

# MODELLIERUNG UND VALIDIERUNG VON LVRT-SIMULATIONSMODELLEN DEZENTRALER ERZEUGUNGSEINHEITEN

Norbert ESSL<sup>1</sup>(\*), Herwig RENNER<sup>2</sup>

## 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 Eigenschaft wird über Grenzkurven beschrieben, die das „low voltage ride through (LVRT)“-Verhalten spezifizieren. In Abbildung 1 ist eine Übersicht von LVRT-Profilen einiger Länder dargestellt.

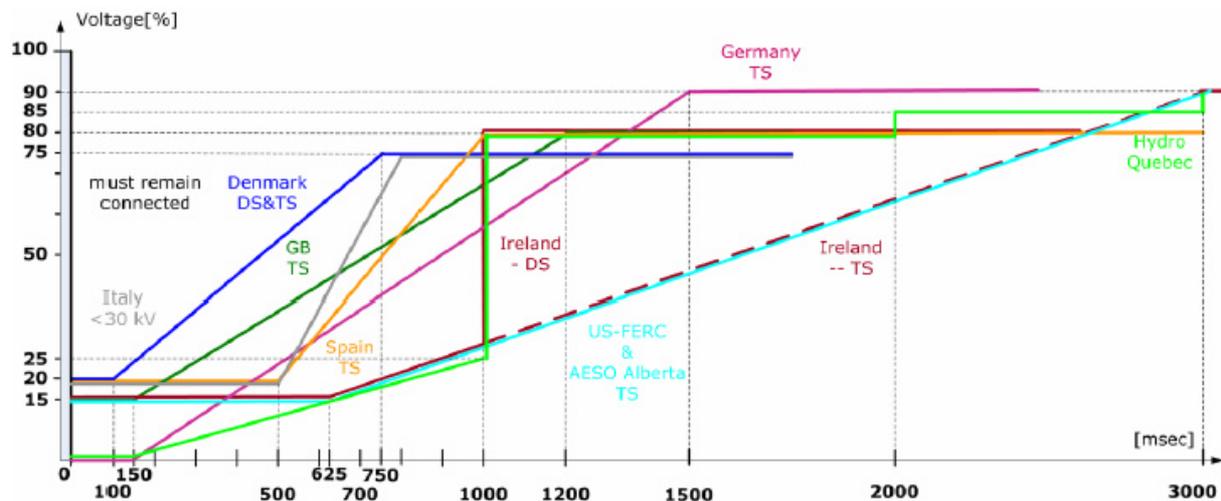


Abbildung 1: Vergleich unterschiedlicher LVRT-Profile aus den Gridcodes einiger ausgewählter Länder [1]

In Deutschland wurde hierfür die technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ durch den „Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft“ (BDEW) [2] herausgegeben. Erzeugungsanlagen, welche diese in den technischen Richtlinien definierten LVRT-Anforderungen erfüllen, können ein entsprechendes Zertifikat durch eine Zertifizierungsstelle beantragen. Dieses Zertifikat befähigt die Erzeugungsanlage zum Netzanschluss. In Deutschland gilt laut Richtlinie des BDEW ab 01.01.2014 Zertifizierungspflicht für Erzeugungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen [3].

## Methodik

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. Der Erhalt eines Zertifikates für eine Erzeugungseinheit (Einheitenzertifikat) ist durch die Validierung von Messungen an der

<sup>1</sup> Institut für Elektrische Anlagen TU Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, T: +43 (0)316/873-8066, F: +43 (0)316/873-7553, [essl@tugraz.at](mailto:essl@tugraz.at), [www.ifea.tugraz.at](http://www.ifea.tugraz.at)

<sup>2</sup> Institut für Elektrische Anlagen TU Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, T: +43 (0)316/873-7557, F: +43 (0)316/873-7553, [herwig.renner@tugraz.at](mailto:herwig.renner@tugraz.at), [www.ifea.tugraz.at](http://www.ifea.tugraz.at)

zu zertifizierenden Erzeugungseinheit oder durch Validierung eines Simulationsmodells möglich. Aus wirtschaftlichen Gründen ist die Zertifizierung mittels Validierung von Simulationsmodellen vorzuziehen. Dabei soll das Simulationsmodell die wesentlichsten elektrischen Größen der Erzeugungseinheit mit einer gewissen Genauigkeit abbilden können. Gemäß der Richtlinien werden Wirkleistung, Blindleistung und Blindstrom zur Validierung der Simulationsergebnisse herangezogen. Die Simulation wird hierzu in mehrere Zeitabschnitte unterteilt, in welchen bestimmte Fehlertoleranzen eingehalten werden müssen. Es sind je Erzeugungseinheit mehrere vordefinierte unterschiedliche Szenarien zu simulieren. Diese variieren in Restspannungshöhe am Anschlusspunkt und Betriebspunkt der Maschine (z.B. 5 % Restspannung für 150 ms bei Halblast). In dem vorliegenden Beitrag werden Erkenntnisse, die während eines derartigen Simulations-Validierungsprozesses gewonnen wurde, präsentiert. Für die Erstellung der Simulationsmodelle wurde die Netzberechnungssoftware DigSILENT PowerFactory verwendet.

## Ergebnisse

Zu Beginn wurden Untersuchungen bzgl. der zu verwendenden Simulationsmethode (Momentanwerte vs. Effektivwerte) angestellt, besonders in Hinblick auf die korrekte Abbildung von Pendelungen. Speziell die Abbremsung des Rotors in den ersten 10-20 ms nach Fehlereintritt (sog. „Backswing“-Effekt) wurde näher betrachtet. Erste Simulationsergebnisse lieferten für die in den Richtlinien definierten Fehlertoleranzbereichen zu große Abweichungen zwischen Messung und Simulation. Es stellte sich heraus, dass der Regler für rotierende Erregersysteme IEEE AC8B aus dem IEEE Standard 421.5-2005 [4] unzureichend genau den realen Regler nachbildete. In enger Zusammenarbeit mit dem Reglerhersteller wurde in weiterer Folge das Reglermodell erweitert und verbessert, was den zeitintensivsten Teil des Validierungsprozesses darstellte. Ergebnis davon war ein Modell, welches gewünschte Simulationsergebnisse liefert und den Ansprüchen der technischen Richtlinie in Bezug auf Fehlertoleranzen gerecht wird.

In Abbildung 2 werden Verläufe für gemessene und simulierte Spannung und Blindleistung bei einer Restspannung am Netzanschlusspunkt während des Fehlers von  $U_{PCC}=0.75$  pu, einer Fehlerdauer von 700 ms und Volllast dargestellt.

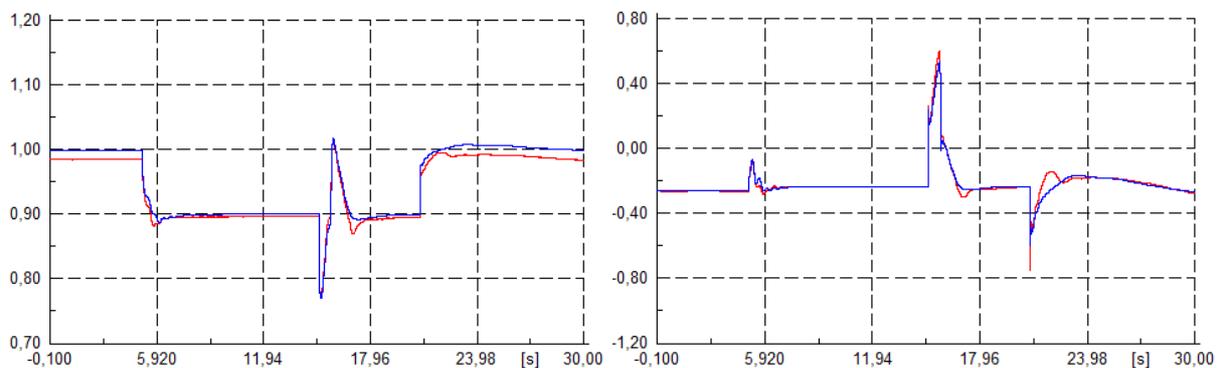


Abbildung 2: Spannung (links) und Blindleistung (rechts) bei  $U_{PCC}=0.75$  pu für 700 ms und Volllast

## 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] IEEE, „IEEE Std 421.5-2005 - Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies,“ IEEE Power Engineering Society, 2005.