# Dezentrale Messungen des Netzzustandes

Eberhard Waffenschmidt TH-Köln, Betzdorferstr. 2, 50679 Köln, Germany eberhard.waffenschmidt@th-koeln.de

## Abstract

Es ist bekannt, dass Synchrophasor-Messungen (auch Spannungswinkel-Messungen) im Übertragungsnetz Informationen über den regionalen Netzzustand liefern können. Dies macht solche Messungen attraktiv für dezentrale Netzkomponenten. Wenn sie solche Information über Synchrophasor-Messungen austauschen könnten, könnten sie diese Information über den regionalen Netzzustand für einen unabhängigen Betrieb nutzen.

Jedoch sind die meisten dezentralen Komponenten an die Mittel- oder Niederspannung im Verteilnetz angeschlossen. Daher schlagen wir vor, den Synchrophasor am Anschlusspunkt des Gerätes zu messen, um eine solche Information zu erhalten. Auf dem Weg zum Anschlusspunkt im Verteilnetz wird sich jedoch der Wert des Spannungswinkels ändern. Daher untersucht diese Publikation, auf welche Weise sich der Spannungswinkel auf diesem Weg ändert. Dies wird mit Simulationen durchgeführt.

Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass der Spannungswinkel eine Variation von etwa 1,5° im Mittelspannungszweig aufweist und etwa 6° am Ende des Niederspannungszweigs. Dies ist signifikant geringer als die angenommene Variation des Synchrophasors im Übertragungsnetz von bis zu 60°. Daher geben die Simulationen einen Hinweis, dass die Messung des Synchrophasors im Niederspannungsbereich als Indikator für einen regionalen Leistungsüberschuss oder Mangel genutzt werden könnten.

## 1 Einleitung

Wenn mehr Erneuerbare Energiequellen ins Netz einspeisen, bedeutet das gleichzeitig eine wesentlich dezentralere Generation von Energie. Ab einer gewissen Durchdringung benötigt dies auch eine dezentrale Netzregelung. Als mögliche Option könnten mit dem Netz verbundene Geräte fähig sein, den Netzzustand des Stromnetzes anhand von physikalischen Messungen am Anschlusspunkt zu ermitteln. Sie wären dann in der Lage, auf diese Information mit einer angemessenen Reaktion zu agieren. Alle Geräte würden dann gemeinsam als "Schwarm" reagieren.

Die Messung der Netzspannung gibt Information über den Netzzustand am Anschlusspunkt und die Netzfrequenz informiert über den Zustand des gesamten Netzes (z.B. ganz Europa). Jedoch kann damit weder Information über den Netzzustand in der Region (Überschuss oder Mangel an Leistung), noch über die Nachbarschaft (überlastete Leitung oder Transformator) ermittelt werden. Daher wir hier vorgeschlagen, den Synchrophasor (auch "Spannungswinkel") am Anschlusspunkt des Gerätes zu messen, diese Information zu erhalten. Diese Publikation präsentiert um erste Simulationsergebnisse, welche andeuten, dass ein solcher Ansatz möglich sein könnte.



Bild 1 Beispiel für eine überregionale Darstellung des Spannungswinkels in den USA [1].

Die Synchrophasor-Messung ist die Messung der Phasenverschiebung der Wechselspannung gegenüber einer festen, präzisen Zeitreferenz. (Details siehe z.B. [1]). Es wir derzeit als Werkzeug im Übertragungsnetz eingesetzt, um den regionalen Netzzustand zu ermitteln [1][2][3]. Bild 1 zeigt die Verteilung des Synchrophasors über die gesamten Vereinigten Staaten von Amerika [1], wobei die Farben den Wert des Synchrophasors angeben. Offensichtlich ist in diesem Fall im Mittleren Osten ein großer Bedarf an Leistung, welches das Bild anschaulich illustriert.



**Bild 2** Spannungswinkel-Unterschied (RPAD) zwischen Austin und McDonald, Texas, USA, für verschiedene Windenergie-Einspeisungen [3].

Als weiteres Beispiel zeigt Bild 2, dass der Spannungswinkel der Einspeisung von Windenergie in einer Region zugeordnet werden kann [3]. Wie erkennbar ist, kann der Spannungswinkel in einem Bereich von rund 60° schwanken. Andere Veröffentlichungen legen ähnliche Bereiche nahe [1][2][4][5].

Die Messung des Synchrophasors im Verteilnetz ist eine sich entwickelnde Technik. Low-Cost-Messgeräte (µPMU) wurden kürzlich vorgeschlagen und in verschiedenen Publikationen vorgestellt. [6] schlägt ein Netzwerk von Hochpräzisions-Phasor-Messgeräten und ihre Anwendung im Stromnetz vor. [7] gibt einen Überblick über deren Funktion. Ein anderer Vorschlag für eine Low-Cost-µPMU mit Kosten von etwa 350 US\$ wird in [8] vorgestellt, wo ebenfalls Details der Konstruktion und das Timing diskutiert werden.

Die relevanteste Information über den regionalen Netzzustand ist an den Knoten des Übertragungsnetzes vorhanden. Auf dem Weg zum Anschlusspunkt des Gerätes im Verteilnetz kann sich der Wert des Synchrophasors ändern. Daher wird in dieser Publikation untersucht, wie der Synchrophasor sich auf dem Weg dahin ändern kann. Diese wird mit Simulationen durchgeführt.

#### 2 Aufbau der Simulation

Für die Simulation wurde ein Referenznetz, wie es von CIGRE vorgeschlagen wird, ausgewählt Es wird von K. Rudion in Quelle [9] für das Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz beschrieben. Das Mittelspannungsnetz wird hier zu einem einzigen unvermaschten Zweig vereinfacht. Das Netz besteht aus einem Mittelspannungszweig und einem Niederspannungszweig wie in Bild 3 dargestellt.



**Bild 3** Verwendetes Referenznetz, basierend auf CIGRE Referenznetz [9] und vereinfacht.

Line	R'[Ω/km ]	X'[Ω/km]	B'[µS/km]	l [km]
2-3	0.4	0.7	1.75	2.82
3-4	0.253	0.203	73.83	4.42
4-5	0.253	0.203	73.83	0.61
5-6	0.253	0.203	73.83	0.56
6-7	0.253	0.203	73.83	1.54
16-17	0.163	0.136	314.2	0.035
17-18	0.163	0.136	314.2	0.035
18-19	0.163	0.136	314.2	0.035
19-20	0.163	0.136	314.2	0.035
20-21	0.163	0.136	314.2	0.035
21-22	0.163	0.136	314.2	0.035
22-23	0.163	0.136	314.2	0.035
23-24	0.163	0.136	314.2	0.035
24-25	0.163	0.136	314.2	0.035

**Tabelle 1** Charakteristik der Leitungen. X': Induktive Reaktanz, B': Kapazitive Admittanz,Mittelspannung adaptiert nach [9] und Niederspannung basierend auf [10].

Die Charakteristik der Leitungen zwischen den Knoten ist in Tabelle 1 aufgelistet. Die erste Leitung zwischen Knoten 2-3 ist eine Freileitung, währende alle anderen Leitungen Kabel sind. Die Leitungslängen im Mittelspannungsnetz variieren von 0,5 km bis 4,4 km und sind signifikant länger als im Niederspannungsnetz mit typisch 35 m zwischen benachbarten Knoten. Dies entspricht der Realität, wo Mittelspannungsleitungen für größere Distanzen eingesetzt werden und die Niederspannung für eine lokale Energieverteilung genutzt wird.

Tabelle 2 zeigt die Anzahl der Haushalte, welche mit den Sammelschienen wie im Bild verbunden sind. Eine Anzahl von 65 unterschiedlichen elektrischen Lastprofilen wurden für die Haushalte aus [11] und [12] übernommen und zufällig den Lasten zugeordnet. Die unterschiedlichen Profile sind mit einem Lastprofilgenerator ein [13], der verhaltensbasiertes Modell verwendet, erzeugt worden. Die große Anzahl an individuellen Lastprofilen erlaubt eine statistische Analyse der Simulationsergebnisse. Bild 4 zeigt eine exemplarische Darstellung mit einer Überlagerung von in dieser Arbeit verwendeten Lastprofilen. Dies Lasten sind als symmetrische Lasten zwischen den drei Phasen verteilt angenommen.

**Tabelle 2** Anzahl Haushalte, die an die jeweiligen Knoten angeschlossen sind, und zugehörige Leistungsfaktoren.

Knoten	Anzahl	cos(φ)
	Haushalte	
2	18742	0.98
4	2084	0.97
5	539	0.97
6	909	0.97
7	541	0.97
18	6	0.85
19	60	0.85
21	26	0.85
24	6	0.85
25	26	0.85



**Bild 4** Beispielhafte Darstellung der Überlagerung der Lastprofile [12] wie sie in dieser Arbeit verwendet werden.

Für jede Leitung wurde ein  $\pi$ -äquivalentes Ersatzschaltbild (wie in Bild 5 dargestellt) zugrunde gelegt, da die Leitungslängen wesentlich kürzer sind als die Wellenlänge. Für die Niederspannungsleitungen wurde eine Leitungskapazität von 1 µF/km angenommen. Diese kann nicht vernachlässigt werden, denn ein Vergleich zeigte einen Fehler von mindestens 0,08%/kW bezogen auf den berechneten Winkel, was sich auf mehr als 1° für realistische Fälle aufaddieren kann.

Eine schematische Darstellung eines ganzen Zweiges ist in Bild 6 dargestellt.



Bild 5 Angewendetes Leitungs-Ersatzschaltbild.



Bild 6 Schematische Darstellung des Netzmodells mit 1 Quelle und n Lasten.

Um den Zustand des Systems zu berechnen, wird das Strom-Iterationsverfahren angewendet. Für jeden Iterationsschritt werden zunächst die Ströme  $I_1$  bis  $I_n$  von den Leistungen der Lasten unter Annahme von Nennspannung an den Knoten berechnet. Damit werden nun die Knotenspannungen  $V_1$  bis  $V_n$  berechnet. Damit werden nun im nächsten Iterationsschritt die Ströme an den Knoten genauer bestimmt und damit ein neuer Datensatz von Knotenspannungen:

$$\Delta \underline{V}_n = \underline{Z}_n * \sum \underline{I}_n \qquad \underline{V}_n = \frac{\underline{V}_{AC}}{\sqrt{3}} - \sum_{i=1}^n \Delta \underline{V}_i$$

Dies wird iteriert, bis die Knotenspannungen konvergieren. Um die Berechnungen zu vereinfachen, werden alle Spannungen auf die 20 kV Ebene bezogen, indem sie mit dem Übersetzungsverhältnis des Transformators transformiert werden:

$$Z_{MV} = \left(\frac{V_{MV}}{V_{LV}}\right)^2 * Z_{LV}$$

Dabei sind  $Z_{LV}$  die Impedanz-Werte bezogen auf die Niederspannung und  $Z_{MV}$  die Werte bezogen auf die Mittelspannung. Der Transformator wird durch seine Longitudinalkomponenten Zκ beschrieben, welche aus dem nominellen Kurzschlussspannungsverhältnis  $v_k$  und  $R_k$  resultieren, wobei die Nennverlustleistung  $P_{loss}$ beim Nennstrom  $I_N$  berücksichtigt wird:

$$Z_K = \frac{v_k * V_N}{\sqrt{3} * I_N^2} \qquad R_K = \frac{P_{loss}}{3 * I_N^2}$$

Die Simulation wurde mit einem Script in MATLAB® und weiterer Nachbearbeitung mit EXCEL® durchgeführt.

## 3 Simulationsergebnisse

Als Ergebnis zeigt Bild 7 die Zeitabhängigkeit des Spannungswinkels zwischen dem Hauptanschlusspunkt und Knoten 7 (Mittelspannungsnetz) sowie Knoten 25 (Niederspannungsnetz). In allen Fällen hat der Spannungswinkel ein negatives Vorzeichen, weil die induktive Reaktanz der Leitungen dominiert. Es wird deutlich, dass der Spannungswinkel im Mittelspannungsnetz deutlich weniger variiert als im Niederspannungsnetz. Auch die Streuung ist im Mittelspannungsnetz geringer.







**Bild 8** Auftretende Spannungswinkel über den Knoten 3 -25 (Schwarz: Spektrum mit 4-Stunden-Mittelwert).

Bild 8 zeigt den auftretenden maximalen Bereich von auftretenden Winkeln an jedem einzelnen Knoten. Im Mittelspannungsnetz tritt nur ein schmaler Bereich zwischen 0° und -1,8° auf. Der Spannungswinkel ändert sich zwischen Anfang und Ende nicht viel. Im Niederspannungsnetz wird der Bereich hingegen größer: Am letzten Knoten variiert er zwischen -0,5° und -10°. Zusätzlich erhöht sich der Betrag des Spannungswinkels vom Anfang bis zum Ende. Die geringere Bandbreite im Mittelspannungsnetz kann man dadurch erklären, dass viel geringere Ströme für die selbe Leistung fließen müssen, welche zu geringeren Spannungsabfällen und damit geringeren Spannungswinkeländerungen führen.

Bild 7 deutet eine viele geringere Streuung des Spannungswinkels im Mittelspannungsnetz an. Um dies zu quantifizieren, werden Histogramme des Spannungswinkels im Mittelspannungsnetz und im Niederspannungsnetz berechnet. Bild 9 zeigt die Verteilung der Winkel im Mittelspannungs- und Niederspannungsteil. Das Bild bestätigt die Vermutung. Zusätzlich zeiqt es. dass insbesondere im Niederspannungsbereich extreme Werte mit mehr als -6° sehr selten sind.

Spannungswinkel-Änderungen im Übertragungsnetz können als relativ langsam angenommen werden (siehe auch Bild 2). Eine Mittelung der Messungen am Anschlusspunkt des Gerätes sollte daher den Beitrag des Übertragungsnetzes auf die Spannungswinkelmessung weniger beeinflussen. Aber eine solche Mittelung würde die Streuung im Mittel- und insbesondere im Niederspannungsnetz verbessern.



Bild 9 Absolute Anzahl der auftretenden Werte für den Spannungswinkel.

Daher werden die Werte an Knoten 25 am hinteren Ende des Zweigs über der Zeit gemittelt. Als Ergebnis wird die Zeitabhängigkeit des Spannungswinkels zwischen Hauptanschlusspunkt und Knoten 25 (Niederspannungsnetz) mit verschiedenen Mittelwert-Perioden in Bild 10 dargestellt.

Vergleicht man die stündlichen Mittelwerte mit den ursprünglichen Daten (Bild 7) erkennt man noch keinen signifikanten Fortschritt. Dies ist jedoch wenig erstaunlich, da die Lastprofile im 15 min Raster nur 4 Simulationswerte pro Stunde liefern. Jedoch ein Mittelwert über 4 Stunden reduziert die Variation des Spannungswinkels schon signifikant. Die maximale Streuung ist nun geringer als 6°, wie auch in Bild 8 durch die schwarze Linie illustriert. Ein täglicher Mittelwert würde die Streuung weiter reduzieren, aber eine so starke Mittelung würde auch die entsprechende Spannungswinkelmessung im Übertragungsnetz beeinflussen. Daher wäre ein solches Mittelungsintervall für die gedachte Anwendung ungeeignet. Zum Vergleich wird dieser Wert jedoch auch dargestellt.



**Bild 10** Zeitabhängigkeit des Spannungswinkels zwischen Hauptanschlusspunkt und Knoten 25 (Niederspannung) für unterschiedliche Mittelungsperioden.

Bild 11 zeigt den Spannungswinkel im Niederspannungsnetz in Relation zum Wert in der Mittelspannung. Die verschiedenen Farben entsprechen verschiedenen Mittelwertintervallen, welche angewendet wurden, mit den gleichen Farben wie in Bild 10. Das Bild zeigt, dass die Mittelwertbildung nicht nur die Streuung der Werte im Mittelspannungszweig und im Niederspannungszweig reduziert. Es verdeutlicht weiterhin eine lineare Abhängigkeit des Spannungswinkels im Mittelspannungszweig vom Spannungswinkel im Niederspannungszweig. Die Mittelwertbildung verbessert diesen Zusammenhang deutlich. Dies mag dazu beitragen, den Spannungswinkel im Verteilnetz besser vorherzusagen.



**Bild 11** Vergleich der Datenpunkte an Knoten 7 und 25 für verschiedene Mittelungsperioden.

#### 4 Zusammenfassung

Zusammenfassend lässt dass die ermittelten sich sagen, Variationen des Spannungswinkels 1.5° Mittelspannungszweig von im und rund 6° im Niederspannungszweig signifikant geringer sind als die angenommen Spannungswinkel-Variationen von rund 60° im Übertragungsnetz. Daher geben die Simulationen einen deutlichen Hinweis, dass Spannungswinkelmessungen im Verteilnetz als eine Indikation für den regionalen Überschuss oder Mangel an Leistung genutzt werden könnten.

## 5 Danksagung

Patrick Littau und Christian Pelikan haben im Rahmen von Studentenprojekten maßgeblich an den Ergebnissen mitgewirkt.

#### 6 Literatur

- [1] Mark Adamiak, William Premerlani, Dr. Bogdan Kasztenny, "Synchrophasors: Definition, Measurement, and Application", Downloaded 26.Mar.2017 from: http://www.ece.cmu.edu/~electricityconference/2006/Adamiak\_Premerlani\_Kasztenn y%20SynchroPhasors.pdf
- [2] V. K. Agrawal, P.K.Agarwal, "Synchrophasors Measurements A Paradigm Shift in Power System SCADA", IEEE Sponsored National Conference on Advances in Electrical Power and Energy Systems, Sept. 2013
- [3] A. Allen, S. Santoso, E. Muljadi, "Algorithm for Screening Phasor Measurement Unit Data for Power System Events and Categories and Common Characteristics for Events Seen in Phasor Measurement Unit Relative Phase-Angle Differences and Frequency Signals," National Renewable Energy Laboratory, Golden, August 2013, p.57.
- [4] Kassakian, John G., Desgroseilliers,Gary, "The Future of the Electric Grid," Massachusetts Institute of Technology, 2011, S.3.
- [5] Y. Rink, M. Suriyah, T. Leibfried, "Auswirkungen zukünftiger Nordsee-Offshore-Windparks und Nord-Süd-HGÜ-Übertragungsstrecken auf die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz," Karlsruher Insititut für Technologie, no date.
- [6] Alexandra von Meier, David Culler, Alex McEachern, "Micro-Synchrophasors for Distribution Systems", Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT 2014), 2014 IEEE PES, 19-22 Feb. 2014, Washington, DC, USA, DOI: 10.1109/ISGT.2014.6816509.
- [7] Alex McEachern, Alexandra von Meier, "Micro-synchrophasors (μPMUs) for Distribution Systems: New, ultra-precise "microscope" technology for unprecedented visibility of the grid", http://www.arpae-summit.com/paperclip/exhibitor\_docs/15AE/CIEE-UC Berkeley Power Standards Lab 419.pdf (downloaded 24.Jul.2017)
- [8] Bogdan Pinte, Michael Quinlan, Karl Reinhard, "Low Voltage Micro-Phasor Measurement Unit (μPMU)", IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI 2015), February 20-21, 2015.
- [9] K. Rudion, Z.A.Styczynski, N. Hatziargyriou, S. Papathanassiou, K. Strunz, O. Ruhle, A. Orths, B. Rozel, "Development of Benchmarks for Low and Medium Voltage Distribution Networks with High Penetration of Dispersed Generation", Modern Electric Power Systems, Breslau (Poland), April 2006.
- [10] S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou, K. Strunz, "A Benchmark Low Voltage Microgrid Network", Proceedings of the CIGRE Symposium: Power Systems with Dispersed Generation, Athens, April 2005, Greece. Paper #2.51

- [11] C. Brosig, "Energie-Autarkie von Haushalten durch Suffizienz-Maßnahmen", Master Thesis, Cologne University of Applied Sciences, Cologne, April 2015.
- [12] Stefka Feridarova, "Simulation des Lastmanagements in einem PV Diesel Hybridnetz", Master Thesis, Cologne University of Applied Sciences, Cologne, 16. Jul. 2015
- [13] Pflugradt, N. / Platzer, B., "Behavior based load profile generator for domestic hot water and electricity use". In: Innostock 12th International Conference on Energy Storage. Lleida, Spain, 2012.