

Digitalisierung und Prüfung von Ortsnetzstationen

Rico Reißmann, SÜC Energie und H2O GmbH; Florian Fink, OMICRON

Kurzfassung

Smart Grid ist heute in aller Munde, doch was der Begriff genau heißt weiß keiner so genau. Bei den meisten Energieversorgern findet die Umsetzung zum Smart Grid bereits heute statt. So auch bei der SÜC Energie aus Coburg. Hier werden um eine erhöhte Verfügbarkeit zu erzielen und das Stromnetz bestens im Blick zu halten, Ortsnetzstationen digitalisiert. Was es mit der Digitalisierung auf sich hat und was das für die Inbetriebnahme und Wartungsprüfung einer solchen intelligenten Ortsnetzstation heißt, lesen Sie in diesem Beitrag.

Schlüsselwörter

- Intelligente Ortsnetzstation
- Smart Grid
- CMC
- COMPANO
- Nicht-konventionelle Wandler

1 Einleitung

Durch den starken Zubau von erneuerbaren Energien kommt es sowohl für das Übertragungsnetz als auch für das Verteilnetz zu neuen Aufgaben. Während im Übertragungsnetz immer weniger Großkraftwerke angeschlossen werden, entstehen im Verteilnetz durch erneuerbare Energien sogenannte Flächenkraftwerke. Das Übertragungsnetz bekommt nun die Aufgabe, überregional die Energie aus den Verteilnetzen zu den Lastschwerpunkten zu verteilen. Im Verteilnetz muss die anfallende Energie regional verteilt und der Überschuss in die Übertragungsnetze eingespeist werden.

Die SÜC Coburg ist ein Verteilnetzbetreiber mit einem städtisch und einem ländlich geprägten Stromnetz. Während im städtischen Gebiet meist elektrische Energie konsumiert wird, so kommt es im ländlichen Gebiet, je nach Wetterlage, zu hohen Energieüberschüssen.



Bild 1 Gebiet der Stromversorgung der SÜC Energie

Die Zahlen der Stromversorgung sprechen in Bezug auf die Erneuerbaren Energien eine deutliche Sprache. Folgende EEG Einspeiser sind in der Region Coburg installiert (Stand 15.04.2018):

- Blockheizkraftwerke (90) 7,7 MW
- Biomassekraftwerke (36) 12,2 MW
- Windkraftanlagen (1) 6,8 MW
- Photovoltaikanlagen (2483) 69,6 MW
- Wasserkraftanlagen (21) 2 MW

Bei einer Jahreshöchstlast von 116,7 MW kann man sich gut vorstellen, dass der Lastfluss im Verteilnetz nicht mehr klassisch „von oben nach unten“ stattfindet, sondern, dass sich je nach Wetterlage dieser auch mehrmals täglich ändern kann.

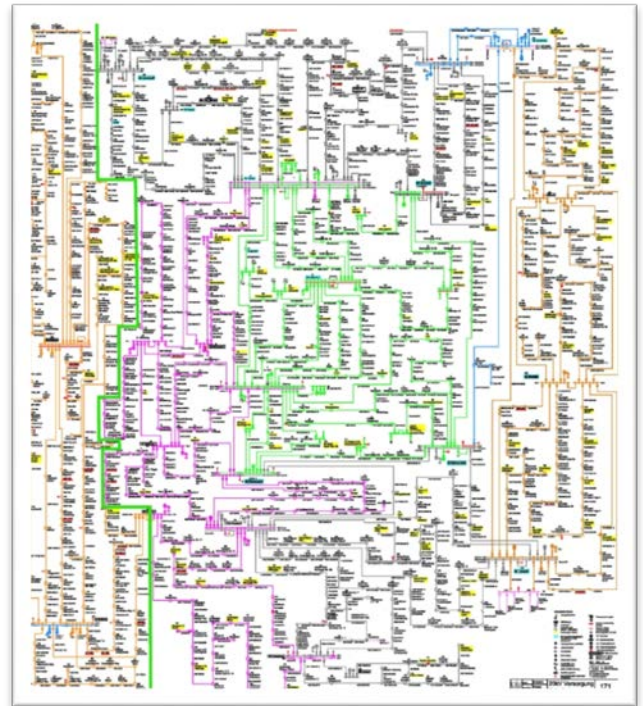


Bild 2 Das 20 KV Netz der SÜC Energie

Das bringt natürlich neue Herausforderungen mit sich. Spannungsfall bekommt eine völlig neue Bedeutung; nicht nur wie viel Prozent, sondern wann, bei welchem Wetter und welchem Lastfluss. So hat die SÜC Energie bereits zwei Längsregler im Mittelspannungsnetz im Einsatz, um den Spannungsfall im ländlichen Gebiet entsprechend auszugleichen.

2 Neuer Standard für Ortsnetzstationen

Eine weitere Maßnahme, um den zuvor beschriebenen Herausforderungen zu begegnen, ist die Ortsnetzstationen intelligent zu machen. Dabei sollen folgende Optimierungen erreicht werden:

- Schnellere Fehlersuche bei Störungen im Mittelspannungsnetz
- Bessere Fehlerortlokalisierung im Kurzschlussfall durch ferngemeldete und rücksetzbare Kurzschlussanzeiger
- Schnellere Wiederversorgung nach Freischalten des Fehlers mittels fernbedienbarer Lasttrennschalter (dadurch Reduzierung der mittleren Nichtverfügbarkeit (SAIDI))
- Komfortabler und schnellerer Ablauf bei geplanten Schaltungen (Dreibeine und Trennstellen)

2.1.1 Lastfluss in Echtzeit

Durch den Einsatz von Netzanalysegeräten in der Mittelspannung, die an die Leittechnik angebunden sind, besteht zudem noch die Möglichkeit, eine Lastflussanalyse in Echtzeit zu erhalten (Bild 3). Diese Daten können dann in der Netzleitstelle verwendet werden, um Schalthandlungen zu optimieren und Spannungsqualitätsprobleme frühzeitig zu erkennen.

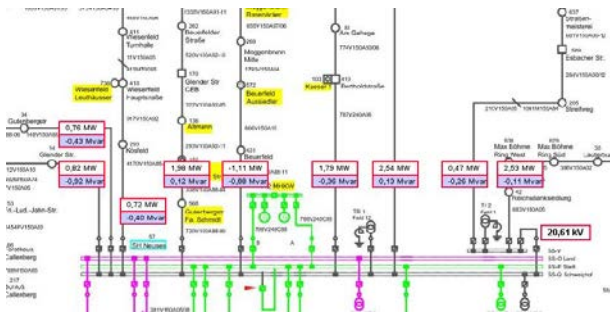


Bild 3 Lastfluss in Echtzeit auch an den Ortsnetzstationen

2.1.2 Ausrüstung der Intelligenten Ortsnetzstation

In die Betonzelle (Bild 4) der Ortsnetzstation wird zur Fernmeldung und Steuerung eine FIONA der Firma ABB eingebaut (Bild 5).



Bild 4 Standard Ortsnetzstation der SÜC

Somit kann der Netzmanager den aktuellen Systemstand einholen und Schalthandlungen durchführen.



Bild 5 Fernmeldung und Steuerung über ABB FIONA

Als Mittelspannungsschaltanlage wird eine ABB SafeRing AirPlus verwendet. In den Kabelfeldern ist jeweils ein Kurzschlussanzeiger SIGMA der Firma Horstmann mit Fernmeldekontakt in Verwendung. So kann der Netzmanager aus der Ferne die Fehlerstelle lokalisieren und entsprechende Schalthandlungen vornehmen.

Zum Schutz des Transformators ist ein ABB Schutzgerät REF615 im Einsatz. Aufgrund der sehr kompakten Mittelspannungsanlage werden Rogowski-Stromsensoren zur Strommessung und ohmsche Spannungsteiler zur Spannungsmessung verwendet.



Bild 6 ABB SafeRing AirPlus 20-kV-Schaltanlage

In der Niederspannung wird über ein Janitza Netzanalysegerät, der Qualitätszustand der Spannung dokumentiert und gemeldet.

3 Gemeinsamer Workshop zur Prüfung von Ortsnetzstationen

Um möglichst effiziente und kostengünstige Inbetriebnahmen an Ortsnetzstationen in Zukunft durchzuführen, trafen sich im März 2018 Mitarbeiter der SÜC Energie und OMICRON. Dabei war klar, dass eine Ortsnetzstation kein Umspannwerk ist und dass hier für eine Prüfung andere Rahmenbedingungen gelten werden. Nur welche? Wo muss und wie sollte man prüfen und wo kann man Prüfungen vereinfachen?



Bild 7 Workshop zur Prüfung einer Ortsnetzstation

Als erstes stand das ABB REF615 Schutzgerät mit nicht-konventionellen Eingängen im Focus. Hier wird zum Transformatorschutz ein zweistufiger UMZ-Schutz realisiert.

Direkt fiel auf, dass die Übersetzungsverhältnisse für Strom- und Spannungssensoren in PCM 600 und Test Universe auf andere Weise eingestellt werden. Hier werden, aufgrund der nicht-konventionellen Sensoren, Übersetzungsfaktoren für Spannung wie 10.000/1 V und für den Strom $80 \text{ A} \triangleq 150 \text{ mV}$ verwendet.

Damit beziehen sich alle Einstellwerte und Parameter bei Prüfungen auf Primärwerte. Eine Umrechnung auf Sekundärgrößen macht somit keinen Sinn mehr bzw. ist nicht mehr nötig.

Eine primäre sowie sekundäre Verdrahtungsprüfung vor der eigentlichen Schutzprüfung ist wichtig, um zu prüfen, ob alle Übersetzungsverhältnisse korrekt eingegeben wurden und alle Stecker richtig gesteckt sind.

Für die Kombination der Signale von Strom und Spannungssensoren und um einen definierten „Prüfstecker“ zu haben, hat ABB einen Sensortestadapter in der Niederspannungsnische eingebaut (siehe Bild 8). Da ähnliche Impedanzverhältnisse wie bei konventionellen Stromwandlern vorherrschen (Sensoren

hohe Impedanz, Schutzrelais sehr kleine Impedanz) war eine weitere Erkenntnis, dass keine Primärgrößen an das Schutzgerät ausgegeben werden, wenn am Prüfadapter von ABB ein CMC Prüfgerät über den REF6XX Adapter eingesteckt ist. Somit könnte eine Schutzprüfung auch im Betrieb erfolgen.

Durch die integrierte Spulenüberwachung des REF615 ist die Anschaltung von Binärkontakten des CMC Prüfgeräts nicht wie üblich möglich. Hier muss der Schwellwert für die Zustandsbewertung entsprechend empfindlich eingestellt werden, damit der Spannungspegel korrekt erfasst werden kann.



Bild 8 ABB Sensortestadapter in der Niederspannungsnische

Bei der Primäreinspeisung ist aufgefallen, dass wenn man genaue Stromwerte erhalten möchte, es wichtig ist, beim Stromsensor (Rogowskispule) auf die korrekte Anordnung zu achten. Optimal ist ein (Mittelspannungs-)Kabel mittig durch den Kabelumbausensor zu führen. Sollte dies nicht möglich sein, da im Kabelumbauwandler bereits ein Mittelspannungskabel verbaut ist, muss mit entsprechenden Abweichungen gerechnet werden.

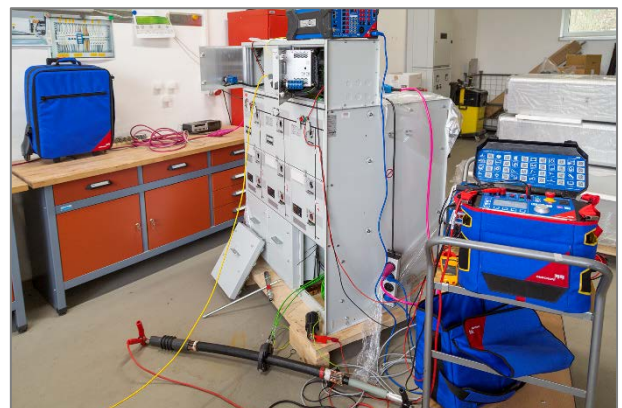


Bild 9 Primäreinspeisung in einen Stromsensor

Um das Messsystem zu optimieren hat die Firma ABB auf den Strom- und Spannungssensoren Korrekturfaktoren angegeben. Nach der Primäreinspeisung und der genauen Betrachtung der Korrekturfaktoren war klar, dass diese Faktoren für den Anwendungsfall

UMZ-Schutz vernachlässigbar sind. Die Korrekturfaktoren machen die Berechnung und Eingabe der Einstellwerte, sowohl in PCM600 als auch in Test Universe unnötig kompliziert. Die Verwendung der Korrekturfaktoren macht nur Sinn, wenn man mit dem Schutzgerät und den entsprechenden Sensoren eine Messung im Bereich von 1% Genauigkeit erreichen möchte.

Durch eine Primäreinspeisung in die Sensoren kann die Zuweisung der Ströme und Spannungen geprüft werden. Die Spannungsanzeigen beim REF615 in Verbindung mit einem ohmschen Spannungsteiler reagieren ab ca. 200 V bei einer 20-kV-Anlage. Dies entspricht 20 mV „sekundär“.

Auch der Funktionscheck der Horstmann Kurzschlussanzeiger SIGMA 2.0 ist mittels Primäreinspeisung möglich. Hierzu kann mittels Test-Taste die Einstellwerte auf 10 A primär heruntergesetzt werden und so die Funktion und Phasenzuordnung bis zur Leittechnik geprüft werden.

4 Erkenntnisse aus dem Workshop

Die „sekundäre“ Schutzprüfung der Schutzgeräte einer Ortsnetzstation macht durchaus Sinn. Auch bei diesem recht einfachen UMZ-Schutz sind bei der Prüfung einige Ungereimtheiten aufgetaucht, die ohne Prüfung nicht aufgefallen wären.

Um in Zukunft die Parametrierung der Schutzgeräte für die Ortsnetzstationen zu vereinfachen, werden für alle Transformatortypen nur eine Schutzrelaiskonfiguration erstellt. Zur Anpassung der Einstellwerte an die jeweiligen Leistungen der Transformatoren, werden die Parameter mittels Parametergruppe umgeschaltet. Da für alle Transformatoren die gleichen Sensoren verwendet werden können und das REF615 sechs Parametergruppen unterstützt, ist dies eine deutliche Vereinfachung bei der Parametrierung. Denn oft weiß die Betriebsmannschaft erst vor Ort, welcher Transformator in der jeweiligen Ortsnetzstation zum Einsatz kommt.

5 Werksabnahme einer Ortsnetzstation

Die SÜC Energie wird zukünftig bei der Werksabnahme (Inbetriebnahme auf dem Werkshof) eine Schutzprüfung mit einem CMC 430 durchführen um zu verifizieren, dass alle Einstellwerte im Schutzgerät konfiguriert sind. Des Weiteren wird eine umfangreiche Verdrahtungsprüfung durchgeführt, die auch die Leittechnikkomponenten umfasst. So kann bereits die Anlagensteuerung auf dem Werkshof getestet werden. Ein Systemtest mittels Primäreinspeisung rundet die Inbetriebnahme ab.

6 Inbetriebnahme einer Ortsnetzstation

Wird die Ortsnetzstation dann mittels LKW zum Einsatzort gebracht reicht bei der Inbetriebnahme vor Ort, ein kurzer Check mittels Primäreinspeisung. So kann die Funktion der bereits konfigurierten Komponenten nochmals überprüft werden. Da die primären Auslöseströme mit dem akkubetriebenen COMPANO 100 erreicht werden können, ist das neue OMICRON Prüfgerät ein optimaler Partner für vor Ort. Des Weiteren wird kein Laptop benötigt, so dass der Techniker die Prüfung sehr einfach durchführen kann. Weitere Prüfungen wie eine Mikroohmmessung sowie Erdungs- bzw. Schritt- und Berührspannungsprüfung sind mit dem Gerät vor Ort auch möglich.



Bild 10 Schritt- und Berührspannungsprüfung mittels COMPANO und HGT1

7 Wartungsprüfung einer Ortsnetzstation

Ähnlich wie bei einer Inbetriebnahme kann bei der Wartungsprüfung vorgegangen werden. Mit einer kurzen Primärprüfung kann man die Funktionsweise der gesamten Fehlerklärungskette checken. Dieser vollständige Systemtest umfasst die komplette Fehlerklärungskette: Sensoren, Sekundärverdrahtung, Schutzrelais und den Leistungsschalter. Dabei wird optimaler Weise zur Bewertung der Hilfskontakt des Leistungsschalters gemessen.

8 Zusammenfassung

Neue Technik macht Ortsnetzstationen fit für die Herausforderungen der Energiewende. Damit diese Technik aber auch korrekt funktioniert, sind Prüfungen durchaus sinnvoll. Dabei sollte beachtet werden, dass der Aufwand maßvoll eingesetzt wird, denn eine Ortsnetzstation ist kein Umspannwerk. Es ist sinnvoll, sich eine Strategie für die Werksprüfung, die Inbetriebnahme vor Ort und die Wiederholungsprüfung zu erstellen, um die Funktionsweise der Anlagenteile zu jedem Zeitpunkt gewährleisten zu können. Dabei

macht auch die Abstufung der jeweils eingesetzten Prüfgeräte Sinn, die für verschiedene Anwendungszwecke optimiert sind.

Über die Autoren



Elektrotechniker **Rico Reißmann**, geboren 1977 in Erlabrunn. Nach der Lehre zum Energieanlageelektroniker bei der Energieversorgung Südsachsen arbeitete er als Fachmonteur im Mittelspannungsnetz. Seit 2000 ist Herr Reißmann bei der SÜC Energie und H²O GmbH beschäftigt – er begann als Fachmonteur im Stromnetz und absolvierte berufsbegleitend die Ausbildung zum Elektrotechniker - welche er 2004 mit Erfolg abschloss. Ab 2004 war er stellvertretender Bezirksmeister bis er 2007 zur Abteilung Netzschutz/Kabelmesswagen wechselte. Zusätzlich ist Herr Reißmann seit 2017 für die Netzleitstelle der SÜC verantwortlich.

rico.reissmann@suec.de



Dipl.-Ing. (FH) **Florian Fink** geboren 1983 in Bergisch Gladbach. Er studierte elektrische Energietechnik an der Fachhochschule in Köln, wo er 2009 sein Diplom (Dipl.-Ing. FH) erhielt. Von 2009 bis 2012 arbeitete er bei Cegelec Deutschland als Projekt Ingenieur und von 2012 bis 2013 bei Infra-Serv Knapsack als Planungsingenieur. Seit 2013 arbeitet er bei OMICRON im Produktmanagement und kümmert sich um Lösungen für Industrie- und Verteilnetze.

florian.fink@omicronenergy.com

OMICRON ist ein weltweit tätiges Unternehmen, das innovative Prüf- und Diagnoselösungen für die elektrische Energieversorgung entwickelt und vertreibt. Der Einsatz von OMICRON-Produkten bietet höchste Zuverlässigkeit bei der Zustandsbeurteilung von primär- und sekundärtechnischen Betriebsmitteln. Umfassende Dienstleistungen in den Bereichen Beratung, Inbetriebnahme, Prüfung, Diagnose und Schulung runden das Leistungsangebot ab.

Kunden in mehr als 160 Ländern profitieren von der Fähigkeit des Unternehmens, neueste Technologien in Produkte mit überragender Qualität umzusetzen. Servicezentren auf allen Kontinenten bieten zudem ein breites Anwendungswissen und erstklassigen Kundensupport. All dies, zusammen mit einem starken Netz von Vertriebspartnern, ließ OMICRON zu einem Marktführer der elektrischen Energiewirtschaft werden.

Mehr Informationen, eine Übersicht der verfügbaren Literatur und detaillierte Kontaktinformationen unserer weltweiten Niederlassungen finden Sie auf unserer Website.