



Die Aspekte der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung

Kurzgutachten
im Auftrag von
Oesterreichs Energie

19. Februar 2021

Die Aspekte der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung

Kurzgutachten

im Auftrag von

Oesterreichs Energie

19. Februar 2021

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

E-Mail: info@consentec.de

<http://www.consentec.de>

Inhalt

Zusammenfassung	ii
1 Hintergrund und Zielsetzung	1
2 Überblick über Versorgungssicherheitsaspekte	2
3 Versorgungszuverlässigkeit und -qualität	3
3.1 Versorgungszuverlässigkeit.....	3
3.2 Versorgungsqualität.....	4
4 Systemsicherheit	6
4.1 Netzbelastung.....	6
4.2 Spannungshaltung	7
4.3 Frequenzhaltung.....	9
4.3.1 Momentanreserve und Primärregelung.....	9
4.3.2 Sekundärregelung und Tertiärregelung/Minutenreserve	12
4.4 Sonstige Aspekte Systemsicherheit	14
5 Sichere Bedarfsdeckung (Resource Adequacy)	15
6 Referenzen	23

Zusammenfassung

Ein wesentliches Element der öffentlichen Debatte um die Transformation des Energieversorgungssystems hin zu einer CO₂-freien, überwiegend auf erneuerbaren Quellen beruhenden Stromproduktion bildet seit vielen Jahren die Frage, ob und wie Versorgungssicherheit im Elektrizitätssektor auch zukünftig, v. a. angesichts der wetterbedingt schwankenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien, gewährleistet werden kann. Seit der Großstörung im kontinentaleuropäischen Stromverbundnetz vom 8. Januar 2021, die zu einer Auftrennung des Übertragungsnetzes in zwei Teilnetze geführt hat, intensivieren sich die entsprechenden Diskussionen.

Oesterreichs Energie als Branchenvertretung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft hat ein unbedingtes Interesse an der effizienten Gewährleistung von Versorgungssicherheit und an einem dafür geeigneten Rechts- und Ordnungsrahmen. Um die diesbezügliche politische Diskussion zu begleiten und zu vereinfachen, hat Oesterreichs Energie Consentec damit beauftragt, das vorliegende Kurzgutachten zu erarbeiten. Darin werden die unter dem Begriff der Versorgungssicherheit zusammengefassten technisch-wirtschaftlichen Phänomene systematisiert und kurz- und mittelfristige Herausforderungen aufgezeigt. Bei der Debatte um Versorgungssicherheit ist aus einer Systemperspektive zwischen unterschiedlichen Aspekten zu unterscheiden.

Die *Versorgungszuverlässigkeit* und *-qualität* werden insbesondere durch die Verteilernetze bestimmt. Die Versorgungszuverlässigkeit kann gut statistisch erfasst werden, z. B. durch die etablierte Kenngröße ASIDI, die in Österreich jährlich von E-Control ermittelt wird. Auch relevante Aspekte der Versorgungsqualität werden durch ein laufendes Monitoring oder punktuell nach Bedarf überwacht. In diesem Bereich zeichnen sich bei grundsätzlicher Fortschreibung der heutigen Planungs- und Betriebspraxis keine prinzipiellen Veränderungen der Versorgungssicherheitsrisiken ab. Gleichwohl ist die Transformation des Stromversorgungssystems mit erheblichen Herausforderungen für den Ausbau und Betrieb der Verteilernetze unter Aufrechterhaltung des heutigen Zuverlässigkeits- und Qualitätsniveaus verbunden, da die neuartigen Erneuerbare-Energien-Anlagen, Verbrauchseinrichtungen und Speicher überwiegend an die Verteilernetze angeschlossen werden.

Der *Systemsicherheit*, speziell dem stabilen Betrieb des Übertragungsnetzes auch nach Störungsereignissen, kommt im Rahmen der Gewährleistung von Versorgungssicherheit eine besonders wichtige Rolle zu. Denn insbesondere flächendeckende Versorgungsunterbrechungen sind in der Regel auf Systemsicherheitsprobleme zurückzuführen. Gleichzeitig ist erkennbar, dass etablierte Systemsicherheitsmechanismen und -maßnahmen mit fortschreitender Energieumwende nicht mehr oder nicht mehr im gewohnten Umfang zur Verfügung stehen. Dennoch gibt es ausreichend technische Möglichkeiten, Systemsicherheit auch zukünftig zu gewährleisten. Die geeigneten Maßnahmen zeitnah zu ergreifen und die dafür notwendigen Grundlagen z. B. auch bzgl. internationaler Kooperation zu schaffen, wird in den kommenden Jahren eine wesentliche Aufgabe für systemverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber und Aufsichtsbehörden sein.

Im Bereich der *sicheren Deckung des Bedarfs* an elektrischer Energie sind kurzfristig keine erheblichen Risiken erkennbar. Die Gewährleistung einer sicheren Bedarfsdeckung bis 2030 und darüberhinaus bringt aber erhebliche technische Herausforderungen mit sich. Aus heutiger Sicht besteht dabei zwar ausreichende kurzfristige Flexibilität. Österreich wird – zusätzlich zum geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien, der von einem entsprechenden Ausbau der Netzkapazitäten flankiert werden muss – aber mit hoher Wahrscheinlichkeit weiterhin auch auf steuerbare Erzeugungsleistung aus Wärmekraftwerken angewiesen sein, wobei perspektivisch eine

Zusammenfassung

Umstellung auf klimaneutralen Wasserstoff als Energieträger notwendig werden wird. Mittelfristig sollte die sichere Bedarfsdeckung im Rahmen europäischer und nationaler Monitorings so engmaschig überwacht werden, dass im Bedarfsfall rechtzeitig Gegenmaßnahmen eingeleitet werden können. Darüber hinaus sollte politisch diskutiert werden, welche außergewöhnlichen, Ereignisse, deren Eintrittswahrscheinlichkeit und Ausmaß nicht quantifizierbar sind, wie extreme Wettersituationen sicher beherrscht werden sollen.

1 Hintergrund und Zielsetzung

Ein wesentliches Element der öffentlichen Debatte um die Transformation des Energieversorgungssystems hin zu einer CO₂-freien, überwiegend auf erneuerbaren Quellen beruhenden Stromproduktion bildet seit vielen Jahren die Frage, ob und wie Versorgungssicherheit im Elektrizitätssektor auch zukünftig, v. a. angesichts der wetterbedingt schwankenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien, gewährleistet werden kann.

Seit der Großstörung im kontinentaleuropäischen Stromverbundnetz vom 8. Januar 2021, die zu einer Auftrennung des Übertragungsnetzes in zwei Teilnetze geführt hat, intensivieren sich die entsprechenden Diskussionen. Zwar ist die Ursache dieser Störung mittlerweile eindeutig auf Ereignisse im Netzbetrieb in Südosteuropa zurückgeführt. Ein direkter Zusammenhang mit der Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien besteht nicht. Gleichzeitig waren für die – erfolgreich und konzeptgemäß eingeleiteten – Stabilisierungs- und Gegenmaßnahmen im Wesentlichen Beiträge von Großwasserkraftwerken und konventionellen Erzeugungsanlagen verantwortlich. Mit dieser Erkenntnis wird in der Debatte mehr oder weniger explizit auch die Frage verbunden, ob derartige Ereignisse auch in Zukunft beherrschbar sein werden.

Die Debatte um die Ereignisse am 8. Januar 2021 zeigt aber auch beispielhaft die Herausforderungen der fachöffentlichen Diskussion zum Thema Versorgungssicherheit auf. Häufig werden z. B. unterschiedliche Aspekte der Versorgungssicherheit miteinander verwechselt, technologische Entwicklungen vernachlässigt oder Fragen der technischen Machbarkeit mit der wirtschaftlichen und regulatorischen Umsetzbarkeit verwechselt.

Oesterreichs Energie als Branchenvertretung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft hat ein unbedingtes Interesse an der effizienten Gewährleistung von Versorgungssicherheit und einem dafür geeigneten Rechts- und Ordnungsrahmen. Um die diesbezügliche politische Diskussion zu begleiten und zu vereinfachen, hat Oesterreichs Energie uns damit beauftragt, das vorliegende Kurzgutachten zu dieser Thematik zu erarbeiten. Ziel ist, einerseits die unter dem Begriff der Versorgungssicherheit zusammengefassten technisch-wirtschaftlichen Phänomene zu systematisieren und zu beschreiben und andererseits aufzuzeigen, welche kurz- und mittelfristigen Herausforderungen in diesem Bereich in Europa und speziell in Österreich zu erwarten sind.

Wir geben nachfolgend zunächst einen kurzen Überblick über die Phänomene, die üblicherweise der Versorgungssicherheit zugerechnet werden (Abschnitt 2). Der anschließende Hauptteil des Gutachtens ist nach den grundlegend zu unterscheidenden Gruppen von Versorgungssicherheitsaspekten gegliedert, nämlich der Versorgungszuverlässigkeit und -qualität (Abschnitt 3), der Systemsicherheit (Abschnitt 4) und der international als „Resource Adequacy“ bezeichneten Sicherheit der Bedarfsdeckung (Abschnitt 5).

2 Überblick über Versorgungssicherheitsaspekte

Unter dem Begriff Versorgungssicherheit wird eine Reihe von Phänomenen verstanden, die sich hinsichtlich ihrer Wirkungszusammenhänge, Maßstäbe, Handlungsmöglichkeiten und Verantwortungszuordnungen stark voneinander unterscheiden. Grundlegend ist danach zu unterscheiden, ob Versorgungssicherheit aus Netznutzer- oder aus Systemsicht beurteilt wird:

- Aus Sicht des einzelnen *Netznutzers* ist Versorgungssicherheit dann gegeben, wenn am Netzanschlusspunkt die Stromentnahme – bzw. bei Erzeugern die Einspeisung – jederzeit im gewünschten Umfang möglich ist und die bereitgestellte Spannung alle Vorgaben aus Normen und sonstigen Regelwerken erfüllt. Bereits aus dieser Perspektive wird deutlich, dass Versorgungssicherheit nicht nur „ganz oder gar nicht“ gegeben sein kann, sondern Abstufungen möglich sind. Es ist unvermeidbar und allgemein akzeptiert, dass am Anschluss des einzelnen Netznutzers in geringem Umfang Versorgungsunterbrechungen oder Abweichungen von Normvorgaben auftreten, ohne dass dies als gänzlicher Verlust der Versorgungssicherheit gewertet würde. Diese graduellen Abweichungen vom Ideal der uneingeschränkten Versorgungssicherheit aus Netznutzersicht werden durch Kenngrößen beschrieben, die den Aspekten *Versorgungszuverlässigkeit* und *Versorgungsqualität* zugeordnet werden.
- Aus *Systemsicht* ist eine zentrale Anforderung an Versorgungssicherheit, dass das Gesamtsystem – nicht nur national, sondern auch international auf Ebene des Verbundnetzes – stabil betrieben werden kann und dass unerwartete, aber nicht auszuschließende Störungen sicher beherrscht werden können. Diese als *Systemsicherheit* bezeichnete Dimension der Versorgungssicherheit zielt auf den laufenden Betrieb des Systems und auf kurzfristige Handlungen zu dessen Stabilisierung. Eine weitere, nicht im engeren Sinne auf die Netze bezogene, sondern eher auf die mittel- bis langfristige Entwicklung des Systems abstellende Dimension betrifft die Frage, ob die Nachfrage nach elektrischer Energie auch zukünftig zeit- und bedarfsgerecht durch Erzeugungsanlagen gedeckt werden kann. Für diese sichere Bedarfsdeckung werden mittlerweile auch im deutschen Sprachraum vielfach die englischen Begriffe *generation adequacy* oder *resource adequacy* verwendet.

Gegen die Unterscheidung der Netznutzer- von der System-Perspektive könnte eingewandt werden, dass auch der Systembetrieb letztlich dazu dient, den einzelnen Netznutzern eine sichere Stromnutzung zu ermöglichen. Es erscheint aber dennoch sinnvoll, diese beiden Perspektiven bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit zu unterscheiden. Dies ergibt sich v. a. aus den gravierenden Unterschieden in den Auswirkungen von Versorgungssicherheitsmängeln. Ereignisse, die bei einzelnen Netznutzern zu Versorgungsunterbrechungen oder Abweichungen von Normvorgaben führen, wirken sich oft nur auf einen kleinen Teil des Systems aus und können in gewissem Umfang hingenommen werden. Es ist daher vertretbar, diese Dimension der Versorgungssicherheit empirisch, d. h. anhand statistischer Kenngrößen zu beurteilen (s. oben). Dagegen können Großstörungen oder Angebotsdefizite auf Systemebene derart weitreichende Auswirkungen auf sehr viele oder gar alle Netznutzer gleichzeitig haben, dass hier eine statistische Erfassung keineswegs ausreicht. Kern der Bewertung ist hier vielmehr die Frage, welchen *Abstand* von den Grenzen des sicheren Systembetriebs und der sicheren Nachfragedeckung und somit welche *Reserven* der Systemzustand augenblicklich und in der absehbaren Zukunft aufweist. Daher sollte bei der Diskussion über die Versorgungssicherheit nach den oben skizzierten Kategorien der Versorgungszuverlässigkeit und -qualität aus Netznutzersicht sowie der Versorgungssicherheit aus Systemsicht, weiter untergliedert in Systemsicherheit und sichere Bedarfsdeckung, sauber unterschieden werden. Die nachfolgende Erörterung der einzelnen Phänomene der Versorgungssicherheit folgt dieser Kategorisierung.

3 Versorgungszuverlässigkeit und -qualität

Mit den Begriffen Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungsqualität werden Aspekte der Versorgungssicherheit bezeichnet, deren Erfüllungsgrad sich unmittelbar an den Anschlusspunkten der Netznutzer messen lässt. (Die Versorgungsqualität ist dabei begrifflich nur in einem erweiterten Sinn der Versorgungssicherheit zuzurechnen, da es hierbei nicht um das Vorhandensein der Versorgung, sondern um bestimmte Eigenschaften der Spannung am Netzanschluss geht.) Natürlich können sich die anderen, auf das Gesamtsystem bezogenen Dimensionen der Versorgungssicherheit auch auf die Versorgung am Kundenanschluss auswirken. Sie lassen sich jedoch nicht sinnvoll mit dort erfassbaren Kenngrößen bewerten. Vielmehr steht bei den systembezogenen Aspekten die Frage im Vordergrund, welche Sicherheitsreserven und -mechanismen zur Verfügung stehen, um Situationen, die zu Unterbrechungen beim Netznutzer – und zwar dann aufgrund der systemweiten Wirkung an sehr vielen Anschlusspunkten – führen könnten, weitestmöglich zu vermeiden. Dieses Ziel wäre bei der Versorgungszuverlässigkeit und -qualität hingegen nicht mit vertretbarem Aufwand erreichbar. Es wird akzeptiert, dass es in einem begrenzten Umfang zu Versorgungsunterbrechungen bzw. Abweichungen von Qualitätsvorgaben kommt. Daher kann der Erfüllungsgrad dieser Aspekte danach bewertet werden, wie häufig und mit welchem Ausmaß solche Abweichungen vom vorgabenkonformen Normalzustand im statistischen Mittel auftreten.

3.1 Versorgungszuverlässigkeit

Bei der oft auch als Netzzuverlässigkeit bezeichneten Versorgungszuverlässigkeit geht es um die Frage, mit welcher Häufigkeit und Dauer Unterbrechungen der Stromversorgung an den Anschlusspunkten der Netznutzer primär aufgrund von netzseitigen Ereignissen – d. h. aufgrund einer Trennung vom spannungsführenden Teil des Netzes – auftreten. Um dies zu bewerten, werden meist verschiedene statistische Kenngrößen ermittelt, die sich allein auf die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen, allein auf deren durchschnittliche Dauer oder aber auf die Kombination dieser beiden Größen beziehen. Diese kombinierte Kenngröße wird international besonders häufig für Vergleiche der Versorgungszuverlässigkeit in verschiedenen Netzgebieten oder Ländern herangezogen. Sie wird meist nach europaweit genormten Verfahren berechnet und mit Begriffen wie SAIDI (System Average Interruption Duration Index) oder ASIDI (Average System Interruption Duration Index) bezeichnet. Hinter diesen ähnlich klingenden Bezeichnungen verbergen sich im Detail unterschiedliche Rechenvorschriften. Angegeben werden diese Größen gewöhnlich in der Einheit „Unterbrechungsminuten pro Jahr“. Sie drücken somit aus, wie viele Minuten pro Jahr im Durchschnitt pro Kundenanschluss mit dem Zustand der Versorgungsunterbrechung zu rechnen ist, unabhängig davon, auf wie viele Ereignisse sich diese Zeit verteilt.

Die Regulierungsbehörde E-Control weist in ihrer Ausfall- und Störungsstatistik für das Erfassungsjahr 2019 (E-Control, 2020) einen österreichweiten Durchschnittswert für die Kenngröße SAIDI von ca. 39 Minuten pro Jahr aus. Dieser Wert ergibt sich unter Nichtberücksichtigung regional außergewöhnlicher Ereignisse und setzt sich aus Anteilen durch geplante und ungeplante Versorgungsunterbrechungen von ca. 14 bzw. ca. 25 Minuten pro Jahr zusammen. Die Werte für ASIDI liegen jeweils geringfügig höher. Mit diesen Kennzahlen weist Österreich im Vergleich unter den EU-Ländern ein sehr gutes Zuverlässigkeitsniveau auf.

Diese und andere Zuverlässigkeitskenngrößen werden überwiegend durch das Geschehen in den unteren Netzebenen, d. h. den Mittel- und Niederspannungsnetzen und den zugehörigen Umspannebenen, determiniert. Ursachen für Störungsereignisse können hier z. B. witterungs-

bedingte oder durch Baumaßnahmen ausgelöste Kurzschlüsse auf den Leitungen oder alterungsbedingte Ausfälle von Leitungen oder Transformatoren sein. Geplante Versorgungsunterbrechungen treten bei Instandhaltungs- oder Umbaumaßnahmen im Netz auf, wenn eine unterbrechungsfreie Weiterversorgung aller Netznutzer aus technischen Gründen nicht möglich ist. Beeinflusst werden kann die Netzzuverlässigkeit u. a. durch die gewählte Netzstruktur, insbesondere durch das Ausmaß an Redundanz der Betriebsmittel und an Schaltmöglichkeiten, durch regelmäßige Instandhaltung und Erneuerung der Betriebsmittel, durch Einsatz von Automatisierungstechnik und durch Anpassungen der Betriebsorganisation. Bei diesbezüglichen Entscheidungen müssen Netzbetreiber Abwägungen zwischen dem angestrebten Zuverlässigkeitsniveau und den Netzkosten treffen. Hierbei orientieren sie sich oft an Branchenstandards.

Die Entwicklung der Versorgungszuverlässigkeit wird bislang nicht in signifikanter Weise durch den Transformationsprozess der Stromversorgung beeinträchtigt. Dieser Prozess bringt allerdings erhebliche Herausforderungen und Investitionserfordernisse für den Ausbau und Betrieb der Verteilernetze mit sich, da die neuartigen Erneuerbare-Energien-Anlagen, Verbrauchseinrichtungen und Speicher überwiegend an die Verteilernetze angeschlossen werden. Dies kann zum einen kurzfristig zu einer gewissen Beeinträchtigung der Netzzuverlässigkeit führen, da hiermit ein erhöhtes Aufkommen an Bau- und Schaltmaßnahmen im Netz verbunden ist. Zum anderen wäre mittel- bis langfristig ein Absinken des Zuverlässigkeitsniveaus zu erwarten, wenn den zuvor genannten Herausforderungen nur ungenügend begegnet wird. Sofern der erforderliche Aus- und Umbau der Netze jedoch vollständig und zeitgerecht und unter grundsätzlicher Fortschreibung der heutigen Planungs- und Betriebspraxis umgesetzt wird, sind in diesem Bereich keine prinzipiellen Veränderungen der Versorgungssicherheitsrisiken gegenüber der heutigen Situation zu erwarten.

Als ein Maßstab für das Gesamtniveau der Versorgungssicherheit ist die Versorgungszuverlässigkeit, wie eingangs erläutert, nicht geeignet. Bei ihrer Bewertung ist zu berücksichtigen, dass sie nur einen Teil der für die Versorgungssicherheit relevanten Aspekte berücksichtigt, nicht nur weil sie systembezogene Aspekte unberücksichtigt lässt. Vielmehr werden auch nicht alle erdenklichen Arten von netzbedingten Ereignissen, die für einzelne Netznutzer relevant sein könnten, systematisch erfasst (was auch weder realistisch umsetzbar noch erforderlich erscheint).

3.2 Versorgungsqualität

Unter dem Begriff Versorgungsqualität (englisch Power Quality) wird eine Reihe von Aspekten zusammengefasst, welche die Qualität der an den Anschlusspunkten von Netznutzern durch den Netzbetreiber bereitgestellten und u. a. durch die Netznutzer selbst beeinflussten Spannung beschreiben. Hierzu gehört u. a. die Höhe der Spannungswerte, gemittelt über kurze Zeiträume von einigen Minuten. Diese Werte müssen sich gemäß Normvorgaben in bestimmten engen Toleranzgrenzen bewegen. Weitere Aspekte sind die Gleichmäßigkeit der Spannungshöhe, die u. a. durch ein Flackern (englisch Flicker) gestört sein kann, und die Sauberkeit der Sinusform des Spannungsverlaufs, die am Ausmaß der sogenannten Oberschwingungen gemessen wird. Dies sind Schwingungen mit Vielfachen der Netzfrequenz von 50 Hertz, die u. a. durch leistungselektronisch angebundene Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen entstehen. Die Phänomene der Versorgungsqualität werden teilweise laufend überwacht und statistisch ausgewertet, teilweise nach Bedarf durch spezialisierte Messungen überprüft, wenn punktuell ein Verdacht auf Nichteinhaltung entsprechender Vorgaben besteht. Eine systematische, flächendeckende Erfassung aller erdenklichen Aspekte wäre auch hier weder sinnvoll umsetzbar noch erforderlich. Die Praxis des Power-Quality-Monitorings in Österreich geht heute sogar bereits weiter als in vielen

anderen Ländern, so dass hier bereits ein hohes Niveau an regelmäßiger Überwachung sichergestellt ist.

Bei dieser Dimension der Versorgungssicherheit zeichnen sich in Österreich ähnlich wie bei der Netzzuverlässigkeit keine prinzipiellen Veränderungen der Versorgungssicherheitsrisiken gegenüber der heutigen Situation ab. Es kann davon ausgegangen werden, dass größere auftretende Probleme durch regelmäßig bzw. fallweise stattfindende Überwachungen detektiert und durch in der Regel lokale technische Lösungen behoben werden können. Die Aufrechterhaltung des heute gewohnten Qualitätsniveaus setzt allerdings auch hier voraus, dass die mit der Energiewende einhergehenden Herausforderungen hinsichtlich Ausbau und Betrieb der Verteilernetze zeitgerecht und ohne Abstriche bei den Planungs- und Betriebsgrundsätzen bewältigt werden. Zudem kann sich hierbei punktuell auch ein verstärkter Bedarf nach Lösungen zur Verbesserung der Spannungsqualität ergeben, beispielsweise bedingt durch die Zunahme der Oberschwingungspegel durch den Zubau leistungselektronisch angebundener Anlagen.

4 Systemsicherheit

Die Systemsicherheit als zweite relevante Dimension von Versorgungssicherheit zielt auf einen stabilen Betrieb des Stromversorgungssystems als Ganzes. Zentral für die Frage der Stabilität des Systems ist der stabile Betrieb der Übertragungsnetze. So können ausgehend von einem stabilen Übertragungsnetz lokale und regionale Versorgungsunterbrechungen nach Ursachenklärung im Regelfall (und bei grundsätzlicher Verbindung der Kunden zum Stromnetz, s. Abschnitt 3.1 zur Versorgungszuverlässigkeit) zügig behoben werden. Umgekehrt ist bei einer Störung des Übertragungsnetzes auch ohne lokale Fehler eine sichere Versorgung nur im Ausnahmefall aufrechtzuerhalten. Dementsprechend ist die Verantwortung für die Systemsicherheit (teilweise auch als Systemverantwortung bezeichnet) primär den Übertragungsnetzbetreibern zugeordnet.

Systemsicherheit bedeutet dabei nicht nur, dass im aktuellen Betriebszustand des Stromversorgungssystems sowie bei regulären Ereignissen wie Schaltmaßnahmen oder den kontinuierlich stattfindenden Anpassungen im Einspeise- und Entnahmeverhalten der Netznutzer keine Verletzungen technischer Grenzwerte auftreten. Darüber hinaus muss das System auch nach einer temporären Auslenkung durch Störereignisse wie Ausfällen von Netzbetriebsmitteln oder Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen wieder in einen stabilen und zulässigen Betriebszustand zurückkehren. Diese Fähigkeit wird als $(n-1)$ -Sicherheit bezeichnet und durch das gleichnamige Kriterium überwacht. Die Einhaltung des $(n-1)$ -Kriteriums schließt zwar Systemsicherheitsprobleme nicht gänzlich aus (z. B., wenn zwei Störereignisse zusammentreffen), hat sich aber in der Praxis als zentrales Prinzip für den Systembetrieb bewährt.¹

Bei einem Verlust der Systemsicherheit droht hingegen – angestoßen z. B. durch einen Betriebsmittelausfall – eine Kettenreaktion. Dabei verursacht z. B. die automatische Reaktion auf eine aufgetretene Überlastung (wie ein Abschalten des überlasteten Netzelements) eine weitere Schwächung des Netzes und damit neue Überlastungen. Eine solche Kettenreaktion kommt oft nur nach erheblichen Einschränkungen der Versorgung wie dem Abwurf von Lasten und im schlimmsten Fall erst mit einem weiträumigen Zusammenbruch der Stromversorgung, dem Blackout, zum Stehen. Am 8. Januar 2021 ist es nach einer Überstromabschaltung in einer kroatischen Schaltanlage genau zu einer solchen Kettenreaktion gekommen, die zu einer Auftrennung des Verbundsystems geführt hat. In diesem Fall konnte das System aber noch vor weiträumigen Versorgungsunterbrechungen stabilisiert werden.

Die überragende Bedeutung von Systemsicherheit für die Versorgungssicherheit kann unter anderem daran abgelesen werden, dass nicht nur das aktuelle Ereignis, sondern alle Blackouts oder Großstörungen der jüngeren Vergangenheit wie z. B. der Italien-Blackout 2003 oder die UCTE-Großstörung 2006 auf einen Verlust der Systemsicherheit zurückzuführen sind.

4.1 Netzbelastung

Elektrizität muss nicht nur jederzeit im von den Verbrauchern gewünschten Umfang produziert (siehe Abschnitt 5), sondern auch von den Standorten der Erzeugungsanlagen zu den Verbrauchern transportiert werden. Dabei nehmen die Herausforderungen aus unterschiedlichen Gründen zu. So erfordert die Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen auch die Nutzung fern von Verbrauchszentren liegender Potenziale. Zusätzlich führt der europäische Strombin-

¹ Dabei schließt das $(n-1)$ -Kriterium lokale Versorgungsunterbrechungen infolge einer Störung nicht völlig aus. Diese können hingenommen werden, wenn sie nicht mit einer Gefahr der Störungsausweitung einhergehen.

nenmarkt nicht nur zu sinkenden Strompreisen und größeren Wahlmöglichkeiten für die Verbraucher, sondern auch zu Stromaustauschen über sehr weite Distanzen und Ländergrenzen hinweg. Schließlich steigt die Netzbelastung auch durch einen steigenden Stromverbrauch infolge der sogenannten Sektorenkopplung, also der Nutzung von Strom zur Dekarbonisierung der Bereiche Industrie, Wärme und Verkehr.

Die Stromnetze müssen an diese veränderten Anforderungen angepasst werden. Das kann teilweise durch eine effizientere Betriebsweise und Ertüchtigung geschehen, durch die die Kapazitäten des vorhandenen Netzes optimal ausgenutzt werden. Netzausbau auf Übertragungs- und Verteilernetzebene ist aber unverzichtbar, um die Versorgungssicherheit auch zukünftig zu gewährleisten.

Dabei wandelt sich das Stromerzeugungssystem aktuell zum Teil schneller als die Netze folgen können. Die Konsequenz sind Netzengpässe, die durch Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber wie den sogenannten Redispatch kontrolliert werden müssen. Beim Redispatch werden Erzeugungsanlagen auf der einen Seite eines Netzengpasses herunter- und auf der anderen Seite in gleichem Umfang hochgefahren.

Insbesondere das Hochfahren ist dabei aber nur möglich, wenn genügend Erzeugungsanlagen an den richtigen Standorten im Netz vorhanden und auch sicher betriebsbereit sind. Angesichts der (auch temporären) Stilllegung von immer mehr konventionellen Erzeugungsanlagen, z. B. in Ostösterreich oder Süddeutschland, ist das nicht mehr ohne Weiteres gegeben. Als Reaktion haben Deutschland und Österreich (gerade erst gesetzlich detailliert geregelt) sogenannte Netzreserven eingeführt.

Netzreserven sind dabei nicht notwendig, weil es in Summe zu wenig Stromerzeugungskapazitäten gibt, sondern weil diese nicht an der richtigen Stelle positioniert sind, um das bestehende Stromnetz sicher betreiben zu können.

So wichtig Netzreserven für die Gewährleistung der Systemicherheit sind: Sie sind kein Allheilmittel für Fragen der Versorgungssicherheit für den Umgang mit steigenden Netzbelastungen. Langfristig müssen die Netze so ausgebaut werden, dass Engpassmanagementmaßnahmen zumindest nur noch in geringem Umfang benötigt werden. Ist das nicht möglich, werden geeignete Standortsteuerungssysteme (z. B. über lokal differenzierte Preissignale) benötigt, um Erzeugungsanlagen in Zukunft dort zu errichten, wo sie auch aus Netzsicht sinnvoll in das System integriert werden können. Angesichts der regional ungleichen Verteilung und beschränkten Verfügbarkeit von EE-Potenzialen ist ein dauerhafter Verzicht auf Netzausbau jedoch nur in begrenztem Umfang möglich und vielfach wirtschaftlich nicht sinnvoll.

4.2 Spannungshaltung

Stromtransporte über die Übertragungs- und Verteilungsnetze beeinflussen nicht nur die Stromstärke auf den Leitungen und Transformatoren, sondern auch die Spannungswerte an den Netzbetriebsmitteln. Für einen sicheren Systembetrieb müssen die Spannungswerte innerhalb bestimmter Grenzen gehalten werden, die sich teils aus Normen, teils aus Vereinbarungen unter den Netzbetreibern ergeben. Diese Vorgaben und Vereinbarungen sind u. a. auf das Ziel ausgerichtet, an den Anschlusspunkten der Netznutzer in den unterschiedlichen Netzebenen Spannungswerte innerhalb enger Toleranzbänder zu gewährleisten, um einen ordnungsgemäßen Betrieb der Verbrauchseinrichtungen und Erzeugungsanlagen zu ermöglichen. Diese Zielsetzung ist somit dem in Abschnitt 3.2 behandelten Aspekt der Versorgungsqualität zuzuordnen.

Daneben spielt die Spannungshaltung aber auch eine Rolle für die Systemsicherheit. So ist die Vermeidung von Spannungsdifferenzen, die die unter den Netzbetreibern vereinbarten Spielräume überschreiten, eine Voraussetzung für die Interoperabilität der Übertragungsnetze im Verbundsystem. Extreme Abweichungen der Spannungswerte von den vereinbarten Grenzwerten können sogar zu großräumigen Störungen führen, die mit einer Auftrennung des Verbundsystems und erheblichen Versorgungsunterbrechungen verbunden sein können. Dieses als Spannungskollaps bezeichnete Phänomen tritt sehr selten auf und war nicht Ursache der in den letzten Jahren in Europa aufgetretenen Großstörungen. Es ist jedoch auch nicht auszuschließen, und seine Vermeidung gehört zu den zentralen Zielsetzungen der Spannungshaltung und der Netzplanung.

Um die Spannungssituation im Netz zu steuern, setzen die Netzbetreiber unterschiedliche technische Lösungen ein. Traditionell leisten hierzu – insbesondere im Übertragungsnetz – die Generatoren in den Großkraftwerken einen wesentlichen Beitrag. Generatoren sind in der Lage, sogenannte Blindleistung bereitzustellen. Blindleistung lässt sich in einem Drehstromsystem als eine Art Hilfsleistung verstehen, die zwar nicht zu der für die Versorgung der Verbraucher benötigten Leistung – der sogenannten Wirkleistung – beiträgt, aber einen großen Einfluss auf die Spannungssituation hat.

Durch den Wegfall von konventionellen Kraftwerken wird der Beitrag, den die Kraftwerksgeneratoren zur Spannungshaltung leisten können, zukünftig abnehmen. Hieraus ergeben sich somit auch im Bereich der Spannungshaltung Herausforderungen für den sicheren Systembetrieb. Maßnahmen für die Spannungshaltung müssen dabei – anders als bei der nachfolgend behandelten Frequenzhaltung – in einem regionalen Rahmen ergriffen werden, da Blindleistung nicht sinnvoll über weite Distanzen transportiert und somit auch nicht in großem Umfang importiert werden kann.

Als Ersatz für die wegfallenden Blindleistungsquellen stehen jedoch verschiedene andere Lösungen zur Verfügung. Zum einen gilt speziell für Länder wie Österreich mit hohem Anteil der Wasserkraft an der Stromerzeugung, dass ein signifikanter Teil der zur Spannungshaltung beitragenden Generatoren weiterhin zur Verfügung stehen wird. Zum anderen können Netzbetreiber Betriebsmittel errichten, die speziell der Blindleistungsbereitstellung und damit der Spannungshaltung dienen. Diese Betriebsmittel, sogenannte Kompensationseinrichtungen, werden in konventioneller Bauart als Spulen und Kondensatoren bereits heute vielfach in den Netzen eingesetzt. In Zukunft können und werden voraussichtlich in zunehmendem Umfang auch neuartige leistungselektronische und im Vergleich zu konventionellen Kompensationsanlagen leistungsfähigere Betriebsmittel zu diesem Zweck eingesetzt. Darüber hinaus können auch Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, die über Umrichter an das Netz angeschlossen sind, Beiträge zur Spannungshaltung leisten. Dass diese Anlagen meist an die Verteilungsebenen angeschlossen sind, ist dabei technisch kein prinzipielles Hindernis, kann aber eine verstärkte Kooperation der Netzbetreiber der verschiedenen Netzebenen im Hinblick auf die Spannungshaltung erforderlich machen. Schließlich können Synchrongeneratoren als rotierende Phasenschieber (d. h. ohne Turbine und ohne Möglichkeit der Wirkleistungseinspeisung) errichtet werden und dann analog zu den Generatoren von Kraftwerken zur Spannungshaltung beitragen. Diese Lösung bietet sich insbesondere an, wenn weitere systemstabilisierende Eigenschaften von Synchrongeneratoren (siehe u. a. Abschnitte 4.3.1 und 4.4) benötigt werden. In Deutschland werden solche Phasenschiebergeneratoren bereits an verschiedenen Stellen im Übertragungsnetz eingesetzt.

Angesichts dieser vielfältigen Lösungsmöglichkeiten und der in Österreich vermutlich moderaten Bedarfslücke durch den Wegfall von Großkraftwerken ist es unwahrscheinlich, dass sich im Bereich der Spannungshaltung größere Risiken für die Systemicherheit herausbilden.

4.3 Frequenzhaltung

Eine wesentliche Bedingung für Systemicherheit ist eine stabile Netzfrequenz, die nahe an der Sollfrequenz von 50 Hz liegt. Bereits vergleichsweise kleine Abweichungen von dieser Sollfrequenz können z. B. zu einer Auslösung automatischer Schutzeinrichtungen von Generatoren und letztendlich zu einem Blackout führen. Dabei sind Frequenzabweichungen auch deshalb besonders kritisch, weil die Frequenz innerhalb eines Synchrongebietes überall gleich ist und damit potenziell sehr große Gebiete betroffen sind. Das für Österreich relevante Synchrongebiet „Continental Europe“ reicht z. B. von Portugal bis zur Türkei (einschließlich).

Frequenzabweichungen entstehen, wenn Einspeisung und Last (im Sinne des momentanen Gesamtverbrauchs) im Synchronverbund nicht im Gleichgewicht stehen. Wie kritisch solche Abweichungen sein können, zeigt die Notwendigkeit zur Einleitung eines gestaffelten automatischen Lastabwurfs (bis zu 50 % der Last in drei Stufen) ab einer Frequenz von 49 Hz. Dieser gestaffelte Lastabwurf ist der letzte Versuch, die Stabilität des Systems als Ganzes um den Preis dann tolerierter Versorgungsunterbrechungen für eine große Zahl von Verbrauchern wiederzugewinnen. Ohne frequenzabhängigen Lastabwurf würden sich die verbliebenen Generatoren spätestens beim Erreichen einer Frequenz von 47,5 Hz vom Netz trennen, um mechanische Schäden zu vermeiden, und es käme zum Blackout.

Dabei sind die in kritischen Situationen für eine Stabilisierung der Netzfrequenz zur Verfügung stehenden Zeiträume sehr kurz. So wurde der automatische Lastabwurf bei der UCTE-Großstörung 2006, dem letzten Aktivierungsfall, ca. acht Sekunden nach der damals beobachteten Systemauftrennung ausgelöst.

4.3.1 Momentanreserve und Primärregelung

Da Strom im Netz nicht gespeichert werden kann, müssen (unvermeidbar auftretende) Leistungsbilanzungleichgewichte anderweitig ausgeglichen werden. Dieser Ausgleich erfolgt automatisch über die in den rotierenden Massen der mit dem Netz verbundenen Synchrongeneratoren gespeicherte Rotationsenergie, die sogenannte Momentanreserve.² Dabei werden diese Generatoren beschleunigt (Erzeugungsüberschuss) oder abgebremst (Lastüberschuss), was mit der beobachteten Änderung der Netzfrequenz korrespondiert.

Sobald die resultierenden Frequenzabweichungen eine Erheblichkeitsschwelle (20 mHz) übersteigen, müssen gezielte Maßnahmen eingeleitet werden, um das aufgetretene Leistungsbilanzungleichgewicht auszugleichen und die Frequenz auf den Sollwert zurückzuführen. Hierfür wird von den Übertragungsnetzbetreibern Regelleistung eingesetzt.

Die schnellste Regelleistungsqualität ist die Primärregelleistung (im EU-Sprachgebrauch Frequency Containment Reserve). Auch die schnelle Primärregelleistung, die automatisch, frequenzabhängig und damit verbundweit und dezentral aktiviert wird, hat aber eine bestimmte Aktivierungszeit (aktuell wird eine Vollaktivierung binnen 30 Sekunden gefordert). Im Synchron-

² In geringerem Umfang tragen auch Synchron- und Asynchronmotoren zur Momentanreserve bei.

gebiet Kontinentaleuropa wird derzeit in Summe eine Primärregelleistung von 3000 MW vorgehalten. Damit kann der gleichzeitige Ausfall von zwei der größten Erzeugungseinheiten (z. B. großen Kernkraftblöcken mit ca. 1500 MW) beherrscht werden.

Soll die Systemstabilität bis zum Wirksamwerden der Primärregelung auch bei großen Ausfallereignissen gewahrt bleiben, darf die Frequenzänderung in diesem Zeitbereich bestimmte Grenzwerte nicht übersteigen. Dabei wird die Änderung der Frequenz durch die Trägheitsmomente der rotierenden Massen gedämpft. Vereinfacht gesagt: Je höher die Trägheit der rotierenden Masse und damit die Momentanreserve, desto geringer die Frequenzänderung und desto geringer die Risiken für die Systemicherheit.

Bei der Systemauftrennung im kontinentaleuropäischen Verbundnetz am 8. Januar 2021 lag das in der nordwestlichen Netzinsel aufgetretene Leistungsbilanzungleichgewicht nach ENTSO-E-Angaben kurzzeitig bei über 6 Gigawatt und damit deutlich über dem Referenzereignis für die Dimensionierung der Primärregelung. Die Frequenz ist dennoch nur auf einen vergleichsweise geringen und deutlich über der Auslöseschwelle des frequenzabhängigen Lastabwurfs liegenden Wert von 49,74 Hz gesunken (siehe Abbildung 1) und konnte danach stabilisiert werden. Dies lag aus heutiger Sicht – neben dem reibungslosen Funktionieren der Primärregelung und darüber hinausgehender Reserven wie der Abschaltung für solche Zwecke vertraglich gebundener abschaltbarer Industrielasten – insbesondere auch an der hohen Momentanreserve aufgrund hoher Trägheiten der rotierenden Massen.

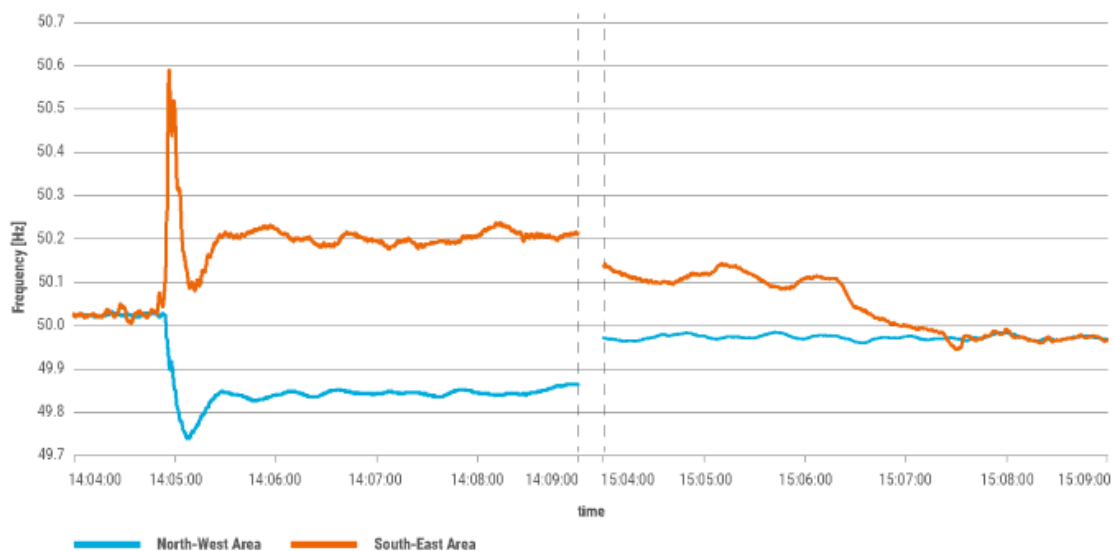


Abbildung 1 Frequenzverlauf im Synchrongebiet Continental Europe während der Störung am 8. Januar 2021, Bildquelle: (ENTSO-E, 2021)

Dieser Befund weist unmittelbar auf eine zukünftige Herausforderung im Bereich der Systemicherheit und insbesondere der Frequenzhaltung hin. So ist die aktuell beobachtete Momentanreserve nicht gezielt geplant, sondern ein Nebenprodukt der Stromerzeugung in Großkraftwerken mit Synchrongeneratoren und deren hoher Trägheit.³ Demgegenüber liefern über Umrich-

³ Auch zwischen den verschiedenen Typen der konventionellen Kraftwerke gibt es Unterschiede in den Beiträgen zur Momentanreserve. Insbesondere große Dampfkraftwerke (Kernenergie, Kohle, GuD) liefern hohe Beiträge.

ter angebundene Stromerzeugungsanlagen, das sind insbesondere alle PV-Anlagen und die allermeisten, speziell neuen Windenergieanlagen, nicht automatisch Beiträge zur Momentanreserve.

Ohne weitere Maßnahmen ließe der Ersatz von konventionellen Kraftwerken durch Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien die Trägheit im System und damit die Momentanreserve zurückgehen. In der Konsequenz würde die Frequenz stärker als heute schwanken und die Beherrschbarkeit von großen Störereignissen (ohne Auslösen des automatischen Lastabwurfs) abnehmen.

Der europäische Übertragungsnetzbetreiberverband ENTSO-E behandelt die Problematik im Rahmen der letzten, noch im Konsultationsstatus befindlichen Ausgabe des zehnjährigen Netzentwicklungsplans (TYNDP) mit einem Sonderbericht (ENTSO-E, 2020b). Darin wird darauf hingewiesen, dass die Problematik für kleinere Synchrongebiete bereits heute virulent ist. In Kontinentaleuropa besteht heute noch kein Problem, aber es droht eine signifikante Verschlechterung der Systemträgheit im Laufe der nächsten Jahre. Auch ein ENTSO-E Workshop vom Januar 2020 bestätigt diesen Befund. Demnach könnte die Trägheit in vielen europäischen Ländern ohne weitere Maßnahmen bis 2030 unterhalb kritischer Schwellwerte liegen (siehe Abbildung 2).

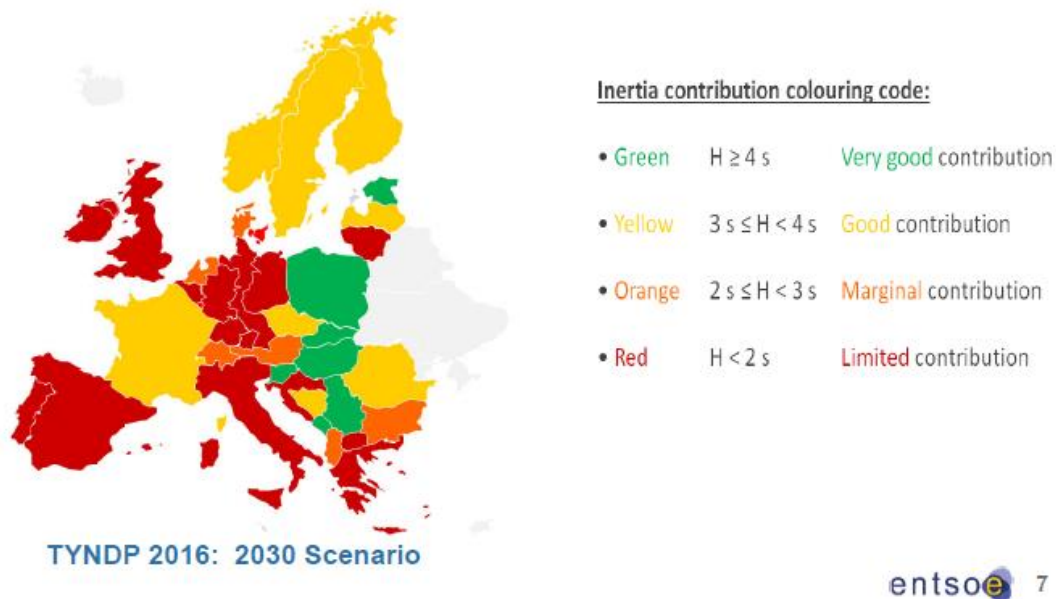


Abbildung 2 Trägheit im Synchronverbund Continental Europe 2030, Bildquelle (Mario Ndreko und ENTSO-E Technical Group on High Penetration, 2020)

Das Vorhandensein eines ausreichenden Niveaus an Momentanreserve kann also für die Zukunft nicht einfach vorausgesetzt werden, und aktives Handeln ist notwendig, um das bisherige Niveau an Frequenzstabilität zu erhalten. Allerdings ist eine Verschlechterung der Versorgungssicherheit in diesem Bereich keinesfalls unvermeidbar. Vielmehr stehen geeignete technische Mittel zur Verfügung, um auch in einem von erneuerbaren Energien dominierten Versorgungssystem die Frequenzstabilität zu gewährleisten. Dabei sind vor allem zwei Stoßrichtungen denkbar. Einerseits kann die Momentanreserve gezielt erhöht werden. Hierfür eignen sich z. B. die bereits in Abschnitt 4.2 erwähnten Phasenschiebergeneratoren, die mit dem Netz synchron betrieben werden und auch andere Systemdienstleistungen erbringen können. Aber auch mit

Kurzzeitspeichern ausgerüstete Umrichter, die in einem netzbildenden Modus betrieben werden und die Wirkung von rotierender Masse simulieren, können die Momentanreserve der Synchrongeneratoren von Großkraftwerken substituieren. Andererseits könnte eine in der Vorhaltung erhöhte und in der Aktivierung beschleunigte Primärregelreserve den Wegfall von Momentanreserve zumindest teilweise kompensieren.

Zur Wahrung der Versorgungssicherheit in diesem Bereich ist es somit vor allem notwendig, das Niveau an Momentanreserve kontinuierlich zu überwachen und bei drohendem Unterschreiten kritischer Werte rechtzeitig Gegenmaßnahmen einzuleiten. Da die Folgen fehlender Frequenzstabilität nicht auf einzelne Staaten begrenzt sind, ist hierfür ein europäischer Ansatz notwendig.

In diesem Zusammenhang kann es auch sinnvoll sein, eine gemeinsame europäische Strategie zum Umgang mit Systemauftrennungen (System Splits) wie am 8. Januar 2021 zu entwickeln. Wie dieses Störungsereignis gezeigt hat, spielt die Momentanreserve dafür eine wichtige Rolle. Allerdings waren die in den resultierenden Netzinseln aufgetretenen initialen Leistungsbilanzungleichgewichte von ca. 6 GW in diesem Fall auch „nur“ ca. zweifach größer als die vorgehaltene Primärregelleistung und damit vergleichsweise gut beherrschbar. Auch heute schon und erst recht in Zukunft sind im kontinentaleuropäischen Stromverbund Systemauftrennungen denkbar (und nicht zu 100 % vermeidbar), bei denen die resultierenden Leistungsungleichgewichte um ein Vielfaches größer und vermutlich nicht ohne die Aktivierung des frequenzabhängigen Lastabwurfs beherrschbar wären. Es erscheint auch nicht realistisch, Momentan- und Primärregelreserve auf die Beherrschung beliebiger System-Splits hin zu dimensionieren. Stattdessen sollten hier klare Dimensionierungsregeln vereinbart und zur Grundlage künftiger Maßnahmen in diesem Bereich gemacht werden.

4.3.2 Sekundärregelung und Tertiärregelung/Minutenreserve

Die Momentanreserve und Primärregelung dienen dazu, Frequenzabweichungen im Verbundnetz infolge von Störfällen oder sonstigen Ereignissen im Kurzzeitbereich von Sekunden bis zu wenigen Minuten zu begrenzen und zu stabilisieren. Sie sind jedoch nicht in der Lage, die Frequenz wieder auf den Sollwert zurückzuführen. Zudem werden sie nicht selektiv in dem von einem Ereignis betroffenen Bereich des Netzes, sondern solidarisch im gesamten Verbundnetz erbracht. Um die Frequenz nach aufgetretenen Abweichungen wieder auf den Sollwert zurückzuführen und zugleich das ursächliche Bilanzungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch selektiv in dem hiervon betroffenen Gebiet auszugleichen, setzen die Übertragungsnetzbetreiber weitere Arten von Regelleistung ein, die sich in ihren Qualitäten deutlich von der Primärregelleistung unterscheiden. Dies sind in erster Linie die im deutschsprachigen Raum als Sekundärregelleistung und Tertiärregelleistung/Minutenreserve bezeichneten Regelleistungsqualitäten:

- Die *Sekundärregelung*, die auf EU-Ebene als Frequenzwiederherstellungsreserve mit automatischer Aktivierung (automatic Frequency Restoration Reserve, aFRR) bezeichnet wird, wird wie die Primärregelung durch automatische Regelungseinrichtungen erbracht. Diese sind jedoch anders als bei der Primärregelung nicht dezentral an den eingesetzten Anlagen, sondern zentral in den Leitstellen der Übertragungsnetzbetreiber installiert. Sie überwachen – neben der Frequenz – die Leistungsbilanz in einer sogenannten Regelzone. Im Grundsatz betreibt jeder Übertragungsnetzbetreiber eine Regelzone, so auch der österreichische Netzbetreiber APG. Teilweise, so etwa in Deutschland, sind mehrere Regelzonen zu einem größeren Regelblock verbunden. Aus der Aufteilung in Regelzonen und -blöcke ergibt sich, in welchen Erststreckungsgebieten die Sekundärregelung zu einem selektiven Ausgleich von auf-

getretenen Bilanzungleichgewichten in der Lage ist. Die zeitlichen Anforderungen an die Erbringung der Sekundärregelung sind geringer als bei der Primärregelung. In der Regel werden hier Aktivierungszeiten von einigen Minuten gefordert.

- Die *Tertiärregelung/Minutenreserve*, die im EU-Sprachgebrauch mittlerweile als Frequenzwiederherstellungsreserve mit manueller Aktivierung (manual Frequency Restoration Reserve, mFRR) bezeichnet wird, wird nicht durch automatische Regelungseinrichtungen, sondern auf Anweisung des Leitstellenpersonals der Übertragungsnetzbetreiber eingesetzt. Der Einsatz erfolgt in Form von kurzfristig angewiesenen viertelstündlichen Einsatzfahrplänen, und die Aktivierungszeiten liegen ebenfalls im Bereich einer Viertelstunde. Die Tertiärregelung hat die Aufgabe, die aufgrund der kürzeren Aktivierungszeiten tendenziell aufwändiger bereitzustellende Sekundärregelreserve abzulösen, wenn Ungleichgewichte der Leistungsbilanz in einer Regelzone für längere Zeit anstehen.

Diese Regelungsmechanismen sind seit Jahrzehnten etabliert und bewährt. Die Verfahren, nach denen Übertragungsnetzbetreiber die benötigten Reserven kontrahieren und einsetzen, werden im nationalen Rahmen sowie auf EU-Ebene laufend weiterentwickelt, um eine effiziente, möglichst weitgehend marktbasierende Beschaffung der Reserven zu gewährleisten und den Umfang der zu beschaffenden Reserven möglichst gering zu halten. Dem letztgenannten Zweck dienen Kooperationsmechanismen, mit denen die Übertragungsnetzbetreiber über Regelzonen-grenzen hinweg den Regelleistungseinsatz optimieren, wenn ein gegenläufiger Bedarf auftritt. Zukünftig werden die Beschaffung und der Einsatz von Regelreserven zudem über europäische Beschaffungsplattformen grenzüberschreitend koordiniert und optimiert.

Herausforderungen als Folge des Transformationsprozesses der Stromversorgung ergeben sich in diesem Bereich daher weniger im Hinblick auf die eingesetzten Regelungssysteme und Beschaffungsmechanismen, eher jedoch im Hinblick auf die nutzbaren Regelreserven. Ein signifikanter Teil der Regelleistung wird heute durch konventionelle Großkraftwerke mit Anschluss an die Übertragungsnetze erbracht. In dem Maße, wie diese Kraftwerke vom Netz gehen, fallen auch potenzielle Regelleistungsquellen weg, die durch andere Quellen ersetzt werden müssen. In Österreich wird sich zwar voraussichtlich eine geringere Lücke bei der Deckung des Regelleistungsbedarfs entwickeln als in Ländern mit großen Anteilen thermischer Stromerzeugungskapazitäten. Die österreichischen Wasserkraftkapazitäten werden jedoch teilweise auch für die Systemregelung im Ausland eingesetzt, traditionell in großem Umfang in Deutschland. Somit wird sich ein Bedarf nach weiteren Regelleistungsquellen auch in Österreich ergeben.

Hierfür kommen verschiedene Potenziale in Frage, die teilweise aktuell bereits erschlossen werden. Im Erzeugungssektor können auch kleinere Anlagen zur Regelleistungserbringung beitragen, ggf. aggregiert in Form von sogenannten virtuellen Kraftwerken. Auch Anlagen auf Basis volatiler erneuerbarer Energien können perspektivisch hierzu genutzt werden, auch wenn dies mit gewissen Einbußen hinsichtlich der gesamten in diesen Anlagen erzeugbaren Strommengen verbunden ist. Daneben wird derzeit vielfach diskutiert und in Pilotprojekten erprobt, inwieweit auch verbrauchsseitige Flexibilitäten, neuartige Speicherkapazitäten und Anlagen der Sektorenkopplung zur Regelleistungserbringung genutzt werden können. Diese Optionen haben gemein, dass es überwiegend um kleinteilige Einzelbeiträge geht (was eine Aggregation erfordert, siehe oben) und die betreffenden Anlagen an die Verteilungsnetze angeschlossen sind. Letzteres kann eine verstärkte Kooperation zwischen den Netzbetreibern der unterschiedlichen Netzebenen erforderlich machen.

4.4 Sonstige Aspekte Systemsicherheit

Im Bereich der Systemsicherheit werden sich durch die steigende Bedeutung erneuerbarer Energien weitere Herausforderungen ergeben, deren detaillierte Diskussion den Rahmen des vorliegenden Dokumentes sprengen würde. Diese Herausforderungen entstehen insbesondere durch den Ersatz konventioneller Großkraftwerke mit (vielfach konstruktionsbedingt stabilisierend wirkenden) Synchrongeneratoren durch leistungselektronisch angebundene, nur begrenzt steuerbare Erzeugungsanlagen-. Das betrifft u. a. die Themen Winkelstabilität, Kurzschlussstrombeiträge und Netzwiederaufbau, die nach unserer Wahrnehmung allerdings aktuell nicht so im Fokus der Debatte stehen wie die oben detailliert behandelten Aspekte. Auch für diese Themen wird es allerdings mit weiterem Fortgang der Energiewende notwendig sein, die Entwicklungen kontinuierlich zu beobachten und im Bedarfsfall rechtzeitige technische Maßnahmen einzuleiten, um potenzielle Versorgungssicherheitsrisiken abzuwehren. Auch hier sind technische Lösungen aber bekannt bzw. im Verlauf dieses Abschnitts bereits erwähnte technologische Optionen wie Netzausbau, netzbildende Umrichteranlagen und Phasenschiebergeneratoren können effektive Lösungen darstellen.

5 Sichere Bedarfsdeckung (Resource Adequacy)

Auch wenn in der Vergangenheit beobachtete Versorgungssicherheitsprobleme größeren Ausmaßes in der Regel auf Systemsicherheitsprobleme (siehe Abschnitt 4) zurückzuführen waren, nimmt die Frage der sicheren Bedarfsdeckung und des Mangels an sogenannter „gesicherter Kraftwerksleistung“ in den Debatten um Versorgungssicherheit einen breiten und politisch häufig dominierenden Raum ein. Hierfür sind mehrere Gründe verantwortlich:

- Die Umstellung der Stromerzeugung von konventionellen Kraftwerken u. a. auf PV- und Windenergie – Österreich hat sich für 2030 ein Ziel von bilanziell 100 % EE in der Stromerzeugung gesetzt⁴ – geht mit einem als Gefahr für die Versorgungssicherheit empfundenen Verlust an erzeugungsseitigen Steuerungsmöglichkeiten einher.
- Darüber hinaus war der Kraftwerkspark – insbesondere aus historischen Gründen – in vielen europäischen Ländern stärker dimensioniert als für eine sichere Bedarfsdeckung notwendig. Mit der zunehmenden Verbesserung grenzüberschreitender Austauschmöglichkeiten im europäischen Strombinnenmarkt hat dieser Effekt der Bedarfsüberdeckung über die Jahre weiter an Bedeutung gewonnen. Kraftwerke werden deshalb aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt, ohne dass Ersatzinvestitionen in gleichem Umfang absehbar und notwendig sind.
- Angesichts der vielfachen politischen Interventionen im Strommarkt (z. B. mit Blick auf erzwungene Kraftwerksstilllegungen) wird das „politische Investitionsrisiko“ von Marktakteuren teilweise als sehr hoch eingeschätzt und daher in Zweifel gezogen, ob die aktuellen Rahmenbedingungen Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten ausreichend beanreizen. Gleichzeitig fällt die Bedarfsdeckung allerdings in den wettbewerblich organisierten Teil des Stromversorgungssystems. Es gibt also keinen einzelnen Verantwortlichen, der für die Bereitstellung ausreichender Stromerzeugungskapazitäten zu sorgen hätte.

Auf der anderen Seite werden allerdings auch relevante Argumente vorgetragen, wonach zumindest keine kurzfristigen Risiken für die Möglichkeiten zur sicheren Bedarfsdeckung bestehen:

- So ist eine effiziente Bedarfsdeckung nicht gleichzusetzen mit einer jederzeitigen und preisunabhängigen Möglichkeit zur Deckung der denkbaren Spitzenlast. Vielmehr werden bestimmte Stromverbraucher bei sehr hohen Strompreisen freiwillig ihren Verbrauch reduzieren. Ökonomisch betrachtet können zudem auch unfreiwillige Abschaltungen von Verbrauchern dann sinnvoll sein, wenn die Kosten für die Deckung von deren Nachfrage den mit der Abschaltung einhergehenden Schaden übersteigen.
- Auch wenn erneuerbare Erzeugungsanlagen auf Basis von Sonne und Wind nicht sicher zur Verfügung stehen, können sie dennoch Beiträge zur Bedarfsdeckung leisten, genau wie andere Marktteilnehmer im Stromversorgungssystem wie Speicher, Sektorkopplungstechnologien und aktive Verbraucher.
- Angesichts bisher jedenfalls nicht eingetretener Erzeugungsknappheiten kann zudem nicht sicher beurteilt werden, ob Investitionen zur sicheren Bedarfsdeckung nicht doch stattfinden werden. Dabei wären neben Kraftwerksinvestitionen auch Maßnahmen zur Erschließung industrieller Lastflexibilität oder anderer Flexibilitätsoptionen denkbar und wirksam.

⁴ Nachfolgend haben wir angenommen, dass das bei einem Jahresendverbrauch von 80 TWh eine jährliche Stromerzeugung aus PV von 11,7 TWh, aus Wind von 16,7 TWh und aus Laufwasser von 32 TWh bedeuten könnte.

Wie die vorgetragenen Argumente zeigen, ist die sichere Bedarfsdeckung angesichts des Wandels des Stromversorgungssystems zumindest komplexer geworden. In einer Situation, in der ein Marktversagen zumindest von einem relevanten Anteil der Akteure befürchtet wird, besteht auch ein weitgehender Konsens zur Notwendigkeit eines vorausschauenden Monitorings, um ggf. rechtzeitig Gegenmaßnahmen einleiten zu können.

Allerdings ist bereits die Frage, wie die Möglichkeiten zur sicheren Bedarfsdeckung gemessen werden können, umstritten. Das gilt umso mehr für die Interpretation der Ergebnisse eines Versorgungssicherheitsmonitorings und die Beurteilung der Angemessenheit des ermittelten Niveaus.

In der Vergangenheit wurde die Beurteilung der Bedarfsdeckung typischerweise anhand von Leistungsbilanzen durchgeführt, bei denen verfügbare Erzeugungsleistung und (historische) Spitzenlast miteinander verglichen wurden. Diesem Ansatz folgt z. B. weitgehend (E-Control, 2019). Die Eignung dieser Methode für von erneuerbaren Energien dominierte und international vernetzte Stromsysteme wird allerdings wissenschaftlich einhellig bezweifelt. So ist allein angesichts der Regularien im Strombinnenmarkt eine die historische Spitzenlast übersteigende Erzeugungsleistung weder notwendig noch hinreichend für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit.

In den vergangenen Jahren haben unterschiedliche Akteure deshalb angefangen, stärker probabilistisch arbeitende und die Verhältnisse am europäischen Strommarkt berücksichtigende Methoden zur Beurteilung der sicheren Bedarfsdeckung zu entwickeln (Consentec und r2b energy consulting, 2015; r2b energy consulting et al., 2019; RTE, 2019; ENTSO-E, 2020a; Pentalateral Energy Forum SG 2, 2020). Diese Methoden wurden im Laufe der Zeit weiter verfeinert und haben sich stark angenähert.

Mittlerweile schreibt auch die im Jahr 2019 novellierte Strommarktverordnung die jährliche Durchführung eines sogenannten European Resource Adequacy Assessments (ERAA, dt. „Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen“) vor. Mit der Erarbeitung einer von der Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden ACER zu genehmigenden Methodik und der Durchführung wurde ENTSO-E beauftragt.

Die Ergebnisse des Monitorings, das durch nationale Bewertungen ergänzt werden kann, sollen insbesondere dazu genutzt werden, um die Notwendigkeit als Beihilfen zu wertender staatlicher Eingriffe in den Strommarkt (z. B. der Errichtung sogenannter Kapazitätsmechanismen) objektiv zu beurteilen. Dafür werden die als Ergebnisse des Monitorings ermittelten Versorgungssicherheitsindikatoren mit von den Mitgliedsstaaten festgelegten Versorgungssicherheitsstandards (engl. reliability standard, daher in der deutschsprachigen Fassung der Strommarktverordnung als Zuverlässigkeitsstandard bezeichnet) verglichen. Als relevanter Indikator hat sich in der europäischen Diskussion die sogenannte Loss of Load Expectation (LOLE) durchgesetzt, die üblicherweise in Stunden pro Jahr angegeben wird. Sie beschreibt, in wieviel Stunden eines Jahres im Erwartungswert (d. h. unter Berücksichtigung z. B. wetterbedingter Unsicherheiten und Schwankungen) mindestens ein Verbraucher seinen Bedarf am Strommarkt nicht sicher decken kann und – sofern keine weiteren Maßnahmen wie Aktivierung von Reserven außerhalb des Strommarktes zur Verfügung stehen – mit einer unfreiwilligen Abschaltung rechnen muss.⁵

⁵ Für das Verständnis des Indikators ist wichtig, dass auch eine unfreiwillige Abschaltung keinesfalls mit einem Blackout gleichzusetzen ist, wie er vor allem bei Systemsicherheitsproblemen auftreten kann. Vielmehr ist bei Problemen mit der sicheren Bedarfsdeckung mit einer gezielten, ggf. angekündigten und zeitlich begrenzten Abschaltung einzelner Kunden zu rechnen. Die unmittelbaren

Bisher haben noch nicht alle europäischen Länder einen Versorgungssicherheitsstandard, also einen als angemessen und effizient erachteten Grenzwert für die zunehmende LOLE, festgelegt. Dort, wo es Festlegungen gibt, liegen die Grenzwerte typischerweise im Bereich von drei bis zehn Stunden pro Jahr. In Deutschland wurde zuletzt ein Grenzwert von fünf Stunden pro Jahr diskutiert (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019).

Die erste Ausgabe des ERAA wird aktuell erarbeitet und Ergebnisse für Österreich liegen noch nicht vor. Allerdings sind im Laufe des Jahres 2020 sowohl der Mid-Term Adequacy Forecast (MAF) von ENTSO-E (ENTSO-E, 2020a) wie auch das Adequacy Assessment des sogenannten Pentalateralen Energieforums PLEF (Pentalateral Energy Forum SG 2, 2020) veröffentlicht worden, die die Lage in Österreich und den Nachbarländern bis 2030 (ENTSO-E) bzw. bis 2025 (PLEF) beleuchten. Die Methodik dieser Berichte spiegelt nicht exakt die Anforderungen des ERAA wider, insbesondere bzgl. der Anforderungen an die Modelle zur Prognose von Kraftwerksstilllegungen und -zubauten und deren Wirtschaftlichkeit. Sie folgt aber zumindest im Grundsatz der auch für das ERAA geforderten probabilistischen Logik. Ausgewählte Ergebnisse dieser Bewertungen sind in Tabelle 1 dargestellt.

Land	PLEF Base Case 2025	PLEF Low Gas 2025	MAF 2025	MAF 2030
AT	1,7	3,8	0	0
DE	2,1	4,3	0,04	0,08
FR	3,3	7,1	1,18	0
NL	0	0	0	0,03

Tabelle 1 LOLE-Werte in Stunden pro Jahr für unterschiedliche Szenarien und ausgewählte westeuropäische Länder in aktuellen Adequacy Assessments, Quellen (ENTSO-E, 2020a; Pentalateral Energy Forum SG 2, 2020)

Diese Zahlen zeigen eine nicht unerhebliche Unsicherheit bei der Bewertung der zukünftigen Entwicklungen auf, wobei das PLEF-Szenario Low Gas (mit signifikant höheren LOLE-Werten in fast allen betrachteten Staaten) insbesondere als eine Sensitivität zu verstehen ist und nicht als ein wahrscheinliches Szenario. Die prognostizierten Werte weisen im Vergleich mit typischen LOLE-Grenzwerten (s. o.) auch nicht auf ein akutes und kurzfristiges Problem bei der sicheren Bedarfsdeckung hin und deuten insbesondere auch keine Verschlimmerung über die Zeit an. Allerdings ist die Aussagekraft derartiger Monitorings für weiter in der Zukunft liegende Horizonte eingeschränkt. Denn die für die sichere Bedarfsdeckung relevanten Entscheidungen z. B. zu Kraftwerksstilllegungen und -neubauten sind für diese Zeitbereiche noch nicht getroffen und somit als unsicher einzustufen.

Der Quervergleich zeigt für Länder mit einem aktiven Kapazitätsmechanismus wie Frankreich nicht unbedingt ein höheres Versorgungssicherheitsniveau als für Länder wie z. B. die Niederlande, die bisher keine staatlichen Maßnahmen zur Gewährleistung einer sicheren Bedarfsdeckung ergriffen haben. Dies mag im ersten Moment erstaunen. Allerdings sind auch staatliche Kapazitätsmechanismen in der Regel „lediglich“ auf die Einhaltung effizienter Versorgungssicherheitsstandards und damit auf niedrige, aber positive LOLE-Werte hin ausgerichtet. Dies wird

Konsequenzen sind also mit einem unangekündigten und ggf. über Stunden oder Tage andauernden Blackout nicht vergleichbar. Es ergibt sich außerdem ein potenzielles Missverständnis mit dem für die Messung der Versorgungszuverlässigkeit genutzten Indikator SAIDI, der ebenfalls in Stunden (oder eher Minuten) pro Jahr angegeben wird. Während der SAIDI die zu erwartende Unterbrechungsdauer im Mittel über alle Verbraucher beschreibt, gibt der LOLE die Zahl der Stunden mit fehlender Bedarfsdeckungsmöglichkeit am Strommarkt für mindestens einen Verbraucher an. Die Zahlenwerte sind also in keiner Weise direkt vergleichbar.

auch von der EU-Kommission im Rahmen der beihilferechtlichen Genehmigung von Kapazitätsmechanismen gefordert.

Zur genaueren Beurteilung der Situation in Österreich wären neben der Interpretation der Ergebnisse des zukünftigen ERAA auch ein ergänzendes und ggf. die Situation in Österreich detaillierter betrachtendes nationales Monitoring sowie die Festlegung eines nationalen Versorgungssicherheitsstandards sinnvoll. Sofern im Rahmen des Versorgungssicherheitsmonitorings Bedenken bezüglich der sicheren Bedarfsdeckung festgestellt werden, wären dann weitere Maßnahmen zu ergreifen. Dabei verpflichtet die Strommarktverordnung die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union vor der Einführung von Kapazitätsmechanismen zur Erarbeitung eines Reformplans für den Strommarkt, der Marktverzerrungen abbauen und Marktversagen beheben soll.

Die Frage, ob die sichere Bedarfsdeckung in Österreich mittelfristig gefährdet ist, ist aus heutiger Sicht nicht endgültig zu beantworten. Dennoch erscheint es uns sinnvoll, bereits heute die durch die Energiewende absehbaren Herausforderungen in diesem Bereich zu identifizieren und technisch-wirtschaftliche Lösungsansätze zu diskutieren. Dies ist eng verbunden mit dem häufig diskutierten Flexibilitätsbedarf im Stromversorgungssystem. Allerdings ist der Begriff der Flexibilität bisher in der energiewirtschaftlichen Debatte nur unscharf definiert. Nachfolgend werden deshalb unterschiedliche Herausforderungen im Bereich der Bedarfsdeckung diskutiert, die im weitesten Sinne unter den Flexibilitätsbegriff fallen. Hierfür wurden mögliche zeitliche Verläufe von Stromverbrauch und variabler, nicht oder nur begrenzt steuerbarer PV-, Wind- und Laufwasser-Stromerzeugung in Österreich auf Basis historischer Daten des Jahres 2018 auf 2030 skaliert (Jahres-Gesamtmenge PV-Erzeugung 11,7 TWh, Wind 16,7 TWh, Laufwasser 32 TWh, Gesamtendverbrauch Strom 80 TWh). Den Saldo dieser Zeitreihen bezeichnen wir als Residuallast, die mit steuerbarer Erzeugung einschließlich Pumpspeicher- und Speicherkraftwerken bzw. durch Austausch mit dem Ausland gedeckt werden muss.⁶

In Abbildung 3 ist zunächst eine mögliche Frühjahrswoche 2030 im Stundenraster dargestellt, in Abbildung 4 dann ein denkbarer Jahresverlauf 2030 im Wochenraster, wobei auch die über das Jahr kumulierte Residuallast dargestellt wird.

⁶ Der konkrete Verlauf der Zeitreihen ist vom Basisjahr abhängig und nicht notwendigerweise repräsentativ. Die Abbildungen sind aber geeignet, die grundsätzlichen Herausforderungen zu identifizieren

Sichere Bedarfsdeckung (Resource Adequacy)

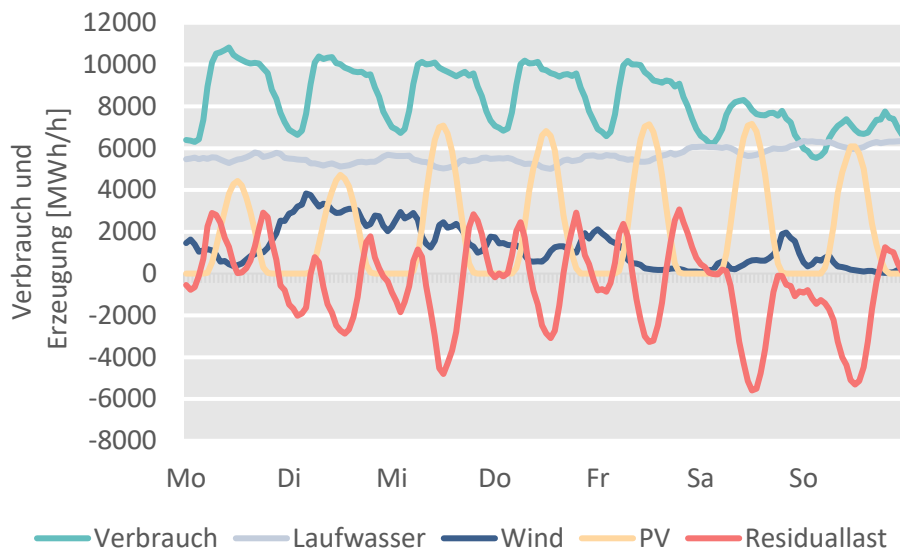


Abbildung 3 Möglicher Wochengang (Frühjahrswoche) im Stundenraster von Verbrauch, EE-Erzeugung und Residuallast (ohne Biomasse und Speicher/Pumpspeicher) in Österreich 2030, Quelle: eigene Berechnung und Darstellung basierend auf Zeitreihen aus (ENTSO-E, o. J.)

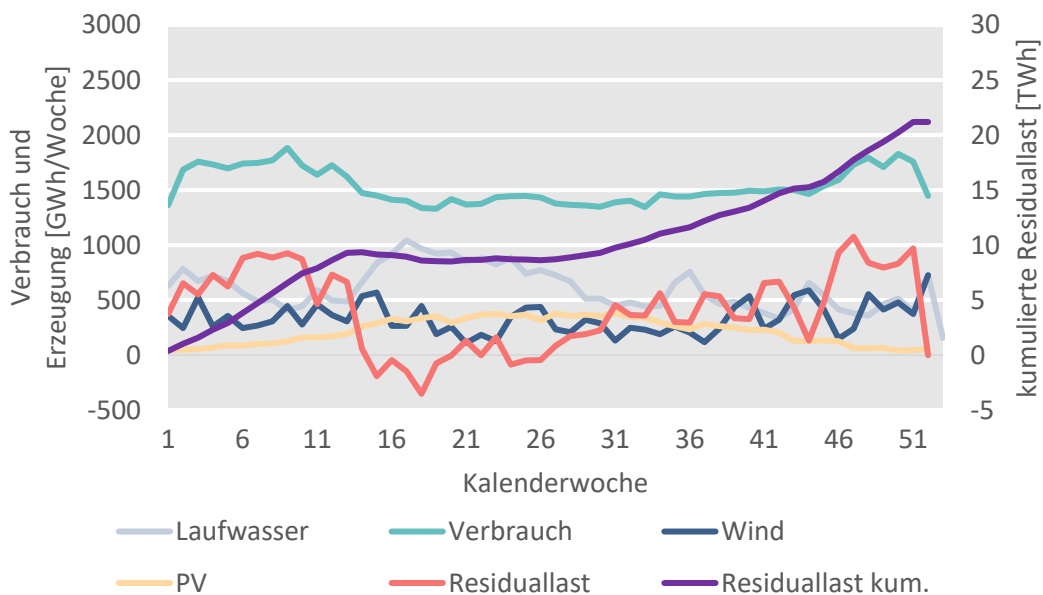


Abbildung 4 Möglicher Jahrgang im Wochenraster von Verbrauch, EE-Erzeugung und Residuallast (ohne Biomasse und Speicher/Pumpspeicher) sowie kumulierte Residuallast in Österreich 2030, Quelle: eigene Berechnung und Darstellung basierend auf Zeitreihen 2018 aus (ENTSO-E, o. J.)

Die Bilder erlauben eine Reihe von Schlussfolgerungen, welche Art von Flexibilität in den kommenden Jahren im österreichischen Stromversorgungssystem benötigt wird und welche Arten von Maßnahmen aus technischer Sicht notwendig sein könnten, um eine sichere Bedarfsdeckung zu gewährleisten.

Die Residuallast ändert sich in dem in Abbildung 3 gezeigten mögliche Wochengang insbesondere aufgrund des Tagesgangs und des Ausbaus der Photovoltaik sehr schnell. Es kommt zu negativen Residuallasten von bis zu ca. 6 GW und einem Hub von bis zu ca. 8 GW innerhalb weniger Stunden. Ein solches System stellt hohe Anforderungen an die kurzfristige Flexibilität der Stromversorgung. Diese ist aber in Österreich aufgrund der hohen installierten Leistung von Pumpspeicherkraftwerken und der engen Vernetzung im europäischen Stromverbund besonders hoch. Eine Erschließung zusätzlicher lastseitiger Flexibilität z. B. von Sektorkopplungstechnologien mit Speichern (Wärmespeicher, Elektroauto-Batterien) kann diese Flexibilität weiter erhöhen. Risiken für die Versorgungssicherheit in diesem Bereich erscheinen damit zumindest begrenzt. Allerdings entsteht erheblicher Investitionsbedarf sowohl für die Flexibilitäten selbst als auch für deren Netzanbindung.

In der Wochenbetrachtung aus Abbildung 4 wird aber auch deutlich, welchen saisonalen Schwankungen die Residuallast in Österreich unterliegen wird. Während in der Simulation Wind, PV und Laufwasser im Sommer den Strombedarf weitgehend decken können und im Frühjahr sogar übersteigen, muss die Stromnachfrage in den Herbst- und Wintermonaten zu erheblichen Teilen anderweitig gedeckt werden. Dabei spielen die österreichischen Speicherkraftwerke und auch die Biomasseverstromung eine wichtige Rolle. Sie können bei einer kumulierten residualen Nachfrage von knapp 20 TWh, zu der im Winter teilweise Beiträge von rund 1 TWh innerhalb von jeweils nur einer Woche auftreten, diese Aufgabe aber weder aus Leistungs- noch aus energetischer Perspektive vollständig leisten.

In diesen Situationen wird deshalb zusätzliche flexible Erzeugung benötigt. Gerade in den Wintermonaten können in Österreich aktuell vorhandene gasbasierte Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerke diese Funktion zumindest teilweise übernehmen, sofern sie weiterhin in Betrieb sind und nicht aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen stillgelegt werden. Die Standorte flexibler Erzeugung für die Bedarfsdeckung müssen aber auch nicht notwendigerweise und nicht vollständig in Österreich liegen. Die Verfügbarkeit von Importen kann aber auch nicht sicher vorausgesetzt werden, sondern muss im Kontext der Entwicklung sowohl von Stromerzeugungssystemen als auch der Übertragungsnetze in Gesamteuropa betrachtet werden. Um eine sichere Bedarfsdeckung in Österreich zu gewährleisten, ist jedenfalls sowohl die Situation der heimischen gasbasierten Stromerzeugung als auch die Entwicklung auf den europäischen Strommärkten eng zu überwachen.

Während typische Versorgungssicherheitsmonitorings auf Erwartungswerte zielen und extreme Wetterereignisse deshalb nicht oder nur mit geringer Wahrscheinlichkeit in die Betrachtung mit einbeziehen, kann im Rahmen der staatlichen Krisenvorsorge auch ein Blick auf außergewöhnliche Situationen sinnvoll sein. Ergänzend wird daher in Abbildung 5 eine mögliche Situation 2030 (14 Tage im Stundenraster) dargestellt, die eine besonders herausfordernde Wetterlage mit hoher Last und geringer EE-Erzeugung über mehrere Tage darstellt. Solche Situationen, im Sprachgebrauch gelegentlich als „kalte Dunkelflaute“ bezeichnet, treten eher in mehrjährigen Abständen und in unterschiedlicher Intensität und Dauer, zuletzt z. B. 2017 in mehreren europäischen Ländern für 14 Tage weitgehend synchron, auf. Eine Besonderheit in Österreich stellte dabei die im Verhältnis zu anderen Wintern ebenfalls besonders geringe Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken dar.⁷ Die Darstellung extrapoliert deshalb die Situation in den beiden letzten Januarwochen 2017 in Österreich anhand einer Skalierung der erwarteten jahresintegralen Erzeugungs-

⁷ Gleichzeitig und die Situation verschärfend war auch der Speicherfüllstand der hydraulischen Kraftwerke für die Jahreszeit unüblich niedrig.

und Verbrauchsmengen auf 2030. Bei der Interpretation ist zu berücksichtigen, dass die Situation 2017 sicherlich keinen Worst Case im wörtlichen Sinne darstellt. Eine Einordnung der Relevanz ist auch deshalb schwierig, weil meteorologische Extremsituationen u. a. aufgrund unzureichender Datenbasis und sich verändernder Klimabedingungen ohnehin nicht exakt über probabilistische Modelle zu beschreiben sind (wie das z. B. bei der Dimensionierung von Kapazitätsmechanismen eigentlich gefordert ist).

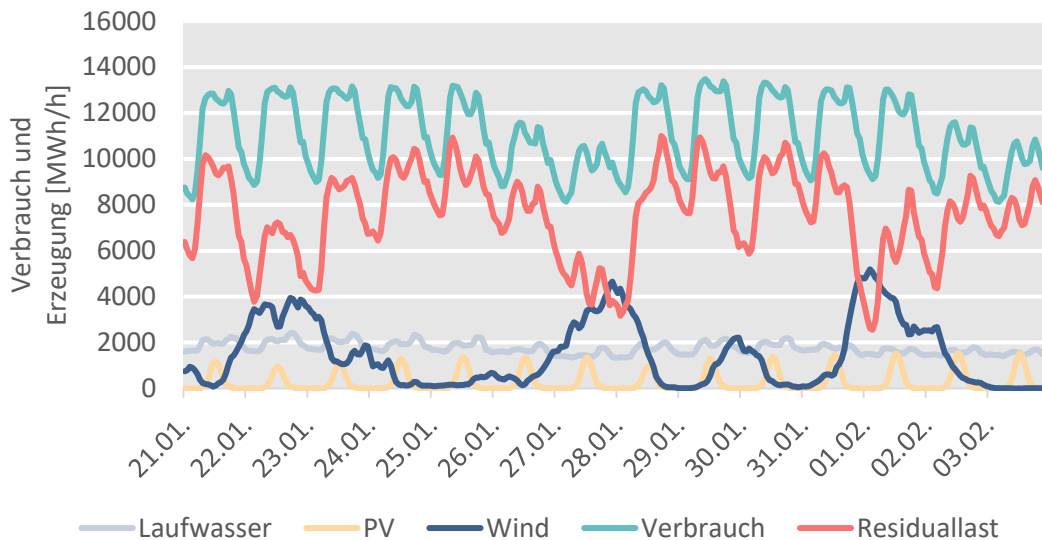


Abbildung 5 Mögliche Situation Winter 2030 (14 Tage im Stundenraster) mit hoher Residuallast bei niedriger Verfügbarkeit erneuerbarer Energien, Quelle: eigene Berechnung und Darstellung basierend auf Zeitreihen für den Zeitraum 16.01.2017 bis 29.01.2017⁸ aus (ENTSO-E, o. J.)

Wie Abbildung 5 zeigt, könnten in einer solchen Situation tagsüber durch steuerbare Erzeugungsleistungen und Importe zu deckende Residuallasten von über 10 GW auftreten. Die wöchentliche Residualnachfrage läge bei ca. 1,2 TWh und damit noch einmal ca. 20 % höher als in den Fällen aus Abbildung 4. Zur Bewältigung einer solchen Situation erscheint die Notwendigkeit eines Rückgriffs auf Wärmekraftwerke in Österreich zumindest wahrscheinlich. Allerdings kann eine technisch-ökonomische Betrachtung allein nicht klären, welche flexible Erzeugungsleistung aus Wärmekraftwerken zur Beherrschung von Extremsituationen sinnvoll und notwendig ist. Denn solche Situationen sind hinreichend selten und in ihrem Ausmaß und ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit gar nicht exakt beschreibbar. Eine typische Kosten-Nutzen-Betrachtung, wie sie z. B. der Dimensionierung von Kapazitätsmechanismen zugrunde liegt, läuft deshalb ins Leere. Die Frage, welche Extremsituationen sicher beherrscht werden sollen (bzw. welche Einschränkungen der Versorgungssicherheit ggf. toleriert werden), sollte politisch getroffen werden.⁹

⁸ Die im Diagramm angegebenen Daten sind demgegenüber um fünf Tage verschoben, um den typischen Wochengang und die Lage der Wochentage korrekt zu reflektieren.

⁹ Sofern zur Beherrschung staatliche Interventionen und Beihilfen notwendig sind, kann die beihilferechtliche Genehmigung durch die Europäische Kommission eine Herausforderung darstellen. Deren Prüfmaßstab war zumindest in der Vergangenheit klar auf Erwartungswerte und nicht auf die Beherrschung von Extremsituationen ausgerichtet.

Die Herausforderungen beim Umgang mit Extremsituationen zeigt beispielhaft, wenn auch auf mitteleuropäische Verhältnisse nicht uneingeschränkt übertragbar, die im Februar 2021 aufgetretene Versorgungssicherheitskrise in Texas, USA. Eine extreme Wetterlage hat dort zu einer weit über historisch beobachteten Spitzen liegenden Höchstlast und einer enorm hohen Nichtverfügbarkeit gasbefuerter Kraftwerke geführt. Ein derartiges Ereignis war in vorausschauenden Analysen zur Versorgungssicherheit wegen seiner historischen Beispiellosigkeit nicht betrachtet und auch von den Marktakteuren nicht zur Grundlage der Systemauslegung gemacht worden. Aus einer Kosten-Nutzen-Perspektive erscheint dies auch nachvollziehbar. Im Eintrittsfall sind die Konsequenzen – hier rollierende Abschaltungen von teilweise mehreren 10 GW Last – allerdings enorm. Die o. g. Ausführungen zeigen, dass - auch, aber nicht nur aufgrund von Extremsituationen – in den nächsten Jahren und Jahrzehnten in Österreich zur sicheren Bedarfsdeckung flexible Wärmekraftwerke mit hoher Wahrscheinlichkeit weiterhin benötigt werden. In anstehenden politischen Diskussionen zu den Rahmenbedingungen für solche Kraftwerke sollte unbedingt die langfristige Dekarbonisierungsperspektive über 2030 hinaus beachtet werden. Zur effizienten Erreichung des Ziels der Treibhausgasneutralität bis 2050 muss die europäische Stromversorgung den meisten vorliegenden Studien zufolge bereits bis 2040 weitgehend dekarbonisiert sein. Damit wird spätestens in der nächsten Dekade der Einsatz von fossilem Erdgas für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit zunehmend problematisch. Stattdessen werden zur sicheren Bedarfsdeckung klimaneutrale Gase, aus Wirtschaftlichkeitsgründen vermutlich insbesondere klimaneutraler Wasserstoff, als Brennstoff zum Einsatz kommen müssen. Aus Versorgungssicherheitsperspektive kann eine sichere Bedarfsdeckung sowohl mit einer Umstellung der KWK-Erzeugung auf Wasserstoff als auch mit einer Kombination von EE-Stromimporten, stärker strombasierter Wärmezeugung und der (vergleichsweise kostengünstigen) Vorhaltung von Spitzenlast-Reservekraftwerken erreicht werden. Die Abwägung zwischen diesen Varianten muss primär aus energiewirtschaftlicher Perspektive erfolgen und hängt unter anderem von den Kosten für den Import von klimaneutralem Wasserstoff und der Weiterentwicklung der energiepolitischen Zusammenarbeit in der EU ab. Es erscheint aber jedenfalls sinnvoll, bei allen Neuinvestitionen in thermische Stromerzeugungskapazitäten eine grundsätzliche Eignung und Umstellungsmöglichkeit auf Wasserstoff bereits mitzudenken (H2-Readiness).

6 Referenzen

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019), *Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 i.V.m. § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität.*

Consentec und r2b energy consulting (2015), *Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung.* Abschlussbericht. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-in-deutschland-und-seinen-nachbarlaendern.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

E-Control (2019), *Unsere Energie vertraut auf Sicherheit - Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2019.* Wien: E-Control. <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811339/MonitoringberichtVersorgungssicherheitStrom2019.pdf/4580423f-cdc0-09b1-a421-ff85724ff6e4?t=1583946417803>. Zugegriffen: 12. Februar 2021.

E-Control (2020), *Unsere Energie braucht Zuverlässigkeit - Ausfall- und Störungsstatistik für Österreich 2020.* Wien: E-Control. https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/AuSD_Ver%C3%B6ffentlichung+2020+f%C3%BCr+Berichtsjahr+2019.pdf/b181c26c-d5f3-24a0-d9f4-61540b0b5583?t=1598593263222. Zugegriffen: 13. Februar 2021.

ENTSO-E (2020a), *Mid-Term Adequacy Forecast 2020 Edition: Appendix 1 - Detailed Results and Input Data.* https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Appendix_1_Input_Data_Detailed_Results.pdf. Zugegriffen: 10. Februar 2021.

ENTSO-E (2020b), *TYNDP 2020: The inertia challenge in Europe – Present and long-term perspective Insight Report.* Version for public consultation. ENTSO-E. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Forconsultation/200611_TYNDP2020_IR_Inertia_forconsultation.pdf. Zugegriffen: 9. Februar 2021.

ENTSO-E (2021), *System Separation in the Continental Europe Synchronous Area on 8 January 2021 – update.* <https://www.entsoe.eu/news/2021/01/15/system-separation-in-the-continental-europe-synchronous-area-on-8-january-2021-update/>. Zugegriffen: 9. Februar 2021.

ENTSO-E (o. J.), ENTSO-E Transparency Platform. *ENTSO-E Transparency Platform.* <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>. Zugegriffen: 10. Februar 2021.

Mario Ndreko und ENTSO-E Technical Group on High Penetration (2020), *Power System Stability Challenges with High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources.* Brussels. https://www.entsoe.eu/Documents/Events/2020/200130-All_presentations.zip. Zugegriffen: 12. Februar 2021.

Pentalateral Energy Forum SG 2 (2020), *Generation Adequacy Assessment.* <https://www.apg.at/markt/-/media/AB2E6C70929F48E48F7972BF042DCBC9.ashx>. Zugegriffen: 10. Februar 2021.

r2b energy consulting, Consentec, Fraunhofer ISI und TEP Energy (2019), *Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten.* Bericht im Auftrag

des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=18.

RTE (2019), *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*. https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2019_synthegse_12_1_0.pdf. Zugegriffen: 12. Februar 2021.