



# **Frequenzstabilität – Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz**



## Inhaltsverzeichnis

|          |                                                                                         |           |
|----------|-----------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>Einleitung.....</b>                                                                  | <b>1</b>  |
| <b>2</b> | <b>Allgemeine Randbedingungen und Vereinfachungen .....</b>                             | <b>3</b>  |
| 2.1      | Beteiligung an der Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR).....                         | 3         |
| 2.2      | Vernachlässigung von Regelleistung.....                                                 | 3         |
| <b>3</b> | <b>Analyse des notwendigen Zeitverhaltens der Überfrequenz-Leistungsreduktion .....</b> | <b>5</b>  |
| 3.1      | Überfrequenz-Szenarien .....                                                            | 5         |
| 3.2      | Heutiges Zeitverhalten der Überfrequenz-Leistungsreduktion.....                         | 8         |
| 3.3      | Methodik zur Bestimmung des notwendigen Zeitverhaltens .....                            | 10        |
| 3.4      | Bestimmung des notwendigen Zeitverhaltens .....                                         | 12        |
| 3.5      | Beitrag von Bremswiderständen .....                                                     | 15        |
| 3.6      | Beitrag künstlicher Schwungmasse .....                                                  | 16        |
| <b>4</b> | <b>Analyse der Herausforderungen beim Unterfrequenz-Lastabwurf.....</b>                 | <b>19</b> |
| 4.1      | Unterfrequenz-Szenarien.....                                                            | 19        |
| 4.2      | Funktion des heutigen Lastabwurfs.....                                                  | 20        |
| 4.3      | Optimierter Lastabwurf .....                                                            | 22        |
| <b>5</b> | <b>Zusammenfassung und Ausblick .....</b>                                               | <b>28</b> |
|          | <b>Literaturverzeichnis .....</b>                                                       | <b>31</b> |



## 1 Einleitung

Im Bericht „Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb“ [1] der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber wurde bereits gezeigt, dass die mögliche Abnahme synchron mit der Netzfrequenz umlaufender Schwungmassen aus heutiger Sicht für das kontinentaleuropäische Verbundsystem keine Systemgefahr darstellt, solange es zusammengeschaltet bleibt und es nicht zu einer Systemauftrennung in Folge einer Störung kommt. Ein großes Synchrongebiet wie das kontinentaleuropäische Verbundsystem besitzt eine vergleichsweise hohe Momentanreserve und eine hohe Erzeugungskapazität, so dass spontane Erzeugungsausfälle mit relativ geringen Anforderungen u.a. an die Primärregelung der Erzeugungseinheiten beherrschbar sind. Die zulässigen Frequenzgrenzen und Frequenzgradienten ( $df/dt$ ) werden bei auslegungsrelevanten störungsbedingten Leistungsungleichgewichten für die heute absehbaren Entwicklungen nicht überschritten.

Als Plattform für den europäischen Binnenmarkt hat das Verbundsystem jedoch auch im Hinblick auf die Frequenzstabilität neue Herausforderungen zu bewältigen: Bedingt durch seine zentrale Lage in Europa sowie den Wandel der Erzeugungsstruktur in Deutschland hat besonders das deutsche Übertragungsnetz in den letzten Jahren zunehmende Transite zu bewältigen. Dieser Trend wird sich weiter fortsetzen und die marktgetriebenen Lastflüsse werden entsprechend den im deutschen Übertragungsnetz notwendigen und zur Realisierung vorgesehenen Verstärkungsmaßnahmen noch weiter zunehmen. Unvorhersehbare Ereignisse und außergewöhnliche Störungen können somit zu einer Auftrennung des deutschen und damit des europäischen Verbundsystems und daher zu einem spontanen Ausfall großräumiger Transite führen. Ein solches – wenn auch seltenes – Ereignis ist im Rahmen der Systemauslegung zu berücksichtigen. Neben erheblich zunehmenden Transiten, die im Störfall zu spontanen Leistungsungleichgewichten in den abgetrennten Teilsystemen führen, sind dabei die veränderten dynamischen Eigenschaften neuer Erzeugungstechnologien (u.a. infolge fehlender bzw. nicht wirksamer Schwungmasse) zu berücksichtigen. Bestehende Konzepte für „Defence Plan“ und „Emergency Control“ sind daher zu überprüfen und ggf. zwecks Erhalt der Systemstabilität auch in kritischen Situationen anzupassen.

In [1] wurden daher zwei Bereiche identifiziert, welche beide im Zusammenhang mit hohen Leistungsdefiziten bzw. -überschüssen in Kombination mit geringer Schwungmasse und damit einhergehenden hohen Frequenzgradienten stehen und einer weiteren Analyse bedürfen.

Zum einen der Überfrequenzbereich: Hier ist die zulässige Reaktionszeit der Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR) der Erzeugungseinheiten zur Beherrschung großer Leistungsüberschüsse zu ermitteln. Zudem ist der mögliche Beitrag „künstlicher

Schwungmasse“ durch leistungselektronisch angebundene Erzeugungseinheiten zu untersuchen. Zum anderen der Unterfrequenzbereich: Hier ist zu prüfen, inwiefern die Beherrschung hoher Leistungsdefizite mittels eines optimierten frequenzabhängigen Unterfrequenz-Lastabwurfs (UF-LA), beispielsweise durch eine Minimierung der Verzögerungen des bestehenden Lastabwurfs oder als Ergänzung mit Hilfe von  $\Delta f/\Delta t$ -Relais zu beherrschen wäre.

Mit dem vorliegenden Bericht sollen zu diesen Fragestellungen Antworten gegeben sowie daraus weiterentwickelte Anforderungen hinsichtlich des notwendigen Zeitverhaltens von Netzbetriebsmitteln und angeschlossener bzw. anzuschließender Kundenanlagen definiert werden. Auf dieser Basis soll ein transparenter Dialog mit relevanten Stakeholdern zu den vorgeschlagenen Weiterentwicklungen geführt werden.

Die Grundlagen für die Modellierung und die zu untersuchenden dynamischen Vorgänge werden in [1] beschrieben. Kapitel 2 geht auf Randbedingungen und Vereinfachungen der Simulationsuntersuchungen ein. In Kapitel 3 folgt die Analyse des notwendigen Zeitverhaltens der Überfrequenz-Leistungsreduktion und in Kapitel 4 die Analyse der Herausforderungen beim Unterfrequenz-Lastabwurf. Kapitel 5 schließt den Bericht mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick ab.

## 2 Allgemeine Randbedingungen und Vereinfachungen

Nachfolgend werden allgemeine Randbedingungen sowie getroffene Vereinfachungen der Simulationen beschrieben.

### 2.1 Beteiligung an der Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR)

Erzeugungseinheiten müssen sich in Deutschland [2] und zukünftig im gesamten Verbundsystem [3] an der Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR) beteiligen. Mittels Synchrongenerator gekoppelte Erzeugungseinheiten (synchrone Erzeugung), im wesentlichen konventionelle Kraftwerke, werden allerdings in den kritischen Überfrequenz-Szenarien (ÜF-Szenarien) im Mittel nahe ihrer Mindestlast betrieben [4]. Zudem ist in den aktuellen Regelwerken [2, 3] kein konkret einzuhaltendes Zeitverhalten vorgeschrieben. In den folgenden Analysen wird der Beitrag der synchronen Erzeugung daher vernachlässigt.

Die hohen innerdeutschen Nord-Süd-Transite sowie die geringe Schwungmasse sind im Wesentlichen durch die hohe Einspeisung aus mittels Umrichter gekoppelter Erzeugungseinheiten (nicht-synchrone Erzeugung) bedingt. In den kritischen ÜF-Szenarien spielt der Anteil der synchronen Erzeugung nur eine untergeordnete Rolle. Daher muss die nicht-synchrone Erzeugung den wesentlichen Beitrag zur Sicherstellung der Frequenzstabilität durch ein ausreichend schnelles Zeitverhalten der ÜF-LR leisten. Die synchrone Erzeugung trägt durch die physikalische Schwungmasse weiterhin wesentlich zur Begrenzung der auftretenden Frequenzgradienten bei.

In den folgenden Analysen beteiligen sich daher ausschließlich die mittels Umrichter gekoppelten Erzeugungseinheiten entsprechend [2] bei Frequenzen zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz mit einer Statik  $s = 5\%$  proportional zur Frequenzabweichung  $\Delta f$  an der ÜF-LR. Das für die Frequenzstabilität wesentliche Zeitverhalten der ÜF-LR wird in Kapitel 3 analysiert. Darüberhinaus wird eine Frequenzabhängigkeit der Lasten von  $2\%/Hz$  angenommen.

### 2.2 Vernachlässigung von Regelleistung

Analog zu [1] wird die Sekundärregelleistung (SRL) aufgrund ihrer konzeptgemäß relativ langsamen Aktivierung nicht berücksichtigt, da sie auf die hier interessierenden, sehr schnellen Vorgänge keine Auswirkung hat. Ähnlich verhält es sich mit der Primärregelleistung (PRL). Bild 2-1 (oben) zeigt anhand eines beispielhaften Szenarios das Frequenzverhalten mit (durchgezogene Linie) und ohne (gestrichelte Linie) Berücksichtigung von PRL durch konventionelle Kraftwerke mit einer typischen Zeitkonstante. Bild 2-1 (unten) zeigt für den Fall mit Berücksichtigung von PRL die Leistungsaktivierung aufgeteilt nach Momentanreserve (MR), Verbraucherselbstregeleffekt (VSRE), Primärregelleistung (PRL), Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR) sowie deren Summe (Gesamt). Die Netzlast des Teilnetzes nach

der Netzauftrennung entspricht dabei 70 GW und die PRL ist anteilig mit 1,5 GW überproportional berücksichtigt. Wie zu erwarten, erreicht die Netzfrequenz nach vollständiger Aktivierung der Primärregelleistung quasistationär einen Wert näher an der Nennfrequenz. In den für diese Analysen wesentlichen ersten Sekunden nach Auftreten des Leistungsungleichgewichts ist der Frequenzverlauf hingegen nahezu identisch. Damit kann auch die PRL vernachlässigt werden, da auch diese konzeptgemäß zu langsam und in Summe zu gering ist, um die Untersuchungen zu beeinflussen.

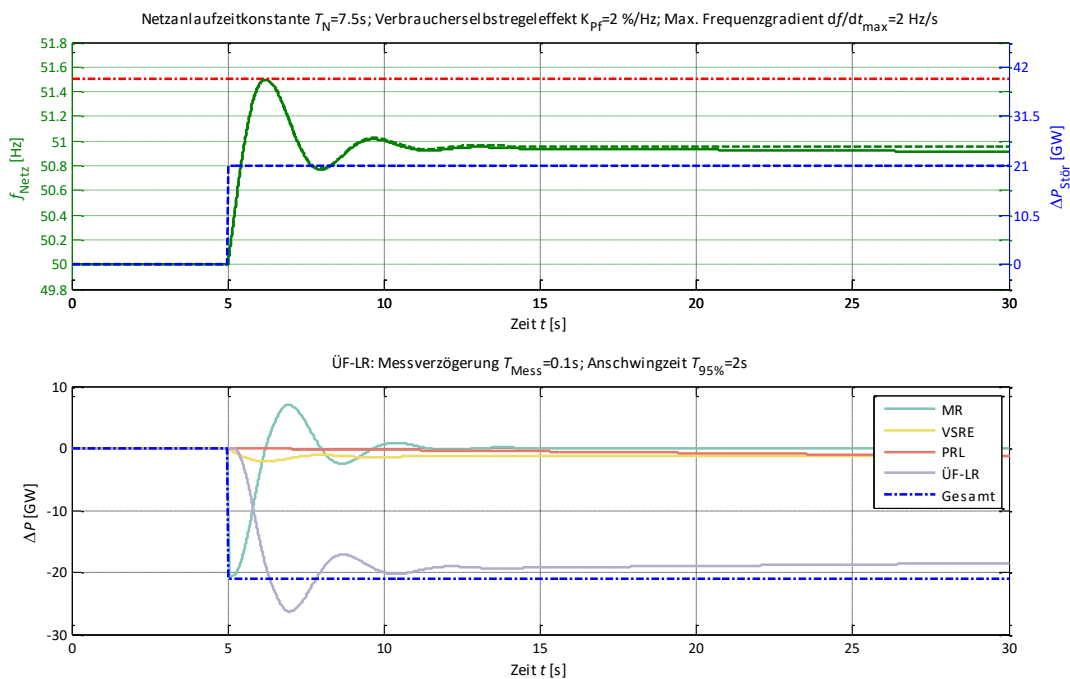


Bild 2-1: Vergleich des Leistungs-Frequenzverhaltens mit PRL (durchgezogene Linie) und ohne PRL (gestrichelte Linie) anhand eines beispielhaften Szenarios

Durch die Vernachlässigung der PRL muss diese nicht entsprechend des gewählten Teilnetzes und Lastfalls anteilig in den Szenarien berücksichtigt werden. Ein weiterer wesentlicher Vorteil ergibt sich dadurch, dass eine Darstellung der Ergebnisse in bezogenen Größen möglich wird. Damit sind diese allgemeingültig, unabhängig von der absoluten Größe des betrachteten Teilnetzes. Im Folgenden werden daher Leistungen nur in bezogenen Größen und nicht wie in Bild 2-1 in absoluten Größen dargestellt.



### 3 Analyse des notwendigen Zeitverhaltens der Überfrequenz-Leistungsreduktion

Im vorliegenden Kapitel wird das notwendige Zeitverhalten der Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR) analysiert. Dazu werden in einem ersten Schritt Überfrequenz-Szenarien inklusive Sensitivitäten hergeleitet. Zur Einordnung wird zunächst das heutige Zeitverhalten der ÜF-LR aufgezeigt. Anschließend wird die Methodik zur Analyse des notwendigen Zeitverhaltens der ÜF-LR beschrieben und in einem weiteren Schritt das notwendige Zeitverhalten bestimmt. Des Weiteren wird der Beitrag von Bremswiderständen sowie von künstlicher Schwungmasse analysiert und bewertet.

#### 3.1 Überfrequenz-Szenarien

Zur Bestimmung des notwendigen Zeitverhaltens der ÜF-LR werden im vorliegenden Abschnitt realistische Szenarien bei Überfrequenz als Basis definiert.

Da Systemauftrennungen und die daraus resultierende Teilnetzbildung nicht vorhersehbar sind, wird eine real aufgetretene Systemauftrennung im Jahr 2006 als Grundlage für die Teilnetzbildung der Überfrequenz-Szenarien verwendet, siehe Bild 3-1.

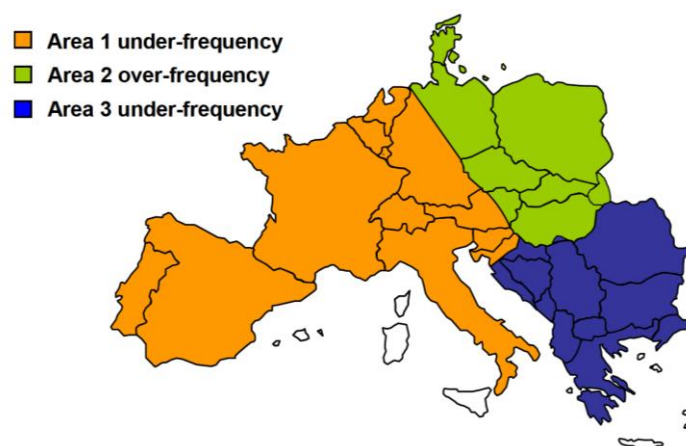


Bild 3-1: Netzauftrennung am 4. November 2006 [6]

Eingangsgrößen für die örtliche Verteilung von Erzeugung und Verbrauch bilden Netznutzungsfälle aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2013 (Szenario B 2023) [4] in Form von Zeitreihen in stündlicher Auflösung über ein Jahr. Durch eine Auswertung dieser Zeitreihen entsprechend der Teilnetzauftrennung für „Area 2“ aus Bild 3-1 kann für jeden Netznutzungsfall die Austauschleistung  $P_{\text{Austausch}}$  dieses Teilnetzes mit dem restlichen Verbundsystem ermittelt werden, siehe Bild 3-2 oben. Diese Austauschleistung entspricht gleichzeitig dem Leistungsungleichgewicht dieses Teilnetzes im Falle einer Netzauftrennung. Bild 3-2 zeigt zudem die Netzlast  $P_{\text{Netzlast}}$  sowie die prozentuale Austauschleistung in Bezug auf

die Netzlast  $P_{\text{Austausch}}/P_{\text{Netzlast}}$  dieses Teilnetzes für jeden Netznutzungsfall. Da bei einer AC-Netzauftrennung nach [5] davon ausgegangen werden kann, dass – sofern der Frequenzgradient 2,5 Hz/s nicht übersteigt – die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) weiter intakt bleibt und somit das Leistungsdefizit reduziert, ist die Austauschleistung zudem noch um die Summe der in dieser Untersuchung bereits für 2023 angenommenen Inbetriebnahme der im Bundesbedarfsplangesetz enthaltenen Gleichstromübertragungen reduziert dargestellt (Handelsbilanz-HGÜs). Dabei sind die HGÜs derart eingesetzt, dass der Transit über das AC-Netz minimiert wird.

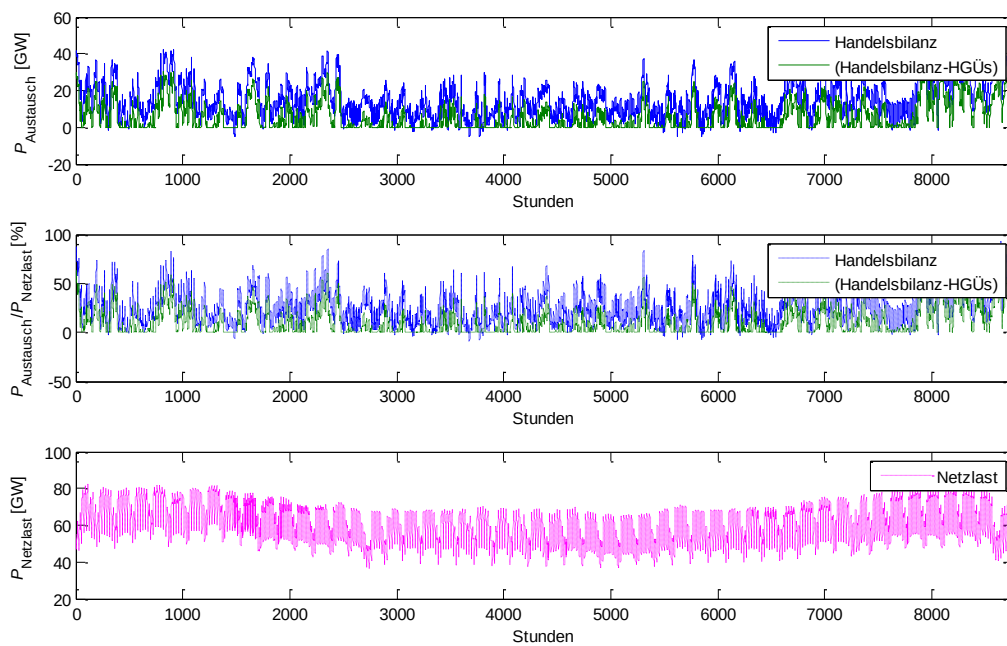


Bild 3-2: Austauschleistung und Netzlast der Netznutzungsfälle [4] für Area 2 (vgl. Bild 3-1)

Mithilfe der Anlaufzeitkonstanten der am Netz befindlichen Synchronmaschinen bezogen auf ihre Nennleistung kann zudem die Netzanlaufzeitkonstante  $T_N$  (bezogen auf die Netzlast  $P_{\text{Netzlast}}$ ) für den einzelnen Netznutzungsfall bestimmt und der maximale Frequenzgradient  $df/dt_{\text{max}}$  berechnet werden:

$$df/dt_{\text{max}} = \frac{\Delta P_{\text{Stör}}}{P_{\text{Netzlast}}} * \frac{f_0}{T_N} \quad (3-1)$$

Bild 3-3 zeigt die prozentuale Austauschleistung sowie die dazugehörige Netzanlaufzeitkonstante  $T_N$  sortiert nach dem maximalen Frequenzgradient  $df/dt_{\text{max}}$  für die 3000 Netznutzungsfälle mit den höchsten maximalen Frequenzgradienten.

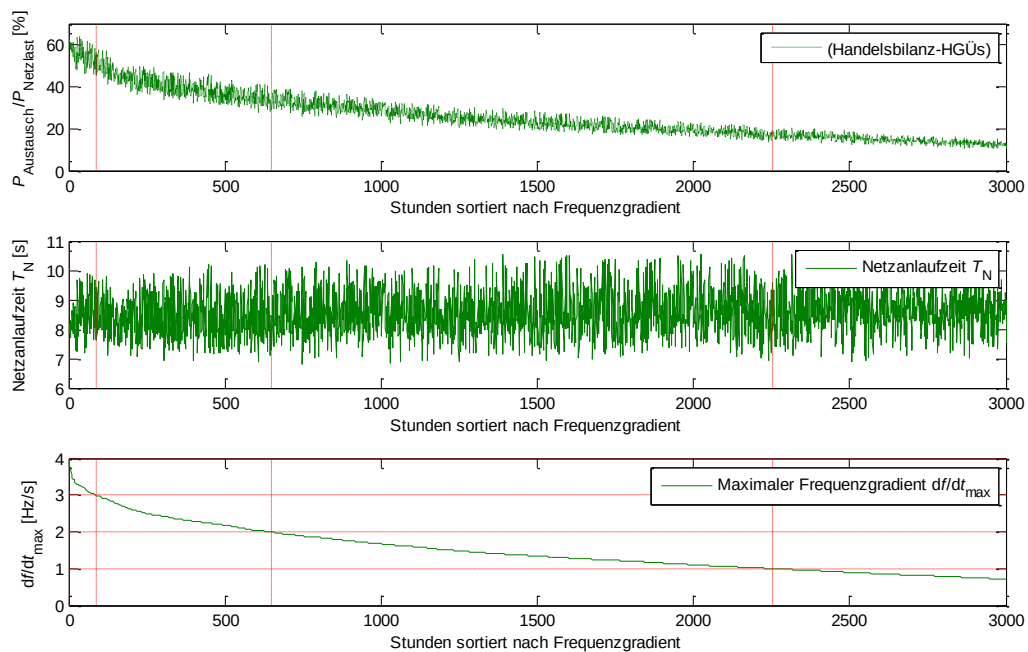


Bild 3-3: Nach dem maximalen Frequenzgradienten sortierte Netznutzungsfälle [4] zur Auswahl der Basisszenarien

Deutlich zu erkennen sind maximale Frequenzgradienten von bis zu 4 Hz/s. Als Basis für die ÜF-Szenarien wurden die Netznutzungsfälle mit  $df/dt_{\text{max}} = 1, 2, 3$  und 4 Hz/s inklusive der zugehörigen Netzanlaufzeitkonstante  $T_N$  und Austauschleistung  $P_{\text{Austausch}}/P_{\text{Netzlast}}$  gewählt. Die Austauschleistung entspricht dabei dem Leistungsungleichgewicht  $\Delta p_{\text{Stör}}$ . Tabelle 3-1 fasst die wesentlichen Parameter der vier Überfrequenz-Basis-Szenarien zusammen. Für die Netzanlaufzeitkonstante  $T_N$  wurde der entsprechende Wert nach Bild 3-3 gewählt. Generell ist die Netzanlaufzeitkonstante bezogen auf die Netzlast relativ unabhängig von der Austauschleistung. Wird die Netzanlaufzeitkonstante  $T_{N,\text{Erz}}$  hingegen auf die gesamte Erzeugungsleistung  $P_{\text{Erz}} = P_{\text{Sync}} + P_{\text{Non-Sync}}$  bezogen, sinkt sie mit dem Leistungsungleichgewicht deutlich ab.

Tabelle 3-1: Überfrequenz-Basis-Szenarien

| Szenario | Leistungsungleichgewicht<br>$\Delta p_{\text{Stör}} [\%]$ | Netzanlaufzeit<br>$T_N$ [s] | Netzanlaufzeit<br>$T_{N,\text{Erz}}$ [s] | Max. Gradient<br>$df/dt_{\text{max}} [\text{Hz/s}]$ |
|----------|-----------------------------------------------------------|-----------------------------|------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| 1        | 15                                                        | 7,5                         | 6,5                                      | 1                                                   |
| 2        | 30                                                        | 7,5                         | 5,8                                      | 2                                                   |
| 3        | 45                                                        | 7,5                         | 5,2                                      | 3                                                   |
| 4        | 60                                                        | 7,5                         | 4,7                                      | 4                                                   |

Um die so definierten Szenarien abzusichern, werden zusätzlich Sensitivitäten berücksichtigt. Dabei ist insbesondere eine weiter reduzierte Schwungmasse von Interesse. Da auch das Verhältnis zwischen synchroner Erzeugung (mittels Synchrongenerator gekoppelte Erzeugungseinheiten) zu nicht-synchroner Erzeugung (mittels Umrichter gekoppelte Erzeugungseinheiten) und damit der Anteil der Erzeugung, welche sich an der ÜF-LR beteiligt (vgl. Kapitel 3) einen wesentlichen Einfluss hat, wird auch dieses Verhältnis als Sensitivität berücksichtigt. Dabei spielt insbesondere der Arbeitspunkt der synchronen Erzeugung eine Rolle. In den vier Basisszenarien wird von einem mittleren Arbeitspunkt der synchronen Erzeugung  $AP_{\text{Sync,mittel}}$  von 50 % und damit einem Anteil der synchronen Erzeugung  $P_{\text{Sync}}$  von 37,5 % bezogen auf die Netzlast ausgegangen. Die mittlere Anlaufzeitkonstante der synchronen Erzeugung (bezogen auf die Nennwirkleistung) wurde mit  $T_{A,\text{Sync,mittel}} = 10 \text{ s}$  angenommen und führt somit in Summe zu einer Netzanlaufzeitkonstante  $T_N = 7,5 \text{ s}$ .

### 3.2 Heutiges Zeitverhalten der Überfrequenz-Leistungsreduktion

Im vorliegenden Abschnitt soll aufgezeigt werden, inwiefern das Zeitverhalten der heutigen ÜF-LR ausreicht, um die Frequenz innerhalb des zulässigen Frequenzbandes ( $f < f_{\text{max}} = 51,5 \text{ Hz}$ ) zu halten und damit die Frequenzstabilität aufrecht zu erhalten. Dies wird aufgrund der dominierenden Rolle am Beispiel von Windkraftanlagen aufgezeigt.

Die ÜF-LR wird bei Windkraftanlagen heute typischerweise durch die Pitch-Regelung realisiert. Die Gradientenbegrenzung der Pitch-Regelung stellt dabei die wesentliche Begrenzung des Zeitverhaltens dar. Laut Herstellerangaben ist damit heute die maximale Leistungsreduktion, bezogen auf die momentane Leistung der Anlage  $\Delta P_{\text{Reduktion}}/P_{\text{mom}}$ , in etwa auf  $g_{\text{max}} = 25 \text{ \%}/\text{s}$  gradientenbegrenzt. Eine Leistungserhöhung  $\Delta P_{\text{Erhöhung}}/P_{\text{mom}}$  ist hingegen deutlich stärker gradientenbegrenzt und wird mit  $g_{\text{max}} = 4 \text{ \%}/\text{s}$  angenommen. Die Verzögerung bis zum Start der Leistungsreduktion (beinhaltet Verzögerungen für Messung und Kommunikation) liegt laut Herstellerangaben unterhalb von einer Sekunde. Sie wird als Totzeit modelliert und in den folgenden Simulationen als Messverzögerung  $T_{\text{Mess}}$  bezeichnet.

Bild 3-4 zeigt das Zeitverhalten der ÜF-LR heutiger Windkraftanlagen am Beispiel des ÜF-Basis-Szenario 1 mit der Annahme, dass ausschließlich Windkraftanlagen (mit einer Messverzögerung  $T_{\text{Mess}} = 500 \text{ ms}$ ) an der ÜF-LR teilnehmen. Deutlich ist ein Über- und Unterschwingen der Frequenz zu erkennen, bevor sich die Frequenz wieder auf einen quasistationären Wert einschwingt.

In Rücksprache mit Herstellern könnte die reine Messverzögerung heute auf ca. 100 ms reduziert werden. Bild 3-5 zeigt daher dasselbe Szenario mit einer reduzierten

Messverzögerung  $T_{\text{Mess}} = 100$  ms. Ein Über- und Unterschwingen der Frequenz  $f$  ist nicht mehr zu erkennen (vgl. mit Bild 3-4).

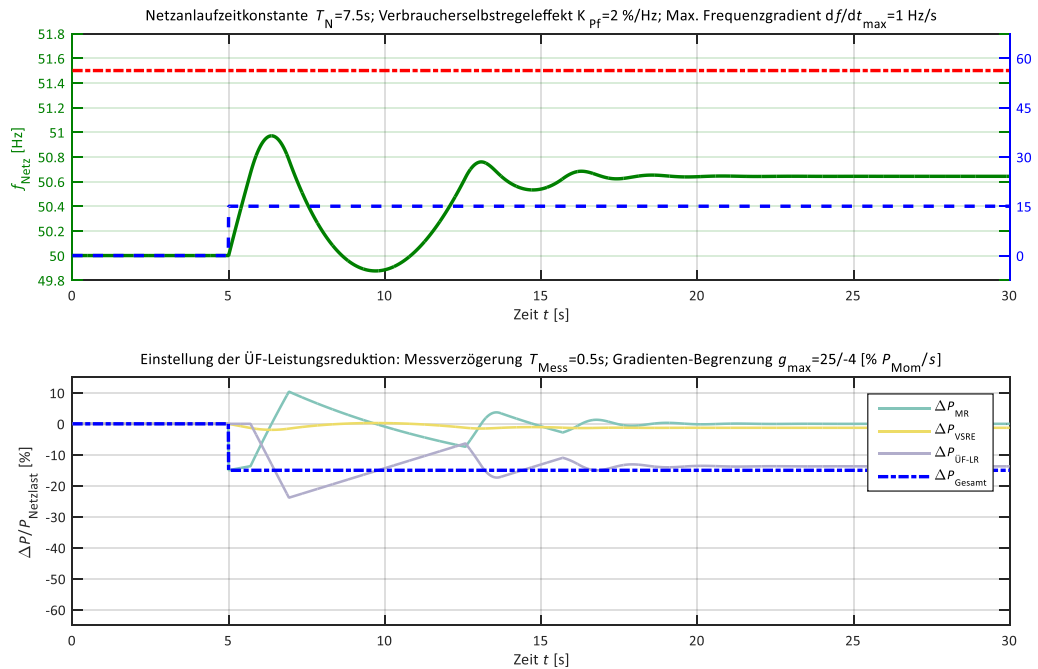


Bild 3-4: Zeitverhalten der ÜF-LR heutiger Windkraftanlagen (Messverzögerung  $T_{\text{Mess}} = 500$  ms) am Beispiel des ÜF-Basis-Szenario 1

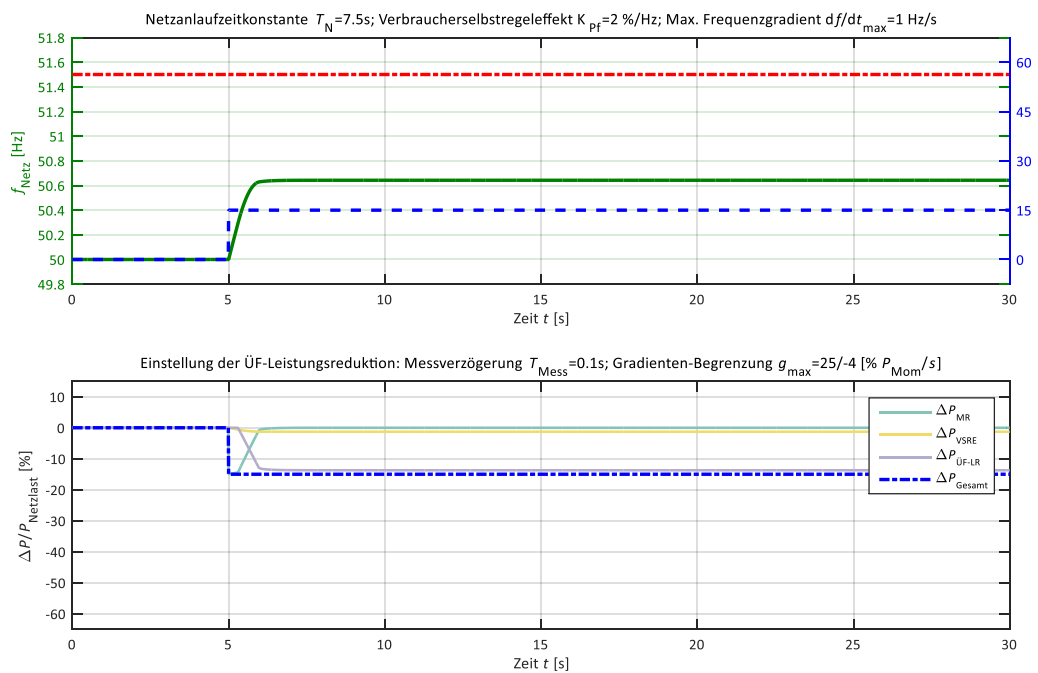


Bild 3-5: Zeitverhalten der ÜF-LR heutiger Windkraftanlagen (Messverzögerung  $T_{\text{Mess}} = 100$  ms) am Beispiel des ÜF-Basis-Szenario 1

Bild 3-6 zeigt das Zeitverhalten der ÜF-LR heutiger Windkraftanlagen für das ÜF-Basis-Szenario 2, bereits mit einer reduzierten Messverzögerung  $T_{\text{Mess}} = 100 \text{ ms}$ . Erneut ist ein deutliches Über- und Unterschwingen der Frequenz zu erkennen. Der Schwellwert  $f_{51,5 \text{ Hz}}$  wird allerdings gerade nicht überschritten. Das Zeitverhalten der ÜF-LR reicht aufgrund der Gradientenbegrenzung mit reduzierter Messverzögerung gerade noch aus, um die Frequenzstabilität in diesem Szenario aufrecht zu erhalten.

Damit könnte unter den beschriebenen Randbedingungen die Frequenzstabilität für das ÜF-Basis-Szenario 2 gerade aufrechterhalten werden. Hier sei aber angemerkt, dass sich dafür die gesamte nicht-synchrone Erzeugung inklusive der durch HGÜ angebundenen offshore-seitigen Erzeugung mindestens mit dem beschriebenen Zeitverhalten an der ÜF-LR beteiligen müsste. In Realität beteiligen sich bestehende Windkraftanlagen heute aber deutlich langsamer.

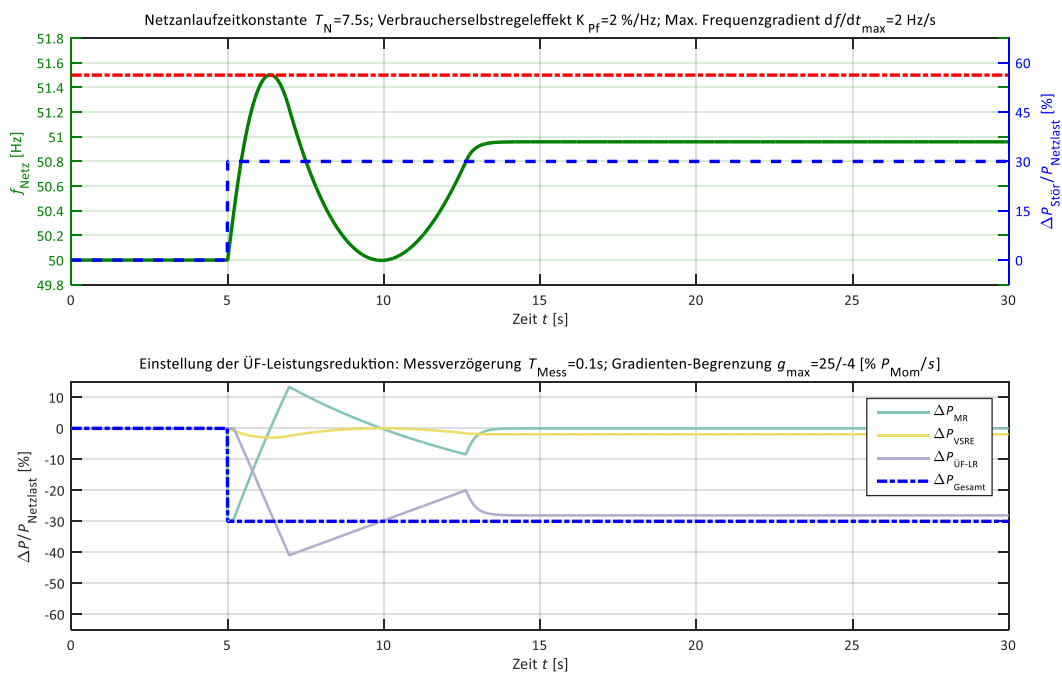


Bild 3-6: Modifiziertes Zeitverhalten der ÜF-LR von Windkraftanlagen (Messverzögerung  $T_{\text{Mess}} = 100 \text{ ms}$ ) am Beispiel des ÜF-Basis-Szenario 2

### 3.3 Methodik zur Bestimmung des notwendigen Zeitverhaltens

Im vorherigen Abschnitt wurde aufgezeigt, dass das heutige Zeitverhalten der ÜF-LR nicht ausreicht, um die Frequenzstabilität für die in Abschnitt 3.1 beschriebenen Szenarien aufrecht zu erhalten. Daher wird im vorliegenden Abschnitt eine Methodik zur Bestimmung des notwendigen Zeitverhaltens beschrieben.

Zur Analyse des notwendigen Zeitverhaltens wird die ÜF-LR entsprechend Bild 3-7 vereinfacht abgebildet. Eine Verstärkung mit der Statik  $s = 5 \%$  bildet die Statik-Kennlinie entsprechend der Regelwerke [2, 3] ab. Die Verzögerung bis zum Start der ÜF-LR wird durch die Messverzögerung  $T_{\text{Mess}}$  (diese kann neben der Messverzögerung auch weitere Verzögerungen berücksichtigen) abgebildet und eine Verzögerung erster Ordnung mit  $T_{\text{PT1}}$  berücksichtigt vereinfacht das Zeitverhalten der ÜF-LR der Erzeugungsanlagen.

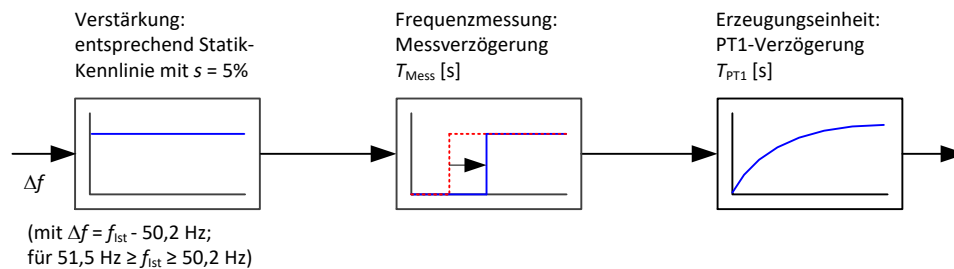


Bild 3-7: Vereinfachte Modellierung der Überfrequenz-Leistungsreduktion

Um das minimal notwendige Zeitverhalten für das jeweilige Szenario zu bestimmen, wird für eine definierte Messverzögerung  $T_{\text{Mess}}$  die PT1-Verzögerung  $T_{\text{PT1}}$  iterativ angepasst, bis die maximale Frequenz  $f_{\text{max}}$  gerade nicht den Schwellwert  $f_{51,5 \text{ Hz}} = 51,5 \text{ Hz}$  überschreitet. Die Zeit  $t_{95\%}$  entspricht dem ermittelten notwendigen Zeitverhalten. Entsprechend Bild 3-8 definiert  $t_{95\%}$  die Zeit bis 95 % der Sprungantwort  $\Delta P_{\text{max}}$  bei einem Sprung  $\Delta f_{\text{max}}$  aktiviert sein muss.

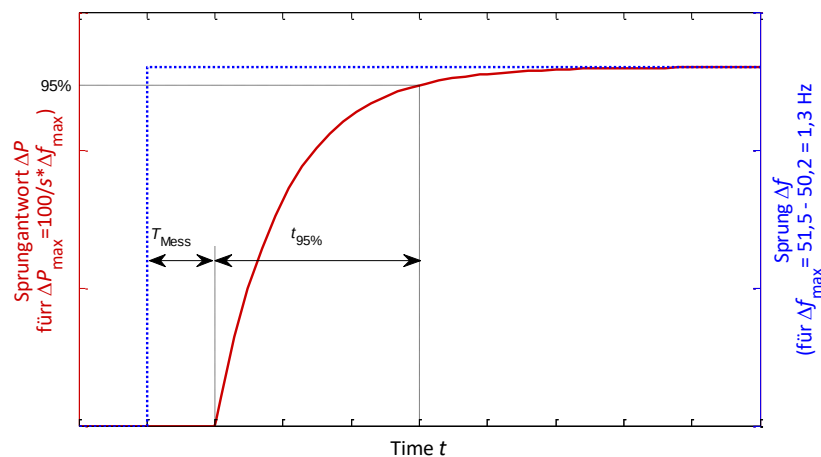


Bild 3-8: Bestimmung des notwendigen Zeitverhaltens

Bild 3-9 zeigt beispielhaft das Simulationsergebnis der iterativen Bestimmung des notwendigen Zeitverhaltens  $t_{95\%}$  am ÜF-Basis-Szenario 2. Hier wird für  $t_{95\%} = 2 \text{ s}$  gerade der Schwellwert  $f_{51,5 \text{ Hz}}$  nicht überschritten.  $t_{95\%} = 2 \text{ s}$  stellt damit das minimal notwendige Zeitverhalten für dieses Szenario dar. Entsprechend dieser Vorgehensweise erfolgt im folgenden Abschnitt die Bestimmung von  $t_{95\%}$  für alle Szenarien inklusive Sensitivitäten.

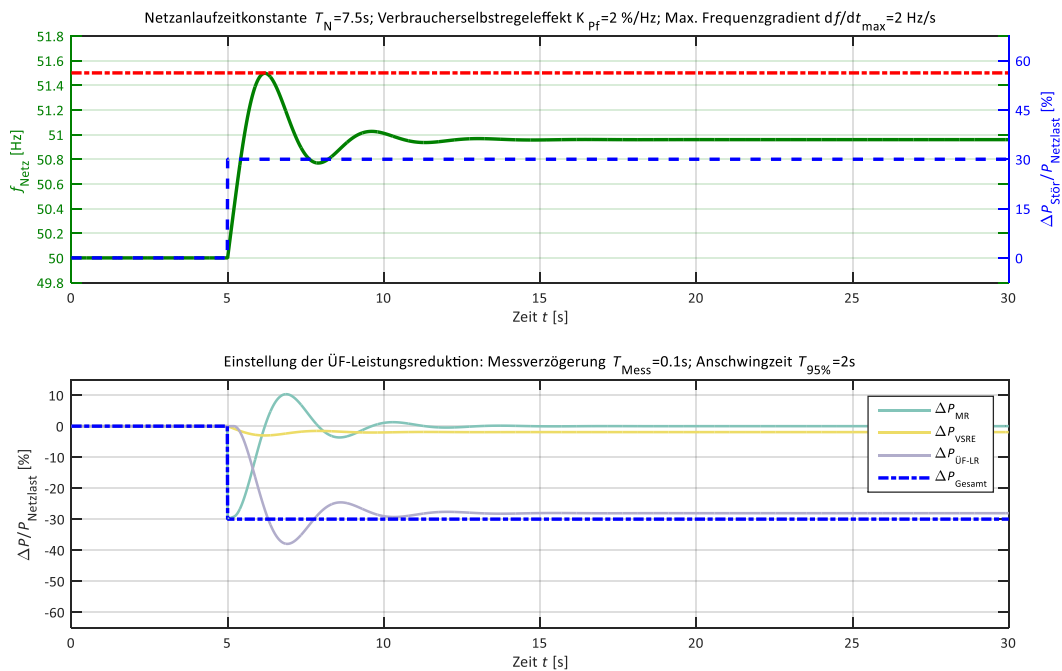


Bild 3-9: Bestimmung des notwendigen Zeitverhaltens am Beispiel ÜF-Basis-Szenario 2

### 3.4 Bestimmung des notwendigen Zeitverhaltens

Im vorliegenden Abschnitt wird auf Basis der beschriebenen Methodik das jeweils minimal notwendige Zeitverhalten für die in Abschnitt 3.1 beschriebenen ÜF-Szenarien bestimmt.

Bild 3-10 zeigt die Ergebnisse der Bestimmung des notwendigen Zeitverhaltens für die ÜF-Basis-Szenarien und Sensitivitäten für einen mittleren Arbeitspunkt der synchronen Erzeugung  $AP_{\text{Sync,mittel}} = 50$  % und einer Messverzögerung  $T_{\text{Mess}} = 0,1$  s grafisch aufbereitet. Der Durchmesser der Kreise kennzeichnet Szenarien mit gleicher Netzanlaufzeitkonstante  $T_N$ , aber gleichzeitig auch, abhängig vom mittleren Arbeitspunkt der synchronen Erzeugung  $AP_{\text{Sync,mittel}}$ , den Anteil der synchronen Erzeugung  $P_{\text{Sync}}$  in Bezug auf die Netzlast. Die blau umrandeten Kreise stellen dabei die vier ÜF-Basis-Szenarien dar. Der prozentuale Anteil der nicht-synchronen Erzeugung  $P_{\text{Non-Sync}}$  in Bezug auf die Netzlast berechnet sich zu  $P_{\text{Non-Sync}} = (100\% - P_{\text{Sync}}) + \Delta P_{\text{Stör}}$ . Durch die farbliche Füllung der Kreise ist das notwendige Zeitverhalten  $t_{95\%}$  dargestellt. Eine graue Füllung der Kreise kennzeichnet Szenarien, bei denen die zur ÜF-LR maximal verfügbare abregelbare Leistung  $\Delta P_{\text{UF-LR,max}}$  nicht ausreicht um das Leistungsungleichgewicht  $\Delta P_{\text{Stör}}$  zu decken. Da auch der Verbraucherselbstregelleffekt zum Ausgleich des Leistungsungleichgewichts beiträgt, ist es zwar denkbar, dass sich ein Teilnetz dennoch stabilisiert (der Beitrag bei 51,5 Hz beträgt immerhin 3 % der Netzlast). Aus Robustheitsgründen sollte allerdings die verfügbare abregelbare Leistung  $\Delta P_{\text{UF-LR,max}}$  immer



mindestens so groß wie das potentielle Leistungsungleichgewicht  $\Delta P_{\text{Stör}}$  sein. Diese Szenarien sind somit für einen stabilen Netzbetrieb als nicht tragbar einzustufen.

Es ist zu erkennen, dass Szenarien mit einem Leistungsungleichgewicht  $\Delta P_{\text{Stör}}$  bis zu 30 % und einem maximalen Frequenzgradienten  $df/dt_{\text{max}}$  bis zu 2 Hz/s das notwendige Zeitverhalten von  $T_{95\%}=2\text{s}$  nicht unterschreiten. Bei Windkraftanlagen scheint ein Zeitverhalten der ÜF-LR mit dem heute angewandten Konzept der Pitch-Regelung in dieser Größenordnung realisierbar zu sein, vgl. auch Abschnitt 3.2.

Für höhere Leistungsungleichgewichte und höhere Frequenzgradienten wird eine wesentliche höhere Regeldynamik erforderlich. Das notwendige Zeitverhalten  $t_{95\%}$  muss dann deutlich unterhalb von zwei Sekunden liegen. Für das ÜF-Basis-Szenario 4 müsste die Leistung innerhalb weniger hundert Millisekunden reduziert werden.

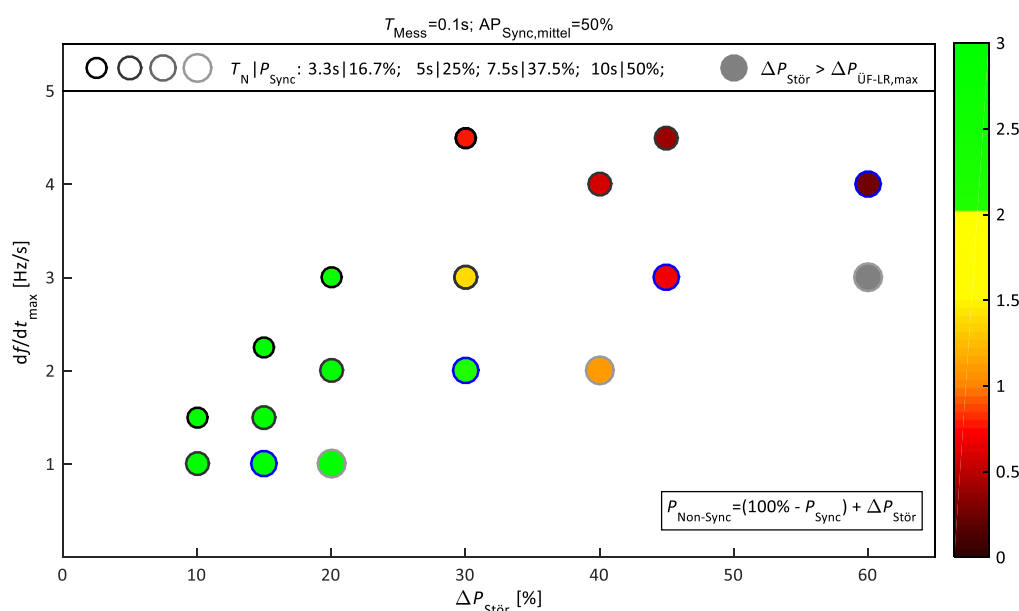


Bild 3-10: Notwendigen Zeitverhaltens  $t_{95\%}$  der ÜF-Szenarien inklusive Sensitivitäten (mit  $T_{\text{Mess}} = 0,1\text{ s}$  und  $AP_{\text{Sync,mittel}} = 50\%$ )

Bild 3-11 zeigt die Ergebnisse der Bestimmung des notwendigen Zeitverhaltens für die ÜF-Basiszenarien inklusive der Sensitivitäten für einen mittleren Arbeitspunkt der synchronen Erzeugung  $AP_{\text{Sync,mittel}}$  von 0 %, 25 %, 75 % und 100 %. Die Anforderung an das notwendige Zeitverhalten  $t_{95\%}$  reduziert sich bei geringerem mittleren Arbeitspunkt der synchronen Erzeugung  $AP_{\text{Sync,mittel}}$ , da dabei der Anteil nicht-synchroner Erzeugung und damit die zur Verfügung stehende abregelbare Leistung höher ist. Bei höherem mittleren Arbeitspunkt der synchronen Erzeugung  $AP_{\text{Sync,mittel}}$  hingegen erhöht sich entsprechend die Anforderung an das notwendige Zeitverhalten  $t_{95\%}$ . Die zuvor getroffenen Aussagen zum

notwendigen Zeitverhalten  $t_{95\%}$  treffen aber nach wie vor zu. Die betrachteten Sensitivitäten unterstreichen damit die Robustheit der Ergebnisse.

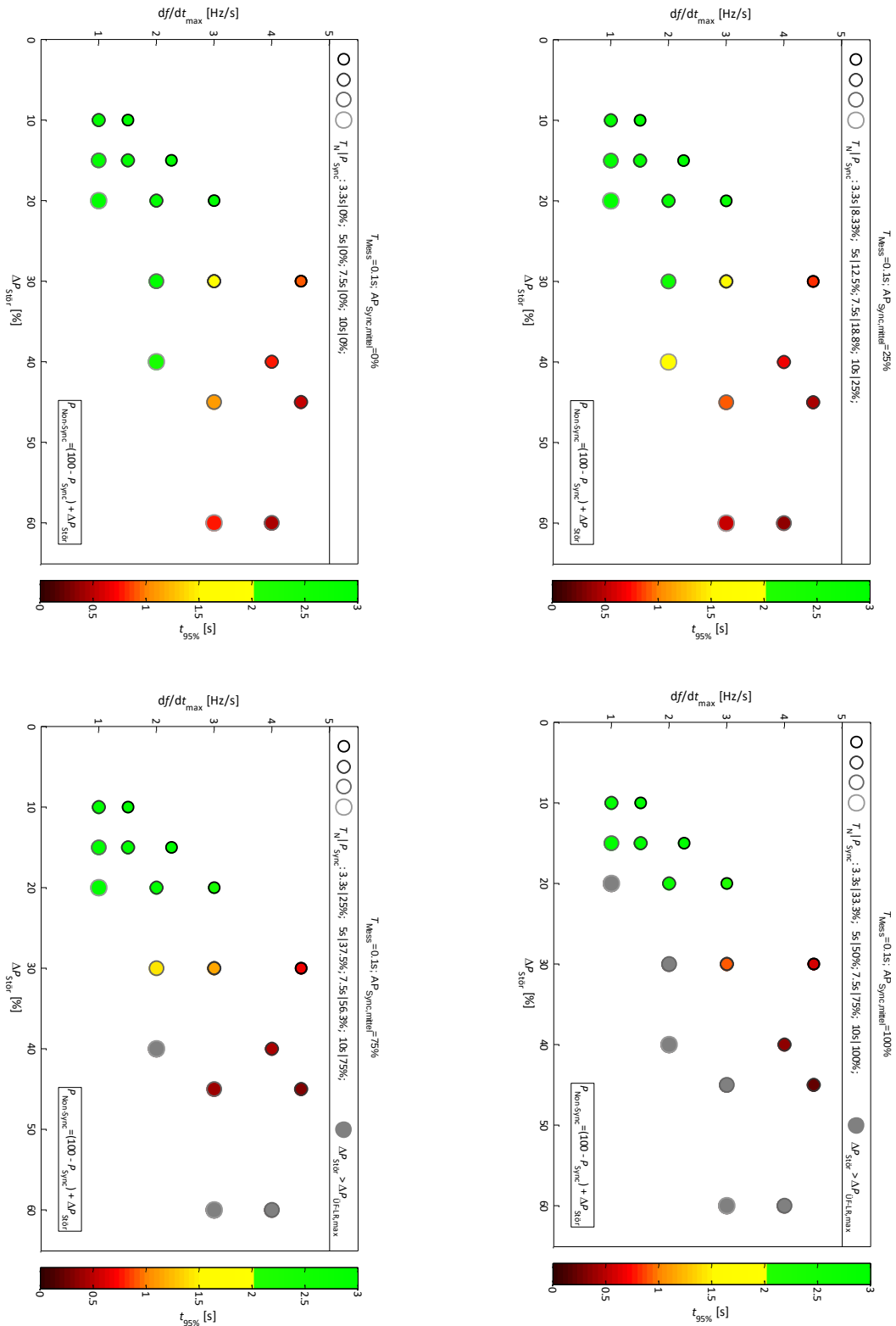


Bild 3-11: Notwendiges Zeitverhalten  $t_{95\%}$  der ÜF-Szenarien inklusive Sensitivitäten mit  $T_{\text{Mess}} = 0,1\text{ s}$  und  $\Delta P_{\text{Sync,mittel}} = 0\%, 25\%, 75\%$  und  $100\%$

### 3.5 Beitrag von Bremswiderständen

Eine Möglichkeit um das Zeitverhalten der ÜF-LR deutlich zu optimieren, bestünde – laut Herstellern von Windkraftanlagen mit Vollumrichterkonzept – durch die Nutzung der teilweise ohnehin vorhandenen Bremswiderständen (im Englischen als Chopper bezeichnet). Im vorliegenden Abschnitt soll qualitativ gezeigt werden, welchen Beitrag ein Einsatz von Bremswiderständen leisten könnte. Dazu wurde die in Abschnitt 3.1 beschriebene vereinfachte Abbildung der heutigen ÜF-LR von Windkraftanlagen um den Beitrag von Bremswiderständen ergänzt. Die aufgrund der Gradientenbegrenzung entstehende Differenz zwischen Soll- und Ist-Wert der Leistungsreduktion wird dabei durch den Bremswiderstand ausgeglichen. Die Verzögerung zur Aktivierung der Bremswiderstände ist aufgrund der leistungselektronischen Ansteuerung vergleichsweise gering und wird daher vernachlässigt. Die maximale Leistungsaufnahme (typischerweise entspricht diese der Nennleistung der Anlage) sowie die maximale Energieaufnahme (typischerweise wenige Sekunden und hier konservativ mit 500 ms angenommen) der Bremswiderstände werden als Begrenzung berücksichtigt.

Bild 3-12 zeigt die Auswirkung bei Nutzung der Bremswiderstände am Beispiel des ÜF-Basis-Szenarios 3. Bei einem Anteil von 55 % der Anlagen mit Bremswiderständen könnte das Überschwingen der Frequenz über den Schwellwert  $f_{51,5 \text{ Hz}}$  vermieden werden. Im Vergleich zeigt der gestrichelte Frequenzverlauf das Zeitverhalten ohne Nutzung der Bremswiderstände.

Um auch bei ÜF-Basis-Szenario 4 ein Überschwingen der Frequenz über den Schwellwert  $f_{51,5 \text{ Hz}}$  zu vermeiden, müsste der Anteil an Anlagen mit Bremswiderstand bei über 80 % liegen. Damit konnte gezeigt werden, dass eine Nutzung von Bremswiderständen einen großen Beitrag zur Beschleunigung des Zeitverhaltens der ÜF-LR leisten könnte.

Gegebenenfalls könnte auch die Nutzung der Rotationsenergie des Rotors zur Optimierung des Zeitverhaltens der ÜF-LR herangezogen werden, indem der Rotor bei der Leistungsreduktion beschleunigt, oder zumindest nicht wie nach heutigem Konzept abgebremst wird. Dadurch könnte zudem auch die Leistungserhöhung (entsprechend der Statik-Kennlinie) optimiert werden, da keine Leistung zur Beschleunigung des Rotors benötigt würde, bzw. sogar Leistung durch Abbremsen des Rotors genutzt werden könnte. Da aus Systemsicht auch ein deutlich schnelleres Zeitverhalten bei der Leistungserhöhung (entsprechend Statik-Kennlinie) für ein robustes Systemverhalten erforderlich ist, könnte dies ein vielversprechender Ansatz sein, um auch die Geschwindigkeit der Leistungserhöhung zu steigern.

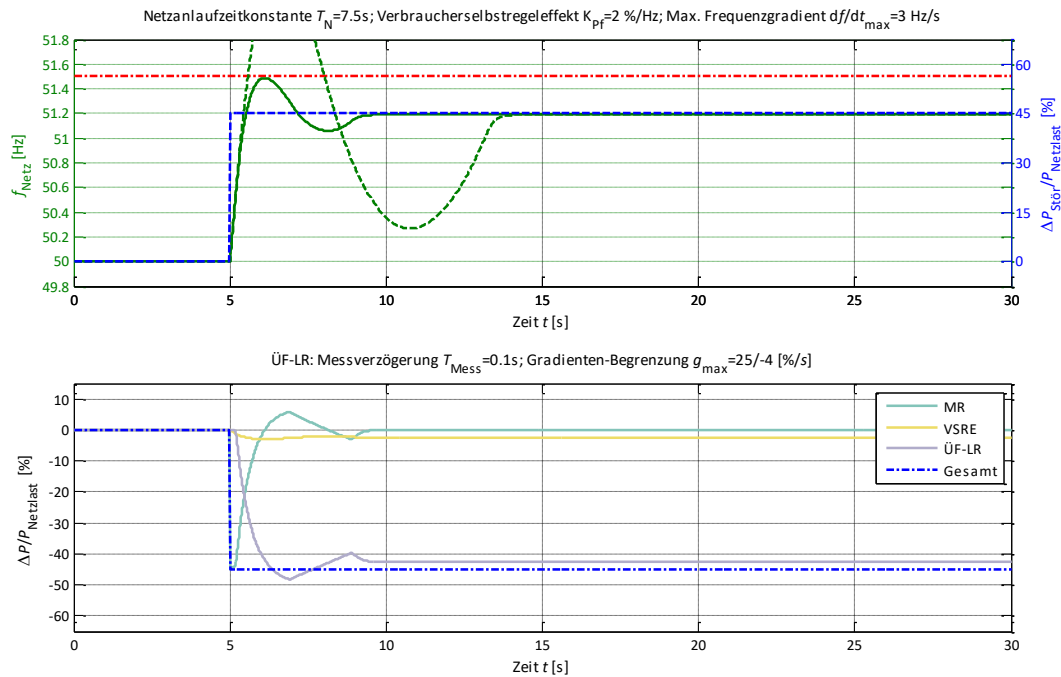


Bild 3-12: Beitrag von Bremswiderständen am Beispiel des ÜF-Basis-Szenario 3 (Anteil der Anlagen mit Bremswiderstand: 55 %)

### 3.6 Beitrag künstlicher Schwungmasse

Im vorliegenden Abschnitt soll der Beitrag künstlicher Schwungmasse (KSM) auf das Frequenzverhalten analysiert werden. Windkraftanlagen müssen hierzu ihre Leistung proportional zu dem Frequenzgradienten verändern. Hierzu werden heute überwiegend eingesetzte Regelverfahren für Umrichter zugrunde gelegt (stromeinprägende Regelverfahren), deren Sollwerte durch geeignete, aus der Frequenzmessung generierte Zusatzsignale zu verändern sind. Der gemessene Frequenzgradient muss tiefpassgefiltert werden [7], woraus eine Verzögerung der Reaktion resultiert, selbst wenn wie hier angenommen die Windkraftanlage selbst die Reaktion unverzögert (beispielsweise negative Momentanreserve mittels Bremswiderständen) bereitstellen könnte. Die so bereitgestellte künstliche Schwungmasse kann damit weder zur Begrenzung des maximalen Frequenzgradienten (unmittelbar nach der Störung des Leistungsgleichgewichts) noch zu einer instantanen Übernahme der Störleistung beitragen. Sie wirkt erst nach einer gewissen Verzögerung und trägt erst dann zur Frequenzstabilisierung bei.

Bild 3-13 zeigt den Beitrag der künstlichen Schwungmasse am Beispiel des ÜF-Basis-Szenarios 3 mit einer Begrenzung des Beitrags auf 10 % der momentanen Leistung pro Anlage. Die Reduzierung der Leistung erfolgt proportional zum Frequenzgradienten und erreicht bei 1 Hz/s den maximalen Wert. Der gestrichelte Frequenzverlauf zeigt im Vergleich das Verhalten ohne künstliche Schwungmasse. Deutlich zu erkennen ist der positive Einfluss auf das

Frequenzverhalten, allerdings reicht ein Anteil von 10 % nicht aus um ein Überschwingen über 51.5 Hz zu vermeiden.

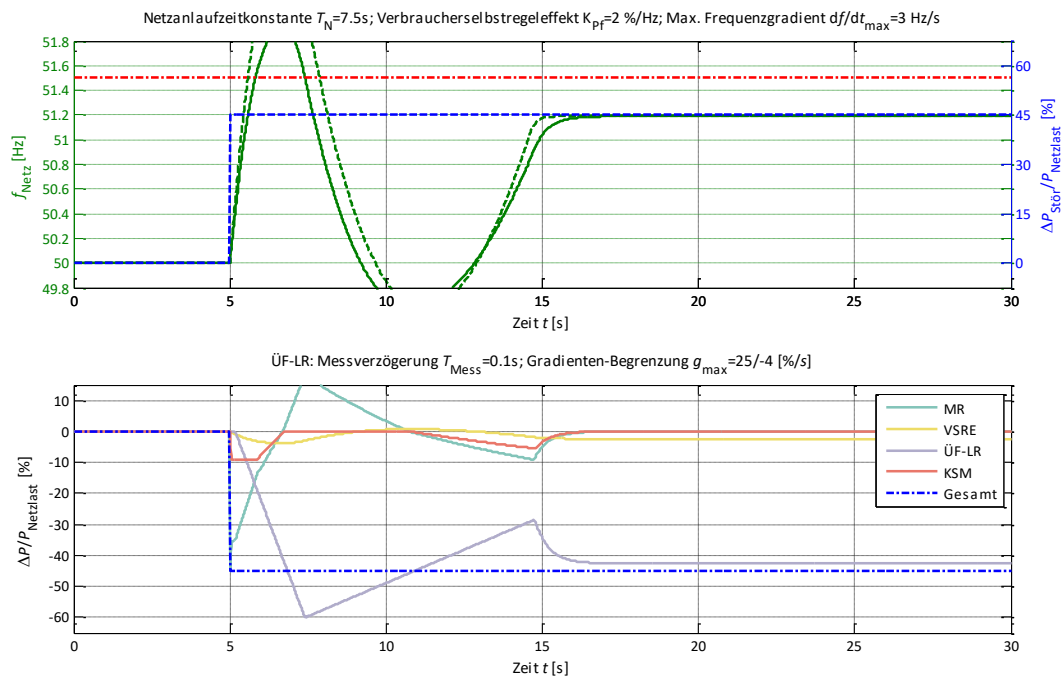


Bild 3-13: Beitrag künstlicher Schwungmasse (KSM) am Beispiel des ÜF-Basisszenario 3 (Anteil pro Anlage bezogen auf die momentanen Leistung: 10 %)

Bild 3-14 zeigt den Beitrag künstlicher Schwungmasse entsprechend mit einer Begrenzung des Beitrags auf 20 % der momentanen Leistung pro Anlage. Die Aktivierung erfolgt wiederum linear und erreicht bei einem Frequenzgradienten von 1 Hz/s den maximalen Beitrag. Der gestrichelte Frequenzverlauf zeigt im Vergleich das Verhalten ohne künstliche Schwungmasse. Ein Anteil von 20 % reicht aus, um ein Überschwingen über 51.5 Hz zu vermeiden.

Damit konnte gezeigt werden, dass auch durch den Einsatz künstlicher Schwungmasse in Kombination mit der heutigen ÜF-LR ein Überschwingen der Frequenz über 51,5 Hz vermieden werden könnte. Da aber auch durch den Einsatz der künstlichen Schwungmasse eine Begrenzung des maximalen Frequenzgradienten nicht möglich ist, muss abgewogen werden, ob diese Funktionalität einen wesentlichen Vorteil gegenüber einer optimierten ÜF-LR, vgl. Abschnitt 3.5, bringt.

Neue Regelverfahren (spannungseinprägende, netzbildende Regelverfahren) ermöglichen es hingegen grundsätzlich, auf einen Frequenzgradienten instantan, d.h. ohne Frequenzmessung, zu reagieren und somit künstliche Schwungmasse auch unverzögert und somit Momentanreserve bereit zu stellen – analog zur kinetischen Energie synchron

umlaufender Schwungmassen. Solche spannungseinprägenden Regelverfahren wurden jedoch bisher nur für einzelne in ein AC-Netz einspeisende Umrichter bzw. im Parallelbetrieb mehrerer Umrichter nur für bestimmte Nieder- und Mittelspannungsnetze konzipiert. Ihr Einsatz in beliebigen Netzstrukturen eines Verbundsystems ist Gegenstand der Forschung und soll daher hier nicht betrachtet werden.

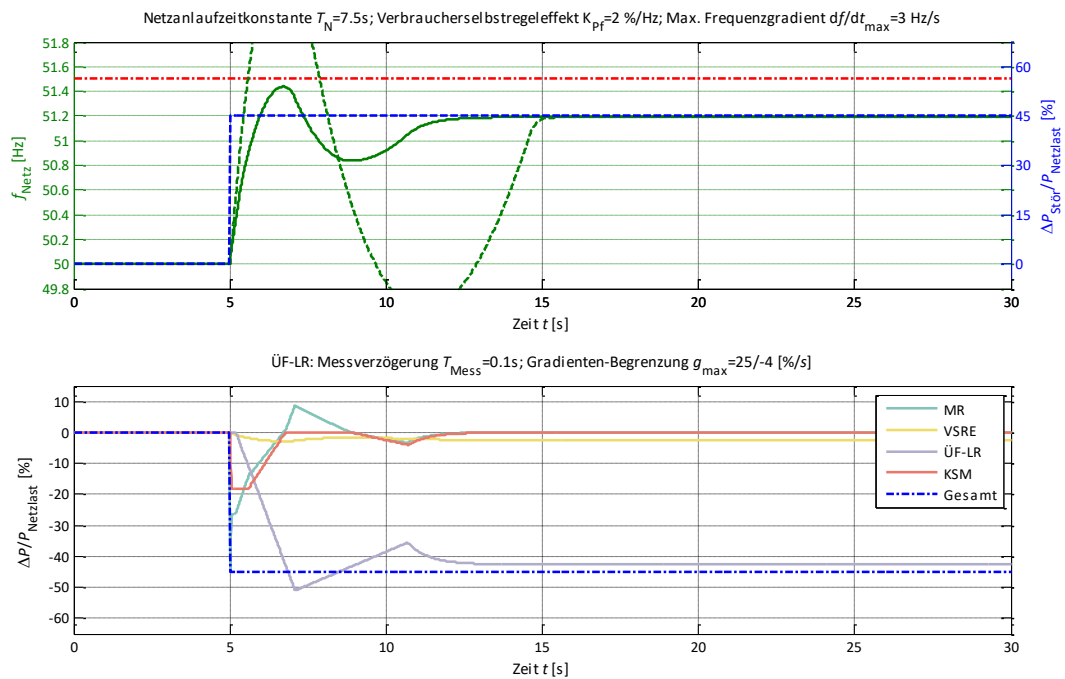


Bild 3-14: Beitrag künstlicher Schwungmasse (KSM) am Beispiel des ÜF-Basiszenario 3 (Anteil pro Anlage bezogen auf die momentanen Leistung: 20 %)

## 4 Analyse der Herausforderungen beim Unterfrequenz-Lastabwurf

Im vorliegenden Kapitel werden die Herausforderungen beim Unterfrequenz-Lastabwurf (UF-LA) analysiert. Dazu werden im ersten Schritt Unterfrequenz-Szenarien als Basis definiert. Anhand dieser Szenarien wird die Funktion des heutigen Unterfrequenz-Lastabwurfs analysiert und darauf aufbauend ein optimierter Lastabwurf untersucht.

### 4.1 Unterfrequenz-Szenarien

Auch für die Unterfrequenz-Szenarien könnten Netznutzungsfälle aus dem Netzentwicklungsplan in Kombination mit der real aufgetretenen Systemauftrennung (siehe Bild 3-1) herangezogen werden. Hierfür müsste „Area 1“ als potentielle Unterfrequenz-Insel betrachtet werden. Diese umfasst allerdings den Großteil der Netzlast des Verbundsystems und würde somit ein zu positives Bild zeichnen. Insbesondere in Süddeutschland wurden Netznutzungsfälle mit lokal sehr geringer Schwungmasse (kleine Netzanlaufzeitkonstanten  $T_N$ ) identifiziert, was auf einen lokal sehr geringen Anteil synchroner Erzeugung zurückzuführen ist. Eine geringe Netzanlaufzeitkonstante führt entsprechend Formel 3-1 auch bei moderaten Leistungsungleichgewichten zu hohen maximalen Frequenzgradienten. Daher wurde die potentielle Bildung verschiedener Teilnetze analysiert und daraus entsprechend Tabelle 4-1 geeignete Unterfrequenz-Basis-Szenarien (UF-Basis-Szenarien) abgeleitet. Im Vergleich zu den Überfrequenzszenarien zeichnen sich die UF-Basis-Szenarien mit  $T_N = 5s$  aus den beschriebenen Gründen durch eine deutlich geringere Netzanlaufzeit aus.

Tabelle 4-1: Unterfrequenz-Basis-Szenarien

| Szenario | Leistungsungleichgewicht<br>$p_{\text{Stör}} [\%]$ | Netzanlaufzeit<br>$T_N [s]$ | Max. Frequenzgradient<br>$df/dt_{\text{max}} [\text{Hz/s}]$ |
|----------|----------------------------------------------------|-----------------------------|-------------------------------------------------------------|
| 1        | 10                                                 | 5                           | 1                                                           |
| 2        | 20                                                 | 5                           | 2                                                           |
| 3        | 30                                                 | 5                           | 3                                                           |
| 4        | 40                                                 | 5                           | 4                                                           |

Zusätzlich werden weitere Leistungsungleichgewichte als Sensitivität betrachtet. Dies ist wichtig, da der Lastabwurf in diskreten Schritten erfolgt und somit zu einer Überreaktion führen kann. Da für die Funktion des Unterfrequenz-Lastabwurfs die Zusammensetzung der Einspeisung keine Rolle spielt, findet diese keine explizite Berücksichtigung in den Szenarien und Sensitivitäten.

## 4.2 Funktion des heutigen Lastabwurfs

Bei hohen Frequenzgradienten besteht aufgrund der verzögerten Reaktion des Unterfrequenz-Lastabwurfs die Gefahr einer ungewollten Überreaktion. Dies kann zur Folge haben, dass ein abgetrenntes Teilnetz mit Leistungsdefizit zuerst mit einem Unterfrequenzproblem und anschließend durch eine massive Überreaktion des Lastabwurfs mit einem Überfrequenzproblem konfrontiert wird. Diese Grundproblematik wurde bereits in [1] aufgezeigt. Daher werden im vorliegenden Abschnitt die Funktion und die Herausforderungen des heutigen Unterfrequenz-Lastabwurfs analysiert.

Der Unterfrequenz-Lastabwurf wird durch eine gezielte Abtrennung unterlagerter Netze (typischerweise die Trafoabgänge der HS/MS-Trafos) realisiert. Dabei werden bei definierten Frequenzschwellwerten in diskreten Stufen Teile der Systemlast abgeworfen. Der heutige Lastabwurf umfasst in Summe eine definierte Leistung (in Kontinentaleuropa (CE) zwischen 40% und 50% der Netzlast [8]). Da der Lastabwurf in diskreten Stufen (in CE zwischen sechs und 10 Stufen [8]) und mit Verzögerungen bedingt durch Messung und Schaltereigenzeit erfolgt, ist eine Überreaktion nicht vollständig zu verhindern. In einem beschränkten Maße ist eine Überreaktion sogar erwünscht, um die Frequenz wieder in Richtung der Sollfrequenz zu führen. Perspektivisch greift hier auch die Unterfrequenz-Leistungserhöhung von neuen Erzeugungsanlagen (mit 5% Statik), welcher aber hinsichtlich der maximalen Wirkleistungsabgabe bei Unterfrequenz beschränkt sein kann. Ziel ist es, eine minimale Anzahl von Stufen abzuwerfen. Eine Überreaktion wäre somit im ungünstigsten Fall immer kleiner als die Leistung einer Stufe des Lastabwurfs. Um dies auch bei hohen Frequenzgradienten zu gewährleisten, ist eine möglichst geringe Verzögerung des Unterfrequenz-Lastabwurfs von großer Bedeutung. Ist diese Verzögerung zu groß, kann ggf. bereits der Schwellwert zum Abwurf einer weiteren, nicht zum Ausgleich des Defizits notwendigen Stufe unterschritten werden, bevor die notwendigen Stufen ihre stabilisierende Wirkung entfaltet haben. Dadurch können deutlich größere Überreaktionen auftreten, welche von einem Unterfrequenz-Problem zu einem massiven Überfrequenz-Problem führen können.

Wichtig für eine konzeptgemäße Funktion des heutigen Unterfrequenz-Lastabwurfs ist das Vorhandensein von ausreichender Zeit zwischen zwei Stufen nach dem Abwurf einer Stufe, um keine ungewollte Überreaktion zu erzeugen. Ist der Abstand der Schwellwerte zwischen den Stufen definiert, bestimmt die Verzögerung des Lastabwurfs, ab welchem Szenario eine konzeptmäßige Funktion nicht mehr gewährleistet ist. Zur Analyse wurde der heutige Lastabwurf in den Simulationen entsprechend Tabelle 4-2 mit 10 Stufen abgebildet.

Bild 4-1 zeigt das Frequenzverhalten für das Unterfrequenz-Basis-Szenario 2 mit einem Leistungsungleichgewicht  $p_{\text{Stör}} = 20\%$  für den heutigen Lastabwurf mit 10 Stufen und einer



Auslöseverzögerung (beinhaltet Messung und Schaltereigenzeit)  $T_{\text{Mess+Schalt}} = 150 \text{ ms}$ . Zu erkennen ist, dass – wie erwünscht – vier Stufen des Lastabwurfs aktiviert wurden. Da die abgeworfene Last exakt dem Leistungsungleichgewicht von 20 % entspricht, wird die Netzfrequenz auf die Nennfrequenz zurückgeführt. Da die minimale Frequenz nur knapp oberhalb des Frequenzschwellwerts der nächsten Lastabwurfstufe von 48,6 Hz liegt, wird dieses Szenario gerade noch ohne unnötige Überreaktion beherrscht.

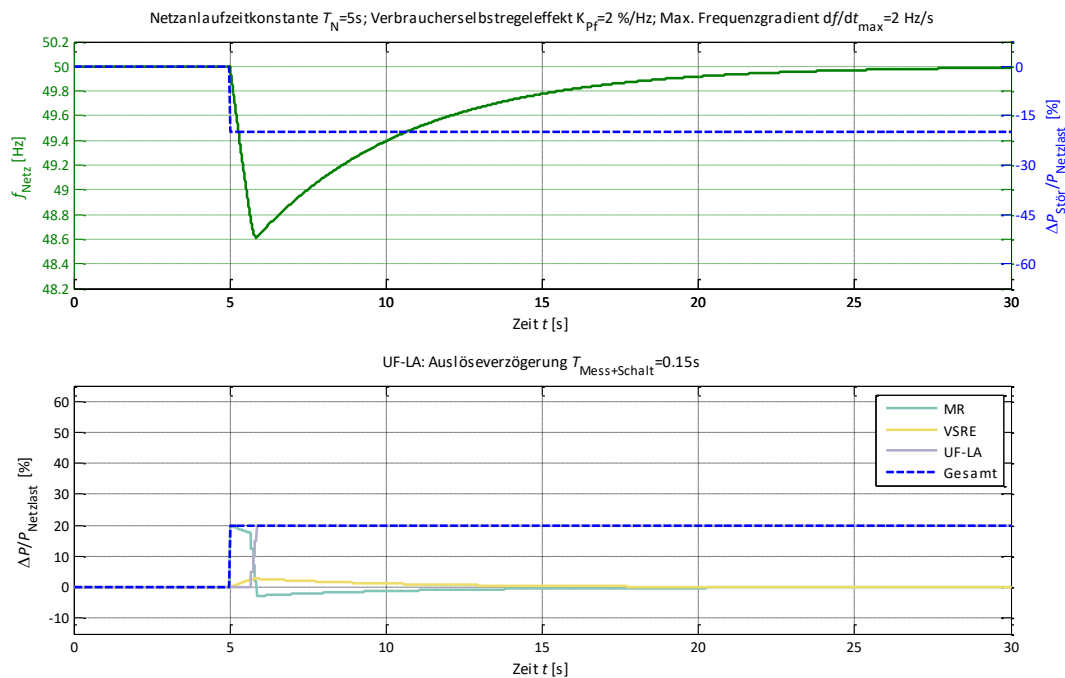


Bild 4-1: Frequenzverhalten des heutigen Lastabwurfs bei UF-Basis-Szenario 2

Bild 4-2 zeigt das Frequenzverhalten für das UF-Basis-Szenario 3 mit einem Leistungsungleichgewicht  $p_{\text{Stör}} = 30\%$ .

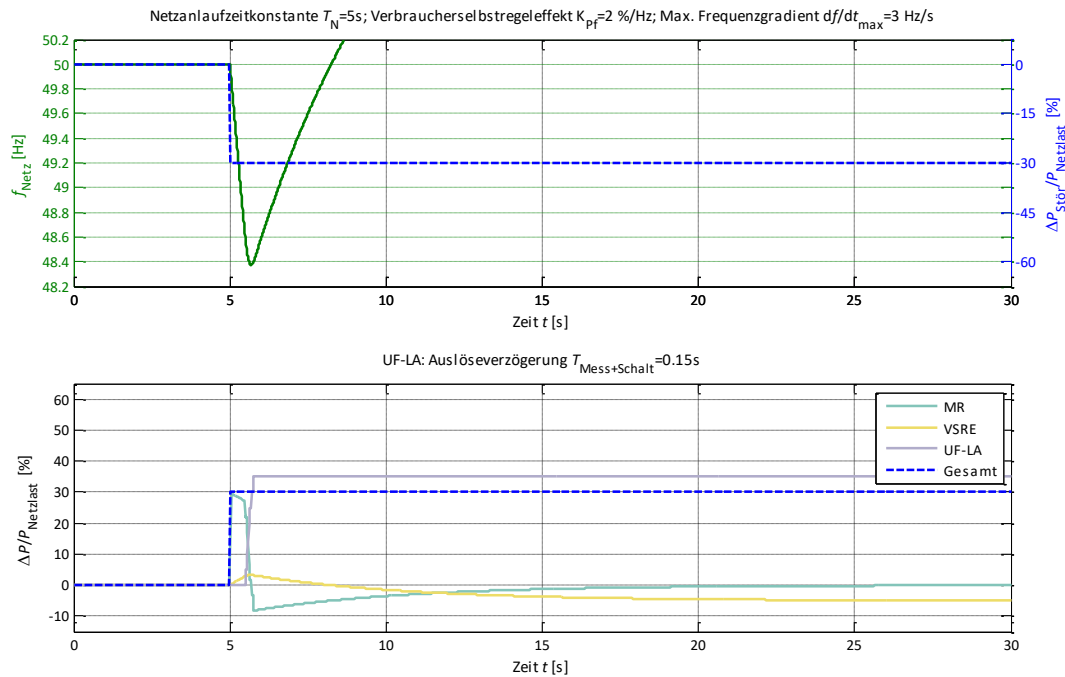


Bild 4-2: Frequenzverhalten des heutigen Lastabwurfs bei UF-Basis-Szenario 3

Wie zu erkennen ist, wurden mit sieben Lastabwurfstufen (35 % der Netzlast) eine Stufe mehr, als zur Deckung des Defizits notwendig, abgeworfen, was wiederum zu einer deutlichen Überreaktion führt. Die Auslöseverzögerung bzw. der Frequenzgradient sind nun zu groß, um eine hohe Überreaktion zu vermeiden.

Das Konzept des heutigen Unterfrequenz-Lastabwurfs stößt damit bei hohen Frequenzgradienten an seine Grenzen. Im Idealfall können Frequenzgradienten bis zu 2 Hz/s noch beherrscht werden. Unter Berücksichtigung auftretender zusätzlicher Messverzögerungen, Messungenauigkeiten und praktischer Erfahrungen aus aufgetretenen Störfällen, liegt die beherrschbare Grenze eher bei 1 Hz/s. Daher soll im Folgenden gezeigt werden, inwieweit durch eine Ergänzung des heutigen Lastabwurfs die gewünschte Funktion sichergestellt werden kann.

### 4.3 Optimierter Lastabwurf

Beim heutigen Unterfrequenz-Lastabwurf werden bei definierten Frequenzschwellwerten Teile der Systemlast in diskreten Stufen abgeworfen. Gegen die aufgezeigte potentielle Gefahr einer Überreaktion aufgrund der Auslöseverzögerung des Lastabwurfs (Messung und Schaltereigenzeit) bei hohen Frequenzgradienten könnte eine Ergänzung des heute eingesetzten Lastabwurfs um eine  $\Delta f/\Delta t$ -Funktionalität mittels  $\Delta f/\Delta t$ -Relais Abhilfe schaffen.

Daher soll geprüft werden, inwiefern die in Tabelle 4-2 definierte  $\Delta f/\Delta t$ -Funktionalität als Ergänzung zum bestehenden Lastabwurf Abhilfe zu der durch die Verzögerung verursachten Überreaktion leisten kann.

Tabelle 4-2: Heutiger Lastabwurf mit 10 Stufen erweitert um eine  $\Delta f/\Delta t$ -Funktionalität

| Stufe | Heutiger Lastabwurf                  | Lastabwurf erweitert um $\Delta f/\Delta t$ -Funktionalität     |                                                   |
|-------|--------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
|       | Frequenzschwellwert<br>$f_{sw}$ [Hz] | Schwellwert Frequenzgradient<br>$\Delta f/\Delta t_{sw}$ [Hz/s] | Verzögerung<br>$t_{Verz,Stufe,i}$ [s]             |
| 1     | 49,0                                 | 0,5                                                             | 0                                                 |
| 2     | 48,9                                 | 0,5                                                             | $t_{Schalter} + t_{Fenster}$                      |
| 3     | 48,8                                 | 0,5                                                             | $t_{Verz,Stufe,2} + (t_{Schalter} + t_{Fenster})$ |
| 4     | 48,7                                 | 0,5                                                             | $t_{Verz,Stufe,3} + (t_{Schalter} + t_{Fenster})$ |
| 5     | 48,6                                 | 0,5                                                             | $t_{Verz,Stufe,4} + (t_{Schalter} + t_{Fenster})$ |
| 6     | 48,5                                 | 0,5                                                             | $t_{Verz,Stufe,5} + (t_{Schalter} + t_{Fenster})$ |
| 7     | 48,4                                 | 0,5                                                             | $t_{Verz,Stufe,6} + (t_{Schalter} + t_{Fenster})$ |
| 8     | 48,3                                 | 0,5                                                             | $t_{Verz,Stufe,7} + (t_{Schalter} + t_{Fenster})$ |
| 9     | 48,2                                 | 0,5                                                             | $t_{Verz,Stufe,8} + (t_{Schalter} + t_{Fenster})$ |
| 10    | 48,1                                 | 0,5                                                             | $t_{Verz,Stufe,9} + (t_{Schalter} + t_{Fenster})$ |

Dafür wird der heutige Lastabwurf mit Frequenzschwellwert um einen „Schwellwert Frequenzgradient“  $\Delta f/\Delta t_{sw}$  erweitert (Stufen eins bis zehn). Um ein robustes Verhalten der  $\Delta f/\Delta t$ -Funktionalität zu gewährleisten, muss nach dem Abwurf einer Stufe so lange gewartet werden, bis diese Stufe zum einen wirklich abgeworfen wurde (Schalt ereigenzeit  $t_{Schalter}$ ) und zum anderen, bis die Wirkung der abgeworfenen Leistung messtechnisch von der nächsten Stufe komplett erfasst wurde (Messfenster zur Mittelung des Frequenzgradienten  $t_{Fenster}$ ). Beide Werte,  $t_{Schalter}$  und  $t_{Fenster}$ , wurden in den Simulationen mit je 60 ms angenommen. Damit errechnet sich die jeweilige Verzögerung einer Stufe  $t_{Verz,Stufe,i}$  entsprechend Tabelle 4-2. Gegebenenfalls ist eine Auslösung der  $\Delta f/\Delta t$ -Funktionalität erst ab einem definierten Frequenzschwellwert, beispielsweise unterhalb von 49,8 Hz, vorzusehen.

Bild 4-3 zeigt das Frequenzverhalten des optimierten Lastabwurfs mit einer zusätzlichen  $\Delta f/\Delta t$ -Funktionalität (durchgezogene Linie) für das UF-Basis-Szenario 3. Im Vergleich ist das Frequenzverhalten des heutigen Lastabwurfs ohne  $\Delta f/\Delta t$ -Funktionalität (gestrichelte Linie) dargestellt. Deutlich zu erkennen ist, dass beim optimierten Lastabwurf die ersten fünf Stufen, ausgelöst durch die  $\Delta f/\Delta t$ -Funktionalität, deutlich schneller abgeworfen werden, als beim heutigen Lastabwurf. Damit kann die ungewollte Überreaktion verhindert werden. Die sechste

und letzte aktivierte Stufe wird durch unterschreiten ihres Frequenzschwellwerts von 48,5 Hz abgeworfen.

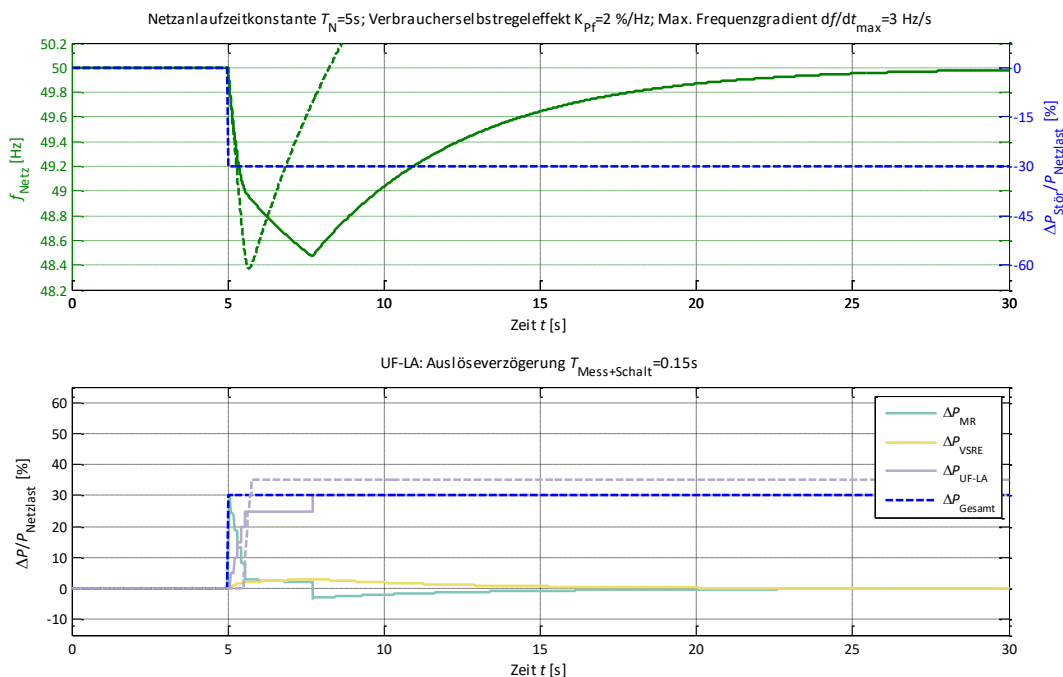


Bild 4-3: Frequenzverhalten des Optimalen Lastabwurfs bei UF-Basis-Szenario 3 (heutiger Lastabwurf ergänzt um eine  $\Delta f/\Delta t$ -Funktionalität)

Die bislang betrachteten UF-Basis-Szenarien berücksichtigen nur Leistungsungleichgewichte, welche durch den Lastabwurf, sofern keine ungewollte Überreaktion erfolgt, exakt ausgeglichen werden, so dass die Netzfrequenz auf die Nennfrequenz zurückgeführt wird. Im Folgenden sollen auch Fälle als Sensitivitäten betrachtet werden, bei denen dies nicht der Fall ist. Grundsätzlich kann dies zu zwei konzeptmäßig nicht zu verhindernden, unerwünschten Effekten führen: Einerseits zu einer Überreaktion und andererseits dazu, dass die Frequenz bei einem Wert unterhalb von 49 Hz „hängen bleibt“.

Bild 4-4 zeigt eine Sensitivität der UF-Basis-Szenarios mit  $\Delta p_{\text{Stör}} = 38,5$  % und kann als Worst-Case-Fall unter den betrachteten Randbedingungen bezüglich Überreaktion betrachtet werden. Die hierbei in Summe abgeworfene Last bezogen auf die Netzlast ist um 1,5 % größer als das ursprüngliche Defizit. Diese Überreaktion führt somit zu einem Überschwingen der Frequenz über 50 Hz. Ein Defizit bezogen auf die Netzlast im Bereich von 1,5 % liegt in der Größenordnung des Auslegungsstörfalls und würde daher von der Primärregelleistung, welche in den Simulationen nicht berücksichtigt ist, ausgeglichen. Unter gewissen Voraussetzungen bewirkt die Primärregelung sogar, dass die letzte Stufe des Lastabwurfs nicht abgeworfen wird und die Frequenz unterhalb von 49 Hz „hängen bleibt“.

Bild 4-5 zeigt eine Sensitivität der UF-Basis-Szenarios mit  $\Delta p_{\text{Stör}} = 33\%$  bei welchem die Frequenz unterhalb von 49 Hz „hängen bleibt“. Grund hierfür ist der Verbraucherselbstregeleffekt (VSRE). Die Frequenz verbleibt auf dem Wert, bei dem die in Summe abgeworfene Last und der Verbraucherselbstregeleffekt das Defizit decken. Hier ist das bei einer Frequenz von 48,5 Hz der Fall.

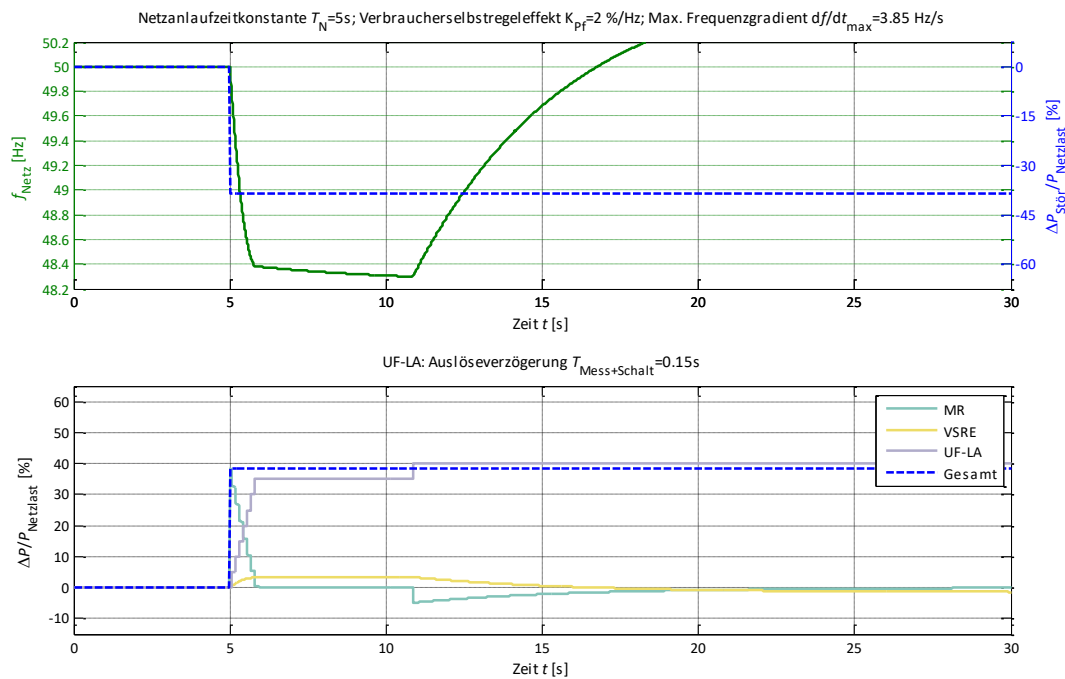


Bild 4-4: Frequenzverhalten des optimierten Lastabwurfs (Sensitivität der UF-Basis-Szenarios mit  $\Delta p_{\text{Stör}} = 38,5\%$ )

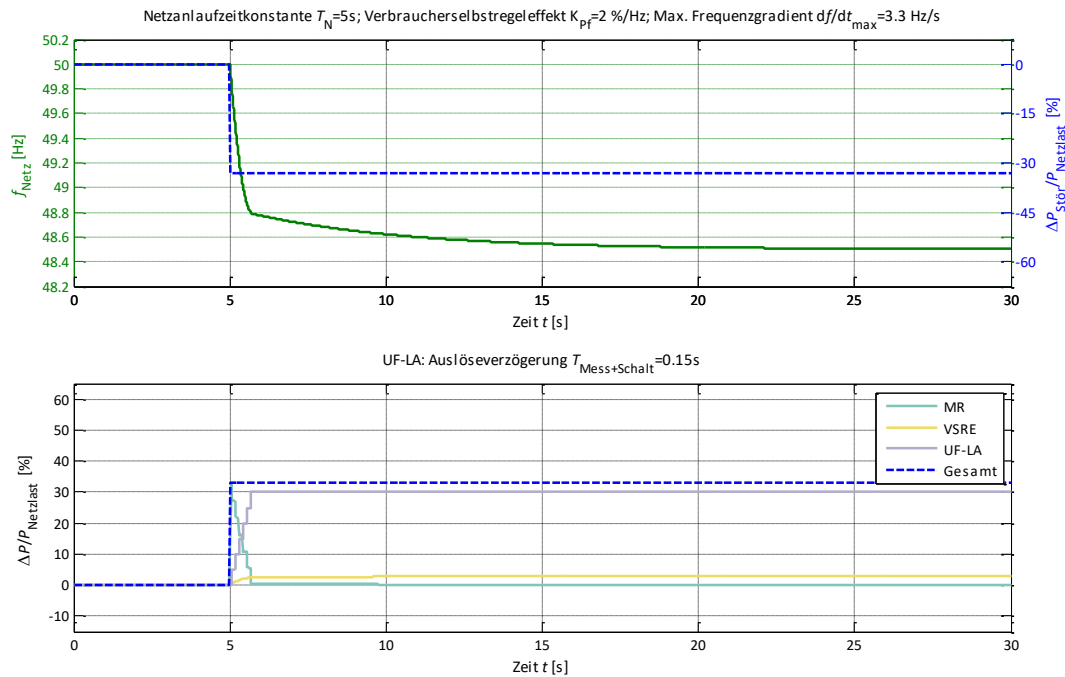


Bild 4-5: Frequenzverhalten des optimierten Lastabwurfs (Sensitivität der UF-Basis-Szenarios mit  $\Delta p_{\text{Stör}} = 33$  %)

Da ein Verharren der Frequenz unterhalb von 49 Hz über einen längeren Zeitraum die Gefahr, dass sich Erzeugungseinheiten vom Netz trennen, erhöht, sollte dies nach Möglichkeit verhindert werden. Da dies für einen großen Teil der möglichen Szenarien der Fall ist, soll daher gezeigt werden, wie dieser Problematik durch ein weiter ergänztes Lastabwurfkonzept entgegengewirkt werden könnte. Dazu wird die letzte Stufe des Lastabwurfs (Stufe 10) zusätzlich um einen verzögerten Lastabwurf erweitert. Dazu wird die Summe der abzuwerfenden Last von Stufe 10 in fünf Unterstufen unterteilt (eine Unterstufe entspricht somit 1 % der Netzlast). Die Unterstufen werden schrittweise um jeweils fünf Sekunden verzögert abgeworfen, sofern die Frequenz unterhalb von 49 Hz liegt. Ideal wäre es, wenn die Frequenz dadurch automatisch in den Bereich  $50 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$  zurückgeführt werden könnte. Um diesem Ziel näher zu kommen, ist gegebenenfalls ein Schwellwert höher als 49 Hz notwendig.

Bild 4-6 zeigt für dasselbe Szenario das Frequenzverhalten des um einen verzögerten Lastabwurf erweiterten Lastabwurfkonzepts (durchgezogene Linie). Zum Vergleich ist das Frequenzverhalten ohne erweitertes Lastabwurfkonzept (gestrichelte Linie) dargestellt (vgl. Bild 4-5). Deutlich zu erkennen ist, dass fünf Sekunden nachdem die Netzfrequenz den Wert von 49 Hz unterschritten hat, die erste Unterstufe und weitere fünf Sekunden später eine weitere abgeworfen wird. Dies reicht aus um die Frequenz über 49 Hz zurückzuführen.

Es konnte somit gezeigt werden, dass der Problematik des „Hängenbleibens“ der Frequenz unterhalb von 49 Hz durch eine weitere vergleichsweise simple Anpassung des Lastabwurfkonzepts effektiv entgegengewirkt werden kann.

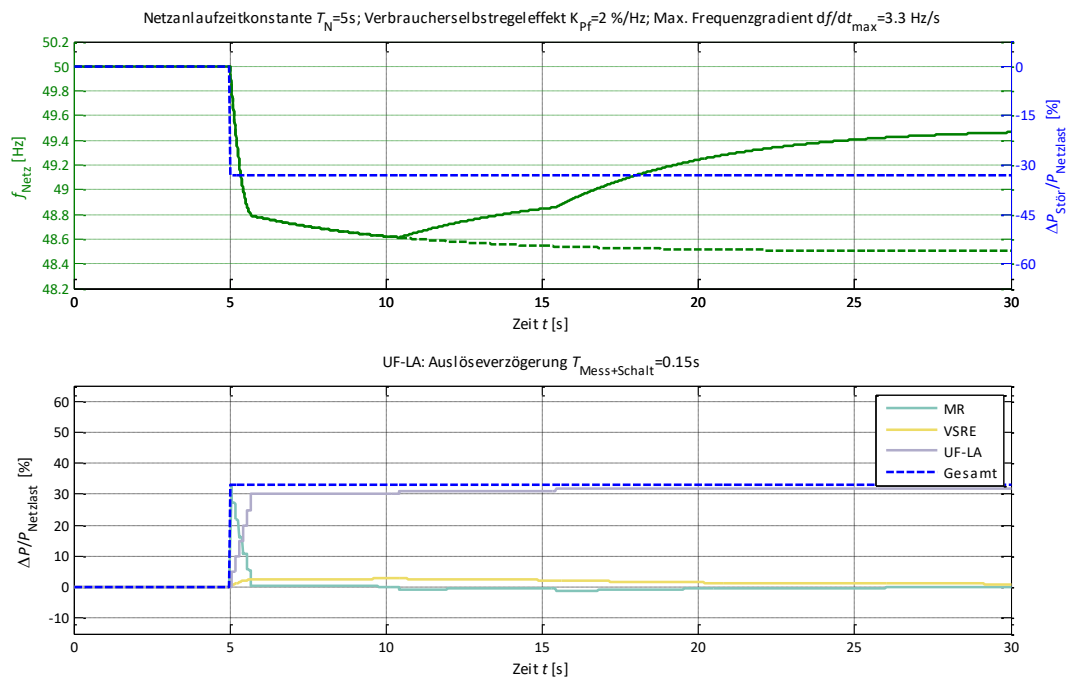


Bild 4-6: Frequenzverhalten des optimierten Lastabwurfs (Sensitivität der UF-Basis-Szenarios mit  $\Delta p_{\text{Stör}} = 33\%$ ) erweitert um einen verzögerten Lastabwurf

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Eine störungsbedingte Systemauftrennung des Verbundsystems stellt eine Herausforderung für die Wahrung der Frequenzstabilität im kontinentaleuropäischen Verbundsystem dar, da durch die Auftrennung die vorherigen Transite über das Drehstromnetz in Form von Leistungsungleichgewichten in den getrennten Teilnetzen auftreten. Mittels geeigneter Szenarien konnte aufgezeigt werden, dass zukünftig potentiell mit sehr hohen Leistungsungleichgewichten zu rechnen ist, welche in Kombination mit einer reduzierten Schwungmasse zu deutlich höheren und kritischen Frequenzgradienten führen werden. Da auch solche, über den Auslegungsfall hinausgehende, aber dennoch mögliche Störungen nicht zu einem Systemzusammenbruch führen dürfen, wurde sowohl für den Überfrequenz- als auch für den Unterfrequenzbereich das heutige Verhalten sowie notwendige Gegenmaßnahmen analysiert.

Zur Beherrschung von über den Auslegungsfall hinausgehenden Störungen im Überfrequenzbereich dient die Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR) der Erzeugungseinheiten. Da die hohen Transite in Deutschland in Nord-Süd-Richtung insbesondere durch die hohe Einspeisung aus Windkraftanlagen hervorgerufen werden, stand dabei die ÜF-LR von Windkraftanlagen im Fokus. Die abregelbare Leistung der ÜF-LR muss einerseits ausreichen, um das Leistungsungleichgewicht absolut ausgleichen zu können. Andererseits muss die Abregelung ausreichend schnell erfolgen, damit die Frequenz innerhalb des zulässigen Frequenzbandes gehalten werden kann. Es wurde gezeigt, dass die Performance der heute bei Windkraftanlagen eingesetzte ÜF-LR nicht ausreicht, um die Frequenzstabilität für die betrachteten Szenarien aufrecht zu erhalten. Dabei spielen einerseits Verzögerungen für Messung und Kommunikation von bis zu einer Sekunde und andererseits das Zeitverhalten der ÜF-LR eine wesentliche Rolle. Es wurde aufgezeigt, dass Szenarien mit einem Leistungsungleichgewicht von bis zu 30 % bezogen auf die Netzlast und Frequenzgradienten von bis zu 2 Hz/s beherrscht werden könnten, sofern diese Verzögerungen auf 100 ms begrenzt werden könnten und dieser Frequenzgradient von der Umrichterregelung beherrscht wird. Um Szenarien mit höheren Leistungsungleichgewichten und Frequenzgradienten beherrschen zu können, müsste zusätzlich das Zeitverhalten der ÜF-LR deutlich schneller erfolgen. Die Geschwindigkeit der Leistungsreduktion ist bei dem heute typischerweise für die ÜF-LR eingesetzten Konzept der Pitch-Regelung begrenzt, um die Anlage vor mechanischen Belastungen zu schützen. Ohne Erweiterung bestehender Konzepte wird eine Optimierung des Zeitverhaltens daher voraussichtlich an seine Grenzen stoßen.

Daher wurde auch der Beitrag von Bremswiderständen zur Optimierung des Zeitverhaltens der ÜF-LR geprüft. Es konnte gezeigt werden, dass hierin ein Potential besteht, das Zeitverhalten deutlich zu optimieren, allerdings müsste ein Großteil der Anlagen einen Beitrag



zur Optimierung des Zeitverhaltens mit Bremswiderständen oder vergleichbaren Konzepten vorsehen, was aber bislang nicht dem Stand der Technik entspricht. Zudem wurde der Beitrag künstlicher Schwungmasse bei Überfrequenz analysiert. Auch hier konnte gezeigt werden, dass damit das Frequenzverhalten positiv beeinflusst werden kann.

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass in den technischen Anschlussregeln künftig für alle Erzeugungseinheiten konkrete Vorgaben zum Zeitverhalten der ÜF-LR definiert werden sollten. Allerdings sollte aus den beschriebenen Gründen die Vermeidung einer Netztrennung der synchronen Erzeugung im Vordergrund stehen. Daher wird im Wesentlichen die nicht-synchrone Erzeugung durch ein ausreichendes Zeitverhalten der ÜF-LR zur Sicherstellung der Frequenzstabilität beitragen müssen.

Zur Beherrschung von über den Auslegungsfall hinausgehenden Störungen im Unterfrequenzbereich dient der Unterfrequenz-Lastabwurf (UF-LA). Die abschaltbare Last des UF-LA muss einerseits ausreichen, um das Leistungsungleichgewicht absolut ausgleichen zu können und andererseits muss die Abschaltung der Last ausreichend schnell erfolgen, damit es zu keiner ungewollten Überreaktion kommt. Es wurde gezeigt, dass mit dem heutigen Lastabwurf in 10 Stufen und einer Verzögerung von 150 ms Szenarien mit einem Leistungsungleichgewicht von bis zu 20 % bezogen auf die Netzlast und Frequenzgradienten von bis zu 2 Hz/s beherrscht werden können. Um Szenarien mit höheren Leistungsungleichgewichten und Frequenzgradienten beherrschen zu können, müsste die Verzögerung reduziert werden oder das heutige Konzept des Lastabwurfs um weitere Funktionalitäten ergänzt werden. Daher wurde der UF-LA um eine  $\Delta f/\Delta t$ -Funktionalität erweitert. (Die realen Verzögerung des frequenzabhängigen Lastabwurfs können auch bei etwa 200 ms liegen. Dann wird eine  $\Delta f/\Delta t$ -Funktionalität bereits bei Frequenzgradienten ab etwa 1 Hz/s erforderlich.)

Unter den angenommenen Randbedingungen konnte gezeigt werden, dass Szenarien mit einem Leistungsungleichgewicht von bis zu 40 % bezogen auf die Netzlast und Frequenzgradienten von bis zu 4 Hz/s beherrscht werden könnten. Eine weitere Problematik des UF-LR ist, dass die Frequenz unter gewissen Randbedingungen trotz konzeptgemäßer Funktion des UF-LA bei Frequenzen unterhalb von 49 Hz „hängen bleiben“ kann. Mit einer weiteren Ergänzung des UF-LA um einen verzögerten Lastabwurf, sofern die Frequenz unterhalb von 49 Hz liegt, konnte ein möglicher Lösungsansatz für diese Problematik aufgezeigt werden.

Die vorliegenden Untersuchungen zeigen notwendige Maßnahmen auf, um hohe Leistungsungleichgewichte in Kombination mit einer geringen Schwungmasse infolge von Netzauftrennungen bei Über- und Unterfrequenz zu beherrschen. Allerdings beruhen die

Untersuchungen auf einem summarischen Netzmodell und sind daher auf das Leistungs-Frequenz-Verhalten begrenzt. Weitere Aspekte müssen daher untersucht werden, damit sich infolge von Netzauftrennungen gebildete Teilnetze stabil abfangen können.

Die folgenden Aspekte sollten daher Gegenstand weiterführender Untersuchungen sein. Umrichterbasierte Erzeugungseinheiten nutzen heute typischerweise stromeinprägende Verfahren und bedingen beispielsweise eine PLL (Phased Locked Loop) oder ähnliche Verfahren, um die Umrichterregelung mit der Netzspannung zu synchronisieren. Diese Verfahren benötigen eine ausreichende Kurzschlussleistung bzw. einen ausreichenden Anteil spannungseinprägender Betriebsmittel, um eine robuste Funktion und damit eine stabile Einspeisung gewährleisten zu können. Bildet sich infolge einer Netzauftrennung ein Teilnetz mit sehr geringem Anteil an Synchronmaschinen (mit oder ohne hohem Anteil umrichterbasierter Erzeugung), stellt ein stabiler Betrieb eines solchen abgetrennten Teilnetzes die Voraussetzung dar, damit sich dieses infolge einer Netzauftrennung sicher abfangen kann. Daher muss analysiert werden, wo die Grenzen der heute eingesetzten stromeinprägenden Regelverfahren liegen und gegebenenfalls ein minimal notwendiger Anteil an spannungseinprägenden Netzelementen abgeleitet werden. Im Hinblick auf die langfristige Entwicklung sollte zudem geprüft werden, welchen Beitrag der Einsatz spannungseinprägender Verfahren bei umrichterbasierten Erzeugungseinheiten und Lasten sowohl für den stabilen Betrieb der Anlagen in schwachen Netzen als auch für die Netzstützung bei dynamischen Vorgängen nach Netzstörungen, insbesondere für die Bereitstellung von Momentanreserve, leisten kann.

Zudem erscheint es grundsätzlich sinnvoll, zukünftig Referenzszenarien für zu beherrschende Netzauftrennungsszenarien für den Über- und Unterfrequenzbereich zu definieren. Auf Basis dieser Referenzszenarien können dann Anforderungen an die automatischen Letztmaßnahmen definiert und im Rahmen des Systemschutzplan (im Englischen Defence Plan) überprüft werden. Da Netzauftrennungen typischerweise über Ländergrenzen hinweg auftreten, müssen diese Referenzszenarien auf ENTSO-E Ebene für das gesamte kontinentaleuropäische Verbundsystem abgestimmt werden. Konkret müsste in einem ersten Schritt definiert werden, ab welcher minimalen Größe ein abgetrenntes Teilnetzes sicher abgefangen werden muss. Darauf aufbauend müsste zudem das maximal zu beherrschende Leistungsungleichgewicht und der maximal zu beherrschende mittlere Frequenzgradient definiert werden. Gegebenenfalls ist es sinnvoll, diese Referenzstörung (entsprechend der prognostizierten zu erwartenden Randbedingungen) gestaffelt für verschiedene Zeithorizonte zu definieren, ergo zu verschärfen. Auf Basis der durchgeführten Analysen erscheint es sinnvoll, langfristig Szenarien mit 2 Hz/s und Leistungsungleichgewichten von  $\geq 40\%$  (bezogen auf die verbleibende Netzlast) zu beherrschen.

## Literaturverzeichnis

- [1] TransnetBW, Amprion, TenneT, 50Hertz: Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb, April 2014.
- [2] Transmission Code 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, August 2007.
- [3] Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG): COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 of 14 April 2016.
- [4] Netzentwicklungsplan Strom 2013, überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- [5] Network Code on High Voltage Direct Current Connections and DC connected Power Park Modules (NC HVDC): COMMISSION REGULATION (EU) 2016/1447 of 26 August 2016.
- [6] System Disturbance on 4 November 2006 - Final Report, union for the co-ordination of transmission of electricity, 30.01.2007.
- [7] Duckwitz, D; Shan, M.; Fischer, B. 2014): "Synchronous Inertia Control for Wind Turbines - Adaption of the Virtual Synchronous Machine to Wind Turbines for providing Distributed Contributions to Power System Inertia", 13<sup>th</sup> Wind Integration Workshop, Berlin.
- [8] Technical background for the Low Frequency Demand Disconnection requirements, ENTSO-E, November 2014.