

# RENAISSANCE VON ROTIERENDEN PHASENSCHIEBERN

Serdar Kadam<sup>1</sup>, Markus Flock<sup>1</sup>, Michael Pertl<sup>1</sup>, Alois Lechner<sup>1</sup>

## 1. Einleitung

Mit dem Voranschreiten der Energiewende und dem Ausstieg aus fossilen Energieträgern, sinkt der Anteil von rotierenden Generatoren in elektrischen Energiesystemen. Da der Ausbau und die Verstärkung der Stromnetze ein langfristiger Prozess ist, ist eine optimale Nutzung vorhandener Infrastruktur und vorausschauende Planung erforderlich ([1], [2]). Neben der Integration von zusätzlichen Erneuerbaren, ist gleichzeitig auch der Wegfall von Erzeugungsanlagen und mit ihnen bereitgestellte Netzdienstleistungen zu berücksichtigen. Rotierende Phasenschieber eignen sich besonders um die wegfallenden Netzdienstleistungen von stillgelegten Erzeugungsanlagen zu ersetzen (Schwungmasse, Kurzschlussleistung und Blindleistung), aber auch um die Netzintegration von PV- und Windkraftwerken an Netzknoten mit geringer Kurzschlussleistung zu ermöglichen ([3], [4], [5], [6]). Das Verhalten von SCs mit anderen Technologien (z.B. SVC, STATCOM, Batteriespeicher) wurde ebenfalls in Arbeiten verglichen (z.B. [7], [8], [9], [10]). Auch mit doppeltgespeisten Asynchronmaschinen kann ein kontrolliertes Verhalten bei einer Frequenzänderung vorgegeben werden ([12]). Derweil steigt die Bedeutung von Batteriespeichern, da sie in der Lage sind systemkritische Leistungsungleichgewichte rasch auszugleichen ([11]).

Detaillierte Studien zur Bedeutung der Momentanreserve wurden durchgeführt (z.B. [13], [14], [15], [16], [17], [18]). Mit einer kleineren Anlaufzeitkonstante im Netz, ist der Frequenzgradient, der bei einem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch auftritt (Rate-of-change-of-frequency RoCoF) größer. Dadurch bleibt für die Aktivierung von Regelreserven weniger Zeit, um größere Frequenzabweichungen im gesamten Netz zu verhindern.

In [19] wurde festgestellt, dass mit dem Ausstieg aus thermischen Erzeugungstechnologien die Bedeutung der Wasserkraftwerk für die Netzstabilität steigt. Im untersuchten Netzgebiet tragen Wasserkraftwerke 30-60% zur der Leistungserhöhung nach einem Kraftwerksausfall bei, wobei der Anteil von Wasserkraftwerken an der insgesamt installierten Leistung nur 20–25% beträgt.

Auch in Australien werden die zukünftigen Anforderungen an das Netz diskutiert ([20], [21]). Aufgrund des geringen Vermaschungsgrades ergeben sich an Netzausläufern sehr geringe Kurzschlussleistungen. Leistungsstarke Wind- und PV-Anlagen wurden bis vor kurzem unter der Prämisse „do not harm“ ans Netz angebunden (unter der Bedingung, dass bestehende Generatoren, Lasten und Netzbetriebsmittel nicht negativ beeinflusst werden) [21]. Um die weitere Integration von fluktuierenden Erneuerbaren und den Netzbetrieb zu unterstützen wurden bereits einige SC-in Betrieb genommen bzw. sind in Planung [20]. Dabei wird auch diskutiert, ob es nicht sinnvoller wäre, dass die Netzbetreiber die erforderliche Anzahl und Installationsorte von SCs in die Hand nehmen sollten, um zu vermeiden, dass die Kosten für PV- und Windanlagen nicht unnötig steigen. In [22] wird ein Verfahren für die optimale Platzierung von SCs vorgestellt.

In diesem Beitrag werden die Eigenschaften von rotierenden Phasenschiebern (Synchronous Condenser) und die Modellierung beschrieben. Ausgehend von der Modellierung des Erregersystems und dem Blindleistungsvermögen, wird die erzielbare Anlaufzeitkonstante diskutiert. Abschließend wird für einen ausgewähltes Kraftwerk (Pumpspeicherkraftwerk) eine parametrische Studie durchgeführt um die Zusammenhänge zwischen Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt, Anlaufzeitkonstante des Netzes und dem Stoßfaktor des SC zu untersuchen.

## 2. Erregersysteme und Modellierung

Für die Erregung von Synchronmaschinen stehen grundsätzlich mehrere Möglichkeiten zur Verfügung, die in diesem Kapitel kurz beschrieben werden. In [23], sind verschiedene Spannungsregler umfangreich beschrieben. Die Gültigkeit der Modelle beschränkt sich für Frequenzabweichungen bis +-5% sowie für oszillatorische Vorgänge bis 3Hz. Auf die statische Erregung und rotierende Erregung wird

Kommentiert [KS1]: Max, Michael, bitte hier die Bilder des Vergleichs zwischen Messung und Simulation einfügen (Geno-Spannung, Erregerspannung, Blindleistung) und Kommentieren.

<sup>1</sup> ANDRITZ HYDRO GmbH, Eibesbrunnnergasse 20 1120 Wien, vorname.nachname@andritz.com  
www.andritz.com

im folgenden genauer eingegangen. In [23] ist neben den Modellen auch angegeben, welches Modell das Verhalten von herstellerspezifischen Erregersystemen abbildet. Die statische Erregung kennzeichnet sich durch eine Versorgung im Nebenschluss über einen eigenen Erregertransformator aus. Mit der Festlegung des Übersetzungsverhältnisses kann der Stoßfaktor bestimmt werden (ceiling voltage). Ein Vorteil der statischen Erregung ist, dass auch negative Erregerströme vorgegeben werden können. Der untererregte Betriebsbereich kann somit erweitert werden.

Die Erregung mit einer permanenten Erregermaschine und rotierenden Dioden eliminiert die Abhängigkeit von Spannung an den Generatorklemmen um die Erregung zu versorgen. Charakteristisch ist eine etwas langsamere Reaktion als die statische Erregung. Außerdem sind nur positive Erregerströme möglich. Der untererregte Blindleistungsbereich kann nicht erweitert werden. Um die Genauigkeit der verwendeten Simulationsmodelle zu zeigen, wird nachfolgend eine Validierung präsentiert. Die Validierung basiert auf dem Vergleich der Simulationsergebnisse mit Vor-Ort-Messungen.

Abbildung 1 zeigt den Vergleich der Simulation und Messung für einen 3 %-Sollwertsprung der Spannungsreferenz für drei Variablen: Generator Terminalspannung (pu), Blindleistung (MVar) und Feldstrom (pu). Messungen sind gestrichelt und Simulationen durchgezogen dargestellt. Im konkreten Fall ändert sich der Spannungssollwert von 0.94 pu auf 0.97 pu bei Sekunde null (schwarz gestrichelte Kurve in der obersten Abbildung). Der simulierte und gemessene Spannungs-Istwert folgt dem Sollwert dynamisch. Die Dynamik ergibt sich durch die Generator- und Erregungscharakteristik, sowie der eingestellten Reglerparameter für Spannungs- und Feldstromregler.

Der Vergleich von Messung und Simulation zeigt deutlich, dass die Simulationsergebnisse sehr gut mit den Messungen übereinstimmen.

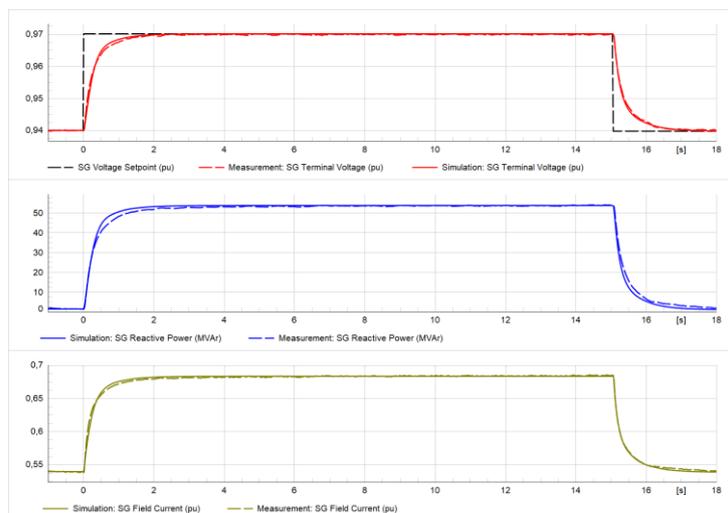


Abbildung 1: Validierung des Simulationsmodells (in PowerFactory DlgSILENT) für eine statische Erregung eines Schenkelpolgenerators anhand von Messungen. Gezeigt: Generator Terminalspannung (pu), Blindleistung (MVar) und Feldstrom (Erregerstrom) (pu).

### 3. Erzielbare Anlaufzeitkonstante

Rotierende Phasenschieber können in zwei Gruppen eingeteilt werden: Turbogeneratoren und Schenkelpolgeneratoren. Turbogeneratoren werden hauptsächlich in GuD-Kraftwerken eingesetzt und haben eine Polpaarzahl von eins, womit sich eine Drehzahl von 3000U/min (bei 50Hz) ergibt. Aufgrund der großen Fliehkräfte ergibt sich eine langgezogene Bauform mit relativ kleinen Durchmessern. Schenkelpolgeneratoren werden üblicherweise in Wasserkraftwerken eingesetzt und sind gekennzeichnet durch niedrigere Drehzahlen als Turbogeneratoren. Aufgrund der kleineren Fliehkräfte sind größere Durchmesser möglich. Außerdem ergeben sich durch den massiv ausgeführten

Dämpfer und unterschiedlichen Reaktanzen in d- und q-Richtung ergeben sich Vorteile im Fehlerfall und ein zusätzliches Moment.

In Abbildung 2 sind erzielbare Anlaufzeitkonstanten für Turbo- bzw. Schenkelpolgeneratoren mit und ohne Schwungrad dargestellt. Die Anlaufzeitkonstante von Turbogeneratoren ist aufgrund der Einschränkungen in der Bauform stark begrenzt (ca. 2s bis 4s). Mit einem Schwungrad kann die Anlaufzeitkonstante auf etwa 11s erhöht werden. Typisch ist, dass die kritische Drehzahl von Turbogeneratoren unter der Nenndrehzahl liegt und somit bei jedem Start- und Stoppvorgang durchfahren wird. Schenkelpolgeneratoren sind in ihren Dimensionen aufgrund der niedrigeren Drehzahl weniger beschränkungen unterworfen. Eine geforderte Anlaufzeitkonstante kann daher meist ohne Schwungrad erreicht werden ( $T_A$  von 3s bis 14s). Außerdem liegt die kritische Drehzahl von Schenkelpolgeneratoren über der Nenndrehzahl. Mit einem zusätzlichen Schwungrad kann die Anlaufzeitkonstante mehr als verdoppelt werden. Aktuelle Projekte sind beispielsweise der Bau eines rotierenden Phasenschiebers mit Schwungrad um eine geforderte Anlaufzeitkonstante von 30s zu erreichen [24]. ANDRITZ liefert 4 rotierende Phasenschieber (Schenkelpolgeneratoren) mit einer Anlaufzeitkonstante von jeweils 14s [25].

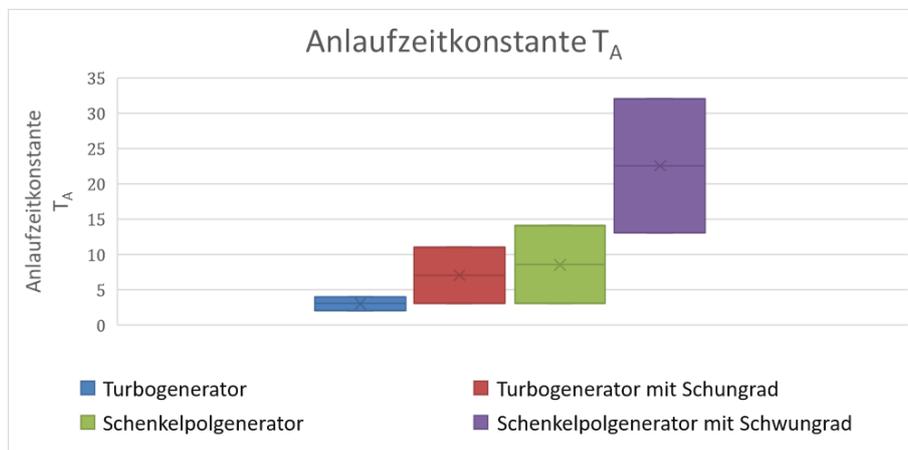


Abbildung 2: Erzielbare Anlaufzeitkonstanten mit Turbogeneratoren bzw. Schenkelpolgeneratoren

#### 4. Simulationsmodell

In diesem Abschnitt wird das Verhalten im Fehlerfall für verschiedene Szenarien durchgerechnet. Für ein geplantes Pumpspeicherkraftwerk, für das zusätzlich der rotierende Phasenschieberbetrieb vorgesehen ist, wird eine parametrische Studie durchgeführt. Dazu wird eine statische Erregung modelliert und die maximale Erregerspannung variiert. Das Ziel der parametrischen Studie ist es den Zusammenhang zwischen Erregerspannung (bzw. Stoßfaktor) und der Blindleistungsbereitstellung (Gradient der Blindleistung in MVAR/s) nach dem Fehler aufzuzeigen.

In Abbildung 3 (links), ist das Flussdiagramm der durchgeführten Sensitivitätsanalyse dargestellt. Ausgehend von einer Kurzschlusscheinleistung am Netzanschlusspunkt von 1000 MVA, wird die Kurzschlusscheinleistung in 1000 MVA Schritten bis 10000 MVA erhöht (ShcGrid). Für jede Kurzschlusscheinleistung wird die Anlaufzeitkonstante des externen Netzes ( $T_{aGrid}$ ) ausgehend von 1 s bis 100 s variiert. Für jede dieser Kombinationen aus Kurzschlusscheinleistung und Anlaufzeitkonstante wurden Simulationen mit einer maximalen Erregerspannung ( $u_{Ceil}$ ) von 1.9 bis 3.9 p.u. untersucht. Beispielsweise wird in Australien für statische Erregersysteme ein Stoßfaktor von mindestens 2.3 und für sonstige Erregersysteme (bürstenlose) ein Stoßfaktor von mindestens 1.6 vorgeschrieben (S5.2.5.13 [26]).

In Abbildung 3 (rechts) ist das verwendete Netzmodell abgebildet. Dieses besteht aus einem externen Netz, einer Impedanz ( $Z_{post}$ ) mit einem parallelen Leistungsschalter (B1) sowie dem SC-Transformator (TF) und dem SC. Zum Zeitpunkt der Fehlerklärung, wird der parallele Schalter geöffnet. Dadurch sinkt

die Kurzschlussleistung nach dem Fehler. Die Impedanz  $Z_{post}$  wurde für jeden Simulationsfall so ausgelegt, dass nach dem Fehler die halbe Kurzschlussleistung am PoC im Vergleich zum Vorfehlerfall vorherrscht. Die Simulationen wurden mit und ohne SC durchgeführt. Mit dem externen Netz wird die Spannung am Netzknoten „Grid“ auf 1 p.u. geregelt.

Am Netzanschlusspunkt PoC (Point of coupling, PoC), wurde ein 3-poliger Kurzschluss mit einer Dauer von 250 ms simuliert. Diese Fehlerdauer kann nur mit einer ausreichenden Anlaufzeitkonstante des Netzes durchfahren werden. Um trotzdem alle definierten Szenarien untersuchen und vergleichen zu können, wurden keine weiteren Lasten oder Erzeugungsanlagen berücksichtigt. Das Netz befindet sich im „Leerlauf“. Für das externe Netz wurde ein R/X Verhältnis von 0.01 gewählt. Da das Netz während des Fehlers ebenfalls eine Spannung von 0V erfährt, sinkt die Frequenz im externen Netz ebenfalls. Da nur der Einfluss des SC untersucht werden soll, wurden keine Regelreserven modelliert.

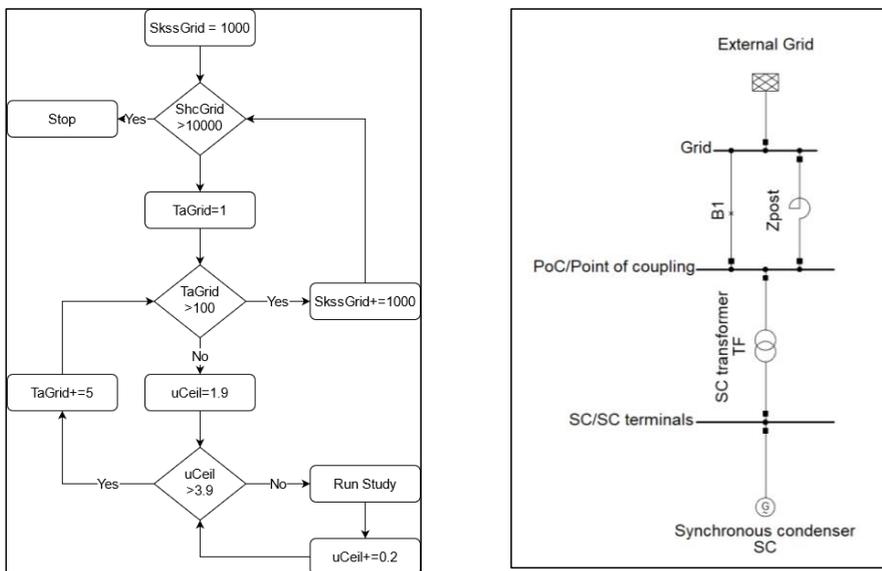


Abbildung 3 Links: Ablaufdiagramm der Sensitivitätsanalyse Rechts: Verwendetes Netzmodell

Im Vorfehlerfall wird er SC übererregt mit 100 MVA<sub>r</sub> betrieben. Um diese Blindleistung bereitstellen zu können ist eine ausreichende Erregerspannung nötig. Folgende Annahmen wurden für den SC getroffen (Tabelle 1).

Tabelle 1 Annahmen SC

Bemessungscheinleistung (MVA)	149
Nennspannung (kV)	16.5
Anlaufzeitkonstante $T_A$ (s)	6,88
Erregungssystem	statisch
Stoßfaktor	1.9 bis 3.9
Erregermodell	ST8C

Die Annahmen haben folgende Auswirkungen:

- Der RoCoF während des Fehlers ergibt sich aus der Kurzschlussleistung (installierte Leistung), Anlaufzeitkonstanten und dem R/X Verhältnis.
- Das gesamte Netz erfährt den den Spannungseinbruch am Netzknoten PoC
- Aufgrund des metallischen Fehlers (0 Ohm) am PoC, kann der RoCoF im Netz während des Fehlers mit dem SC nicht reduziert werden („satter Kurzschluss“)
- Aufgrund der Fehlerimpedanz von 0 Ohm kann mithilfe des SC die Restspannung am Netzanschlusspunkt während des Fehlers nicht angehoben werden.

## 5. Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Simulationen dargestellt. Zuerst wird das Verhalten ohne SC beschrieben. Danach werden die Auswirkungen auf die Blindleistung und Spannung untersucht. Abschließend werden die Ergebnisse für Frequenz und Leistung präsentiert.

### 5.1. Situation nach Fehlerklärung ohne SC

In Abbildung 1 sind die Ergebnisse für das unbelastete Netz dargestellt. Auf der Abszisse ist die angenommene Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt und auf der Ordinate ist die Anlaufzeitkonstante aufgetragen. Die Kombinationen aus Kurzschlussleistung und Anlaufzeitkonstante führen zu folgenden vier Fällen mit einer groben Beschreibung:

- Geringe Kurzschlussleistung und geringe Anlaufzeitkonstante: Inselnetze/Microgrids
- Geringe Kurzschlussleistung und hohe Anlaufzeitkonstante: Gering vermaschte Netze
- Hohe Kurzschlussleistung und geringe Anlaufzeitkonstante: Stark vermaschte Netze mit geringer Momentanreserve
- Hohe Kurzschlussleistung und hohe Anlaufzeitkonstante: Stark vermaschte Netze mit einer sehr hohen Momentanreserve

Im Netzmodell ist zu beachten, dass die Anlaufzeitkonstante auf die installierte Leistung (bzw. Kurzschlussleistung) am Netzanschlusspunkt bezogen ist und nicht die Anlaufzeitkonstante des gesamten Netz widerspiegelt<sup>2</sup>.

Nach der Fehlerklärung liegt die Spannung in allen untersuchten Kombinationen zwischen 1 und 0.984 p.u. (Abbildung 4 links). Die Abweichung von der Nennspannung ist für alle Simulationsfälle mit geringer Anlaufzeitkonstante am größten ( $T_A=1$  und 6). Das selbe Verhalten lässt sich auch bei der Frequenz nach dem Fehler beobachten (Abbildung 4 rechts). Mit einer Anlaufzeitkonstante von  $T_A=10s$  hat der simulierte Fehler praktisch keine negativen Auswirkungen auf die Spannung bzw. die Frequenz.

---

<sup>2</sup> Mit Synchrongeneratoren kann ca. die 4 fache Kurzschlussleistung bereitgestellt werden.

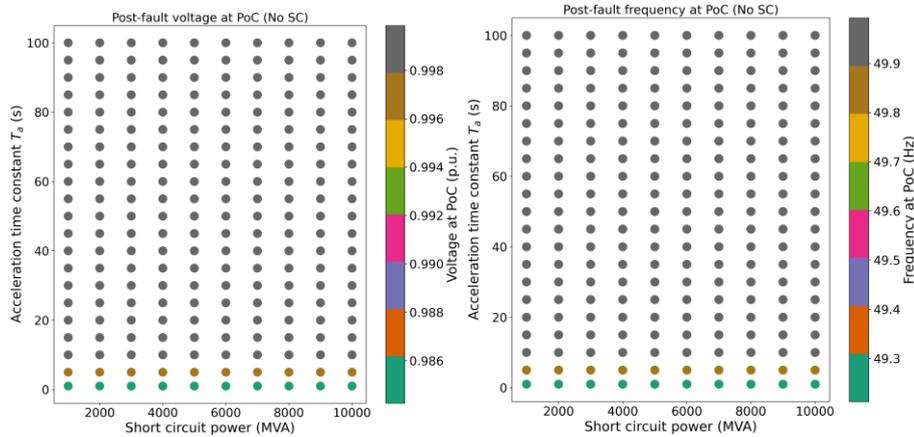


Abbildung 4 Links: Spannung am Netzanschlusspunkt nach Fehlerklärung Rechts: Frequenz am Netzanschlusspunkt nach Fehlerklärung

## 5.2. Spannung am Netzanschlusspunkt nach Fehlerklärung mit SC

In Abbildung 5 ist die Spannung am Ende der Simulation am Netzanschlusspunkt für zwei verschiedene Stoßfaktoren dargestellt. Im Bild links ist der Stoßfaktor auf 2.3 begrenzt und im Bild rechts auf 3.9. Aus den Ergebnissen lässt sich schließen, dass nach dem Abklingen des transienten Verhaltens das praktisch dieselben stationären Zustände herrschen (unabhängig vom Stoßfaktor).

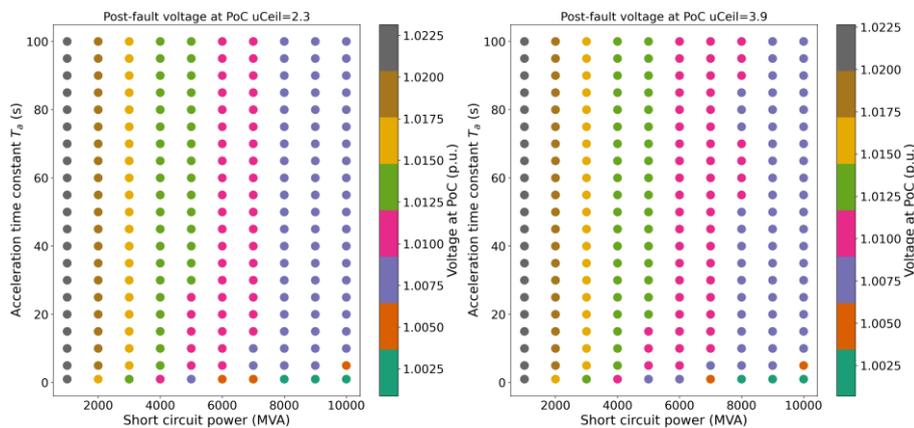


Abbildung 5 Spannung nach Fehlerklärung am Netzanschlusspunkt (PoC) – Links: Stoßfaktor 2.1 Rechts: Stoßfaktor 3.9

In den nächsten Abbildungen wird das transiente Verhalten untersucht. In Abbildung 6 und Abbildung 7 ist der Verlauf der Blindleistung an den Generatorklemmen dargestellt. Das Verhalten während des Fehlers ist allen Fällen dargestellten Fällen sehr ähnlich. Im Kurzschlussfall bestimmen die die subtransienten und transienten Reaktanzen das Verhalten des SCs. Da ein „satter“ Kurzschluss simuliert wurde, ist kein Einfluss der gewählten Netzparameter in den Szenarien zu erkennen. Nach dem Fehlerende bricht die Blindleistung kurzzeitig ein. Die Einbruchtiefe hängt in den Szenarien mit  $T_A > 5s$  hauptsächlich vom Stoßfaktor ab und liegt im Bereich von 42 bis 47 MVar. Dabei ist eine Abhängigkeit von der Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt zu beobachten.

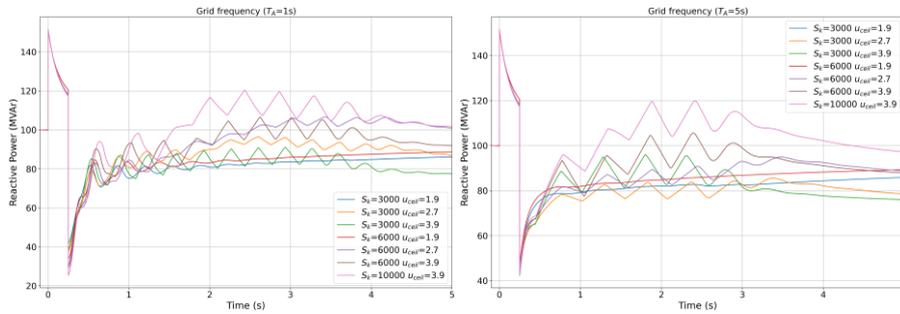


Abbildung 6 Verlauf der Blindleistung an den Generatorklemmen für unterschiedliche Konfigurationen – Links: Anlaufzeitkonstante des Netzes  $T_A=1$  Rechts: Anlaufzeitkonstante des Netzes  $T_A=5$

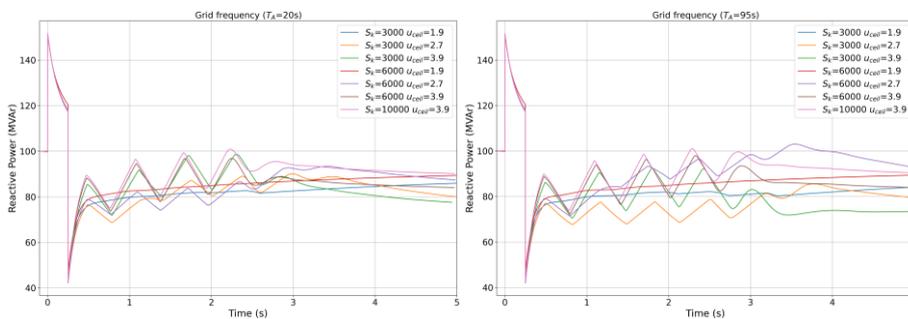


Abbildung 7 Verlauf der Blindleistung an den Generatorklemmen für unterschiedliche Konfigurationen – Links: Anlaufzeitkonstante des Netzes  $T_A=20$  Rechts: Anlaufzeitkonstante des Netzes  $T_A=95$

### 5.3. Frequenz am Netzanschlusspunkt nach Fehlerklärung mit SC

In Abbildung 8 ist die Frequenz nach dem Fehler dargestellt. Da keine Regelreserven berücksichtigt wurden, ergibt sich eine bleibende Frequenzabweichung. Der größte Frequenzabfall tritt in den Szenarien mit der geringsten Anlaufzeitkonstante auf. Im Bild links ist die bleibende Frequenzabweichung ohne SC dargestellt und variiert zwischen ca. 50 Hz und 49.2 Hz. Im Extremszenario mit  $T_A=1$  s, sinkt die Frequenz auf weniger als 49.3 Hz. Im Bild rechts sind die Ergebnisse mit SC dargestellt. In diesen Szenarien beträgt die bleibende Frequenzabweichung weniger als 0.5 Hz.

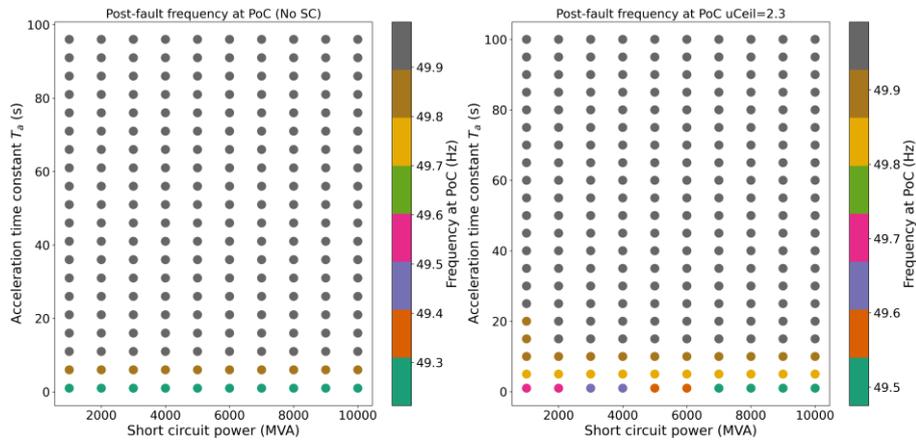


Abbildung 8 Frequenz im betrachteten Netz nach Fehlerklärung vgl. ohne SC (links) und inkl. SC (rechts)

In Abbildung 9 und Abbildung 10 ist das Verhalten der Wirkleistung des SC für verschiedene Kurzschlussleistungen am Netzanschlusspunkt und Anlaufzeitkonstanten zu sehen. Da am Netzanschlusspunkt ein metallischer Kurzschluss angenommen wurde, treten unterschiedliche Frequenzgradienten im Netz und am SC auf, die nach dem Fehler zu Wirkleistungspendelungen führen. In Abbildung 9 ist das Verhalten für  $T_A=5$  s und verschiedene Kurzschlussleistungen dargestellt. Im Bild links ist der Wirkleistungsaustausch zu sehen, der sich aus dem RoCoF (Bild rechts) ergibt. In diesen Fällen ist der RoCoF im Netz größer als am SC, weshalb der SC Wirkleistung einspeist.

In Abbildung 10 ist das Verhalten für verschiedene Anlaufzeitkonstanten und einer Kurzschlussleistung von 5000 MVA dargestellt. Im Bild links ist der Wirkleistungsaustausch zu sehen, der sich aus dem RoCoF (Bild rechts) ergibt. Für  $T_A=5$  s speist der SC nach dem Fehler Wirkleistung ein. In den übrigen Fällen bezieht der SC Leistung ( $T_A=10$  s, 20 s, 80 s und 95 s), weil der RoCoF am SC größer ist, als im Netz.

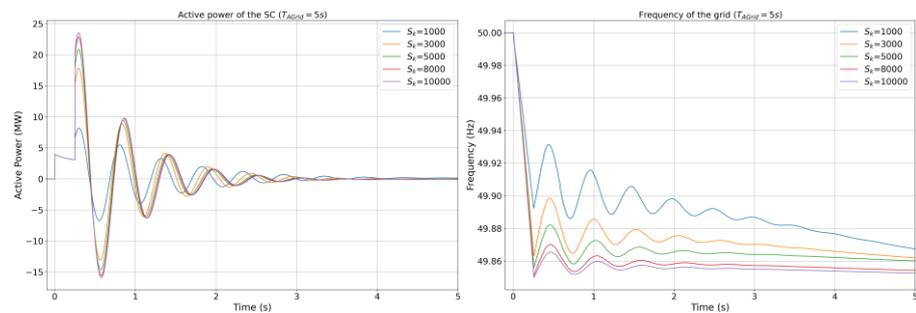


Abbildung 9 Konstante Anlaufzeitkonstante  $T_A=5$  s Links: Wirkleistungsverlauf an den SC Klemmen Rechts: Frequenzverlauf im Netz

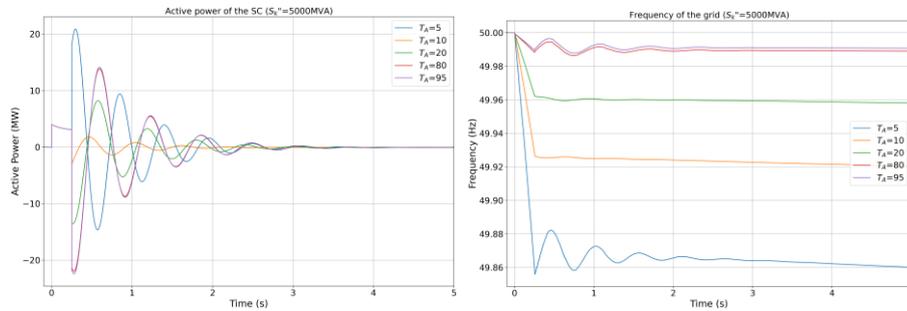


Abbildung 10 Konstante Kurzschlussleistung  $S_k=5000$  MVA Links: Wirkleistungsverlauf an den SC Klemmen Rechts: Frequenzverlauf im Netz

In Abbildung 11 sind die Verläufe der Frequenz für ausgewählte Szenarien dargestellt (Anlaufzeitkonstanten von 1, 5 und 95). Die strichlierten Verläufe sind Szenarien ohne SC. Die durchgezogenen Linien in der selben Farbe zeigen die Frequenzverläufe mit SC. In den Szenarien mit einer relativ kleinen Anlaufzeitkonstanten (1 und 5) kann die bleibende Frequenzabweichung als auch der Frequenznadir reduziert werden. Im Extrembeispiel mit  $T_A=1$  s kommt es zu erheblichen Leistungs- bzw. Frequenzpendelungen mit Frequenzgradienten, die steiler sind als während des Fehlers.

Mit steigender Anlaufzeitkonstante sinkt der Einfluss des Fehlers und es kommt zu wesentlich kleineren Frequenzpendelungen. Für größere Anlaufzeitkonstanten als in der Simulation angenommen ist keine signifikante Frequenzänderung mehr zu erwarten.

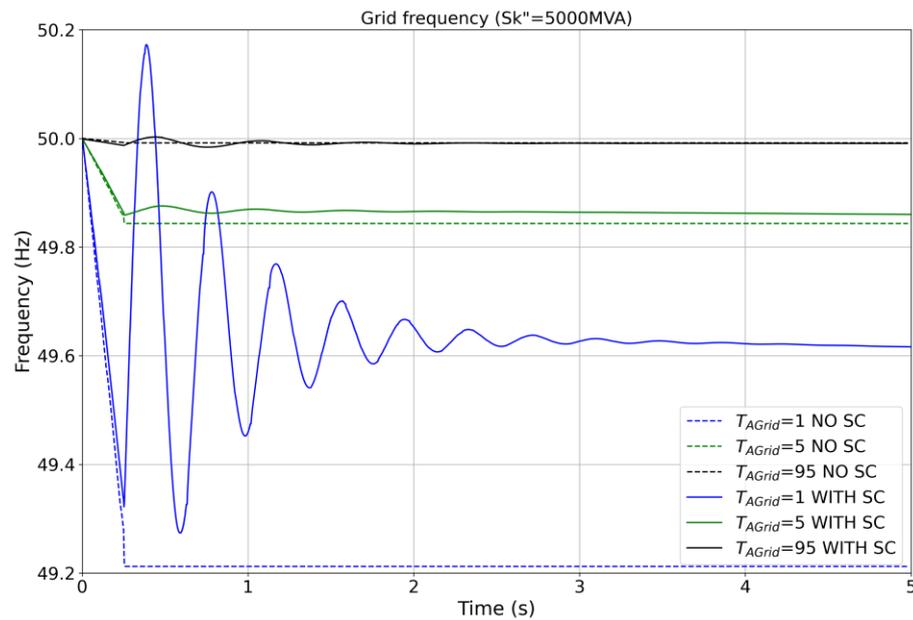


Abbildung 11 Frequenzverläufe für ausgewählte Testfälle ( $S_k=5000$  MVA) mit und ohne SC

## 6. Diskussion und Ausblick

Die definierten Szenarien decken einen extrem weiten Bereich hinsichtlich Erregerspannung und Anlaufzeitkonstante des Netzes ab die unrealistische Konfigurationen darstellen, für eine numerische Untersuchung jedoch trotzdem berücksichtigt wurden.

Die Simulationen haben gezeigt, dass der Stoßfaktor auf das Verhalten im Fehlerfall praktisch keinen Einfluss hat. Der Einfluss auf das Verhalten nach dem Fehler ist deutlich zu erkennen. Neben dem Stoßfaktor, haben auch die Netzeigenschaften (Kurzschlussleistung und Anlaufzeitkonstante) einen großen Einfluss auf den Blindleistungsverlauf des SC. Wie in den australischen Network Electricity Rules vorgegeben scheint ein Stoßfaktor von 2.3 für statische Erregungen auszureichen. Eine weitere Erhöhung des Stoßfaktors führt in den durchgeführten Simulationen nur bedingt zu einer weiteren Verbesserung des im Vergleich zum Vorfehlerzustand und würde eine entsprechende Anpassung der Isolation der Erregerwicklung erfordern.

In den ersten Momenten nach dem Fehler bricht die Blindleistung auf ca. 42 bis 70% des ursprünglichen Wertes ein. Anschließend steigt die Blindleistung innerhalb einer Sekunde auf Werte zwischen 80% und 120% an. In den meisten Szenarien bleibt die Blindleistung unter dem Sollwert von 100 MVar. Hier spielt es eine Rolle in welchem Regelungsmodus der SC betrieben wird. Befindet sich der SC im Spannungsregelungsmodus, so wird auf die Generatorklemmenspannung geregelt. Da im Nachfehlerfall die doppelte Netzimpedanz angenommen wurde, ist eine geringere Blindleistung ausreichend um den selben Spannungssollwert an den Generatorklemmen zu erreichen.

Mithilfe der gespeicherten Energie in der Schwungmasse des SC, kann die Frequenz nach dem Fehler instantan stabilisiert werden kann. Da ein niederohmiger Fehler angenommen wurde, entwickeln sich die Frequenzgradienten im Netz und im SC unterschiedlich. Je nach Differenz der Frequenzgradienten ergibt sich die maximale Leistung die aus der Schwungmasse ins Netz eingespeist wird bzw. aufgenommen wird. In den Simulationen kommt es entsprechend der vorhandenen Schwungmasse im Netz zu einem relativ rasch abklingenden Leistungsaustausch.

Die Stilllegung von thermischen Kraftwerken hat zur Folge, dass die Momentanreserve in den Netzen sinkt. Je nach Vermaschungsgrad kann die Kurzschlussleistung im Netz ebenfalls sinken. SCs sind eine bewährte und zuverlässige Technologie die im Fehlerfall ein vielfaches der Bemessungsscheinleistung als Kurzschlussbeitrag bereitstellen können. Die Schwungmasse von SCs kann je nach Erfordernissen erzielt werden. Schenkelpolgeneratoren haben den Vorteil, dass Anlaufzeitkonstanten von etwa 14s, ohne Schwungrad erreicht werden können.

SCs können für verschiedene Anwendungsfälle optimiert werden. Daraus ergeben sich einige Einsatzfelder für rotierender Phasenschieber. Beispielsweise zur Stabilisierung von Übertragungsleitungen (Blindleistungsregelung), Erhöhung der Kurzschlussleistung in Netzregionen sowie der Anlaufzeitkonstante von elektrischen Energiesystemen. Weiters wird beobachtet, dass für die Anbindung von PV- und Windkraftanlagen an Netzknoten mit geringer Kurzschlussleistung bzw. Vermaschungsgrad, SCs installiert werden.

## Referenzen

- [1] "Network Option Assessment (NOA) Pathfinders | National Grid ESO." <https://www.nationalgrideso.com/future-energy/projects/pathfinders> (accessed Dec. 04, 2021).
- [2] "Netzentwicklungsplan Strom | Netzentwicklungsplan." <https://www.netzentwicklungsplan.de/de> (accessed Dec. 04, 2021).
- [3] L. Bao, L. Fan, and Z. Miao, "Comparison of Synchronous Condenser and STATCOM for Wind Farms in Weak Grids," in *2020 52nd North American Power Symposium (NAPS)*, Tempe, AZ, USA, Apr. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/NAPS50074.2021.9449775.
- [4] Y. Liu, S. Yang, S. Zhang, and F. Peng, "Comparison of synchronous condenser and STATCOM for inertial response support," *2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2014*, pp. 2684–2690, Nov. 2014, doi: 10.1109/ECCE.2014.6953761.
- [5] M. Nedd, C. Booth, and K. Bell, "Potential solutions to the challenges of low inertia power systems with a case study concerning synchronous condensers," in *2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Heraklion, Aug. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/UPEC.2017.8232001.

- [6] T. H. Nguyen, C. Guerriero, G. Yang, C. Bolton, T. Rahman, and P. Jensen, "Talega SynCon - Power Grid Support for Renewable-based Systems," Oct. 2020, pp. 1–6. doi: 10.1109/TD39804.2020.9299976.
- [7] S. Teleke, T. Abdulahovic, T. Thiringer, and J. Svensson, "Dynamic Performance Comparison of Synchronous Condenser and SVC," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 23, no. 3, pp. 1606–1612, Jul. 2008, doi: 10.1109/TPWRD.2007.916109.
- [8] P. V. Brogan, R. Best, D. J. Morrow, A. Alikhanzadeh, and M. Kubik, "Per Unit Displacement of Synchronous Inertia With BESS Synthetic Inertia Devices," in *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Portland, OR, Aug. 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2018.8586323.
- [9] N. Kalløe, J. Bos, J. Rueda Torres, M. van der Meijden, and P. Palensky, "A Fundamental Study on the Transient Stability of Power Systems with High Shares of Solar PV Plants," *Electricity*, vol. 1, no. 1, Art. no. 1, Dec. 2020, doi: 10.3390/electricity1010005.
- [10] R. W. Kenyon, A. Hoke, J. Tan, and B.-M. Hodge, "Grid-Following Inverters and Synchronous Condensers: A Grid-Forming Pair?," in *2020 Clemson University Power Systems Conference (PSC)*, Clemson, SC, USA, Mar. 2020, pp. 1–7. doi: 10.1109/PSC50246.2020.9131310.
- [11] "GB power system disruption on 9 August 2019: Final report," *Final report*, p. 26.
- [12] J. Ederer, H. Renner, and J. Hell, "Vergleich netzstabilisierender Technologien in einem HGÜ-gespeisten Inselnetz," *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 8, no. 131, pp. 303–308, 2014, doi: 10.1007/s00502-014-0264-3.
- [13] F. Gonzalez-Longatt, J. Roldan-Fernandez, H. Chamorro, S. Arnalte, and J. Rodriguez-Amenedo, "Investigation of Inertia Response and Rate of Change of Frequency in Low Rotational Inertial Scenario of Synchronous Dominated System," *Electronics*, vol. 10, p. 2288, Sep. 2021, doi: 10.3390/electronics10182288.
- [14] W. Gawlik, A. Lechner, and R. Schürhuber, "Inertia Certificates - Bedeutung und Wert von Momentanreserve für den Verbundnetzbetrieb," p. 8, 2017.
- [15] R. H. Ramakrishna, Z. Miao, and L. Fan, "Dynamic Performance of Type-4 Wind with Synchronous Condenser during Weak Grids and Faults," p. 5.
- [16] A. Di Giulio *et al.*, "Increased grid performance using synchronous condensers in multi in-feed multi-terminal HVDC system," Aug. 2014. doi: 10.13140/2.1.1829.0241.
- [17] L. Richard, N.-A. Masood, and T. Saha, "Deployment of Synchronous Condensers to Improve System Strength under High Wind Power Penetration," Aug. 2019, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM40551.2019.8973485.
- [18] P. Denholm, T. Mai, R. Kenyon, B. Kroposki, and M. O'Malley, "Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin," NREL/TP-6A20-73856, 1659820, MainId:6231, May 2020. doi: 10.2172/1659820.
- [19] J. London, "Hydropower's Contributions to Grid Resilience," p. 125.
- [20] F. Arraño-Vargas, Z. Shen, S. Jiang, J. Fletcher, and G. Konstantinou, "Challenges and Mitigation Measures in Power Systems with High Share of Renewables -The Australian Experience," *Energies*, vol. 15, no. 2, Art. no. 2, Jan. 2022, doi: 10.3390/en15020429.
- [21] L. Yu, K. Meng, W. Zhang, and Y. Zhang, "An Overview of System Strength Challenges in Australia's National Electricity Market Grid," *Electronics*, vol. 11, no. 2, Art. no. 2, Jan. 2022, doi: 10.3390/electronics11020224.
- [22] Y. Singh, P. Chopra, and R. Singh, "Optimal Placement of Synchronous Condensers for Power Quality Improvement in Transmission System by Using Etap Power Station," *IOSR*, vol. 11, no. 04, pp. 63–73, Apr. 2016, doi: 10.9790/1676-1104016373.
- [23] I. Report, "IEEE 421.5 Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Syst.*, vol. PAS-100, no. 2, pp. 494–509, 2016, doi: 10.1109/TPAS.1981.316906.
- [24] "Siemens Energy's grid stabilizer technology to help Irish grid." <https://press.siemens-energy.com/global/en/pressrelease/siemens-energy-grid-stabilizer-technology-help-irish-grid-exceed-renewables> (accessed Dec. 04, 2021).
- [25] A. AG, "A new interconnector in Australia: EnergyConnect." <https://www.andritz.com/hydro-en/hydronews/hn35/energy-connect-australia> (accessed Feb. 08, 2022).
- [26] "NER Version 177 Summary - AEMC Energy Rules." <https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/367> (accessed Feb. 08, 2022).