

Kapitel 1

Einleitung

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Bereitstellung von Momentanreserve durch Virtuelle Synchronmaschinen.

Unter dem Begriff „Momentanreserve“ wird die Fähigkeit eines Energieversorgungssystems verstanden, die Auswirkungen kurzfristiger Leistungsschwankungen durch die im System vorhandene Trägheit zu dämpfen. Dies erfolgt typischerweise durch die im Verbundnetz vorhandenen rotierenden Massen der Synchrongeneratoren. Als „Virtuelle Synchronmaschinen“ (VISMA) wird die Nachbildung des Synchronmaschinenverhaltens durch Umrichter bezeichnet.

Warum dieses „träge Verhalten“ für das europäische Verbundnetz notwendig ist und wie dieses Verhalten mit Hilfe von Batteriewechselrichtern unterstützt werden kann ist Gegenstand dieses Kapitels. Dazu wird zunächst erläutert, welche Bedeutung die vorhandene Schwungmasse der Kraftwerksgeneratoren für das Übertragungsnetz besitzen und weshalb aktuelle Studien zukünftig einen Bedarf an Momentanreserve im Verbundnetz sehen. Anschließend wird das Konzept zur Bereitstellung von Momentanreserve mit Hilfe sogenannter „virtueller Schwungmasse“ vorgestellt. Von diesen Verfahren werden zwei Varianten ausgewählt, die detaillierter beschrieben werden.

Aus der Überlegung, dass ein Verbund von mehreren Batteriewechselrichtern die träge Masse eines Kraftwerksgenerator nachbilden sollen, und damit seine Eigenschaft zur Erbringung von Momentanreserve, ergeben sich mehrere Fragestellungen. Diese werden dann zur Zielstellung der Arbeit ausgearbeitet.

1.1 Zum Aufbau der Frequenzregelung und Notwendigkeit der Momentanreserve

Um die Notwendigkeit der Momentanreserve zu beschreiben, wird zunächst erläutert, wie die vier Bereiche der Frequenzregelung im Europäischen Verbundnetz organisiert ist (siehe Abbildung 1.1).

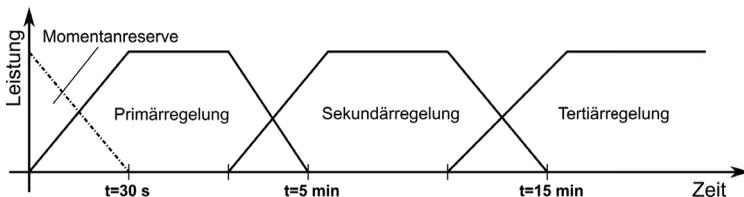


Abbildung 1.1 – Zeitbereiche der Frequenzregelung
(eigene Darstellung nach [34])

Die Abbildung zeigt in in idealisierter Form die drei durch das „Continental Europe Operation Handbook“ der ENTSO-E [34] vorgegebenen zeitlichen Bereiche der Frequenzregelung. Die gestrichelte Linie zeigt den Bereich der von der Momentanreserve abgedeckt werden muss. Für ihre Erbringung bestehen derzeit keine expliziten Vorgaben

Primärregelung

Die Primärregelung ist die lokale Frequenz-Leistungsregelung der Kraftwerke im Verbundnetz. Sie dient dem „schnellen“ Ausregeln einer unvorhergesehenen Leistungsschwankung. Sie wird dadurch realisiert, dass bei einer größeren Frequenzänderung im Netz die Kraftwerke mit einer zur Frequenzänderung proportionalen Leistungsänderung ($\Delta P = K \cdot \Delta f$) reagieren. Aufgrund der Realisierung als P-Regler ist eine bleibende Regelabweichung bei der Primärregelung inhärent vorhanden. Bei konventionellen Kraftwerken ist die Erbringung der Primärregelleistung auf Grund des Zeitverhaltens der Stellglieder dynamisch begrenzt, da das Verstellen von Ventilen oder die Erhöhung/Absenkung der Brennstoffzufuhr entsprechend Zeit benötigt. Sie muss jedoch gemäß der Vorgaben aus dem „Continental Europe Operation Handbook“ der ENTSO-E [34] innerhalb von 30 s bereit gestellt werden.

Sekundärregelung

Die Sekundärregelung ist zentral organisiert, d.h. der Netzbetreibers koordiniert über sie die Kraftwerke innerhalb seiner Regelzone. Die Aufgabe der Sekundärregelung ist es, nachdem der Primärregelvorgang abgeschlossen ist, innerhalb einer Regelzone die bleibende Regelabweichung auszuregeln (I-Anteil). Hierzu zählt auch, dass die vereinbarten Übergabeleistungen zu den anderen Regelzonen eingehalten werden.

Tertiärregelung

Die Tertiärregelung (oder auch Minutenreserve genannt) dient dem Ausregeln länger anhaltender Störungen. Sie muss innerhalb von 15 min erbracht werden (siehe Abbildung 1.1). Hier wird ein besonderes Augenmerk auf die wirtschaftlich optimierte Bereitstellung der Regelleistung gelegt.

Bei der obigen Auflistung fällt auf, dass die volle Leistung der Primärregelung erst nach 30 s bereitstehen muss. Für den Bereich bis 30 s dienen die rotierenden Massen der Kraftwerks-Generatoren als Energiespeicher, um in dem Moment überschüssige Leistung einzuspeichern oder abzurufen. Die Fähigkeit des Gesamtsystems diese kurzfristigen Leistungsschwankungen zu überbrücken wird als Momentanreserve („frequency response reserve“) bezeichnet. Da dieses Verhalten in der Regel durch die trägen Massen der Generatoren erreicht wird, wird der Begriff Momentanreserve meist synonym mit der Masenträgheit der Generatoren verwandt.

Um dies zu demonstrieren, wird anhand eines reduzierten Netzmodells (siehe Abbildung 1.2) aufgezeigt, wie sich das Reduzieren der Schwungmasse auf die Frequenzhaltung in einem Verbundsystem auswirken kann. Bei dem zu diesem Zwecke genutzten Netzmodell handelt es sich um das „einfachste Netzmodell“ aus der Dissertation *Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezüglich handelsseitiger Fahrplanänderungen* von Tobias Weißbach [37]. Dieses Netzmodell basiert auf den Vorarbeiten von Welfonder [38] und wurde ebenfalls in der Studie [30] der deutschen Übertragungsnetzbetreiber *Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb* genutzt. Das Netzmodell aus Abbildung 1.2 beschreibt die Auswirkung einer Leistungsänderung auf die Netzfrequenz und lässt sich in drei Bereiche einteilen. Der

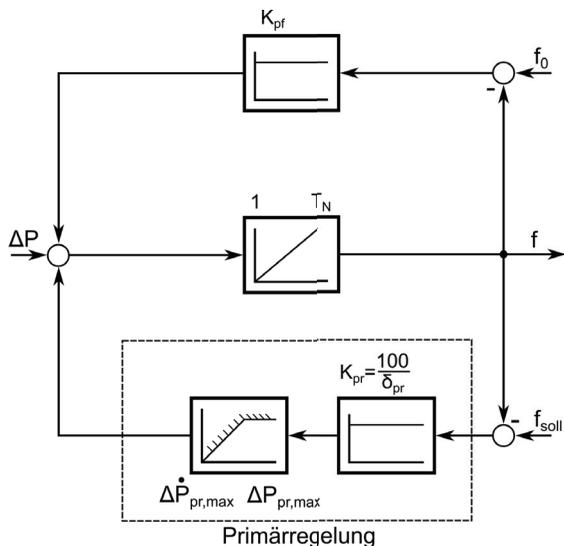


Abbildung 1.2 – Vereinfachtes Netzmodell nach [37]
(eigene Darstellung)

Dieses Netzmodell bildet kumulativ das Schwungmassenverhalten der Kraftwerke und das Verhalten deren Primärregelung nach. Das Netzmodell wurde auch in der Studie [30] „Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb“ genutzt.

Es wird über das Integrierglied die Trägheit des Netzes T_N nachgebildet, die Frequenz f gibt die Netzfrequenz an, f_0 die Bezugsfrequenz, die Rückkopplung über das P-Glied mit dem Verstärkungsfaktor K_{pf} beschreibt das Frequenzverhalten der Lasten und die Primärregelung wird über die Statik δ_{pr} der Frequenzregelung und über einen Dynamikbegrenzer („rate limiter“), der die Änderungsgeschwindigkeit der Leistung auf $\Delta \dot{P}_{pr,max}$ begrenzt.

erste Bereich beschreibt den Selbstregelleffekt des Netzes. Dieser wird so bezeichnet, da durch die teilweise Abhängigkeit der Last von der Frequenz eine negative Rückkopplung im System gegeben ist, die stabilisierend auf das Gesamtsystem wirkt. Dies wird durch den Parameter K_{pf} beschrieben. Der zweite Bereich bildet die Trägheit des Netzes über den Integrator mit der Zeitkonstante T_N nach. Auf den Zusammenhang zwischen der Zeitkonstante T_N und der Massenträgheit der Generatoren wird in Abschnitt 2 näher

eingegangen.

Der dritte Bereich ist die Nachbildung des Verhaltens der Primärregelung. Diese wird durch drei Parameter beschrieben. Einmal die Statik der Primärregelung δ_{pr} , die angibt wie stark die Primärregelung auf Frequenzänderung reagiert $\delta_{\text{pr}} = \frac{\Delta P}{\Delta f} \cdot 100\%$, dann der Parameter $\Delta P_{\text{pr,max}}$, der die maximale Leistung angibt die durch die Primärleistung zur Verfügung gestellt werden kann. Der letzte Parameter gibt die maximale Änderungsrate $\Delta \dot{P}_{\text{pr,max}}$ der Primärregelleistung an. Dies ist in diesem Modell die Größe, die die Dynamik der Primärregelung einschränkt.

Der Einfluss der Schwungmasse auf die Netzfrequenz bei Lastschwankungen wird an einem Beispiel demonstriert, das zum Teil sowohl in [37] als auch in [30] zu finden ist. Dieses Beispiel wurde mit dem selben Parametersatz in einer eigenen Simulation simuliert und hier zur Illustration dargestellt. Es handelt sich bei den Parametersatz um eine Nachbildung eines Verbundnetzes in einem „Schwachlastzustand“ mit 150 GW bei dem eine plötzlichen Lasterhöhung von 3 GW, zum Beispiel durch einen Ausfall in einem Kraftwerks, geschieht. Die Laständerung beträgt bezogen auf die Last von 150 GW $\Delta P = 2\%$. Die Zeitkonstante des Netzes beträgt $T_N = 12\text{ s}$, die Statik $\delta_{\text{pr}} = 20\%$, die maximal bereitzustellende Wirkleistung durch Primärregelung $\Delta P_{\text{pr,max}} = 2\%$. Der Selbstregelleffekt des Netzes beträgt $K_{\text{pf}} = 1.5$ und die maximale Änderungsrate der Primärregelleistung beträgt $\Delta \dot{P}_{\text{pr,max}} = \frac{2\%}{30\text{ s}} = 4\% \text{ min}^{-1}$.

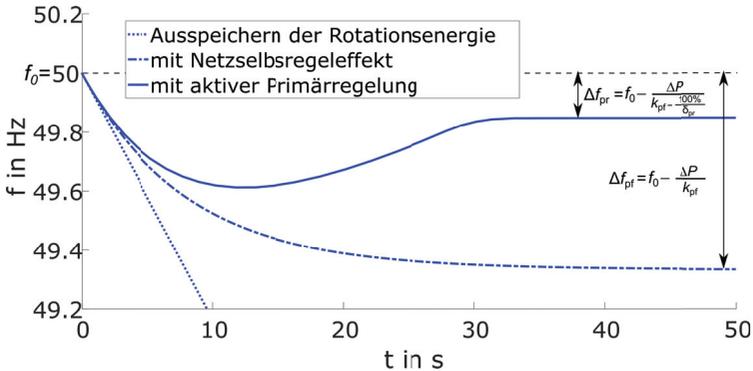
Zunächst wird in Abbildung 1.3.a in der selben Weise wie in [37] und [30], die Wirkung der einzelnen Komponenten des Netzmodells illustriert. Wenn nur die Schwungmasse ohne Netzregelung oder einer sonstigen Rückkopplung der Frequenz auf die Leistung im Netz vorhanden wäre, fände bei einer unvorhergesehenen Leistungserhöhung ein kontinuierliches Abbremsen der Schwungmassen im Netz statt und die Frequenz würde kontinuierlich sinken.

Bei einem größeren Trägheitsmoment würde dieses Absinken langsamer von statten gehen und bei einer kleineren entsprechend schneller. Dadurch, dass die Last selber wieder eine Frequenzabhängigkeit besitzt, nimmt sie bei kleiner Frequenz weniger Leistung auf und die Frequenz konvergiert gegen den Wert $f_0 - \frac{\Delta P}{k_{\text{pf}}}$. Bei aktiver Primärregelleistung ist die Abweichung des End-

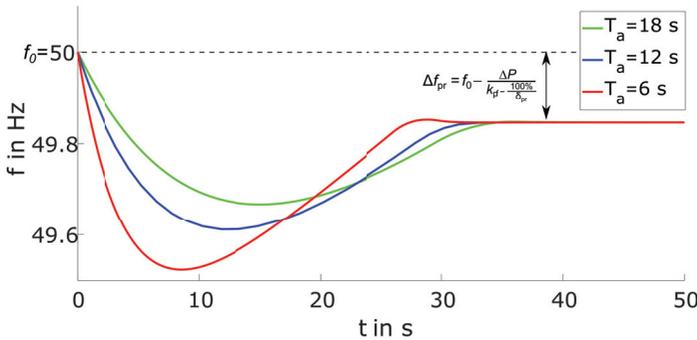
wertes geringer, dieser beträgt $f_0 - \frac{\Delta P}{k_{pf} + \frac{100\%}{\sigma_{pr}}}$. Da die Primärleistung durch die Dynamikbegrenzung nicht sofort zur Verfügung steht ergibt sich hier kein PT-1 Einschwingverhalten, sondern es gibt einen stärkeren Einbruch. Erst wenn die Primärregelleistung voll zur Verfügung gestellt werden kann, wird die Frequenz zu ihren Endwert geführt.

In Abbildung 1.3.b wird gezeigt wie die Trägheitskonstante des Netzes T_N diesen Frequenzeinbruch beeinflusst. Dazu wird die Trägheit des Netzes einmal halbiert $T_N = 6\text{ s}$ und einmal um das anderthalbfache erhöht $T_N = 18\text{ s}$. Es ist zu erkennen, dass der Einbruch bei niedrigeren Trägheiten immer größer wird und bei höheren der Einbruch entsprechend abgemildert wird. Wobei es in diesem Beispiel bei der erhöhten Trägheit von $T_N = 6\text{ s}$ sogar zu einem Überschwingen kommt. Die Bestrebungen der Erhöhung der Einspeisung von „erneuerbaren Energien“ bei gleichzeitiger Reduzierung des konventionellen Kraftwerksparks kann zu der oben angesprochenen Reduzierung der Trägheit/Momentanreserve im Verbundnetz führen. Es ist davon auszugehen, dass dadurch Frequenzschwankungen zukünftig zunehmen und langfristig sogar die Netzstabilität gefährdet sein könnte. Daher wurde diese Problemstellung in den letzten Jahren immer häufiger diskutiert und es wurden vermehrt Studien durchgeführt, die sich mit dem Momentanreservebedarf beschäftigen (z.B. [1], [4] und [30]).

Die Studie der deutschen Übertragungsnetzbetreiber aus dem Jahr 2014 [30] fordert als Grenze für die maximale Frequenzänderungsrate einen Wert von $\frac{\delta f}{\delta t} \leq 2\text{ Hz s}^{-1}$ bei einer maximalen Laständerung von 10 % was eine minimale Netzzeitkonstante von $T_N = 2.5\text{ s}$ zur Folge hätte. Die Studien *Analyse: Momentanreserve 2030* der Deutschen Energie-Agentur aus dem Jahr 2016 [1] und *Technische Mindesterzeugung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 in Niedersachsen und Deutschland* des Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Klimaschutz [4] haben die internationalen Anforderungen an die Frequenzänderungsrate herausgearbeitet und geben hier einen Bereich an. Dieser liegt zwischen 0.5 Hz s^{-1} und 4 Hz s^{-1} was bei einer maximalen Laständerung von 10 % zu einem relativ weiten Bereich von $T_N = 1.25\text{ s} \dots 10\text{ s}$ führt.



(a) Einfluss des einzelnen Komponenten des Netzmodells auf die Frequenz
(Eigene Simulation nach [30])



(b) Schwankung der Netzfrequenz bei unterschiedlichen Netzzeitkonstanten

Abbildung 1.3 – Einfluss der Trägheit auf Frequenzschwankungen im Verbundnetz

In Bild a ist dargestellt, wie die einzelnen Komponenten des Netzmodells wirken. Wobei die Abweichungen zur Nennnetzfrequenz f_0 , ohne Primärregelung Δf_{pf} , und mit Primärregelung Δf_{pf} betragen. Bild b zeigt den Einfluss der Trägheit des Netzes auf die Änderungsgeschwindigkeit und den maximalen Frequenzeinbruch. Es ist zu erkennen dass durch ein reduzieren der Trägheit im Netz die Frequenzänderungsrate und die Tiefe des Frequenzeinbruchs zunimmt.

Beide Studien weisen noch einmal gesondert darauf hin, dass aus deren Sicht die größte Gefahr dieser Problematik bei einem System-Splitt vorherrscht, also dann, wenn es zu einer Teilnetzbildung auf Grund eines vorhergegan-

nen Störfalls gekommen ist. Dies ist beispielsweise am 4. November 2006 im Europäischen Verbundnetz vorgekommen (siehe [31]). In einem solchen Fall verringert sich zum einen die angeschlossene Schwungmasse in den Teilnetzen erheblich, und zum anderen kann ggf. die Überschussleistung die geplant in einem anderen Netzbereich exportiert werden sollte nicht mehr abgegeben werden und es kann zu einer erheblichen Lastabweichung kommen.

Eine Möglichkeit hier Abhilfe zu schaffen ist es, dem Netz zusätzlich zu den rotierenden Massen der Kraftwerke weitere Trägheit zur Verfügung zu stellen. Dies kann mit Hilfe der Virtuellen Synchronmaschine erfolgen, einem Umrichter, der so geregelt wird, dass er sich am Netz so verhält wie das Modell eine Synchronmaschine.

Dieses Konzept ist Gegenstand dieser Arbeit. Im nächsten Abschnitt 1.2 wird der Aufbau und die Funktionsweise einer solchen VISMA genauer erläutert. In Abschnitt 1.3 wird dann der Aufbau der Arbeit und deren Zielstellung genauer beschrieben.

1.2 Prinzipieller Aufbau von Virtuellen Synchronmaschinen und deren Entwicklung

Die Abbildung 1.4 zeigt das Prinzip und die Komponenten, die bei allen Realisierungen von Virtuellen Synchronmaschinen genutzt werden.

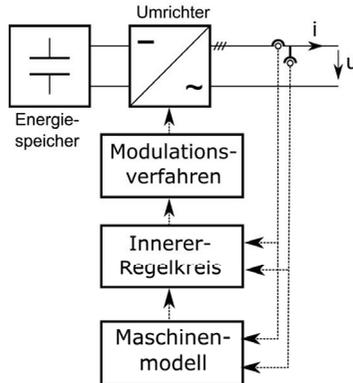


Abbildung 1.4 – Prinzipieller Aufbau von Umrichtersystemen mit Speicher die virtuelle Schwungmasse bereit stellen können Es sind die wesentlichen Komponenten dargestellt, die in allen Konzepten von VISMA-Systemen gemein sind. Ein Speicher mit dem die Energie zur Erbringung der Momentanreserve bereitgestellt werden kann, einen bi-direktionalen netz-bildenden Wechselrichter, eine Messeinrichtung zum Messen des Ausgangsstromes und der Ausgangsspannungen, einem Maschinenmodell, das aus den Eingangsgrößen und Sollwerten entsprechend der nachzubildenden Maschine Sollwerte für die unterlagerte Umrichterregelung berechnet. Ein unterlagertes Strom- und/oder Spannungsregler, dessen Aufgabe es ist, dass die Sollwerte des Maschinenmodells eingepreßt werden und ein Modulationsverfahren das aus der Stellgröße des Reglers das Pulsmuster für den Wechselrichter zur Spannungsbildung generiert.

Bei der Hardware zur Realisierung des VISMA-Verhaltens handelt es sich um einen klassischen Aufbau eines Batteriewechselrichters. Das heißt, ein Speicher ist an den DC-Spannungszwischenkreis eines bi-direktionalen Wechselrichters angeschlossen. Hierbei handelt es sich typischerweise um eine gesteuerte B6-Brückenschaltung mit Netzfilter. In Abbildung 1.4 ist der Speicher