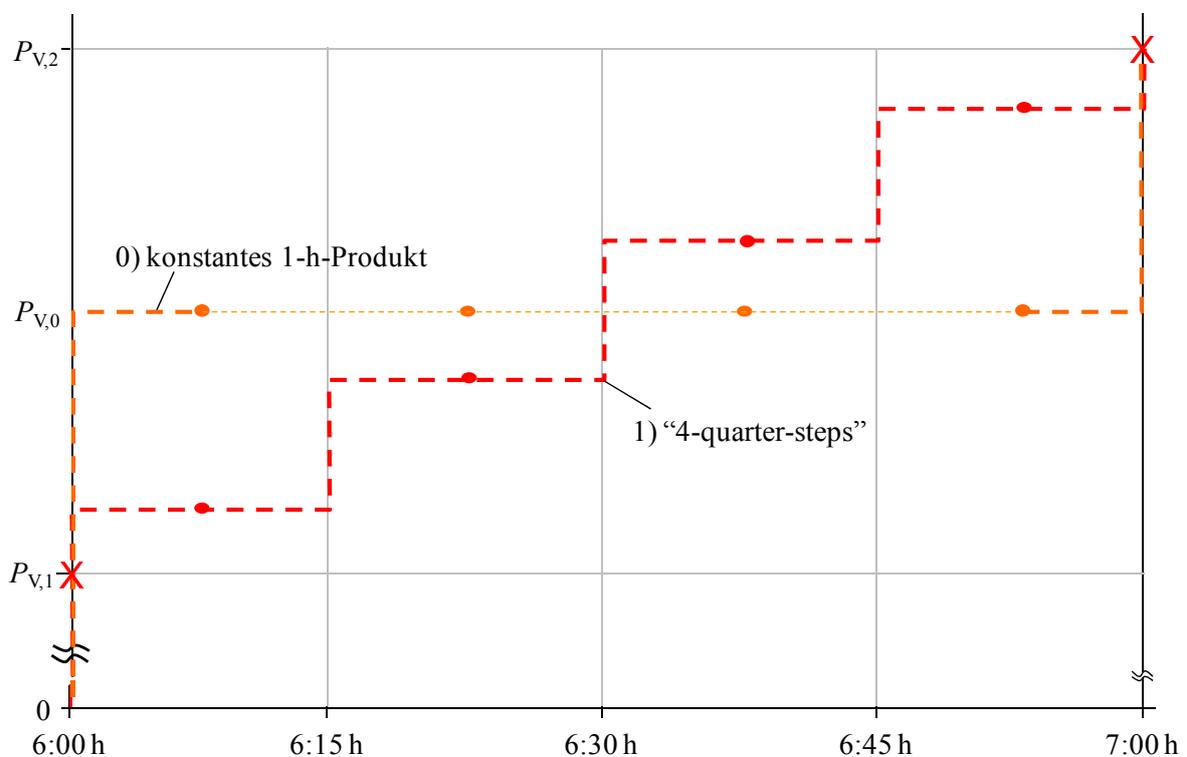


Bild 5.4: Lastdeckung innerhalb eines 1-h-Intervalls

Fall 0) durch konstantes 1-h-Produkt bzw. Fall 1) durch „4-quarter-steps“

Ausgehend von $P_{V,1}$ und $P_{V,2}$ sind die vier $\frac{1}{4}$ -h-Leistungsstufen $P_{V,1} + \Delta P_{\{1,2,3,4\}}$ mit

$$\{\Delta P_1, \Delta P_2, \Delta P_3, \Delta P_4\} = (P_{V,1} - P_{V,2}) \cdot \left\{ \frac{1}{8}, \frac{3}{8}, \frac{5}{8}, \frac{7}{8} \right\} \quad (5.1)$$

fest vorgegeben. Sind die Zielleistungswerte am Anfang und Ende einer Stundenperiode gleich, so ergibt sich der herkömmliche Stundenblock.

Auf diese Weise wird ein standardisiertes „4-quarter-steps“-Produkt definiert, das am Strommarkt handelbar ist. Die Form der Bestellung ist jedoch im Detail unterschiedlich, je

nachdem ob bereits die Kunden bzw. Vertriebe die „4-quarter-steps“ ordern oder der ÜNB im Nachhinein eine entsprechende Fahrplanmodifikation vornimmt. Hierauf wird in Kap. 5.3 näher eingegangen.

5.2.2 Rampenförmige Umsetzung der Fahrpläne

Mit der Einführung der „4-quarter-steps“ treten verstärkt Fahrplanänderungen zu Viertelstunden-Wechseln auf. Werden diese allerdings seitens der Erzeuger sprungförmig umgesetzt, so ergibt sich aufgrund deren Auftreten im ¼-h-Raster letztlich ein noch erheblich schlechteres Netzführungsverhalten mit viertelstündlichen Erzeugerleistungssprüngen, insbesondere im Fall eines weiter steigenden Anteils an fahrplanbasierter Lastdeckung, vgl. Kap. 1.1.1. Aus diesem Grund ist eine rampenförmige Umsetzung der Fahrplansprünge erforderlich und für alle Marktteilnehmer mit Vorteilen verbunden.

5.2.2.1 Rampenförmige Umsetzung seitens der Erzeuger

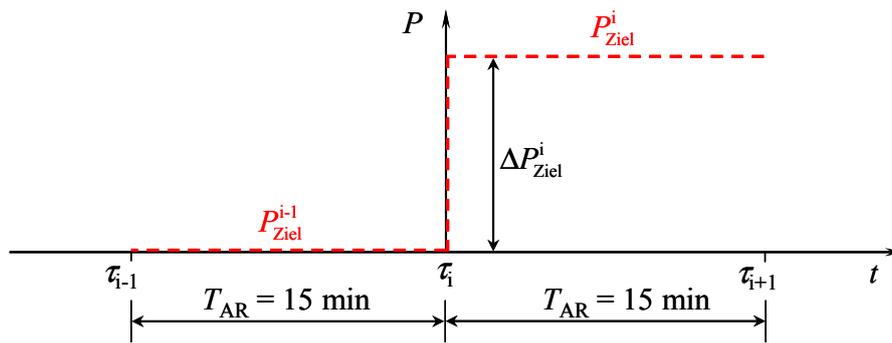
Die zu den Zeitpunkten τ_i der viertelstündlichen Fahrplanänderungen vorgegebenen sprungförmigen Zielleistungsänderungen

$$\Delta P_{\text{Ziel}}^i = P_{\text{Ziel}}^i - P_{\text{Ziel}}^{i-1}, \quad (5.2)$$

s. Bild 5.5a, können nun ohne Bilanzkreisabweichung seitens der jeweiligen Erzeuger, d.h. der Kraftwerksbetreiber bzw. Kraftwerkseinsatzplaner, in möglichst gleichartige rampenförmige Istleistungsverläufe $P_E(t)$ überführt werden. Dies erweist sich einerseits hinsichtlich des resultierenden Netzführungsverhaltens, andererseits hinsichtlich Anforderungen und Verschleiß auf Seite der Erzeugereinheiten als sinnvoll und vorteilhaft.

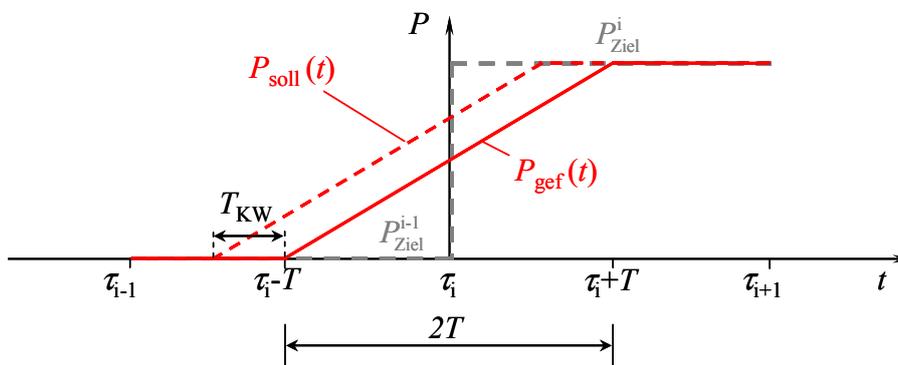
Hierzu werden rampenförmige geforderte Istleistungs-Änderungen $P_{\text{gef}}(t)$ vorgegeben. Diese sind bei einer Leistungssteigerung bzw. -reduktion derart festgelegt, dass zum Zeitpunkt τ_i einer sprungförmigen Zielleistungsänderung gemäß Fahrplan jeweils bereits die Hälfte der Istleistungs-Änderung erfolgt ist. Sämtliche vorgegebenen Rampen beginnen zum definierten Zeitpunkt $\tau_i - T$ vor der sprungförmigen Zielleistungsänderung und enden zum Zeitpunkt $\tau_i + T$, s. Bild 5.5b.

a) sprungförmige Fahrplanvorgabe des **Handels / Vertriebs**



b) geforderter rampenförmiger Istleistungsverlauf,

→ umgesetzt durch die **Kraftwerksbetreiber / Kraftwerkseinsatzplaner**



c) geforderter rampenförmiger Istleistungsverlauf, Umsetzungsbeispiel für **PSW**

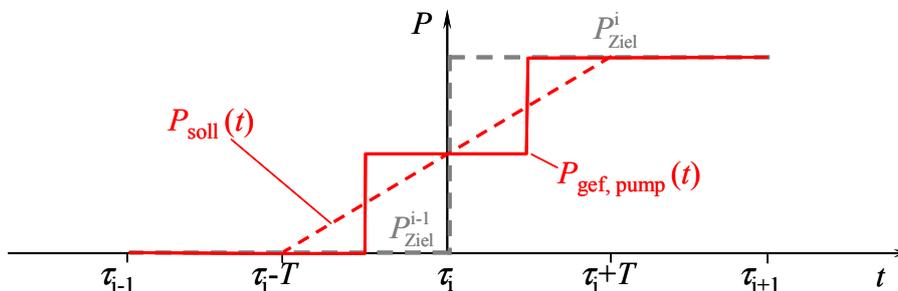


Bild 5.5: Einheitliche rampenförmige Umsetzung von Fahrplanwechseln

Unter Berücksichtigung der Trägheit der Kraftwerksblöcke muss der Beginn des jeweiligen Sollleistungsanstiegs bereits zum Zeitpunkt $\tau_i - T - T_{KW}$ erfolgen, s. Bild 5.5b, was sich problemlos einplanen lässt, da die vorgesehenen Fahrplanänderungen den Kraftwerkseinsatzplanern bzw. Kraftwerksoperatoren rechtzeitig vorliegen.

Sofern bei speziellen Erzeugereinheiten die Stellorgane keine rampenförmigen Leistungsänderungen zulassen, wie dies z.B. häufig bei der Zu- und Abschaltung von Wasserkraftmaschinen im Pumpbetrieb der Fall ist, so ist auch die zeitlich versetzte Zu- und Abschaltung mehrerer Maschinen innerhalb des Rampenintervalls $2T$ möglich, s. Bild 5.5c. Die-

ses Vorgehen war bereits während des klassischen Lastfolgebetriebs üblich, um Sprünge in der Erzeugerleistung möglichst klein zu halten.

Eine hohe Fahrplangüte, die derzeit bei möglichst guter Annäherung an das sprungförmige Fahrplanverhalten erreicht wird und somit möglichst hohe Erzeugerleistungsgradienten fordert, bedeutet bei rampenförmiger Umsetzung eine möglichst gute Annäherung an den rampenförmig geforderten Istleistungsverlauf $P_{\text{gef}}(t)$. Derartigen geforderten Leistungsverläufen kann insbesondere durch trägere thermische Kraftwerksblöcke bequem gefolgt werden.

Vorgaben für BKV mit Erzeugung oder regelbaren Verbrauchern bezüglich einer rampenförmiger Umsetzung handelsseitiger sprungförmiger Fahrplanvorgaben und zulässiger Gradienten sind bereits in einzelnen europäischen Netzcodes, wie beispielsweise dem Transmission Code der *Swissgrid* (Schweiz) und der *Terna* (Italien) enthalten [66, 67].

5.2.2.2 Einheitliche Dauer der rampenförmigen Umsetzung

Aus kraftwerksdynamischer und auch netzdynamischer Sicht sollte die Rampendauer der Sollleistungsänderungen so groß wie möglich gewählt werden, also mit $2T = 15$ min gleich der Zeitspanne der viertelstündigen Fahrplanintervalle. In diesem Falle ergibt sich die Folge der rampenförmigen geforderten Istleistungs-Änderungen $P_{\text{gef}}(t)$ zu einem Polygonzug ohne zwischenzeitliche Verharrungen.

Dies führt innerhalb der Kraftwerke zu geringen Leistungsgradienten und Regelbewegungen, und damit zu geringen Verschleißerscheinungen, sowie bei Wärmekraftwerken zu einer geringeren Wärmespannungsbeanspruchung der dickwandigen Bauteile. Zudem sind bei voll genutztem Taktintervall von $2T = 15$ min auch bei Dampfkraftwerksblöcken Leistungsänderungen von bis zu

$$\Delta P_{\text{max}}^* = \dot{P}_{\text{max}}^* \cdot 2T = 2 \frac{\%}{\text{min}} 15 \text{ min} = 30\% \quad (5.3)$$

möglich. Noch größere Zielleistungsänderungen können seitens der Kraftwerkseinsatzplaner durch den Einsatz weiterer Kraftwerksblöcke erreicht werden.

Überträgt man das Konzept der rampenförmig geforderten Istleistungs-Änderungen auf die in Kap. 5.2.1 eingeführte Methode der „4-quarter-steps“, so ergibt sich die angestrebte und nahe am Lastgang $P_V(t)$ verlaufende durchgängige 1-h-Rampe der Erzeugerleistung $P_E(t)$, s. Bild 5.6, Kurve 2).

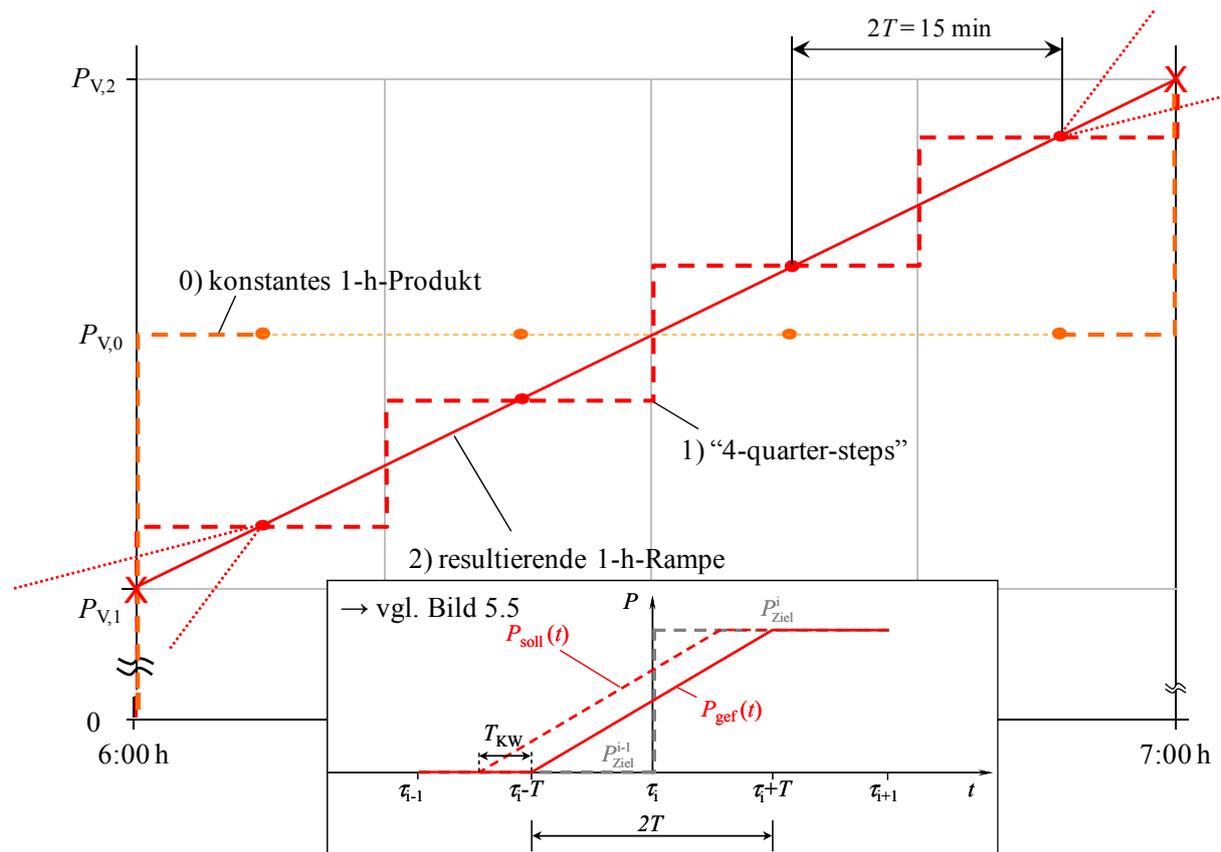


Bild 5.6: Rampenförmige Umsetzung der „4-quarter-steps“

5.2.2.3 Rampenförmige Umsetzung seitens der Übertragungsnetzbetreiber

Seitens der Übertragungsnetzbetreiber werden bereits heute die Sollwerte von regelzonenübergreifenden Austauschleistungen nicht sprunghaft verstellt, sondern ebenfalls rampenförmig, dies jedoch bislang mit einer Rampendauer von $2T = \pm 5$ min, vgl. Kap. 2.

Ausgehend hiervon ist im Transmission Code der Swissgrid [66] für Erzeuger und Verbraucher mit regelbaren Lasten eine geforderte Rampendauer von derzeit $2T = \pm 5$ min vorgegeben. Im Sinne der Verbesserungsschritte 1 und 2, d.h. der Erzielung einer durchgehenden 1-h-Rampe, erweist sich eine erzeuger- und netzseitig einheitliche Rampendauer von $2T = \pm 7,5$ min als geboten.

Eine netzseitige Anpassung der Rampendauer von $2T = \pm 5$ min auf $2T = \pm 7,5$ min ist nicht mit Nachteilen bezüglich der Netzführung verbunden, sondern eher mit Vorteilen hinsichtlich des Kraftwerks- und Netzregelverhalten und ist zudem einfach umsetzbar. Andernfalls, d.h. bei einer erzeuger- und netzseitigen Rampendauer von $2T = \pm 5$ min würde sich ein Polygonzug mit zwischenzeitlichen Verharrungszuständen ergeben, s. Anhang A4.

Der Vorteil einer erzeuger- und netzseitig einheitlichen Rampendauer liegt in der Vermeidung einer „unnötigen“ Aktivierung von Sekundärregelleistung zum Ausgleich von

Leistungsabweichungen, die durch unterschiedliche Rampengradienten auf Erzeuger- und Netzseite zu den Stundenwechseln hervorgerufen würde.

5.2.3 Modifikation der Bilanzkreisabrechnung

Die Abrechnung der Leistungslieferungen und –bezüge seitens der Erzeugergesellschaften, Händler und Versorgungsgesellschaften erfolgt – wie bereits in Kap. 5.1 postuliert – weiterhin anhand der jeweils vereinbarten Zielleistungsverläufe $P_{\text{Ziel}}(t)$ gemäß den Bestellungen bzw. Fahrplänen.

Unabhängig davon ist die Bilanzierung und Abrechnung der Ausgleichsenergie $W_{\text{AR}}(t)$ seitens des Übertragungsnetzbetreibers. Wie anhand von Bild 5.7a ersichtlich, erfolgt derzeit die Ermittlung der Ausgleichsenergie $W_{\text{AR}}(t)$ innerhalb des i -ten Abrechnungsintervalls $T_{\text{AR}} = \tau_{i+1} - \tau_i = 15 \text{ min}$ als Differenzfläche zwischen **sprungförmigem Zielleistungsverlauf** P_{Ziel}^i und **Istleistungsverlauf** $P(t)$ zu:

$$W_{\text{AR}}^i = \int_{\tau_i}^{\tau_{i+1}} P_{\text{Ziel}}^i - P(t) dt = T_{\text{AR}} \cdot P_{\text{Ziel}}^i - \int_{\tau_i}^{\tau_{i+1}} P(t) dt, \quad (5.4)$$

vgl. auch Kap. 2.2.4.

Ausgehend von der geforderten rampenförmigen Umsetzung wird eine Modifikation der Bilanzkreisabrechnung vorgeschlagen, und zwar als Differenzfläche zwischen **rampenförmigen geforderten Zielleistungsverlauf** $P_{\text{gef}}(t)$ und **Istleistungsverlauf** $P(t)$, s. Bild 5.7b.

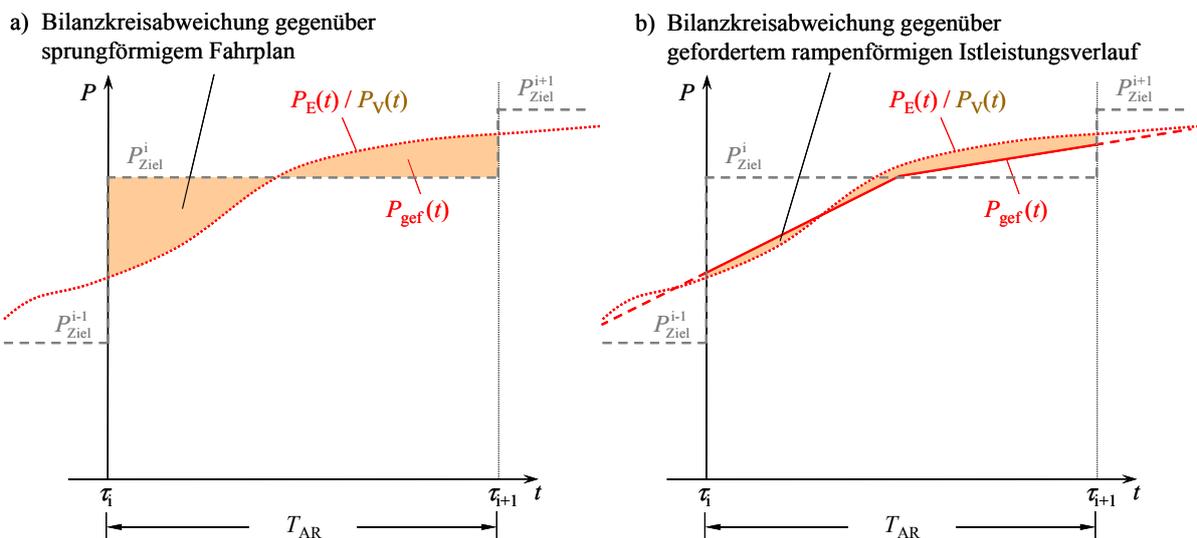


Bild 5.7: Auftretende Bilanzkreisabweichungen, derzeit und künftig vorgeschlagen
→ qualitative Betrachtung

Die Bilanzierung der Regelarbeit erfolgt dabei wie bisher im i -ten Abrechnungsintervall $\tau_i < \tau < \tau_i + T_{AR}$, allerdings ergibt sich die Ausgleichsenergie aus

$$\tilde{W}_{AR}^i = \int_{\tau_i}^{\tau_{i+1}} P_{gef}(t) - P(t) dt. \quad (5.5)$$

Da $P_{gef}(t)$ aufgrund der einheitlich vorgegebenen Rampendauer $2T$ exakt festgelegt ist, kann gemäß Bild 5.8 jedem Abrechnungsintervall i eine entsprechend modifizierte Zielleistungsfläche

$$T_{AR} \tilde{P}_{Ziel}^i = \left(T_{AR} - \frac{T}{2} \right) P_{Ziel}^i + \frac{T}{4} (P_{Ziel}^{i-1} + P_{Ziel}^{i+1}) \quad (5.6)$$

zugeordnet werden.

Durch diese rein auf die Abrechnung beschränkte Modifikation kann die herkömmliche Vorgehensweise der Bilanzierung der Ausgleichsenergie beibehalten werden, d.h. in Gl. (5.4) muss nur der Zielleistungswert P_{Ziel}^i durch den modifizierten Zielleistungswert \tilde{P}_{Ziel}^i ersetzt werden. Damit folgt:

$$\tilde{W}_{AR}^i = T_{AR} \cdot \tilde{P}_{Ziel}^i - \int_{\tau_i}^{\tau_{i+1}} P(t) dt. \quad (5.7)$$

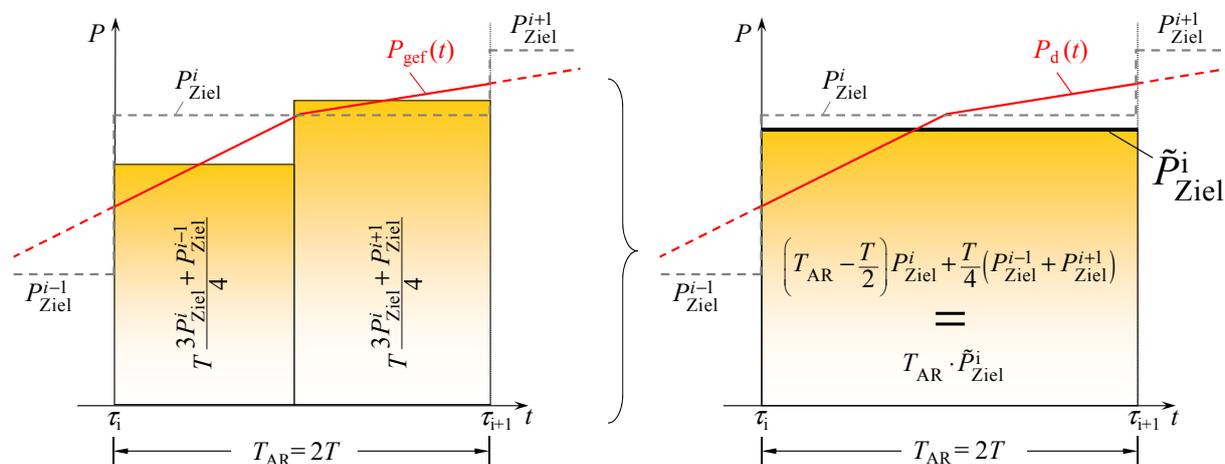


Bild 5.8: Modifikation des Zielleistungswerts \tilde{P}_{Ziel}^i zur Bilanzkreisabrechnung

Eine derart angepasste, verbesserte Bilanzierung der Ausgleichsenergie dient zugleich als Anreiz für Erzeuger und Verbraucher, den jeweiligen Fahrplan jeweils möglichst nahe zum geforderten rampenförmigen Istleistungsverlauf umzusetzen, um die Bilanzkreisabweichungen und damit die resultierenden Ausgleichsenergiekosten möglichst gering zu halten.

5.3 Möglichkeiten zur Maßnahmen-Umsetzung

Im Folgenden werden zwei Möglichkeiten zur Maßnahmen-Umsetzung aufgezeigt. Diese sind, aufbauend auf der in Bild 2.15 veranschaulichten derzeitigen Verfahrensweise, in Bild 5.9 sowie Tabelle 5.1 zusammenfassend dargestellt.

5.3.1 Maßnahmen-Umsetzung 1 seitens der Kunden bzw. Vertriebe

5.3.1.1 Beschreibung

Maßnahmen-Umsetzung 1 sieht vor, eine verbesserte Verfahrensweise für die Kundenseite zu schaffen, um eine Deckung der Lastgangänderungen auch im $\frac{1}{4}$ -h-Raster über entsprechende Stromprodukte durchzuführen¹⁾. Der Anreiz hierzu ergibt sich finanziell aufgrund einer reduzierten Inanspruchnahme von Ausgleichenergie. Dieser Vorteil vergrößert sich mit weiter ansteigenden Regelenenergiepreisen.

Die Summe der Verbraucher lässt sich generell gruppieren in die nachfolgenden Bereiche mit den für Deutschland geltenden prozentualen Lastanteilen [79]

- Haushalte (26,5%)
- Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (28,5%)
- Industrie (45%)

Bezüglich der beiden ersten Bereiche liegen für verschiedene Verbrauchercharakteristiken bereits Standardlastprofile im $\frac{1}{4}$ -h-Raster vor [3]. Auch für Industriekunden werden häufig Prognosen im $\frac{1}{4}$ -h-Raster erstellt. Sind $\frac{1}{4}$ -h-Werte des erwarteten Lastgangverhaltens nicht verfügbar, kann der Fahrplan wie bisher über Bildung von 1-h-Energiewerten erstellt und anschließend in entsprechende $\frac{1}{4}$ -h-Fahrpläne gemäß festgelegtem Algorithmus umgewandelt werden, so z.B. in eine Abfolge von „4-quarter-steps“.

Unabhängig davon sind auch Zielleistungssprünge zu den Stundenwechseln im Fall sprungförmig sich ändernder Lasten, wie z.B. in Industriebetrieben, nach wie vor möglich, indem unterschiedliche End- und Anfangs-Zielleistungswerte zum Stundenübergang gewählt werden. Beispiele für Maßnahmen-Umsetzung 1 auf Basis reeller Lastgangverläufe sind in Anhang 5 sowie Kap. 8.1 dargestellt.

¹⁾Dabei sei darauf hingewiesen, dass eine Deckung der Lastgangänderungen im $\frac{1}{4}$ -h-Raster zu einer erhöhten Prognoseauflösung bei Strombestellungen führt, nicht jedoch zu einer Erhöhung der Prognosegenauigkeit selbst.

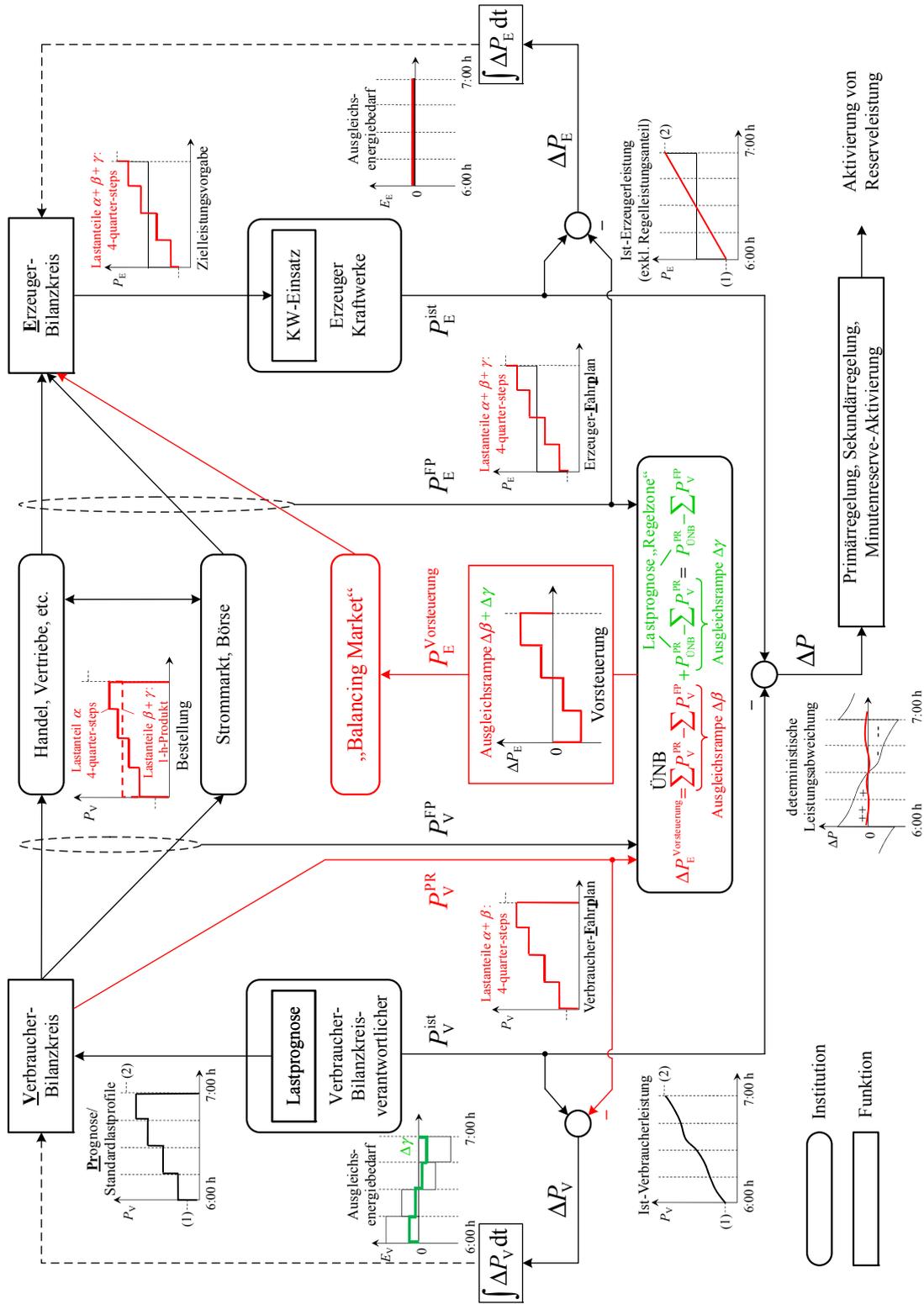


Bild 5.9: Erweiterung der derzeitigen Verfahrensweise um Maßnahmen-Umsetzungen 1 u. 2

5.3.1.2 Bestellung von 4-quarter-steps-Produkten seitens der Kunden

Die Kundenseite kann direkt „4-quarter-steps“-Produkte mit unterschiedlichem Leistungsstart- und -endwert ordern. Dies ist bereits derzeit am OTC-Markt möglich.

Aus Systemsicht besteht der Vorteil bei Bestellung der „4-quarter-steps“ durch die Kunden bzw. Vertriebe darin, dass die Anpassung der Erzeugung an den tatsächlichen Lastgang bereits verbraucherseitig passiert, d.h. es erfolgt ein **Ansatz an der Ursache**. Da die Ausgleichsenergieabrechnung derzeit bereits im ¼-h-Raster erfolgt, sind für diesen Ansatz keine weiteren Anpassungen notwendig.

Sofern Maßnahmen-Umsetzung 1 nicht bei allen Verbraucher-Bilanzkreisen möglich ist bzw. dem Kunden nicht genügend 4-quarter-steps-Produkte ausreichend preiswert angeboten werden, so ist der verbleibende rampenförmige Fehlleistungsanteil seitens der ÜNB auszugleichen. Dies kann, wie nachfolgend ausgeführt, durch zwei organisatorisch und abrechnungstechnisch unterschiedliche Ausgleichsrampen „ $\Delta\beta$ “ und „ $\Delta\gamma$ “ erfolgen, siehe Bild 5.9 sowie Tabelle 5.1.

Maßnahmen-Umsetzung 1 bezieht sich somit nur auf einen Teil der jeweiligen Last, in Bild 5.9 und Tabelle 5.1 durch den **Lastanteil „ α “** gekennzeichnet, d.h. die Verbraucherseite bestellt

- den Lastanteil „ α “ im ¼-h-Raster z.B. in Form von „4-quarter-steps“-Produkten
- die Lastanteile „ β “ und „ γ “ wie bisher im 1-h-Raster.

5.3.2 Maßnahmen-Umsetzung 2 seitens des ÜNB

5.3.2.1 Beschreibung

Die vorgeschlagene Maßnahmen-Umsetzung 2 zielt darauf ab, Regelarbeit von dem nur verzögert möglichen Leistungsausgleich mittels Primär- und Sekundärregelung in eine Vorsteuerung zu verlagern. Hierzu ordert der ÜNB einen entsprechenden Anteil an rampenförmiger „Vorab-Ausgleichsleistung“ $\Delta P_{\text{Vorsteuerung}}$, der zu Beginn jedes 1-h-Intervalls in einer Art Vorsteuerung aktiviert wird, an einem neu einzurichtenden „Balancing-Market“, s. Bild 5.9 Mitte.

Ähnliche Konzepte sind bereits in anderen UCTE-Regelzonen, wie z.B. in Polen und in Italien, in ähnlicher Form umgesetzt worden [49, 67].

5.3.2.2 Bestimmung der benötigten Ausgleichsrampen-Höhe

Zur Vorab-Bestimmung der benötigten Ausgleichsrampen-Höhe werden Prognosen zum Lastgangverhalten benötigt.

a) Ausgleichsrampen „ $\Delta\beta$ “ (rot dargestellt in Bild 5.9):

Zur Nutzung der verbraucherseitig durchgeführten Lastgangprognosen können die entsprechenden Bilanzkreisverantwortlichen zusätzlich Fahrpläne P_V^{PR} an den ÜNB melden, die das jeweils erwartete Gesamt-Lastgangverhalten im ¼-h-Raster abbilden. Diese können sich wie bei Maßnahmen-Umsetzung 1 aus den Standardlastprofilen oder aus einer entsprechenden Lastgangprognose im ¼-h-Raster ergeben und enthalten somit den Lastanteil „ α “, der bereits verbraucherseitig durch Handelsprodukte im ¼-h-Raster bestellt wird, sowie einen **Lastanteil „ β “**, der durch herkömmliche 1-h-Produkte gedeckt wird, s. Bild 5.9 und Tabelle 5.1.

Der ÜNB summiert diese zusätzlich gemeldeten Fahrpläne P_V^{PR} aller Verbraucher auf Regelzonenebene auf. Aus der Differenz zwischen diesem Summenfahrplan $\sum P_V^{PR}$ und dem sich aus dem Handel ergebenden Summenfahrplan $\sum P_V^{FP}$ ergeben sich Ausgleichsrampen „ $\Delta\beta$ “, die bereits day-ahead geordert werden können. Bei dieser Variante trägt der ÜNB keine Verantwortung bezüglich der Genauigkeit der Lastgangprognose, sondern wickelt lediglich die Bestellung der Ausgleichsrampen ab.

Dabei erfolgt die Abrechnung von Ausgleichsenergie gegenüber den zusätzlich gemeldeten ¼-h-Fahrplänen P_V^{PR} . Die seitens des ÜNB day-ahead geordneten Ausgleichsrampen werden zusätzlich gemäß deren Beschaffungskosten in Rechnung gestellt. Die insgesamt resultierenden Kosten für die Verbraucherseite sind auf diese Weise geringer als die sonst zu zahlenden Kosten für die derzeitige Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie ohne Vorsteuerung.

b) Ausgleichsrampen „ $\Delta\gamma$ “ (grün dargestellt in Bild 5.9):

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, dass der ÜNB zusätzlich zum Lastanteil „ β “ in eigener Verantwortung Ausgleichsrampen „ $\Delta\gamma$ “ für einen **(Rest-)Lastanteil „ γ “** ordert, der sich aus dem Unterschied zwischen der gemeldeten verbraucherseitigen summarischen Lastprognose $\sum P_V^{PR}$ und der ÜNB-seitigen regelzonenweiten Lastprognose $P_{\text{ÜNB}}^{PR}$ ergibt, s. Bild 5.9 und Tabelle 5.1. Die Ausgleichsenergieabrechnung erfolgt dabei wiederum gegenüber der verbraucherseitigen Lastprognose P_V^{PR} .

Der Vorteil dieses Vorgehens besteht darin, dass sich die einzelnen Prognoseunsicherheiten aufgrund des großen Bilanzierungsgebiets einer Regelzone summa-

risch abschwächen und die resultierenden Abweichungen relativ klein bleiben. Die Kosten für die Ausgleichsrampen „ $\Delta\gamma$ “ werden vom ÜNB im Rahmen der herkömmlichen Ausgleichsenergieabrechnung an die kundenseitigen Bilanzkreise weiter gegeben. Für jene sind die Ausgleichsenergiekosten umso höher, je weiter ihre gemeldete Lastprognose im 1/4-h-Raster P_V^{PR} bzgl. des Lastanteils „ α “ und „ β “ vom realen Lastgangverlauf abweicht.

Für den Fall, dass ausschließlich die regelzonenweite Lastprognose des ÜNB zur Vorsteuerung sowie zur Ausgleichsenergieabrechnung der Bilanzkreise maßgeblich sein soll, wird der Lastanteil „ β “ zu Null.

5.3.2.3 Beschaffung der Ausgleichsrampen

Insgesamt berechnet sich die seitens des ÜNB zu beschaffende Ausgleichsrampe aus

$$\Delta P_E^{Vorsteuerung} = \underbrace{\sum P_V^{PR} - \sum P_V^{FP}}_{\text{Ausgleichsrampe } \Delta\beta} + \underbrace{P_{\text{ÜNB}}^{PR} - \sum P_V^{PR}}_{\text{Ausgleichsrampe } \Delta\gamma} = P_{\text{ÜNB}}^{PR} - \sum P_V^{FP}. \quad (5.8)$$

Entsprechende Ausgleichsprodukte können an einem gesonderten „Balancing Market“ beschafft werden, an dem Erzeuger entsprechende Gebote für Mehr- und Minderleistung zum handelsseitigen Fahrplan im 1/4-h-Raster abgeben. Aus den Zuschlägen resultiert ein 1/4-h-Fahrplan für die sich beteiligenden Erzeuger, der ausreichend vorzeitig, z.B. day-ahead bis spätestens 18:00 Uhr, vorliegt. Aufgrund der frühen Einplanbarkeit der geordneten Ausgleichsrampen werden sich diese insgesamt als preisgünstiger erweisen als die teure Aktivierung von Regelenergie.

5.3.3 Tabellarische Übersicht der Maßnahmen-Umsetzungen

Das jeweils geordnete Leistungsprodukt und die Fahrplanmeldung für die Lastanteile „ α “, „ β “ und „ γ “, sowie die entsprechende Zusammensetzung der Ausgleichsrampen sind in Tabelle 5.1 zusammenfassend dargestellt.

Es ergeben sich die folgenden Grenzfallbetrachtungen:

$\alpha = 100\%$: Die gesamte Ausgleichsrampe ist in der verbraucherseitigen Bestellung und somit in den gemeldeten Fahrplänen bereits enthalten.

Der ÜNB unternimmt nichts.

$\beta = 100\%$: Die Verbraucher-BKV bestellen ausschließlich 1-h-Produkte, melden dem ÜNB aber einen ¼-h-Fahrplan, der die Grundlage für die seitens des ÜNB geordneten Ausgleichsrampen bildet, und auf dessen Basis auch die Ausgleichsenergieabrechnung erfolgt. Der ÜNB stellt die Ausgleichsrampen den Verbraucher-BKV zu Beschaffungskosten zusätzlich in Rechnung.

$\gamma = 100\%$: Der ÜNB bestellt die gesamte Ausgleichsrampe ausgehend von seiner eigenen Regelzonen-Prognose und rechnet die Kosten der Ausgleichsrampen im Rahmen der Ausgleichsenergie-Abrechnung ab (Ausgleichsenergie-Preis). Die Verbraucher-BKV ändern nichts, d.h. melden nur 1-h-Fahrpläne.

Verbraucher-BKV/Vertriebe		ÜNB	Erzeuger
Lastgang-Prognose <u>Ist-Verbraucherlastgang</u>	Bestellung Fahrplanmeldung ¹⁾	Ausgleichsrampe zur Vorsteuerung	Zielleistungsvorgabe <u>Ist-Erzeugerleistung</u>
	a) Lastanteil α		
	b) Lastanteil $\beta = \beta_0 + \Delta\beta$		
	c) Lastanteil $\gamma = \gamma_0 + \Delta\gamma$		

¹⁾ Die Fahrplanmeldung ist weiterhin maßgeblich für die Ausgleichsenergie-Abrechnung

Tabelle 5.1: Tabellarische Gegenüberstellung der verschiedenen Möglichkeiten des rampenförmigen Leistungsausgleichs

5.4 Erwartete Auswirkungen der vorgeschlagenen Maßnahmen

Die beschriebenen Maßnahmen-Umsetzungen entsprechen der Etablierung eines Informationsflusses über das erwartete physikalische Lastgangverhalten ausgehend von den Verbrauchern hin zu den Erzeugern. Dieser notwendige Informationsfluss ist der derzeit unterbrochen, da die Erzeugerseite lediglich Bestellungen des Strommarktes im 1-h-Raster deckt und das physikalische Lastgangverhalten nicht berücksichtigt. Diese Information wird den Erzeugern durch die Maßnahmen-Umsetzung 1, d.h. bzgl. des Lastanteils „ α “ direkt kundgetan, und durch die Maßnahmen-Umsetzung 2, d.h. bzgl. des Lastanteils „ β “, indirekt über die Ausgleichsprodukte des „Balancing Markets“ weitergegeben. Dadurch nähert sich die Erzeugerseite summarisch dem Lastfolgebetrieb wieder an – bei vollständiger Beibehaltung der Regeln und Prinzipien eines liberalisierten Strommarktes.

5.4.1 Vorteile für die Marktteilnehmer

Für die einzelnen Marktteilnehmer werden jeweils die folgenden Verbesserungen erwartet:

Verbraucherseitig:

- Senkung der Ausgleichsenergiekosten

Netzseitig:

- Vermeidung großer Leistungsungleichgewichte bereits bei der Lastdeckung, dadurch Einsparung von Regelarbeit
- Verlagerung von Regelarbeit, die durch handelsbedingte Leistungsungleichgewichte entstehen würde, hin zur „Vorsteuerung“, dadurch Senkung an „klassischer“ Regelarbeit und Kosteneinsparung

Erzeugerseitig:

- Reduzierte Beanspruchung der Kraftwerksblöcke, da geforderte Gradienten weniger steil sind,
- Entlastung der primär- und sekundäreregelten Kraftwerksblöcke durch Rückgang von Amplitude und Häufigkeit großer Frequenzabweichungen.

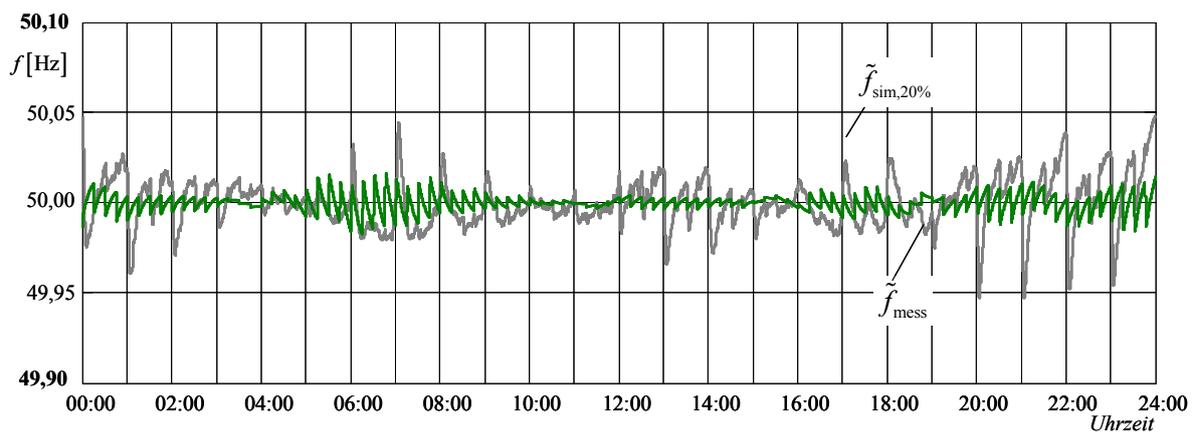
5.4.2 Erzielbare Verbesserung des Netzförungsverhaltens

Auf Basis der in Kap. 4.3.2.1 und Kap. 4.3.2.2 beschriebenen Simulationsuntersuchungen kann die Wirksamkeit der vorgeschlagenen Maßnahmen auf das Netzförungsverhalten verdeutlicht werden.

Zunächst wird der Anteil der fahrplanbasierten Lastdeckung wie in Kap. 5.2.1 dargestellt von aufeinander folgenden jeweils für eine Stunde konstanten Zielleistungswerten in entsprechende „4-quarter-steps“ gemäß Bild 5.4 überführt. Dies führt zu einer Reduktion der resultierenden sprungförmigen Zielleistungsänderungen auf lediglich ein Viertel der ursprünglichen Höhe, allerdings treten nun zu jeder ¼-Stunde Zielleistungssprünge auf.

Der sich ergebende Frequenzverlauf ist in Bild 5.10a für den derzeit realistischen Fall von $k_{FP} = 0,2$ sowie in Bild 5.10b für Extremfall II mit $k_{FP} = 1,0$ dargestellt.

a) Anteil der fahrplanbasierten Lastdeckung $k_{FP} = 0,2$



b) Anteil der fahrplanbasierten Lastdeckung $k_{FP} = 1,0$ (Extremfall II)

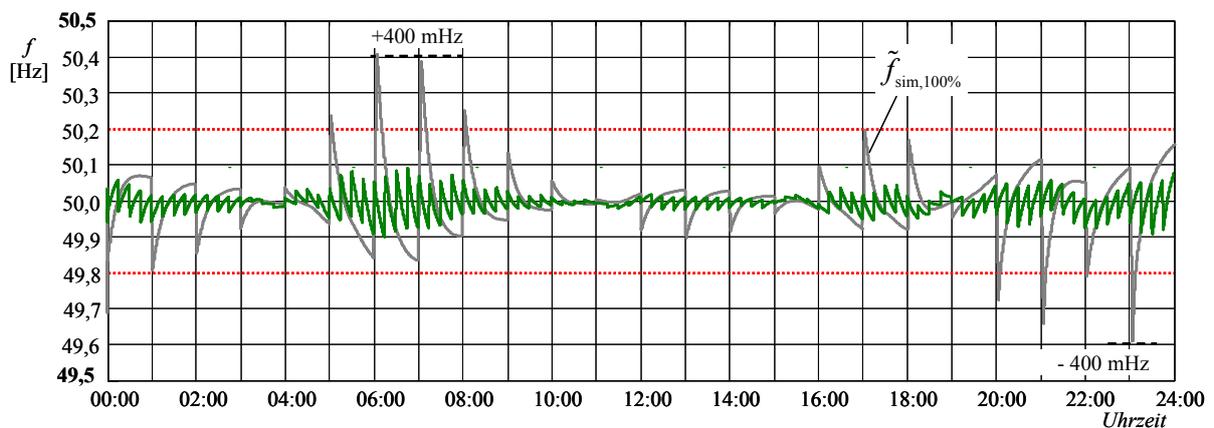


Bild 5.10: simulierter Frequenzverlauf bei realisierten „4-quarter-steps“

→ ohne rampenförmige Umsetzung

Für den derzeitigen Fall eines Anteils der fahrplanbasierten Lastdeckung von $k_{FP} = 0,2$ verringert sich die maximale Bandbreite des deterministischen Frequenzanteils erwartungsgemäß auf etwa ein Viertel, d.h. auf ca. $|\Delta f|_{\max} = 15 \text{ mHz}$.

Die Betrachtung von Extremfall II zeigt allerdings, dass bei vollständiger fahrplanbasierter Lastdeckung mit hoher Fahrplangüte wiederum Frequenzabweichungen von bis zu $|\Delta f|_{\max} = 100 \text{ mHz}$ auftreten, dies aber nun viertelstündlich. Hierdurch würden die primär-regelten Kraftwerksblöcke in einem kaum noch tolerierbaren Maße beansprucht, was nicht erstrebenswert erscheint. Dies zeigt deutlich, dass ein reines Übergehen auf die „4-quarter-steps“ nur eine Teillösung sein kann. Die gleiche Schlussfolgerung ist natürlich auch für jegliche weitere Maßnahme gültig, die zu einem Übergang auf $\frac{1}{4}$ -h-Konstantleistungsintervalle führt, wie beispielsweise ein freier Handel von $\frac{1}{4}$ -h-Produkten.

Erfolgt nun zusätzlich die Umsetzung der $\frac{1}{4}$ -h-Zielleistungssprünge gemäß Bild 5.6, so ergibt sich das in Bild 5.11 für $k_{FP} = 1,0$ dargestellte deterministische Frequenzverhalten.

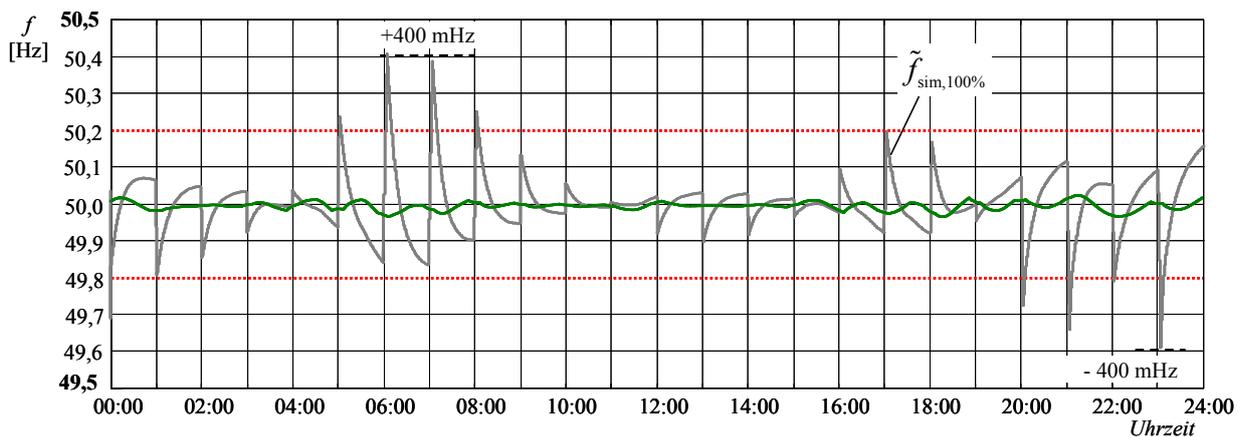


Bild 5.11: simulierter Frequenzverlauf bei realisierten „4-quarter-steps“
→ mit rampenförmiger Umsetzung

Werden die aus den „4-quarter-steps“ resultierenden $\frac{1}{4}$ -h-Zielleistungssprünge rampenförmig umgesetzt, so treten lediglich geringe Leistungsungleichgewichte zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung auf, die sich aus den Abweichungen zwischen dem innerhalb einer Stunde leicht gekrümmten Lastverhalten und dem rampenförmigen Erzeugerleistungsverlauf ergeben. In diesem Fall ergeben sich selbst bei vollständiger fahrplanbasierter Lastdeckung keine großen Frequenzabweichungen, wodurch das Netzfürungsverhalten sehr stark verbessert würde.

Die Untersuchungen zeigen, dass die vorgeschlagenen Gegenmaßnahmen aus technischer Sicht notwendig und zielführend sind. Zudem sind sie mit Vorteilen für alle Teilnehmer am Energiemarkt verbunden.

6 Zusammenfassung und Ausblick

6.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Seit der Deregulierung der europäischen Strommärkte treten verstärkt zu den Stundenwechseln große Frequenzabweichungen von derzeit bereits bis zu $|\Delta f|_{\max} = 150 \text{ mHz}$ und mehr auf. Diese Frequenzabweichungen haben erheblichen Einfluss auf den Kraftwerks- und Netzbetrieb. Zum Einen werden die primär- und sekundäreregelten Kraftwerksblöcke in hohem Maße „unnötig“ beansprucht, zum Anderen ist während den Zeiträumen der großen Frequenzabweichungen ein Großteil der europaweit vorgehaltenen Primärregelreserve bereits aufgezehrt und steht zum Abfangen eventuell gleichzeitig auftretender Netzstörungen nicht mehr zur Verfügung. Hierdurch wird die Zuverlässigkeit des Netzbetriebs beeinträchtigt.

Eine Analyse des Netzführungsverhaltens auf Basis von ensemble-gemittelten Messwertverläufen von Netzfrequenz und Last, die hauptsächlich den jeweiligen deterministischen Anteil enthalten, ergab die folgenden Ergebnisse:

- Bei steigendem bzw. fallendem Lastgang ergibt sich eine unterschiedliche Richtung und „Form“ der Frequenzabweichungen.
- Die Höhe der Frequenzabweichung ist direkt proportional zum Betrag des Lastgradienten.

Auf der Basis zahlreicher Befragungen der Teilnehmer am Strommarkt zur Zusammenstellung deren hauptsächlich wirtschaftlich motivierter Strategien, der Auswertung umfassender erzeuger- und verbraucherseitigen Leistungsmessungen sowie modellgestützter Ursachenuntersuchungen und entsprechender Simulationen konnten die Ursachen für die Frequenzabweichungen herausgearbeitet werden.

Diese können wie folgt zusammengefasst werden:

- Der kontinuierliche Lastgang, dessen Gradient summarisch im UCTE-Netz bis zu 40 GW/h betragen kann, wird zu einem – stetig zunehmenden – Anteil mittels treppenförmigen Leistungsprodukten im 1-h-Raster gedeckt. Dies resultiert aus dem dominierenden 1-h-Handelsraster an den europäischen Strommärkten. Die resultierenden Leistungsungleichgewichte sind demnach systeminhärent gemäß den derzeitigen Regeln und Randbedingungen eines liberalisierten elektrischen Energiemarktes.
- Die Leistungsungleichgewichte werden durch die frequenzabhängige Wirkung des Netzselbstregelleffekts und Aktivierung der Primärregelung, sowie durch die trägere Aktivierung der Sekundärregelung ausgeglichen. Hierin liegt das steile Ansteigen/Abfallen der Netzfrequenz bis zur maximalen Frequenzabweichung und das sich anschließende flachere Wieder-Abfallen/-Ansteigen mit deutlicher integraler Ausprägung begründet.
- Bei der Wirkleistungs-Frequenzregelung handelt es sich um „feed-back“-Regelkreise, so dass der Ausgleich der Leistungsungleichgewichte systembedingt nur stark verzögert erfolgen kann. Die Frequenzabweichungen könnten auch über eine schneller wirkende Wirkleistungs-Frequenzregelung nicht verhindert, allenfalls gedämpft werden.

Als konkrete Verbesserungsmaßnahme wird eine Annäherung des derzeitigen sprungförmigen Fahrplanverhaltens im 1-h-Raster an das rampenförmig sich ändernde Lastgangverhalten mittels vier gleichartiger $\frac{1}{4}$ -h-Sprünge vorgeschlagen. Die Maßnahmen-Umsetzung kann seitens der Verbraucher und/oder seitens der ÜNB erfolgen.

Hierzu werden zwei sich ergänzende Maßnahmen-Umsetzungen vorgeschlagen, die für alle Marktteilnehmer mit Vorteilen verbunden sind, u.a.

- Senkung von Ausgleichsenergiebedarf und -kosten auf Verbraucherseite,
- Reduzierung der Regelarbeit, Verbesserung des Netzführungsverhaltens bzgl. der Netzfrequenz und Einhaltung der UCTE Auslegungskriterien zur Primärregelung zu allen Zeiten auf Netzseite,
- Reduzierung der erzeugerseitigen Leistungsgradienten und damit Verringerung der Beanspruchung der Kraftwerksblöcke.

Da alle Marktteilnehmer betroffen sind, ist eine gemeinsame Maßnahmen-Umsetzung sinnvoll. Konkret wird – wie in Kap. 5 ausführlich dargelegt – vorgeschlagen:

- Die derzeit vorherrschenden Fahrpläne mit jeweils konstanten 1-h-Zielleistungswerten werden für jede Stunde gemäß der Methode der „4-quarter-steps“ im $\frac{1}{4}$ -h-Takt an den kontinuierlichen Lastgang angenähert. Dies kann kunden- bzw. vertriebsseitig oder seitens des ÜNB geschehen.
- Über eine Modifikation der viertelstündlichen Bilanzkreisabrechnung wird den Erzeugern zudem die Möglichkeit gegeben, die zu den Zeitpunkten $\tau_i = 0:00 \text{ h}, 0:15 \text{ h}, \dots, 23:45 \text{ h}$ vorgesehenen sprungförmigen Zielleistungsänderungen in rampenförmige Ist-Leistungsänderungen umzusetzen. Analog treten bei entsprechendem Vorgehen seitens der Verbraucherbilanzkreise geringere Bilanzkreisabweichungen auf. Dabei ist die Rampendauer einheitlich vorzugeben, und zwar möglichst zu $2T = 15 \text{ min}$, d.h. gleich dem netzseitigen Abrechnungsintervall. Bei einer derartigen Festlegung entstehen ausgehend von einem Fahrplan gemäß der „4-quarter-steps“ stückweise durchgehende Rampen innerhalb der 1-h-Intervalle („Polygonzug“). Dabei treten innerhalb von Kraftwerken und Netz die geringsten fahrplanbedingten Stell- und Regelbewegungen auf, und damit auch die geringsten mechanischen sowie hydraulischen bzw. thermischen Beanspruchungen der Kraftwerksblöcke.
- Eine Anpassung der rampenförmigen Änderung der Soll-Austauschleistungsvorgaben seitens der ÜNB auf ebenfalls $2T = 15 \text{ min}$ erweist sich auch für die Netzführung als sinnvoll, damit insbesondere zu den Stundenwechseln keine unnötige Sekundärregelleistung aktiviert werden muss.

Simulationen des Netzführungsverhaltens bei Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen zeigen eine erhebliche Verbesserung, selbst bei vollständigem Übergang vom Lastfolgebetrieb zum Fahrplanbetrieb in einem deregulierten Strommarkt.

6.2 Ausblick

Eine Verringerung der Höhe der handelsbedingten Leistungsungleichgewichte und resultierend der Amplitude der Frequenzabweichungen ist für alle Marktteilnehmer, d.h. Kraftwerksbetreiber, Netzbetreiber, Kunden, Vertriebe und Stromhandel, gewinnbringend und vorteilhaft.

Die hierzu vorgeschlagenen Maßnahmen sind über entsprechende Fachgespräche und Gremien bei allen deutschen Marktteilnehmern eingebracht worden, sowie auf europäischer Ebene bereits bei der UCTE und der Eurelectric. Die Art und Weise der Realisierung wird

derzeit interdisziplinär unter allen Marktteilnehmern diskutiert. Da es sich um ein europaweites Problem handelt, müssen Verbesserungsmaßnahmen im europäischen Konsens umgesetzt werden, um Marktverzerrungen zu vermeiden und einen zuverlässigen länderübergreifenden Verbundnetzbetrieb zu gewährleisten.

Zudem erfolgte die Kontaktaufnahme mit Gremien anderer Verbundnetze wie der Eastern Interconnection in den USA oder dem Nordel-Netz in Nordeuropa, wo ein ähnlich schlechtes Netzführungsverhalten auftritt. Entsprechende dort erarbeitete Maßnahmenvorschläge gehen dabei auf physikalischer Ebene ebenfalls in die Richtung einer notwendigen Annäherung der Erzeugerfahrpläne an das tatsächliche Lastverhalten.

Der internationale Austausch zeigt, dass technische Maßnahmen stets durch nationale Regelungen und Gesetzgebungen, die sehr unterschiedlich sein können, überlagert werden. Somit sind innerhalb des UCTE-Netzes unterlagert für jedes Land an die jeweiligen Marktbedingungen angepasste Lösungsmaßnahmen erforderlich. Hierzu sind weitergehende Untersuchungen hinsichtlich einer günstigen Umsetzung von Verbesserungsmaßnahmen, sowie deren Auswirkungen auf die einzelnen Teilnehmer am elektrischen Energiemarkt im Detail, durchzuführen – dabei stets mit dem Ziel, die bestmögliche Wirkung mit den geringsten Markt Eingriffen und Regeländerungen zu erzielen.

Als abschließende Aussage der durchgeführten Untersuchung ist festzustellen, dass das Ergreifen von Verbesserungsmaßnahmen innerhalb des europäischen Verbundnetzes unumgänglich ist, da sonst die Frequenzabweichungen und die resultierenden negativen Auswirkungen auf Erzeuger und Netzführung weiterhin deutlich zunehmen werden.

Nachtrag:

Jüngste Entwicklungen und Auswertungen zur Thematik der Arbeit sind in Kap. 8 „Nachtrag zur Dissertation“ in kommentierter Form angefügt.

7 Anhänge

7.1 Anhang 1: Simulationen unter Berücksichtigung der Kraftwerksdynamik

→ Anhang zu Kapitel 2.1.2

Die in Kap. 2.1.2 beschriebene Modellierung der Kraftwerksdynamik kann detailliert unter Berücksichtigung der Dynamikmodelle der einzelnen Kraftwerksblöcke bzw. Blocktypen erfolgen. Hierzu besteht bereits eine Vielzahl von Arbeiten und Veröffentlichungen, auf die in den folgenden zusammenfassenden Unterkapiteln verwiesen wird.

7.1.1 Dynamisches Regelverhalten primär geregelter Kraftwerke

7.1.1.1 Konventionelle Dampfkraftwerksblöcke

Das dynamische Regelverhalten konventioneller Dampfkraftwerksblöcke (DKW) hängt einerseits von der jeweiligen Betriebsart ab, andererseits von den technischen Möglichkeiten des betreffenden Kraftwerksblocks.

Im Folgenden wird die für die Beteiligung an der Primärregelung in der Regel gewählte Betriebsart **Turbine führt** beschrieben, und zwar für Kraftwerksblöcke mit **reiner Androsselung des HD-Ventils** sowie für Kraftwerksblöcke mit der Möglichkeit einer **geregelten Kondensatstauaktivierung**.

Das Regelverhalten von DKW mit reiner Androsselung des HD-Ventils wird hauptsächlich durch das dynamische Ein-/Auspeicherverhalten des Dampfs im Dampferzeuger bestimmt. Eine aufgrund der Primärregelung geforderte Leistungserhöhung wird dabei über das schnelle Öffnen des zunächst androsselten HD-Ventils erreicht.

Da zunächst nur die Leistungserhöhung der Hochdruckturbine mit einem typischen Leistungsanteil von 25 % bis 40 % der Nennleistung [80] wirksam ist, und aufgrund des begrenzten Speichervolumens des Dampfspeichers, ist für eine bleibende Leistungserhöhung gemäß den Anforderungen zur Bereitstellung von Primärregelleistung, vgl. Bild 2.2, eine Androsselung von bis zu $D^* = 10\%$ erforderlich [33], was aufgrund der Nichtlinearität der Ventilkennlinie einer Stellwegreduktion von meist mehr als 50 % entspricht.

Um die HD-Ventil-Androsselung und damit die permanenten Drosselverluste zu reduzieren und dennoch genügend Primärregelreserveleistung anforderungsgemäß bereitzustellen, sind insbesondere die neueren fossil befeuerten Dampfkraftwerksblöcke mit einer Kondensatstauregelung ausgerüstet. Grundgedanke des Kondensatstauverfahrens ist es, die Anzapfdampfströme, die zum Zweck der Vorwärmung des Kondensats in den Niederdruck-Vorwärmern benötigt werden, kurzzeitig zu reduzieren und durch den zusätzlich in der ND-Turbine entspannten Dampfstrom eine Erhöhung der Turbinen- und Generatorleistung zu erzielen [58, 64, 68, 80].

Ein geeignetes nichtlineares Dynamikmodell zur Abbildung des Regelverhaltens konventioneller Dampfkraftwerke basiert auf der VDI/VDE-Richtlinie 3508 [80]. Dieses Modell war auch die Grundlage für Simulationen im Rahmen der dieser Arbeit zugrunde liegenden Forschungsprojekte [45, 94]. Ein vergleichbarer Modellierungsansatz findet sich auch in [7].

Die Blockführung ist klassisch ausgelegt, wobei jeweils die für die Teilnahme an der Primärregelung geeignete Betriebsart „Turbine führt“ gewählt ist. Eine ausführliche Beschreibung des Modellaufbaus und -verhaltens findet man in [58].

7.1.1.2 (Pump-)Speicherkraftwerke

Aufgrund der hohen möglichen Stellgeschwindigkeit lassen sich bei Pumpspeicherkraftwerken (PSW) im Falle einer sprungförmigen Frequenzänderung innerhalb des geforderten Aktivierungszeitraums von 30 s große rampenförmige Leistungsänderungen von $\Delta P_G^* > 50\%$ erzielen.

Ein sprungförmiges Öffnen des Leitapparats bewirkt ein zunächst verzögertes Ansteigen der Turbinenleistung. Dieses nicht-minimalphasige Verhalten der Druckrohrdynamik beruht darauf, dass mit dem Öffnen des Turbinenventils der Druck vor der Turbine zunächst absinkt, und zwar bis zur ausreichenden Beschleunigung der Druckrohr-Wassersäule. Um den dabei auftretenden Druckstoß zu begrenzen, darf der Leitapparat nur mit begrenzter Stellgeschwindigkeit betätigt werden [37, 71]. Die Druckrohrdynamik lässt sich mit guter Näherung durch einen Schwingkreis zweiter Ordnung beschreiben, wobei die Trägheit und die Komp-

ressibilität der Wassermassen als Speicherglieder und die Rohrreibung als Dämpfungsglied wirken.

Das Regelverhalten von Wasserkraftwerken und ein geeignetes nichtlineares Dynamikmodell sind in [1, 71, 88, 89] diskutiert.

7.1.1.3 Kernkraftwerke

Weltweit am meisten verbreitet sind Kernkraftwerke der Typen **Druckwasserreaktor** (DWR) und **Siedewasserreaktor** (SWR), die aufgrund ihres unterschiedlichen Prozessverhaltens auch unterschiedliche Regelkonzepte benötigen.

Kernkraftwerke vom Typ DWR basieren auf zwei Kreisläufen, dem Primär- und Sekundärkreislauf. Die überlagerte Wirkleistungsregelung eines DWR erfolgt innerhalb des Sekundärkreislaufs über das Verfahren des Turbinenventils (Betriebsart „Turbine führt“) und ist demnach mit der entsprechenden Betriebsart konventioneller Dampfkraftwerksblöcke vergleichbar. Aufgrund der bei steigender Reaktorleistung fallenden stationären Kennlinie Frischdampfdrucks beim DWR ergibt sich der vor allem bei Leistungserhöhungen auftretende regeldynamische Vorteil, dass entstehende Druckabfälle nicht ausgeregelt werden müssen, d.h. der Dampfspeicher nicht wieder aufgefüllt werden muss. Insgesamt lassen sich mit dem DWR im Vergleich zu konventionellen Dampfkraftwerksblöcken schnelle Leistungsänderungen erzielen. Das entsprechende Dynamikverhalten ist in [30, 80, 103] beschrieben.

Der Aufbau des SWR mit nur einem Primärkreislauf bedingt dessen Leistungsregelung auf Reaktorseite (Betriebsart „Reaktor führt“) über das Verfahren von Steuerstäben im unteren Leistungsbereich und die Änderung des Kühlmittelstroms im oberen Leistungsbereich. Da das Dampfvolumen vergleichsweise klein ist – hauptsächlich der Dampf im Dampftrockner – und die Wärmeentbindung im Reaktor sehr schnell erfolgt, sind auch mit dem SWR schnelle Leistungsänderungen möglich. Dynamikmodelle für SWR findet man u.a. in [80, 103].

Aufgrund ihres relativ schnellen Regelverhaltens sind Kernkraftwerke in der Lage, die netzseitigen Anforderungen an die Wirkleistungs-Frequenzregelung zu erfüllen. Allerdings werden Kernkraftwerke innerhalb Deutschlands in der Regel nicht zur Wirkleistungs-Frequenzregelung eingesetzt.

7.1.1.4 Gasturbinen und GuD-Anlagen (GuD)

In der Regel sind bei GuD-Kraftwerken lediglich die Gasturbinen leistungsgeregt, der dampfseitige Leistungsanteil folgt mit gewisser Verzögerung [69].

Die mögliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit wird daher von den Grenzen des Temperaturverhaltens am Turbinenaustritt bestimmt. Durch eine Regelung der Turbinenaustrittstemperatur auf einen konstanten Wert im oberen Leistungsbereich werden auftretende Temperaturspannungen möglichst klein gehalten, was hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten ermöglicht. Die Modellierung und das Regelverhalten von Gasturbinen bzw. GuD-Kraftwerken ist in [65, 69] beschrieben.

7.1.2 Netzdynamikmodell mit drei Ersatzkraftwerksblöcken

In [45] und [94] wurde eine zunächst für Deutschland ausgelegte Zusammensetzung der summarischen Kraftwerksdynamik in Form eines „Dreier-Mixes“ aufgestellt und detailliert simuliert. Dieser Dreier-Mix besteht aus jeweils einem Drittel Dampfkraftwerke mit reiner HD-Turbinenventil-Androsselung (Typ I), Dampfkraftwerke mit geregelter Kondensatstau (Typ II) und Wasserkraftwerke (Typ III). Die Modellierung des dynamischen Kraftwerksverhaltens erfolgt auf der Basis der angeführten dynamischen Modelle der verschiedenen Typen von Kraftwerksblöcken und deren Regelkonzepte. Gleiche Typen Kraftwerksblöcke mit gleichartigem Regelverhalten werden dabei in summarische Ersatzkraftwerksblöcke zusammengefasst.

Das Netzfrequenzverhalten und die jeweils aktivierte Primärregelleistung der beteiligten Kraftwerksblöcke bei dieser realistischen Betrachtung sind in Bild 7.1 dargestellt. Wie zu ersehen, bricht die Netzfrequenz kurzzeitig auf $\Delta f_{\min} = -350$ mHz ein und steigt stationär wieder bis auf $\Delta f_q = -154$ mHz an.

Aufgrund der Dynamik der Dampfkraftwerke im primärgeregelten Kraftwerksportfolio erfolgt der Wiederanstieg zunächst auf $\Delta f(t = 130 \text{ s}) = -175$ mHz, und erst sobald die erhöhte Leistungsbereitstellung seitens der Dampferzeuger wirksam wird auf $\Delta f_q = -154$ mHz. Zusätzlich geht aus Bild 7.1b der Leistungsanteil des Netzseltstregelleffekts von bis zu $\Delta P_{\text{kpf}}^* = 0,53\% \hat{=} 0,8 \text{ GW}$ deutlich hervor, der innerhalb der ersten Sekunden nach Auftreten der Störung erbracht wird.

Die Simulationsergebnisse und deren Vergleich mit Messungen zeigen, dass aufgrund der Berücksichtigung der Dampferzeugerdynamik das Frequenzverhalten im Vergleich zum zunächst betrachteten Einfachst-Netzdynamikmodell, s. Kap. 2.1.1, realistischer abgebildet werden kann [70].

Zudem wurde das „Dreier-Mix“-Modell um ein sekundärgeregeltes Summenkraftwerk erweitert [45].

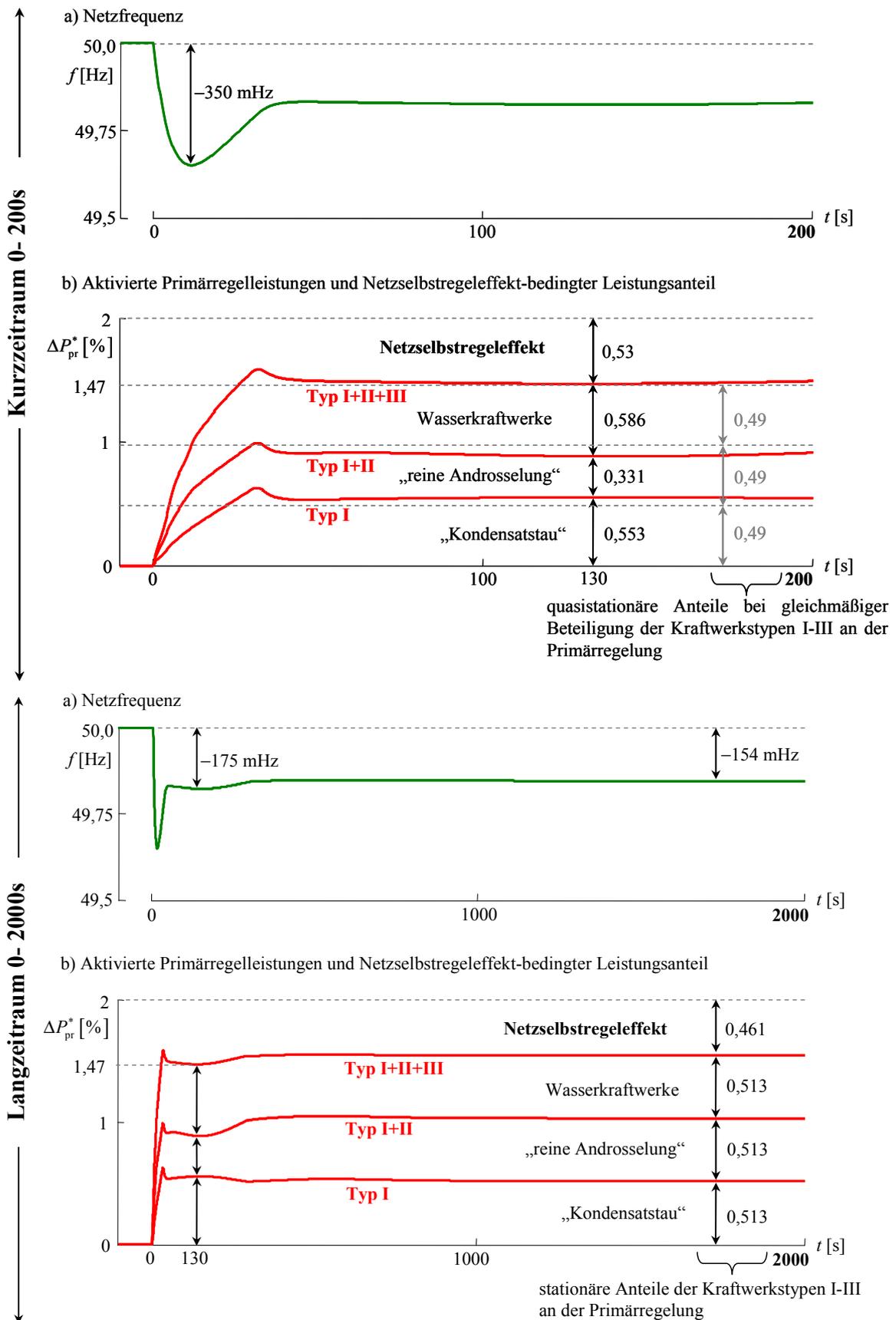


Bild 7.1: Summarische Darstellung der aktivierten Primärregelreserveleistung

→ bei $\Delta P_z^* = -2\%$ Störung und $k_{pf}^{(N)} = 1,5\%/%$

7.1.3 Simulation des derzeitigen Netzförungsverhaltens unter Berücksichtigung der Kraftwerksdynamik

In Bild 7.2 ist das aus den in Kap. 4.3 beschriebenen handelsbedingten Leistungsungleichgewichten resultierende Netzfrequenzverhalten bei Simulation unter Berücksichtigung der Dynamik der sich an der Primär- und Sekundärregelung beteiligenden Kraftwerksblöcken dargestellt.

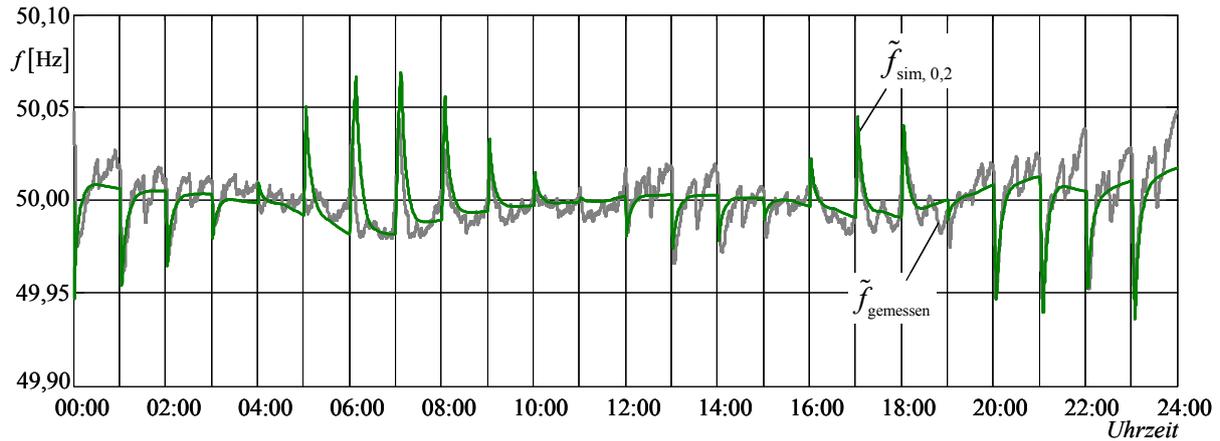


Bild 7.2: Simulation des Netzförungsverhaltens für $k_{FP} = 0,2$ unter Berücksichtigung der Kraftwerksdynamik

Wie zu ersehen, ergibt sich ein vergleichbares Frequenzverhalten wie bei Zugrundlegung des Einfachst-Netzdynamikmodells, vgl. Bild 4.11 in Kap. 4.3.2.1. In gewissen Abschnitten wird der gemessene mittlere Netzfrequenzverlauf noch etwas besser getroffen.

Dieses Ergebnis untermauert deutlich, dass auch bei Einbeziehen einer ordnungsgemäß funktionierenden Primär- und Sekundärregelung und der Dynamik der jeweiligen Kraftwerksblöcken Frequenzabweichungen auftreten. Dies untermauert, dass es sich bei den stündlichen Frequenzabweichungen um systeminhärente Vorgänge handelt.

7.2 Anhang 2: Simulation einer zusätzlichen 3 GW-Störung zum Stundenwechsel

→ Anhang zu den Kapiteln 3.1.2 und 3.2.2.1

Der Ausfall des Kernkraftwerks Krümmel am 28.06.2007 um 15:02 Uhr – s. Bild 3.3 – zeigt, dass trotz geringer Wahrscheinlichkeit eine Netzstörung gleichzeitig oder kurz nach einem Stundenwechsel auftreten kann. Zum Abfangen dieser Störung steht in diesem Fall nur ein Teil der insgesamt vorgehaltenen Primärregelreserveleistung zur Verfügung.

Im Folgenden wird sowohl für den Starklast- als auch Schwachlastfall untersucht, welche Auswirkungen die seitens der UCTE für die Bemessung der Primärregelreserveleistung zugrunde gelegte 3 GW-Auslegungsstörung [75] auf den Frequenzverlauf hat, wenn diese zum ungünstigsten Augenblick einer Leistungsumschichtung, d.h. nahe dem Zeitpunkt des maximalen Frequenzeinbruchs, additiv auftritt. Dabei wird – ausgehend von einem real am 16.12.2004 um 20:00 Uhr aufgetretenen Fall – von einem Leistungsungleichgewicht ausgegangen, das **ohne** additiv auftretende Störung zu einem maximalen Frequenzeinbruch von $\Delta f_{\min} = -100 \text{ mHz}$ geführt hat [45]. Folglich kann zum Zeitpunkt des Auftretens der Störung nur noch die Hälfte der vorgehaltenen Primärregelleistung aktiviert werden.

Die Simulationen erfolgen unter Berücksichtigung der Dynamik der primär- und sekundäreregelten Kraftwerksblöcke. Die Dynamik der primäreregelten Kraftwerksblöcke wird über den in Anhang 1 eingeführten „Dreier-Mix“ abgebildet, die Sekundärregelung erfolgt über ein summarisches Wasserkraftwerk. Das resultierende Frequenzverhalten für den Starklast- und Schwachlastfall ist in Bild 7.3 dargestellt.

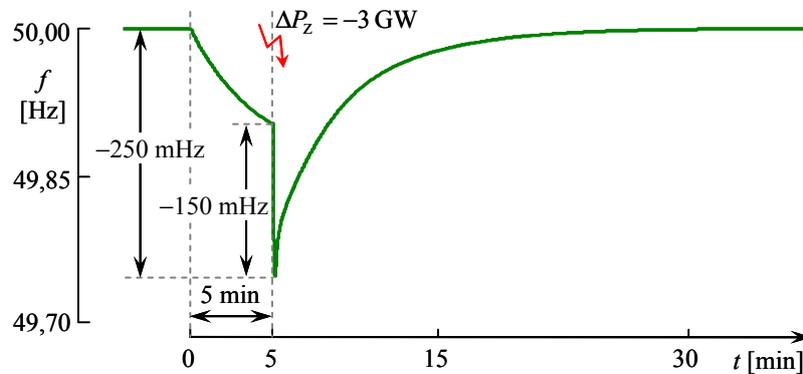
Bild 7.3a zeigt den resultierenden Frequenzverlauf bei Starklastbetrieb und einer gemäß UCTE-Vorgaben vorgehaltenen Primärregelreserve. Wie zu ersehen, sinkt die Netzfrequenz aufgrund des zusätzlichen Einwirkens der Auslegungsstörung $\Delta P_Z^* = -3 \text{ GW} / 300 \text{ GW} = -1\%$ etwa 5 Minuten nach dem Stundenwechsel um weitere $\Delta f_Z = -150 \text{ mHz}$ bis auf $\Delta f_{\min} = -250 \text{ mHz}$ ab.

In Bild 7.3b ist das entsprechende Frequenzverhalten bei Schwachlastbetrieb veranschaulicht. In diesem Fall sinkt die Netzfrequenz nach Auftreten der Auslegungsstörung um $\Delta f_Z = -360 \text{ mHz}$ bis auf $\Delta f_{\min} = -460 \text{ mHz}$ ab. Dieser Wert ist mit der Simulation der Auslegungsstörung ausgehend vom Zustand des Leistungsgleichgewichts und bei wirksamer Sekundärregelung bei Schwachlast zu vergleichen, vgl. Bild 2.10 in Kap. 2. In diesem Fall beträgt der Frequenzeinbruch $\Delta f_{\min} = -360 \text{ mHz}$, wobei bei dieser Simulation die Kraftwerksdynamik lediglich über eine Gradientenbegrenzung abgebildet wurde. Hier ist anzumerken, dass die Leistungsaktivierung bei Berücksichtigung der Kraftwerksdynamik etwas schneller erfolgt als bei einer stark vereinfachten reinen Gradientenbegrenzung und sich somit niedrigere Frequenzabweichungen einstellen als auf Basis des Einfachst-Netzdynamikmodells [46].

Die Untersuchungen zeigen, dass die resultierenden Frequenzabweichungen zu Stundenwechseln bei fallender Last, d.h. wenn die Frequenz bereits abgesunken ist, bei zusätzlich auftretenden Störungen erwartungsgemäß höher sind als ausgehend von einem Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch. Somit können im

„worst-case“-Fall die Auslegungskriterien für das Abfangen der UCTE-Auslegungsstörung nicht mehr eingehalten werden.

a) Frequenzverlauf bei **Starklast**, mit additiver Störung zum Zeitpunkt $T_Z = 5$ min



b) Frequenzverlauf bei **Schwachlast**, mit additiver Störung zum Zeitpunkt $T_Z = 5$ min

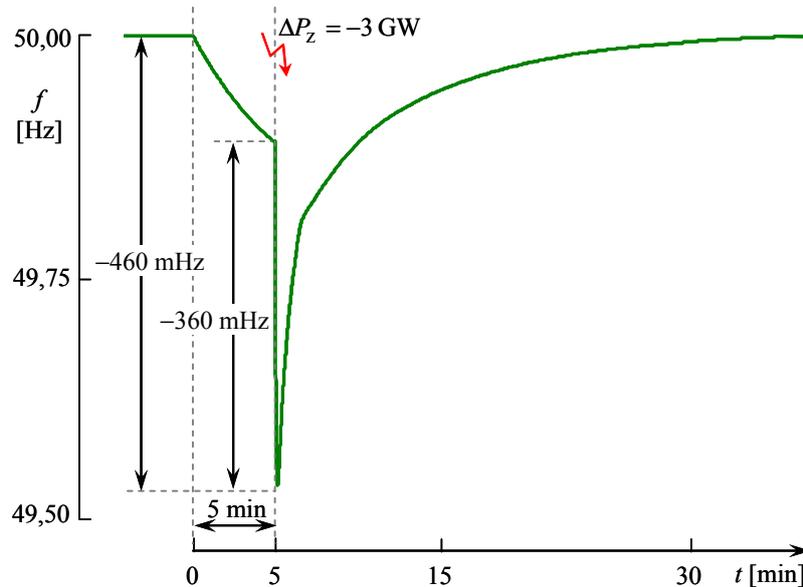


Bild 7.3: Frequenzverhalten während eines Stundenwechsels bei zusätzlicher Einwirkung der 3 GW-Auslegungsstörung → bei $k_{pf}^{(N)} = 1,5\%/%$

7.3 Anhang 3: Simulationsergebnisse bei Parametrierung gemäß UCTE-Auslegungsfall

→ Anhang zu den Kapiteln 2.1 und 4.3.2.2

Um einen Vergleich der im Rahmen der vorliegenden Arbeit erarbeiteten Simulationsergebnisse zu den Auslegungssimulationen der „alten“ DVG und der UCTE [18, 75] herzustellen, wurden im Rahmen des dieser Arbeit zugrunde liegenden Forschungsprojektes bereits früh-

zeitig wichtige Simulationen ebenfalls auf Basis der DVG/UCTE-Auslegungsparameter durchgeführt [45]. Im Folgenden sind die Simulationsverläufe des Auslegungsstörfalls gemäß Kap. 2.1 sowie der simulierte deterministische Frequenzanteil für eine vollständig fahrplanbasierte Lastdeckung gemäß Kap. 4.3.2 dargestellt.

7.3.1 Simulation des UCTE-Auslegungsfalls

Der UCTE-Auslegungsfall basiert auf einem Schwachlastfall ($P_0 = 150$ GW) mit einem geringen Netzselbstregelleffekt von $k_{\text{pf}}^{(N)} = 0,5 \text{ \%/}\%$ und einer Netzanlaufzeitkonstanten von $T_{\text{AN}} = 10$ s [75]. Das Frequenzverhalten nach dem Auftreten des Auslegungsstörfalls $\Delta P_Z = -3$ GW auf Basis des entsprechend parametrisierten Einfachst-Netzodynamikmodells, vgl. Bild 2.9, ist ohne und mit Berücksichtigung der Sekundärregelung in Bild 7.4 dargestellt.

Wie erwartet sinkt die Frequenz in diesem Fall erheblich stärker ab, und zwar ohne Berücksichtigung der Sekundärregelung bis auf $\Delta f_{\text{min}} = -780$ mHz, und im Anschluss auf einen quasistationären Wert $\Delta f_{\text{q}} = -182$ mHz. Mit aktiver Sekundärregelung ergibt sich eine etwas geringere maximale Frequenzabweichung bis auf $\Delta f_{\text{min}} = -670$ mHz.

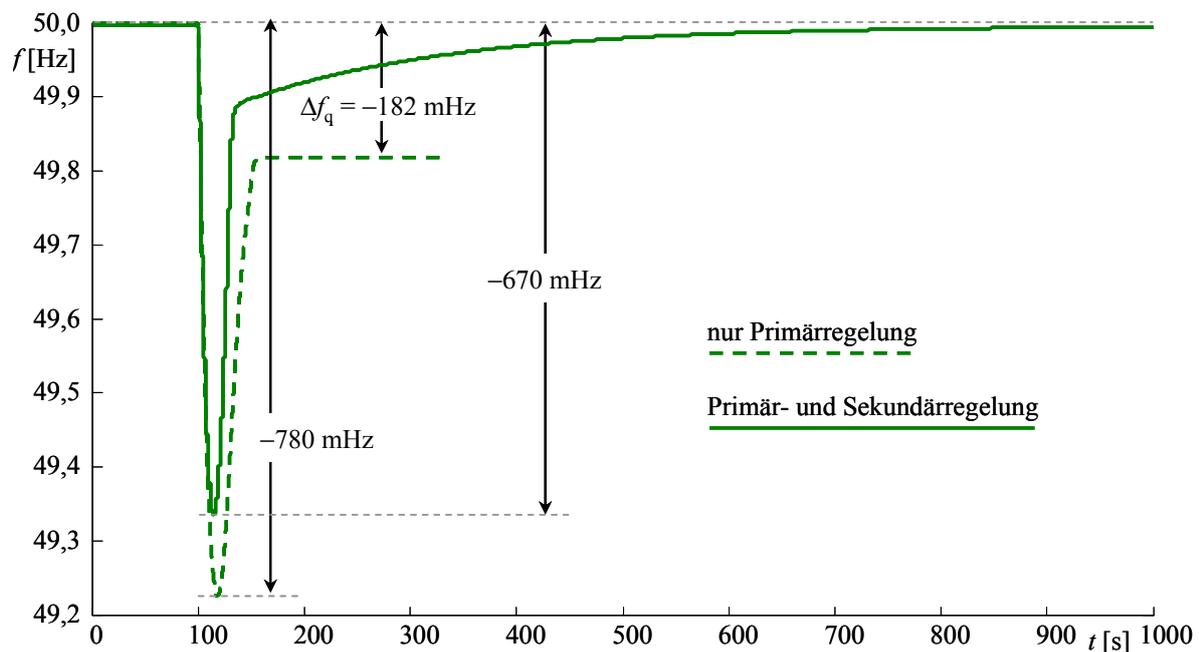


Bild 7.4: Frequenzverhalten des Einfachst-Netzodynamikmodells bei $\Delta P_Z = -3$ GW
 → bei Parametrierung gemäß UCTE-Auslegungsfall, d.h. $k_{\text{pf}}^{(N)} = 0,5 \text{ \%/}\%$

7.3.2 Netzföhrungsverhalten bei fahrplanbasierter Lastdeckung

Basierend auf der dargelegten Parametrierung ergibt eine zu Bild 4.12 äquivalente Simulation einer rein fahrplanbasierten Lastdeckung, d.h. mit dem Faktor $k_{\text{sch}} = 1$ den in Bild 7.5 dargestellten deterministischen Frequenzanteil.

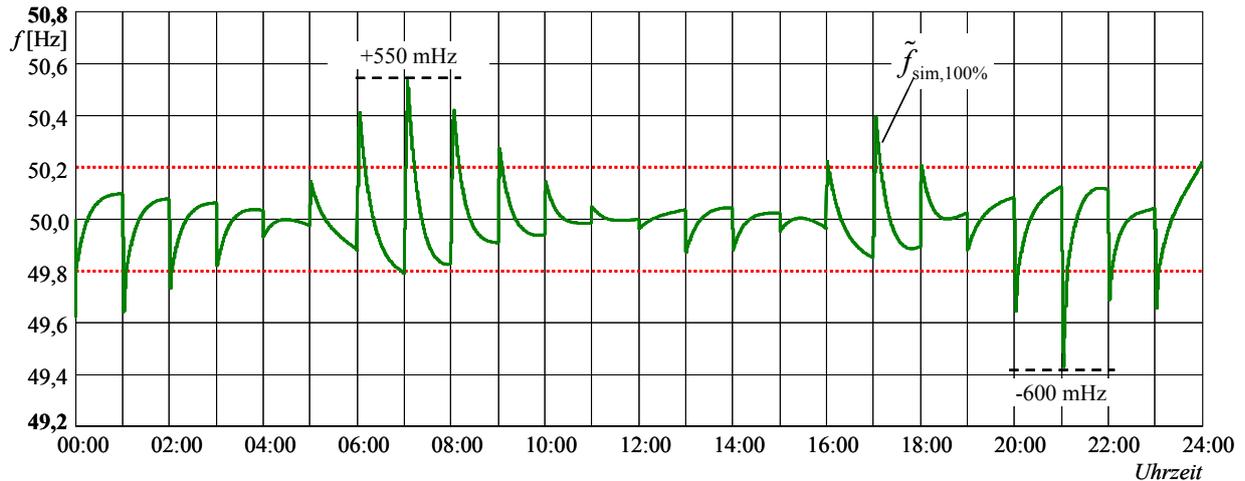


Bild 7.5: Simulation des Netzförungsverhaltens für $k_{FP} = 1$

→ bei Parametrierung gemäß UCTE-Auslegungsfall, d.h. $k_{pf}^{(N)} = 0,5 \text{ \%/\%}$

Wie zu ersehen, sind im „worst-case“, d.h. bei Zugrundelegung der Parametrierung gemäß UCTE-Auslegungsfall, noch erheblich größere maximale Frequenzabweichungen zu erwarten von bis zu $\Delta\tilde{f}_{\max} = \pm 600 \text{ mHz}$. Dies war aufgrund des niedrigeren Netzselbstregelleffekts auch zu erwarten. Aufgrund der Tatsache, dass die Wirkleistungs-Frequenzregelung im UCTE-Netz auf Basis dieser Parameter-Annahmen ausgelegt ist, sind die folgenden Simulationsergebnisse auch für die Untersuchung der anzunehmenden Leistungsungleichgewichte bzw. Frequenzabweichungen seitens der UCTE maßgeblich, sowie zur Auslegung möglicher Gegenmaßnahmen.

7.4 Anhang 4: Dauer der rampenförmigen Fahrplanumsetzung

→ Anhang zu Kap. 5.2.2.2

In Kap. 5.2.2.2 wird eine Dauer der einheitlich umzusetzenden Rampen von $2T = 15 \text{ min}$ vorgeschlagen.

Wird sowohl von den Übertragungsnetzbetreibern als auch von den Erzeugern eine gewisse Zeitspanne von z.B. $\Delta T = 5 \text{ min}$ zur Vorbereitung und Umsetzung der jeweiligen sprungförmigen Zielleistungsänderungsvorgaben gefordert, so ist innerhalb eines viertelstündlichen Abrechnungsintervalls T_{AR} nur eine Rampendauer von

$$2T = T_{AR} - \Delta T = (15 - 5) \text{ min} = 10 \text{ min} \quad (7.1)$$

möglich.

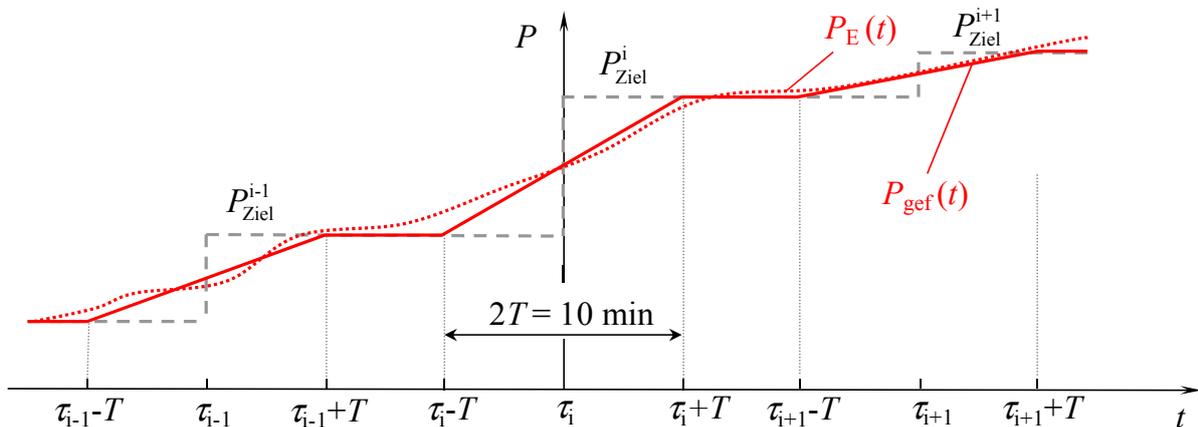
In diesem Fall reihen sich zehnminütige Intervalle mit rampenförmigen Leistungsänderungen und fünfminütige Konstantleistungsintervalle aneinander, s. Bild 7.6. Dabei treten je $\frac{1}{4}$ -h-Intervall zwei Knickstellen auf. Zudem lassen sich bei Dampfkraftwerksblöcken aufgrund deren maximal zulässigen Leistungsgradienten von z.B. $\dot{P}_{\max}^* = 2\%/min$ binnen eines $\frac{1}{4}$ -h-Intervalls nur Leistungsänderungen bis zu

$$\Delta P_{\max}^* = \dot{P}_{\max}^* \cdot 2T = 2 \frac{\%}{min} 10 \text{ min} = 20\% \quad (7.2)$$

realisieren.

Größere Zielleistungsänderungen können seitens der Kraftwerkseinsatzplaner durch den Einsatz weiterer Kraftwerksblöcke erreicht werden.

a) Rampendauer $2T = 10 \text{ min}$



b) Rampendauer $2T = 15 \text{ min}$

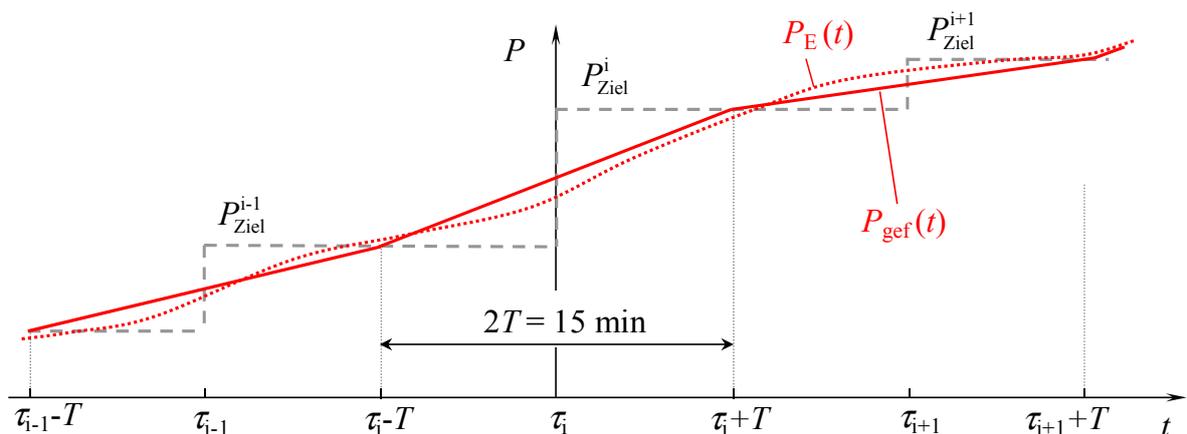


Bild 7.6: Geforderter Leistungsverlauf $P_{\text{gefordert}}(t)$ für $2T = 10 \text{ min}$ und $2T = 15 \text{ min}$

Aus kraftwerks- und auch netzdynamischer Sicht erscheint es daher günstiger, eine größere Rampendauer der Sollleistungsänderungen zu wählen, die mit $2T = 15 \text{ min}$ der Zeitspanne der

Fahrplanintervalle von einer Viertelstunde entspricht. In diesem Falle ergibt sich die Folge der rampenförmigen geforderten Istleistungs-Änderungen $P_{\text{gef}}(t)$ zu einem Polygonzug ohne zwischenzeitliche Verharrungen, s. Bild 7.6b.

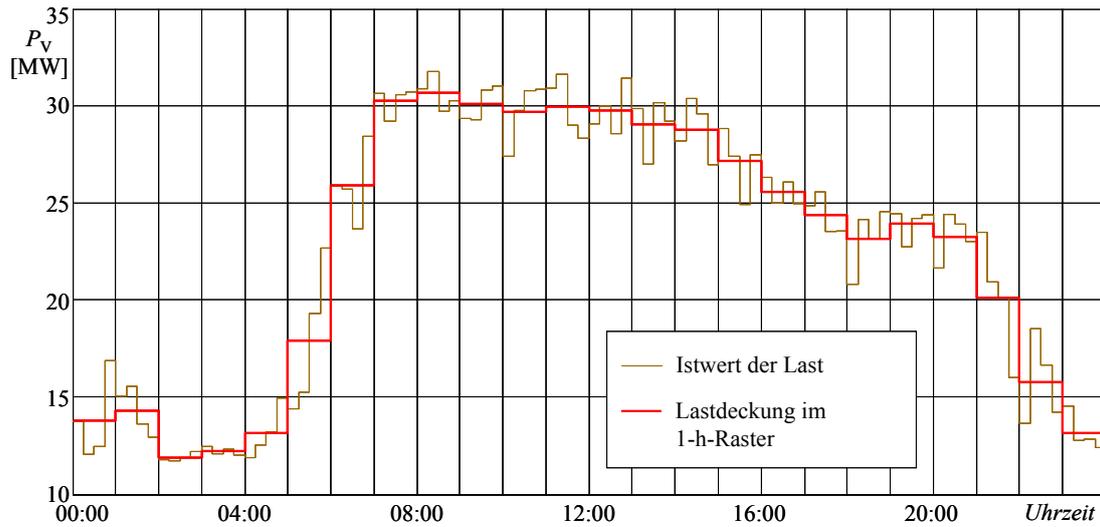
7.5 Anhang 5: Beispiel für Maßnahmen-Umsetzung 1

Ein Beispiel für Maßnahmen-Umsetzung 1 ist in Bild 7.7 anhand eines realen Tages-Lastgangs eines Industrieunternehmens veranschaulicht.

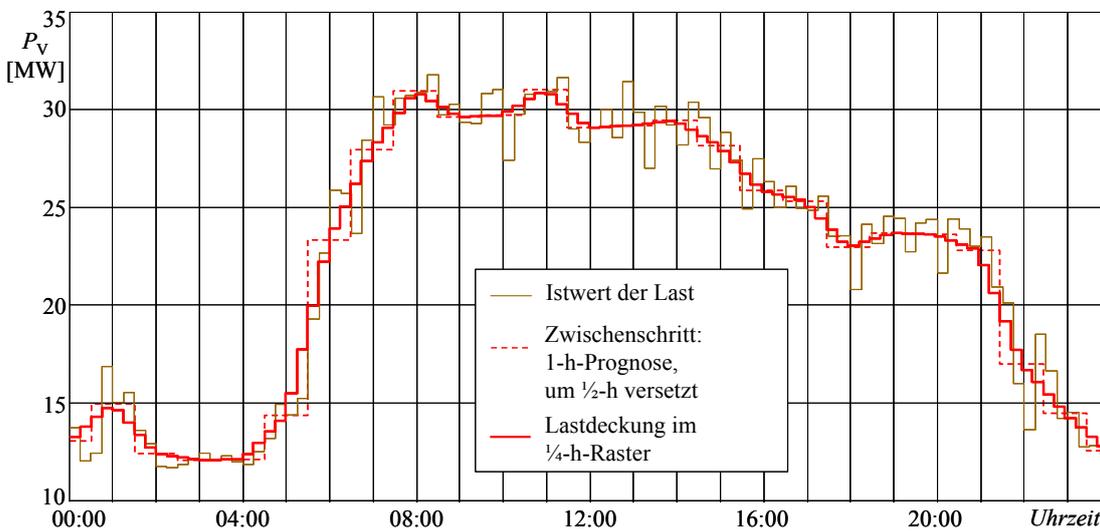
Da die Lastprognosen im liberalisierten Strommarkt seitens der Kunden bzw. Vertriebe erfolgen, s. Kap. 2.3, können letztere ihre bisher im 1-h-Raster erstellten Fahrpläne, s. Bild 7.7a, direkt in eine Abfolge von „4-quarter-steps“ umwandeln. Zur Ermittlung des jeweiligen Zielleistungs-Startwerts und Endwertes $P_{V,1}$ und $P_{V,2}$ als Vorgabe für die „4-quarter-steps“ innerhalb eines 1-h-Intervalls, s. Bild 5.4, kann nach wie vor von der derzeit oft vorherrschenden Praxis einer 1-h-Energiemengenprognose ausgegangen werden. Diese hat lediglich um eine halbe Stunde versetzt zu erfolgen, s. Bild 7.7b. Die hiermit erhaltenen 1-h-Zielleistungswerte sind gleichzeitig die jeweiligen Zielleistungs-Start- und Endwerte für die „4-quarter-steps“. Die sich auf diese Weise ergebenden „4-quarter-steps“ verlaufen somit im ursprünglichen, d.h. nicht verschobenen 1-h-Raster.

Sind genauere Lastprognosen möglich, können $P_{V,1}$ und $P_{V,2}$ selbstverständlich auch direkt prognostiziert werden, was gegebenenfalls eine noch bessere Anpassung der Abfolge der „4-quarter-steps“ an den prognostizierten Lastgang zur Folge hat.

a) derzeitige Praxis der Lastdeckung im 1-h-Raster (Bsp.: Einzel-Tageslastgang 27.01.2005)



b) Lastdeckung im 1/4-h-Raster gemäß der „4-quarter-steps“-Methode (Bsp.: Einzel-Tageslastgang 27.01.2005)



c) Tageslastgänge, ensemble-gemittelter Tageslastgang und Standardabweichung für ein Industrieunternehmen (jeweils Dienstag bis Donnerstag in den Wintermonaten Januar bis März 2005)

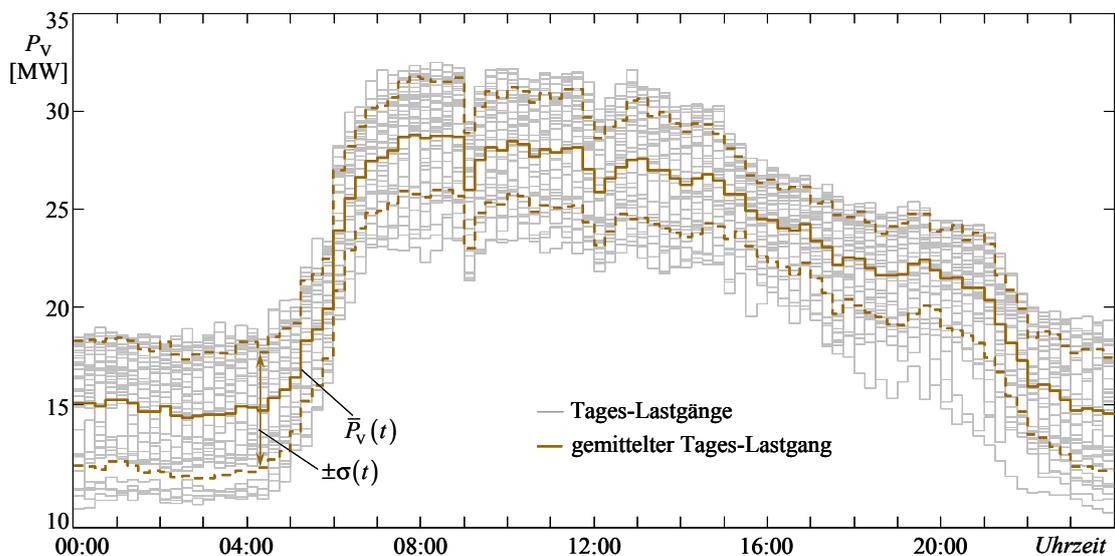


Bild 7.7: Darstellung des Lastgangs eines Industrieunternehmens

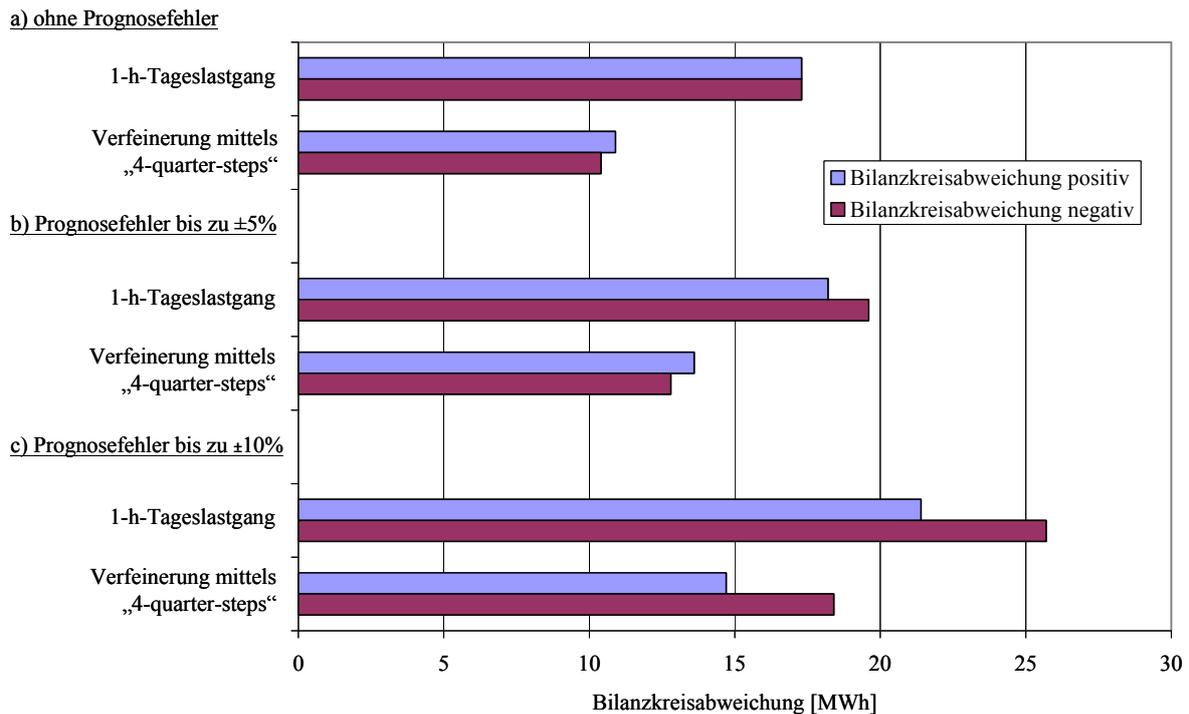


Bild 7.8: Bilanzkreisabweichungen bei Umsetzung der 4-quarter-steps
 → auf Basis des Beispiel-Tageslastgangs vom 27.01.2005

Bereits durch diese ohne besonderen Zusatzaufwand durchführbare Maßnahme lassen sich die Leistungsungleichgewichte für einen Großteil der Zeit erheblich verkleinern. So sind die Bilanzkreisabweichungen bei Anwendung der „4-quarter-steps“-Methode stets kleiner als bei der derzeitigen Praxis der Lastdeckung über 1-h-Stufen, wie in Bild 7.7a-b und Bild 7.8a anhand eines Tageslastgangs aus dem Industriebereich veranschaulicht.

Aber auch bei Berücksichtigung von Prognosefehlern treten bei Anwendung der „4-quarter-steps“-Methode geringere verbraucherseitige Bilanzkreisabweichungen im Vergleich zur herkömmlichen 1-h-Lastdeckung auf, s. Bild 7.8b und Bild 7.8c. Dieser Untersuchung liegt beispielhaft die Ensemble-Mittelung von 40 realen Tageslastgängen zugrunde, s. Bild 7.7c für Details. Dies führt zu einem täglich gleichartigen Lastverlauf mit einer Standardabweichung im Bereich von ca. 10 % bis 20 %, s. Bild 7.7c. Bei Berücksichtigung des Prognose-„Lerneffekts“ anhand des Ist-Lastgangverhaltens der jeweiligen Vortage sind geringere Bilanzkreisabweichungen zu erwarten [52].

Die getroffenen Aussagen werden durch Ergebnisse einer Auswertung von realen Verläufen der Lastprognose, des Last-Istwerts sowie der geordneten 1-h-Produkte für einen konkreten Vertriebs-Bilanzkreis bestätigt, s. Kap. 8.1.

8 Nachtrag zur Dissertation

8.1 Auswertung eines realen Vertriebs-Bilanzkreises

→ zu Kap. 4.3.1.2 und Anhang 5

Anhand der Auswertung von Messdaten eines realen Vertriebs-Bilanzkreises [90] kann für einen konkreten praktischen Fall die Entstehung der deterministischen Leistungsungleichgewichte gezeigt sowie die technische Wirksamkeit der Maßnahmen-Umsetzung 1, d.h. einer direkten kundenseitigen Order von „4-quarter-steps“-Produkten, bestätigt werden.

8.1.1 Entstehung der deterministischen Leistungsungleichgewichte

Die Entstehung der deterministischen Leistungsungleichgewichte kann anhand des über 15 Werkzeuge ensemble-gemittelten Verlaufs der Bilanzkreisabweichung eines Vertriebs-Bilanzkreises dargestellt werden; s. Bild 8.1. Die Bilanzkreisabweichung ergibt sich wie in Kap. 2.2.4 beschrieben für jedes $\frac{1}{4}$ -h-Intervall aus der Differenz zwischen Soll-Energiemenge gemäß Fahrplan, d.h. der geordneten Energiemenge, und der Ist-Energiemenge.

Der ensemble-gemittelte Verlauf der Bilanzkreisabweichung bestätigt den im Rahmen der Ursachenuntersuchung aufgestellten Extremfall II „Idealer Fahrplanbetrieb“. Abgesehen von den unvermeidlichen Prognoseabweichungen, die jeweils über einen längeren Zeitbereich auftreten und den Mittelwert der Bilanzkreisabweichungen von Null verschieben, zeigt das Verhalten der ensemble-gemittelten Bilanzkreisabweichung die gleiche Charakteristik wie die Abweichung zwischen Last und erzeugter Leistung im Extremfall II, vgl. Bild 4.8b.

Der sich jeweils abhängig vom Lastgradienten innerhalb eines 1-h-Intervalls einstellende Trend der Bilanzkreisabweichung, d.h. fallend oder steigend, ist in Bild 8.1 zur Verdeutlichung zusätzlich mit blauen Pfeilen angegeben.

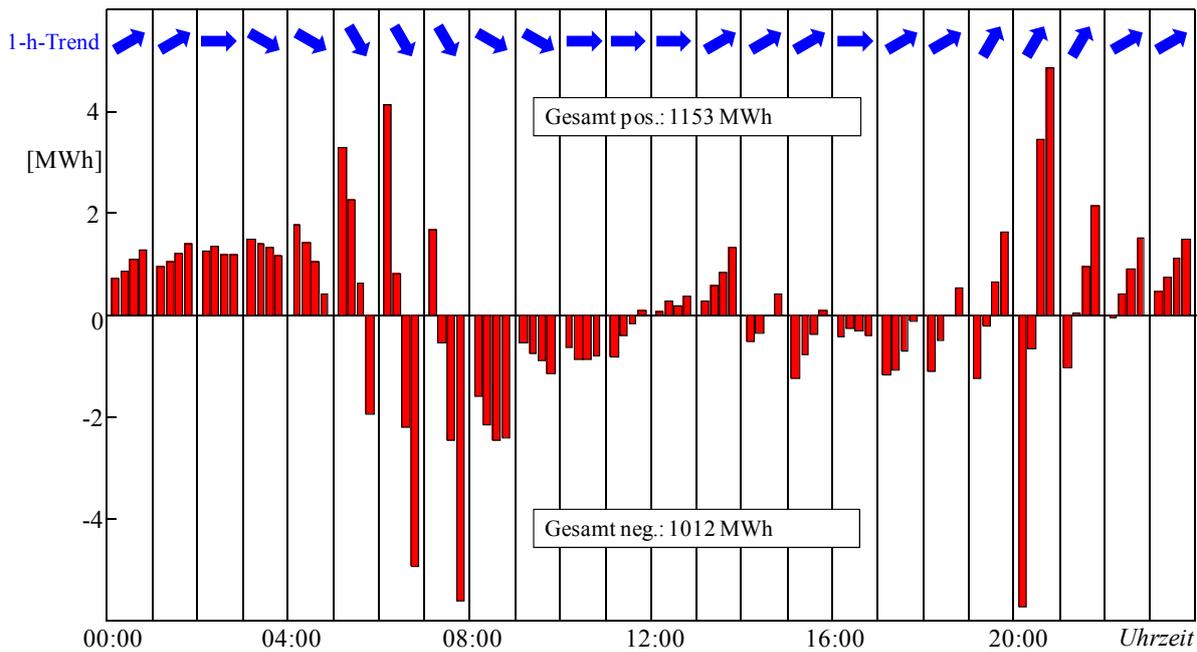


Bild 8.1: Ensemble-Mittelung der auftretenden Bilanzkreisabweichung für den betrachteten Vertriebs-Bilanzkreis, Mittelung von Werktagen über 3 Wochen

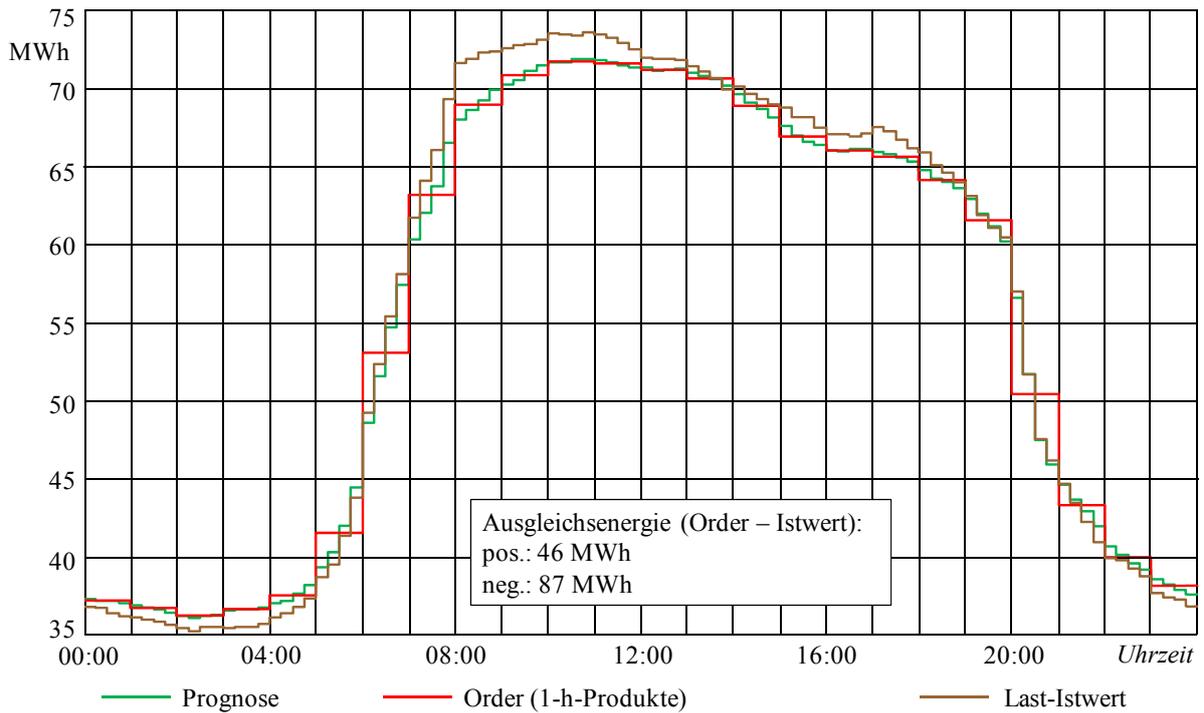
8.1.2 Wirkung von Maßnahmen-Umsetzung 1

Ein Beispiel für Maßnahmen-Umsetzung 1 ist in Bild 8.2 anhand eines realen Tageslastgangs des betrachteten Vertriebsbilanzkreises und der Verläufe der Prognose sowie der geordneten Stromprodukte veranschaulicht.

Die jeweiligen Zielleistungs-Startwerte und Endwerte $P_{V,1}$ und $P_{V,2}$ als Vorgabe für die „4-quarter-steps“ innerhalb eines 1-h-Intervalls sind hierbei Ergebnis einer Minimierung der Energieabweichung zwischen dem Prognoseverlauf und der resultierenden „4-quarter-steps“-Folge.

Das Beispiel bestätigt, dass eine bereits kundenseitige Bestellung von „4-quarter-steps“-Produkten zu einer Reduzierung der benötigten Ausgleichsenergiemengen führt, auch wenn unvermeidbare Prognosefehler in die Betrachtung einbezogen werden. Für den in Bild 8.2 dargestellten Beispieltag reduziert sich die benötigte Ausgleichsenergiemenge in positiver Richtung um 20 % sowie in negativer Richtung um 22 %. Aus einer entsprechenden Auswertung für einen längeren Zeitraum, d.h. für drei aufeinander folgende Wochen, ergibt sich für den betrachteten Bilanzkreis eine mittlere Reduzierung in positiver Richtung um 10 %, in negativer Richtung um 24 % [90].

a) derzeitige Praxis der Lastdeckung im 1-h-Raster (Bsp.: Einzel-Tageslastgang eines Bilanzkreises)



b) Lastdeckung im ¼-h-Raster gemäß der „4-quarter-steps“-Methode

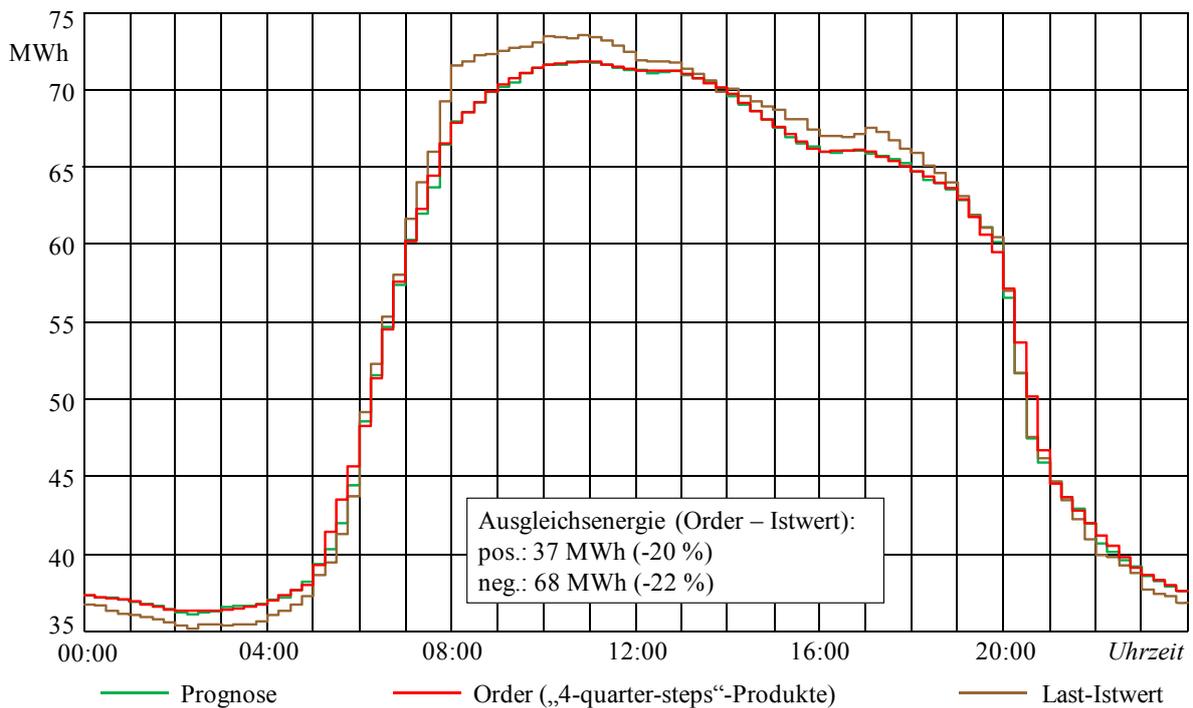


Bild 8.2: Beispiel für Maßnahmen-Umsetzung 1, gezeigt für einen Vertriebsbilanzkreis anhand realer Messdaten

8.2 Einführung negativer Arbeitspreise

→ zu Kap. 2.2.4 und Kap. 2.3.4.2

Nach der Einreichung der vorliegenden Arbeit hat sich bezüglich der Arbeitspreise für Regelenergie in Deutschland eine Änderung vollzogen. So sind ab Anfang 2009 in allen deutschen Regelzonen auch negative Arbeitspreise für die Regelenergie, d.h. Sekundärregelung und Minutenreserve, ermöglicht worden.

Die Aufforderung hierzu erfolgte durch die Bundesnetzagentur, um der Einführung negativer Preise bei der Strombörse EEX im Jahr 2008 Rechnung zu tragen. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur können sich ansonsten Arbitragemöglichkeiten zwischen dem Großhandelsmarkt und der Regelenergie ergeben, welche zu einer unerwünschten Inanspruchnahme von Regelenergie führen können [10].

Aufgrund der negativen Arbeitspreise für Regelenergie können sich auf Basis der Berechnungsvorschrift für die gegenüber den Bilanzkreisen abzurechnende Ausgleichsenergie, vgl. Kap. 2.2.4, auch negative Arbeitspreise ergeben. Dies kann in bestimmten Fällen dazu führen, dass Bilanzkreise auch bei einer Überdeckung Kosten zu tragen haben bzw. bei einer Unterdeckung eine Vergütung bekommen.

Welche langfristigen Auswirkungen die negativen Arbeitspreise auf praktische Verfahrensweisen der Lastdeckung bzw. des Kraftwerkseinsatzes haben ist derzeit nicht eindeutig zu beantworten. Bisher sind aufgrund der betragsmäßig meist sehr kleinen negativen Arbeitspreise keine grundlegenden Änderungen des Lastdeckungsverhaltens innerhalb der deutschen Regelzonen aufgetreten. An der grundlegenden im Rahmen dieser Arbeit vorgestellten Problematik ändern negative Arbeitspreise nichts.

Ein möglicherweise resultierendes „schärferes“ Fahrplanverhalten auf der Erzeugerseite, dass sich aus einem komplexerem und schwerer prognostizierbarem Marktumfeld ergeben kann, spricht eher noch für ein tendenzielles Ansteigen der deterministischen Frequenzabweichungen.

Literaturverzeichnis

- [1] **Asal, H.P.; Widmer, R.; Weber, H.; Welfonder, E.; Sattinger, W.:**
Simulation des Netzwiederaufbaus nach Großstörungen im Schweizerischen Hochspannungsnetz. Bulletin SEV/VSE 83 Heft 22/1992, S. 27-34.
- [2] **Bachmann, U.; Barth, P.; Findura, M.; Grebe, E.; Svarc, L.:**
Aspekte zur Leistungsfrequenzregelung im transkontinentalen Stromverbund. GMA/ETG-Fachtagung "Führungsaufgaben und Interaktionen von Kraftwerken und Netz bei deregulierter Energiewirtschaft", 23. bis 24. Februar 2000, München. VDI-Berichte 1529, S. 325–338.
- [3] **BDEW:**
Standardlastprofile. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, www.bdew.de
- [4] **BDI; VIK e.V.; VDEW e.V.; VDN e.V.; ARE e.V.; VKU e.V.:**
Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung, 13. Dezember 2001
- [5] **Bilke, T.:**
An integrated tool and improved performance metrics to monitor the adequacy of the North American electric power system. Dissertation Indiana State University, USA, 2006
- [6] **Bilke, T.:**
NERC Resources Subcommittee Frequency Report. Midwest ISO, März 2007.
- [7] **Bonareva, N.; Kolotovkin, D.; Cherkaoui, R.; Germond, A.; Grobovoy, A.; Stubbe, M.:**
Comparison of the results of full-scale experiment and long term dynamics simulation in the Siberian Interconnected Power System. Bulk Power System Dynamics and Control IV, 22. bis 27. August 2004, Cortina d'Ampezzo, Italien

- [8] **Bundesnetzagentur:**
Entwurf eines einheitlichen Bilanzkreisvertrags über die Führung eines Bilanzkreises vom 09.05.2006
- [9] **Bundesnetzagentur:**
Entscheidungsvorschlag zur Vereinheitlichung der Vertragspflichten aus den Bilanzkreisverträgen nach § 26 StromNZV. Verwaltungsverfahren BK6-06-013, Beschlusskammer 6 Netzzugang Strom, 2007
- [10] **Bundesnetzagentur:**
Ankündigung Beschlusskammer 6: Einführung negativer Arbeitspreise bei der Regelleistung. 28. Mai 2008. Erhältlich unter www.bundesnetzagentur.de.
- [11] **Bundesregierung:**
Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243)
- [12] **Bundesregierung:**
Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 7. November 2006 (BGBl. I S. 2550)
- [13] **Bundesregierung:**
Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970 (3621)), zuletzt geändert durch Artikel 7 Abs. 14 des Gesetzes vom 26. März 2007 (BGBl. I S. 358)
- [14] **Bundesregierung:**
Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – KraftNAV) vom 26. Juni 2007.
- [15] **Dena:**
Dena-Netzstudie: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), Köln, 2005
- [16] **Dena:**
Dena-Netzstudie II: Aufgabenstellung der dena-Netzstudie II, Studie zur Integration eines Anteils von 30 Prozent Erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung., Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), Köln, 2007
- [17] **Deutsche Übertragungsnetzbetreiber:**
Deutsche ÜNB. Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung unter www.regelleistung.net

- [18] **DVG:**
GridCode 2000 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Deutsche Verbundgesellschaft e.V. Heidelberg, 1998, aktualisierte Ausgabe Mai 2000.
- [19] **DVG:**
Leistungsregelung im Verbundnetz – Heutiges Verhalten der Wirkleistungsregelung und zukünftige Anforderungen. Deutsche Verbundgesellschaft e.V. Heidelberg, November 1980.
- [20] **E.ON:**
Vertikale Netzlast. Erhältlich unter www.eon-netz.com unter der Rubrik „Netzkennzahlen“
- [21] **Erdmann, G.; Zweifel, P.:**
Energieökonomik – Theorie und Anwendungen. Springer Verlag Berlin Heidelberg, 2008.
- [22] **Europäische Union:**
Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG. Amtsblatt der Europäischen Union L176/37, 15.07.2003.
- [23] **Europäische Union:**
Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. Von der Kommission vorgelegt. 19. September 2007. Brüssel.
- [24] **Europäische Union:**
Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. Amtsblatt der Europäischen Union L27 vom 30. Januar 1997
- [25] **Europäisches Parlament und Rat.:**
Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel. 26. Juni 2003. Brüssel.
- [26] **European Energy Exchange (EEX):**
Geschäftsbericht 2007. Erhältlich unter www.eex.com.

- [27] **European Federation of Energy Traders (EFET):**
Stellungnahme von EFET Deutschland zum Entwurf der Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen vom 05.11.2004. Erhältlich unter www.efet.org
- [28] **European Federation of Energy Traders (EFET):**
The Past and Future of European Energy Trading. EFET 2005. Erhältlich unter www.efet.org.
- [29] **EWIS:**
European Wind Integration Study (EWIS). Towards a Successful Integration of Wind Power into European Electricity Grids, Final Report WP 1, Januar 2007.
- [30] **Fazekas, C.; Szederkényi, G.; Hnagos, K.M.:**
Identification of the primary circuit dynamics in a pressurized water nuclear power plant. Proceedings of the 17th IFAC World Congress, 6.-11.07.2008, Seoul, Korea
- [31] **Godde, D.; Ciesiolka, J.:**
Pumped Storage Plants in a new Framework – Challenges and Consequences. VGB Power Tech 4/2006, S. 52-57
- [32] **Grebe, E.; Tillmann, H.-B.; Quadflieg, D.; Asal, H.P.:**
Neue DVG-Empfehlungen zur Vorhaltung von Wirkleistungssekundenreserve. 4. GMA/ETG-Fachtagung Netzregelung, 16.-17. April 1997, Berlin. VDI-Berichte 1329, S. 165-179.
- [33] **Greiner, F.:**
Einfluss des liberalisierten Marktes auf die Stromproduktion. 6. GMA/ETG-Fachtagung „Sichere und zuverlässige Systemführung von Kraftwerk und Netz im Zeichen der Deregulierung“, 21.-22. Mai 2003, München. VDI-Berichte 1747.
- [34] **Hall, B.:**
Experimentelle Untersuchung zur frequenz- und spannungsabhängigen Leistungsaufnahme elektrischer Verbraucherteilnetze. Dissertation Universität Stuttgart, 1993
- [35] **Handschin, E; Häger, U; Horenkamp, W.; Schulz, W.; Waniek, D.:**
Abschätzung der EEG-bedingten Kosten aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers. Zeitschrift Energiewirtschaft (EW), Jg. 106 (2007), Heft 5, S. 22-30.
- [36] **Hönig, P.:**
Mehrstufiges Verfahren zur Tageseinsatzoptimierung großer kraft-wärmegekoppelter Energieversorgungssysteme. Dissertation Universität Stuttgart, 2000

- [37] **Hoppe, M.:**
Die Regelung von Systemen mit Allpaßverhalten – dargestellt durch theoretische und experimentelle Untersuchung einer Wasserkraftanlage. Schriftenreihe des Lehrstuhls für Meß- und Regelungstechnik. Ruhr-Universität Bochum, 1981, no.16
- [38] **Huonker, U.:**
Ein Werkzeug zur Lagrange-Optimierung in der Kraftwerkseinsatzplanung. Dissertation Universität Stuttgart, erschienen in Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6, Nr. 497, Düsseldorf 2003.
- [39] **Kaufhold, M.:**
Entwicklung und Realisierung eines Konzepts für eine flexible Messdatenerfassungsanlage zur Netzfrequenzmessung. Interner Bericht am IVD, Universität Stuttgart, 2008
- [40] **Kirby, B.J.; Dyer, J.; Martinez, C.; Shoureshi, R.A.; Guttromson, R.; Dagle, J.:**
Frequency Control Concerns In The North American Electric Power System. Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS). Dezember 2002. Erhältlich unter www.osti.gov/bridge
- [41] **Kleinekorte, K.:**
Welche Regeln gelten für wen – Europaweite Standards: Wie können sie entstehen? 9. GMA/ETG-Fachtagung Netzregelung und Systemführung, 05.03.-06.03.2008, München
- [42] **Konstantin, P.:**
Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2007
- [43] **Krämer, K. G.:**
Strommarkt Europa – Wunsch und Wirklichkeit. Vortrag auf dem FGE Kolloquium, Aachen, 6. Juli 2006
- [44] **Kurth, M.; Schulz, U.; Weißbach, T.; Welfonder, E.; Heidrich, W.:**
Regeldynamisches Zusammenwirken von Kraftwerken und Netzen bei deregulierter Energiewirtschaft. VGB-Konferenz Elektrotechnik, Leittechnik, Informationsverarbeitung im Kraftwerk, 9. bis 11. Mai 2006, Düsseldorf/Neuss.
- [45] **Kurth, M.; Weißbach, T.; Welfonder, E.:**
Regeldynamisches Zusammenwirken von Kraftwerken und Netzen bei deregulierter Energiewirtschaft. Abschlussbericht zum VGB-Forschungsprojekt Nr. 243, VGB Power Tech, Essen, 2005

- [46] **Kurth, M.; Weißbach, T.; Welfonder, E.:**
Regeldynamisches Zusammenwirken von Kraftwerken und Netzen bei deregulierter Energiewirtschaft. **Kurzbericht** zum VGB-Forschungsprojekt Nr. 243, VGB Power Tech, Essen, 2005
- [47] **Meerbeck, B.:**
Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung zum Ausgleich elektrischer Leistungsschwankungen, Dissertation Universität Stuttgart, 2001
- [48] **Michaelsen, T.:**
European Energy Exchange, Präsentation im Rahmen der 5. Sitzung des Lenkungskreises zum Projekt VGB 306, 11. Juni 2008, Leipzig
- [49] **Mielczarski, W.; Siewierski, T.; Wedzik, A.:**
Experience from the Operation of the Polish Electricity Market. IEEE Xplore 2005. Heruntergeladen am 1. November 2008 unter <http://ieeexplore.ieee.org>
- [50] **Müller, L.:**
Blick über die Grenzen: Vorgehen in anderen Ländern. DVG/VDN-Fachtagung „Regelenergiemarkt in Deutschland“, 6. November 2001, Berlin.
- [51] **NASEO:**
National Association of State Energy Officials (NASEO). Informationen sowie weiterführende links unter www.naseo.org
- [52] **Neifer, R.:**
Einsatz digitaler Messdatenerfassungsanlagen zur Analyse und Prognose von Elektro- und Wärmelastgängen. Dissertation Universität Stuttgart, 1999.
- [53] **NERC:**
Frequency Response Standard Whitepaper. North American Electric Reliability Council. April 6, 2004.
- [54] **NERC:**
“22:00” Frequency Excursions (Final Report). Frequency Excursion Task Force. North American Electric Reliability Council. August 28, 2002. Erhältlich auf www.nerc.com.
- [55] **Neumaier, R.:**
Auswirkungen der Windenergie in küstenfernen Netzen, GreenNet Expertenforum, 18.-19.10.2007, Stuttgart

- [56] **Nordel:**
Improved balance and frequency control of the Nordic power system. Bericht der “Operations Development Group”, 28. Juni 2008. Erhältlich unter www.nordel.org
- [57] **Nührmann, D.:**
Das komplette Werkbuch Elektronik. Korr. Neuauflage, Franzis Verlag, Oktober 2002, München
- [58] **Pitscheider, K.:**
Modellbasierte Führung und Regelung von Dampfkraftwerksblöcken, Dissertation Universität Stuttgart, 2007
- [59] **Prognoseforum GmbH:**
Bericht vom Prognoseforum-Symposium am 13. September 2004 „Regelenergie“, erhalten unter http://www.prognoseforum.de/workshop/bericht_sept04.htm am 03.12.2007
- [60] **RWE AG:**
Balancing Group Management. Informationen erhalten unter www.rwetransportnetzstrom.com am 20.02.2008
- [61] **Sattinger, W.:**
Monitoring of Power System Operation. VGB Workshop 4th ETC Generation and Technology – Impact of Grid Management on Power Plant Operation, 15. Oktober 2008, Köln
- [62] **Scherer, U.; Hodurek, C.:**
Systemverantwortung der ÜNB: Aufgaben der verschiedenen Arten von Regelleistung und Reserve. DVG/VDN-Fachtagung „Regelenergiemarkt in Deutschland“, 6. November 2001, Berlin.
- [63] **Schulz, U.:**
Reaktion von Erzeugungs- und Verbrauchereinheiten auf Spannungs- und Frequenzänderungen im Netz. VDE Kongress 2004, 19. bis 20. Oktober, Berlin.
- [64] **Sindelar, R.:**
Experimentelle Untersuchungen zur Blockleistungsaktivierung durch den abschaltbaren ND-Vorwärmerstrang. VGB Kraftwerkstechnik 68 (1988), Heft 2, S. 139-143.
- [65] **Späth, T.:**
Nichtlineares Dynamikmodell einer stationären Gasturbine – Modellierung und Simulation. Interner Bericht am IVD 2005.

- [66] **Swissgrid:**
Transmission Code 2008. Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz. Vorläufige Endfassung vom 13. Juni 2008. Erhältlich unter www.swissgrid.ch
- [67] **Terna:**
Code for transmission, dispatching, development and security of the grid. Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA (*Italienischer ÜNB*). Updated Version. 6. April 2007. Zusätzliche Anhänge erhältlich unter www.terna.it
- [68] **Thumm, T.:**
Wirkleistungs-Sekundenreserve Maßnahmen, untersucht am Beispiel eines Dampfkraftwerksblocks, Dissertation Universität Stuttgart, 1989
- [69] **Tomschi, U; Eckstein, S.:**
Regelreserven bei Gas- und Dampf(GuD)-Kraftwerken. 9. GMA/ETG-Fachtagung „Netzregelung und Systemführung“, 05.03.-06.03.2008, München
- [70] **Treuer, M.; Weißbach, T.; Kurth, M.; Haake, D.; Gudat, R.:**
Zum Einsatz modellgestützter Regelung von Dampfkraftwerksblöcken über große Lastbereiche zur Erhöhung der Manövrierfähigkeit - Parametrierung und Simulation eines nichtlinearen Blockführungskonzepts. Tagungsband: 38. Kraftwerkstechnisches Kolloquium, 24. bis 25. Oktober 2006, Dresden; 2006
- [71] **Treuer, M.; Weißbach, T.; Kurth, M.; Hagenmeyer, V.:**
Flatness-based Two-degree-of-freedom Control of a Pumped Storage Power Station. European Control Conference (ECC) 2007, Kos, Griechenland, 2. bis 5. Juli 2007
- [72] **UCPTE:**
Empfehlung zur primären und sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung in der UCPTE. Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transportes elektrischer Energie (UCPTE), 1995
- [73] **UCTE Adhoc-Group „Frequency Quality Investigation“ (FQI):**
Excerpt of the Final Report, Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, 30. März 2009. Erhältlich unter www.ucte.org
- [74] **UCTE Adhoc-Group „Requirements to Generators“:**
Technical Paper – Definition of a Set of Requirements to Generating Units. Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, September 2008. Erhältlich unter www.ucte.org

- [75] **UCTE:**
UCTE Operation Handbook. Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, Juni 2004. Erhältlich unter www.ucte.org
- [76] **UCTE:**
Datenbank unter www.ucte.org
- [77] **Vattenfall Europe AG:**
Reaktorschnellabschaltung durch kurzzeitigen Ausfall der Eigenbedarfsversorgung aufgrund Kurzschluss in einem Maschinentrafo am 28.06.07 um 15:02 Uhr. Bericht Nr.: TKS/TKP 1521/2007. Erhältlich unter www.vattenfall.de
- [78] **Vattenfall Transmission:**
Ausgleichsenergie und Netzkennzahlen. Erhältlich unter www.vattenfall.de.
- [79] **VDE:**
VDE-Studie „Effizienz und Einsparpotential elektrischer Energie in Deutschland – Perspektive bis 2025 und Handlungsbedarf. VDE. Mai 2008.
- [80] **VDI/VDE:**
Richtlinie 3508, Blockregelung von Wärmekraftwerken, Verein Deutscher Ingenieure, Beuth Verlag, 2003, Berlin
- [81] **VDN:**
TransmissionCode 2003 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, August 2003
- [82] **VDN:**
TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Version 1.1. Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, August 2007
- [83] **VGB Forschungsprojekt 306:**
Protokoll zum Fachgespräch zu einem Informationsaustausch zwischen dem Projektlenkungskreis und der UCTE-Arbeitsgruppe „Frequency Quality Investigation“, 18.01.2008, Essen
- [84] **VGB Forschungsprojekt 306:**
Interner Ergebnisbericht des 4. Fachgesprächs zwischen dem LK und den ÜNB, 20. August 2008, VGB Power Tech, Essen
- [85] **VGB Forschungsprojekt 306:**
Ergebnisprotokoll der 6. Sitzung des Projektlenkungskreises unter Beteiligung von Vertretern des „Verbands der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.“ (VIK), 13. Oktober 2008, Essen

- [86] **VGB Forschungsprojekt 306:**
Ergebnisbericht des Fachgesprächs mit Vertretern des „Verbands der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.“ (VIK) und des „Verbands kommunaler Unternehmen e. V.“ (VKU), 27. Oktober 2008, Essen
- [87] **Vice, R. L.:**
Frequency Issues 2005. Interner Bericht der „NERC Frequency Taskforce“, 2005
- [88] **Weber, H.:**
Dynamische Netzreduktion zur Modalanalyse von Frequenz- und Leistungspendelungen in ausgedehnten elektrischen Energieübertragungsnetzen. Dissertation Universität Stuttgart, 1990.
- [89] **Weidmann, B.; Müller, J.:**
Primärregelung mit Pumpspeicherwerken. 6. GMA/ETG-Fachtagung „Sichere und zuverlässige Systemführung von Kraftwerk und Netz im Zeichen der Deregulierung“, 21. bis 22. Mai 2003, München. VDI-Berichte 1747, S. 61-74.
- [90] **Weißbach, T.:**
Auswertung des Datensatzes eines Vertriebs-Bilanzkreises. Präsentation zur Sitzung des Lenkungskreises des Projekts VGB 306 am 9. Juni 2009, Stuttgart
- [91] **Weißbach, T.; Kurth, M.; Welfonder, E.; Haake, D.; Gudat, R.:**
Zum Einsatz modellgestützter Regelungen bei Dampfkraftwerksblöcken über große Lastbereiche zur Erhöhung der Manövrierfähigkeit – Teil 1: Durchgeführte Voruntersuchungen, XXXVII. Kraftwerkstechnisches Kolloquium, Dresden, 2005
- [92] **Weißbach, T.; Kurth, M.; Welfonder, E.; Schulz, U.; Heidrich, W.:**
Rückwirkungen des Netzstör- und Führungsverhaltens auf den Kraftwerksbetrieb, VDE-Kongress Aachen, 23.-25. Oktober 2006
- [93] **Weißbach, T.; Kurth, M.; Welfonder, E.; Haake, D.; Gudat, R.:**
Control performance of large scale steam power plants and improvements. IFAC Symposium on Power Plants and Power Systems Control 2006, June 25-28, 2006, Kananaskis, Canada.
- [94] **Weißbach, T.; Treuer, M.:**
Abschlussbericht zum VGB Forschungsprojekt 285 „Netzregeltechnische Kraftwerksbeanspruchung, Aufbauvorhaben“. Universität Stuttgart, 2006.
- [95] **Weißbach, T.; Welfonder, E.:**
Zwischenbericht zum VGB Forschungsprojekt 306 „Netzregelungstechnische Kraftwerksbeanspruchung“. Universität Stuttgart, 2008.

- [96] **Weißbach, T.; Welfonder, E.:**
Verbesserte Umsetzung handelsbedingter Leistungsänderungen in Kraftwerken und Netz. Tagungsband: 9. GMA/ETG-Fachtagung "Netzregelung und Systemführung", 5.-6. März 2008, München; Seite(n): 13-20.
- [97] **Weißbach, T.; Welfonder, E.:**
Improvement of the Performance of Scheduled Stepwise Power Programme Changes within the European Power System. 17. World Congress der "International Federation of Automatic Control (IFAC), Seoul, Korea, 6.-11. Juli 2008
- [98] **Welfonder, E.:**
Zusammenwirken von Kraftwerken und Netz bei deregulierter Energiewirtschaft, Teil 1 und 2. VGB PowerTech (82) 2002, Heft 3 und 4.
- [99] **Welfonder, E.:**
Künftige Aufgaben der Netzregelung unter Nutzung bisheriger Stell- und Regelmaßnahmen. 4. GMA/ETG-Fachtagung Netzregelung, 16.-17. April 1997, Berlin. VDI-Berichte 1329, S. 133-164.
- [100] **Welfonder, E.:**
Netztechnische Anforderungen an die Primär- und Sekundär-Regelung. Übersichtsvortrag zur 3. GMA/ETG-Fachtagung "Netzregelung", 7.-8. März 1996, Berlin. VDI-Berichte 1245, S. 1-34.
- [101] **Welfonder, E.:**
Regeldynamisches Zusammenwirken von Kraftwerken und Verbrauchern im Netzverbundbetrieb. Elektrizitätswirtschaft 79 (1980), S. 730-741
- [102] **Welfonder, E.:**
Least Cost Dynamic Interaction of Power Plants and Power Systems. Survey to Technical Area "Power Plants and Power Systems". Control Engineering Practice, Vol. 5, No. 9, pp.1203-1216, 1997.
- [103] **Welfonder, E.; Kocher, P.:**
Nonlinear Dynamic Models for the Power Behaviour of Nuclear Power Plants. 9th IFAC/IFORS Symposium on Identification and System Parameter Estimation. 8.-12. Juli, 1991, Budapest, Ungarn.
- [104] **Welfonder, E.; Kurth, M.:**
Importance of the selfregulating effect within power systems. IFAC Symposium on Power Plants and Power Systems Control 2006, 25. bis 28. Juni 2006, Kananaskis, Kanada.

- [105] **Welfonder, E.; Kurth, M.; Tillmann, H.-B.:**
Duale elektrische Energieversorgung bei zunehmender Windkrafteinspeisung, 6. GMA/ETG-Fachtagung Netz-Regelung und Systemführung, 21.-22. Mai 2003, München.
- [106] **Welfonder, E.; Neifer, R.; Tillmann, H.-B.; Kranhold, M.; Svarc, L.; Sattinger, W.; Spanner, M.:**
Control Behaviour of the VEAG and CENTREL Power System determined by Comprehensive Experimental Investigations and Additional Simulation. CIGRE 1996 SESSION, 25.-31. August 1996, Paris.
- [107] **Welfonder, E.; Weißbach, T.; Schulz, U.; Zeitler, G.; Nielsen, J.:**
Improvement of the Performance of Scheduled Stepwise Power Programme Changes within the European Power System. CIGRE Session 2008, 25.-29. August 2008, Paris.
- [108] **Zeitler, G.:**
Bilanzkreisabrechnung und Regelenergieabrechnung. Präsentation zum Fachgespräch zwischen dem VGB, Vertretern der Kraftwerkseinsatzplanung und den Netzbetreibern. 25. Januar 2007, Essen.