

# Modellierung und Validierung von LVRT-Simulationsmodellen Dezentraler Erzeugungseinheiten

**Norbert Essl (\*), Herwig Renner**

Institut für Elektrische Anlagen TU Graz, Inffeldgasse 18/1, +43 (0)316/873-8066,  
essl@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at

**Kurzfassung:** Im Zuge eines FFG-Projektes wurde ein Simulationsmodell zur Abbildung des realen Verhaltens einer dezentralen Erzeugungseinheit während eines Spannungseinbruchs erstellt. Dieses Simulationsmodell wird einem Validierungsprozess durch eine zertifizierte Prüfstelle unterzogen. Mit Abschluss einer erfolgreichen Validierung erhalten die geprüften Erzeugungseinheiten ein Zertifikat, welches sie als „low voltage ride through (LVRT)“-tauglich auszeichnet. Das Simulationsmodell wurde entsprechend den vom „Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft“ (BDEW) festgelegten technischen Richtlinien geprüft und befähigt somit die untersuchten Erzeugungseinheiten zum Netzanschluss in Deutschland. Für die Erstellung der Simulationsmodelle wurde die Netzberechnungssoftware DIgSILENT PowerFactory verwendet.

**Keywords:** LVRT, Gridcode, Zertifizierung, Dezentrale Erzeugungseinheit

## 1 Einleitung

Aufgrund der hohen und aus Sicht des Netzbetriebes nicht mehr vernachlässigbaren Anzahl an installierten dezentralen Erzeugungsanlagen wurden in zahlreichen Ländern weltweit Netzanschlussregeln für diese Anlagen beschlossen. Diese verlangen unter anderem, dass sich diese Erzeugungsanlagen im Falle eines Spannungseinbruches an der Netzstützung beteiligen und sich nur unter bestimmten Randbedingungen vom Netz trennen dürfen. Diese Anforderungen werden über Grenzkurven beschrieben, die das „low voltage ride through (LVRT)“-Verhalten spezifizieren. In Abbildung 1 ist eine Übersicht von LVRT-Profilen einiger Länder dargestellt. In dem Bereich oberhalb der jeweiligen anzuwendenden Grenzkurve darf sich die Erzeugungseinheit nicht von dem Netz trennen.

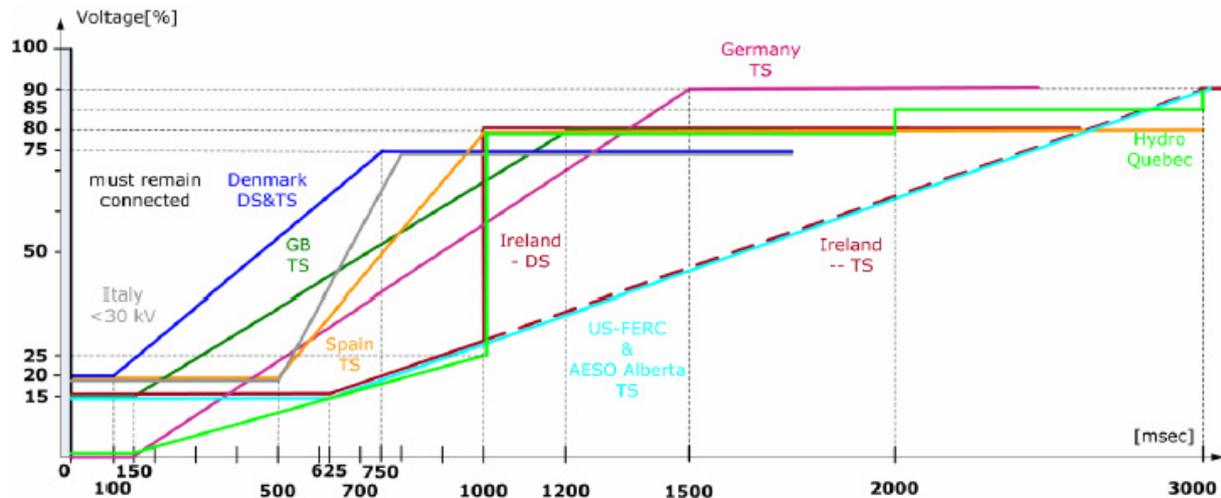


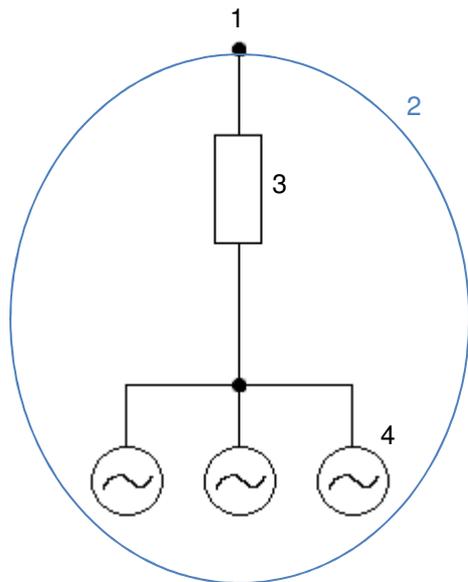
Abbildung 1: Vergleich unterschiedlicher LVRT-Profile aus den Gridcodes einiger ausgewählter Länder [1]

Es ist ersichtlich, dass sich die LVRT-Profile einzelner Gridcodes durchaus stark unterscheiden, wobei Abbildung 1 keinesfalls vollständig ist und nur eine kleine Anzahl von LVRT-Profilen darstellt. Es entstehen laufend neue Gridcodes bzw. bereits bestehende werden aktualisiert oder leicht adaptiert. Diese Tatsache macht es schwer, eine allgemeine Aussage über die LVRT-Anforderungen zu tätigen. Es können nur Länder- bzw. Gridcode-spezifische Untersuchungen über die LVRT-Tauglichkeit von Erzeugungseinheiten gemacht werden.

## 2 Zertifizierung von Erzeugungseinheiten und -anlagen

In Deutschland wurde die technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ durch den BDEW [2] 2008 herausgegeben. Erzeugungsanlagen, welche die in den technischen Richtlinien definierten LVRT-Anforderungen erfüllen, können ein entsprechendes Zertifikat durch eine Zertifizierungsstelle beantragen. Dieses Zertifikat qualifiziert die Erzeugungsanlage zum Netzanschluss auf der Mittelspannungsebene. In Deutschland gilt laut Richtlinie des BDEW ab 01.01.2014 Zertifizierungspflicht für Erzeugungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen [3]. Die Richtlinie gilt für neu installierte und bereits bestehende Anlagen, an denen wesentliche Änderungen vorgenommen werden (z.B. Repowering).

In der Richtlinie wird zwischen Erzeugungsanlagen und Erzeugungseinheiten unterschieden. Eine Erzeugungseinheit ist eine einzelne Einheit zur Erzeugung elektrischer Energie. Eine Erzeugungsanlage besteht aus einer oder mehreren Erzeugungseinheiten und allen zum Betrieb erforderlichen elektrischen Einrichtungen (z.B. ein Windpark). In Abbildung 2 wird die Begriffserläuterung veranschaulicht. [2]



- 1 Netzanschlusspunkt zu Verteilnetz
- 2 Erzeugungsanlage
- 3 Anschlussanlage (idR. Mittelspannungsleitungen und Übergabestation)
- 4 Erzeugungseinheit

**Abbildung 2: Begriffserläuterung**

Es ist für jede Erzeugungseinheit ein spezifisches Einheitenzertifikat notwendig. In diesem Einheitenzertifikat wird nachgewiesen, dass die elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit den Anforderungen der BDEW-Richtlinie gerecht werden. Für Erzeugungsanlagen mit einer Anschlussleistung von  $S_A > 1$  MVA wird zusätzlich ein Anlagenzertifikat benötigt, welches in einem gesonderten Zertifizierungsprozess zu beantragen ist. Dabei müssen alle Erzeugungseinheiten der zu zertifizierenden Anlage ein Einheitenzertifikat besitzen. [2]

Der Erhalt eines Zertifikates für eine Erzeugungseinheit (Einheitenzertifikat) ist durch Prüfung der zu zertifizierenden Erzeugungseinheit oder mittels Validierung eines Simulationsmodells möglich. Der Vorteil der Validierung eines Simulationsmodells besteht darin, dass dabei nicht nur die simulierte Erzeugungseinheit ein Einheitenzertifikat erhält, sondern alle Maschinen mit einer Nennleistung  $P_N$  im Bereich von

$$\frac{1}{\sqrt{10}} \cdot P'_N \leq P_N \leq \sqrt{10} \cdot P'_N,$$

im Sinne einer leistungsmäßig erweiterten Baureihenzertifizierung erfasst werden, wobei  $P'_N$  die Nennleistung der simulierten Erzeugungseinheit ist. Somit erhalten mittels Validierung eines Simulationsmodells mehrere Maschinen ein Einheitenzertifikat. Aus diesem Grund ist die Zertifizierung mittels Validierung von Simulationsmodellen gegenüber der Prüfung aller zu zertifizierenden Erzeugungseinheiten vorzuziehen. Die vorliegende Publikation beschäftigt sich ausschließlich mit der Entwicklung eines Simulationsmodells und dessen Validierung.

### 3 Validierung des Simulationsmodells

Für den richtigen Messungsablauf von LVRT-Versuchen, deren Auswertung und Anforderungen an die Modellierung, Validierung und Zertifizierung wurden von der „Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien“ (FGW) technische Richtlinien herausgegeben. Die Anforderungen an die Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen werden in den technischen Richtlinien Teil 4 der FGW [4] angegeben. Zur Validierung muss das Simulationsmodell festgelegte elektrische Größen der Erzeugungseinheit mit einer definierten Genauigkeit (siehe [4]) abbilden können. Gemäß den Richtlinien werden Wirkleistung, Blindleistung und Blindstrom zur Validierung der Simulationsergebnisse herangezogen und mit den Messergebnissen verglichen. Die Simulations- und Messergebnisse werden hierzu abhängig von den analysierten Ereignissen (Schaltereignisse, Kurzschlussereignis) in mehrere Bereiche gegliedert. Jeder dieser Zeitbereiche wird wiederum in einen transienten und einen stationären Bereich unterteilt. In jedem einzelnen Bereich müssen die Simulationsergebnisse verglichen mit realen Messungen innerhalb spezifizierter Fehlertoleranzen [4] liegen. In Abbildung 3 wird die Einteilung in transiente (orange) und stationäre (blau) Zeitbereiche am Beispiel eines Messsignalverlaufes der Blindleistung dargestellt.



**Abbildung 3: Einteilung in transiente (orange) und stationäre (blau) Zeitbereiche am Beispiel einer Blindleistungsmessung**

Es sind mehrere vordefinierte unterschiedliche Szenarien zu simulieren. Diese variieren in Restspannungshöhe am Anschlusspunkt, Fehlerdauer und Betriebspunkt der Maschine (z.B.

30 % Restspannung für 150 ms,  $\cos\varphi=0.95$  ind, Halblast). Neben symmetrischen Fehlern (3-phasige Fehler) sind auch unsymmetrische Fehler (2-phasige Fehler) zu simulieren und auszuwerten. Die simulierten Szenarien müssen selbstverständlich mit denen der Messungen übereinstimmen.

## 4 Simulationsmodell

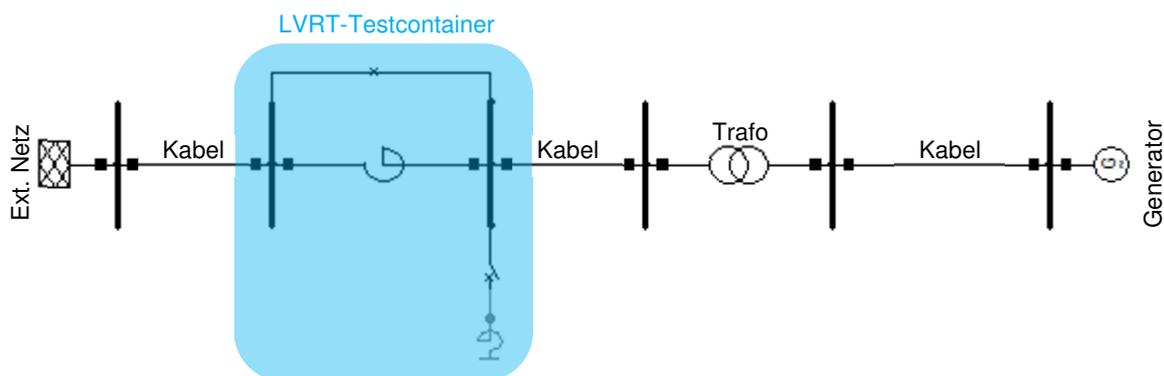
Das Simulationsmodell soll die elektrischen Eigenschaften einer Erzeugungseinheit nach FGW TR 4 [4] möglichst exakt abbilden können. In DigSILENT PowerFactory besteht die Wahl zwischen einer Effektivwert- (RMS) und einer Momentanwert-Simulation (EMT). Bei der RMS-Methode werden gegenüber der EMT-Methode einige Vereinfachungen am Maschinenmodell getroffen, wie z.B. die Vernachlässigung der Transienten des Hauptflusses und des abklingenden Gleichspannungsanteils des Fehlerstromes. Dennoch wird in [4] die Verwendung der RMS-Simulationsmethode bevorzugt.

Das Simulationsmodell kann für sämtliche unterschiedliche Motor-Generator-Einheiten verwendet werden. Damit kann rein durch die Parametrierung eines Modelles eine große Bandbreite an zu zertifizierenden Motor-Generator-Einheiten abgedeckt werden.

Die dem Generator zugeführte Antriebsleistung wird in der Simulation während der gesamten Simulationslaufzeit als konstant angenommen.

### 4.1 Netztopologie

Die für die Simulation verwendete Netztopologie entspricht einem realen Messaufbau. In Abbildung 4 wird die Netztopologie schematisch dargestellt.



**Abbildung 4: Netztopologie**

Der LVRT-Testcontainer ist eine weltweit anerkannte, meist mobile, Einheit zur Durchführung von LVRT-Tests. Dabei wird mithilfe der Serienreaktanz der Kurzschlussstrom und damit die Belastung für das externe Netz begrenzt. Die Parallelreaktanz dient dem Einstellen der Restspannungshöhe im Fehlerfall. Die als Luftspulen ausgeführte Reaktanzen werden über Schalter zu- und weggeschaltet.

## 4.2 Erregersystem

Bei den untersuchten Generatoren handelt es sich um Synchronmaschinen, welche eine Erregereinrichtung mit rotierendem Gleichrichter aufweisen. Die Grundstruktur des Erregersystem-Modells ist aus dem IEEE Standard 412.5 für Erregersystem-Modelle [5] (siehe 4.2.1 „Basismodell“).

Als Regler wird ein automatischer Spannungsregler (AVR) eingesetzt. Dieser regelt innerhalb eines bestimmten Spannungsbandes auf einen konstanten Leistungsfaktor und bei Verlassen des Spannungsbandes auf konstante Spannung.

### 4.2.1 Basismodell

Das Reglermodell basiert auf dem IEEE-Modell AC8B [5] für Erregersysteme mit rotierendem Gleichrichter. In Abbildung 5 wird dieses Modell dargestellt und die einzelnen Blöcke und Größen angeführt. Orange dargestellt sind Eingangs- und Ausgangsgrößen, grün der Regler und blau die Charakteristik und Einflüsse des Erregersystems.

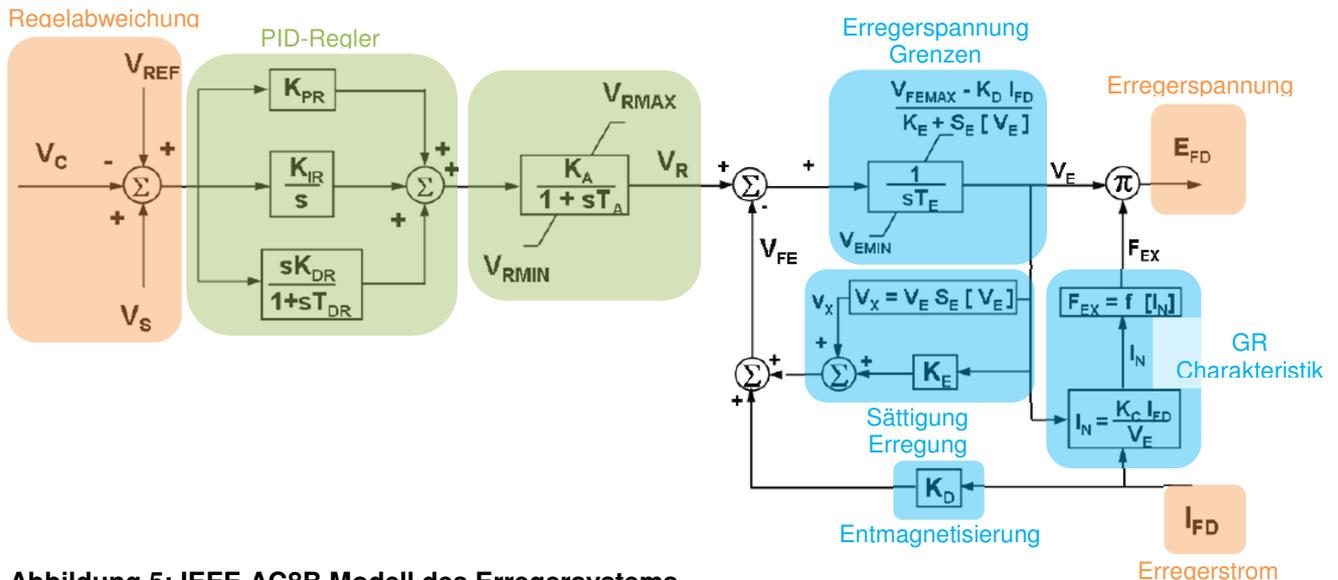


Abbildung 5: IEEE AC8B Modell des Erregersystems

### 4.2.2 Erweiterungen

Für die Zertifizierung liefert das in 4.2.1 „Basismodell“ angegebene Modell unzureichend genaue Ergebnisse. Die in [4] angegebenen Fehlertoleranzen werden damit um ein Vielfaches überschritten. Aus diesem Grund musste das Modell in enger Zusammenarbeit mit dem Hersteller erweitert werden, um das reale Verhalten des Erregersystems möglichst exakt nachbilden zu können.

## 5 Ergebnisse

Es werden die Simulationsergebnisse und Auswertungen eines ausgewählten Tests dargestellt. Dabei wird neben den von der FGW-Richtlinie geforderten Größen Wirkleistung, Blindleistung und Blindstrom auch die Spannung betrachtet, aber zur Validierung nicht herangezogen. In Abbildung 6 sind zusätzlich die Schaltereignisse der Serien- und Kurzschlussreaktanz (siehe 4.1 „Netztopologie“) dargestellt. Der Test wurde an einer 785 kVA Maschine durchgeführt.

### Testsetup:

- Halblast
- $\cos\varphi=0.85$  ind.
- 0.3 pu Restspannung für 150 ms

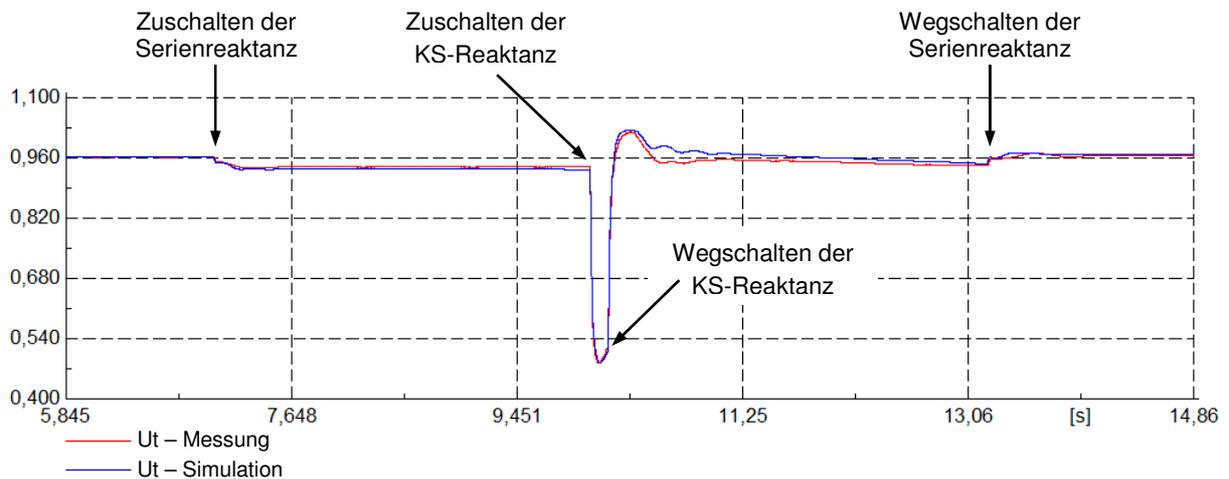


Abbildung 6: Klemmenspannung  $U_t$  - Vergleich Messung (Rot) und Simulation (Blau)

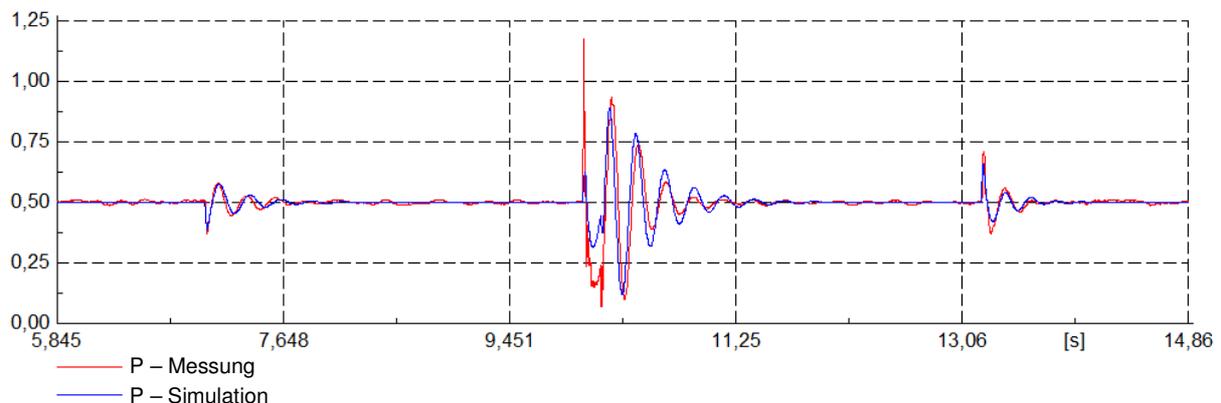
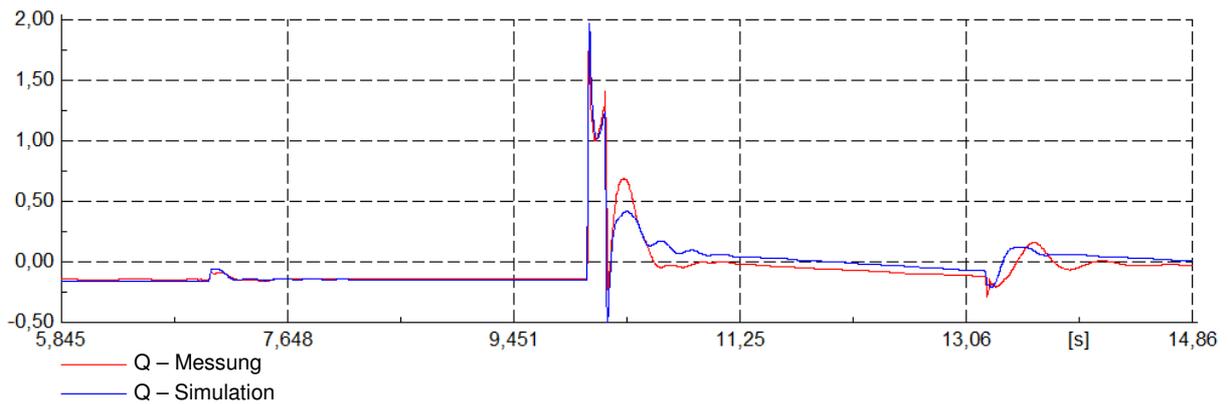
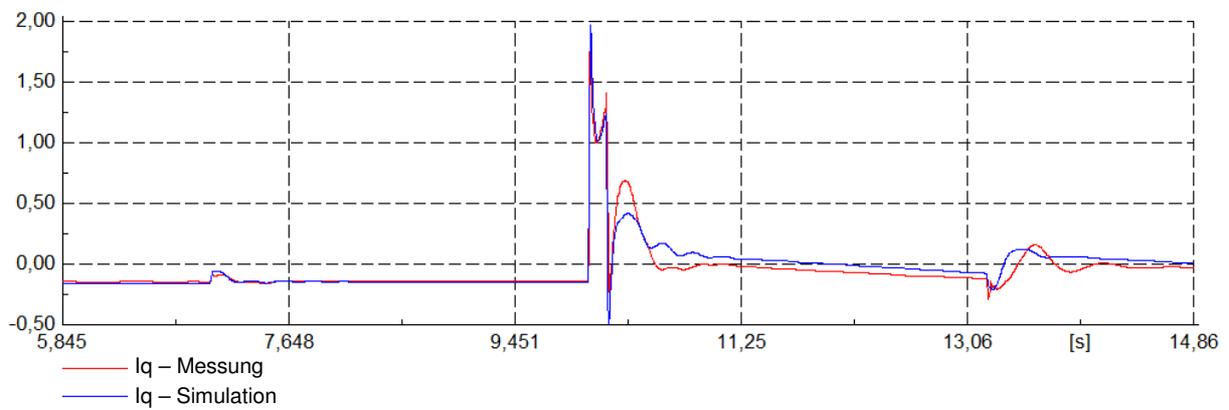


Abbildung 7: Wirkleistung  $P$  - Vergleich Messung (Rot) und Simulation (Blau)

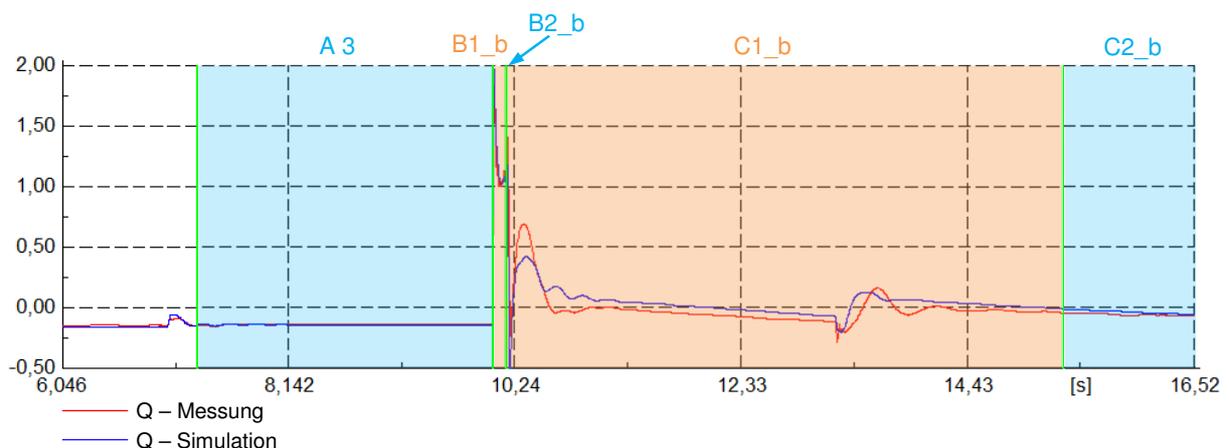


**Abbildung 8: Blindleistung Q - Vergleich Messung (Rot) und Simulation (Blau)**



**Abbildung 9: Blindstrom Iq - Vergleich Messung (Rot) und Simulation (Blau)**

Als Beispiel wird anhand der Blindleistung (siehe Abbildung 10) die Fehlerauswertung der einzelnen Bereiche in Tabelle 1 dargestellt. Eine Auswertung vor dem Bereich A 3 wird nicht gefordert.



**Abbildung 10: Bereiche zur Fehlerauswertung der Blindleistung unterteilt in stationäre (blau) und transiente (orange) Zeitbereiche**

Bereich	Beginn	Ende	$\Delta Q_{\text{Mittel}}$ %		$ \Delta Q_{\text{max}} $ %	
	s	s	Ist	max	Ist	max
A 3	7,300	10,030	0,59	7	1,14	15
B1_b	10,030	10,152	6,82	20		
B2_b	10,152	10,175	6,97	7	7,89	15
C1_b	10,175	15,320	5,10	20		
C2_b	15,320	20,000	0,43	7	3,69	15

**Tabelle 1: Mittlere und maximale Abweichungen zwischen Simulation und Messung und erlaubte Fehler laut TR 4 [4]**

## 6 Zusammenfassung

Es konnte ein Modell des kompletten Erregersystems entwickelt werden, welches den Anforderungen der Technischen Richtlinie TR 4 des FGW [4] gerecht wird und somit für die Zertifizierung der Erzeugungseinheiten und in weiterer Folge auch für die Zertifizierung von Erzeugungsanlagen eingesetzt werden kann. Ebenso wichtig wie die Modellstruktur sind Parameter wie Maschinen- und Reglerdaten. Ein größeres Problem als die Parametrierung des Reglers stellen hierbei Maschinendaten dar. Auch wenn diese anhand von Datenblättern vom Hersteller geliefert werden können, so unterliegen diese teils großen Toleranzen. Bestimmte Parameter können nicht gemessen werden und werden daher nur näherungsweise bestimmt. Ein weiteres Problem stellten die Sättigungsdaten des Erregersystems dar. Diese konnten auch vom Generatorhersteller bereitgestellt werden, mussten jedoch durch Anforderung von Messreihen neu berechnet und korrigiert werden. Da die Parametrierung des Modells großen Einfluss auf das Simulationsergebnis und damit auf die Validierung hat, stellte das Identifizieren der korrekten Parameter neben der Bildung der Modellstruktur eine große Herausforderung dar, um in Simulationen ähnliche Ergebnisse wie in Messungen zu erzielen.

Einige Angaben in der Technischen Richtlinie TR 4 [4] sind nicht eindeutig und lassen oft Spielraum. Dadurch kann es vermehrt zu Missverständnissen und unterschiedlichen Interpretationen der Anforderungen der Richtlinie zwischen Zertifizierer und Zertifikat-Antragsteller kommen. Um dies möglichst zu unterbinden ist ein enger Kontakt mit der Zertifizierungsstelle unerlässlich.

## 7 Literatur

[1] F. Iov, A. D. Hansen, P. Sørensen und N. A. Cutululis, „Mapping of grid faults and grid codes,“ Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 2007.

[2] BDEW, „Technische Richtlinie - Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz,“ BDEW, Berlin, 2008.

- [3] BDEW, „Regelungen und Übergangsfristen für bestimmte Anforderungen in Ergänzung zur technischen Richtlinie,“ BDEW, Berlin, 2013.
- [4] FGW e.V., „Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten Teil 4,“ Berlin, 2013.
- [5] IEEE, „IEEE Std 421.5-2005 - Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies,“ IEEE Power Engineering Society, 2005.