

Bessere Qualität und Transparenz in Stromverteilungsnetzen

Andreas Abart, Wolfgang Bauer, Andreas Lugmaier, Matthias Stifter

Die bestehenden Niederspannungsnetze sind in ihrer heutigen Form nicht für eine hohe Anzahl von Stromerzeugern – auf Basis erneuerbarer Energieträger – ausgelegt. Aktuell müssen die zum Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen in Niederspannungsnetzen relevanten Entscheidungen aufgrund von Berechnungen getroffen werden, die auf Schätzungen der Lastspitzen in einzelnen Strangabschnitten beruhen. Deswegen planen die Verantwortlichen derzeit zusätzlich Sicherheitszuschläge ein und beschränken damit die Anschlussmöglichkeiten für dezentrale Erzeugungsanlagen. Abhilfe bietet die Power-Snapshot-Analyse, die es ermöglicht, die für die Auslastung maßgeblichen elektrischen Kenngrößen im Niederspannungsnetz zeitsynchron zu erfassen.

Die Power-Snapshot-Analyse (PSSA), eine Funktion des Smart-Grid-Metering-Systems Amis (Bild 1), wurde im Rahmen eines Forschungsprojekts von den Projektpartnern Austrian Institute of Technology (AIT) [1], Siemens Österreich AG [2], Energie AG OÖ Netz GmbH [3], Wien Energie Stromnetz GmbH [4] und Salzburg Netz GmbH [5] entwickelt. Das aus Mitteln des Klima- und Energiefonds geförderte Projekt wird im Rahmen des Programms „Neue Energien 2020“ durchgeführt. Die Power-Snapshot-Analyse ermöglicht es, Momentaufnahmen des Netzzustands zu erheben. Damit lassen sich dann Konzepte für eine steigende Anzahl von dezentralen Einspeisungsanlagen und eine optimale Auslastung der Niederspannungsnetze entwickeln. Als Sensoren dienen die intelligenten Amis-Stromzähler („Smart Meters“), die im Niederspannungsnetz konventionelle Zähler ersetzen und zusätzlich relevante Netzparameter erfassen.

Das Toleranzband darf nicht verletzt werden

Die bestehenden Niederspannungsnetze wurden bisher in der Regel so ausgelegt, dass die gesamte Energie über die Ortsnetzstation unidirektional an die Verbraucher geliefert wird. Als Grundlage diente eine angenommene Maximallast pro Haushalt, die mit einer entsprechenden Reserve beaufschlagt wurde. In Ortsnetzen ohne relevante dezentrale Erzeugung hat die Spannung ihren höchsten Wert bei der Ortsnetzstation und nimmt mit der Länge der Abzwegleitung stetig ab. Die Leitung und der Transformator wurden darauf

ausgelegt, dass das Spannungstoleranzband beim ersten und beim letzten Verbraucher auf der Leitung nicht verletzt wird. Es darf beim ersten Verbraucher bei Leerlauf des Strangs nicht überschritten und beim letzten Verbraucher auch bei hoher Gesamlast im Strang nicht unterschritten werden.

Die wachsende Zahl an dezentralen Erzeugungsanlagen hat die Situation im Niederspannungsnetz jedoch komplexer gemacht. Die Energieflussrichtung kann sich sogar umkehren, wenn zum Beispiel wenige Verbraucher im Netz Strom beziehen, aber Photovoltaikanlagen durch starke Sonneneinstrahlung verstärkt Strom produzieren. Außerdem ist der Spannungsverlauf über die Leitungslänge gesehen nicht mehr stetig fallend, sondern kann

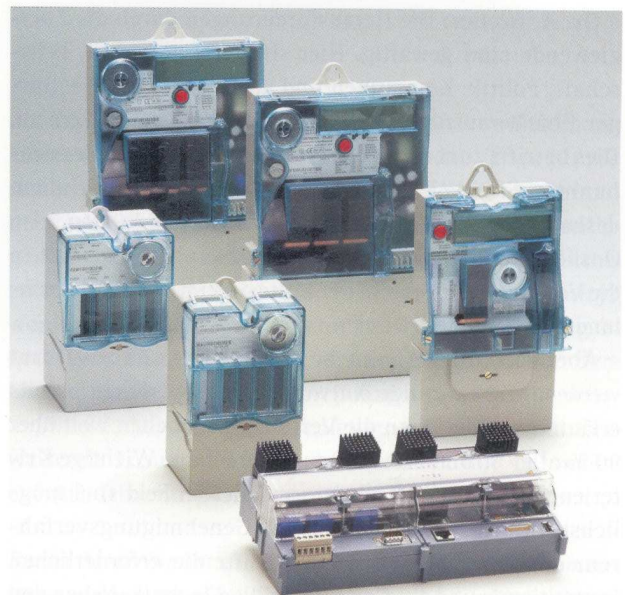


Bild 1. Die Komponenten des Smart-Grid-Metering-Systems Amis

Andreas Abart, Energie AG Oberösterreich

Wolfgang Bauer, Division Smart Grid,
Siemens-Sektor Infrastructure & Cities,
Siemens AG Österreich

Andreas Lugmaier, Corporate Technology,
Siemens AG Österreich

Matthias Stifter, AIT Austrian Institute
of Technology

ausgelegt wurde. In Ortsnetzen ohne relevante dezentrale Erzeugung hat die Spannung ihren höchsten Wert bei der Ortsnetzstation und nimmt mit der Länge der Abzwegleitung stetig ab. Die Leitung und der Transformator wurden darauf

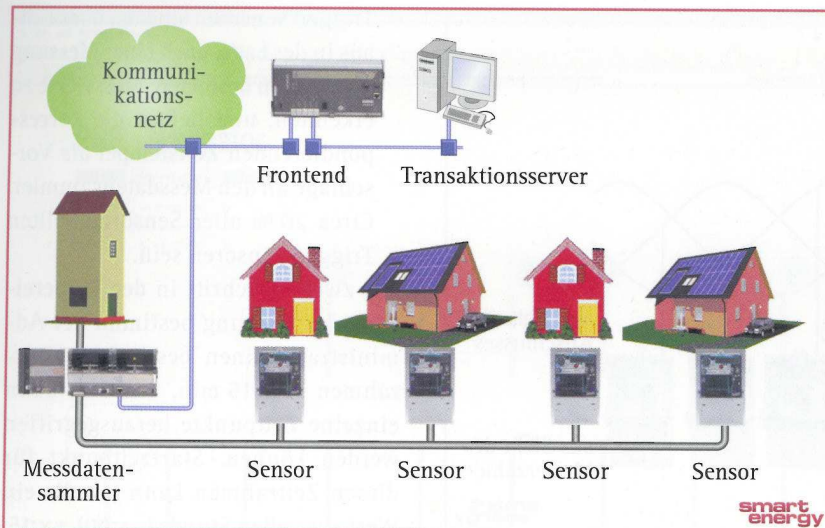


Bild 2. Die Kommunikation erfordert nur wenige Komponenten

lokale Maxima aufweisen. Wechselrichter heben die Spannung an, um eine Einspeisung zu ermöglichen. Sie verändern so jedoch bekannte Sicherheitsabstände zum Spannungsband, das weiterhin nicht verletzt werden darf.

Obwohl Wechselrichter nur bis zu einer bestimmten Obergrenze der Spannung einspeisen, kann es im Fall von asymmetrischen Lasten lokal zu ausgeprägten Nullpunktverschiebungen und damit zu Überspannungen auf einzelnen Phasen kommen. Es ist daher in derart komplexen Netzabschnitten von großer Bedeutung, das Verhalten von kritischen Parametern zu kennen, um zielgenaue Maßnahmen ergreifen zu können und gegebenenfalls notwendige Investitionen zu optimieren.

Netzrelevante Daten aufzeichnen und darstellen

Trotz der komplexeren technischen Rahmenbedingungen und dem auch steigenden politischen Druck, laufend weitere dezentrale Erzeugungsanlagen anschließen zu müssen, haben sich die Möglichkeiten des Niederspannungsnetzbetreibers, sich Gewissheit über Vorgänge in seinem Netz zu verschaffen, bis heute nicht verändert.

Die PSSA greift die Problematik auf und liefert die Möglichkeit, netzrelevante Daten zeitsynchronisiert sowohl manuell als auch automatisiert aufzuzeichnen und darzustellen. Darüber hinaus lassen sich die nunmehr realen Daten als Grundlage für weiterführende Analysen heranziehen und können die bisher unsicheren Annahmen sowie die geschätzten Werte ersetzen.

Als Voraussetzung für die PSSA ist es zunächst wichtig, die entsprechende Infrastruktur aufzubauen. Dazu werden die Sensoren in Form von Stromzählern in den Haushalten des zu betrachtenden Netzabschnitts installiert (Bild 2). Diese kommunizieren via Powerline mit dem Messdatensammler (Amis-Datenkonzentrator) in der speisenden Ortsnetzstation. Für die PSSA eignen sich alle Zählertypen TD-351x des Smart-Grid-Metering-Systems Amis.

Um die gesammelten Daten zentral auswerten und Befehle von einer zentralen Stelle aus ins Feld bringen zu können, wird der Messdatensammler in der Ortsnetzstation nach oben hin mit dem Amis-Transaktionsserver verbunden. Dieser dient als Drehscheibe für Messdaten und gibt Befehle zur Messdatenerfassung aus. Die Kommunikation zwischen dem Messdatensammler und dem Transaktionsserver entspricht der DIN EN 60870-5-10x [6]. Zur Trennung von Automatisierungs- und Messdaten kommt eine sogenannte Frontend-Komponente in der Zentrale zum Einsatz (Bild 2).

Phasengenau und zeitsynchron messen

Für die Strommessung an den Trafoabzweigkabeln und bei Großkunden mit Wandlerzählern steht ein Zähler mit Rogowski-Spulen zur Verfügung, der sich ohne Spannungsunterbrechung in die Anlage einbauen lässt (Bild 3). Damit können Ströme bis 1000 A je Phase mit 100%igem Überbereich erfasst werden (max. 2000 A).

Für die Power Snapshots sind alle Sensoren bis auf 0,1 s synchronisiert. Sie erfassen im Feld jeweils 15 min lang jede Sekunde die zuvor festgelegten Netzparameter. Das ergibt pro Messreihe 900 Werte für jeden Parameter, die nach der Messperiode in jedem Zähler jeweils mit Zeitstempel zur Verfügung stehen. Für die zeitliche Synchronität der Sensoren sorgt der Messdatensammler via PLC. Die exakte zeitliche Synchronität aller Sensoren ist entscheidend, weil nach der Messung bestimmte Augenblickswerte der Messreihe herausgegriffen werden, die dann in ihrer Gesamtheit der Messwerte aller Sensoren ein exaktes Bild des betrachteten Netzabschnitts zu einem einheitlichen Zeitpunkt ergeben.

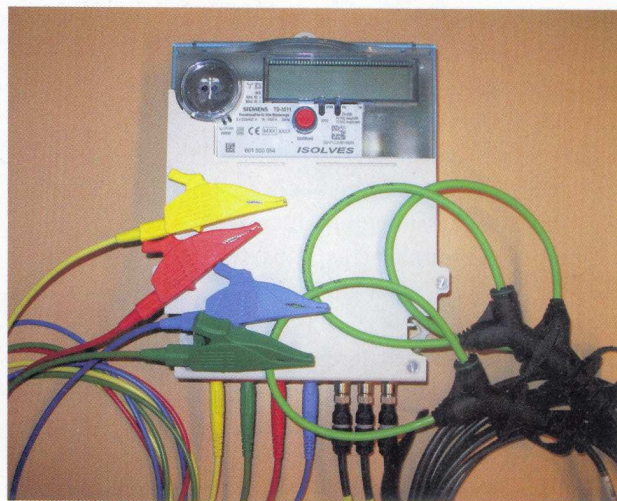


Bild 3. Zähler mit Spannungsabgriff und Rogowski-Spulen mit 100 mm Durchmesser

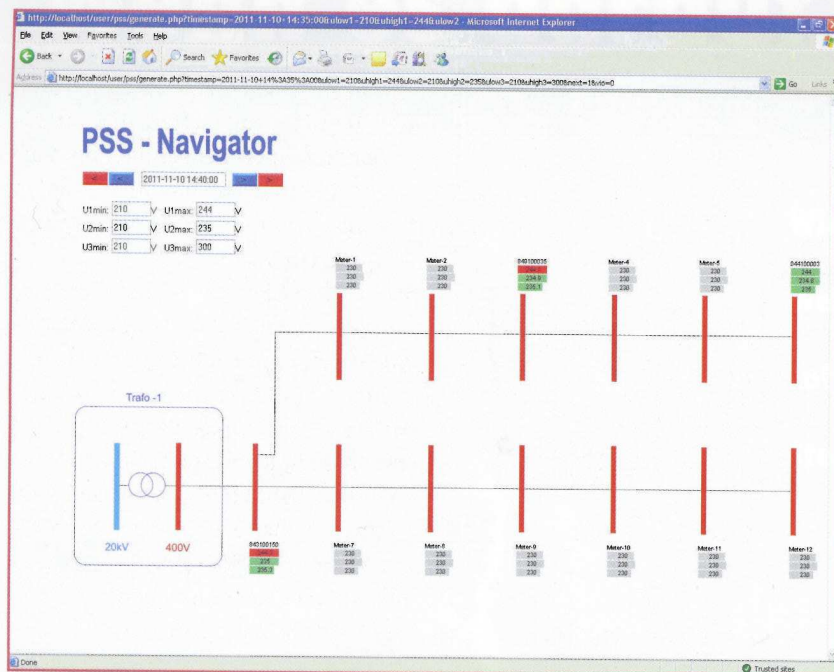


Bild 6. Der PSS-Navigator ermöglicht die übersichtliche Darstellung einer Messreihe

Continuous-Shot-Messung

Für die Continuous-Shot-Messung wird die zuvor beschriebene Single-Shot-Messung automatisiert alle 15 min auf-

gerufen. Außerdem fragt der Transaktionsserver automatisch die zuvor festgelegten Werte über die Messdatensammler zentral ab. So lässt sich zum Beispiel eine Messreihe von 5-Minuten-Werten erstellen, die über Tage erhoben werden. Alternativ kann man die generierten Daten in eine Datenbank schreiben und so leicht auch in weiterführende Darstellungs- und Simulations-Programme übernehmen. Mit vom Administrator selbst erstellten Abfragen sind auf diese Weise auch entsprechende Exportfilter möglich.

Über eine Webbrowser-basierte Applikation, wie dem PSS-Navigator (Bild 6), ist auch eine direkte Einsicht in die Datenbank möglich. Der PSS-Navigator erlaubt dem Anwender, ein Hintergrundbild eines Netzabschnitts zu laden. Einzelne Positionen von Sensoren können so von der Grafik unterstützt geografisch sinnvoll festgelegt werden. Im PSS-Navigator lassen sich darüber hinaus kritische Schwellenwerte definieren. Überschreitet ein Messwert

**Schlaue Füchse sparen.
Die VDE-Auswahl für das
Elektrotechniker-Handwerk
im Abonnement.**



Bestellen Sie Ihre VDE-Auswahl für das Elektrotechniker-Handwerk mit dem DIN-Normenhandbuch Elektrotechniker-Handwerk für Ihre Werkstattausrüstung unter:

www.vde-verlag.de/auswahl

VDE VERLAG GMBH · Berlin · Offenbach

Bismarckstraße 33 · 10625 Berlin

Tel.: (030) 34 80 01-222 · Fax: (030) 34 80 01-9088

Mail: kundenservice@vde-verlag.de

VDE

VERLAG

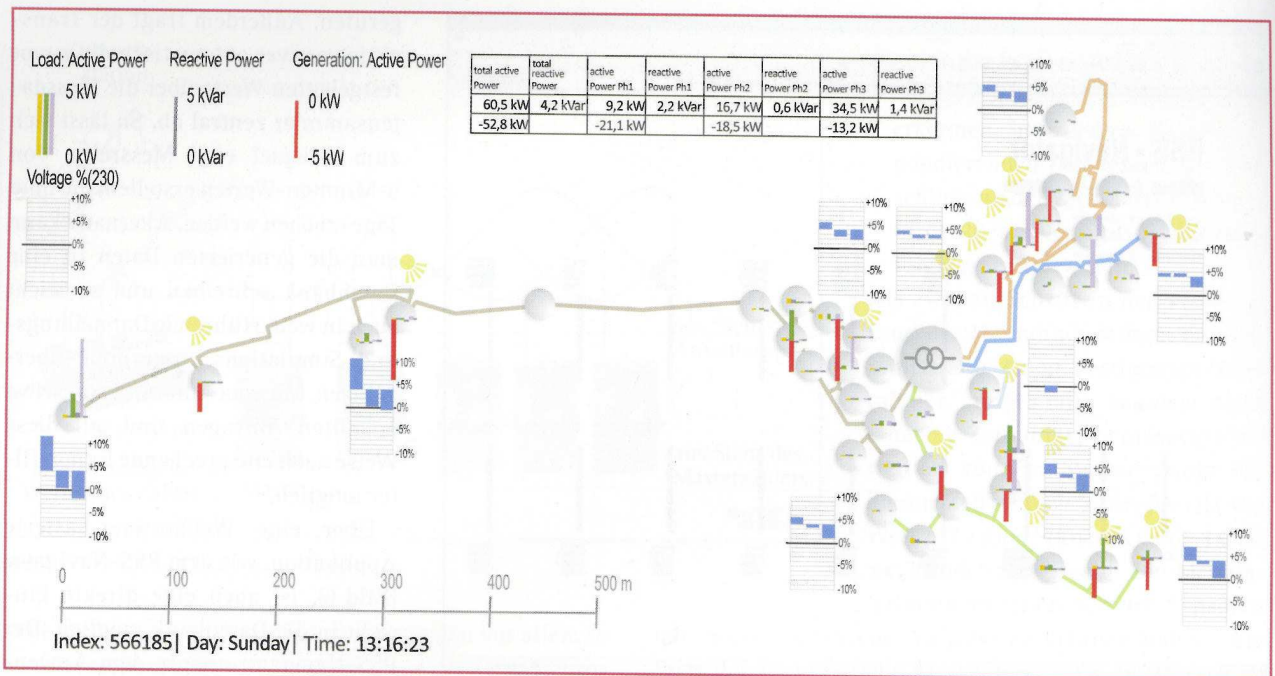


Bild 7. Beispiel einer Momentaufnahme eines Niederspannungsnetzes mit einphasig einspeisenden Photovoltaikanlagen

einen solchen Grenzwert, wird er farblich markiert dargestellt. Mit dem Navigator können so einzelne Zeitstempel auf der Zeitachse durchfahren und angezeigt werden. Um Zeit zu sparen und kritische Zustände rascher auffinden zu können, besteht die Möglichkeit, von einer kritischen Situation zur nächsten zu springen.

Automatic-Mode-Messung

Die Bezeichnung „Automatic Mode“ bezieht sich auf die automatische Auswahl von Messwerten jeweils nach einer Messperiode von 15 min. Nach bereits beschriebenem Schema werden Sensoren sowie Triggersensoren konfiguriert. Die 15 min dauernde Messung startet jeweils um xx:00, xx:15, xx:30 oder xx:45. Im Unterschied zum „Single Shot“ endet die Messung nicht nach 15 min, sondern erst, wenn der Administrator den Vorgang manuell stoppt.

Bei der automatischen Messung steht das Erkennen von auffälligen Messwerten im Vordergrund. Dementsprechend werden nicht bestimmte Parameter in einem regelmäßigen Zeitraster erfasst, sondern auffällige Werte von den Triggerzählern detektiert und als interessante Zeitstempel dem Messdatensammler vorgeschlagen. Dieser greift bis zu zehn Zeitpunkte auf und sammelt die entsprechenden Messwerte von allen Sensoren aus seinem Netzumfeld ein. Sind mehrere Triggerzähler definiert, wählt der Messdatensammler die interessantesten Vorschläge aus. Am Ende der Messperiode von 15 min führt der Messdatensammler die Werte mit dem selektierten Zeitstempel von den zuvor ausgewählten Sensoren zusammen.

Darstellen und Analysieren lassen sich die mit der PSSA gewonnenen Messdaten in weiterführenden Simulationstools, wie Sincal von Siemens [7] oder Powerfactory von Digsilent [8].

Fazit

Mit kommunikationsfähigen Smart Metern ist praktisch bei jedem Verbraucher ein Messinstrument für die Spannung, die Wirkleistung und die Blindleistung vorhanden. Die Nutzung dieser Instrumente bietet fortan völlig neue Einblicke in die Niederspannungsnetze. Die Zähler werden damit zu „Augen im Netz“. Sie ermöglichen dadurch Netzanalysen und darauf aufbauend eine optimierte Netznutzung, vor allem bei einer zunehmenden dezentralen Einspeisung zum Beispiel durch Photovoltaikanlagen oder die Elektromobilität (Bild 7). In einem nächsten Schritt werden die Smart Meter auch im Betrieb eines Smart Grid, beispielsweise als Spannungsmesspunkt zur Istwerterfassung bei der Spannungsregelung, sowie später auch als Gateway zu steuerbaren Komponenten verwendet werden.

Derzeit laufen Pilotprojekte mit ausgewählten Kunden, um die PSSA unter realen Bedingungen zu testen. Eines ist aber schon jetzt klar: Mit PSSA lässt sich erstmalig das Potenzial für die Implementierung des Smart-Grid-Ansatzes für einen aktiven Netzbetrieb im Niederspannungsnetz fundiert ermitteln.

Literatur

- [1] Austrian Institute of Technology GmbH, Wien/Österreich: www.ait.ac.at
- [2] Siemens Österreich AG, Wien/Österreich: www.siemens.at
- [3] Energie AG Oberösterreich Netz GmbH, Linz/Österreich: www.netzgmbh.at
- [4] Wien Energie Stromnetz GmbH, Wien/Österreich: www.wienenergie.at
- [5] Salzburg Netz GmbH, Salzburg/Österreich: www.salzburgnetz.at
- [6] DIN EN 60870-5-10x: Fernwirk Einrichtungen und -systeme. Berlin: Beuth
- [7] Siemens AG, München: www.siemens.de
- [8] Digsilent GmbH, Gomaringen: www.digsilent.de