

Vorbereitungspapier für den Austausch mit dem BMWE zu den

Herausforderungen für den sicheren Stromnetzbetrieb in Deutschland und Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit

Hintergrund

Am 28. April 2025 kam es gegen 12:33 Uhr auf der iberischen Halbinsel zu einer europäischen Großstörung mit flächendeckender Versorgungsunterbrechung in Portugal und Spanien. Ebenso waren Teile des französischen Baskenlandes von kurzfristigen Versorgungsunterbrechungen betroffen. Die betroffenen ÜNB starteten sofort den Netz- und Versorgungswiederaufbau. Im französischen Teil des Baskenlandes war die Versorgung nach wenigen Minuten wiederhergestellt. In Spanien und Portugal wurde über Nacht der Großteil der Versorgung wiederhergestellt und konnte in den frühen Morgenstunden des 29. April abgeschlossen werden (siehe dazu: [ENTSO-E expert panel initiates the investigation into the causes of Iberian blackout](#)).

Noch liegen keine gesicherten Erkenntnisse zur Ursache der Großstörung vor. ENTSO-E untersucht den Vorfall aktuell durch eine international besetzte Expertengruppe mit deutscher Beteiligung.

Grundsätze einer sicheren Betriebsführung des deutschen Übertragungsnetzes

Für den Betrieb aller Übertragungsnetze in Europa ist über die sogenannte System Operation Guideline durch die Verordnung (EU) 2017/1485 eine einheitliche Vorgabe zu Verfahrensweisen und einzuhaltenden Grenzen beim Betrieb eines Übertragungsnetzes festgelegt. Demnach operieren alle europäischen Übertragungsnetzbetreiber nach dieser Regeln.

Zu den wichtigsten Voraussetzungen für einen sicheren Systembetrieb gehören

- der (n-1)-sichere Betrieb des Netzes,
- die Einhaltung einer ausgeglichenen Leistungsbilanz,
- die Einhaltung von Spannungsgrenzen
- sowie die Einhaltung von Systemstabilitätskriterien.

Auch für Großstörungen existieren mit dem Network Code Emergency and Restoration durch die Verordnung (EU) 2017/2196 abgestimmte, einheitliche Verfahren, die von den ÜNB in regelmäßigen Abständen trainiert werden.

Herausforderungen für den Betrieb elektrischer Übertragungsnetze in Deutschland

Bedingt durch seine Mittellage ist Deutschland, anders als es auf der iberischen Halbinsel der Fall ist, eng mit einer Vielzahl an elektrischen Nachbarn verbunden. Gleichwohl nehmen auch hier die Herausforderungen im Systembetrieb zu. Gründe sind vor allem:

- zunehmende Volatilität bei Stromerzeugung und -verbrauch, in Verbindung mit Verzögerungen beim Netzausbau,
- Rückgang des Anteils an steuerbarer, konventioneller Erzeugung
- weitere Zunahme des europäischen Stromhandels (u.a. steigende minRAM-Anforderungen).

Im Ergebnis nimmt die Transportaufgabe stetig zu und technische Grenzen im Netzbetrieb werden, anders als noch vor 10-15 Jahren, häufiger erreicht. Beispielsweise gehören Situationen mit einer Einspeisung von bis zu 100 GW Erneuerbaren Energien bei 35-80 GW Last im deutschen Stromversorgungssystem heutzutage genauso zum Alltag in der Systemführung, wie auch der tägliche Eingriff der ÜNB in das System, um einen sicheren Stromtransport und die Einhaltung des Systemgleichgewichts zu gewährleisten. Dies zeigt sich insbesondere in den bereits sehr hohen Leistungstransitien und den damit verbundenen steigenden Redispatch-Mengen, sowie der zunehmenden, zeitlichen Verlagerung von Netz- und Systemsicherheitsrisiken in den Realtime-Zeitbereich.

Mit Blick auf den weiteren Ausbau der Erneuerbaren auf bis zu 300 GW im Jahr 2030 werden sich die beschriebenen Herausforderungen signifikant verschärfen. Da wachsende Prognosefehler marktseitig systematisch zu kürzeren Vorlaufzeiten für Stromhandelsgeschäfte führen werden, verkürzen sich die Reaktionszeiten für Gegenmaßnahmen (z. B. Redispatch) in der Systemführung immer weiter. Neben der Weiterentwicklung der Prognosewerkzeuge und -prozesse wird es daher notwendig sein, zügig ein systemdienliches Marktdesign zu entwickeln und zu implementieren. Ein ausreichendes Maß an gesicherter KW-Leistung und tatsächliche Steuerbarkeit von EE-Anlagen sind für einen sicheren Systembetrieb zwingend erforderlich.

In einem immer stärker von EE-Erzeugung dominierten System stellt auch der Netz- und Versorgungswiederaufbau bzw. der Lastfolgebetrieb eine immer größere Herausforderung dar. Insbesondere hängt die Frage, wie schnell und in welchem Umfang Netzwiederaufbau und Wiederversorgung zukünftig nach einem eventuellen Blackout erfolgen können, maßgeblich von der Beherrschbarkeit der Volatilität von Erneuerbaren Energien und der Verfügbarkeit gesicherter, steuerbarer Leistung ab.

Initiativen und Handlungsbedarfe

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber arbeiten in enger Kooperation mit den zuständigen Bundesministerien und Behörden daran, die Voraussetzungen für einen sicheren Systembetrieb weiterzuentwickeln. Maßnahmen zur Wahrung der Systemstabilität der elektrischen Energieversorgung werden aktuell in verschiedenen Initiativen behandelt, u.a. der „BMWK-Roadmap Systemstabilität“, der „Kraftwerksstrategie“, dem „Systemstabilitätsbericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“ sowie der „Bedarfsanalyse“.

In diesem Zusammenhang sind die nachfolgenden Maßnahmen von ausgesprochen hoher Priorität:

Laufende Maßnahmen:

- Schnellstmögliche Umsetzung der Kraftwerksstrategie zum Aufbau dringend benötigter steuerbarer Kapazitäten. Eine Regionalisierung des Zubaus ist dabei erforderlich, ebenso die Einhaltung der technischen Vorgaben für einen sicheren Netzbetrieb durch die Kraftwerksbetreiber. Darüber hinaus ist die Implementierung eines zentralen Kapazitätsmarktes mit lokaler Komponente sinnvoll.
- Bedarfs- und zeitgerechte Deckung von Systembedarfen (3-Säulen-Modell):
 - Blindleistungsbedarfe im Übertragungs- und Verteilnetz müssen gedeckt, die Schwarzstartfähigkeit sichergestellt und Momentanreservebedarfe wirksam adressiert werden.
 - Hierzu müssen Branchenakteure die durch die ÜNB formulierten technischen Mindestanforderungen umsetzen.
 - Auch der aktuell forcierte Bau von ÜNB-Anlagen (Statcom, RPSA inkl. Schwungmasse) muss fortgesetzt werden.

- Beanreizung weiterer Assets zur Erbringung von Momentanreserve, beispielsweise über den Phasenschieberbetrieb mit zusätzlicher Schwungmasse und Robustheit gegenüber hohen Frequenzgradienten (RoCoF-Anforderungen).
- Beibehalt der bestehenden Netzreservekraftwerke und Gewährleistung ihrer Funktion, bis sie durch neue Kraftwerke abgelöst werden können

Noch zu implementierende Maßnahmen

- Sicherstellung der tatsächlichen Steuerbarkeit und Marktintegration von dezentralen EE-Erzeugungs-Anlagen (insb. PV), u.a. durch
 - Einführung einer Pönalisierung bei nicht-Steuerbarkeit
 - Keine Einspeisung ins Netz mehr für nicht-steuerbare Anlagen in der Einspeisevergütung bis zur Nachrüstung
 - Mittelfristig: Entkopplung der EE-Förderung von der Stromproduktion (Produktionsunabhängige Vergütung)
 - Beanreizung und Etablierung netzbildender Stromrichter über die Mindestanforderungen hinaus.
- Netzdienlicher Betrieb und netzdienliche Anschlussbedingungen insbesondere für Großspeicher und Elektrolyseure. Hier sind politische Vorgaben dringend notwendig, da den ÜNB bereits jetzt - systemisch betrachtet - überproportional viele Netzzanschlussanfragen (vor allem bei Großspeichern) vorliegen und neue Regularien erst für künftige Netzzanschlussanfragen gelten können. Ein ungesteuerter und nicht-netzdienlicher Zubau und Betrieb von Großspeichern wird perspektivisch zu ähnlich kritischen Situationen im Netzbetrieb führen wie PV-Spitzen.
- Zeitnaher Start einer Debatte zwischen BMWE und ÜNB über zusätzlich notwendige Maßnahmen zur Schaffung eines systemdienlichen Markdesigns (z.B. Central Dispatch Elemente), um einen sicheren Systembetrieb und die Beherrschbarkeit des Netzengpassmanagements auch nach 2030 zu gewährleisten
- Verlängerung der auslaufenden Duldungspflicht nach §49b EnWG über März 2027 hinaus. Beim Wegfall der Regelung müssten alle implementierten Maßnahmen zum witterungsabhängigen Netzbetrieb (WAFB) rückabgewickelt werden. Das würde die Transportkapazitäten im Netz senken und die Redispatchkosten erhöhen,
- Zeitnahe Umsetzung des im Koalitionsvertrag angekündigten Monitorings, um Klarheit über die künftigen Rahmenbedingungen im Stromsystem – vor allem hinsichtlich des Stromverbrauchs und des Zubaus Erneuerbarer Energien – zu haben. Nach Abschluss des Monitorings sind dessen Ergebnisse auch in Hinblick auf Systemstabilität zu bewerten.