amprion
verbindet

SYSTEMSTABILITÄT IM STROMSYSTEM DER ZUKUNFT

EUROPÄISCHE REGELN FÜR EINEN SICHEREN UND RESILIENTEN NETZBETRIEB WEITERENTWICKELN

SEPTEMBER 2026

EINLEITUNG

Systemstabilität ist ein zentraler Bestandteil der Resilienz von Strominfrastrukturen. Sie beschreibt die Fähigkeit des Stromnetzes, auch unter Stress – etwa bei starken Nachfrageschwankungen, dem Ausfall von Erzeugungsanlagen oder externen Schocks – einen sicheren und zuverlässigen Betrieb aufrechtzuerhalten. Mit dem wachsenden Anteil volatiler erneuerbarer Energien, dem starken Anstieg von Netzanschlussanfragen und der Komplexität der angeschlossenen Akteure steigt die Komplexität des Systems und damit die Anforderungen an die Netzstabilität.

Aktuelle Ereignisse wie der „Iberian Blackout“[1] haben gezeigt, wie schnell lokale Störungen systemweite Auswirkungen entfalten können. Entscheidend sind deshalb ausreichende Reserven, robuste Anlagenverhalten und Marktmechanismen. Solche Vorfälle unterstreichen die Notwendigkeit, die Systemstabilität nicht nur national, sondern immer mehr auf europäischer Ebene zu betrachten.

Vor diesem Hintergrund gewinnen regulatorische und marktliche Rahmenwerke zunehmend an Bedeutung. Neue Netzanschlussregeln, wie der Requirements for Generators (RfG) 2.0, der Demand Connection Code (DCC) 2.0 und der High-Voltage Direct Current (HVDC) NC 2.0 müssen schnell veröffentlicht werden, um sicherzustellen, dass neue Anlagen systemdienlich integriert werden können. Parallel dazu schaffen europäische Regelwerke wie die „Capacity Allocation and Congestion Management Guideline“ (CACM), die „Electricity Balancing Guideline“ (EBGL) die „Forward Capacity Allocation Guideline“ (FCA) und die „System Operation Guideline“ (SOGL) gemeinsame Rahmenbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und den sicheren Betrieb des europäischen Stromsystems. Ergänzend dazu spielen zunehmend Kapazitätsmechanismen eine Rolle, um langfristig ausreichende gesicherte Leistung bereitzustellen und die Versorgungssicherheit auch in Extremsituationen zu gewährleisten.

Je komplexer das europäische Stromsystem wird, desto wichtiger wird ein belastbares technisches und regulatorisches Sicherheitsnetz. Neue Anlagen und Akteure müssen nach klaren Regeln angeschlossen werden, wobei Zuständigkeiten eindeutig definiert sind. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen jederzeit über alle erforderlichen Informationen und Werkzeuge für die Systemführung verfügen, sodass sie einen ordnungsgemäßen und sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes verantworten können. Auch in angespannten Situationen muss ausreichende gesicherte Leistung und Reserven verfügbar bleiben. Systemstabilität ist somit ein zentraler Pfeiler für die Versorgungssicherheit, Resilienz und Funktionsfähigkeit des europäischen Energiesystems. Gleichzeitig sehen wir den Bedarf, dass jeder Akteur, der an das Netz angeschlossen wird, seinen Beitrag zur Systemstabilität leisten muss. Die alleinige Bereitstellung durch den ÜNB ist langfristig weder machbar noch wirtschaftlich effizient.

1 Report zum Blackout auf der iberischen Halbinsel finden Sie hier: *Report on the Iberian Blackout 28. April 2025*

ZUSAMMENFASSUNG DER ZENTRALEN FORDERUNGEN

- Die Überarbeitung der europäischen Connection Network Codes muss mit klarer Zeitplanung weiter priorisiert und fortgesetzt werden. Dabei müssen besonders dringende technische Bestimmungen phasenweise vorgezogen werden.

- Die Freiheitsgrade für den europäischen Stromhandel dürfen die physische Systemsicherheit nicht gefährden. Als Wächter der Systemsicherheit muss der Übertragungsnetzbetreiber die Option haben, in die Physik einzugreifen. Daher darf die 70-Prozent-Mindestvorgabe nicht auf den Intraday-Handel oder die Regelarbeitsmärkte bis kurz vor Echtzeit übertragen werden, ansonsten ist es für korrektive Eingriffe zu spät.

- Operative Kernaufgaben, Verantwortlichkeiten und die hierfür erforderlichen Instrumente müssen bei den Übertragungsnetzbetreibern allokiert bleiben. Gleichzeitig müssen die für vollständige Netzsicherheitsrechnungen notwendigen Daten der Marktpartner sicher und zuverlässig bereitgestellt werden.

- Die SOGL muss an ein zunehmend erneuerbares, dezentralisiertes und digitalisiertes Stromsystem angepasst werden. Dies betrifft insbesondere die Dimensionierung, die Systemdienstleistungen, die Echtzeitdaten sowie die TSO-DSO-Koordination.

- Mitgliedsstaaten müssen die Möglichkeit haben, Kapazitätsmechanismen oder -märkte effizienter und flexibler auszugestalten, wobei sowohl nationale Besonderheiten als auch lokale Investitionssignale und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu berücksichtigen sind.

- Europäische Balancing Plattformen müssen stärker als Instrument für einen resilienten Systembetrieb verstanden werden und können mittels gegenseitiger Unterstützung der Übertragungsnetzbetreiber auch einen Beitrag bei Großstörungen leisten.

- Die Funktionsfähigkeit des europäischen Energiesystems erfordert die Berücksichtigung nationaler Besonderheiten der Systeme. Dabei gilt es, ein angemessenes Verhältnis zwischen Harmonisierung und divergierenden Ansätzen zu finden, um die Resilienz des Gesamtsystems Systeme zu stärken.

- Die Bezahlbarkeit des Stromsystems ist für Industrie und Verbraucher von zentraler Bedeutung. Gleichzeitig darf die regulatorische Anerkennung der dem ÜNB entstehenden Kosten nicht in Frage gestellt werden.

1 NETWORK CODES GRID CONNECTION

AUSGANGSLAGE

Die drei europäischen „Connection Network Codes“ RfG (Requirements for Generators), DC (Demand Connection) und HVDC (High Voltage Direct Current) bilden die rechtsverbindlichen und harmonisierten technischen Grundlagen für den Netzanschluss von Erzeugungs-, Nachfrage- und Speicheranlagen sowie HVDC-Systemen. Sie schaffen gemeinsame technische Anforderungen, sorgen für Systemsicherheit und Rechtsklarheit.

Dabei regeln die Connection Network Codes nicht nur, unter welchen technischen Bedingungen eine Anlage an das Netz angeschlossen werden kann. Sie legen auch Anforderungen an das Verhalten bereits angeschlossener Anlagen fest, die für den sicheren Betrieb des Gesamtsystems relevant sind. Dazu gehört insbesondere, wie sich Anlagen bei Abweichungen von Frequenz und Spannung oder bei Störungen verhalten. Mit der wachsenden Zahl und Vielfalt neuer Erzeuger, Verbraucher und Speicher gewinnt dieses Zusammenspiel zunehmend an Bedeutung: Technische Eigenschaften einzelner Anlagen können sich in ihrer Gesamtheit auf die Stabilität des europäischen Stromsystems auswirken.

LÖSUNGSVORSCHLAG

- Seit 2022 werden die Codes aufgrund technologischer Entwicklungen überarbeitet. Anlass für diesen Recast sind insbesondere die zunehmende Integration von Photovoltaik und Windenergie sowie der starke Zubau von Batteriespeichern und Elektrolyseuren und die fortschreitende Sektorkopplung. Gleichzeitig verzeichnen die Übertragungsnetzbetreiber einen starken Anstieg von Anschlussanfragen dieser neuen Akteure. Die bestehenden Netzanschlussbestimmungen aus dem Jahr 2016 sind technisch überholt und behindern den adäquaten Anschluss moderner Technologien.

- Nach der Konsultation durch ENTSO-E und ACER wurde der Vorschlag Ende 2023 an die Europäische Kommission übermittelt. Im Juni 2025 kündigte die Europäische Kommission jedoch an, die Annahme der neuen Verordnungen auf unbestimmte Zeit zu verschieben.

- Zusätzlicher Handlungsbedarf entsteht durch die zunehmende Bedeutung von Rechenzentren als neue Großverbraucher. Seit der letzten Überarbeitung im Jahr 2023 sind diese als relevante neue Akteure hinzugekommen. Sowohl durch entsprechende Lastgradienten als auch durch die Verfahren zur Steuerung der Auslastung der Rechenzentren selbst wurden bereits negative Wechselwirkungen mit dem Energiesystem und angeschlossenen Kraftwerken beobachtet. Mehrere entsprechende Fälle sind in den USA dokumentiert. Entsprechende Vorgaben müssen deshalb schnellstmöglich in die Aktualisierung der Network Codes einfließen.

- Die Recasts der Connection Network Codes sollten daher mit einer klaren Zeitplanung als Priorität wieder aufgenommen werden. Besonders dringende techni-

LÖSUNGSVORSCHLAG

sche Bestimmungen, insbesondere für Power-to-Gas-Anlagen, Elektrofahrzeuge und Speicher, sollten phasenweise angenommen werden. Gleichzeitig ist eine enge Koordination mit den Mitgliedstaaten und Stakeholdern erforderlich, um eine weitere Fragmentierung während der Übergangszeit zu verhindern.

Das europäische Stromsystem verändert sich schneller als seine technischen Anschlussregeln. Während immer mehr Speicher, Elektrolyseure, Elektrofahrzeuge und große neue Verbraucher an das Netz angeschlossen werden, basiert der gemeinsame europäische Rahmen weiterhin auf technisch überholten Bestimmungen. Ohne eine schnelle Aktualisierung droht ein Flickenteppich nationaler Übergangslösungen.

2 CACM 2.0 – SYSTEMFÜHRUNG BEI STEIGENDER KOMPLEXITÄT

AUSGANGSLAGE

Die Regeln des europäischen Strommarkts und die physikalischen Grenzen (mit dem notwendigen operativen Puffer) des Stromnetzes müssen eng aufeinander abgestimmt sein. Grenzüberschreitende Handelskapazitäten bestimmen, in welchem Umfang Strom zwischen Ländern beziehungsweise Gebotszonen gehandelt werden kann. Die daraus entstehenden Stromflüsse müssen jedoch jederzeit sicher durch das physische Netz transportiert werden können. Die Publikation des Entwurfes der Capacity Allocation & Congestion Management Guideline (CACM 2.0) wurde mehrfach verschoben. Wir beziehen uns daher auf Informationen und Stände, die im Kontext von Stakeholder-Veranstaltungen geteilt wurden.

LÖSUNGSVORSCHLAG

- Die Freiheitsgrade für den europäischen Stromhandel dürfen die physische Systemsicherheit nicht gefährden. Dabei gilt, dass die wohlfahrts- und effizienzorientierten marktlichen Prozesse zur Beschaffung von Systemdienstleistungen nicht zu einer Reduktion des aktuellen Niveaus der Systemsicherheit führen dürfen. Als Wächter der Systemsicherheit muss der Übertragungsnetzbetreiber die Option haben, in die Physik einzugreifen. Daher darf die 70-Prozent-Mindestvorgabe nicht auf den Intraday-Handel oder die Regelarbeitsmärkte bis kurz vor Echtzeit übertragen werden, ansonsten ist es für korrektive Eingriffe zu spät.

- Die Mindestvorgabe von 70 Prozent im Intraday-Zeitbereich stellt eine große Herausforderung dar und müsste konzeptionell mit vielen Maßnahmen vorbereitet werden. Heutige Redispatch-Prozesse enden signifikant vor Echtzeit und können daher die zusätzlichen Volumina kurz vor Echtzeit durch die Mindestvorgabe von 70 Prozent im ID-Bereich nicht abfangen. Weiterhin wären wahrscheinlich, wie im Day-Ahead-Handel, sogenannte virtuelle Kapazitäten[2] nötig. Kosten für Redispatch

2 Virtuelle Kapazitäten werden im Kapazitätsberechnungsprozess verwendet, um Kapazitäten rechnerisch zu erhöhen

würden durch zusätzliche Maßnahmen aus dem Bereich des Intraday-Handels auf ein noch höheres Niveau getrieben, die von den Endverbrauchern in der Form der Netzentgelte getragen werden müssten.

- Der Großteil des gehandelten Volumens im Intraday-Handel findet in der letzten Stunde vor der Energielieferung statt. Bereits heute sind in diesem Zeitraum kurzfristige Eingriffe erforderlich, um Überlastungen des Netzes zu vermeiden. Eine Implementierung der 70-Prozent-Mindestvorgabe im Intraday-Handel würde daher zu nicht mehr beherrschbaren Netzsituationen führen. Um die Systemsicherheit aufrechtzuerhalten, muss der Status quo beibehalten werden.

- Neben der Verfügbarkeit ausreichender Netzkapazitäten muss im kurzfristigen Systembetrieb sichergestellt werden, dass ausreichend Erzeugung beziehungsweise andere verfügbare Ressourcen vorhanden sind, um den erwarteten Verbrauch zu decken. Short-Term Adequacy (STA) Assessments dienen dazu, entsprechende Risiken im kurzfristigen Zeithorizont zu identifizieren. Die Regional Coordination Centres (RCCs) unterstützen die Übertragungsnetzbetreiber dabei auf Ebene europäischer Regionen und übernehmen verschiedene Aufgaben zur Koordination von Aufgaben abseits des Echtzeitbetriebs (unter anderem Vorschauprozesse).

- Der derzeitige Vorschlag der SOGL Targeted Amendments aus CACM 2.0 weist den Regional Coordination Centres (RCCs) die Verantwortlichkeit für die Durchführung von Short-Term Adequacy Assessments auf Ebene der Regelzonen zu. Bei dem Vorschlag gehen Rollen und Verantwortung nicht mehr Hand in Hand, da die RCCs die Aufgabe ausüben würden, die Übertragungsnetzbetreiber aber weiterhin ohne diese Aufgabe für die Systemsicherheit verantwortlich wären. Weiterhin fehlen den RCCs grundlegende ähnliche Kernkompetenzen für die Ausübung der Aufgabe, da alle Aufgaben auf Regelzonenebene originär beim Übertragungsnetzbetreiber liegt. Dadurch entsteht kurz- und mittelfristig das Risiko, dass Übertragungsnetzbetreiber nicht mehr über ausreichende Werkzeuge verfügen, um die Systemsicherheit zu gewährleisten.

- Im aktuellen Vorschlag ist zudem die Methode zum Datenaustausch (die „Generation and Load Data Provision Methodology“ (GLDPM)) für die Erstellung von Common Grid Models (CGM) weiterhin gestrichen. Eine ausreichende Neuregelung wird in den SOGL Targeted Amendments nicht sichergestellt. Dadurch entsteht eine Regelungslücke bei den Datenanforderungen gegenüber weiteren Akteuren im System, wie beispielsweise Verteilnetzbetreibern.

- Zentrale Netzmodelle wie das Common Grid Model, die die Netztopologie sowie die Auslastungen in verschiedenen Netzzuständen abbilden, sind sowohl für die eigene Regelzone als auch auf europäischer Ebene von zentraler Bedeutung, um grenzüberschreitende Lastflüsse vorausschauend beurteilen und um belastbare Ergebnisse der Kapazitätsberechnung zu erhalten. Fehlt eine ausreichende Neuregelung des Datenaustauschs, besteht die Gefahr, dass die hierfür notwendigen Daten nur unzureichend beziehungsweise unbrauchbar bereitgestellt werden und damit die Netzsicherheit und Versorgungssicherheit mit jedem nicht erfüllten operativen Baustein abnimmt.

3 SOGL 2.0 – GEMEINSAME REGELN FÜR DEN SICHEREN EUROPÄISCHEN SYSTEMBETRIEB

AUSGANGSLAGE

Die System Operation Guideline (SOGL) bildet den zentralen europäischen Regelungsrahmen für den sicheren Betrieb des verknüpften Übertragungsnetzes. Sie regelt wesentliche Anforderungen und Prozesse für die operative Systemführung. Ihr Ziel ist es, die Betriebssicherheit und die Frequenzqualität zu gewährleisten sowie eine effiziente Nutzung des europäischen Stromsystems zu ermöglichen.

Zu diesem Zweck definiert die SOGL gemeinsame Anforderungen und Verantwortlichkeiten für Übertragungsnetzbetreiber und weitere relevante Systemakteure. Sie umfasst insbesondere die operative Netzsicherheit und Systemplanung, die Koordination und den Datenaustausch zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern sowie relevanten Netznutzern, die Koordination geplanter Abschaltungen und Nichtverfügbarkeiten relevanter Netzelemente und Anlagen und gemeinsame Regeln für Frequenzhaltung und Reserven.

Mit der zunehmenden Integration erneuerbarer und dezentraler Erzeugung verändert sich jedoch auch das Umfeld, in dem diese Regeln angewendet werden. Vor diesem Hintergrund müssen die Regelungen zur Systemführung an geeigneten Stellen als verlässlicher Rahmen für unsere Tätigkeiten in den Hauptschaltleitungen weiterentwickelt werden.

LÖSUNGSVORSCHLAG

- Ein zentraler Bestandteil der Frequenzhaltung ist dabei die ausreichende Dimensionierung von Reserven. Die SOGL legt Regeln fest, nach denen bestimmt wird, welche Reservekapazitäten erforderlich sind, um Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch sicher ausgleichen zu können. Mit den Veränderungen im Erzeugungs- und Verbrauchssystem verändern sich auch die Anforderungen an diese Dimensionierung. Um zunehmenden Prognoseunsicherheiten angemessen Rechnung tragen zu können, müssen Anforderungen an Dimensionierungsregelungen und Regelreservevorhaltung entsprechend erhöht werden.

- In diesem Kontext müssen die gestiegenen Anforderungen zur zukünftigen Sicherstellung der Resilienz und Systemsicherheit dem Kostensenkungsdruck durch ACER, beispielsweise bei der Dimensionierung der Reserven, gegenübergestellt werden.

- Es ist zur Gewährleistung der operativen Verantwortung für die Systemsicherheit daher auch entscheidend, dass die notwendigen operativen Rahmenbedingungen (insbesondere der Load-Frequency Control and Reserves -Rahmen) innerhalb der SOGL verbleiben und nicht von einem marktlichen Regelwerk einer Electricity Balancing Guideline (EG BL) getrieben wird. Dabei ist sicherzustellen, dass die Kompetenzen und Verantwortlichkeiten für einen sicheren Systembetrieb weiterhin eindeutig bei den Übertragungsnetzbetreibern verbleiben und nicht auf andere Institutionen übertragen werden.

LÖSUNGSVORSCHLAG

- Für einen sicheren Netzbetrieb ist nicht allein entscheidend, wie viel Strom eine Anlage erzeugt oder verbraucht. Angeschlossene Anlagen müssen auch bestimmte technische Eigenschaften und Fähigkeiten aufweisen, die zur Stabilisierung des Gesamtsystems beitragen. Mit der Veränderung des Erzeugungsmixes müssen deshalb auch die entsprechenden betrieblichen Anforderungen an die Anlagen weiterentwickelt werden. Dies betrifft insbesondere die Anforderungen an die Spannungsregelung, das Blindleistungsmanagement, die Frequenzstabilität und das dynamische Verhalten. Damit soll dem wachsenden Einfluss leistungselektronikbasierter Erzeugungsanlagen Rechnung getragen werden.

- Mit der zunehmenden Dezentralisierung von Erzeugung, Verbrauch und Flexibilität wird ein umfassendes und möglichst echtzeitnahes Bild des Stromsystems für die sichere Systemführung immer wichtiger. Übertragungsnetzbetreiber müssen deshalb nicht nur den Zustand des eigenen Übertragungsnetzes kennen, sondern auch über relevante Entwicklungen in den unterlagerten Netzebenen informiert sein. Die überarbeitete SOGL sollte deshalb den Rahmen für den Datenaustausch stärken und die Rollen, Verantwortlichkeiten und zentrale Konzepte für die TSO-DSO-Koordination klar regeln. Gleichzeitig müssen angemessene Anforderungen an den Datenaustausch auf neue Systemakteure ausgeweitet werden, damit Übertragungsnetzbetreiber auch in einem zunehmend digitalisierten und dezentralisierten Elektrizitätssystem über die für einen sicheren Systembetrieb notwendigen Informationen verfügen.

- Regeln für einen sicheren Systembetrieb müssen auch Situationen berücksichtigen, in denen präventive Maßnahmen eine größere Störung nicht verhindern konnten. Neben der Beherrschung einer solchen Störung ist deshalb auch die Wiederherstellung eines sicheren Systemzustands von Bedeutung. Erkenntnisse aus realen Störungsereignissen sind dabei eine wichtige Grundlage, um bestehende Prozesse und Anforderungen weiterzuentwickeln. Die Empfehlungen aus den Abschlussberichten zu vergangenen Großstörungen sollten deshalb bei der Überarbeitung der relevanten europäischen Leitlinien berücksichtigt werden.

Je näher der Stromhandel an die Echtzeit rückt und je dezentraler das Stromsystem wird, desto enger greifen Markt und physischer Netzbetrieb ineinander. Für einen sicheren Systembetrieb müssen Übertragungsnetzbetreiber deshalb über ausreichende operative Werkzeuge verfügen und gleichzeitig ein möglichst vollständiges, echtzeitnahes Bild des Systems erhalten. Marktregeln, Datenflüsse und Verantwortlichkeiten müssen diese Aufgabe unterstützen und dürfen sie nicht erschweren.

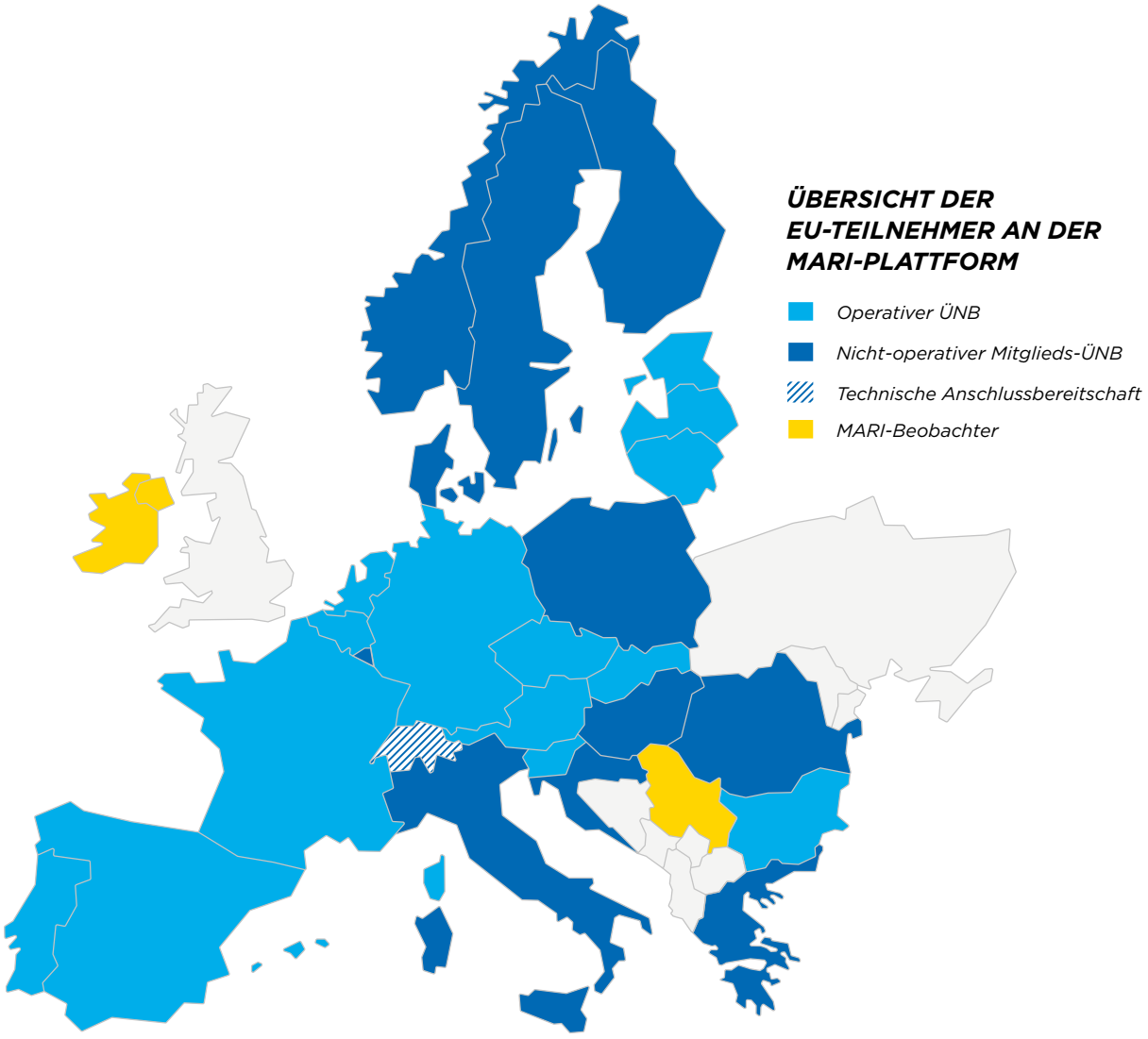
Ein Überblick über die verschiedenen Network Codes und Guidelines gibt es bei ENTSO-E ***hier***.

4 ELECTRICITY BALANCING GUIDELINE (EBGL 2.0) – AUSGLEICH DER NETZE EFFIZIENT GESTALTEN

AUSGANGSLAGE

Auch beim kurzfristigen Ausgleich des Stromsystems gewinnt die europäische Zusammenarbeit zunehmend an Bedeutung. Die hierfür maßgeblichen Anforderungen ergeben sich neben der zuvor genannten SOGL insbesondere aus der Electricity Balancing Guideline (EBGL). Ziel der EBGL ist die Harmonisierung und Effizienzsteigerung bei der Beschaffung und Nutzung von Regelenergie.

Zentrale Elemente sind der Anschluss der Übertragungsnetzbetreiber an europäische Regelenergieplattformen sowie die grenzüberschreitende Bereitstellung und gemeinsame Nutzung von Regelleistung und Reserven. Zwei Beispiele dafür sind die IGCC (International Grid Control Cooperation) sowie die MARI Plattform (Manually Activated Reserves Initiative). Über diese Balancing-Plattformen können Übertragungsnetzbetreiber Regelenergie europaweit austauschen und damit die verfügbaren Ressourcen für den Systemausgleich über nationale Grenzen hinweg nutzen. Die Plattformen verknüpfen damit die operative Aufgabe des Systemausgleichs mit der weiteren Integration der europäischen Regelenergiemärkte.



Ziel: koordinierte Bereitstellung der manuellen Minutenreserve zum Ausgleich von Netzfrequenzschwankungen (mFRR – manual Frequency Restoration Reserve)

LÖSUNGSVORSCHLAG

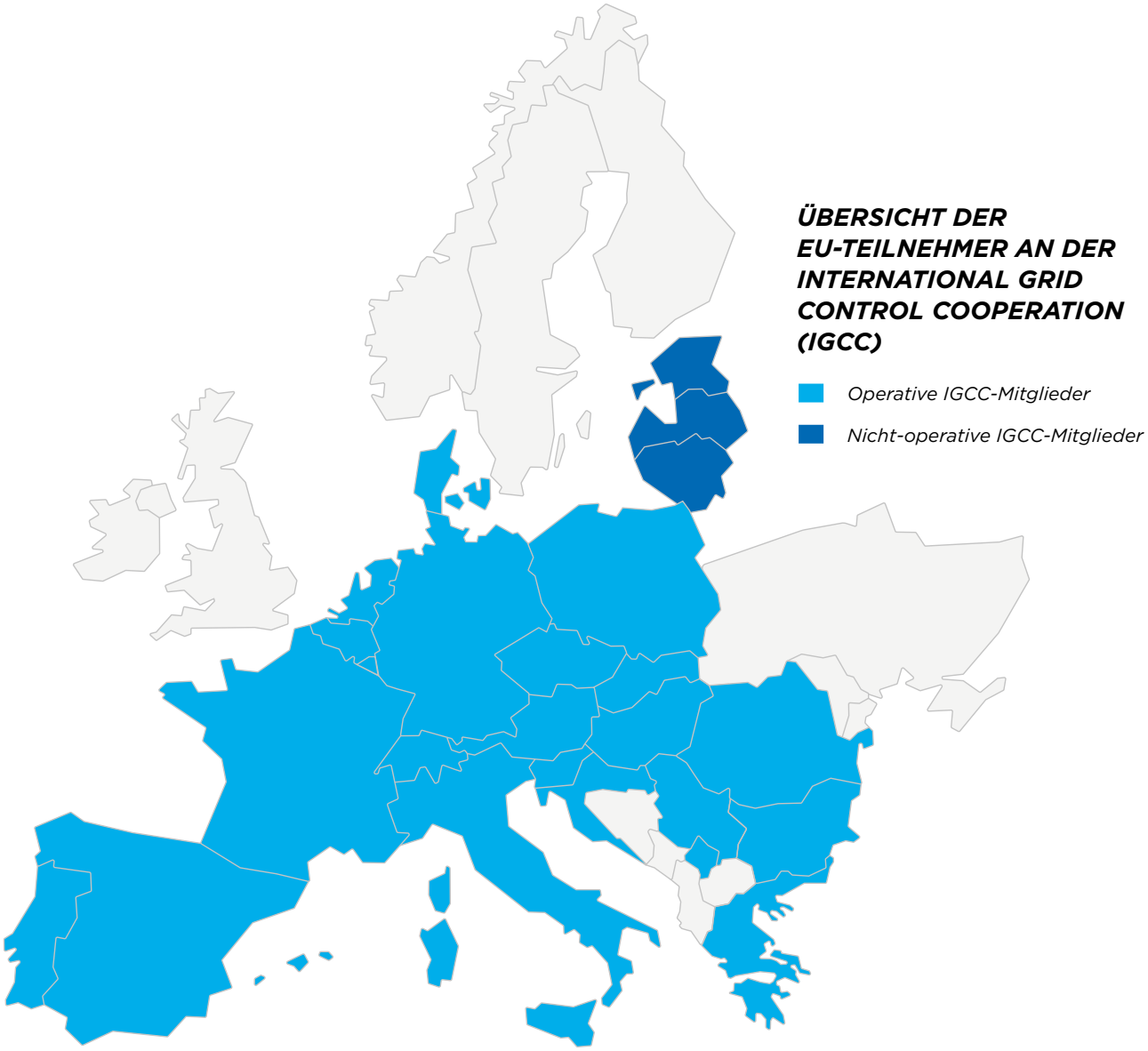
- Bei allen europäischen Kooperationsbestrebungen zur Steigerung von Wohlfahrt und Effizienz muss die Systemsicherheit auf nationaler Ebene jederzeit gewährleistet und darf in ihrem Niveau nicht abgesenkt werden. Dabei ist die eindeutige Verantwortung des Übertragungsnetzbetreibers für die Systemsicherheit klar herauszustellen.

- Die Übertragungsnetzbetreiber müssen auf lokale Unterschiede zwischen den Systemen über entsprechende Instrumente reagieren können. Hierzu sind auf nationaler Ebene entsprechende Prozesse und Instrumente auszugestalten und dürfen nicht durch Bestrebungen zu einer ganzheitlichen Harmonisierung verhindert werden. Es ist darauf zu achten, dass unterschiedliche Ansätze und Philosophien zum Systemausgleich diesen ganzheitlich in der Resilienz und Robustheit stärken.

- Die europäischen Balancing Plattformen sollen zu einem zentralen Werkzeug zur Stärkung eines resilienten Systembetriebs weiterentwickelt werden. Dabei sollte nicht mehr allein die Minimierung der Regelarbeitskosten im Vordergrund stehen. Vielmehr ist auch die wechselseitige Unterstützung der Übertragungsnetzbetreiber bei Großstörungen wesentlich.

- Gleichzeitig können die Plattformen im Normalbetrieb eine Minimierung der Kosten für den grenzüberschreitenden Systemausgleich ermöglichen. Weitere Beitritte bisher noch nicht angeschlossener Übertragungsnetzbetreiber und die intensivere Nutzung der Plattformen werden die Wohlfahrtsgewinne weiter steigern und zugleich die Resilienz des Systems erhöhen. Damit zeigen die europäischen Balancing-Plattformen, dass Resilienz und Wirtschaftlichkeit sich gegenseitig verstärkende Ziele sein können.

- Der Austausch von Regelleistung, das gemeinsame Vorhalten von Reserven sowie die grenzüberschreitende Kapazitätszuweisung können für die beteiligten Länder im Rahmen regionaler Initiativen ökonomische Vorteile mit sich bringen. Mit Blick auf die Systemsicherheit ist jedoch hervorzuheben, dass solche Ansätze keinesfalls zu einem Risiko für den sicheren Netzbetrieb führen dürfen. Insbesondere darf die Verantwortung für diesen Prozess nicht aus dem Zuständigkeitsbereich der Übertragungsnetzbetreiber herausgelöst werden.



Ziel: internationaler Ausgleich von Regelenergiebedarfen, s.g. imbalance netting

Europäische Balancing-Plattformen können somit zwei Aufgaben miteinander verbinden. Im Normalbetrieb ermöglichen sie einen kosteneffizienten grenzüberschreitenden Systemausgleich und bei Großstörungen stärken sie zugleich die gegenseitige Unterstützung der Übertragungsnetzbetreiber. Wirtschaftlichkeit und Resilienz werden somit gemeinsam betrachtet.

5 WEITERENTWICKLUNG VON KAPAZITÄTSMECHANISMEN

AUSGANGSLAGE

Kapazitätsmechanismen dienen dazu, auch mittel- und langfristig ausreichend Leistung zur Sicherstellung der Stromversorgung vorzuhalten. Im Gegensatz zum regulären Strommarkt wird dabei auf einem Kapazitätsmarkt nicht allein die tatsächlich erzeugte Energie vergütet, sondern insbesondere ebenfalls die Verfügbarkeit von Erzeugungs-Kapazitäten in Situationen, in denen diese für die Versorgungssicherheit benötigt werden. Sie ergänzen den Strommarkt somit an den Stellen, an denen Risiken für eine nicht ausreichende Verfügbarkeit von Ressourcen bestehen. Kapazitätsmärkte beeinflussen dabei nicht den Dispatch, sondern sind als eine Absicherung von Investmententscheidungen in Erzeugungskapazitäten oder andere Formen der Leistungsbereitstellung zu sehen, welche ohne Kapazitätsmarkt von der Erwartung an zukünftige Preisspitzen abhängen würden. Gleichzeitig sollten die Genehmigungsverfahren auf europäischer Ebene vereinfacht und beschleunigt werden, ohne dabei die Verantwortung der Mitgliedstaaten für die konkrete Ausgestaltung dieser Mechanismen einzuschränken. Die Mitgliedstaaten sollten weiterhin die Möglichkeit behalten, Bedarfsanalysen sowohl auf Grundlage europäischer als auch nationaler Bewertungsinstrumente durchzuführen und darauf aufbauend geeignete Kapazitätsmechanismen zu gestalten.

Kapazitätsmärkte sind deshalb ein zentrales Instrument zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit.

LÖSUNGSVORSCHLAG

- Sie sollten effizient und flexibel aufgesetzt werden, um ausreichend Leistung anzureizen und Kosten zu begrenzen. Gleichzeitig sollten die Genehmigungsverfahren auf europäischer Ebene vereinfacht und beschleunigt werden, ohne dabei die Verantwortung der Mitgliedstaaten für die konkrete Ausgestaltung dieser Mechanismen einzuschränken. Die Mitgliedstaaten sollten weiterhin die Möglichkeit behalten, Bedarfsanalysen sowohl auf Grundlage europäischer als auch nationaler Bewertungsinstrumente durchzuführen und darauf aufbauend geeignete Kapazitätsmechanismen zu gestalten. Hierbei wird in Zukunft insbesondere die Weiterentwicklung der europäischen Koordinierung der Prozesse zwischen den ÜNB entscheidend sein für eine effiziente Dimensionierung und Allokation der gesicherten Leistung.

- Der European Resource Adequacy Assessment (ERAA) liefert als gesetzlich mandatierte gesamteuropäische Versorgungssicherheitsanalyse bereits wichtige Erkenntnisse über Versorgungssicherheitsprobleme. Ergänzend sind jedoch bei Bedarf korrespondierende nationale Analysen erforderlich, um nationale Besonderheiten in zusätzlichen Szenarien ausreichend berücksichtigen zu können. Diese nationalen Versorgungssicherheitsanalysen müssen gleichwertig zum ERAA die Einführung von Kapazitätsmechanismen legitimieren können.

- Darüber hinaus stellen lokale Investitionssignale in flexible Erzeugung ein zentrales Instrument dar, um regional konzentrierte Einspeisung erneuerbarer Energien auszugleichen. Kapazitätsmechanismen müssen deshalb mit einer lokalen Komponente ausgestattet werden, um eine Steuerung von Leistung regional zu ermöglichen.

LÖSUNGSVORSCHLAG

- Mit der zunehmenden marktgestützten Beschaffung nicht-frequenzgebundener Systemdienstleistungen gewinnen außerdem finanzielle Anreizkomponenten innerhalb von Kapazitätsmechanismen an Bedeutung. Diese sind sinnvoll, um ausreichende Potenziale für die Vorhaltung und Erbringung dieser Systemdienstleistungen sicherzustellen.

- Die starke Integration der europäischen Stromversorgung führt zugleich zu einem zunehmenden Bedarf an einer besseren gemeinsamen Koordinierung in Bezug auf die Versorgungssicherheit und die Kapazitätsmechanismen. Das Zielbild sollten gemeinsame Dimensionierungs- und Beschaffungsprozesse europäischer Kapazitätsmärkte sein, analog zu derzeitigen Prozessen, wie wir sie bereits im Flow-Based Market Coupling auf Day-Ahead- und Intraday-Ebene haben. Bei dieser Koordinierung müssen sowohl die nationale Eigenständigkeit als auch die Effizienz gemeinsamer Absicherungsprozesse berücksichtigt werden.

Ein europäischer Rahmen für die Versorgungssicherheit sollte gemeinsame Absicherungen ermöglichen und gleichzeitig Raum für nationale Besonderheiten und regionale Bedarfe lassen. Dabei sollten Kapazitätsmechanismen nicht nur ausreichende Kapazitäten sichern, sondern auch dort Investitionssignale setzen, wo flexible Erzeugung und Systemdienstleistungen benötigt werden.

IMPRESSUM

Redaktion:
Christine Frohn

Kontakt:
europapolitik@amprion.net

Amprion GmbH
September 2026