

Frühwarnsystem im europäischen Stromnetz

Übertragungsnetze Die europäische Versorgungssicherheit beginnt vor den Alpen – nämlich in München.

Von hier aus werden täglich enorme Datenmengen aus den EU-Netzen verarbeitet. Aus den Ergebnissen lassen sich Engpässe viel besser voraussagen

Stephanie Gust, München

Es ist 21 Uhr in München: Gleich werden die europäischen Übertragungsnetzbetreiber erfahren, was sie morgen erwartet. Wird es ein entspannter Tag, oder droht womöglich irgendwo ein Blackout? Trifft Letzteres zu, kann es eine lange Nacht werden. »Wir sind das Frühwarnsystem für große Teile des europäischen Stromnetzes«, sagt *Maik Neubauer*. Er ist Geschäftsführer von TSCNET Services, einem der größten Regional Security Coordinators (RSC) in Europa. Insgesamt gibt es fünf davon.

Während Baltic RSC und Nordic RSC die Netzbetreiber der baltischen und skandinavischen Länder unterstützen, übernimmt Coreso diesen Service für Frankreich, Großbritannien, Nordirland, Italien, Spanien und Portugal. Für die südosteuropäischen Länder ist dagegen SCC zuständig.

In das Aufgabengebiet von TSCNET fällt mehrheitlich Zentral- und Osteuropa (siehe Kasten). Die Geschichte des Unternehmens beginnt 2008, als sich das dritte EU-Energiebinnenmarktpaket abzeichnet. Darin fordert die EU-Kommission eine bessere Zusammenarbeit aller europäischen Übertragungsnetzbetreiber. Die Erinnerungen an den großen Blackout 2006 waren da noch frisch. Seinerzeit hatte Eon (heute Tennet) zwei Hochspannungsleitungen für ein auf der Ems ausschiffendes Kreuzfahrtschiff abgeschaltet. Anschließend gingen nicht nur in vielen Teilen Deutschlands die Lichter aus, sondern auch in Frankreich, Belgien, Niederlanden, Italien und Spanien. Im anschließenden Untersuchungsbericht wurde eine mangelhafte Absprache im Vorfeld mit den anderen Übertragungsnetzbetreibern festgestellt. Und auch während des Schwarzfalls wussten die

TSCNET SERVICES

Der größte von fünf Regional Security Coordinators (RSC) ist quasi ein Netzsicherheits-Dienstleister für 14 europäische Übertragungsnetzbetreiber. Zu seinen Gesellschaftern gehören neben den vier Deutschen ÜNB 50Hertz, Tennet, Amprion, Transnet BW auch APG (Österreich), CEPS (Tschechien), ELES (Slowenien), Energinet (Dänemark), HOPS (Kroatien), Mavir (Ungarn), PSE (Polen), SwissGrid (Schweiz) und SEPS (Slowakei) sowie Tennet Niederlande. Zu den wesentlichen Aufgaben von TSCNET zählt die koordinierte Netzsicherheitsanalyse, Kapazitätsberechnungen, Unterstützung bei kritischen Netzsituationen sowie die Zusammenführung aller relevanten Netzdaten. Mehr unter www.tscnet.eu.



Foto: © Romolo Tavani/AdobeStock

Allzeit im Einsatz: TSCNET ist für die Übertragungsnetzbetreiber in Zentral- und Osteuropa zuständig. Bald sollen weitere Aufgaben folgen.

Netzbetreiber der angrenzenden Länder teilweise nicht, welche Maßnahmen ihre Nachbarn bereits ergriffen hatten. Bis das Stromnetz wieder stabil war, verging wertvolle Zeit.

Um das zu unterbinden, schufen die Übertragungsnetzbetreiber die RSC: Dort laufen alle Daten der nationalen Netzsituationen primär von Übertragungs- und Hochspannungsebene zusammen.

Big-Data-Company | Jetzt um 21 Uhr – wie jeden Tag – schalten sich die 14 Kunden von TSCNET, darunter auch die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, in die Videokonferenz ein und besprechen mögliche kritische Situationen im europäischen Übertragungsnetz für den morgigen Tag. Wo gibt es Engpässe? Wer ist in diesem Fall unmittelbar betroffen, welcher Netzbetreiber kann zusätzliche Kapazitäten für seine Nachbarn bereitstellen? »Solche Meetings können fünf Minuten dauern oder bis zwei Uhr nachts«, schildert *Alexander Küster*, Head of Services Operations bei TSCNET.

Stehen schwierige Netzsituationen an, werden Lösungsvorschläge erbracht, durchgespielt und neu ausgewertet. Im Bedarfsfall müssen auch die anderen europäischen RSC einbezogen werden – so lange, bis eine stabile Netzsituation in Europa für den Folgetag gewährleistet werden kann.

»Wir geben lediglich Empfehlungen, was getan werden kann«, betont Neubauer. »Die Netze steuern wir nicht.« Das sei und bleibe Aufgabe der nationalen Übertragungsnetzbetreiber. Um fundierte Ratschläge zu erteilen, braucht TSCNET Daten – viele Daten. Man sei so etwas wie eine Big-Data-Company im europäischen Stromnetzverbund.

Die gewaltige Informationsflut wird über die eigene IT-Plattform gebündelt und ausgewertet. Daraus ergeben sich Indikatoren zu möglichen Engpässen und Gefahrensituationen, die etwa durch Wettereinflüsse, technische Störungen sowie Wartungsarbeiten entstehen. Eine der größten Herausforderungen sei der rasante Zubau erneuerbarer Energien, der vor allem in Deutschland stattfindet, sagt Neubauer. Weil Netzkapazitäten fehlen und damit einhergehend Redispatchmaßnahmen steigen, erhöhen sich dort die Netzentgelte ebenfalls immer stärker.

Jedes EU-Land hat seine Eigenheiten: In Polen ist die Situation mit vielen Braunkohlekraftwerken eine andere als in Frankreich, wo man überwiegend auf Atomkraft setzt. Mit der Digitalisierung der Netze ergeben sich allerdings viele neue Möglichkeiten zur Optimierung.

Gewappnet gegen Ausfälle | »Die Digitalisierung ist Kern unseres Geschäftsmodells«,

sagt der TSCNET-Chef. »Ohne leistungsfähige IT- und Datenanalysesysteme wären wir ‚blind‘ und könnten unsere Netzbetreiber nicht adäquat unterstützen.« Informations- und Ausfallsicherheit sind daher wesentliche Eckpfeiler im täglichen Geschäftsbetrieb. »Mittlerweile wären längere Ausfälle unserer Systeme und Dienstleistungen für die europäischen Netzbetreiber kritisch, da die gesamteuropäische Netzsicherheitsanalyse mittlerweile stark auf die RSCs abgestimmt ist«, verdeutlicht er die Konsequenzen. Die Arbeit trägt Früchte: Im täglichen Optimierungsablauf liefert TSCNET bereits einen hohen Mehrwert. Falle das Münchner Büro trotz aller Sicherheitsmaßnahmen aus, steht im nahen Umkreis ein Backupbüro für die Serviceexperten zur Verfügung.

Blick in die Zukunft | In der künftigen Arbeit der RSCs wird künstliche Intelligenz eine wichtige Rolle spielen, ist sich Neubauer sicher. In Europa laufen erste Pilotprojekte, in denen Wetterdaten analysiert, Prognosen von Stromflüssen in kritischen Netzsituationen und Redispatchmaßnahmen erprobt werden.

Die Datendichte wird ihm zufolge deutlich zunehmen, was auch an dem vierten EU-Binnenmarkt »Clean Energy Package« liegt, dessen Verabschiedung Ende 2018 erwartet wird. Die RSC sollen im Rahmen dieses neuen Gesetzes weitere kritische Aufgaben übertragen bekom-

men. Das Team von TSCNET, derzeit bestehend aus 15 Nationalitäten, wird daher in den nächsten Jahren weiter wachsen.

Gleichzeitig soll sich die Dichtedichte der Netzdaten erhöhen. Dazu wird das gesamteuropäische Common Grid Model für den Datenaustausch der Übertragungsnetzbetreiber eingeführt. Die Plattform sorgt dafür, dass neue Standards zu Datenformaten eingehalten werden und sich so deren Qualität verbessert. Bislang kam es immer wieder zu Fehlern, die zu Ungenauigkeiten in den Prognosen führen.

»Längere Ausfälle unserer Systeme wären für die Netzbetreiber kritisch.«



Maik Neubauer
Geschäftsführer TSCNET

Der Strommarkt verändere sich deutlich, sagt Neubauer, der ehemals als Chief Operating Officer bei der Energiebörse EEX in Leipzig tätig war: »Der Intradayhandel nimmt rapide zu, während der Day-ahead-Markt eher zurückgeht. Algotrading und der Einsatz von Blockchain wird den Energiehandel, aber auch die Retailenergiemärkte massiv verändern«, so seine Prognose.

Bei allen Veränderungen gebe es auch eine Konstante: »Die hohe Komplexität des europäischen Energiemarktes bleibt«, so sein Fazit. Die EU-Kommission, die gern eine übergreifende Instanz zur Steuerung der europäischen Netze hätte, unterschätze die Risiken und die Aufwände, um so ein Modell zu etablieren. »Eine zentrale Steuerung wäre sehr kompliziert«, bekräftigt der TSCNET-Chef.

Ableich mit der Realität | Inzwischen ist es 22 Uhr. Der Austausch mit den Übertragungsnetzbetreibern verlief effizient. Die erstellte Prognose samt Maßnahmen-Katalog für den nächsten Tag wird von den Netzbetreibern intern an die Intra-Day- und Real-Time-Netzsteuerung weitergegeben. Nun gilt es abzuwarten, ob sich die Berechnungen erfüllen. Bei großen Abweichungen muss die Situation neu bewertet und gegebenenfalls andere Maßnahmen mit den Netzbetreibern ausgearbeitet werden.

Morgen, pünktlich um 21 Uhr, findet das nächste Meeting statt – dann kann die Situation schon wieder eine ganz andere sein.