

Kein Kohleausstieg durch die Hintertür

Die Bundesregierung hat einen Entwurf zur Neufassung der 13. sowie zur Änderung der 17. Bundes-Immissionsschutzverordnung (BImSchV) vorgelegt, durch die europäische Vorgaben aus den BVT-Schlussfolgerungen für rund 580 Großfeuerungsanlagen in Deutschland umgesetzt werden sollen. Sowohl die Erarbeitung der BVT-Schlussfolgerungen auf europäischer Ebene wie auch die Umsetzung in nationales Recht waren von kontroversen fachlichen und politischen Diskussionen begleitet. Vor allem die neuen Grenzwerte für den Ausstoß von Quecksilber und Stickoxiden aus Braunkohlekraftwerken waren und sind umstritten. Im Interview mit der „et“ erläutert Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather die Genese und die technische Umsetzbarkeit der neuen Vorgaben.

„et“: Die von der Bundesregierung eingesetzte Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung hatte sich in ihren abschließenden Empfehlungen gegen eine zu strenge Auslegung der neuen fachlichen Standards ausgesprochen und sogar einen „Kohleausstieg durch die Hintertür“ befürchtet. Waren diese Erwartungen begründet?

Kather: Der vorliegende Entwurf zur 13. und 17. BImSchV erfüllt die im BREF-LCP gesetzten Anforderungen und bedeutet ambitionierte, aber technisch noch erreichbare und wirtschaftlich verhältnismäßige Grenzwertverschärfungen für Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung über 300 Megawatt. Bezüglich der Emissionsgrenzwerte für mit Kohle befeuerte Neuanlagen werden insbesondere bei Quecksilber sehr ambitionierte Vorgaben gesetzt, die am unteren Rand der von der EU im BREF-LCP vorgegebenen Spanne liegen. Bei Bestands- und Altanlagen wird es bei vielen Anlagen zu erheblichen Nachrüstungen kommen, um die neuen Grenzwerte einhalten zu können. Vor dem Hintergrund des inzwischen gesetzlich geregelten Kohleausstiegs stellen die neuen Grenzwerte ambitionierte, aber mit Blick auf die Restlaufzeiten der Bestandsanlagen gerade noch leistbare Anforderungen dar und führen so zu keinem „Kohleausstieg durch die Hintertür“.

Anders wäre dies, wenn zum Beispiel die Quecksilberemissionsgrenzwerte für braunkohlebefeuerte Bestands- und Altanlagen niedriger angesetzt würden. Die dafür von einem technisch nicht kompetenten Institut seit Jahren verbreiteten geringen Investitionskosten sind trotz Korrektur immer noch um den Faktor von etwa 10 zu niedrig angesetzt und daher irreführend – eine weitere Verringerung des Quecksilber-Grenzwertes für Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung über 300 Megawatt würde zu sehr hohen Investitionskosten und daher zu einem „Kohleausstieg durch die Hintertür“ führen.



Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather, ehemals Leiter des Instituts für Energietechnik der TU Hamburg-Harburg
Bild: TUHH

„et“: Die Verabschiedung der BVT-Schlussfolgerungen war geprägt durch anhaltenden fachlichen Dissens. Wie kam es dazu?

Kather: Von Ende 2010 bis Anfang 2013 habe ich mit meinem Institut das vom Umweltbundesamt beauftragte Projekt „Innovative Techniken: Beste verfügbare Technik in ausgewählten Sektoren“ bearbeitet. Im Rahmen dieses Projekts haben wir einen Fragenkatalog erstellt, der die Basis für die neuen BREF-LCP-Anforderungen bildete. Da bei der Festlegung der Quecksilber-Emissionsgrenzwerte durch das Sevilla-Büro EIPPCB eine sachwidrige Ableitung vorgenommen wurde, habe ich

2016 eine „Expert opinion on BAT-associated emission levels for mercury emissions to air from existing lignite-fired power plants with pulverised combustion boilers in the LCP BREF review process“ verfasst, welche auch im europäischen Parlament verteilt wurde. Obgleich mir das BREF-LCP-Büro (EIPPCB) in Sevilla in allen Punkten Recht gab, wollte man an der getroffenen Festlegung der Quecksilber-Emissionsgrenzwerte für staubgefeuerte Braunkohle-Anlagen nichts mehr ändern, weil die Abstimmung im europäischen Parlament unmittelbar bevorstand.

„et“: Was waren Ihre konkreten Kritikpunkte?

„Es ist weiterhin kritikwürdig, dass die BVT-Schlussfolgerungen sowohl beim Quecksilber wie auch bei den Stickoxiden auf falschen Ableitungen beruhen. Die neuen Anforderungen an große bestehende Braunkohlekraftwerke werden gerade noch erfüllbar sein oder im Einzelfall Ausnahmeregelungen für die noch verbleibende Betriebsdauer erfordern.“

Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather, ehemals Leiter des Instituts für Energietechnik der TU Hamburg-Harburg

Kather: Der Nachweis des Ausstoßes von weniger als 1 Mikrogramm Quecksilber pro Normkubikmeter Rauchgas für staubgefeuerte Braunkohle-Anlagen wurde nie korrekt belegt. Weltweit gibt es kein Braunkohlekraftwerk mit Staubfeuerung, das mit derart niedrigen Werten betrieben wird. Insofern kann der untere Wert der Bandbreite nicht den Stand der Technik darstellen. Die BREF-LCP-Umfrage ergab für staubgefeuerte Braunkohle-Anlagen mit mehr als 300 Megawatt Leistung eher einen Wert von 9 Mikrogramm pro Normkubikmeter und nicht wie von der EU festgelegt zwischen weniger als 1 bis 7 Mikrogramm pro Normkubikmeter.

„et“: Was bedeutet das für die zukünftige Praxis?

Kather: Da müssen wir streng zwischen Neu- und Bestandsanlagen unterscheiden. Mit 1 Mikrogramm pro Kubikmeter Rauchgas wurde der Emissionsgrenzwert für große Braunkohle-Neubaukraftwerke am unteren Rand des von der EU vorgegebenen Intervalls von weniger als 1 bis 7 Mikrogramm pro Normkubikmeter und somit in der gleichen Größe wie in den USA gewählt. Dies ist ein sehr ambitionierter, technisch aber erreichbarer Wert für Neuanlagen. Die einzige Unsicherheit dabei ist der zurzeit auf Basis des bestehenden Regelwerks messtechnisch nicht mögliche Nachweis dieses sehr niedrigen Grenzwerts.

Für Bestandsanlagen wurde im vorliegenden Verordnungsentwurf für Braunkohle-Anlagen mit mehr als 300 Megawatt Leistung ein Wert von 5 Mikrogramm je Normkubikmeter Rauchgas und bei natürlich bedingt höheren Quecksilbergehalten ein Wert von 7 Mikrogramm je Normkubikmeter festgelegt. Damit liegen die Quecksilber-Emissionsgrenzwerte der nationalen Umsetzung im oberen Bereich der von der EU vorgegebenen Spanne. Sie lie-

gen damit aber in einer ähnlichen Größenordnung wie jene für große Braunkohlekraftwerke in den USA, die einen Grenzwert von etwa 5,6 Mikrogramm einhalten müssen.

„et“: Wie aussagekräftig ist der Vergleich mit den USA?

Kather: Die im Vergleich zu den US-Grenzwerten leicht höheren Quecksilber-Emissionsgrenzwerte für deutsche Kohlekraftwerke sind insofern sachgerecht, weil die US-Kraftwerke sehr häufig mit einem Schlauchfilter ausgerüstet sind. In solchen Fällen ist auf relativ einfache Weise durch eine Zugabe von Quecksilber bindenden Additiven vor dem Schlauchfilter eine hohe Reduktion zu erreichen. In Deutschland sind die entsprechenden Kohlekraftwerke dagegen mit Elektro-Filter ausgerüstet.

„et“: Welche Minderungstechnik eignet sich für deutsche Anlagen?

Kather: Die wesentlichen Maßnahmen zu einer weiteren Absenkung der Quecksilber-Emissionen in deutschen Kraftwerken basieren auf dem in den USA am häufigsten verwendeten Verfahren - der Zugabe von Quecksilber bindenden Additiven vor dem Staubabscheider. Ich habe in den Jahren 2017 bis 2019 mehrere solcher Versuchsreihen begleitet und ausgewertet. In diesen Versuchsreihen wurden, neben der Zugabe verschiedenster Additive vor dem Elektro-Filter, auch die Zugabe des Schwermetall-Fällungsmittels TMT 15 in die Rauchgasentschwefelungsanlage und die Zugabe von Natriumbromid zum Brennstoff untersucht. Dabei haben sich einige der Minderungstechniken als ungeeignet erwiesen und andere aufgrund der unterschiedlichen Anlagentechnik zu stark abweichenden Ergebnissen geführt. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass solche Minderungsmaßnahmen speziell auf die eingesetzte Braunkohle und die vorhandene Anlagentechnik zugeschnitten

werden müssen, damit die in der vorliegenden Verordnung festgelegten Emissionsgrenzwerte noch eingehalten werden können.

„et“: Könnte man die von Ihnen erwähnten Schlauchfilter in Deutschland verwenden?

Kather: Eine weitere Absenkung der Quecksilber-Emissionen durch Austausch der Elektro-Filter gegen Schlauchfilter hätte erhebliche Umbaumaßnahmen mit langen Stillständen der Anlagen zur Folge. Derartige Maßnahmen machen technisch-ökonomisch bei Bestandsanlagen im Hinblick auf die neuen gesetzlichen Restlaufzeiten keinen Sinn. Sie wären vielmehr unverhältnismäßig und würden zur vorzeitigen Abschaltung der Anlagen führen. Eine weitere Möglichkeit zur Abscheidung von Quecksilber ist das GORE Mercury Control System (GMCS). Dieses Verfahren befindet sich noch im Bewährungsstadium und hat noch nicht unter Beweis gestellt, dass mit ihm unter den Bedingungen in deutschen Kraftwerken ein längerfristiger Erfolg gesichert ist. Es ist auch kein positives Kosten-Nutzenverhältnis absehbar.

Bei allen Maßnahmen ist im Übrigen zu berücksichtigen, dass die deutschen Kohlekraftwerke in den vergangenen Jahren mit einem relativ geringen Anteil von etwa 0,07 Prozent zu den weltweiten Quecksilberemissionen in Höhe von 7.500 Tonnen beitrugen. Dieser Anteil wird infolge der neuen Grenzwerte und des Kohleausstiegs ab dem Jahr 2030 auf etwa 0,03 Prozent mehr als halbiert und bis spätestens 2038 auf null sinken.

„et“: Wie bewerten Sie die neuen Vorgaben zum Stickoxidausstoß aus großen Braunkohleanlagen?

Kather: Die in den Verordnungs-Entwürfen der Bundesregierung festgelegten NO_x-Emissionsgrenzwerte liegen allesamt innerhalb

der von der EU vorgegebenen Emissionsbandbreite. Kritisch sehe ich hier die Einhaltung des von der EU geforderten und auch in der vorliegenden Verordnung übernommenen Grenzwerts von 175 Milligramm NO_x pro Normkubikmeter Rauchgas als Jahresmittelwert für staubgefeuerte Braunkohle-Anlagen mit mehr als 300 Megawatt Leistung. Dieses obere Ende der Emissionsbandbreite hätte auf Basis der im BREF-LCP-Prozess gemeldeten NO_x-Emissionswerte der Referenzanlagen richtigerweise mit einem Wert von 190 Milligramm pro Normkubikmeter festgelegt werden müssen.

„et“: *Gibt es keine technischen Lösungsmöglichkeiten?*

Kather: Alle im Rahmen des BREF-LCP-Prozesses gemeldeten Braunkohlekessel mit Staubfeuerung verfügten ausschließlich über feuerungsseitige Primärmaßnahmen zur Stickoxid-Minderung und über keine Sekundärmaßnahmen wie die SCR (Selektive katalytische Reduktion) oder SNCR (Selektive nichtkatalytische Reduktion). Der BREF-LCP-Beschluss erkennt daher die ausschließliche Anwendung von Primärmaßnahmen zur NO_x-Emissions-

minderung ausdrücklich als Beste Verfügbare Technik (BVT) für Braunkohlekessel mit Staubfeuerung über 300 Megawatt Leistung an. Für diese Anlagenart wäre mit den als BVT anerkannten Primärmaßnahmen ein NO_x-Emissionsgrenzwert von 190 Milligramm pro Normkubikmeter sachgerecht. In einigen Fällen werden die festgesetzten 175 Milligramm pro Normkubikmeter aus technischen Gründen unverhältnismäßig sein, sodass Ausnahmen auf Einzelfallebene gerechtfertigt sind, was in der Begründung der neuen 13. BImSchV auch anerkannt wird.

Die SCR ist unter Berücksichtigung des Umweltnutzens unverhältnismäßig. Die Kosten für eine SCR-Nachrüstung vor oder nach der Entstaubung in braunkohlestaubgefeuerten Kraftwerken würden die eingesparten Umweltkosten um mehr als das 2,7-fache übersteigen.

Vor einem großtechnischen Einsatz von SNCR in großen deutschen Braunkohlendampferzeugern wäre noch eine Vielzahl offener Fragen zu lösen. So kann weder eine hinreichend gleichmäßige Verteilung des eingesetzten Reduktionsmittels im Dampferzeuger

sichergestellt, noch die Einhaltung des notwendigen Temperaturfensters gewährleistet werden. Bauartbedingt besteht bei Eindüsung von Harnstoff als Reduktionsmittel in großen Brennkammerquerschnitten zudem ein hohes Korrosionsrisiko, das bei der geforderten hohen Verfügbarkeit infolge der volatilen Einspeisung erneuerbarer Energien nicht beherrschbar wäre.

„et“: *Was ist Ihr Fazit?*

Kather: Es ist weiterhin kritikwürdig, dass die BVT-Schlussfolgerungen sowohl beim Quecksilber wie auch bei den Stickoxiden auf falschen Ableitungen beruhen. Die neuen Anforderungen an große bestehende Braunkohlekraftwerke werden gerade noch erfüllbar sein oder im Einzelfall Ausnahmeregelungen für die noch verbleibende Betriebsdauer erfordern.

„et“: *Herr Prof. Kather, vielen Dank für das Interview.*

Das Interview führte Wieland Kramer, Journalist, Wuppertal, im Auftrag der „et“

NEWS | MAGAZINE | JOBS | MARKTPARTNER | TERMINE



www.energie.de

Das Portal der Energiewirtschaft

Aktuell und spartenübergreifend

energie.de

Versorgungssicherheit: Übertragungsnetzbetreiber verhindern Blackout – Neubau netzrelevanter Kraftwerke

Am Jahresbeginn 2021 stand Europa kurzfristig am Rande eines Zusammenbruchs seiner Stromnetze. Durch das 2006 eingeführte European Awareness System (EAS) konnte ein flächenhafter Blackout verhindert werden. Zukünftig sollen netzrelevante Kraftwerke zur Sicherstellung einer zuverlässigen Energieversorgung beitragen.

Am 08.01.2021 registrierte der für die Synchronisierung der Stromnetze verantwortliche Netzbetreiber Amprion einen Frequenzabfall deutlich unter die vorgeschriebenen 50 Hertz. Als Reaktion auf diese gefährliche Abweichung kam es zu einer Trennung der Netzregion Süd-Ost-Europa vom europäischen Verbundnetz zwischen etwa 14.00 und 15.00 Uhr mitteleuropäischer Zeit.

Auslöser und Folgen

Auslöser war nach derzeitigem Kenntnisstand [1] die automatische Abschaltung eines 400-kV-Sammelschienenkupplers in der kroatischen Umspannanlage Ernestinovo um 14:04 Uhr mitteleuropäischer Zeit. Diese Abschaltung führte dazu, dass zwei Sammelschienen in der Umspannanlage entkuppelt und somit die Stromflüsse aus südöstlicher in nordwestliche Richtung unterbrochen wurden. Betroffen waren zwei Leitungen von Ernestinovo in Richtung Nordwesten sowie zwei Leitungen von Ernestinovo in Richtung Südosten. Dies betraf in nordwestlicher Richtung die Leitungen nach Zerjavinec (Kroatien) und nach Pecs (Ungarn). In südöstlicher Richtung waren die Leitungen nach Ugljevik (Bosnien-Herzegowina) und nach Sremska Mitrovica (Serbien) betroffen.

Durch die Unterbrechung der Stromflüsse in der Umspannanlage Ernestinovo verlagerte sich der Stromtransport auf umliegende Leitungen. Infolge eintretender Überlastungen kam es zu einer Abschaltung der Leitung Subotica – Novi Sad (Serbien) durch den Überstromschutz. In der Folge lösten im Umkreis mehrere Leitungen aufgrund des Distanzschutzes aus. Die Abschaltungen führten zur Aufteilung des europäischen Netzgebietes um 14:05 Uhr.

Durch diese Systemauftrennung (Abb. 1) fehlten im nordwestlichen Teil des Netzes

6,3 GW Erzeugungsleistung, während im südöstlichen Teil ein Überschuss von 6,3 GW entstand. Dies führte dazu, dass die Frequenz im nordwestlichen Netzteil abfiel, während sie im südöstlichen Teil sprunghaft anstieg: Um 14:05 Uhr fiel die Frequenz im nordwestlichen Netzteil zunächst auf 49,74 Hertz. Nach rund 15 Sekunden stabilisierte sich die Frequenz bei 49,84 Hertz – also innerhalb des zulässigen Bandes für Frequenzabweichungen ($\pm 0,2$ Hertz). Gleichzeitig sprang die Frequenz im südöstlichen Netzteil auf 50,6 Hertz, bevor sie sich bei einem Wert zwischen 50,2 und 50,3 Hertz stabilisierte (Abb. 2).

Aufgrund der Unterfrequenz gingen im nordwestlichen Teilnetz vertraglich gesicherte Kapazitäten mit einer Leistung von 1,7 GW in Frankreich und Italien vom Netz. Die Betreiber dieser Anlagen der energieintensiven Industrie hatten im Vorfeld mit den zuständigen Übertragungsnetzbetreibern Verträge darüber abgeschlossen, dass ihre Anlagen bei einer bestimmten Unterfrequenz automatisch abschalten, um das Netz

zu stützen. Zusätzlich wurden 420 MW Leistung aus dem skandinavischen (Nordic) und 60 MW aus dem britischen Synchrongebiet automatisiert eingespeist. Diese Maßnahmen sorgten dafür, dass die Frequenz um 14:09 Uhr nur noch rund 0,1 Hertz unter der normalen Frequenz von 50 Hertz lag und sukzessive weiter zurückgeführt wurde.

Gegenmaßnahmen

Aufgrund der erhöhten Frequenz wurden im südöstlichen Teil des Netzes automatische und manuelle Gegenmaßnahmen aktiviert, um den Leistungsüberschuss zu reduzieren. Unter anderem reduzierten Erzeugungsanlagen ihre Einspeisung – so ging ein Kraftwerk mit einer Leistung von 975 MW in der Türkei um 14:04:57 Uhr automatisch vom Netz. Folglich lag um 14:29 Uhr in diesem Teilnetz die Frequenz nur noch bei 50,2 Hertz und bewegte sich bis zur Resynchronisierung um 15:07 Uhr mit dem nordwestlichen Netzteil im Bereich zwischen 50,2 und 49,9 Hertz. Die anhaltenden Frequenzschwankungen zwischen 14:30 und 15:06 Uhr wurden verur-

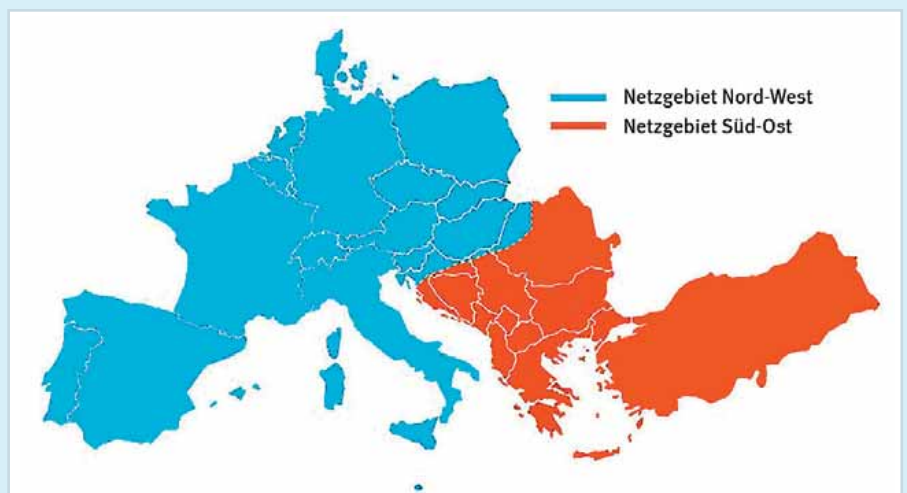


Abb. 1 Systemauftrennung im europäischen Stromnetz am 08.01.2021

Quelle: ENTSO-E

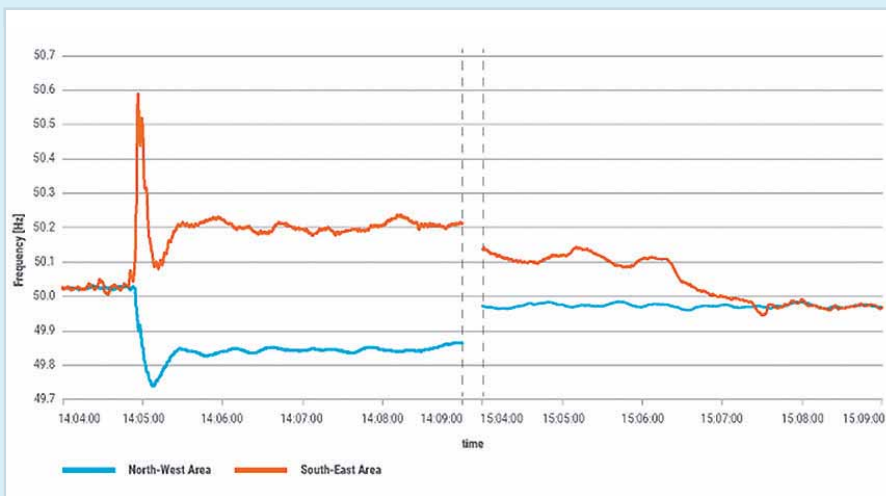


Abb. 2 Frequenzentwicklung im europäischen Verbundnetz am 08.01.2021 nach der Störung und kurz vor der Resynchronisierung
Quelle: ENTSO-E

sacht, weil das abgetrennte südöstliche Teilnetz vergleichsweise klein war und einige Erzeugungsanlagen aufgrund der Überfrequenz nicht mehr am Netz waren (Abb. 3).

Die automatisierten Reaktionen und koordinierten Maßnahmen der kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzbetreiber sorgten dafür, dass der Normalbetrieb im Netz wiederhergestellt werden konnte. Um 14:47 Uhr und 14:48 Uhr konnten die Industrieanlagen in Italien und Frankreich wieder ans Netz gehen. Um 15:07 Uhr synchronisierten die Netzbetreiber die beiden Teilnetze wieder.

Von der Netzabtrennung waren die Länder Griechenland, Nord-Mazedonien, Bulgarien,

Serbien, Rumänien, Bosnien und Herzegowina sowie die Türkei und Kroatien betroffen. Im südöstlichen Netzteil erfolgte eine auf Teile Rumäniens beschränkte Abkopplung von Endverbrauchern mit einer Gesamtleistung von 225 MW. In Deutschland hatte die Maßnahme keine Auswirkungen. Hier lag der Stromverbrauch zum Zeitpunkt des Eintretens der Störung mit rund 62.000 MWh allerdings um knapp 2.000 MWh höher als die inländische Erzeugung, so dass Stromimporte aus den Nachbarländern notwendig waren. Über eine Inanspruchnahme von vertraglich vereinbarten Lastabwürfen bei industriellen Großverbrauchern in Deutschland wurde nichts bekannt. Da zu diesem Zeitpunkt nur 4,2 GW Windleistung und

0,5 GW Photovoltaikleistung in Deutschland verfügbar waren, wurde die Versorgungssicherheit durch regelbare konventionelle Kraftwerke (Kohle, Erdgas, Kernenergie) sichergestellt. Der Spotmarktpreis für Strom lag bei 95 €/MWh [2].

Die Übertragungsnetzbetreiber Amprion (Deutschland) und Swissgrid (Schweiz) sind verantwortlich für die Beobachtung und das Krisenmanagement bei Frequenzstörungen. Als „Frequenzkoordinatoren“ (Synchronous Area Monitor, SAM) für Europa informieren sie im Falle einer deutlichen Frequenzabweichung alle europäischen Übertragungsnetzbetreiber über das Warnsystem EAS und leiten die entsprechenden Prozesse ein. Sie koordinieren die Gegenmaßnahmen und stellen sicher, dass das System schnellstmöglich stabilisiert wird. Teil dieser Maßnahmen war am 08.01.2021 eine Telefonkonferenz zwischen den größten europäischen Netzbetreibern Amprion, Swissgrid, RTE (Frankreich), Terna (Italien) und REE (Spanien) um 14:09 Uhr. In dieser Konferenz erörterten die Teilnehmer den Zustand des Netzes und Maßnahmen, die bereits eingeleitet waren.

Durch die hohe Widerstandskraft des Verbundnetzes und die schnelle Reaktion der Netzbetreiber waren die Versorgungssicherheit und die Systemstabilität nach Aussage der Übertragungsnetzbetreiber nicht in Gefahr [3]. Einen wichtigen Beitrag zur Stabilisierung des Systems leisteten die Industrieanlagen in Italien und Frankreich, die entsprechend ihrer vertraglichen Verpflichtungen vom Netz gingen.

Genügend Momentanreserve- und Primärregelleistung im europäischen Stromnetz?

Der aktuelle Störfall wirft auch die Frage nach ausreichender Momentanreserve- und Primärregelleistung im europäischen Stromnetz auf. Durch die rotierenden Massen von Generatoren und Dampfturbinen besitzt das System eine gewisse Trägheit. Kurzfristig erzeugt dies – ohne gezielte Eingriffe – eine gewisse Stabilisierung der Frequenz. Primärregelung (auch Sekundenreserve genannt) muss spätestens eingreifen, wenn eine Frequenzabweichung von mindestens 0,02 Hertz auftritt.

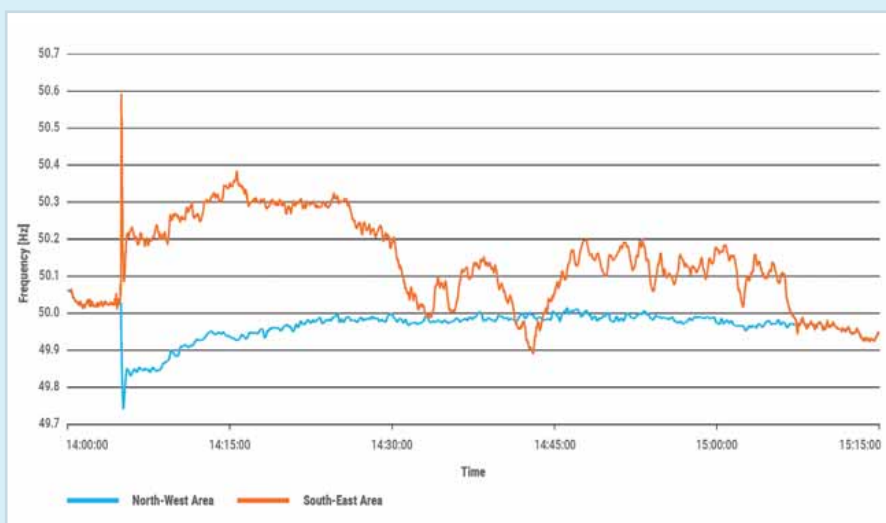


Abb. 3 Frequenz in Kontinentaleuropa während der Ereignisse des 08.01.2021

Quelle: ENTSO-E

Die Primärregelung erfordert keine überregionale Koordination, da in jedem Kraftwerk die Netzfrequenz gemessen und entsprechend darauf reagiert werden kann. Dies erfolgt bislang größtenteils in Großkraftwerken, teilweise auch in kleineren Wasserkraftwerken. Insgesamt werden im kontinentaleuropäischen Stromnetz mehrere Tausend Megawatt Regelleistung bereitgehalten. Technisch erfolgt die Primärregelung in einem Kraftwerk mit Dampfturbinen indem den Turbinen zeitweilig mehr oder weniger Dampf zugeführt wird. Hierfür kann der Dampferzeuger als Reservoir dienen, da eine Anpassung der Feuerungsleistung meist zu träge wäre. Bei einer laufenden Gasturbine wirkt sich eine Änderung der Brennstoffzufuhr innerhalb weniger Sekunden auf die produzierte Leistung aus, so dass auf diesem Wege geregelt werden kann.

Neubau von netzrelevanten Kraftwerken

Insbesondere die für die Momentanreserve sorgenden Trägheitseffekte großer Massen werden durch die Abschaltung großer Kraftwerksblöcke im Zuge des Ausstiegs aus der Kernenergie sowie der Kohle tendenziell knapper. Einen gewissen Ausgleich könnten der Bau und die Inbetriebnahme neuer Gasturbinenkraftwerke in Deutschland bringen. Zur Sicherstellung einer zuverlässigen Energieversorgung in Süddeutschland haben die Übertragungsnetzbetreiber in Südhessen, Bayern und Baden-Württemberg sog. Netzstabilitätsanlagen mit einer Leistung von je 300 MW ausgeschrieben, die im Jahr 2022 in Betrieb gehen sollen. Die Anlagen sollen vornehmlich die Netzstabilität im Süden bei fluktuierender Netzeinspeisung aus Wind- und PV-Anlagen sichern.

Es handelt sich um Gasturbinen-Anlagen, die auf schnelle Erreichung des Volllastbetriebs ausgelegt sind und bis zu 1.500 Vollbenutzungsstunden im Jahr aufweisen. Am 13.11.2020 erhielt RWE vom Übertragungsnetzbetreiber Amprion im Rahmen der Ausschreibung „besonderer netztechnischer Betriebsmittel“ den Zuschlag für den Bau und den Betrieb einer solchen Anlage am Standort Biblis in Nordrhein-Westfalen. Die Anlage wird eine gesicherte elektrische Leistung von 300 MW bereitstellen und soll bis Oktober

2022 den Betrieb aufnehmen. Weitere Anlagen errichten die LEAG im bayerischen Leipheim [4] sowie Uniper am Standort Irsching.

Warnsystem „European Awareness System“ (EAS)

Das synchron mit derselben Frequenz von 50 Hertz betriebene europäische Stromsystem ist eines der größten Stromsysteme der Welt – sowohl bezogen auf seine räumliche Ausdehnung als auch auf die Zahl der belieferten Verbraucher. Eine Auftrennung des Netzgebietes fand in Kontinentaleuropa zuletzt am 04.11.2006 statt. Als Reaktion darauf entstanden neue Sicherungssysteme wie das Warnsystem „European Awareness System“ (EAS) [5], das es den europäischen Übertragungsnetzbetreibern ermöglicht, sich gegenseitig über Beobachtungen und Vorfälle im Netzbetrieb zu informieren. Das EAS begrenzt die Auswirkungen von Netzstörungen und machte es am 08.01.2021 möglich, die beiden Teilnetze nach rund einer Stunde wieder zusammenzuführen.

Entsprechend Artikel 15 der EU-Regulierung 2017/1485 [6] wird bei einem Vorfall wie am 08.01.2021 eine Expertenkommission einberufen. Sie erstellt einen Bericht über die Vorkommnisse und leitet daraus – sofern notwendig – weitere Schritte ab, die dazu beitragen können, ein vergleichbares Ereignis in Zukunft zu vermeiden. Die Kommission besteht aus Fachleuten der Übertragungs-

netzbetreiber sowie Experten der nationalen Regulierungsbehörden und der europäischen Regulierungsbehörde ACER.

Fazit

Die Versorgungssicherheit der Stromversorgung ist in Deutschland und Mitteleuropa davon abhängig, ob der Wind weht und die Sonne scheint, das Stromnetz hinreichend ausgebaut und robust ist, ausreichend regelbare Kraftwerksleistung verfügbar ist, die Netzbetriebsmittel im gesamten Verbundnetz funktionieren und die Mitarbeiter der Netzbetreiber bei Problemen die richtigen Maßnahmen ergreifen.

Quellen

- [1] <https://www.entsoe.eu/news/2021/01/15/system-separation-in-the-continental-europe-synchronous-area-on-8-january-2021-update/>
- [2] <https://www.snard.de>
- [3] Vgl. Hans-Jürgen Brick, Vorsitzender der Geschäftsführung von Amprion, in der ZfK - Zeitschrift für kommunale Wirtschaft, Ausgabe 2, Februar 2021, S. 8.
- [4] <https://www.leag.de/de/news/details/leag-investiert-in-gaskraftwerk-leipheim/>
- [5] Janicek, F.; Jedinak, M.; Sulc, I.: Awareness System implemented in the European Network. In: Journal of Electrical Engineering, Vol. 65, Nr. 5, 2014, S. 320-324.
- [6] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=LT>

„et“-Redaktion

NEWS | MAGAZINE | JOBS | MARKTPARTNER | TERMINE



- > Jobbörse der Energiewirtschaft
- > Für Fach- und Führungskräfte
- > Jobs finden
- > Stellenanzeigen veröffentlichen

www.energie.de/jobs

Das Portal der
Energiewirtschaft

Aktuell und
spartenübergreifend

energie.de