

Neue Anforderungen an die Netzleittechnik

Die Dynamik der Energiewende und die gesetzlichen bzw. gesellschaftlichen Anforderungen führen auch zu neuen Anforderungen in der Architektur von Netzleitsystemen sowie an die Vorgehensweise zur Realisierung neuer Funktionen. Vor allem die stark steigende Anzahl an aktiven zu managenden Netzelementen (Einspeiser, Batterien, etc.) und die Ausgestaltung von neuen Marktrollen führen von einem stochastischen Lastprozess in der Verteilnetzebene zu einem hoch dynamischen Lastfluss und sogar zur Beeinflussung von Systemzuständen.

Gleichzeitig wird das Netz von immer mehr Marktteilnehmern beeinflusst, welche u. a. zeitvariable Netzprodukte (z. B. Demand Side Management) anbieten. Dieses beeinflusst dann zusätzlich noch die bisherige Stochastik der Last.

Auf der Einspeiseseite sind auch Produkte wie virtuelle Kraftwerke für Regelleistungen oder Bilanzbereinigungen zu nennen. Diese Effekte sind bei Schaltungen für notwendige Instandhaltungsarbeiten im Netz und deren Einfluss auf die Systemstabilität zu berücksichtigen. Grundlage für die Systemzustandsbeurteilung bildet ein leistungsstarkes Datenübertragungsnetz, welches die Marktteilnehmer

sowie die Netzbetreiber stärker vernetzt, aber auch erhöhte Anforderungen an die IT-Sicherheit stellt. Dies bedeutet die Einrichtung eines Information-Security-Management-Systems (ISMS) gemäß ISO 27001.

Grundsätzlich werden in einem Netzleitsystem Ereignisse protokolliert sowie Meldungen und Messwerte verarbeitet. Zusätzlich werden Schaltbefehle aus der Ferne durchgeführt. Vor allem in der Meldungsverarbeitung wird ein Umdenken erfolgen müssen. Mit der Ausweitung der Netzbeobachtung bis ggf. zukünftig ins Niederspannungsnetz mit einzelnen Sensoren (Smart Meter oder andere Messwerterfassungen) wird eine Verarbeitung in einem Leitsystem nicht mehr zielführend sein. Hier wird eine Filterung und eine Vorselektierung inklusive Speicherung sowie Bildung von System-/Zustandskenngrößen in Untereinheiten stattfinden müssen. Dies ist notwendig, um die Datenflut und die System-sicherheit im Sinne des ISMS zu gewährleisten. Dem Netzfürher wird dann der Zustand des Netzes angezeigt, woraus dieser dann die richtigen Steuer- oder Marktsignale abgeben kann. Trotzdem muss auch eine Abfrage bis zur Einzelmeldung möglich sein. Erste Ansätze wurden im Leitsystem Nord der Westnetz vollzogen, indem der Netzfürher gleichartige Meldungen als Sammelmeldungen und standardisierte Meldetexte erhält. Das Zurückgreifen auf den Originalmeldetext ist zudem möglich. Zudem kann der Netzfürher ggf. auf ein Meldelexikon zurückgreifen, wo der Meldetext beschrieben und erläutert wird. Beispielsweise kann ein sammelschiennaher Fehler im Mittelspannungsnetz bewirken, dass alle Felder in einer Station, z. B. 20 Abgangsfelder gleichzeitig, eine Störung des Eigenbedarfes meldet. Diese Meldung wird im Leitsystem zu einer Sammelmeldung zusammengefasst, so dass der Meldemonitor nicht mit 20 gleichartigen Meldungen gefüllt ist. Im Bedarfsfall kann der Netzfürher diese Sammelmeldung aber auch extrahieren.

Ein wesentlicher Punkt zur Er-

höhung der Netz-sicherheit ist die Beobachtbarkeit des Verteilnetzes, welches durch die Neukonzeption der Schnittstelle zum Übertragungsnetzbetreiber erweitert wurde

- Online Datenübertragung (Schalterstellungen, Messwerte) vom vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber
- Austausch von DACF-, 2DACF-Daten sowie eines regelmäßigen Lastflussabgleiches mit dem Übertragungsnetz
- Regelmäßige Übermittlung von berechneten (hochgerechneten) Last- und Einspeisedaten mit der Sensitivitätsanalyse – getrennt nach Energieart – in Abhängigkeit der Topologie des 110-kV-Netzes je Netzknoten (Kuppelumspanner)

Hierdurch wird die Genauigkeit der Last- und Kurzschlussrechnung maßgeblich erhöht und zudem können Betriebsmittelausfälle des Höchstspannungsnetzes in der Netz-sicherheitsrechnung des Verteilnetzbetreibers berücksichtigt werden.

Der Grundforderung nach einer bestmöglichen Ausnutzung der Assets kann durch Einsatz von genauen Lastflussdaten Rechnung getragen werden, weil Risikozuschläge für Unwägbarkeiten oder worst-case-Betrachtungen eingeschränkt werden können. Im ersten Schritt wurde bei Westnetz die Beobachtbarkeit des 110-kV- und 30-kV-Netzes erhöht. Die Rechenbarkeit dieser Netze erlaubt, dass unabhängig von den Orten der verfügbaren Messwerten eine abschnittsweise Bestimmung der Betriebsmittelbelastung vorgenommen werden kann. Wird diese Methodik im Freileitungsbereich noch mit dynamisierten Grenzwerten (Grenzwert Funktion von Windgeschwindigkeit, Außentemperatur, ...) gekoppelt, können die untersuchten 110-kV-Freileitungen zeitweise mit bis zu 150 % ihres heutigen Grenzstroms belastet werden. Auch die Ausnutzung der Assets im Mittelspannungsnetz kann durch die Beobachtung von Spannungswerten im Mittelspannungsnetz und die hieraus abgeleitete



Dipl.-Ing. **Detlef Timmermann** (links), Projektleiter, Consulectra Unternehmensberatung GmbH, Hamburg
Thomas Aundrup, Netzfürherung Nord, Westnetz GmbH, Amsberg

optimale Sammelschienenspannung der speisenden Station erhöht werden. Durch diese Dynamisierung der Netzspannung wird ein größeres Spannungsband ausgenutzt und eine Netzverstärkung kann vermieden oder verschoben werden.

Mit der Auswertung von Einspeiseprognosen und der gemessenen Leistungsabnahme in einem Netzknoten der Mittelspannung kann für diesen Netzknoten (Netzgebiet) eine Last bestimmt werden. Unter Anwendung von Regressionsverfahren und Neuronalen Netzen wird hier eine Typisierung der Last für jeden Netzknoten angestrebt. Diese Bestimmung der Last ermöglicht zwei Rechnungen:

- 1 Die Online-Bestimmung der Last des speisenden Transformators in die Mittelspannung ermöglicht eine Berechnung der Last auf jede Ortstation im »Top-Down-Verfahren«. Durch Überlagerung dieser Last mit der Einspeiseprognose je Ortsnetzstation und den gemessenen Mittelspannungsabgangsströmen ist eine finale Lastflussberechnung im Mittelspannungsnetz möglich.
- 2 Vorausschaurechnungen für die 110-kV- und 30-kV-Netze: Einspeiseprognosen sind für 72 h je Netzknoten relativ gut prognostizierbar. Mit der Lasttypisierung kann ebenfalls eine Lastkurve für die nächsten 72 h bestimmt werden. Unter Beachtung der voraussichtlichen Topologie, d. h. inklusive der angemeldeten Schaltungsmaßnahmen, kann für das Betrachtungsintervall eine Vorausschaurechnung für den Lastfluss (15-Minuten-Intervall, d. h. 72 h × 4 = 288 Lastflüsse) erstellt werden. Auf diese Lastflussbetrachtungen werden dann die definierten Ausfallvarianten – Simulation von definierten Betriebsmittelausfällen,

z. Z. rd. 280 Varianten – angewandt. Hiermit erkennt der Netzfürer nicht nur eventuelle Netzengpässe sondern hat gleichzeitig auch die $n-1$ -Sicherheit überprüft.

Eine Gegenmaßnahme zu einem Befund in der Online-Auswertung oder der Vorausschaurechnung kann die Regelung von Einspeisern sein. Hier ist vor allem im Mittelspannungsnetz – im Westnetzge-



Schaltleitung Arnsberg: Netzfürer des 110-kV- und 30-kV-Netzes im nördlichen Gebiet der Westnetz GmbH

Foto: PSI

biet sind dieses rd. 20.000 Einspeiserdaten (30 bis 100 kW) – eine Massendatenhaltung inklusive Pflege erforderlich. Hierzu zählen die bekannten Stammdaten sowie notwendige »Fernwirk- oder IT-Adressen« der Einspeiser/Lasten. Nur mit der topologischen Auswertung von Wirkungsbeziehungen der Einspeiser/Lasten auf Netzknoten können die erforderlichen Daten zur Steuerung zusammengestellt werden. Dies bedeutet einen stark erhöhten Pflegeaufwand für die erforderlichen Daten.

Aus Sicht der Netzfürer ergeben sich somit grundlegend neue Spielregeln. In den genannten Anforderungen sind noch die zukünftigen Themen der Verarbeitung von Marktanreizen, die Blindleistungssteuerung oder sogar -regelung, der zwangsweise notwendige Online-Datenaustausch mit den nachgelagerten Verteilnetzbetreibern sowie die Betrachtung zur Robustheit und IT-Sicherheit von Leitsystemen enthalten. Nur eine gesamthafte Betrachtung aller Aspekte erlaubt

eine Sicht auf das »System Netz« bzw. erlaubt eine Systemsteuerung von Netzaspekten.

Auf der anderen Seite entwickelt sich die Netzleittechnik ebenfalls weiter. Die Idee zum Einsatz von Integrationsplattformen zur Realisierung von Schnittstellen in der Netzleittechnik ist zwar nicht neu, bekommt aber unter den heutigen Randbedingungen viel mehr Schub.

In aktuellen Ausschreibungen werden die Anbieter von Leitsystemen aufgefordert, Komponenten, wie z. B. Systeme zum Einspeisemanagement, Netzplanungssysteme oder grafische Betriebsmittelinformationssysteme, über Enterprise-Service-Bus-Systeme (ESB) anzubinden. Diese serviceorientierten Architekturen (SOA) müssen hohe Anforderungen an Performance und Verfügbarkeit erfüllen.

Für den Auftraggeber liegt die Realisierungsverantwortung daher häufig nicht mehr in einer Hand. Diese Systemstrukturen müssen natürlich den harten Anforderungen der IT-Sicherheit entsprechen.

Aktuelle Bestrebungen gehen sogar noch einen Schritt weiter und planen den Einsatz von Open Source Produkten für Teilkomponenten der Netzfürerungssysteme. Eine entsprechende Studie wurde mit sechs Netzbetreibern durchgeführt und kann unter http://osbf.eu/fileadmin/2013_Okt_KSE_Studie_gesamt_final.pdf eingesehen werden.

d.timmermann@consulectra.de

www.consulectra.de

Thomas.Aundrup@westnetz.de

www.westnetz.de