



© Parlamentsdirektion/Christian Hjakade

Sichere Stromversorgung und Blackout-Vorsorge in Österreich

Entwicklungen, Risiken und mögliche Schutzmaßnahmen

Sichere Stromversorgung und Blackout-Vorsorge in Österreich

Entwicklungen, Risiken und mögliche Schutzmaßnahmen

Endbericht

Institut für Technikfolgen-Abschätzung
der Österreichischen Akademie der Wissenschaften

Austrian Institute of Technology
Innovation Systems Department

Projektleitung: Michael Nentwich [ITA], Matthias Weber [AIT]

*Autor*innen:* Doris Allhutter [ITA, interne Projektleitung]
Steffen Bettin [ITA]
Helfried Brunner [AIT]
Julia Kleinfurchnner [ITA]
Jaro Krieger-Lamina [ITA]
Michael Ornetzeder [ITA]
Stefan Strauß [ITA]

Studie im Auftrag des Österreichischen Parlaments

Wien, Jänner 2022

IMPRESSUM

Medieninhaber:

Österreichische Akademie der Wissenschaften
Juristische Person öffentlichen Rechts (BGBl 569/1921 idF BGBl I 31/2018)
Dr. Ignaz Seipel-Platz 2, A-1010 Wien

Herausgeber:

Institut für Technikfolgen-Abschätzung (ITA)
Apostelgasse 23, A-1030 Wien
oeaw.ac.at/ita

AIT Austrian Institute of Technology
Giefinggasse 4, A-1210 Wien
ait.ac.at

Die ITA- und AIT-Projektberichte erscheinen unregelmäßig und dienen der Veröffentlichung von Forschungsergebnissen. Die ITA-Berichte werden über das Internetportal „epub.oeaw“ der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt:

epub.oeaw.ac.at/ita/ita-projektberichte

Die AIT-Berichte werden über die Website ait.ac.at der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt:
ait.ac.at/ueber-das-ait/center/center-for-innovation-systems-policy/policy-advice-reports/

Projektbericht Nr.: ITA-AIT-17

ISSN: 1819-1320

ISSN-online: 1818-6556

epub.oeaw.ac.at/ita/ita-projektberichte/ITA-AIT-17.pdf

parlament.gv.at/SERV/STUD/FTA/

© 2022 Arge ITA-AIT – Alle Rechte vorbehalten

Inhalt

Zusammenfassung	5
Executive Summary	10
1 Einleitung	15
1.1 Fokus der Studie	16
1.2 Blackout – Hype oder reale Gefahr?	17
2 Grundlagen und Überblick zum Risiko Blackout	19
2.1 Grundlegende Begriffe und Zusammenhänge	19
2.2 Wie wahrscheinlich ist ein Blackout?	23
3 Großstörungen und Blackouts: Entstehung und Bewältigung	25
3.1 Wie kann ein Blackout entstehen?	25
3.1.1 Kaskadeneffekte und typischer Ablauf bei Großstörungen	26
3.1.2 Wechselwirkungen und Abhängigkeiten	29
3.2 Gibt es Frühwarnung vor Blackouts und was geschieht danach?	31
3.2.1 Netzwiederaufbau	33
3.2.2 Strommangellage und Energielenkung	35
3.3 Beispiele von Großstörungen und Blackouts	36
3.4 Zwischenfazit	42
4 Versorgungssicherheit: Status Quo und Entwicklung der Stromversorgung in Österreich	45
4.1 Stromversorgung in Österreich	45
4.1.1 Das Stromsystem als sozio-technisches System	45
4.1.2 Veränderungen im Strom-Mix	46
4.1.3 Netzarchitektur und Infrastruktur	47
4.1.4 Regelkapazitäten	47
4.1.5 Zentrale nationale und europäische Regulierungen	48
4.1.6 Zentrale Akteure	49
4.2 Versorgungssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit in Österreich	53
4.2.1 Ausfall- und Störungsdaten in Österreich	53
4.2.2 Versorgungssicherheit	55
4.3 Zukünftige Entwicklungen im Stromsektor in Österreich	56
4.3.1 Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2030	57
4.3.2 Klimaneutralität 2040	61
5 Schlussfolgerungen und Ausblick	65
5.1 Herausforderungen durch den Klimawandel	66
5.2 Herausforderungen durch die Digitalisierung	68
5.3 Herausforderungen durch die Energiewende	69
5.4 Handlungsoptionen und Empfehlungen	72
5.5 Ausblick	77
6 Glossar	79
7 Abkürzungsverzeichnis	85
8 Bibliographie	87
Anhänge	93
A. Workshop „Zukünftige Versorgungssicherheit im österreichischen Stromnetz“ am 16.11.2021	93
B. Interviewpartner*innen	94

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Typischer Verlauf von Großstörungen	28
Abbildung 2: Rahmenkonzept der Verwundbarkeit	31
Abbildung 3: Bruttostromerzeugung und Engpassleistung	46
Abbildung 4: Stromausfälle in Österreich	54

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzebenen der Stromversorgung	21
Tabelle 2: Ausgewählte Blackout-Ereignisse	37

Zusammenfassung

Die Überblicksstudie „Sichere Stromversorgung und Blackout-Vorsorge in Österreich: Entwicklungen, Risiken und mögliche Schutzmaßnahmen“ wird durch diesen Endbericht abgeschlossen. Die Studie wurde vom Österreichischen Parlament mit einer Laufzeit von Juni 2021 bis Jänner 2022 in Auftrag gegeben. Das Projekt wurde von der ARGE ITA-AIT PARLAMENT, intern federführend durch das Institut für Technikfolgen-Abschätzung der Österreichischen Akademie der Wissenschaften, durchgeführt. Die Studie beruht auf Dokumenten- und Literaturstudium, Interviews mit einschlägigen Fachleuten und einem Expert*innen-Workshop.

Der steigende Energieverbrauch und die Energiewende bringen strukturelle Veränderungen im Stromversorgungsnetz und eine Erhöhung der Komplexität des Energiesektors mit sich. Das Stromnetz als komplexes soziotechnisches System ist als kritische Infrastruktur von zentraler Bedeutung für die Funktionsfähigkeit von Wirtschaft und Gesellschaft. Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung ist in Österreich seit Jahrzehnten auf einem konstant hohen Niveau. Dennoch wird es in Zukunft eine Reihe von Herausforderungen geben, um die Versorgungssicherheit auch weiterhin zu gewährleisten. Aufgrund der anstehenden Veränderungen gewinnt das Thema Blackout, also die Sorge vor einem großflächigen Ausfall des Stromversorgungsnetzes über einen längeren Zeitraum, an Bedeutung.

Vor diesem Hintergrund behandelt dieser Bericht zentrale Fragen der Sicherheit der Energieversorgung im Rahmen der Energiewende. Das Ende Juli 2021 in Kraft getretene Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzspaket (EAG-Paket) legt eine weitreichende Dekarbonisierung der Stromversorgung in Österreich fest. Es schafft die Grundlage für eine weitgehende Umstellung der nationalen Stromversorgung auf regenerative Quellen und leitet damit auch einen langfristigen und umfassenden Umbau der gesamten Energieversorgung ein. Gegenstand dieser Übersichtsstudie ist es, die Zusammenhänge zwischen der Gefahr eines Blackouts und der Versorgungssicherheit im österreichischen Stromnetz zu beleuchten. Im Zentrum steht dabei die Frage, wie eine hohe Versorgungssicherheit auch weiterhin gewährleistet werden kann. Auf Basis einer Aufarbeitung des aktuellen Wissensstandes zu Blackouts identifiziert der Bericht zentrale Herausforderungen und zukünftige Handlungsbedarfe im Sinne der Versorgungssicherheit.

Als *Blackout* gilt ein unerwarteter und unvorhersehbarer Totalzusammenbruch des überregionalen Stromversorgungsnetzes für einen längeren Zeitraum. Ein solches Ereignis wird als sogenanntes HILP-Event (High Impact Low Probability) bezeichnet, also ein Ereignis mit hohem Schadenspotenzial, aber sehr geringer Eintrittswahrscheinlichkeit. Im Falle eines Blackouts wäre allerdings mit einer Reihe gravierender gesellschaftlicher und wirtschaftlicher Folgen zu rechnen. Zu Ausfällen im Stromversorgungsnetz kann es aus unterschiedlichen Gründen, wie Naturkatastrophen, technischen oder menschlichen Ursachen kommen. Im technischen Sinn ent-

*Der Hintergrund:
Die Stromversorgung
im Wandel*

*Das Thema Blackout
gewinnt an Bedeutung*

*Herausforderungen
für die Sicherheit der
Energieversorgung
im Rahmen der
Energiewende*

*Gegenstand der Studie:
Zusammenhänge
zwischen
Blackout-Gefahr und
Versorgungssicherheit
in Österreich*

Definition Blackout

*Hohes
Schadenspotenzial,
sehr geringe Eintritts-
wahrscheinlichkeit*

spricht ein Blackout einer Großstörung, jedoch mit gravierenderem Schadensausmaß. Ein ausschlaggebender Faktor für eine Großstörung und ein Blackout-Ereignis ist die *Betroffenheit des Übertragungsnetzes* – jenes Netz aus Hochspannungsleitungen, das zur Übertragung von Strom über große Distanzen benötigt wird. Ein grundlegendes Problem bei Großstörungen sowie im Blackout-Fall liegt im Risiko von *Kaskadeneffekten* (Kettenreaktionen), die bei nicht mehr bewältigbarer Netzinstabilität zu größeren, überregionalen Ausfällen führen können. Befindet sich das Netz im Not-Zustand und die entsprechenden Schutzmaßnahmen (Abschaltungen, Inselbildung durch Auftrennung in Teilnetze, Lastabwurf) greifen trotzdem nicht mehr, geht das Netz unmittelbar in den Blackout-Zustand über. Dadurch wäre ein Netzwiederaufbau erforderlich. Seit Anfang der 1950er Jahre gab es keinen solchen Fall in Österreich. Abseits verstärkter medialer Aufmerksamkeit zur Thematik gibt es keine klaren Belege für ein steigendes Risiko. Ankündigungen von Blackout-Eintritten in definierten Zeiträumen beruhen nicht auf wissenschaftlich gesicherten Erkenntnissen. Das widerspricht auch dieser Art von Risiko: Blackouts sind Ereignisse, deren Eintreten kaum vorhersehbar ist. Wesentlich relevanter erscheint es, sich eingehender mit der Bewältigung von Großstörungen zu befassen, weil hier klare Zusammenhänge bestehen. Das trägt zu einem sachlich fundierten, realistischen Umgang mit dem Thema Blackout bei.

*Grundlegendes Problem
Kaskadeneffekt*

Von zentraler Bedeutung für die Versorgungssicherheit sind die vorherrschenden *Betriebsbedingungen* im Stromnetz. Das Stromnetz ist ein komplexes System, das durch wechselseitige Abhängigkeiten innerhalb und zwischen verschiedenen Komponenten des Netzverbundes geprägt ist. Diese beeinflussen die Vulnerabilität, also die Verwundbarkeit des Gesamtsystems. Ungünstige Bedingungen – durch Umwelteinflüsse, verstärktes Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch und damit verbundene hohe Komponentenauslastungen und Frequenzschwankungen – können im Störfall problematisch werden und zu Kaskadeneffekten führen. Die Gewährleistung von stabilen, unkritischen Betriebsbedingungen im Stromnetz ist daher sowohl essentiell für eine sichere Stromversorgung, als auch für die Minimierung von Blackout-Risiken. Ein Schlüsselkriterium bei der Bewältigung von Großstörungen und Blackouts ist eine *wirkungsvolle Gesamtkoordination* der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E). Um die Versorgungssicherheit weiterhin auf hohem Niveau zu gewährleisten, muss folgenden zukünftigen Herausforderungen vorgebeugt werden:

*Herausforderungen
durch Klimawandel
Extremwetterphänomene*

Die globale Erderwärmung und die damit einhergehende *Veränderung von Umweltbedingungen* bringen nicht zu unterschätzende Herausforderungen für die Versorgungssicherheit mit sich. Mit der Wahrscheinlichkeit von Extremwetterphänomenen (extreme Hitze, Hochwasser, massive Unwetter, starke Stürme) und langfristigen Veränderungen im alpinen Bereich nimmt in Europa das Risiko von Stromausfällen zu. Auch der Verbrauch ist durch vermehrte Hitzeperioden wetterabhängig und es kann – insbesondere in benachbarten Regionen – zu Stromknappheit kommen, die im europäischen Übertragungsnetzverbund folgenreichere Effekte zeigt. Der Klima-

wandel kann insgesamt die Stabilität des Stromnetzes mittel- und längerfristig belasten und damit auch das Risiko von Kaskadeneffekten und Großstörungen erhöhen.

Ein vorausschauendes, regelmäßiges Monitoring der Netzbedingungen unter Einbeziehung von sich verändernden Umweltbedingungen ist daher zentral. Der bestehende Austausch zwischen Netzbetreibern und Klimaexpert*innen sollte weiter intensiviert werden. Dabei sollen insbesondere Entwicklungen in den Blick genommen werden, die sich mittel- und längerfristig derart auf die Betriebsbedingungen auswirken, dass diese auch Effekte auf die Netzstabilität haben können.

Die Digitalisierung bringt zahlreiche technische, soziale und strukturelle Veränderungen mit sich, die auch Auswirkungen auf das Stromnetz haben. Sie ist eng mit der Energiewende verbunden. Digitale Systeme im Stromnetz bringen viele Vorteile und versprechen Verbesserungen in den Bereichen Steuerung und Monitoring. Zugleich wächst der Energiebedarf mit der steigenden Menge an digitalen Geräten und Systemen, sowie mit neuartigen Phänomenen wie „Cryptomining“ und Handel mit Kryptowährungen.

Durch die Digitalisierung des Stromnetzes selbst kommt es zu versteckten Abhängigkeiten und neuen potenziellen Schwachstellen. Sie trägt einerseits zur Verbesserung von Regelvorgängen etwa im Lastmanagement und beim laufenden Monitoring des Stromnetzes bei. Andererseits kann es durch eine Kombination von elektrotechnischen und digitalen und/oder vernetzten Systemen dazu kommen, dass IT-Sicherheitsprobleme ins Stromnetz übergreifen. Damit erhöht sich die Anfälligkeit für Fehler oder auch für gezielte Angriffe von außen.

IT-Sicherheit bzw. Cybersecurity sollten bei der Digitalisierung des Stromnetzes daher stärkere Beachtung finden. Insbesondere gibt es einen steigenden Bedarf an Fachkräften, die Digitalisierung und Elektrotechnik stärker zusammenzudenken. IT-Sicherheit ist zukünftig eine Schlüsselkompetenz in der Stromwirtschaft.

Eine zentrale Herausforderung der nächsten Jahre im Energiesektor ist die schrittweise Transformation der Energieversorgung zur Erreichung der nationalen Dekarbonisierungsziele. Im Stromsektor soll bis 2030 der Gesamtstromverbrauch bilanziell bis zu 100 % national aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden. Dieses ambitionierte Vorhaben bringt bereits erhebliche strukturelle Veränderungen im Stromnetz mit sich. Darüber hinaus sollen im Jahr 2040 alle wirtschaftlichen Sektoren in Österreich klimaneutral sein. Neben der Industrie werden weitere energieintensive Sektoren wie Mobilität und Wärmebereitstellung zunehmend elektrifiziert. Mit dem massiven Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten ist auch ein Aus- und Umbau in der Infrastruktur nötig, um diese entsprechend anzupassen bzw. zu erweitern.

Im Bereich der Übertragungsnetze stehen die meisten der bereits heute geplanten Projekte in einem direkten Bezug zum Ausbau der Wind- und Solarenergie. Des Weiteren ist es sinnvoll, die bestehenden Bemühungen

Vorausschauendes, regelmäßiges Monitoring der Netzbedingungen notwendig

Herausforderungen durch Digitalisierung:

Wachsender Energiebedarf

Neue versteckte Abhängigkeiten

IT-Sicherheitsprobleme

Steigender Bedarf an Fachkräften, IT-Sicherheit als Schlüsselkompetenz

Herausforderungen durch Energiewende

Aus- und Umbau der Infrastruktur nötig

Herausforderungen bei Übertragungs- und Verteilernetzen

	zur grenzübergreifenden Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber, z. B. durch grenzüberschreitende Zusammenarbeit im Regelenergiemarkt, weiter zu intensivieren. Die Verteilernetze müssen so weiterentwickelt werden, dass sie sich für die Integration einer sehr großen Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen eignen.
<p><i>Sektorenkopplung zur Dekarbonisierung aller Bereiche ...</i></p>	<p>Damit die Energiewende in die nächste Phase eintreten kann und nach dem Stromsektor auch weitere Sektoren dekarbonisiert und mit dem Stromsektor gekoppelt werden können, bedarf es jedoch weiterer Entwicklungen im Stromsystem. Durch Sektorenkopplung kann die Verbrennung von Kohle, Öl und Erdgas vermieden und auf erneuerbaren Strom verlagert werden. Gleichzeitig lässt sich damit ein insgesamt wesentlich effizienteres Gesamtsystem mit einem signifikant geringerem Primärenergiebedarf realisieren. Aus Sicht des Stromsystems bedeutet <i>Sektorenkopplung</i> aber auch einen massiven zusätzlichen Verbrauch, der aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden muss. Zudem erhöht die zunehmende Integration unterschiedlicher Sektoren die technische und soziale Komplexität des Energiesystems, woraus ein <i>institutioneller sowie rechtlicher Anpassungsbedarf für die beteiligten Akteure</i> resultiert.</p>
<p><i>... führt zu massivem Anstieg des Stromverbrauchs</i></p>	<p>Wenn in Zukunft der gesamte gesellschaftliche Energiebedarf aus regenerativen Quellen gedeckt werden soll, kommt der Elektrizität eine wesentliche Rolle zu. Für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist es von zentraler Bedeutung, dass insbesondere in Zeiten hoher Nachfrage, wenn Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik nicht ausreichen, hinreichend steuerbare Kapazitäten zur Verfügung stehen. Die für Ausfallrisiken relevanten Betriebsbedingungen hängen künftig stärker als bisher von atmosphärischen Bedingungen wie Sonneneinstrahlung und Wind ab. Damit geht ein stärkerer Bedarf nach Reservekapazität einher, um auch bei abnehmender Produktion immer genügend Energie ins Netz einspeisen zu können und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Auch muss die Gefahr einer schleichend zunehmenden Störanfälligkeit analysiert werden.</p>
<p><i>Stärkerer Bedarf an Reservekapazitäten</i></p>	<p>Den Herausforderungen durch Klimawandel, Digitalisierung und Energiewende sollen durch Vorsorgemaßnahmen zur Sicherung des Stromsystems sowie zur Erhöhung der Resilienz und der Verbesserung der Reaktionsoptionen im Krisenfall noch stärker begegnet werden. Von zentraler Bedeutung ist die zunehmende Volatilität (also Schwankungen) in der Stromversorgung. Damit Schwankungen weiterhin im Regelbetrieb ausgleichbar und das Risiko von Großstörungen und die damit verbundenen Versorgungsengpässe bewältigbar bleiben, braucht es Vorsorgemaßnahmen auf unterschiedlichen Ebenen, u. a.:</p>
<p><i>Handlungsoptionen und Empfehlungen</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluierung des Bedarfs nach Erhöhung von Regelleistung und Reservekapazitäten zum Schwankungsausgleich im Normalbetrieb • Koordinierung des Ausbaus der Erzeugungsleistung aus Erneuerbaren Energieträgern und des Aus- und Umbaus des Stromnetzes (in Einklang mit Ausbauplan 2030)

- Stärkere Beachtung auch langsam fortschreitender Umweltveränderungen im systematischen Monitoring der Strominfrastruktur unter Einbeziehung von Klimaexpert*innen
- Vorsorge vor zunehmender Abhängigkeit von Umweltbedingungen (wie Dunkelflautenproblematik) mit Einbindung von Flexibilitätslösungen wie Demand-Response, Demand-Side-Management sowie verschiedenen Speicherlösungen
- Klärung des Bedarfs für den Ausbau grenzüberschreitender Regelenergiemärkte und Analyse dazu zusätzlich erforderlichen Rahmenbedingungen

Institutionell sind fachübergreifende Ausbildung, Wissensaustausch und Forschung von besonders zentraler Bedeutung. Hier braucht es u. a.:

- Ausbildung von Fachkräften mit kombinierter Elektrotechnik- und IT-Expertise, um den vorherrschenden Mangel auszugleichen und die Digitalisierung des Stromsektors sicher zu gestalten
- Stärkere wissenschaftliche Betrachtung der Versorgungssicherheit im systemischen Kontext
- Intensivierung des bestehenden Wissensaustausches zwischen Netzbetreibern und Klimaexpert*innen
- Stärkung der sozialwissenschaftlichen Forschung und des inter- und transdisziplinären Wissenstransfers zwischen Forschung und Akteuren des Energiesektors zur Verbesserung der Governance der Energiewende

Auf Basis des in dieser Studie zusammengetragenen Wissens kann festgestellt werden, dass das österreichische Stromsystem momentan weitgehend versorgungssicher ist. Das könnte sich freilich in den nächsten Jahren ändern, weil sich das ganze System an vielen Stellen zu ändern begonnen hat. Zur Bewältigung der Herausforderungen braucht es nicht zuletzt auch Interessensausgleich zwischen den verschiedenen Akteuren und Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen, damit die notwendigen Veränderungen in der Energieinfrastruktur konstruktiv realisiert werden können. Es ist daher eine wichtige Aufgabe der Politik, das Thema genau weiter zu beobachten und diesen fundamentalen Wandel moderierend und gestaltend zu begleiten.

Fazit:

*Heute weitgehend
versorgungssicher,
aber große
Herausforderungen
für die Zukunft*

Executive Summary

This final report concludes the overview study “Secure Power Supply and Blackout Prevention in Austria: Developments, Risks and Possible Protective Measures”. The study was commissioned by the Austrian Parliament and conducted between June 2021 to January 2022. The project was carried out by the working group ARGE ITA-AIT PARLAMENT, internally led by the Institute of Technology Assessment of the Austrian Academy of Sciences. The study is based on a review of scientific and grey literature, interviews with relevant experts, and an expert workshop.

<p><i>The background: The changing power supply</i></p>	<p>Rising energy consumption and the energy transition are bringing about structural changes in the power grid and an increase in the complexity of the energy sector. As a complex socio-technical system, the electricity grid is a critical infrastructure of central importance for the functioning of economy and society. The reliability of the electricity supply in Austria has been at a consistently high level for decades. Nevertheless, there will be several challenges in the future to continue to ensure the security of supply. Due to the upcoming changes, the topic of a blackout, i.e., the concern about a large-scale failure of the power supply network over an extended period, is gaining importance.</p>
<p><i>The topic of blackout is gaining importance</i></p>	<p>Against this backdrop, this report addresses key energy supply security issues in the energy transition context. The Renewable Energy Expansion Act Package (EAG Package), which came into force at the end of July 2021, establishes far-reaching decarbonisation of the electricity supply in Austria. It creates the basis for widespread conversion of the national electricity supply to renewable sources. It thus also initiates a long-term and comprehensive transformation of energy supply. This overview study sheds light on the connections between the risk of a blackout and the security of supply in the Austrian electricity grid. The focus is on how a high level of supply security can continue to be guaranteed. Based on a review of the current state of knowledge on blackouts, the report identifies central challenges and future needs for action in terms of supply security.</p>
<p><i>Challenges for the security of energy supply in the context of the energy transition</i></p>	<p>A <i>blackout</i> is an unexpected and unforeseeable total collapse of the supra-regional power supply network for a more extended time. Such an event is called a HILP event (High Impact Low Probability), i.e., an event with high damage potential but a very low probability of occurrence. However, in the event of a blackout, several severe social and economic consequences would have to be expected. Failures in the power grid can occur for various reasons, such as natural disasters, technical or human causes. In the technical sense, a blackout corresponds to a significant disruption but with a more severe extent of the damage. A decisive factor for significant disruption and a blackout event is the <i>impact on the transmission grid</i> – the network of high-voltage lines needed to transmit electricity over long distances. A fundamental problem with significant disturbances and blackouts is the risk of <i>cascade effects</i> (chain reactions), leading to</p>
<p><i>The subject of the study: Relationships between the risk of blackouts and security of supply in Austria</i></p>	<p>High damage potential, very low probability of occurrence</p>

major, supra-regional outages if the grid instability can no longer be managed. Suppose the grid is in an emergency state and the corresponding protective measures (shutdowns, islanding through separation into sub-grids, load shedding) are no longer effective. In that case, the grid immediately enters a blackout state. This event would make it necessary to rebuild the grid. In Austria, there has not been such a case since the beginning of the 1950s. Apart from increased media attention on the topic, there is no clear evidence of increased risk. Announcements of blackout occurrences in defined periods are not based on scientifically proven findings. This fact also contradicts this type of risk: blackouts are events whose occurrence can hardly be predicted. It seems much more relevant to look more closely at the management of significant disruptions because there are clear correlations here. This approach contributes to a factually sound, realistic approach to the topic of blackouts.

The prevailing *operating conditions* in the electricity grid are of central importance for the security of supply. The electricity grid is a complex system characterised by mutual dependencies within and between different components of the grid network. These influence the vulnerability of the entire system. Unfavourable conditions – due to environmental influences, increased imbalance of generation and consumption, and associated high component utilisation and frequency fluctuations – can become problematic in the event of an incident and lead to cascading effects. Ensuring stable, non-critical operating conditions in the power grid is essential for a secure power supply and minimising blackout risks. A key criterion in managing significant disturbances and blackouts is *effective overall coordination* of the European Transmission System Operators (ENTSO-E). In order to continue to ensure a high level of security of supply, the following future challenges must be prevented:

Global warming and the accompanying *change in environmental conditions* bring about challenges for supply security that should not be underestimated. With the likelihood of extreme weather phenomena (extreme heat, floods, massive storms, strong gales) and long-term changes in the Alpine region, power outages are increasing in Europe. Consumption is also weather-dependent due to increased heat periods, and electricity shortages can occur – especially in neighbouring regions – with more consequential effects in the European transmission network. Overall, climate change can strain the electricity grid's stability in the medium and longer term and thus also increase the risk of cascading effects and significant disruptions.

Therefore, forward-looking, regular monitoring of grid conditions which considers changing environmental conditions, is crucial. The existing exchange between grid operators and climate experts needs to be further intensified. In this context, particular attention must be paid to developments which can affect grid stability such as operating conditions in the medium and long term.

*Basic problem
cascading effects*

*Climate change
challenges*

*Extreme weather
phenomena*

*Forward-looking,
regular monitoring
of grid conditions
is necessary*

<i>Challenges through digitalisation:</i>	Digitalisation brings numerous technical, social, and structural changes that also impact the electricity grid. It is closely linked to the energy transition. Digital systems in the power grid bring many advantages and promise improvements in control and monitoring. At the same time, the demand for energy is growing with innovation in digital devices, products, services and systems such as cryptofinance.
<i>Growing energy demand</i>	
<i>New hidden dependencies</i>	The digitalisation of the power grid itself creates hidden dependencies and potentially new vulnerabilities. On the one hand, it contributes to improving control processes, for example, in load management and the ongoing monitoring of the electricity grid. On the other hand, a combination of electrotechnical, digital, and/or networked systems can cause IT security problems to spill over to the power grid. These facts increase the susceptibility to errors or targeted attacks from outside.
<i>IT security problems</i>	
<i>Increasing demand for skilled workers, IT security as a key competence</i>	IT security and cybersecurity should therefore be given greater attention in the digitalisation of the power grid. In particular, there is a growing need for specialists to think more intensely about digitalisation and electrical engineering together. IT security will be a crucial competence in the electricity industry in the future.
<i>Challenges posed by the energy transition</i>	A central challenge of the coming years in the energy sector is the gradual transformation of the energy supply to achieve national decarbonisation goals. In the electricity sector, total electricity demand needs to be met by up to 100 % nationally from renewable energy sources by 2030. This ambitious plan already entails considerable structural changes in the electricity grid. Furthermore, all economic sectors in Austria are to be climate-neutral by 2040. In addition to industry, other energy-intensive sectors such as mobility and heat provision will be increasingly electrified. With the massive expansion of renewable generation capacities, it is also necessary to expand and modify the infrastructure to adapt or expand it accordingly.
<i>Expansion and restructuring of the infrastructure necessary</i>	
<i>Challenges in transmission and distribution networks</i>	In transmission grids, most of the projects already planned today are directly related to wind and solar energy expansion. Furthermore, it makes sense to intensify further the existing efforts for cross-border cooperation of transmission grid operators, e.g., through cross-border cooperation in the balancing energy market. The distribution grids must be further developed to be suitable for integrating a vast number of decentralised generation plants.
<i>Sector coupling to decarbonise all sectors ...</i>	However, for the energy transition to enter the next phase and for other sectors to be decarbonised and coupled with the power sector, further developments in the power system are needed. Through sector coupling, the burning of coal, oil, and natural gas can be avoided and shifted to renewable electricity. At the same time, a much more efficient overall system with significantly lower primary energy demand can be realised. From the perspective of the electricity system, however, <i>sector coupling</i> also means massive additional consumption that must be provided from renewable sources. In addition, the increasing integration of different sectors increases the technical and social complexity of the energy system, resulting in a <i>need for institutional and legal adaptation</i> for the actors involved.
<i>... leads to a massive increase in electricity consumption</i>	

If society wants to meet its entire energy from renewable sources in the future, electricity will have an essential role to play. To maintain the security of supply, sufficient controllable capacities must be available, especially in times of high demand when hydropower, wind energy, and photovoltaics are insufficient. In the future, the operating conditions relevant for outage risks will depend more than before on atmospheric conditions such as solar radiation and wind. A greater need for reserve capacity accompanies this always to be able to feed sufficient energy into the grid even when production decreases and to ensure the security of supply. The danger of a creeping increase in susceptibility to faults must also be analysed.

*More substantial need
for reserve capacities*

The challenges posed by climate change, digitalisation, and the energy transition are to be met even more strongly through precautionary measures to secure the electricity system and increase resilience and improve response options in the event of a crisis. The increasing volatility (i.e. fluctuations) in the electricity supply is of central importance. In order to ensure that fluctuations can continue to be balanced out in regular operation and that the risk of major disruptions can be managed and the associated supply bottlenecks remain manageable, precautionary measures are needed at various levels, including:

*Options for action and
recommendations*

- Evaluation of the need to increase balancing power and reserve capacities to compensate for fluctuations in regular operation
- Coordination of the expansion of generation capacity from renewable energy sources and the expansion and conversion of the electricity grid (in accordance with the 2030 expansion plan)
- Greater attention to slowly progressing environmental changes in the systematic monitoring of the electricity infrastructure with the involvement of climate experts
- Precaution against increasing dependence on environmental conditions (such as the problem of dark doldrums) with the integration of flexibility solutions such as demand response, demand-side management, and various storage solutions
- Clarification of the need for the expansion of cross-border balancing energy markets and analysis of the additional framework conditions required for this

Institutionally, interdisciplinary education, knowledge exchange, and research are essential. What is needed here, among other things:

- Training of specialists with combined electrical engineering and IT expertise to compensate for the prevailing shortage and to safely shape the digitalisation of the power sector
- More substantial scientific consideration of supply security in a systemic context
- Intensification of existing knowledge exchange between grid operators and climate experts

- Strengthening social science research and inter- and transdisciplinary knowledge transfer between research and actors in the energy sector to improve the energy transition governance

*Conclusion:
largely secure supply
today, but significant –
challenges for the future*

Based on the knowledge gathered in this study, it can be stated that the Austrian electricity system is currently largely secure in terms of supply. However, this could change in the next few years because the entire system has begun to change in many places. In order to overcome the challenges, it is necessary to balance the interests of the various actors and create suitable framework conditions so that the necessary changes in the energy infrastructure can be realised constructively. It is, therefore, an essential task of politics to continue to observe the topic closely and to accompany this fundamental change in a moderating and shaping manner.

1 Einleitung

Seit einigen Jahren gewinnt die Thematik eines Blackouts, also die Sorge vor einem großflächigen Ausfall des Stromversorgungsnetzes über einen längeren Zeitraum, an Bedeutung. Die Gründe hierfür sind vielschichtig: Populärliteratur wie etwa Marc Elsbergs Roman „Blackout“ hat zweifelsohne das öffentliche Interesse und Bewusstsein hierfür verstärkt. Doch auch abseits dystopischer Visionen geht es bei der Thematik um zentrale Fragen der Sicherheit der Energieversorgung in einer technologisch komplexer werdenden Gesellschaft. Der Energieverbrauch nimmt global betrachtet zu, und die Energiewende bringt strukturelle Veränderungen im Stromversorgungsnetz mit sich. Dabei kommt es u. a. zur zunehmenden Elektrifizierung des Wärmebedarfs (bspw. Wärmepumpen), der Mobilität (Elektromobilität) und auch der Industrie (bspw. Wasserstoff) (IEA 2021a), die notwendig ist, um das Ziel der Energiebedarfsdeckung aus erneuerbaren Quellen zu erreichen. Dadurch erhöht sich insgesamt die Komplexität des Energiesektors. Das Stromnetz ist hierbei die „Hauptschlagader“, von deren Stabilität die Funktionsfähigkeit der Gesellschaft in weiten Teilen abhängt.

Dementsprechend wichtig ist es, die Stromversorgung auch weiterhin sicher zu gestalten. Dazu braucht es ein hohes Niveau in der Versorgungssicherheit und eine zuverlässige Netzinfrastruktur. Entsprechend vorausschauende Maßnahmen sind von zentraler Bedeutung, um den Herausforderungen des schrittweisen systemischen Wandels gerecht zu werden. Damit das gelingen kann, ist Wissen über die Beschaffenheit des Stromnetzes und die Einflussfaktoren erforderlich, die sich auf Netzstabilität und damit Versorgungssicherheit auswirken. Das Risiko von Blackouts steht hier als großes Bedrohungsszenario im Raum. Das ist neben dem potentiellen Schadensausmaß nicht zuletzt der intensiven Berichterstattung der letzten Jahre geschuldet, die zu einer erhöhten Aufmerksamkeit geführt hat. Doch wie realistisch ist so ein Szenario und wie gehen die für das Stromnetz und die Versorgungssicherheit zuständigen Akteur*innen damit um? Diese Studie geht diesen und weiteren Fragen genauer auf den Grund. Das Ziel ist es, verschiedene Wissensbestände aus den zwei unterschiedlichen, aber eng miteinander verzahnten Bereichen Blackout und Versorgungssicherheit zusammenzuführen, verständlich aufzubereiten und wesentliche Herausforderungen und mögliche Handlungsbedarfe herauszuarbeiten.

*Öffentliches Interesse
am Thema Blackout*

*Versorgungssicherheit
und stabile
Netzinfrastruktur
sind zentral*

1.1 Fokus der Studie

Wie kann hohe Versorgungssicherheit auch unter den Bedingungen der Dekarbonisierung des Stromsektors gewährleistet werden?

Gegenstand dieser Übersichtsstudie ist es, die Zusammenhänge zwischen der Gefahr eines Blackouts und der Versorgungssicherheit im österreichischen Stromnetz zu beleuchten. Im Zentrum steht dabei die Frage, wie eine hohe Versorgungssicherheit auch weiterhin gewährleistet werden, und wie Österreich optimal regionalen Stromausfällen und landesweiten Blackouts vorbeugen kann. Das Ziel einer weitgehenden Dekarbonisierung des nationalen Stromsektors bis 2030 (bilanziell 100 % erneuerbare Energien) bringt dabei einige Herausforderungen mit sich. Die Studie befasst sich explizit nicht mit den Auswirkungen von Blackouts, da diese bereits in anderen Studien (u. a. Petermann et al. 2011) umfassend untersucht wurden und hier keine neuen Erkenntnisse zu erwarten sind.

*2 Schwerpunkte:
1. Aufbereitung des Wissensstandes zu Blackouts
2. Identifizierung von Wissenslücken und Handlungsbedarf im Sinne der Versorgungssicherheit*

Vor diesem Hintergrund fokussiert der Bericht auf zwei Schwerpunkte. Im ersten Abschnitt wird bestehendes Wissen zum Thema Blackout analysiert und zusammenfassend dargestellt. Um zentrale Begriffe und Faktoren zu erläutern, die das Risiko von Blackouts beeinflussen, wird bestehendes Wissen aus Fachliteratur und Sekundärquellen aufgearbeitet. Dabei werden auch verschiedene Einflussfaktoren und Beispiele von größeren Stromausfällen sowie deren Ursachen und Wirkungen aufgezeigt. Relevante Vorfälle mit Breitenwirkung und ihre Implikationen werden zusammenfassend dargestellt. Wichtige Fragestellungen sind dabei:

- Wie ist der aktuelle Wissensstand zum Umgang mit Blackouts?
- Welche Faktoren beeinflussen das Risiko eines solchen Vorfalls?
- Welche Erkenntnisse lassen sich aus Vorfällen von Blackouts oder vergleichbar gravierenden Stromausfällen (in Europa) ziehen?
- Wie ist das österreichische Stromnetz beschaffen, und wie anfällig ist es für Blackout-Risiken?
- Wie wird die Versorgungssicherheit bei weiterwachsendem Energiebedarf gewährleistet?
 - Welche Rolle spielen dabei Entwicklungen im Rahmen der Energiewende?
 - Welche Herausforderungen resultieren daraus?

Fokus auf Versorgungssicherheit

Problemlagen und Herausforderungen

Der zweite Abschnitt untersuchte auf Basis von Expert*innen-Interviews (siehe Anhang), inwieweit Wissenslücken bestehen, und in welchen Bereichen sich daraus Handlungsbedarf im Umgang mit Blackout-Risiken ergibt, um die Versorgungssicherheit im österreichischen Stromnetz aufrecht zu erhalten. Mit einem Fokus auf die Versorgungssicherheit wird dabei zunächst im Überblick die Beschaffenheit, der Status Quo und relevante Entwicklungen der Elektrizitätsversorgung in Österreich und Europa beleuchtet. In weiterer Folge werden unter Einbeziehung von Interviews mit Expert*innen sowie den Ergebnissen eines Stakeholder-Workshops Problemlagen und damit einhergehende Herausforderungen für Österreich näher untersucht (siehe Anhänge). Diese können von infrastrukturellen Defiziten, wie etwa veralteten Anlagen, Verzögerungen beim geplanten Netz-

und Leitungsausbau bis zur Volatilität der Windkraft- und Photovoltaik-Produktion, reichen. Im Rahmen der Studie werden auch zentrale Akteur*innen und Handlungsabläufe in den Blick genommen – insbesondere auch deren Zusammenwirken im Krisenfall. Der Fokus liegt hierbei nicht auf dem Krisenmanagement, sondern auf der Bewältigung im Schadensfall und der Wiederherstellung der Stromversorgung. In diesem Zusammenhang werden auch Vorfälle der jüngeren Vergangenheit, wie die Großstörung vom 8. Jänner 2021, betrachtet und die Analyseberichte der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) ausgewertet. Die letzten Kapitel des Berichts befassen sich mit dem Aspekt der Vorsorge und den künftigen Herausforderungen für die Versorgungssicherheit in Österreich.

*Fokus auf Bewältigung
im Schadensfall und
Wiederherstellung der
Stromversorgung*

Analyse jüngster Vorfälle

1.2 Blackout – Hype oder reale Gefahr?

Die Vorstellung eines Totalzusammenbruchs der Stromversorgung ist besorgniserregend. Ohne Stromversorgung würden weite Teile der Wirtschaft und der Gesellschaft nicht mehr funktionieren – mit dementsprechend gravierenden Folgen. Es ist daher durchaus zweckmäßig, anhand eines solchen Worst-Case-Szenarios zu fragen, wie die Funktionsfähigkeit der Gesellschaft trotz Krise aufrechterhalten werden kann, wie das Stromnetz möglichst rasch wieder in den Regelbetrieb rückführbar ist, und inwieweit Blackouts mit präventiven Maßnahmen abwendbar sind.

Von zentraler Bedeutung ist hierbei zunächst Klarheit über Begriffe, thematische Grundlagen und Einflussfaktoren. Im medialen Diskurs kommt es hier manchmal zu Ungenauigkeiten, die eine sachliche Betrachtung der Thematik erschweren können. So werden bereits herkömmliche Stromausfälle nicht selten als Blackout oder Beinahe-Blackout bezeichnet. Herkömmliche Stromausfälle sind jedoch keine Blackouts sondern weitgehend Teil des Alltagsgeschäfts der Stromversorgung. Die Erläuterungen im folgenden Abschnitt sollen daher dazu dienen, begriffliche Klarheit zu schaffen.

*Begriffliche
Ungenauigkeiten im
medialen Diskurs*

2 Grundlagen und Überblick zum Risiko Blackout

2.1 Grundlegende Begriffe und Zusammenhänge

Als *Blackout* gilt ein unerwarteter und unvorhersehbarer Totalzusammenbruch des überregionalen Stromversorgungsnetzes für einen längeren Zeitraum. Totalzusammenbruch bedeutet hier Spannungsverlust, sodass keinerlei Netzspannung mehr herrscht, und daher kein Strom mehr fließen kann. Überregional bedeutet, dass nicht nur einzelne Teile wie z. B. ein Bundesland betroffen sind, sondern die Stromversorgung mehrerer Regionen, Bundesländer oder Staaten ausgefallen ist. Aufgrund der Struktur des Stromversorgungsnetzes ist zudem damit zu rechnen, dass auch benachbarte Regionen außerhalb der Landesgrenzen betroffen sein können (vgl. Petermann et al. 2011; Pausch 2017; Georgiev und Lücksmann 2020; Saurugg 2021). Der Zeitraum, ab wann ein Ausfall als Blackout gilt, ist je nach Definition unterschiedlich. Expert*innen sprechen von einem Zeitraum von mehr als zwölf Stunden. Ein Ausfall, der etwa nach fünf Stunden behoben ist, gilt demnach nicht als Blackout. Je nach regionalem Ausmaß handelt es sich hingegen um einen herkömmlichen Stromausfall oder eine Großstörung.

Definition Blackout

Bei einem *Stromausfall* ist die Unterbrechung der Stromversorgung regional und zeitlich beschränkt. Laut Europeanorm (EN) 50160 gilt eine Kurzzeitunterbrechung bei einer Dauer von bis zu drei Minuten und Langzeitunterbrechungen bei mehr als drei Minuten. In beiden Fällen liegt dabei die Spannung unter 5 % der Bezugsspannung.¹ Das Stromnetz fällt dabei nicht vollständig aus, sondern bleibt als Gesamtsystem weiterhin funktionsfähig. Die Versorgungsunterbrechung betrifft also nur einzelne Teile des Versorgungsnetzes über einen bestimmten Zeitraum, der i. d. R. im Bereich einiger Minuten oder Stunden liegt. Größere Ausfälle können auch einige Tage andauern, sind aber seltener bzw. derart bewältigbar, dass es darüber hinaus zu keinen weiteren Ausfällen in anderen Regionen kommt. Geht ein Ausfall darüber hinaus, gilt er als *Großstörung*. Ausschlaggebend ist hierbei die Betroffenheit des Übertragungsnetzes und/oder des Verteilernetzes. Eine Großstörung liegt dann vor, wenn es zur „Spannungslosigkeit im gesamten oder in großen Teilen des Übertragungsnetzes [...] oder im gesamten Verteilernetz“ kommt (E-Control 2017: 20). Davon können auch benachbarte Netze und somit mehr als eine Region betroffen sein. D. h. bei einer Großstörung kommt es, vereinfacht ausgedrückt, zu einem Verlust der Netzspannung in einem Versorgungsgebiet, wobei folgende Kriterien ausschlaggebend sind: Der Versorgungsausfall durch Spannungslosigkeit dauert länger als wenige Sekunden an oder die Frequenzschwankungen bewegen sich außerhalb der zulässigen Grenz-

Definition Stromausfall

Definition Großstörung

¹ Die Netzqualitätskriterien nach EN 50160 eco-grid.eu/wp-content/uploads/2016/05/EVU-DIN_EN_50160.pdf (dieser und alle folgenden URLs in diesem Bericht: zuletzt eingesehen am 17.01.2022).

werte (Reichl et al. 2015: 362; E-Control 2017: 8). Die normale Netzfrequenz beträgt 50 Hertz und Abweichungen bis zu 100 Millihertz (mHz) darüber oder darunter gelten als Normalzustand. Kleinere Schwankungen werden im Normalbetrieb über die sogenannte Primärregelung, Sekundärregelung und Tertiärregelung ausgeglichen (siehe auch Abschnitt 4.1.4). Die Stufen unterscheiden sich nach Dauer von Schwankungen, die im Normalfall zwischen ein paar Sekunden oder wenigen Minuten liegt. Diese Stabilisierungsmaßnahmen sind Teil des normalen Regelbetriebs.² Erst wenn es zu stärkeren Abweichungen über 100 mHz für mehr als fünf Minuten oder 50 mHz für mehr als 15 Minuten kommt, ist die Netzstabilität beeinträchtigt und das Netz befindet sich im gefährdeten Zustand. Der Notzustand gilt insbesondere bei Frequenzabweichungen von mehr als 200 mHz und wenn es auch zu Ausfällen in Leitsystemen für einen Zeitraum von mehr als 30 Minuten kommt, sodass mindestens eine Schutzmaßnahme (des sog. Systemschutzplans) aktiviert wird. Hier ist die Grenze zum *Blackout-Zustand* erreicht, bei dem mehr als 50 % des Energiebedarfs in einer Regelzone³ des Übertragungsnetzes (siehe unten) ausfällt oder bei Verlust der Netzspannung in der Regelzone für mindestens drei Minuten. In Folge kommt es umgehend zur Aktivierung der Pläne für den Netzwiederaufbau (E-Control 2021a: 8).

Blackout = Großstörung mit gravierendem Schadensausmaß, wobei das Übertragungsnetz betroffen ist

Wichtige Begriffe:

- *Übertragungsnetz*
- *Regelzonenführer*
 - *Netzverbund*
 - *Verteilernetz*

Im technischen Sinn entspricht ein Blackout also einer Großstörung, jedoch mit noch gravierenderem Schadensausmaß. Ein ausschlaggebender Faktor für eine Großstörung und ein Blackout-Ereignis ist die *Betroffenheit des Übertragungsnetzes*. Als Übertragungsnetz (oder auch Transportnetz) wird das Netz aus Hochspannungsleitungen⁴ bezeichnet, das zur Übertragung von Strom über große Distanzen benötigt wird. In Österreich sind dies 380 kV (Kilovolt) und 220 kV Leitungen. Das Übertragungsnetz ist als geografischer Verbund von Hochspannungsnetzen in verschiedene, geografisch festgelegte Regelzonen unterteilt, die von Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) betrieben werden. In Österreich ist das überwiegend die Austrian Power Grid AG (APG), die das Netz in allen Bundesländern betreibt. Zusätzlich gibt es in Vorarlberg noch die Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN), die aber eng mit der APG kooperiert. Die APG ist seit 2012 Regelzonenführer für ganz Österreich.⁵ Die ÜNB sind insbesondere für die Stabilität des überregionalen Stromversorgungsnetzes zuständig. Das Übertragungsnetz erhält Strom von Kraftwerken, der dann über den Netzverbund regional verteilt wird. An das Übertragungsnetz sind neben regionalen Übertragungsnetzen in den Regelzonen auch die Verteilernetze gekoppelt. Unter Verteilernetz versteht man die Netzebene unter dem Übertragungsnetz, Umspannwerke verbinden die verschiedenen Netzebenen und wandeln die Spannung derart um, dass der

² E-Control: Regelreserve und Ausgleichsenergie [e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/regelreserve-und-ausgleichsenergie](https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/regelreserve-und-ausgleichsenergie).

³ Regelzone [apg.at/de/Energiezukunft/Glossar/Regelzone](https://www.apg.at/de/Energiezukunft/Glossar/Regelzone).

⁴ Mit 380 kV oder 220 kV Hochspannung.

⁵ Austrian Power Grid AG ist ab 2012 Regelzonenführer für ganz Österreich, [apg.at/-/media/F94A51D0B7F343B9B9EF72A708226790.pdf](https://www.apg.at/-/media/F94A51D0B7F343B9B9EF72A708226790.pdf).

Strom zwischen den verschiedenen Ebenen fließen kann. Ein Verteilernetz besteht aus Hochspannungsleitungen mit 110 kV, Mittelspannungsleitungen üblicherweise im Bereich von 10 kV bis 35 kV und Niederspannungsleitungen mit 0,4 kV für die privaten Endverbraucher*innen. Dazwischen liegen die jeweiligen Transformatoren zur Verbindung der Spannungsebenen. Wie in Tabelle 1 dargestellt, gibt es grundsätzlich sieben miteinander verbundene Netzebenen.

Tabelle 1: Netzebenen der Stromversorgung

Netzebene	Bezeichnung	Anmerkung
1	Höchstspannungsnetz	380/220 kV, einschließlich 380/220 kV Umspannung
2	Umspannung von Höchst- auf Hochspannungsebene	
3	Hochspannungsnetz	Üblicherweise 110 kV
4	Umspannung zwischen Hoch- und Mittelspannung	
5	Mittelspannungsnetz	Zwischen 1 kV und 36 kV. Üblicherweise im Bereich zwischen 10 kV und 35 kV
6	Umspannung zwischen Mittel- und Niederspannung	
7	Niederspannungsnetz	<1 kV, üblicherweise 0,4 kV

Quelle: Stromversorgung (sz.ch)⁶

Störungen in diesem Verbund verschiedener Netze können je nach Vorfall mehr oder weniger Auswirkungen auf die Stromversorgung haben. Fehler in einzelnen Verteilernetzen können zwar zu Versorgungsunterbrechungen führen, sind jedoch meist rasch behebbar. Einzelne Vorfälle bei der Strom einspeisung haben lokale Effekte, wie z. B. eine Stromunterbrechung oder ein Ausfall bei Endverbraucher*innen. Die übergeordnete Netzebene ist hiervon jedoch i. d. R. nicht betroffen. Fallen einzelne Erzeugungsanlagen in Verteilernetzen aus, hat das also keine besonderen Auswirkungen für das gesamte Stromversorgungssystem (Dickert und Schegner 2007). Wenn allerdings viele Anlagen im Verteilernetz gleichzeitig ausfallen (im Bereich mehrerer Gigawatt), hat das negative Effekte auf das Übertragungsnetz aufgrund des sog. 50,2 Hz Problems, also einer zu starken Abweichung von der Soll-Frequenz von 50 Hz.⁷ Mit wachsendem Energiebedarf und strukturellen Änderungen im Stromnetz gewinnt dieses Problem weiter an Bedeutung.

Störungen auf den diversen Ebenen mit unterschiedlichen Auswirkungen

Generell problematisch können Vorfälle im Übertragungsnetz sein, weil hier eine starke Abhängigkeit von der oberen zu den unteren Netzebenen besteht. Wenn das Übertragungsnetz in einer Region erheblich beeinträchtigt ist, ist das also ein starker Indikator für ein Blackout-Ereignis. Laut EU-Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (2017/1485) gilt als Blackout-Zustand ein „Netzzustand, in dem

⁶ sz.ch/privatpersonen/bauen-wohnen-energie-naturgefahren/energie/stromversorgung.html/72-512-492-488-3547.

⁷ bdew.de/energie/systemstabilitaetsverordnung/502-hertz-problem/.

der Betrieb des Übertragungsnetzes ganz oder teilweise eingestellt ist“ (Art. 3 (2) Z 22 EUC-V 2017). Dementsprechend definiert der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) Blackout als Ereignis, bei dem mindestens eine von zwei Bedingungen erfüllt sein muss:

1. ein Verlust von mehr als 50 % des Energiebedarfs in einer Versorgungsregion (der Regelzone des betroffenen Übertragungsnetzbetreibers) oder
2. eine Spannungslosigkeit für mindestens drei Minuten in einer Versorgungsregion (Regelzone des ÜNB), die Netzwiederaufbaupläne auslöst (ENTSO-E 2019: 9).

Dies entspricht daher auch den oben erwähnten technisch-organisatorischen Regeln (TOR) für Netzbetreiber der E-Control (E-Control 2021a).

*Blackout in Österreich:
mehr als die Hälfte der
landesweiten
Stromversorgung
vollständig ausgefallen*

Im Blackout-Fall würde also das Übertragungsnetz in Teilen oder zur Gänze ausfallen, wobei mindestens eine Regelzone mehrheitlich betroffen sein müsste, um als Blackout zu gelten. Nachdem Österreich als eine Regelzone gilt, würde ein Blackout vereinfacht ausgedrückt bedeuten, dass mehr als die Hälfte der landesweiten Stromversorgung vollständig ausfallen müsste und dass die Auswirkungen dementsprechend groß und nicht lokal eingrenzbar wären. Folglich ist auch davon auszugehen, dass die Umsetzung notwendiger Maßnahmen für die Wiederherstellung schwieriger und langwieriger ist als bei Vorfällen, die in der Praxis häufiger vorkommen und bei denen nur die unteren Netzebenen betroffen sind (Details siehe Kapitel 3).

*Seit der Nachkriegszeit
gab es noch nie ein
Blackout in Österreich*

Ein Blackout ist somit der schwerwiegendste Vorfall, der sich im Stromnetz ereignen kann. In der Praxis gab es einen solchen Fall seit der Nachkriegszeit in Österreich noch nie, wie auch von den befragten Expert*innen bestätigt wurde. Auch in anderen Ländern gibt es kaum dokumentierte Fälle, die per definitionem eindeutig einem Blackout-Ereignis entsprechen. Es gibt jedoch einige Fälle von Großstörungen, bei denen es zum Teil auch zu überregionalen Netzausfällen mit dementsprechend schwerwiegenden Folgen kam. Allerdings sind auch größere Stromausfälle, selbst wenn sie weite Teile einer Region betreffen, wie z. B. jährliche saisonale Ausfälle aufgrund von Wintereinbrüchen und dergleichen, keine Blackouts. In der Regel handelt es sich um herkömmliche und oftmals sogar vorhersehbare Stromausfälle, bei denen es zu keiner kritischen Destabilisierung des Gesamtsystems kommt. Eine inflationäre Verwendung des Begriffs Blackout für jeden Stromausfall oder jede Großstörung ist daher unbegründet: „Nur für eine Großstörung mit Abschaltung des Transportnetzes und somit auch der nicht zur Verfügung stehenden Kraftwerkskapazität sollte der Begriff Blackout verwendet werden“ (Dickert und Schegner 2007: 3). Insofern ist es sachlicher, Blackout als Großstörung im gesamten Stromnetz mit sehr geringer Wahrscheinlichkeit und potenziell hohem Schadensausmaß zu definieren. Diese Definition kann die Thematik auch Lai*innen kurz und prägnant näherbringen und unbegründete Interpretationsräume und Ängste in der Bevölkerung ausräumen. Unabhängig von sprachlichen Feinheiten deutet aber einiges darauf hin, dass Großstörungen im Stromnetz auch in Europa eher zu- als abnehmen.

*International sind
Blackouts selten,
während es immer
wieder regional
begrenzte Stromausfälle
und Großstörungen gibt*

*Eingängige Definition
von Blackout:
Großstörung im
gesamten Stromnetz
mit sehr geringer
Wahrscheinlichkeit und
potenziell hohem
Schadensausmaß*

2.2 Wie wahrscheinlich ist ein Blackout?

In der Risikoforschung gilt ein Blackout als sogenanntes HILP-Event (High Impact Low Probability), also ein Ereignis mit hohem Schadenspotenzial, aber sehr geringer Eintrittswahrscheinlichkeit (vgl. Sperstad 2016), populärwissenschaftlich besser bekannt als „*Black Swan*“, also „Schwarzer Schwan“ (vgl. Taleb 2010). Der Begriff Schwarzer Schwan wird als Metapher verwendet, um zu betonen, dass auch unwahrscheinliche und lange als unmöglich eingeschätzte Dinge, wie eben schwarze Schwäne, durchaus vorkommen können. Es gibt in der Literatur verschiedene Eigenschaften, um Black Swans zu beschreiben. Dazu zählen insbesondere ein hoher Grad an Unsicherheit und das Fehlen von Erfahrungswissen und ein angenommen extrem hohes Schadensausmaß. Zudem lassen sich hier drei verschiedene Typen unterscheiden: 1) Ereignisse, die vollkommen unbekannt sind und daher gar nicht vorhersehbar; 2) Ereignisse, die zwar theoretisch bekannt sind, aber in der Risikoanalyse unbeachtet bleiben; sowie 3) Ereignisse, die in der Risikoanalyse mitberücksichtigt werden, deren Eintritt aber als äußerst gering und daher vernachlässigbar beurteilt wird (Taleb 2010; Aven 2015).

Nach aktuellem Wissensstand hat sich das Risiko eines Blackouts im Stromnetz in den letzten Jahren von Typ 1 zu Typ 3 entwickelt. Das heißt, der Stellenwert der Thematik hat sich generell erhöht und eine Reihe von Akteur*innen befassen sich bereits seit mehreren Jahren intensiv damit, um für den sehr unwahrscheinlichen Fall eines Blackouts handlungsfähig zu bleiben (siehe Abschnitt 3.2). Auch in der breiteren Öffentlichkeit ist das Thema Blackout vor allem durch mediale Berichterstattung in den letzten Jahren sehr präsent geworden mit dem positiven Effekt eines breiten öffentlichen Bewusstseins. Allerdings ist diese erhöhte Aufmerksamkeit allein kein hinreichender Beleg dafür, dass auch das Risiko für einen Blackout höher geworden ist. Dieser Eindruck wird in manchen medialen Presseaussendungen zwar vermittelt. De facto beruhen mediale Ankündigungen von Blackout-Eintritten in einem definierten Zeitraum nicht auf wissenschaftlich gesicherten Erkenntnissen. Das würde streng genommen auch dieser Art von Risiko widersprechen, weil es sich hierbei um Ereignisse handelt, deren Eintreten kaum realistisch absehbar ist. Gerade dieser Umstand ist aber wesentlich, um zu einem sachlich fundierten, realistischen Umgang mit dem Thema Blackout zu finden.

Verschiedene Energie-Expert*innen, die sich in ihrer täglichen Arbeit mit Versorgungssicherheit und der Stabilität des Stromnetzes befassen, haben sich teils kritisch über unsachliche Presseaussendungen geäußert. Auf Expert*innenseite herrscht breiter Konsens darüber, dass eine aktive, regelmäßige Auseinandersetzung mit dem Blackout-Risiko zwar wichtig ist, es aber nicht überschätzt bzw. missverständlich kommuniziert werden sollte. Gerade beim Eintreten solcher HILP-Ereignisse sind robustes Krisenmanagement, klare Kommunikation und Kenntnis der Sachlage von zentraler Bedeutung, um unnötige Panikreaktionen und Verzögerungen bei der

Blackout als „Schwarzer Schwan“: möglich, aber selten

3 Typen von Black Swans

Blackout-Risiko wird jüngst sowohl in der Fachwelt als auch in der Öffentlichkeit mehr wahrgenommen ...

... aber das Risiko selbst ist aus wissenschaftlicher Sicht nicht höher geworden

Robustes Krisenmanagement zentral

Krisenbewältigung zu vermeiden. Unsachliche mediale Ankündigungen von nicht vorhersehbaren Katastrophen können das konterkarieren.

Ungeachtet der geringen Eintrittswahrscheinlichkeit wäre aber mit gravierenden gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Folgen zu rechnen

Ungeachtet der sehr geringen Eintrittswahrscheinlichkeit ist unbestritten, dass bei Eintritt mit einer Reihe gravierender gesellschaftlicher und wirtschaftlicher Folgen zu rechnen ist, wie eine Studie des Büros für Technikfolgen-Abschätzung des Deutschen Bundestags bereits vor zehn Jahren detailliert beschreibt (vgl. Petermann et al. 2011). Die negativen Folgen beziehen sich dabei vor allem auf all jene Prozesse, die ohne Stromversorgung nicht funktionieren. Rein technisch betrachtet ist aber laut Einschätzung von Expert*innen auch im Blackout-Fall nicht unbedingt mit technischen Schäden im Stromnetz zu rechnen. Im Gegenteil kann ein Blackout, der durch eine Kaskade von schutzbedingten Abschaltungen von Netzkomponenten entsteht, auch als eine Art Intervention betrachtet werden, die Schäden vermeidet. Das mag wenig beruhigend klingen, aber es bedeutet, dass der Netzwiederaufbau nach einem Blackout-Ereignis trotz großflächigem Ausfall möglich ist, sofern der Blackout nicht durch technisches Gebrechen systemkritischer Komponenten, wie z. B. den Ausfall eines Kraftwerkes oder von Transformatoren, ausgelöst wurde. Letzteres wäre zumindest äußerst unwahrscheinlich. In jedem Fall ist ein effizientes Krisenmanagement von zentraler Bedeutung, sodass im Ernstfall rasch reagiert werden kann, um das Schadensausmaß möglichst gering zu halten und Maßnahmen für einen Netzwiederaufbau zu setzen. Eine wesentliche Herausforderung ist hierbei das potenziell hohe Schadensausmaß, das nicht nur lokal beschränkt ist, sondern überregional mehrere Bundesländer oder sogar Staaten betreffen kann.

Herausforderung: potenziell hohes Schadensausmaß

3 Großstörungen und Blackouts: Entstehung und Bewältigung

3.1 Wie kann ein Blackout entstehen?

Grundsätzlich gibt es eine Reihe unterschiedlicher Möglichkeiten, wie es zu Störungen oder Ausfällen im Stromversorgungsnetz kommen kann. Dazu zählen klassische Naturkatastrophen ebenso wie technische oder menschliche Ursachen, wie hier exemplarisch angeführt (vgl. BBK 2006; Birkmann et al. 2010; Reichl et al. 2015; Strauß und Krieger-Lamina 2017; Georgiev und Lücksmann 2020):

- Atmosphärische Ursachen bzw. Umwelteinflüsse
 - Meteorologische Ereignisse (Stürme, Tornados, Schneesturm, starke Unwetter, Gewitter)
 - Klimatologische Ereignisse (Temperaturextreme, Hitzewellen, Waldbrand, extreme Kälte)
 - Hydrologische Ereignisse (Starkregen, Überschwemmung/Hochwasser, Schneemassen, Hagel, Eis)
 - Geophysikalische Ereignisse (Erdbeben, Erdbeben, Vulkanausbruch, Magnetsturm/Sonnensturm⁸)
- Technische Ursachen bzw. systemimmanente Faktoren
 - Kritische Netzbedingungen (z. B. Netzüberlastung, Spannungsverlust, Frequenzschwankungen)
 - Technischer Defekt, Materialschwäche, Systemfehler
 - Wartungsmängel
- Menschliche Ursachen
 - Fehlerhaftes Handeln bzw. Nichthandeln
 - Sabotage oder gezielte Angriffe (z. B. Ausnützen technischer Schwachstellen oder Angriffe auf digitale Komponenten durch Schadsoftware etc.)

Hinsichtlich auslösender Ereignisse sind Blackouts an sich nicht spezieller als andere Störfälle zu betrachten. Gerade Österreich ist aufgrund seiner geografischen Lage regelmäßig mit Stromausfällen aufgrund von Wetterereignissen, wie etwa Unwettern, Murenabgängen oder großen Schneemengen bei Wintereinbruch, konfrontiert. Demensprechend routiniert sind hier die Einsatzkräfte sowie die Stromnetzbetreiber, möglichst rasch zu reagieren und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

*Viele Möglichkeiten:
klassische
Naturkatastrophen,
technische oder
menschliche Ursachen*

*Einsatzkräfte und
Stromnetzbetreiber
aufgrund vieler
sonstiger Störfälle
wegen
Wetterereignissen
routiniert*

⁸ Zum Risiko von Sonnenstürmen und elektromagnetischen Impulsen siehe genauer Strauß und Krieger-Lamina (2017).

*Die meisten
Störungen werden
[teil-]automatisch
beseitigt*

*Großstörungen sind
selten, kommen aber vor*

Auch abseits von Wetterphänomenen gehört die Bewältigung von Störungen oder Ausfällen in der Stromversorgung zum Alltag jedes Netzbetreibers. Der überwiegende Anteil von Störungen im laufenden Betrieb wird je nach Vorfall automatisch oder teilautomatisch durch schutztechnische Maßnahmen wie Schalthandlungen beseitigt, sodass es zu keinerlei Effekten auf Verbraucherseite kommt. Nur sehr wenige Ereignisse haben tatsächlich großflächigere Ausfälle zur Folge (Dickert und Schegner 2007). Großstörungen, die für das gesamte Stromnetz kritisch werden können, sind ebenso selten, kommen aber durchaus auch in der Praxis vor. Der nächste Abschnitt erläutert genauer, was bei Großstörungen geschieht und im Anschluss werden einige Beispiele von dokumentierten Großstörungen erläutert.

3.1.1 Kaskadeneffekte und typischer Ablauf bei Großstörungen

*Kaskadeneffekte:
Verkettung von
Ereignissen, insb.
durch automatische
Schaltvorgänge im
Stromnetz*

Ein grundlegendes Problem bei Großstörungen sowie im Blackout-Fall liegt im Risiko von *Kaskadeneffekten* (Kettenreaktionen), die bei nicht mehr bewältigbarer Netzinstabilität zu größeren, überregionalen Ausfällen führen können. Das bedeutet, dass es in Folge eines Störfalles zu einer Verkettung von Ereignissen kommen kann, die zu Netzüberlastung, massivem Frequenzabfall und Stabilitätsverlust im gesamten Stromnetz und im schlimmsten Fall zum vollständigen Spannungskollaps führen können. Hierbei spielen insbesondere automatische Schaltvorgänge im Stromnetz eine zentrale Rolle. Kommt es etwa zu einer ungleichen Verteilung zwischen Energiebedarf und -angebot, wird das Stromnetz instabil. Gleiches gilt für länger anhaltenden Spannungsverlust, der ab einer bestimmten Dauer nicht mehr kompensierbar ist. Die Folge sind dann weitere Ausfälle durch automatische Abschaltungen von Leitungen oder auch von Verbrauchern im Netz. Solche Abschaltungen haben eigentlich eine Schutzfunktion, um zu verhindern, dass Netzkomponenten beschädigt werden. Im Fall eines drohenden Blackouts können sie jedoch kritisch werden. Insbesondere dann, wenn die Abschaltungen unkontrollierbar erfolgen und eine weitere Destabilisierung des Übertragungsnetzes nicht mehr zu verhindern ist.

*Kritische
Betriebsbedingungen
können auch bei
harmlosen Störungen
zu Kaskaden führen*

Besonders entscheidend sind *kritische Betriebsbedingungen* im Netz. Diese können das Blackout-Risiko erhöhen. Wenn kritische Betriebsbedingungen herrschen, kann es auch bei an sich harmlosen Störungen, die im Regelfall rasch behoben werden können, zu einer Kaskade kommen (vgl. Abbildung 1). Kritische Faktoren sind u. a.: das Nicht-Einhalten der n-1-Sicherheitsregel,⁹ große Distanzen zwischen Erzeugungs- und Verbraucherschwerpunkten (also wenn z. B. zu einem Zeitpunkt ein Großteil der Er-

⁹ Die n-1-Sicherheitsregel bedeutet, dass die Netzsicherheit bei maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben auch dann gewährleistet bleiben soll, wenn eine Komponente ausfällt, z. B. wenn ein Transformator oder ein Stromkreis defekt ist oder abgeschaltet wird. Es darf auch dann nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen oder einer Ausweitung der Störung kommen. Die Spannung muss innerhalb der zulässigen Grenzen bleiben und die verbleibenden Betriebsmittel dürfen nicht überlastet werden.

zeugung im südlichsten und ein Großteil des Verbrauchs im nördlichsten Teil des Netzes stattfindet), starke Abweichungen von der Sollfrequenz von 50 Hz außerhalb der im Normalbetrieb bewältigbaren Schwankungsbreiten (± 200 mHz), hohe Belastung schwacher Leitungsquerschnitte, gleichzeitiger Ausfall von Versorgungseinheiten, erhöhter Blindleistungsbezug von Verteilnetzen durch automatische Spannungsregelung (Dickert und Schegner 2007; Birkmann et al. 2010; Reichl et al. 2015; ENTSO-E 2019; E-Control 2017; 2021a).

Die Einhaltung des n-1 Kriteriums stellt sicher, dass auch bei Ausfall eines Betriebsmittels (z. B. einer Leitung oder eines Transformators), andere Betriebsmittel weiterhin funktionsfähig sind und sich an die neue Betriebsituation anpassen, ohne dass es zur Überschreitung von Sicherheitsgrenzwerten kommt. Das schützt vor Folgeausfällen und verringert so das Risiko weiträumiger Versorgungsausfälle.¹⁰

Um im Fall einer Großstörung einen Kollaps zu verhindern und die Frequenz zu normalisieren, werden bei Unterfrequenz Netzlasten gezielt verringert. Das geschieht einerseits automatisch im System, andererseits wird ab einem bestimmten Zeitpunkt manuell eingegriffen. Das geschieht in der Regel aber erst, wenn die bisherigen Schutzmaßnahmen nicht mehr greifen. So kann es in weiterem Störungsverlauf als Notmaßnahme zur Aufteilung des Systems in Teilsysteme kommen, die dann schrittweise wieder synchronisiert werden müssen, um am Ende das Gesamtsystem stabilisieren zu können. Die Teilsysteme werden dabei nicht automatisch aufgeteilt, sondern die Aufteilung ist eine Folge der Netzabschaltungen. Netzabschnitte schalten sich über Sicherungen automatisch ab, um Schäden an den Leitungen zu vermeiden. Dabei gibt es verschiedene Einflussfaktoren, die zu Abschaltungen führen können. Unter anderem spielen auch Umweltbedingungen, wie die Temperatur, eine wichtige Rolle. Starke Hitze oder Kälte beeinträchtigt Überlandleitungen. Das ist ein Grund, warum Hitzewellen oder Eisbildung eine Herausforderung sind (siehe dazu auch nächster Abschnitt).

Aufteilung in Teilsysteme als Notmaßnahme

Eine Maßnahme, um Ausfälle im Übertragungsnetz zu verhindern, ist der sogenannte *Lastabwurf*.¹¹ Dabei wird bei Unterfrequenz der Energieverbrauch gezielt verringert, um wieder ein Gleichgewicht zwischen Energieverbrauch und -erzeugung herzustellen. Ohne dieses Gleichgewicht kommt es zu Netzinstabilität aufgrund von Abweichungen der Sollfrequenz von 50 Hz. Der Lastabwurf erfolgt in der Regel automatisch gestaffelt und ist in drei Stufen unterteilt: Ab einer Frequenz von 49 Hz werden bis zu 50 % der Last über diese drei Stufen abgeworfen. Mit dieser Maßnahme wird versucht, die Stabilität des Systems als Ganzes wiederherzustellen. Dazu müssen Versorgungsunterbrechungen in Kauf genommen werden, damit es

Lastabwurf als Maßnahme

¹⁰ N-1-Sicherheit [app.at/de/Energiezukunft/Glossar/N-1-Sicherheit](https://www.app.at/de/Energiezukunft/Glossar/N-1-Sicherheit).

¹¹ Beschrieben wird hier der unterfrequenzabhängige Lastabwurf. Bei Abfall der Referenzspannung unter 85 % gibt es mit dem spannungsabhängigen Lastabwurf noch eine weitere Maßnahme. Dabei werden Verbraucher mit Blindleistung vom Netz genommen. Die Maßnahme dient der Spannungsstabilisierung (siehe E-Control 2021; Systemschutzplan 2021).

zu keinem Netzkollaps kommt. Ohne diese Schutzmaßnahme würden sich die noch aktiven Generatoren ab einer Frequenz von 47,5 Hz vom Netz trennen, um mechanische Schäden abzuwenden und die Folge wäre dann der Zusammenbruch der Netzspannung und damit ein Blackout (Dickert und Schegner 2007; Consentec 2021; Österreichs Energie 2021a). Der Zeitraum für die Stabilisierung der Netzfrequenz ist meist äußerst knapp. Bei der Großstörung 2006 in Europa (siehe nächster Abschnitt) kam es etwa in nur acht Sekunden nach der damaligen Netzauftrennung zum automatischen Lastabwurf (UCTE 2006; Consentec 2021). Je nach Störungsausmaß kann es zu einer Kette von Abschaltungen in einer oder auch mehrerer Regelzonen kommen. Die automatische Abschaltung kann dabei selbst zu Problemen führen, wenn wesentliche Anteile der Erzeugerleistung abgeschaltet werden und es nicht gelingt, die verbliebenen Netzteile zu stabilisieren. Hierbei ist auch die Auftrennung des Übertragungsnetzes in Teilnetze eine mögliche weitere Maßnahme, um einen Systemkollaps zu verhindern.

Abbildung 1 zeigt vereinfacht dargestellt den typischen Ablauf bei Großstörungen und wie bei Nicht-Bewältigung Kaskadeneffekte zum Blackout-Zustand führen können:

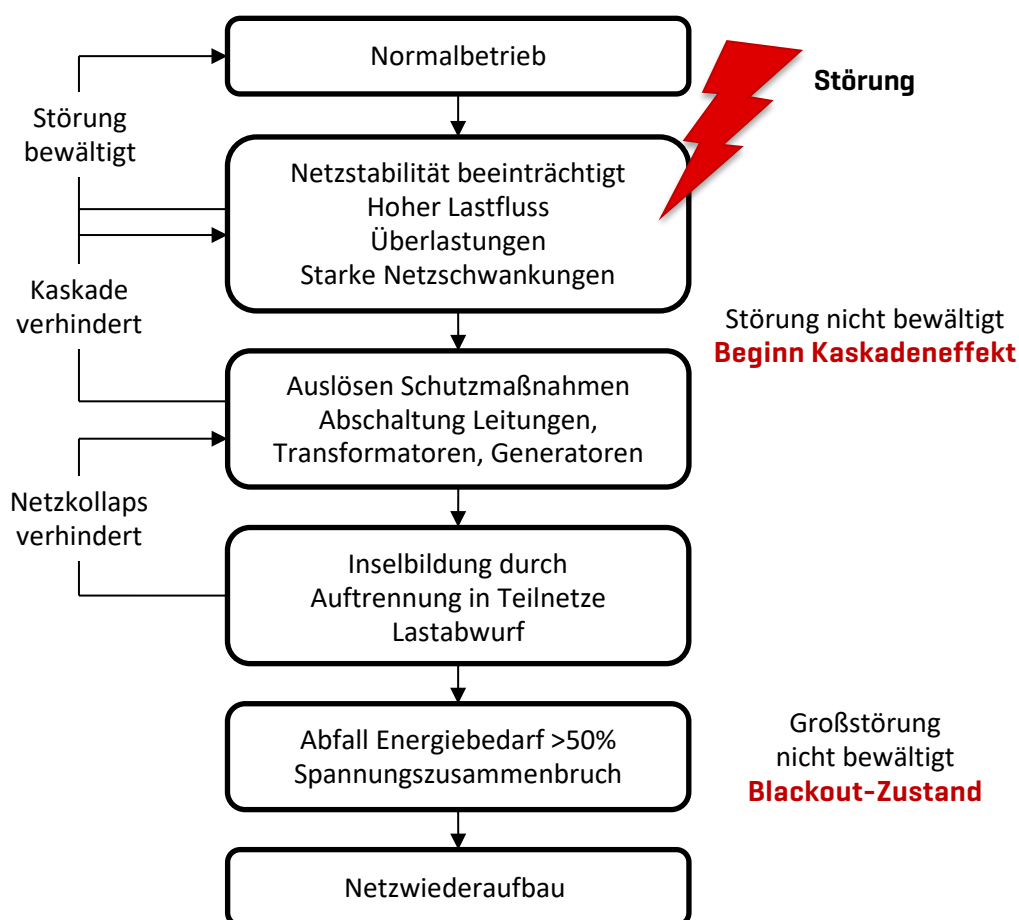


Abbildung 1: Typischer Verlauf von Großstörungen

(Quelle: Eigene Darstellung, angelehnt an Dickert und Schegner 2007)

Wenn ein Störfall das Netz aus dem Normalbetrieb bringt, kann es zur Beeinträchtigung der Netzstabilität kommen. Das kann zu Überlastungen und Spannungsschwankungen führen. Wird die Störung durch Schutzmaßnahmen (je nach Störfall automatisch oder teilautomatisch) bewältigt, geht das System wieder in den Normalbetrieb über. Gelingt das nicht, kommt es zu Kaskadeneffekten, die das Netz weiter destabilisieren können. Hier spielen automatisierte Vorgänge eine ambivalente Rolle: Einerseits dienen sie dazu, Schäden zu vermeiden. Andererseits können Abschaltungen bei ungünstigen Betriebsbedingungen weitere Probleme verursachen.

Befindet sich das Netz bereits im Not-Zustand und die entsprechenden Schutzmaßnahmen greifen trotzdem nicht mehr, geht das Netz unmittelbar in den Blackout-Zustand über. Es kommt zu einem tatsächlichen Blackout. Dadurch wird der Netzwiederaufbau erforderlich. Entsprechende Pläne dafür treten bei den Netzbetreibern unmittelbar bei Erreichen des Blackout-Zustands in Kraft (siehe auch Abschnitt 3.2). Die Dauer des Netzwiederaufbaus hängt vom Ausmaß des Ausfalls ab. Wenn das Übertragungsnetz nicht gänzlich stillliegt, sondern in Teilen noch verfügbar ist, ist ein relativ rascher Aufbau möglich. Ist das nicht mehr der Fall, sind aufwändige Prozesse erforderlich, wie das Wiederhochfahren von Kraftwerken (Dickert und Schegner 2007: 2ff.).

Laut APG kann ein Blackout im besten Fall nach rund zehn Stunden beherrscht werden. In Simulationen wird berechnet, wie lange die Wiederherstellung der Stromversorgung in etwa dauern würde. Hier geht man von 20 bis 30 Stunden aus. Demnach wäre nach spätestens 30 Stunden der Normalbetrieb mit voller Versorgung wiederhergestellt (KleZ 2021). Ob dies bei Eintritt des unwahrscheinlichen Falles eines echten Blackouts in der Praxis tatsächlich zutrifft, ist jedoch schwer abschätzbar.

Bei Eintreten des Blackout-Zustands treten die Pläne zum Netzwiederaufbau in Kraft

In Simulationen: Blackout nach 10-30 Stunden vorbei

3.1.2 Wechselwirkungen und Abhängigkeiten

Das Stromnetz ist ein komplexes System, das durch wechselseitige Abhängigkeiten innerhalb und zwischen verschiedenen Komponenten des Netzverbundes geprägt ist. Diese Abhängigkeiten sind physischer, räumlicher, umweltbezogener, organisatorischer, digitaler und logischer Natur. Grundsätzlich lassen sich verschiedene Formen von Abhängigkeiten unterscheiden (vgl. Lenz 2009; Birkmann et al. 2010; Strauß und Krieger-Lamina 2017):

- **Physische Abhängigkeit:** Die Stromversorgung selbst, von der sehr viele Bereiche abhängen, ist ein typisches Beispiel hierfür.
- **Geografische bzw. räumliche Abhängigkeit:** Systeme, die sich durch ihre räumliche Nähe wechselseitig beeinflussen können. Z. B. Eisenbahnbrücke, die über eine Autobahn führt; oder IT-Komponenten, die automatisiert Regelungsmechanismen steuern etc.
- **Umwelt-Abhängigkeit:** Umweltbedingungen, wie Außentemperatur, Bodenbeschaffenheit, Witterungsschutz, Temperatur von Netzkomponenten etc.

Abhängigkeiten:

- *physische*
- *räumliche*
- *umwelt-bezogene*

- *organisatorische*
 - *ressourcen-bezogene*
 - *digitale*
 - *logische*
- *Organisatorische bzw. Ressourcen-Abhängigkeit:* Betrieb und Wartung kritischer Infrastrukturen wie des Stromnetzes benötigen bestimmte materielle und personelle Ressourcen wie Fachpersonal (z. B. Netztechniker*innen etc.), Notstromversorgung, Energiereserven (z. B. Speicher etc.).
 - *Digitale (IKT) Abhängigkeit:* Digitalisierung und Vernetzung bringen neue Formen logischer bzw. virtueller Abhängigkeit. Im Stromnetz spielen digitale Komponenten wie Steuerungselemente eine immer größere Rolle. Bei Ausfällen des Stromnetzes kann die wechselseitige Abhängigkeit zwischen Strom und IKT zum Problem werden: etwa, wenn ein kritisches Steuerungssystem im Stromnetz ausfällt oder wenn im Falle eines echten Blackouts Krisenkommunikation nicht mehr möglich ist.
 - *Logische Abhängigkeit:* Es besteht kein direkter Wirkungszusammenhang, aber die Abhängigkeit entsteht durch logische Zusammenhänge. Z. B. können Engpässe bei Produktion oder Lieferung technischer Ersatzteile das Risiko von Materialschäden erhöhen, weil diese im Schadensfall nicht ohne weiteres behebbar wären.

*Kaskadeneffekte
entstehen durch
Zusammenwirken
verschiedener
Abhängigkeiten*

Verschiedene Abhängigkeiten eines Systems können bei Eintritt eines Schadensfalls dazu führen, dass sich Störungen kaskadenartig ausbreiten, es also zu weiteren Störfällen kommt. Kaskadeneffekte entstehen im Grunde durch das Zusammenwirken verschiedener Abhängigkeiten. Sie haben also einen Einfluss auf das Ausmaß eines Risikos bzw. bei Eintritt eines Störfalls auf die Bewältigungskapazität im Krisenfall. Sie beeinflussen die Vulnerabilität, also die Verwundbarkeit eines Systems (Abbildung 2 skizziert diese Zusammenhänge). Diese Verwundbarkeit ist einerseits objektspezifisch, d. h. beispielsweise sind die Beschaffenheit des Stromnetzes als Objekt und seine Betriebsbedingungen wichtige Faktoren für das Ausmaß des Risikos. Andererseits ist die Verwundbarkeit auch gefahrenspezifisch. Das bedeutet, dass sie erst bei Eintreten eines Ereignisses, wie eines Störfalls im Stromnetz, deutlich wird und dass das Ausmaß des Schadens bzw. die Behebung des Störfalls maßgeblich davon abhängt, wie gut Schutzmaßnahmen wirken.

*Redundanzen:
n-1-Sicherheits-
kriterium*

Um die Problematik von Abhängigkeiten zu entschärfen, sind bewusste Redundanzen eine sinnvolle Maßnahme. Im Stromnetz hat das besonders hohe Bedeutung. Das n-1-Sicherheitskriterium basiert beispielsweise auf der Redundanz von Leitungen, um bei Ausfall einer Leitung trotzdem das Netz stabil halten zu können. Fehlt dieses Kriterium, begünstigt das kritische Netzbedingungen, die dann zu weiteren Problemen führen können. Ähnliches gilt für Schutzvorkehrungen, wie Sicherheitsschaltungen im Netzbetrieb, um Schaden abzuwenden. Diese Mechanismen sollen verhindern, dass Abhängigkeiten zu kritischen Zuständen führen. Kommt es dabei etwa zu Fehlern, Schäden oder dergleichen kann das in weiterer Folge Kaskaden auslösen. Das spiegelt sich auch in bekannten Fällen von Blackouts bzw. Großstörungen, wie in Abschnitt 3.3 veranschaulicht wird.

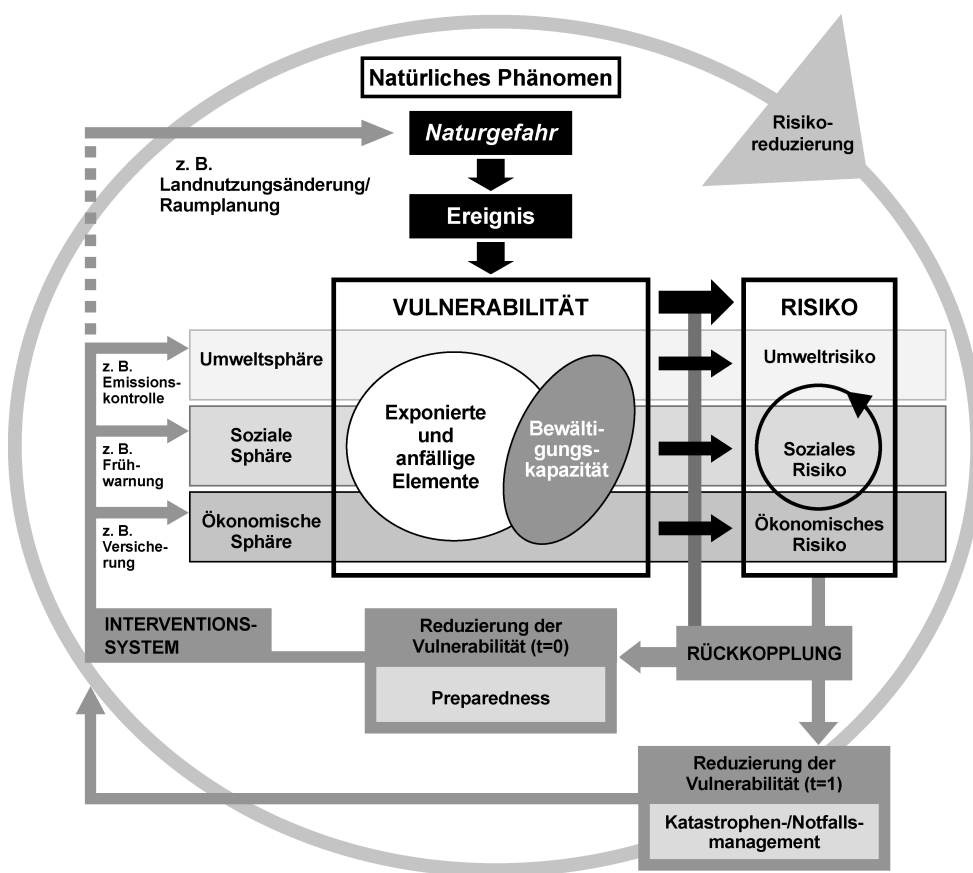


Abbildung 2: Rahmenkonzept der Verwundbarkeit (Quelle: nach Birkmann et al. 2010: 29)

3.2 Gibt es Frühwarnung vor Blackouts und was geschieht danach?

Wie oben beschrieben, entstehen durch Blackouts Kaskadeneffekte automatischer Schutzschaltungen innerhalb eines sehr kurzen Zeitfensters, im Bereich von Sekunden bis maximal Minuten. Die Gegenmaßnahmen erfolgen auch automatisiert, da sie schneller ergriffen werden müssen, als es durch Ad-hoc-Entscheidungen und deren Umsetzung möglich wäre.¹²

Gegenmaßnahmen erfolgen automatisiert und rasch

Um den aktuellen Zustand des Netzes zu beurteilen, ist ein enges, kontinuierliches Monitoring der Betriebsparameter, vor allem Frequenz und Spannung, erforderlich. Neben dem Monitoring des eigenen Netzes gibt es aber auch mit ausgewählten Partnernetzbetreibern einen Austausch von Echtzeitdaten, wodurch sich die sog. „observability area“ über das eigene Netz hinaus ausdehnen lässt. Damit weiß die APG nahezu zeitgleich mit

APG: Kontinuierliches Monitoring des aktuellen Zustands des eigenen Netzes und Austausch von Daten mit Partnernetzen

¹² Durch ein in den Medien wiederholtes Missverständnis entstand der Eindruck, dass durch die künftig intensivierte Kommunikation zwischen APG und BMI Letzteres, und damit auch die Polizei, vor dem Eintritt eines Blackouts gewarnt werden könnte (siehe bspw. hier: krone.at/2517665). Dem ist nicht so, da Blackouts in der Regel auch für die APG unvorhersehbar sind. Verkürzen lässt sich nur die Reaktionszeit im Krisenfall.

<i>European Awareness System [EAS]</i>	<p>den jeweiligen Netzbetreibern über Unregelmäßigkeiten in deren Zuständigkeitsbereich Bescheid. Das kann bei Prognoserechnungen und Fahrplanerstellungen genutzt werden, ist für eine unmittelbare Reaktion aber ebenfalls zu kurzfristig. Auf europäischer Ebene ist das im <i>European Awareness System</i> (EAS) verwirklicht. Damit ist ein sehr rudimentäres gegenseitiges Monitoring der Übertragungsnetzbetreiber möglich. Daraus lässt sich auch erkennen, wenn das Netz in der Verbundzone bereits am Limit ist und wenig Spielraum für weitere Störungen besteht. Das kann bspw. auch dann eintreten, wenn einer der Netzbetreiber in seinem Bereich das n-1-Sicherheitsprinzip verletzt. Dadurch alleine entsteht kein Störfall, aber es ist kein Spielraum für weitere Ausfälle mehr vorhanden. Ein solcher Fall tritt laut Experten im Jahr jedoch zwischen 100 und 150 Mal ein. Aus diesem Grund eignet sich das Auslösen dieser Vorwarnstufe im EAS auch nicht als Indikator für bevorstehende Blackouts. Eine Information darüber jedes Mal an BMI/SKKM weiterzuleiten, wäre für diese nicht hilfreich. Falls dann jedoch tatsächlich ein Blackout einträte, könnte über das EAS auf einen Blick erkannt werden, wie die Zustände der einzelnen Verteilnetze sind, und bei einem Splitting der Verbundzone wäre offensichtlich, welche Netze im Über- und welche im Unterfrequenzbereich liegen.</p>
<i>ca. 100-150 Mal pro Jahr EAS-Vorwarnstufe</i>	
<i>Bei absehbarer Strommangellage käme es zu manuellem Lastabwurf, z. B. Kontingentierung von Industriebetrieben oder Flächenabschaltungen</i>	<p>Anders ist die Situation, wenn eine absehbare Unterdeckung bevorsteht. Wenn sich etwa aus den Meldungen der anderen Netzbetreiber ablesen lässt, dass diese für einen bestimmten Zeitraum keine Exporte anbieten werden können, und in Österreich zugleich eine sehr trockene, kalte Periode ohne Wind und nennenswerter Sonneneinstrahlung bevorsteht, dann kann es sein, dass eine <i>Strommangellage</i> absehbar ist. Dies bedeutet, dass zur Vermeidung eines Blackouts die Schritte des automatischen Unterfrequenzlastabwurfs manuell vorweggenommen werden müssen, indem bspw. die Verteilung an Industriebetriebe kontingentiert wird oder Flächenabschaltungen stattfinden. Hier besteht potentiell ein größerer Handlungsspielraum, als das bei einem automatischen, vorprogrammierten Lastabwurf der Fall wäre. Dennoch muss auch hier festgehalten werden, dass es in Österreich seit den 1960er-Jahren zu keiner derartigen Situation gekommen ist, obwohl die Netzbetreiber darauf vorbereitet wären.</p>
<i>Das war aber so noch nie der Fall in Österreich</i>	
<i>Das ausfallsichere Datenaustauschsystem Austrian Awareness System [AAS]</i>	<p>Das vom EAS separierte Austrian Awareness System (AAS) ist die Umsetzung einer vergleichbaren Funktionalität auf nationaler Ebene. Es liefert für alle angeschlossenen Netzbetreiber Daten zu den anderen Netzen, ist ausfall- und blackoutsicher und kann auch im Fall des Wiederaufbaus zum Datenaustausch genutzt werden. Auch sämtliche Messgeräte, Übertragungseinheiten und Computersysteme, die ein Zustandsbild des Verteilnetzes in Österreich ermöglichen, sind für mehrere Tage batteriegepuffert und damit im Falle eines Blackouts funktionstüchtig.</p>

3.2.1 Netzwiederaufbau

Sobald ein großflächiger Stromausfall eingetreten ist, wird grundsätzlich nach bestehenden Wiederaufbauplänen vorgegangen. Das sind generische Ablaufpläne, die vorab ausgearbeitet wurden. Präzise Handlungsanweisungen für jeden erdenklichen Ausfall wären weder zielführend noch machbar, da die Ursachen für einen Blackout und die Situation nach einem Ausfall zu vielfältig sein können, um für jede Variante einen eigenen Plan zu haben. Aber flexible Anleitungen für die wichtigsten Situationen nach einem Störfall sind dennoch vorhanden. So gibt es etwa drei verschiedene Pläne für das Weiterschalten „gesunder“ Spannung von ausländischen Netzbetreibern, falls ein Ausfall in Österreich nur das nationale Verteilnetz betrifft. So ist klar, wie die Spannung aus Süden, Nordwesten oder Nordosten weitergeschaltet werden kann. Die Vorgehensweise dabei wurde vorab auch mit den Partnerbetreibern in den jeweiligen Ländern abgesprochen. Es gibt außerdem auch Pläne für den Fall, dass mit Hilfe schwarzstartfähiger Kraftwerke in Österreich (v. a. Pumpspeicherkraftwerke Kaprun und Malta) eigene Inseln aufgebaut werden müssen, die dann sukzessive vergrößert werden, bis das gesamte Stromnetz wiederaufgebaut ist. Die Entscheidung, ob es sich um eine Großstörung handelt, trifft der Regelzonenführer. Durch Ausrufen der Großstörung treten Fahrpläne außer Kraft und der Regelzonenführer hat die Verfügungsgewalt über die Kraftwerke in seinem Verantwortungsbereich. Der Regelzonenführer trifft auch die Entscheidung, nach welchen Strategien und Plänen der Netzwiederaufbau vorgenommen wird. Abhängig davon, welche Pläne zum Einsatz kommen, ist zu unterscheiden, was im europäischen Netz passiert und was national zu tun ist. Ein Ablauf könnte dabei in etwa wie folgt aussehen:

Als erstes wird versucht, das Schadensausmaß festzustellen: Es wird gefragt, welche Regionen betroffen sind und welche noch mit Strom versorgt sind usw. Im Anschluss werden Schadensmeldungen zusammengetragen, um zu eruieren, ob es Schäden an der Netzinfrastruktur oder den Kraftwerken gibt und, um ein erstes Lagebild zu bekommen.

Von Seiten der APG würde zunächst die E-Control als Regulator, das BMI für die Krisenkoordination sowie das BMK informiert, um Energielenkungsmaßnahmen abzustimmen (siehe unten). Dann wären ausländische Partner und die inländischen Verteilnetzbetreiber sowie der Vorarlberger Übertragungsnetzbetreiber zu kontaktieren.

Die kürzlich abgeschlossene Vereinbarung zwischen BMI und APG (APG 2021c) regelt die zeitgerechte und transparente Kommunikation in der ersten Phase des Blackouts. Die APG kann zunächst bestätigen, dass es sich um ein Blackout handelt, vielleicht auch schon grob, welche Regionen betroffen sind, damit das BMI die Maßnahmen zur Krisenbewältigung starten kann, noch bevor ein komplettes Lagebild vorhanden ist. Die enge Abstimmung in den weiteren Stunden nach Eintritt des Schadens ist wichtig, um eine Strategie für den Wiederaufbau und die begleitenden Zivilschutzmaßnahmen zu erstellen und in weiterer Folge umzusetzen.

Generische Wiederaufbaupläne: flexible Anleitungen für die typischen Situationen

Rolle ausländischer Netzbetreiber

Aufbau von Inseln mit schwarzstartfähigen Kraftwerken

Typischer Ablauf beim Wiederaufbau:

- *Schadenserhebung*
- *Informationspflichten*
- *Abstimmungen*

<p><i>In einem „rein-österreichischen Fall“ werden von der Grenze aus Teilnetze wiederaufgebaut</i></p>	<p>Durch die sehr frühe Information an das BMI kann an einem gemeinsamen Lagebild gearbeitet werden, und die Polizei kann sich zeitgerecht auf die veränderte Situation einstellen und gegebenenfalls zusätzliche Ressourcen mobilisieren.</p>
<p><i>Wenn auch aus dem Ausland keine Hilfe kommt, bauen schwarzstartfähige Kraftwerke Netzinseln auf</i></p>	<p>Die beim Wiederaufbau für Österreich bzw. die APG einfachere Situation ist es, wenn „nur“ in Österreich das Netz ohne Spannung ist. Dann gibt es an der Grenze, an den Verbindungsknoten zu ausländischen Netzbetreibern, die Möglichkeit, ein „gesundes“, also normfrequenzstabiles, Netz wiederaufzubauen. Dazu gibt es Verträge zwischen der APG, Verteilnetzbetreibern und Kraftwerksbetreibern (E-Control 2021b: 61), deren Umsetzungspläne regelmäßig auch praktisch und nicht nur am Simulator geübt werden.</p>
<p><i>Bestimmung eines „Frequency Leaders“</i></p>	<p>Gibt es auch in den Nachbarstaaten keine Versorgung mit Spannung und 50 Hz Frequenz, so werden in Österreich von schwarzstartfähigen Kraftwerken ausgehend Inseln aufgebaut, die durch schrittweises Zuschalten von Erzeugern und Verbrauchern vergrößert werden, bis sie synchronisiert und zusammengeschaltet werden können. So ist bspw. geplant, dass Wien Energie und Wiener Netze gemeinsam mit der APG durch die schwarzstartfähigen Kraftwerke Simmering und Donaustadt eine Versorgungsinsel aufbauen, die mit rund 600 MW Leistung zumindest die kritischen Infrastrukturen in Wien versorgen könnte (Wien Energie 2021).</p>
<p><i>Vollständiger Wiederaufbau des Übertragungsnetzes dauert bis zu 24, der Verteilernetze bis zu 48 Stunden</i></p>	<p>Auf europäischer Ebene ist in so einer Situation der erste Schritt zu eruieren, wo noch mit Spannung versorgte Inseln in Betrieb sind. Sodann wird ein sog. Frequency Leader bestimmt. Das ist jener Übertragungsnetzbetreiber, der die stabilste Frequenz liefern kann, was meistens ident ist mit dem Netzbetreiber, der in seiner Insel den flexibelsten Kraftwerkspark hat, sodass die Schwankungen, die beim Zusammenschluss entstehen können, bestmöglich ausgeglichen werden können. Es ist damit zu rechnen, dass Österreich bzw. die APG auf Grund der Kraftwerkslandschaft und des Know-hows im Netzwiederaufbau in vielen Situationen die Rolle des Frequency Leaders erhalten würde.</p> <p>Auf nationaler Ebene müssen die Wiederaufbaumaßnahmen auch im Einzelfall mit dem Übertragungsnetzbetreiber abgestimmt werden, der bei Entscheidungen das letzte Wort hat, aber nicht den Aufbau der Verteilnetze leiten muss oder diesen zu verantworten hat. Der Übertragungsnetzbetreiber ist für die Koordinierung und den Aufbau des eigenen Netzes verantwortlich.</p> <p>Bis zu einem voll versorgten Übertragungsnetz kann es 10 bis 24 Stunden dauern. Im Anschluss, und teilweise parallel, müssen auch die Verteilnetze wiederaufgebaut werden. Im schlimmsten Fall rechnet die APG mit einem Ausfall von bis zu 48 Stunden, bis alle, auch private, Verbraucher*innen wieder versorgt sind. Läuft alles optimal, ohne Fehler oder grobe Hardwareausfälle, ist das Ziel theoretisch auch in sechs Stunden zu erreichen (Interview a).</p>

3.2.2 Strommangellage und Energielenkung

Ein Sonderfall ist die sogenannte *Strommangellage*. Dabei besteht ein starker Engpass bei der Produktion, Übertragung oder Import von elektrischer Energie über einen Zeitraum von mehreren Tagen, Wochen oder sogar Monaten. Durch diesen Mangel herrscht keine Balance zwischen Energieproduktion und -verbrauch, sodass eine uneingeschränkte Stromversorgung nicht mehr möglich ist. Ein Beispiel für einen solchen Versorgungsengpass entstand in Folge der Erdbebenkatastrophe in Fukushima, die zum Super-GAU führte. Durch den Ausfall der AKWs und den Wegfall erheblicher Teile der Energieproduktion kam es zur Mangellage. Aber Mangellagen kommen auch in weniger gravierender Form vor. In manchen Ländern, wie etwa Südafrika, herrscht aufgrund grundlegender Infrastrukturprobleme eine Energiekrise, wodurch Strommangellagen häufig sind. Das Risiko von Totalausfällen ist solchen Ländern entsprechend groß (BABS 2015; 2020). Strommangellagen können aber nicht nur in Folge von gravierenden Störfällen im Kraftwerksbetrieb oder schlechter Infrastruktur entstehen, sondern auch durch Abschaltung, wenn etwa der Lastabwurf als Schutzmaßnahme nicht mehr ausreicht, um den Frequenzabfall auszugleichen. Dann kann es in der Kaskade auch zur Abschaltung von Kraftwerken kommen. Sofern ein Blackout noch verhindert wird, kann je nach dem, wie lange die Wiederaufnahme des Normalbetriebs dauert, eine Mangellage entstehen.

*Sonderfall
Strommangellage*

Strommangellagen erhöhen das Risiko großflächiger Ausfälle und eines Zusammenbruchs des Gesamtnetzes stark. Um einen Ausfall zu verhindern, sind laufende Anpassungsmaßnahmen notwendig, bis der Engpass behoben ist. Die Dauer einer Mangellage hängt wesentlich davon ab, wie lange es dauert, den Kraftwerksbetrieb wiederaufzunehmen. Ein für die Schweiz erstelltes fiktives Szenario rechnete mit einer Einschränkung von bis zu 14 Wochen. Über diesen Zeitraum würden dann mit Kontingentierungen und rollierenden Netzabschaltungen Maßnahmen gesetzt, um ein Blackout zu verhindern. Als nicht zu unterschreitender Referenzverbrauch wurden 70 % pro Monat angenommen. Um diesen Wert nicht zu überschreiten, kommt es bis zur Behebung immer wieder zu Stromausfällen durch Abschaltung von Verbrauchern. Diese erfolgen geplant in regelmäßigen Abständen, sodass die Stromversorgung wie in diesem Szenario zyklisch für 8 Stunden gegeben ist und dann 4 Stunden unterbrochen ist. Der Netzbetrieb ist somit nur eingeschränkt möglich bis wieder ausreichend Strom produziert werden kann (BABS 2015; 2020). Die Schweizer Stromversorgung gilt als sehr sicher und befasst sich präventiv trotzdem sehr intensiv mit der Thematik Strommangellage als Krisenszenario (Grabner 2021).

*Behebung von
Strommangellagen*

Im Fall einer Mangellage (sei es in Folge eines Blackouts oder aufgrund länger anhaltender kritischer Betriebsbedingungen), wird die Versorgung nicht mehr (nur) über den Strommarkt ausgeschrieben. Es kommt dann zu staatlichen Energielenkungsmaßnahmen, um die Stromversorgung auf niedrigem Niveau weiterhin aufrechterhalten zu können. In Österreich unterliegt der Lastfolgebetrieb bestimmten Lenkungsmaßnahmen, die vom

*Lenkung statt Markt
im Krisen- bzw. Störfall*

BMK vorgegeben werden. Es wird damit das marktbasierende System der Elektrizitätsversorgung in ein Regime der Energielenkung übergeführt (BMNT 2018). Das ist rechtlich durch das Energielenkungsgesetz geregelt. Dieses Gesetz wird angewendet, wenn Lenkungsmaßnahmen notwendig sind, um unmittelbar drohende Störungen der Energieversorgung abzuwenden oder bereits eingetretene Störungen zu beheben. Das gilt für Störungen, die nicht aus saisonaler Energieverknappung resultieren oder durch marktkonforme Maßnahmen (Engpassmanagement) nicht mehr hinreichend abwendbar bzw. behebbar sind (§ 4 EnLG 2012). Energielenkungsmaßnahmen können neben z. B. direkten Erzeugungsanweisungen an Energieversorger auch Aufrufe an Elektrizitätseindverbraucher beinhalten, z. B. mit Sparappellen, Kontingentierungen oder regionalen Flächenabschaltungen (Interviews f, g; E-Control 2021b).

*Zuständig:
BMK und E-Control*

Derzeit ist für die Energielenkung das Klimaministerium zuständig, welches gemeinsam mit der ausführenden und planenden Behörde E-Control Lenkungsmaßnahmen verantwortet (Interviews f, g). Sollte sich ein Energielenkungsfall nur auf ein Bundesland beziehen, können auch die entsprechenden Landeshauptleute zuständig sein. Der Energielenkungsfall wird regelmäßig mit den potenziellen Adressaten dieser Maßnahmen, wie den Versorgungsunternehmen, Netzbetreibern, aber auch den Bundesländern, geübt und ist auch im SKKM des BMI eingebunden (Interviews f, g; BMNT 2018). Nach Abschluss einer Großstörung und Wiederherstellung eines stabilen Betriebs, gemeinsam mit der Erzeugung nach den über den Strommarkt ausgeschriebenen Fahrplänen, erfolgt das Clearing der während des Netzwiederaufbaus außerplanmäßig gelieferten Energiemengen. Die Betriebsbedingungen des Stromnetzes, die Beschaffenheit der Infrastruktur und wechselseitige Abhängigkeiten sind auch bei Strommangellagen maßgebliche Einflussfaktoren.

3.3 Beispiele von Großstörungen und Blackouts

*Bislang größter Störfall
in Österreich 1976,
ausgelöst durch
Waldbrand in
Frankfurt ...*

Als bislang größter Störfall in Österreich wird von manchen Expert*innen der Vorfall im April 1976 genannt. In Folge eines Waldbrandes in der Nähe von Frankfurt kam es zu Schäden in einem deutschen Umspannwerk. Das löste eine Verkettung von Ereignissen aus, die für einige Stunden zu größeren Stromausfällen in Teilen Österreichs (gar nicht betroffen waren Kärnten, Tirol und Vorarlberg), Deutschlands und der Schweiz führte. Die Stromversorgung in einigen regional benachbarten Bundesländern fiel ganz oder teilweise aus. In Wien kam es zu Straßenbahnausfällen (CW 1976; Huber 2011; Strobl 2019; Auer 2020; Georgiev und Lücksmann 2020). Dieser Vorfall wurde zwar von manchen Expert*innen bei verschiedenen Anlässen als Ereignis mit Blackout-Charakter bezeichnet. Es ist aber fraglich, ob das zutrifft. Der Fall liegt mehrere Jahrzehnte zurück und nach heutigem Maßstab war das Übertragungsnetz nicht in jenem Ausmaß betroffen, das einen Blackout-Zustand beschreibt (siehe Abschnitt 2). Dass

*... war vermutlich kein
echtes Blackout*

dieser Fall wenig Aussagekraft hat, zeigen auch die variierenden Berichte über das tatsächliche Datum des Vorfalls. Manche Berichte datieren es auf den 19. April, einen Ostermontag¹³ (Strobl 2019), andere wiederum auf den 13. April (z. B. CW 1976; Huber 2011; Kamp 2012; Auer 2020). Widersprüchlich ist auch, dass der Strom zwar für einige Stunden, aber nicht für mehrere Tage ausfiel. In manchen Berichten ist auch von einer Behebung in der Rekordzeit von einer Stunde und fünf Minuten die Rede mit Verweis auf Originalberichte aus der Zeit (z. B. Auer 2020). Auch beschreiben manche Quellen eine angebliche Explosion im Umspannwerk, andere einen defekten Schalter als Folge des Brands.

Schon aufgrund dieser Unklarheiten beschränkt sich die Aussagekraft des Beispiels auf die komplexe Problematik von Kaskadeneffekten sowie auf die Erkenntnis, dass auch kleinere Störfälle größere Effekte nach sich ziehen können. Davon abgesehen eignet sich der Fall jedoch nicht, um daraus nähere Aussagen über Blackout-Risiken zu treffen. Wesentlich relevanter sind hier Vorfälle, der jüngeren Vergangenheit, die besser belegt und untersucht sind. Die folgende Tabelle stellt verschiedene Fälle von Großstörungen dar (Makarov et al. 2005; UCTE 2006; Dickert und Schegner 2007; Pitzke 2007; Birkmann et al. 2010; Prießnitz 2012; SD 2012; AD 2018; James 2019; Breuer et al. 2021; Consentec 2021; ENTSO-E 2021a; 2021b)¹⁴ Daran anknüpfend werden ausgewählte Ereignisse genauer erläutert.

*Trotz Unklarheiten
Erkenntnis: kleiner
Störfall, große Effekte*

Tabelle 2: Ausgewählte Blackout-Ereignisse

Datum	Land/Region	Ursache	Auswirkungen	Behebungs- dauer
13.07.1977	USA/ New York City	Blitzeinschläge in Umspannwerk	Ausfall der Stromversorgung bei 8 Mio. Haushalten für mehrere Stunden	25h
13.03.1989	Kanada/ Quebec	Starker Sonnensturm führt zu Beschädigungen bei Transformatoren	Ca. 6 Mio. Menschen im Großraum Quebec ohne Strom.	9h
11.03.1999	Brasilien/ São Paulo	Blitzeinschlag in Kombination mit Wartungsmängeln und veralteter Infrastruktur führt zu Netzzusammenbruch	60 Mio. Menschen ohne Strom	ca. 4h

¹³ [saurugg.net/blackout/risiko-eines-strom-blackouts](https://www.saurugg.net/blackout/risiko-eines-strom-blackouts).

¹⁴ Die Tabelle ist keineswegs vollständig und zeigt beispielhaft ausgewählte Vorfälle, um das Ausmaß und die verschiedenen Ursachen zu veranschaulichen. Weitere Beispiele größerer Stromausfälle siehe auch de.wikipedia.org/wiki/Liste_historischer_Stromausf%C3%A4lle sowie [saurugg.net/2021/blog/stromversorgung/bedenkliche-ereignisse-2021](https://www.saurugg.net/2021/blog/stromversorgung/bedenkliche-ereignisse-2021), laufend ergänzt.

Datum	Land/Region	Ursache	Auswirkungen	Behebungs- dauer
14.08.2003	USA und Kanada	Umstürzende Bäume stören Übertragungsleitung. Hohe Netzbelastung bereits im Normalbetrieb durch Hitze und erhöhte Klimatisierung. Leitungsabschaltung und Kombination mit Wartungsmängeln und schlechter Koordination zw. Netzbetreibern führt zu Kettenreaktion.	Kraftwerk muss heruntergefahren werden. 50 Mio. Menschen in mehreren Teilen USA und Kanadas ohne Strom.	ca. 24h
28.08.2003	UK/London	Geschwächte Netzinfrastruktur in Folge von zwei vorherigen Störfällen führt zu Störungen im regionalen Übertragungsnetz.	1 Mio. Menschen ohne Strom	ca. 35 Min.
28.09.2003	Norditalien	Zu hoher Stromimport über Schweiz nach Italien und Unterbrechung bei Übertragungsleitung	Europaweiter Ausfall des Übertragungsnetzes, bis zu 55 Mio. Menschen für mehrere Stunden ohne Strom.	18h
12.07.2004	Griechenland/ Athen	Hitze und erhöhte Klimatisierung. Spannungskollaps durch Missmanagement von Hochspannungsleitungen; Blindleistung zu gering	Bis zu 7 Mio. Menschen in Griechenland ohne Strom	Mehrere Stunden
25.11.2005	Deutschland/ Münsterland	Sturmtief und starke Eisbildung beschädigen Hochspannungsleitungen	Bis zu 250.000 Menschen ohne Strom.	4 Tage
04.11.2006	Deutschland und Westeuropa	Menschliches Versagen (Abstimmungsfehler): mangelnde Kommunikation zw. Betreibern bei geplanter Abschaltung einer Doppelleitung ohne Einhaltung der Sicherheitskriterien	Zerfall des Übertragungsnetz-Verbundes in 3 Teilnetze. 10 Mio. Menschen in DE, Italien, Spanien und Frankreich ohne Strom	37 Min.
26.02.2008	Florida	Menschliches Versagen, Fehlschaltung und Brand in Umspannwerk. Folge: Spannungsabfall, Abschaltung von Kernreaktoren durch Lastabwurf und Ausfall weiterer KWs.	3 Mio. Menschen ohne Strom	ca. 24h
08.09.2011	Kalifornien, Arizona, Mexiko	Veraltete Netzteile, Fehler bei Reparaturarbeiten in Umspannwerk führte zu Ausfall einer Übertragungsleitung zw. Kalifornien u. Arizona	5,7 Mio. Menschen ohne Strom	ca. 24h
31.07.2012	Indien	Strommangellage und Monsun führten zu Kollaps des veralteten Stromnetzes	Bis zu 620 Mio. Menschen zwischenzeitlich ohne Stromversorgung	Mehrere Stunden
16.02.2019	Deutschland	Technisches Gebrechen; Nach der Durchtrennung eines 110-kV-Kabels im Rahmen von Bauarbeiten kam es zu einem großflächigen Stromausfall		ca. 24h
16.06.2019	Uruguay, Argentinien	Menschliches Versagen. Geplante Abschaltung Übertragungsleitung wegen Reparaturarbeiten. Fehlkonfiguration bei Umleitung führte zu einem Kurzschluss, der Kettenreaktion auslöste.	48 Mio. Menschen ohne Strom	15h

Datum	Land/Region	Ursache	Auswirkungen	Behebungs- dauer
08.01.2021	Kroatien, Europa	Ausfall eines Umspannwerks in Kroatien löste Kettenreaktion aus	Kontinentales Stromnetz wird in zwei Synchron- Inseln geteilt. Stromversorgung bei Endverbraucher*innen blieb aufrecht	ca. 2h
24.07.2021	Portugal, Spanien, Frankreich	Störfall in Frankreich wegen Waldbrand führte zu Frequenzabfall, der Kaskade auslöste	Leitungsabschaltungen des Übertragungsnetzes in Spanien und Portugal	ca. 2h

Der nordamerikanische Vorfall von 2003 ist ein Beispiel für einen typischen Blackout. Wie aus der Analyse hervorgeht, kam es dabei zur Abschaltung von über 400 Leitungen des Transportnetzes, es fielen 531 Generatoren in 285 Kraftwerken aus, darunter waren auch 22 Kernkraftwerke. Der Wiederaufbau nahm in manchen Regionen zwei Tage in Anspruch. Der ursächliche Auslöser, der zu einer Großstörung und dann zum Blackout führte, waren mehrere umstürzende Bäume, die zu Störungen im Übertragungsnetz führten. In weiterer Folge kam es zur Abschaltung der Leitung Harding-Chamberlin in Ohio um 15:05 Uhr. Die Störungen durch Baumsturz wären unter normalen Bedingungen bewältigbar gewesen. Die Bedingungen waren jedoch bereits davor kritisch. Zu diesem Zeitpunkt war das Netz aufgrund starker Hitze und entsprechend höherem Strombedarf durch Klimaanlage bereits sehr stark belastet. Es kam zu stärkeren Instabilitäten im teilweise veralteten und schlecht gewarteten Netz. Mangelhafte Kommunikation und Koordination zwischen den involvierten Netzbetreibern führten dazu, dass die Schwankungen nicht mehr bewältigt werden konnten. Ein Kraftwerk musste abgeschaltet werden. Kurz nach 16:00 Uhr kam es zu Ausfällen, die dann zum Zusammenbruch des Netzes führten. In der weiteren Analyse des Vorfalls durch eine Task Force wurden einige Faktoren festgestellt, die zum Blackout geführt haben: das Fehlen eines Kontrollsystems für das laufende Monitoring der Netzführung, mangelhafte Koordination von Schutzeinstellungen, Fehler bei der kontrollierten Netzauftrennung, um größere Ausfälle abzufangen, mangelhafte Harmonisierung zwischen Stromproduktion und Stromverbrauch im System und das Fehlen eines klaren Entwicklungsplans zur Gewährleistung der Sicherheit der Infrastruktur im US-amerikanischen Stromnetz (Makarov et al. 2005; Dickert und Schegner 2007).

Blackout USA und Kanada 2003

Der deutsche Fall von 2006 zeigt, dass auch geplante Abschaltungen in Kombination mit menschlichen Fehlern zu einer Großstörung führen können. Auslöser dieses Ereignisses war ein Abstimmungsfehler durch mangelhafte Planung und Kommunikation zwischen Netzbetreibern im Rahmen einer geplanten Abschaltung einer 380 kV-Doppelleitung. Die Abschaltung wurde für das Auslaufen eines Kreuzfahrtschiffes benötigt. Allerdings wurde der Vorgang nicht hinreichend koordiniert, sodass es zum Ausfall einer Doppelleitung ohne Einhaltung der n-1-Sicherheitsregel kam. Diese fehlende Leitung in einem kritischen Moment führte letztlich zur

Großstörung Deutschland und Westeuropa 2006

Großstörung. In weiterer Folge entstand ein Kaskadeneffekt, mehrere Leitungen gingen vom Netz und es kam zu großräumigen Stromausfällen in weiten Teilen Europas. In Österreich, Deutschland, Frankreich, Belgien, Italien und Spanien waren ca. 15 Millionen Menschen bis zu zwei Stunden ohne Strom (UCTE 2006; Birkmann et al. 2010; AD 2018; SD 2019). Relevant sind in diesem Fall auch die vorherrschenden Netzbedingungen. Der normale Netzbetrieb war bereits vor der Abschaltung durch hohe Energieflüsse zwischen Ost und West bedingt durch internationalen Stromhandel und Einspeisung von Windenergie („wind feed-in“) beeinträchtigt. Diese Energieflüsse wurden während der Abschaltung unterbrochen und es kam zu einem erheblichen Ungleichgewicht zwischen Energieangebot und -nachfrage. Das beeinträchtigte auch die Restabilisierung des Übertragungsnetzes. Es kam zur Auftrennung in drei Teilnetze im Übertragungsnetz. Nach 38 Minuten gelang es, den gesamten Netzverbund wieder zu synchronisieren, sodass innerhalb von zwei Stunden der Normalbetrieb wiederhergestellt werden konnte. Im Zuge der Analyse des Vorfalls wurden u. a. folgende Probleme identifiziert: Nichteinhaltung des n-1-Sicherheitskriteriums, wodurch sich die Entstehung der Kaskade begünstigte, und mangelhafte Koordination zwischen den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern (E.ON, Netz, RWE und TenneT). Diese hatten sich zwar gut vorbereitet, allerdings kam es zu einer Terminänderung bei der Abschaltung, die von E.ON an die anderen Betreiber zu spät ohne ausreichend Vorlaufzeit kommuniziert wurde. Zudem wurden auch unterschiedliche Konfigurationen bei kritischen Komponenten außer Acht gelassen. Die Netzauftrennung ließ sich durch die Verkettung von Ereignissen nicht mehr abwenden. Die kurze Reaktionszeit und Umsetzung von Gegenmaßnahmen der beteiligten Übertragungsnetzbetreiber konnte einen europaweiten Blackout dennoch verhindern (UCTE 2006). Der Vorfall hat in Europa das Bewusstsein für die Problematik geschärft und zur Weiterentwicklung von Maßnahmen geführt.

Großstörung Kroatien und Europa 2021

Das Erfahrungswissen aus dem vorherigen Fall hat auch dazu beigetragen, den Vorfall vom 8. Jänner 2021 in Kroatien rasch zu bewältigen. Durch das Zusammenspiel der Übertragungsnetzbetreiber konnten Maßnahmen zeitnah umgesetzt werden, sodass es zu keiner weiteren Eskalation kam. Der Vorfall konnte in ca. einer Stunde bewältigt werden, ohne Beeinträchtigungen auf der Verbraucherseite.

Medial oft als „Beinahe-Blackout“ bezeichnet (z. B. KleZ 2021), handelte es sich jedoch um eine Großstörung. Aufgrund eines Störfalls im Umspannwerk Ernestinovo in Kroatien kam es zu einer Kettenreaktion, die zur Aufspaltung des europäischen Übertragungsnetzes in zwei Synchroninseln führte. Es kam zu einem Frequenzanstieg in Südosteuropa auf bis zu 50,6 Hz und zur Reduktion der lokalen Erzeugungsleistung. Auslöser war der Ausfall einer 400 kV Sammelschienenkupplung im Umspannwerk durch Überstromschutzauslösung um 14:04 Uhr. In Folge kam es zur Entkopplung der beiden Sammelschienen im Umspannwerk und zur Trennung der Stromflüsse im Nordwesten und Südosten des Umspannwerks. Durch diese Trennung kam es zur Verlagerung der Stromflüsse auf benachbarte

Leitungen, die dadurch überlastet wurden und in Folge (durch Auslösung des Überstromschutzes) ausfielen. Insgesamt fielen so 14 Leitungen aus und um 14:05 Uhr wurde das System in zwei Teile getrennt. Bereits um 15:08 Uhr kam es zur Resynchronisierung und Netzwiederherstellung (APG 2021a; ENTSO-E 2021a). Auch hier hatten die Netzbedingungen wenige Stunden vor dem Störfall erheblichen Einfluss auf den Kaskadeneffekt: Die für die Jahreszeit ungewöhnlich hohen Temperaturen im Balkan-Raum und die niedrigen in Zentral- und Westeuropa sowie die Feiertagssituation (6. und 7. Jänner) haben die Bedingungen beeinflusst. Aufgrund eines Energieüberschusses im Süden, der nach Norden transportiert werden sollte, war der Energiefluss im Netz sehr hoch, was zu mehreren Alarmen im Kontrollsystem führte. Schließlich kam es zu Überlastung und eine Kaskade wurde in Gang gesetzt. In der Analyse des Vorfalls hat der Verbund der europäischen Netzbetreiber u. a. auch auf die Wichtigkeit der Koordination zwischen EU- und Nicht-EU-Staaten hingewiesen. Kroatien steht diesbezüglich vor besonderen Herausforderungen in der regionalen Koordination solcher Störfälle (ENTSO-E 2021a).

Ein weiterer Vorfall ereignete sich am 24. Juli 2021 im Netzverbund zwischen Frankreich und Spanien. In Folge eines Waldbrandes kam es aufgrund der Hitze um 16:32 Uhr zu Störungen im Übertragungsnetz. Das n-1-Kriterium konnte nicht mehr erfüllt werden. Kurz vor der Störung sollte Spanien 2.500 MW Strom aus Frankreich importieren. Diese Bedingungen hatten Auswirkungen auf den Störungsverlauf. Unmittelbar nach der Störung kam es zu einem leichten Frequenzanstieg auf 50,06 Hz aber ohne weitere Konsequenzen in Frankreich bzw. im Nord-Osten. Allerdings wurde im weiteren Störungsverlauf im Süd-Westen (Iberische Halbinsel und Teile der Pyrenäen) aufgrund eines Energiedefizits mit Frequenzabfall auf 48,65 Hz das Übertragungsnetz beeinträchtigt, wovon Spanien und auch Portugal betroffen waren. Als Sofortmaßnahme wurde von den beteiligten Netzbetreibern der Stromimport nach Spanien um 1.200 MW reduziert. Allerdings kam es direkt davor (um 16:35 Uhr) zum Ausfall einer weiteren Leitung und einen (n-2) Vorfall, wodurch es zu einer Netzunterbrechung kam. In weiterer Folge (1 Minute später) kam es zu einem Stromüberschuss, der zu automatischen Schutzabschaltungen weiterer Leitungen führte. Dann wurden Netzteile im Süd-Westen (Iberische Halbinsel und Teile der Pyrenäen) abgekoppelt. Nach dieser Unterbrechung konnten die Netzbetreiber mit koordinierten Maßnahmen die Netze in 37 Minuten wieder synchronisieren und den Normalbetrieb in den betroffenen Ländern innerhalb einer Stunde wiederherstellen (ENTSO-E 2021b).

*Störung im Netzverbund
zwischen Frankreich und
Spanien 2021*

3.4 Zwischenfazit

*Blackout meist
abwendbar, aber
kein fiktives Szenario*

*Schwer vergleichbar
wegen
länderspezifischer
Unterschiede
[Netzbedingungen,
Handlungskompetenz]*

Die dokumentierten Fälle belegen, dass Großstörungen sehr unterschiedliche Ursachen haben können und Netzbetreiber immer wieder vor Herausforderungen stehen, wenngleich die Bewältigung meist relativ rasch erfolgt. Entgegen mancher Berichte führen also auch gravierende Störfälle nicht automatisch zu einem Blackout. Die Wahrscheinlichkeit hierfür ist gering, hängt jedoch stark von den jeweiligen Netzbedingungen im Störfall sowie der Handlungskompetenz der verantwortlichen Akteurinnen und Akteure ab. Die Beispiele zeigen jedoch auch, dass ein Blackout zwar meist abwendbar ist, jedoch durchaus kein rein fiktives Szenario darstellt. Hinsichtlich der Aussagekraft der Beispiele ist der Umstand wichtig, dass die Infrastruktur jeweils länderspezifisch anders gestaltet ist. Das Stromnetz an sich ist ein komplexes sozio-technisches System, dessen Funktionsweise in unterschiedlichen Ländern daher nicht ohne weiteres miteinander vergleichbar ist. In jenen Ländern, in denen gravierende Großstörungen häufiger vorkommen, herrschen meist auch grundsätzlich schlechtere Bedingungen bezüglich der Strominfrastruktur. Das Stromnetz in den USA wird etwa immer wieder als stark veraltet bezeichnet. Im Zuge des Vorfalls vom 14.08.2003 wurde die mangelnde Sicherheit im Stromnetz stark kritisiert (DW 2003). Im Großraum Kalifornien bzw. im pazifischen Nordwesten kam es z. B. in Kombination mit Trockenheit immer wieder zu Energieknappheit. Aufgrund der Trockenheit können Wasserkraftwerke weniger Energie erzeugen und bei hohen Temperaturen kann es vermehrt zu Ausfällen kommen und auch Waldbrände führen immer wieder zu längeren Stromausfällen (SD 2019). Die Stromnetze in Nord- und Südamerika sowie in manchen Ländern im asiatischen Raum sind anders beschaffen als in Europa. In den USA herrscht im Gegensatz zu Europa etwa eine Netzfrequenz von 60 Hz und auch die Netzspannung ist anders gestaltet (u. a. 110 bis 120 Volt auf Verbraucherebene). Ob diese Unterschiede in der Netzarchitektur auch Auswirkungen auf das Blackout-Risiko haben, ist aber nicht belegt. Allerdings können die Betriebsbedingungen und die Beschaffenheit der Netze Ausfallrisiken beeinflussen. Es gibt längere Überlandleitungen und die Übertragungsnetze sind anfälliger für Ausfälle als das eng vermaschte Übertragungsnetz in Europa. Das gilt auch für einige Länder Südamerikas.¹⁵ Ähnliches gilt für Länder im asiatischen Raum und Indien, wo veraltete Komponenten häufige Ausfälle begünstigen. Eine Problematik ist hierbei, dass regionale Netze oftmals nicht kompatibel sind. Das kann Ausfälle begünstigen.

¹⁵ Netzspannung in verschiedenen Ländern, siehe laenderdaten.de/energiewirtschaft/netzspannung.aspx; Sachinformation Fernübertragung, siehe chulportal-thueringen.de/tip/resources/medien/38438?dateiname=Gleichstrom_fuer_die_Fernuebertragung_HGUe_ccbysa4.pdf.

Trotz aller Unterschiede ist aber eine wesentliche Gemeinsamkeit die Verkettung von Ereignissen, die zu Kaskadeneffekten führen können. Anders formuliert: Wenn es gelingt, das Risiko von Kaskadeneffekten einzudämmen, sinkt das Risiko eines Blackouts erheblich. Die meist sehr rasche Behebung der unterschiedlichen Vorfälle, insbesondere in Europa zeigt auch, dass die verantwortlichen Akteure und Akteurinnen und vor allem die Übertragungsnetzbetreiber in der Regel sehr rasch reagieren und Großstörungen derart beheben, dass es zu keinem Blackout kommt. Dennoch sollte die Gefahr nicht unterschätzt werden, da es in den letzten Jahren häufiger zu temporären Schwankungen im europäischen Übertragungsnetz kommt, wie die jüngsten Fälle zeigen. Die angeführten Beispiele zeigen auch, dass selbst kleine Störungen erhebliche Auswirkungen haben können, wenn im Störfall gleichzeitig ungünstige oder gar kritische Bedingungen im Stromnetz vorherrschen. Das kann zu Großstörungen führen und in weiterer Folge auch zu Blackouts. Die Beschaffenheit und Stabilität des Stromnetzes ist daher ein kritischer Faktor. Beeinträchtigungen können die Entstehung von Kaskaden bei unterschiedlichen Störungen erheblich begünstigen. Das geht insbesondere aus dem Störfall vom 8. Jänner 2021 hervor. Der Fall ist ein Best-Practice-Beispiel in dem Sinne, dass er als „Stresstest“ eine Prüfung des Systems in Echtzeit darstellt (Stand 2021). Daraus können einige Lehren hinsichtlich Versorgungssicherheit gezogen werden. Die rasche Reaktion der verantwortlichen Stellen, insbesondere auch seitens der APG als Regelzonenführer in Österreich, zeigt, dass die Versorgungssicherheit in Österreich grundsätzlich hoch ist. Die Energiewende bringt hier aber zusätzliche Herausforderungen in Richtung Flexibilisierung des Stromsystems mit sich.¹⁶

Eindämmung von Kaskadeneffekten entscheidend

Eine davon betrifft eine mögliche Zunahme an Schwankungen in der Leistungsbilanz, also dem notwendigen Gleichgewicht zwischen Stromproduktion und Verbrauch. So kam es am 8. Jänner 2021 kurzzeitig zu einem Ungleichgewicht in der Leistungsbilanz von über 6 Gigawatt, also deutlich höher als das Referenzereignis für die Festlegung der Primärregelung. Da es jedoch zu keinem massiven Abfall der Netzfrequenz kam (der Wert sank von der normalen 50 Hz Frequenz auf 49,74 Hz ab), wurde kein frequenzabhängiger Lastabwurf ausgelöst und das Netz konnte noch stabilisiert werden. Entscheidend war dabei auch das reibungslose Funktionieren der Primärregelung und weiterer Reserven insbesondere auch der hohen Momentanreserve (ENTSO-E 2021a; Consentec 2021). Das verdeutlicht, wie wichtig Reservekapazitäten für die Frequenzhaltung und die Systemsicherheit sind. Aktuell ist die Momentanreserve nicht gezielt geplant, sondern eher „ein Nebenprodukt der Stromerzeugung in Großkraftwerken mit Synchrongeneratoren und deren hoher Trägheit“ (Consentec 2021: 10). Die Energiewende bringt neue Formen der Stromerzeugung in das System, darunter auch PV- und Windkraftanlagen. Diese tragen jedoch nicht automatisch zur Momentanreserve bei (ebenda). Aufgrund der Zunahme erneuerbarer Energien ist davon auszugehen, dass es zu stär-

Energiewende als Herausforderung: Schwankungen der Leistungsbilanz im Netz

¹⁶ Podcast Petajoule der Österreichischen Energieagentur, siehe petajoule.podigee.io/30-strombalance.

keren Schwankungen kommen kann, weil einige der Energieträger zu mehr Volatilität im Stromsystem führen. Um das abzufangen, braucht es solide Reservekapazitäten, wie von einigen Experten betont wird. Es ist daher wichtig, die Versorgungssicherheit weiterhin auf hohem Niveau zu gewährleisten. Der folgende Abschnitt geht genauer auf den Status Quo und künftige Herausforderungen in der Stromversorgung in Österreich ein.

4 Versorgungssicherheit: Status Quo und Entwicklung der Stromversorgung in Österreich

4.1 Stromversorgung in Österreich

Das Stromsystem Österreichs war in den letzten 20 Jahren grundlegenden Veränderungen ausgesetzt wurde jedoch laufend an neue Gegebenheiten angepasst. Zentrale Dynamiken waren hierbei ein steigender Strombedarf auf der Nachfrageseite, eine zunehmende Veränderung durch die Dekarbonisierung des Stromsystems auf der Erzeugerseite sowie fundamentale Veränderungen des Marktdesigns angetrieben durch die Liberalisierung des Energie- und Stromsystems im europäischen Kontext. Diese Veränderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen ermöglichten neuen Akteur*innen ebenfalls als Erzeuger am Stromsystem teilzunehmen und waren die Voraussetzung dafür, dass sich überhaupt ein Strommarkt herausbilden konnte. All diese Veränderungen werden im Folgenden kurz beschrieben.

Veränderungen:

- *Steigender Strombedarf*
- *Dekarbonisierung*
- *Liberalisierung der Märkte*

4.1.1 Das Stromsystem als sozio-technisches System

Insgesamt kann das österreichische Stromsystem als sozio-technisches System verstanden werden (Geels 2004; 2018). Das heißt, es wird auf der einen Seite durch technische Gegebenheiten, wie physische Infrastruktur, Leitungen, Kraftwerkspark, geographische Verteilung von Erzeugern und Verbraucher*innen sowie Verbindungen in Nachbarländer bestimmt. Auf der anderen Seite wird es durch regulierende Behörden, Stromerzeuger sowie den Erwartungen und Entscheidungen von Kund*innen und der allgemeinen Bevölkerung beeinflusst (Fuenfschilling and Truffer 2014). Stromsysteme sind als großtechnische Systeme zu verstehen. Als die größten Maschinen der Welt sind sie historisch aus anfänglich kleinen lokalen Netzen gewachsen und tragen ein Trägheitsmoment in Hinblick auf Veränderung und Transformation in sich (Hughes 1983; Mayntz und Hughes 1988). Großtechnische Systeme wie das Stromsystem haben sich parallel mit hierarchischen Organisationsformen entwickelt. In Österreich zeigt sich dies noch heute an den größtenteils öffentlich kontrollierten Energieversorgern wie Verbund, Wien Energie, Salzburg AG etc. sowie von denen organisatorisch getrennten, aber im 100 % Besitz gehaltenen, Netzbetreibern.

Die „größten Maschinen der Welt“

4.1.2 Veränderungen im Strom-Mix

*Österr. Strom-Mix
traditionell durch
Wasserkraft geprägt ...*

Die Gesamtbruttostromerzeugung in Österreich betrug 2020 72,87 TWh (E-Control 2021b). Der österreichische Strommix, der in Abbildung 3 übersichtlich veranschaulicht wird, ist traditionell von Wasserkraft geprägt. So betrug im Jahr 2020 der Anteil der Laufkraftwerke an dem Bruttostromerzeugnis 30,69 TWh oder 42,1 % und jener der Speicherkraftwerke 14,68 TWh oder 20,2 % (E-Control 2021b).

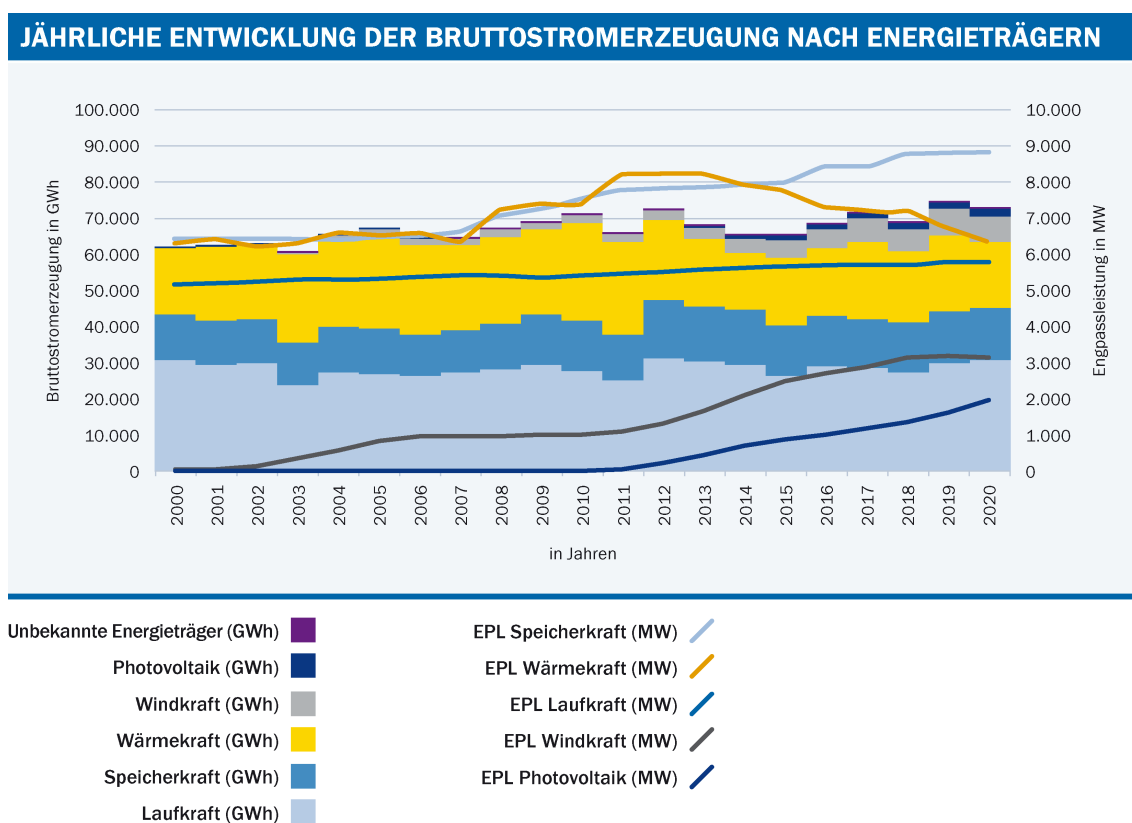


Abbildung 3: Bruttostromerzeugung und Engpassleistung (Quelle: E-Control 2021i)

*... gefolgt von fossilen
Kraftstoffen ...*

Den nächstgrößten Anteil an der Bruttostromerzeugung haben die fossilen Kraftstoffe. Im Jahre 2020 gelang Österreich jedoch der Ausstieg aus der Kohlekraft mit der Abschaltung des letzten Kohlekraftwerkes in Mellach, womit nun fossiles Erdgas für eine Stromaufbringung von 10,01 TWh oder 13,7 % verantwortlich ist (ebenda). Die gesamten fossilen Brennstoffe tragen 12,97 TWh, d. h. 17,8 % zur Bruttostromerzeugung bei (ebenda). Die Rolle des Erdgases ist also derzeit auch relevant für die Stromversorgung, abgesehen von dessen Bedeutung für die Wärmeversorgung, und so schlagen sich die aus (geopolitischen) Gründen gestiegenen Erdgaspreise auch im Winter 2021 im Strompreis nieder. Andere erneuerbare Energieträger, wie Wind mit 6,8 TWh, Photovoltaik mit 2 TWh und Biomasse mit 4,5 TWh im Jahre 2021, sind kontinuierlich am Wachsen. Die neuen erneuerbaren Energien Wind und PV tragen mittlerweile 12,1 % zur Bruttostromerzeugung bei.

*... und Erneuerbare
am Wachsen*

4.1.3 Netzarchitektur und Infrastruktur

Das österreichische Stromnetz hat eine Trassenlänge von 240.148 km, wovon 25,7 % Freileitungen und 74,3 % Kabelleitungen sind (E-Control 2021b). Es teilt sich in unterschiedliche Teilnetze, welche nach Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene unterschieden werden. Die Umwandlung von Hoch-, Mittel- bzw. Niederspannung erfolgt in 1.050 Schaltanlagen (ebenda). Eine wichtige Unterscheidung ist jene in Übertragungsnetze und Verteilernetze.

Die Höchstspannungsebene mit 110 kV, 220 kV und 380 kV, das Übertragungsnetz, wird von der Austrian Power Grid AG (APG) betrieben. Es dient dem Transport hoher Übertragungslasten über große Entfernungen und liefert auch den Anschluss an das europäische ENTSO-E-Stromnetz und allen Nachbarstaaten außer Liechtenstein und die Slowakei (APG 2021b). Es ist mit dem sogenannten n-1-Kriterium gesichert, welches bewirkt, dass der Ausfall einer Netzkomponente im Leitungssystem nicht zu Versorgungsproblemen bei Kund*innen führt (ebenda). Das Hochspannungsnetz der APG deckt fast ganz Österreich ab (ebenda).

Hochspannungsnetz

Dem zugeordnet sind die regionalen Verteilernetze auf der Hoch- und Mittelspannungsebene sowie zahlreiche lokale Niederspannungsnetze. Diese Verteilernetze sind sogenannte gelöschte Netze, was bedeutet, dass es bei einem Ausfall, z. B. wenn ein Baum auf eine Leitung fällt, zwar zu einer Fehlermeldung kommt, aber der Strom erst einmal weiterfließt, sodass Zeit für den Netzbetreiber besteht den Fehler zu beheben (NetzOÖ 2021).

*Regionale Verteilernetze
[Hoch- und
Mittelspannung]*

Darüber hinaus hat die sogenannte Erdschlusskompensation im gelöschten Netz gewisse Restriktionen, was die Ausdehnung der Verteilernetze betrifft. So hat jeder Betreiber getrennte Netze auf den unterschiedlichen Netzebenen, die nicht miteinander verbunden sind und für sich einzeln mit dem Übertragungsnetz der APG verbunden sind. Dies wiederum bedeutet, dass in der Regel ein Ausfall in einem Netz nicht automatisch auf ein benachbartes Netz übergreift (Interview a).

4.1.4 Regelkapazitäten

Der Ausbau von Regelkapazitäten ist auch wegen der zunehmenden Verbreitung variabler Energieträger immer wichtiger geworden (IEA 2021b). Da Erzeugung und Verbrauch von Strom jederzeit im Gleichgewicht sein müssen, um eine stabile Netzfrequenz zu gewährleisten, ist es für die immer wieder vorkommenden Situationen von Lastabfällen nötig, zusätzliche Leistung bereitzustellen. Situationen von Lastabfall entstehen beispielsweise, wenn ein Kraftwerk ausfällt oder weniger erzeugt wird als ursprünglich geplant.

*Zur Kompensation
von Lastabfällen
benötigt das Netz sog.
Regelkapazitäten, also
Leistungsreserven*

*Primär-,
Sekundär- und
Tertiärregelleistung*

Man unterscheidet zwischen Primärregelleistung, welche grenzüberschreitend innerhalb der ersten 30 Sekunden unverzüglich zur Verfügung steht, Sekundärregelleistung, welche in der betroffenen Regelzone aktiviert wird und für bis zu 15 Minuten abgerufen werden und Tertiärregelleistung, welche bis zur Behebung der Störung und im Ausmaß des ausgefallenen Kraftwerkblocks zur Verfügung steht (E-Control 2021c, Website E-Control).

Während in den 1990er-Jahren hauptsächlich Tertiärregelleistung über marktbasierende Ausschreibungen eingekauft wurde, sind in den letzten Jahren auch schrittweise Märkte für Primär- und Sekundärregelleistung entstanden.

Der ursprüngliche Gedanke einer europäischen Vernetzung im Strombereich war die Störfallaushilfe. Deshalb wird als solidarische Leistung Primärenergiereserve für das ganze ENTSO-E-Netz vorgehalten (E-Control 2021c). Mit diesem sogenannten „Netting“ wird der Regelenergiebedarf zwischen Regelzonen so ausgeglichen, dass dieser physisch nicht mehr erbracht werden muss, indem die simultane Aktivierung von Frequenzwiederherstellungsreserven in entgegengesetzte Richtungen vermieden wird (ebenda).

4.1.5 Zentrale nationale und europäische Regulierungen

*Rolle der Akteure hat
sich massiv verändert:
Wettbewerb statt
Monopol, komplex statt
hierarchisch*

Zentrale Akteure des österreichischen Stromsystems sind neben den Netzbetreibern die Energieversorger sowie einige weitere, welche unterschiedliche Rollen im Stromsystem einnehmen. Die Rollen dieser Akteure haben sich in den letzten Jahrzehnten massiv verändert von „hierarchischen und monopolistischen Strukturen, wie sie für die Nachkriegszeit typisch waren, hin zu komplexeren und wettbewerbsförmigen Organisationsmodellen“ (Wissen und Naumann 2008: 20).

*Strommarkt-
liberalisierung ab 1996*

Eine große regulative Veränderung für das europäische Stromsystem war die Strommarktliberalisierung. Diese begann in den 1990er Jahren mit der ersten europäischen Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie im Jahr 1996, welche in Österreich im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG 2010) umgesetzt wurde.

Ein konstituierendes Element dieser Strommarktliberalisierung ist die Entflechtung (unbundling) von Stromversorgern, Stromhändlern und Netzbetreibern. So ist seitdem eine organisatorische Trennung dieser zwingend. Dies bedeutet, dass der Übertragungsnetzbetreiber aber auch die Verteilernetzbetreiber keine eigenen Kraftwerke betreiben.

4.1.6 Zentrale Akteure

In Österreichs Stromsystem sind eine Vielzahl an privaten, öffentlichen und halbstaatlichen Akteuren daran beteiligt dieses spezielle sozio-technische System aufrechtzuhalten, zu beeinflussen und weiterzuentwickeln. Der österreichische Strommarkt ist nach dem sogenannten Bilanzgruppenmodell aufgebaut und besteht aus im Folgenden genannten Akteuren.

Am Strommarkt selbst sind das zuallererst die Netzbetreiber, die u. a. für die Instandhaltung und den Ausbau der Netze zuständig sind.

Netzbetreiber

Ein zentraler Akteur ist der Regelzonenführer, welcher im Falle Österreichs für das gesamte Übertragungsnetz zuständig ist. Dieser kümmert sich um Lastprognosen und das Engpassmanagement. Diese Aufgabe nimmt seit 2012 für ganz Österreich die Austrian Power Grid (APG) wahr (E-Control 2021d).

Regelzonenführer

Die APG ist Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer für Österreich (Regelzongrenze ist weitgehend ident mit Staatsgrenze, mit geografisch oder historisch bedingten Ausnahmen). Jeder Übertragungsnetzbetreiber ist für die Frequenzhaltung in seinem Netzbereich verantwortlich. Wie auch die anderen Netzbetreiber darf die APG keine eigenen Kraftwerke besitzen, mit denen sie die Frequenz stabilisieren könnte, aber sie kann andere Kraftwerke zur Erbringung der Regelleistung unter Vertrag nehmen. Diese Leistungserbringung wird mittlerweile täglich bis wöchentlich ausgeschrieben.

Exkurs APG

Die Verantwortung besteht einerseits im Beitrag zur Frequenzhaltung im europäischen Verbundnetz, andererseits auch darin, die Kosten niedrig zu halten. Würde innerhalb der Regelzone dauerhaft zu wenig produziert, müsste ständig Primärregelleistung importiert werden. Das wäre nicht nur unsolidarisch wegen der damit verbundenen erhöhten Belastung der anderen europäischen Netzbetreiber, sondern auch teuer. Daher ist jedem Regelzonenführer im europäischen Verbundnetz ein Wert an Primärregelleistung zugewiesen, den dieser jederzeit abrufbar bereitstellen können muss. Das sind für Österreich 200 MW. Insgesamt können im europäischen Verbundnetz 3 GW als Puffer zur Ausregelung unerwarteter Ereignisse abgerufen werden. Dadurch trägt der Netzverbund auch zur Versorgungssicherheit in den nationalstaatlichen Teilnetzen bei. Wie in Abschnitt 3.3 beschrieben, konnten bei dem Schadensereignis vom 8.1.2021 sogar kurzzeitig über 6 GW abgerufen werden, weit mehr, als die Planung vorgesehen hat.

Weiters wird der Systemschutzplan (Österreichs Energie 2021a) vom Regelzonenführer erstellt und nach Genehmigung durch die Regulierungsbehörde E-Control an die Verteilnetz- und Kraftwerksbetreiber übergeben, für die das ab dann ein einzuhaltender Standard ist. Der Systemschutzplan beschreibt in mehreren Eskalationsstufen (von Frequenzschwellen abhängig), was Verteilnetz- und Kraftwerksbetreiber zu tun haben, welche Lasten wann abgeworfen werden usw. Jeder Netzbetreiber achtet in seinem Verantwortungsbereich darauf, dass die Priorisierung beim Lastab-

Systemschutzplan

wurf diskriminierungsfrei erfolgt. Gleichzeitig müssen geografische Gegebenheiten sowie die Standorte und Anbindungen der Kraftwerke berücksichtigt werden. Darüber hinaus gibt es natürlich andere Faktoren, die nach Möglichkeit Beachtung finden bei der Umsetzung des Systemschutzplans, wie bspw. die Rücksichtnahme auf kritische Infrastrukturen o. ä. Die Entscheidungen zur Umsetzung von europäischen Vorgaben aus den Network-Codes werden gemeinschaftlich in den Arbeitsgruppen der Interessensvertretung (Österreichs Energie) getroffen und vom Regulator genehmigt.

<i>Bilanzgruppen</i>	Zentrale Organisationseinheiten des Stromnetzes sind die sogenannten Bilanzgruppen, in denen Lieferant*innen und Kund*innen zu einer virtuellen Gruppe zusammengefasst werden. Dabei sind im Strommarkt die Mitglieder nicht zwangsweise physisch oder auf den gleichen Netzebenen miteinander verbunden. Innerhalb der Bilanzgruppen sind die Bilanzgruppenverantwortlichen dafür zuständig, Aufbringung (Bezugsfahrpläne und Einspeisungen) und Abgabe (Lieferfahrpläne und Ausspeisungen) auszugleichen. Sie übermitteln dem Bilanzgruppenkoordinator APCS (Austrian Power & Settlement) täglich diese Fahrpläne in 15-Minuten-Werten, der derzeitigen Standardzeiteinheit für die Ermittlung für Leistungsmittel, für den Folgetag. Bilanzgruppenverantwortliche leiten und vertreten eine Bilanzgruppe nach außen und tragen die wirtschaftliche Verantwortung (E-Control 2021d).
<i>Bilanzgruppenverantwortliche</i>	
<i>Bilanzgruppenkoordinator</i>	Der Bilanzgruppenkoordinator ist die zentrale Rechenstelle, welche nach Vorliegen der Istwert-Aggregate, die Mengen und Kosten für Ausgleichsenergie ermittelt, welche von Bilanzgruppenverantwortlichen an den Regelzonenführer gezahlt werden müssen, wenn dieser Regelenergie bereitstellen musste. Dies wird von der APCS in der Regelzone APG durchgeführt (E-Control 2021e; APCS 2021).
<i>Öko-Bilanzgruppe</i>	Eine besondere Funktion nimmt die sogenannte Öko-Bilanzgruppe ein, in der alle gemeldeten und geförderten Ökostromanlagen zusammengefasst werden (§ 38 ÖSG 2012 Ökobilanzgruppen). Der Öko-Bilanzgruppenverantwortliche vergütet den eingespeisten Ökostrom und weist diesen anderen Bilanzgruppen anhand einer Quotenreglung zu (ÖSG 2012). Die Öko-Bilanzgruppenkoordinatorin in der APG-Regelzone ist die Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG 2021).
<i>Öko-Bilanzgruppenkoordinatorin</i>	Nicht direkt dem Bilanzgruppenmodell zugeordnet, aber dennoch wichtig für die Organisation des österreichischen Strommarktes ist die Interessensgemeinschaft der österreichischen Energiewirtschaft „Österreichs Energie“, in welcher sich Erzeuger und Netzbetreiber zusammengeschlossen haben (Website Österreichs Energie). In den relevanten Arbeitsgruppen der Netzbetreiber werden zentrale Entscheidungen bezüglich Netzorganisation und -ausbau vorbereitet (Interviews a, b, c, d, e).
	Auf staatlicher Seite liegen die Agenden für Energie derzeit beim Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK). Dies beinhaltet zentrale Punkte wie Planung, Bewirtschaftung und Förderung, aber auch die gesetzliche Zuständigkeit im Fal-

le der Energielenkung (Interviews f, g). Im föderalen System liegen jedoch auch einige der Kompetenzen bei den Ländern und Gemeinden (Interviews a, b, c, d, e, f, g). So haben diese im Bereich Planung z. B. durch die Raumordnung einen zentralen Einfluss und im regionalen Energielenkungsfall die Landeshauptleute (BMNT 2018).

Zentrale Regulierungsbehörde des Stromsystems ist der 2.000 neugeschaffene Regulator E-Control, welcher eine Reihe von Aufgaben erfüllt. Darunter fallen Aufsichts- und Überwachungsfunktionen wie z. B. die Wettbewerbsaufsicht und die Entflechtung von Netzbetreibern und Energieerzeugern (das oben genannte „unbundling“). So erstellt sie im Austausch mit Marktteilnehmern sonstige Markregeln sowie technische und organisatorische Regeln. Darüber hinaus nimmt die E-Control neben Informationsfunktionen, Streitschlichtung und der Überwachung von Ökostrom-Herkunftsnachweisen Einfluss auf das Stromsystem durch die Festlegung von Netztarifen. Zudem übernimmt sie die Vorbereitung und Koordinierung von Lenkungsmaßnahmen im Energielenkungsfall als ausführende Behörde für die Bundesministerin des BMK (Interviews f, g; Website E-Control).

Das gesamte Stromsystem hat über diese direkt damit verbundenen Akteure hinaus noch eine Vielzahl von weiteren Stakeholdern, die sich mit dessen Entwicklung beschäftigen. Herauszustellen ist hierbei die Energieagentur, welches als übergreifendes Kompetenzzentrum z. B. strategische Planungen begleitet. Darüber hinaus sind unterschiedliche wissenschaftliche Einrichtungen der angewandten und Grundlagen-Forschung direkt verbunden. Auch die zuliefernde Industrie ist von den Entwicklungen des Stromsystems abhängig. Mittelbar sind natürlich alle Einwohner Österreichs mit dem Stromsystem verbunden und haben ein Interesse an dessen Funktion.

Eine gesonderte Position nimmt in der Liste der Akteure das BMI ein. Es ist natürlich kein Akteur, der mit dem Stromsystem im engeren Sinn befasst ist. In einer Betrachtung über Versorgungssicherheit und Blackout-Risiko darf das BMI als zentrale Stelle für das Management und die Bewältigung von Krisen und den Katastrophenschutz aber nicht fehlen.

BM für Inneres

Die Ressourcen des Staatlichen Krisen- und Katastrophenschutzmanagements (SKKM) sind im BMI gebündelt. Das SKKM ist mit allen relevanten Akteuren verbunden und stellt so eine Plattform dar, die zunächst im Bereich der Prävention und der Erhöhung der Resilienz tätig ist, im Fall einer Krise oder Katastrophe aber auch deren Bewältigung organisiert. Von der Zivilgesellschaft, über andere Behörden, die Wirtschaft, die Forschung bis hin zu den Einsatzorganisationen sind alle über das SKKM vernetzt. In den Abteilungen des BMI und den Fachgruppen des SKKM findet die laufende Arbeit statt. Es werden regelmäßig Übungen und Weiterbildungsmaßnahmen organisiert. Zur Bewältigung von Krisen können Ressourcen in dedizierten Krisenstäben gebündelt werden. Darüber hinaus wird in diesem Rahmen auch die internationale Katastrophenhilfe organisiert.

Staatliches Krisen- und Katastrophenschutzmanagement

Damit stellt das SKKM eine zentrale Koordinierung sicher, die Verwaltungs- und Zuständigkeitsgrenzen einzelner Behörden und Gebietskörperschaften überwinden kann, und das notwendige Know-how besitzt oder zur Verfügung stellen kann, das zur Bewältigung einer Krise erforderlich ist. Organisatorisch ist die Bundeswarnzentrale die permanent besetzte Anlaufstelle, die im Krisenfall tätig wird, gelenkt vom Koordinationsausschuss.

*Kooperation
SKKM-BMI*

Speziell mit dem Thema Blackout hat sich das SKKM in den vergangenen Jahren schwerpunktmäßig befasst. Hier wurde viel Wissen in der Organisation aufgebaut und an die Betreiber kritischer Infrastrukturen sowie darüber hinaus relevante Akteure vermittelt. Es besteht eine enge Kooperation mit der APG (zuletzt auch formal festgehalten im Kooperationsvertrag zur Blackout-Prävention vom September 2021) und Szenarien, die Blackouts oder Strommangellagen beinhalten, sind regelmäßig Teil der SKKM- und Zivilschutzübungen.

*Regelmäßige Übungen
aller krisenrelevanter
Akteure*

Zur Blackout-Vorsorge werden regelmäßig Übungen durchgeführt, an denen alle krisenrelevanten Akteure beteiligt sind. Dazu gehören das Bundesministerium für Inneres (BMI), das Bundesministerium für Landesverteidigung (BMLV), das Energieministerium (BMK), die APG, regionale Netzbetreiber ebenso wie die Einsatzkräfte (Polizei, Rettung, Feuerwehr) sowie weiters Betreiber kritischer Infrastrukturen. Im Mai 2019 wurde die dreitägige Krisenübung „Helios“ im Rahmen des SKKM durchgeführt (BMI 2019). An der Übung waren u. a. alle Ministerien, Bundesländer und die in das SKKM integrierten Einsatzorganisationen sowie APG und E-Control beteiligt. Gegenstand der Übung war das Szenario Strommangellage/Blackout mit Schwerpunkt auf Koordination zwischen den Ministerien. Solche Übungen und auch Planspiele finden regelmäßig statt. Im Akteursverbund wird bei solchen Übungen trainiert, was im Ernstfall zu tun ist, und wie die verschiedenen Stellen möglichst effizient die Krise bewältigen können. So wurde zuletzt bspw. in Tirol das Szenario einer Strommangellage geprobt (Tirol 2021). Zudem gibt es laufend Wissensaustausch zwischen Expert*innen verschiedener Bereiche wie etwa internationale Tagungen und Treffen zwischen Krisenmanagern der D-A-CH-L-Region (Deutschland, Österreich, Schweiz und Liechtenstein).¹⁷

¹⁷ [bmi.gv.at/news.aspx?id=706B61357775465642646B3D](https://www.bmi.gv.at/news.aspx?id=706B61357775465642646B3D).

4.2 Versorgungssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit in Österreich

Die österreichische Regulierungsbehörde E-Control unterscheidet im Strombereich zwischen Netzdienstleistungsqualität und Versorgungssicherheit. Eine hohe Netzdienstleistungsqualität ist gegeben, wenn eine stabile Spannung im Netz vorhanden ist (Spannungsqualität), Versorgungsunterbrechungen möglichst selten und möglichst kurz auftreten (Versorgungszuverlässigkeit) und wenn darüber hinaus ein zufriedenstellendes Angebot für Kund*innen (kommerzielle Qualität) besteht. Diese Aspekte werden von der Regulierungsbehörde laufend beobachtet und dokumentiert (E-Control 2021f). Im Folgenden gehen wir kurz sowohl auf die bisherige Sicherheit als auch die Zuverlässigkeit der nationalen Stromversorgung ein.

Netzdienstleistungsqualität

Versorgungssicherheit

4.2.1 Ausfall- und Störungsdaten in Österreich

Die Stromversorgung in Österreich ist sehr zuverlässig. Das geht insbesondere aus den jährlich veröffentlichten Daten der Regulierungsbehörde hervor (gemäß den Vorgaben der Elektrizitätsstatistikverordnung 2016). Die Ausfallzahlen liegen seit vielen Jahren auf einem sehr niedrigen Stand. Bei der Berechnung wird hier mit zwei Kennzahlen zwischen kundenbezogener und leistungsbezogener Nichtverfügbarkeit unterschieden. 2020 betrug die kundenbezogene Nichtverfügbarkeit (SAIDI¹⁸) in Österreich insgesamt 40,07 Minuten. Darin sind auch geplante Abschaltungen (z. B. aufgrund von Wartungs- und Reparaturarbeiten) enthalten. Der Anteil ungeplanter Versorgungsunterbrechungen (exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse) lag durchschnittlich bei nur 26,58 Minuten. Die leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit (ASIDI¹⁹) (exklusiv regional außergewöhnlicher Ereignisse) lag insgesamt bei 43,71 Minuten, 26,31 Minuten davon entfielen auf ungeplante Abschaltungen (E-Control 2021g).

Stromversorgung in Österreich sehr zuverlässig

SAIDI-Wert

ASIDI-Wert

Damit bleiben Ausfälle in der Stromversorgung auf einem relativ konstanten, niedrigen Niveau, wie auch die Vergleichsstatistik von Stromausfällen im Zeitraum von 2005 bis 2020 zeigt (siehe Abbildung 4):

¹⁸ System Average Interruption Duration Index: kundenbezogene Nichtverfügbarkeit, mittlere Unterbrechungsdauer. Bezugsgröße: Anzahl der Netznutzer*innen.

¹⁹ Average System Interruption Duration Index: leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit, mittlere Unterbrechungsdauer auf Basis aller leistungsgewichteten Versorgungsunterbrechungen.

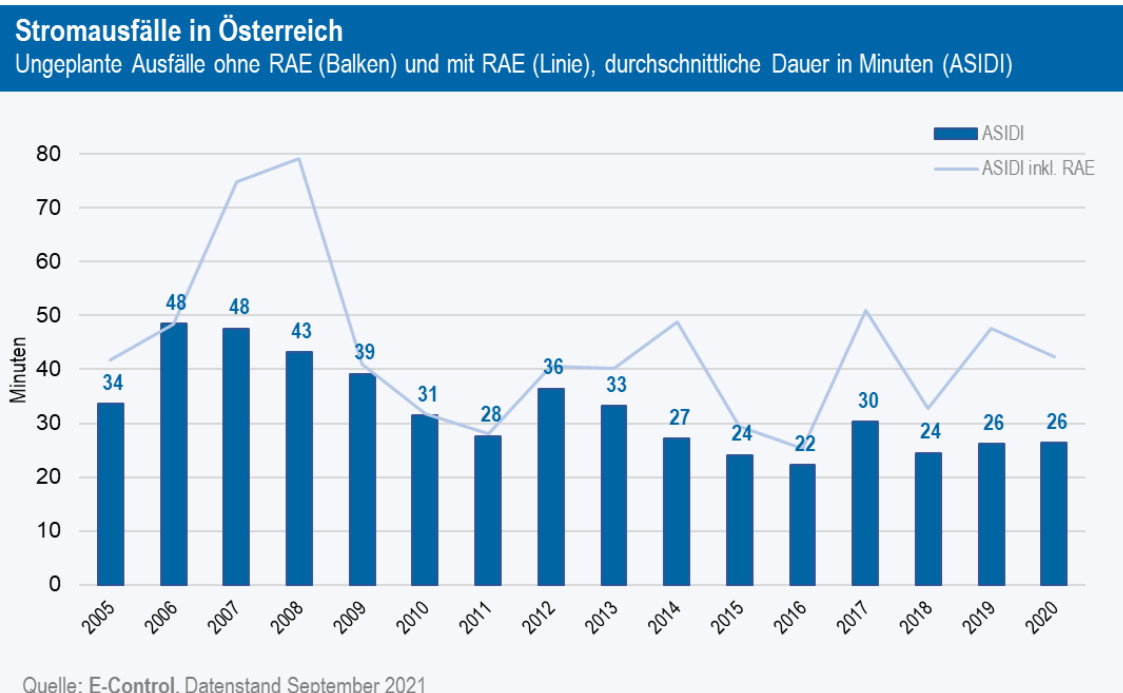


Abbildung 4: Stromausfälle in Österreich (Quelle: E-Control 2021g)

Durchschnittliche Ausfalldauer seit 2005 gesunken ...

... allerdings nehmen wetterbedingte seit 2013 Störungen zu

Österreich im europäischen Vergleich sehr gut

Die durchschnittliche Ausfalldauer in Minuten ist seit 2005 tendenziell sogar gesunken. Jährliche Ausreißer sind vor allem atmosphärischen Auswirkungen (wie starke Unwetter, Eis, Schnee und anderen naturbedingten Ereignissen) geschuldet. In den letzten Jahren waren das beispielsweise Hochwasser und Überschwemmungen im Jahr 2013 oder Schneestürme im Jahr 2014 und 2017. Allerdings nehmen solche Ereignisse tendenziell zu und haben dadurch auch einen stärkeren Einfluss auf die Stromversorgung. Verglichen mit dem Vorjahr waren 2020 um 37 % mehr Versorgungsunterbrechungen aufgrund atmosphärischer Auswirkungen zu verzeichnen. Die Anzahl regional außergewöhnlicher Ereignisse (RAE), wie Extremwetterlagen (orkanartige Sturmböen, Starkregen usw.), die unerwartet und nicht vermeidbar sind, ist hingegen um 2 % gesunken, von durchschnittlich 8,8 auf 6,7 Stunden pro Jahr (E-Control 2021g).

Laut E-Control kann generell von einer hohen Zuverlässigkeit gesprochen werden, wenn im jeweiligen Netz die Werte für SAIDI unter 170 Minuten bzw. für ASIDI unter 150 Minuten pro Jahr liegen. Obwohl die Erhebungs- und Berechnungsmethoden international voneinander abweichen, zeigt sich im europäischen Vergleich, dass die Stromversorgung in Österreich seit vielen Jahren sehr zuverlässig ist. Die österreichischen Werte liegen regelmäßig im oberen Fünftel der Länder mit der höchsten Zuverlässigkeit (CEER 2018).

4.2.2 Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit wird ebenfalls ein Mal pro Jahr durch die Regulierungsbehörde evaluiert²⁰ (E-Control 2021e). Dabei wird anhand definierter Fallbeispiele, die besonders herausfordernde Lastfälle und Stromverbrauchsperioden darstellen, mit einem Prognosemodell die Versorgungssicherheit hinsichtlich Lastabdeckung (vorhandene und nachgefragte Leistung) und energetischer Versorgung abgeschätzt. Konkret wird dabei untersucht, in welchem Ausmaß über eine Periode von drei Wochen mit außergewöhnlich hohem Stromverbrauch auch mit eingeschränkter Verfügbarkeit von Produktionskapazitäten (niedrige Laufwasserkrafterzeugung, reduzierte Wasserspeichermengen) die Leistungsanforderungen erfüllt und Strombedarfsmengen mit ausschließlich nationalen Erzeugungsanlagen gedeckt werden können. Die im Bericht für das Jahr 2020 erstmals durchgeführte energetische Betrachtungsweise (arbeitsseitig) steht in unmittelbarer Verbindung mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Erzeugungstechnologien, weil sich mit dieser Betrachtungsweise auch die zunehmende Bedeutung von Flexibilitäts- und Speichertechnologien für die Versorgungssicherheit angemessen abbilden lässt.

Obwohl die gesicherte Leistung im Bereich der Wärmekraft im Vergleich zu 2019 um 461 MW reduziert wurde (Stilllegung des letzten Kraftwerksblocks in Dürnrohr) konnte die Last im österreichischen Stromnetz (Regelzone der APG sowie nationale Regelzone plus Vorarlberg) im Jahr 2020 durchgehend mit heimischen Kapazitäten gedeckt werden. Auch arbeitsseitig wäre laut Modellrechnung eine volle inländische Deckung über drei Wochen hinweg zu jedem Zeitpunkt möglich gewesen (E-Control 2021e: 10).

Für die Abschätzung der Versorgungssicherheit im Jahr 2030 wurden folgende Annahmen getroffen: Es wurden sämtliche derzeit in Bau befindlichen Kraftwerksprojekte berücksichtigt, die in der Regelzone der APG und gleichzeitig auf österreichischem Staatsgebiet liegen, zudem wurde davon ausgegangen, dass die durch das EAG angestrebten Ausbauziele erneuerbarer Energieträger (Wasser, Wind, PV) bereits realisiert wurden (ebenda: 48). Verbrauchseitig wurde mit einem energetischen Endverbrauch von 74,9 GWh gerechnet (2020: rund 65 GWh), was einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 1,45 % für den Prognosezeitraum 2019-2030 entspricht (ebenda: 23). Diese Annahme liegt zwar deutlich über den Prognosen internationaler Studien, berücksichtigt allerdings noch nicht weitere Verbrauchszunahmen durch Sektorenkopplung (Elektromobilität, Industriewärme etc.). Aufgrund der zunehmenden Bedeutung der volatilen Erzeugung (aus Wasser, Wind und Sonne) wurden in der Prognose auch die national zur Verfügung stehenden Energieinhalte der (Pump-)Speicher berücksichtigt (ebenda: 51).

Versorgungssicherheit wird durch E-Control jährlich in Prognosemodell abgeschätzt

Last konnte 2020 durchgehend mit heimischen Kapazitäten über jeweils 3 Wochen gedeckt werden

Prognose für 2030 bezieht geplanten Ausbau der Erneuerbaren ein

²⁰ Der Bericht merkt kritisch an, dass in Österreich keine rechtlich verbindliche Definition des Versorgungsstandards existiert. Daher wird für die Analyse von folgender Definition ausgegangen: (a) leistungsmäßige Volldeckung mit den angegebenen Verfügbarkeitsparametern (z. B. prognostizierter Kraftwerkspark) und (b) energetische Unterdeckung von maximal 10 % über einen Zeitraum von drei Wochen.

<p><i>Nur wenn 2030 noch restliche kalorische Kraftwerke einbezogen werden, bleibt Versorgungssicherheit in vollem Umfang bestehen, ansonsten werden Importe notwendig</i></p>	<p>Die Analyse kommt, je nach Einbeziehung des thermischen Kraftwerksbestands, zu unterschiedlichen Schlussfolgerungen. In der Variante mit den voraussichtlich auch noch im Jahr 2030 verfügbaren thermischen Kraftwerken (gemäß den bereits eingelangten Stilllegungsmeldungen) bleibt die Versorgungssicherheit in vollem Umfang erhalten. Bei der Variante „ohne öffentliche thermische Kraftwerke“ zeigt sich hingegen sowohl energetisch als auch leistungsmäßig eine mehr als 10-%ige sog. Standardverletzung. Für diesen Fall kann jedoch davon ausgegangen werden, dass – unter der Annahme ausreichender Produktion im umliegenden Binnenmarkt aufgrund der vorhandenen Kapazitäten im Übertragungsnetz von etwa 13.565 MW im Jahr 2030 – ausreichende Energiemengen importiert werden könnten. Aus nationaler Sicht stellt diese Annahme, laut E-Control, jedoch eine „kritische Bedingung für eine positive Einschätzung der langfristigen Versorgungslage dar“ (ebenda: 56).</p>
<p><i>Zwischenfazit</i></p> <p><i>Es fehlt rechtliche Definition eines verbindlichen Versorgungsstandards</i></p>	<p>Seit vielen Jahrzehnten ist die Stromversorgung in Österreich zuverlässig und sicher. Ungeplante regionale Stromausfälle kommen im Vergleich mit europäischen Nachbarstaaten relativ selten vor und werden meist in kurzer Zeit behoben. Nach den sehr zahlreichen Netzzusammenbrüchen in den Nachkriegsjahren wurde in der österreichischen Stromversorgung kein einziger Ausfall des Übertragungsnetzes (Blackout) mehr verzeichnet. Der seit 2001 tätigen Regulierungsbehörde E-Control kommt eine zentrale Funktion zu. Mechanismen, Zuständigkeiten und Verantwortungsbereiche zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sind umfassend gesetzlich geregelt. Es fehlt allerdings, als Grundlage für Prognosen und Planungsentscheidungen, eine rechtliche Definition eines verbindlichen Versorgungsstandards. Prognosen für das Jahr 2030 zeigen, dass es unter bestimmten Annahmen zu einer Einschränkung der Versorgungssicherheit kommen könnte, es gibt allerdings bereits heute zahlreiche technische und organisatorische Optionen, um solchen kritischen Situationen frühzeitig vorzubeugen.</p>

4.3 Zukünftige Entwicklungen im Stromsektor in Österreich

<p><i>Dekarbonisierung der Stromversorgung als Ziel</i></p> <p><i>Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzpaket (EAG-Paket)</i></p> <p><i>Klimaneutrales Österreich bis 2040</i></p>	<p>Das Ende Juli 2021 in Kraft getretene Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzpaket (EAG-Paket) bildet die zentrale rechtliche Grundlage für eine weitreichende Dekarbonisierung der Stromversorgung in Österreich. Damit will der Gesetzgeber einen Beitrag zur Erreichung der Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens aus dem Jahr 2015 leisten und die Europäische Union dabei unterstützen, bis 2030 den Bruttoendenergieverbrauch in der Union zu einem Anteil von mindestens 32 % durch erneuerbare Energie zu decken (EAG 2021: 5). Darüber wurde mit dem EAG-Paket ein erster gesetzlicher Rahmen für die Erreichung des bereits im Regierungsabkommen aus dem Jahr 2020 formulierten Ziels eines klimaneutralen Österreichs bis spätestens 2040 (Bundeskanzleramt Österreich 2020: 73) geschaffen.</p>
--	---

4.3.1 Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2030

Laut EAG-Paket soll Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen sowohl anteils- als auch mengenmäßig so weit erhöht werden, „dass der Gesamtstromverbrauch ab dem Jahr 2030 zu 100 % national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt“ (§ 4 EAG 2021) werden kann. Das Gesetz benennt relativ konkrete Ausbauziele für die in Österreich zur Verfügung stehenden regenerativen Energiequellen. Insgesamt wird im EAG davon ausgegangen, dass „die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen bis zum Jahr 2030 mengenwirksam um 27 TWh“ (§ 4 EAG 2020) gesteigert werden muss. Davon entfallen „11 TWh auf Photovoltaik, 10 TWh auf Wind, 5 TWh auf Wasserkraft und 1 TWh auf Biomasse“ (ebenda). Dies bedeutet, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen in knapp zehn Jahren um den Faktor 1,5 gesteigert werden soll, von derzeit 55,7 TWh (2019) auf 82,7 TWh im Jahr 2030 (Österreichs Energie 2021b).

Neben diesen mengenmäßigen Ausbauplänen adressiert das EAG-Paket eine Reihe von anderen Zielen, die sowohl in Hinblick auf die Klimapolitik als auch für die Aufrechterhaltung der zukünftigen Versorgungssicherheit von Relevanz sind:

- Die Marktintegration und die Systemverantwortung von erneuerbaren Energien soll gesteigert werden,
- Die Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen zur Erzeugung von Strom und Gas aus erneuerbaren Quellen soll gewährleistet werden.
- Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sollen ermöglicht werden.
- Die Anwendung von erneuerbarem Wasserstoff als Schlüsselement zur Sektorenkopplung und -integration soll forciert werden.
- Die Errichtung und Modernisierung der erforderlichen Infrastruktur durch integrierte Planung soll unterstützt werden.

Damit legt das EAG-Paket nicht nur die Grundlage für eine weitgehende Umstellung der nationalen Stromversorgung auf regenerative Quellen, sondern leitet gleichzeitig einen langfristigen und umfassenden Umbau der gesamten Energieversorgung ein. Derartige Veränderungen werden in der wissenschaftlichen Literatur als Transitionen bezeichnet, weil es sich dabei im Grunde um weitreichende ko-evolutionäre Prozesse handelt, die vielfache Veränderungen in sozio-technischen Systemen und Konfigurationen erfordern (Sovacool und Geels 2016). Betroffen sind dabei einzelne Technologien ebenso wie die notwendigen netzgebundenen Infrastrukturen, die Verbrauchsseite ebenso wie die Angebotsseite, institutionelle Arrangements ebenso wie soziale Praktiken.

Das mittelfristige Ziel der Bundesregierung gilt zwar durchaus als technisch und wirtschaftlich umsetzbar, stellt aber dennoch eine große Herausforderung für den Stromsektor dar. Der Anteil des Stroms aus erneuerbaren, im Inland genutzten Quellen am Verbrauch soll von rund 81 % (Stand 2020) auf 100 % im Jahr 2030 steigen. Um dieses Ziel zu errei-

*2030:
Strom 100 % national
bilanziell aus
erneuerbaren
Energiequellen*

Weitere Ziele des EAG:

*Umbau der gesamten
Energieversorgung
Österreichs*

*Große Herausforderung:
Ausbau der
Erzeugungskapazitäten
und Anpassung der
Netzinfrastruktur*

<i>Großer Ausbau der Photovoltaik</i>	<p>chen, müssen nicht nur die erneuerbaren Erzeugungskapazitäten massiv ausgebaut, sondern es muss auch die vorhandene Netzinfrastruktur entsprechend angepasst und erweitert werden.</p>
<p>„Prosumer“: Strom-Konsument*innen und zugleich -Produzent*innen</p>	<p>Am stärksten fällt der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung im Bereich der Photovoltaik aus, sie soll innerhalb eines Jahrzehnts von derzeit 2 TWh pro Jahr (Stand 2020, E-Control 2021h) um 11 TWh gesteigert werden. Eine aktuelle Studie geht davon aus, dass es für die Erreichung dieses Ziels notwendig sein wird, neben gebäudeintegrierten Anlagen (vor allem auf bestehenden Gebäuden) und Anlagen auf Verkehrsflächen auch größer dimensionierte frei aufgestellten Anlagen (etwa in Kombination mit landwirtschaftlicher Nutzung) zu realisieren (Mikovits et al. 2021). In den kommenden Jahren ist auch mit einer deutlich steigenden Anzahl an sogenannten Prosumern, die dezentral Strom produzieren und (nur zum Teil) in das Netz einspeisen, zu rechnen. Durch die mit dem EAG geschaffenen rechtlichen Voraussetzungen werden sich in Zukunft auch neue Akteur*innen als Betreiber von PV-Anlagen am Strommarkt etablieren (Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, Bürgerenergiegemeinschaften). Aber es ist in Zukunft auch mit der Errichtung von PV-Großanlagen zu rechnen.</p>
<p>Windenergie: viele zusätzliche Standorte notwendig</p>	<p>Mit Stand Jänner 2021 gab es in Österreich 1.307 Windkraftanlagen die pro Jahr rund 7 TWh Strom produzieren (Website IG Windkraft). Bis 2030 soll die produzierte Strommenge bei Windenergie um rund 10 TWh anwachsen, also mehr als verdoppelt werden. Die daraus resultierende Jahresproduktionsmenge von rund 17 TWh entspricht in etwa der in einer Potenzialabschätzung aus dem Jahr 2014 ermittelten realisierbaren Jahresarbeitsleistung (Energiewerkstatt 2014). Laut Prognose wären im Jahr 2030 österreichweit 2.319 Anlagen installiert die 14 % des zukünftigen Stromverbrauchs abdecken könnten (ebenda). Bezüglich der regionalen Verteilung der Windkraftanlagen würden zwar auch in Zukunft die größten Potenziale in Niederösterreich und dem Burgenland liegen, zusätzliche Standorte werden jedoch in allen Bundesländern berücksichtigt. Um das im EAG-Paket angestrebte Potential zu realisieren, müssen rund 1.000 neue Anlagen genehmigt, errichtet und bestehende Standorte mit leistungsstärkeren Anlagen ausgestattet werden.</p>
<p>Nur mehr wenig ungenutzte Potenziale bei der Wasserkraft: wenige Groß-, viele Kleinanlagen</p>	<p>Weiter ausgebaut werden soll auch die Wasserkraft (Speicher-, Pump- und Laufwasserkraftwerke), obwohl die bislang noch nicht genutzten Potenziale hier deutlich geringer sind. In Summe erzeugten die österreichischen Wasserkraftwerke im Jahr 2020 rund 45 TWh Strom, was einem Anteil von etwas mehr als 62 % an der gesamten Stromerzeugung entspricht. Die zukünftig noch zu erschließenden Potentiale der Wasserkraft von zusätzlichen 5 TWh liegen sowohl bei bereits in Bau befindlichen oder geplanten größeren Anlagen (Österreichs Energie 2018), im Bereich der Kleinwasserkraft (Anlagen bis 10 MW Nennleistung) und bei der Revitalisierung bereits bestehender Anlagen (Interview c).</p>
<p>Wärme­kraftwerke mit nachwachsenden Rohstoffen</p>	<p>Schließlich sollen auch noch zusätzliche Wärme­kraftwerke, die mit biogenen Brennstoffen betrieben werden, errichtet werden. Das zusätzliche Ausbaziel beträgt hier laut Gesetz etwa 1 TWh, was etwa einem Drittel der im Jahr 2020 erzeugten Strommenge aus Biomasse­kraftwerken entspricht.</p>

Zum überwiegenden Teil handelt es sich dabei um Kraft-Wärme-Wärme-kopplungsanlagen, die sowohl Wärme (etwa zum Heizen von Gebäuden) als auch Strom erzeugen.

Der geplante Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung – vor allem im Bereich von PV und Windkraft – hat eine Reihe von strukturellen Implikationen, die bei der zukünftigen Entwicklung der Netzinfrastruktur berücksichtigt werden müssen. Zunächst wird die Einspeisung von Strom zunehmend dezentral erfolgen. Die Standorte neuer Kraftwerke werden nicht mehr primär durch deren Nähe zu Verbrauchszentren bestimmt, sondern in Hinblick auf ihre Eignung zur Nutzbarmachung erneuerbaren Ressourcen. Strom aus erneuerbaren Quellen ist dargebotsabhängig, vor allem Wind- und Solarenergie ist stark von natürlichen Bedingungen bestimmt und die Produktion ist mitunter stark fluktuierend. Zudem ergeben sich aufgrund geringerer Erzeugungstunden (Volllaststunden) höhere an die Netze angeschlossene Leistungen und ein erhöhter Bedarf an Netzkapazitäten für den Transport und die Verteilung von elektrischer Energie (APG 2013).

Parallel mit dem Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten muss auch die bestehende Netzinfrastruktur angepasst, ausgebaut und zum Teil überhaupt neu errichtet werden. Dies betrifft sowohl die Übertragungs- als auch die Verteilernetze. Im aktuellen Netzentwicklungsplan (NEP 2021) für die Regelzone des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers APG wird dieser Situation bereits umfassend Rechnung getragen. Ein Großteil der im Jahr 2021 neu in den NEP aufgenommenen Projekte haben einen unmittelbaren Bezug zum geplanten Ausbau der Wind- und Solarenergie (Netzanschlüsse, Umspannwerke, Verstärkung des Übertragungsnetzes). Neben dem forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien bestehen laut NEP aber noch einige andere Bedingungen, die einen wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung der Übertragungsnetzinfrastruktur ausüben. Ein wichtiger Aspekt dabei ist die von der Europäischen Union geforderte, ebenfalls zum Teil mit dem Ausbau erneuerbarer Kapazitäten zusammenhängende, stärkere horizontale Integration der Strommärkte. Ab dem Jahr 2025 sollen die europäischen Übertragungsnetzbetreiber laut Verordnung (EU 2019/943) mindestens 70 % der Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung stellen. Auch diesen zukünftigen Anforderungen wird im NEP mit bereits geplanten Netzausbaumaßnahmen Rechnung getragen (APG 2021b).

Im Bereich der Verteilernetze wird es in Zukunft vor allem um die Integration der neu zu errichtenden Erzeugungsanlagen gehen. Das betrifft generell sämtliche Technologien, stellt aber bei PV-Anlagen eine besondere Herausforderung dar. Wenn ein Großteil der zukünftigen Anlagen auf bestehenden Gebäuden installiert werden soll (das EAG spricht von „1 Million Dächer“), dann müssen die meisten dieser Anlagen auch an die vorhandenen Verteilernetze angeschlossen werden. Der Arbeitskreis Verteilernetze im Verband Oesterreichs Energie hat sich mit diesen Fragen im Rahmen einer Studie auseinandersetzt und Handlungsempfehlungen erarbeitet. Die für die Integration der Photovoltaik laut EAG notwendigen

*Dezentrale
Stromeinspeisung*

*Erneuerbare sind nicht
immer verfügbar und
fluktuieren*

*Bedarf an zusätzlichen
Kapazitäten im
Übertragungs- und
Verteilungsnetz*

*Integration der großen
Anzahl neu errichteter
Stromerzeugungs-
anlagen*

<i>Netzenwicklungsplan</i>	<p>Mehrkosten in den Netzausbau werden dabei auf 27 % geschätzt. Um die Investitionskosten gering zu halten, werden daher auch eine Reihe von nicht-technischen, kosteneffizienten Maßnahmen, wie Leistungsbegrenzungen oder Maßnahmen zur homogeneren Verteilung von Anlagen, vorgeschlagen (Oesterreichs Energie 2020).</p>
	<p>Artikel 32 (Anreize für die Nutzung von Flexibilität in Verteilernetzen), Absatz 3 der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie²¹ fordert, dass der zukünftige Ausbau eines Verteilernetzes auf einem transparenten Netzentwicklungsplan beruht, den der Verteilernetzbetreiber mindestens alle zwei Jahre veröffentlicht und der Regulierungsbehörde vorlegt muss. Der Netzentwicklungsplan sorgt für Transparenz bei den erforderlichen mittel- und langfristigen Flexibilitätsleistungen und enthält die in den nächsten fünf bis zehn Jahren geplanten Investitionen, mit besonderem Augenmerk auf die wesentliche Verteilinfrastruktur, die erforderlich ist, um neue Erzeugungskapazitäten und neue Lasten, einschließlich Ladepunkten für Elektrofahrzeuge, anzuschließen. Der Netzentwicklungsplan thematisiert zudem die Nutzung von Laststeuerung, Energieeffizienz, Energiespeichereinrichtungen und anderen Ressourcen, auf die der Verteilernetzbetreiber als Alternative zum Netzausbau zurückgreift.</p>
	<p>Die dafür notwendigen einheitlichen Methoden und Werkzeuge für Verteilernetzbetreiber sind gerade in Diskussion und Entwicklung. Diese sollten zukünftig ermöglichen, neben dem klassischen Netzausbau, weitere technischer Maßnahmen im Verteilernetz, unter Berücksichtigung möglicher Zukunftsszenarien, zu bewerten und einander gegenüberzustellen.</p>
<p><i>erhebliche Erzeugungsüberschüsse in den Sommermonaten ...</i></p>	<p>Die Ausbauziele des EAG für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen würden – unter sonst nahezu gleichbleibenden Bedingungen – zu erheblichen Erzeugungsüberschüssen in den Sommermonaten führen. Eine Prognose der Regulierungsbehörde E-Control für das Jahr 2030 zeigt, dass unter der Annahme einer konstanten Verbrauchszunahme und der Erweiterung des Kraftwerksparks um bereits im Bau befindliche und geplante Anlagen von April bis August deutlich mehr als 100 % des Inlandsbedarfs nach Strom aus erneuerbaren Quellen abgedeckt werden könnte.</p>
<p><i>... Importbedarf im Rest des Jahres</i></p>	<p>Die dabei erzeugten Überschüsse müssten entweder exportiert oder gespeichert werden. In den restlichen Monaten des Jahres bestünde hingegen weiterhin Importbedarf beziehungsweise die Notwendigkeit, Strom aus kalorischen Kraftwerken zu gewinnen (E-Control 2021e: 54). Berücksichtigt man die PV-Ausbaupläne in den angrenzenden Nachbarländern, wird deutlich, dass es in Zukunft in den Sommermonaten insgesamt zu einem großen Angebot an Strom aus erneuerbaren Quellen kommen könnte, wodurch die Exportmöglichkeiten Österreichs trotz ausreichender Netzverbindungen stark eingeschränkt wären (Interview a).</p>
<p><i>... aber kaum Exportchancen, weil auch Nachbarn zu viel erzeugen</i></p>	

²¹ eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944.

4.3.2 Klimaneutralität 2040

Der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung ist zwar ein wichtiges Element der Energiewende, um das im Regierungsabkommen formulierte Ziel eines klimaneutralen Österreichs bis 2040 (Bundeskanzleramt Österreich 2020) zu erreichen, sind jedoch darüber hinaus gehende – die bestehenden Systeme transformierende – Veränderungen erforderlich. Für eine klimafreundliche Zukunft müssen alle Sektoren dekarbonisiert werden, und eine der effizientesten Arten dies zu tun, ist aus heutiger Sicht, von fossilen Energieträgern auf erneuerbaren Strom umzusteigen (Interview a). Die damit verbundenen weitreichenden Veränderungen werden auf vielfältige Weise auf die zukünftige Sicherheit der Stromversorgung einwirken. Auf die wichtigsten, zurzeit diskutierenden Aspekte soll im Folgenden eingegangen werden.

Als die zentrale Strategie für eine weitreichende Dekarbonisierung aller Energiesektoren gilt die sogenannte Sektorenkopplung. Dabei werden die Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und der nicht-energetische Verbrauch fossiler Rohstoffe (v. a. im Bereich der chemischen Industrie) über Energiespeicher und Energiewandler enger miteinander verbunden (Sternier und Stadler 2017). Solche Kopplungen von traditionell voneinander weitgehend unabhängigen Sektoren sollen die Optimierung eines dabei entstehenden Gesamtsystems ermöglichen (Lund et al. 2017). Sektorenkopplung ermöglicht die Dekarbonisierung aller Sektoren durch eine Verlagerung der Verbrennung von Kohle, Öl und Erdgas auf erneuerbaren Strom, wodurch sich auch drastische Steigerungen der Energieeffizienz realisieren lassen (etwa durch den Einsatz von Technologien wie Wärmepumpen oder Elektroantrieben) und der gesamte Primärenergiebedarf deutlich sinken würde. Zudem ermöglicht Sektorenkopplung die Nutzung, Speicherung oder Rückeinspeisung von fluktuierend anfallender, regenerativer Überschussenergie (wie Strom aus PV-Anlagen im Sommer) und unterstützt damit den weiteren Ausbau.

Aus der Perspektive des Stromsystems bedeutet Sektorenkopplung aber auch einen zusätzlichen Verbrauch. Abschätzungen für Österreich (Brauner 2019) ebenso wie für Deutschland (Sterchele et al. 2020) gehen davon aus, dass der Endenergiebedarf bei Strom im Jahr 2050 etwa doppelt so hoch wie heute sein könnte. Wenn dieser Bedarf nahezu zur Gänze aus klimaneutralen Quellen stammen soll, dann müssten die erneuerbaren Energien noch deutlich stärker ausgebaut werden, als es im EAG für das Jahr 2030 vorgesehen ist. Brauner (2019) beziffert die Erzeugungskapazität der erneuerbaren Elektrizität für Österreich im Jahr 2050 auf Basis der derzeit abschätzbaren Potenziale auf 112 TWh pro Jahr. Um dieses Ziel zu erreichen, müssten zusätzlich zu den 27 TWh aus dem EAG bis 2050 weitere 29 TWh ausgebaut werden. Das würde bedeuten, dass die Stromversorgung in Zukunft noch stärker als bisher das zentrale Element der Energieversorgung darstellt und damit weiter an Bedeutung gewänne. Damit rückt die Frage der Versorgungssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit des Stromsystems noch stärker in den Mittelpunkt,

Weitreichende Veränderungen nicht nur im Stromsektor notwendig

Sektorenkopplung als zentrale Strategie

Sektorenkopplung bedeutet zusätzlichen Stromverbrauch [Annahme: bis 2050 Verdoppelung] ...

... daher noch mehr Ausbau der Erneuerbaren notwendig

Zuverlässigkeit des Stromsystems essentiell

weil das potenzielle Schadensausmaß bei einem Ausfall noch größer als heute wäre (Interview a).

*Entwicklungspfade der
Sektorenkopplung:
Power-to-X-Konzepte*

Die potenziell möglichen technischen Entwicklungspfade der Sektorenkopplung werden in der Literatur als Power-to-X-Konzepte bezeichnet (Lund et al. 2017). Die wichtigsten Formen sind Power-to-Heat, Power-to-Gas und Power-to-Mobility. Bei Power-to-Heat wird Strom direkt oder mittels Wärmepumpentechnik in Heizungswärme oder Prozesswärme für die Industrie umgewandelt und kann für einen bestimmten Zeitraum gespeichert werden. Als Power-to-Gas bezeichnet man die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse, wobei aus Wasserstoff in einem zweiten Schritt durch katalytische Methanisierung auch synthetisches Methan hergestellt werden kann. Wasserstoff kann in der Industrie direkt als Ersatz für fossile Brennstoffe verwendet aber auch in Gas- und Dampfkraftwerken wieder verstromt werden. Power-to-Mobility bezieht sich auf die Elektrifizierung des Verkehrssektors. Die Batterien von Elektrofahrzeugen können zum Teil entsprechend dem Dargebot von regenerativ gewonnener Elektrizität aufgeladen werden, Konzepte für bi-direktionales Laden könnten in Zukunft nicht nur die Speicherung von Strom, sondern auch die Rückeinspeisung in das Stromnetz ermöglichen. Aufgrund des signifikant höheren Wirkungsgrades von Elektroantrieben könnte der Energieverbrauch im Verkehrsbereich bei vergleichbaren Mobilitätsanforderungen zudem um bis zu 70 % reduziert werden (Brauner 2019: 241).

*Sektorenkopplung
erhöht Komplexität und
führt potenziell zu
sozio-technischen
Problemen*

Die beschriebenen Varianten der Sektorenkopplung können signifikante Beiträge zu einem insgesamt effizienteren und weitgehend auf erneuerbaren Ressourcen basierenden Energiesystem leisten. Aus der damit verbundenen Komplexitätserhöhung resultieren aus systemtheoretischer Perspektive jedoch eine Reihe von sozio-technischen Problemen, die einer permanenten Bearbeitung bedürfen. Auf der faktischen Ebene geht es dabei um eine zunehmend komplexe Interaktion zwischen technischen und sozialen Elementen, wie z. B. physischen Anlagen und Netzwerken mit sozialer Organisation, und dem daraus resultierenden Streben nach Aufrechterhaltung von Kontrolle (z. B. in Bezug auf Vorhersehbarkeit, Sicherheit, Effizienz etc.). Aus sozialer Perspektive geht es vor allem um geteilte Erwartungen, d. h. um Institutionen, an denen sich die verschiedenen Akteur*innen der Energiewende gegenseitig orientieren und an denen Veränderungen durch die Aktivitäten aller Beteiligten herbeigeführt werden. Die zeitliche Ebene dieser Prozesse betont schließlich die Notwendigkeit, in der Gegenwart zu handeln, obwohl nur die Vergangenheit als Erfahrung dient und die Zukunft noch nicht bekannt ist. Diese Ebene ist in besonderem Maße von den Folgen der Energiewende betroffen, weil die daraus resultierende strukturelle Komplexität und der institutionelle Wandel die Intransparenz erhöhen und die Handlungs- und Entscheidungsfähigkeit herausfordern (Büscher et al. 2020).

Eine deutlich steigende Nachfrage nach Elektrizität durch Sektorenkopplung und der weitere forcierte Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu weiteren Anforderungen an den Ausbau der Netzinfrastruktur. Der Übertragungsnetzbetreiber APG erwartet durch den auch nach 2030 notwendigen Ausbau der erneuerbaren Elektrizität den vermehrten Umstieg von Industrie und Gewerbe auf strom-basierte Prozesse sowie durch die großflächige Einführung der Elektromobilität massive Einflüsse auf das Übertragungsnetz durch kumulierte Effekte aus den Verteilernetzen. Darüber hinaus wird der Bedarf an Transportkapazitäten im österreichischen Übertragungsnetz aufgrund der von der Europäischen Union geforderten stärkeren horizontalen Integration der Strommärkte steigen (APG 2021b: 98).

Bei den Verteilernetzen besteht die Gefahr, dass eine ungeplante (weitgehend marktbasierter) Integration von PV- und Windkraftanlagen zu einem signifikanten Netzausbau führen könnte, die jährliche Nutzungsdauer aufgrund des natürlichen Dargebots jedoch gering und damit auch die (ökonomische) Effizienz gering wäre (Brauner 2019: 141). Um die Auslastung der vorhandenen Infrastruktur zu verbessern und den zeit- und kapitalintensiven Ausbau der physischen Infrastruktur möglichst effizient zu gestalten, wurden in Forschung und Entwicklung technische Lösungen für ein intelligentes Stromnetz vorangetrieben (Smartgrids Austria 2021) und bereits vielfach in Pilotprojekten in der Praxis getestet, etwa in der Smart-Grid-Modellregion Salzburg (Salzburg AG 2021). Ebenfalls auf digitale regelungstechnische Lösungen baut das Konzept der dezentralen Energiezellen (Micro Grid) auf, mit dem Ziel, den lokalen Energiebedarf zu einem möglichst hohen Anteil vor Ort aus regenerativen Quellen zu erzeugen, zu speichern und den lokalen Bedarf mittels flexibler Lasten (Demand Side Management, Demand Response) nach dem vorhandenen Dargebot auszurichten (Brauner 2019: 143). Ansätze wie Smart Grids oder Micro Grids sollen in Zukunft dazu beitragen, erneuerbaren Strom technisch und ökonomisch effizient in das Netz zu integrieren, den Ausgleich zwischen Dargebot und (steigender) Nachfrage möglichst flexibel zu gestalten und damit auch die übergeordneten Netzebenen zu entlasten.

Die Transformation hin zu einer klimafreundlichen Energieversorgung wird voraussichtlich in mehreren Phasen erfolgen. Lund et al. (2012) gehen davon aus, dass es nach einer Einführungsphase, in der vor allem die erneuerbaren Energieformen stark ausgebaut werden, zu einer großflächigen Systemintegration (Sektorenkopplung) kommt und erst danach, in einem dritten Schritt, ein System etabliert werden kann, in dem der gesamte gesellschaftliche Energiebedarf aus regenerativen Quellen gedeckt wird. Markard (2018) spricht davon, dass sich viele Energiemärkte in Europa bereits am Beginn der zweiten Phase befinden. Elektrizität wird in der Zukunft jedenfalls eine zentrale Rolle spielen, da die erneuerbaren Potenziale weiter ausgebaut werden und zahlreiche Energiedienstleistungen vor allem aus dem Wärme- und Verkehrssektor in den Stromsektor verlagert werden. Für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit wird es aber auch in Zukunft von zentraler Bedeutung sein, dass im Stromnetz jederzeit ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage möglich ist. Daher müssen

Elektromobilität hat massiven Einfluss auf Übertragungsnetz

Gefahr des ineffizienten Ausbaus der Verteilernetze wegen marktbasierter Integration von dezentralen Erzeugern

Smart Grids oder Micro Grids als Lösung

Transformation in mehreren Phasen

insbesondere in Zeiten hoher Nachfrage, wenn Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik nicht ausreichen, hinreichend steuerbare Kapazitäten zur Verfügung stehen (BMWI 2014).

*Problematisch
„Kalte Dunkelflauten“:
wenig Strom bei hoher
Nachfrage im Winter*

*Reservekraftwerke
notwendig*

Solche Phasen, in denen über mehrere Tage hinweg die Wind- und Solarstromerzeugung gering ist, werden als Dunkelflaute bezeichnet. Als problematisch gelten insbesondere sogenannte „kalte Dunkelflauten“, die im Winterhalbjahr auftreten können, wenn wetterbedingt wenig Strom aus Wasserkraft, Wind- und Solarenergie erzeugt wird, aber aufgrund niedriger Außentemperaturen eine besonders hohe Stromnachfrage vorhanden ist (Energy Brainpool 2017). Für solche Phasen müssen, obwohl Österreich über sehr große Pumpspeicherkapazitäten verfügt, Reservekraftwerke bereitgestellt werden. Dabei kann es sich um zentrale Gas- und Dampfkraftwerke ebenso handeln wie um kleinere dezentrale Anlagen (Brennstoffzellen, Gasmotoren, Gebäudeheizungsanlagen etc.). Als Brennstoffe kommen dafür Biogas und Holz aber auch aus Überschussstrom erzeugter Wasserstoff oder synthetisches Erdgas in Betracht (Brauner 2019: 3). Neben diesen mit erneuerbaren Brennstoffen betriebenen Kraftwerken können in Zukunft auch weitere Nachfrageflexibilitäten (Lastmanagement oder Stromhandel) und zusätzliche Speichertechnologien (Batterien, Schwungräder, Druckluftspeicher) einen Beitrag für die Versorgungssicherheit leisten (Ornetzeder et al. 2019).

5 Schlussfolgerungen und Ausblick

Das Stromnetz als komplexes sozio-technisches System ist als kritische Infrastruktur von zentraler Bedeutung für die Funktionsfähigkeit von Wirtschaft und Gesellschaft. Diese Überblicksstudie hat sich mit der Thematik von Blackouts und zentralen Fragen nach der Sicherheit der Energieversorgung in einer technologisch komplexer werdenden Gesellschaft befasst. Der Fokus lag auf den Zusammenhängen zwischen Blackout-Risiko und Versorgungssicherheit. Zum einen sind Blackouts höchst unwahrscheinliche Ereignisse, für die es insbesondere in Europa bislang wenig Evidenz gibt. Zum anderen gibt es eine Reihe von gravierenderen Störfällen international und auch in Europa, die für die Sicherheit der Stromversorgung wichtige Aspekte aufzeigen. Von zentraler Bedeutung sind die vorherrschenden *Betriebsbedingungen* im Stromnetz, also ob der Netzbetrieb stabil ist oder bereits ungünstige Bedingungen herrschen, wie durch Umwelteinflüsse, verstärktes Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch und damit verbundene hohe Komponentenauslastungen und Frequenzschwankungen, die im Störfall problematisch werden und zu Kaskadeneffekten führen können (siehe Abschnitt 3). Diese stellen ein zentrales Bindeglied zwischen Blackout-Risiko und Versorgungssicherheit dar. Wie in Abschnitt 3.1. gezeigt, resultieren Großstörungen und Blackouts meist aus einer Kombination von Störfällen bei gleichzeitig ungünstigen Betriebsbedingungen im Stromnetz. Das bedeutet, dass die Gewährleistung von stabilen, unkritischen Betriebsbedingungen im Stromnetz sowohl essentiell für eine sichere Stromversorgung ist, als auch für die Minimierung von Blackout-Risiken.

Die dokumentierten Vorfälle verdeutlichen, dass die Stromversorgung nicht regional oder national funktioniert, sondern in weiten Teilen stark vom europäischen Gesamtverbund abhängig ist. Insbesondere die jüngeren Fälle von Großstörungen in Europa zeigen sehr deutlich, wie Störungen in einem Land oder einer Region in weiterer Folge zu überstaatlichen Versorgungsengpässen oder Ausfällen führen können. Eine *wirkungsvolle Gesamtkoordination* der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber ist daher ein Schlüsselkriterium bei der Bewältigung von Großstörungen und Blackouts. Diese Aufgabe nimmt der Verbund der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) wahr. Die rasche Bewältigung von Störfällen zeigt, dass die überregionale Zusammenarbeit sehr gut funktioniert. Die Großstörung vom 8. Jänner 2021 kann als eine Art Best-Practice-Beispiel angesehen werden, weil hier äußerst rasch und angemessen von den Netzbetreibern reagiert wurde, sodass es zu keinen weitreichenderen Problemen bei der Stromversorgung kam und eine Re-Stabilisierung des Netzverbundes in kurzer Zeit gelang.

Zudem ist die Zuverlässigkeit der Stromversorgung gerade in Österreich seit Jahrzehnten auf einem konstant hohen Niveau. Wie in Abschnitt 4.2 gezeigt, kommt es im Jahresschnitt i. d. R. zu keinen längeren Versorgungsunterbrechungen. 2020 betrug die kundenbezogene Nichtverfügbarkeit von Strom insgesamt nur rund 40 Minuten. Die durchschnittliche Aus-

Die österreichische Stromversorgung ist vom europäischen Gesamtverbund abhängig ...

... deren wirkungsvolle Gesamtkoordination ist essentiell bei der Bewältigung von Großstörungen und Blackouts

Österreichische Stromversorgung sehr zuverlässig, auch im internationalen Vergleich

falldauer ist seit über 15 Jahren konstant bis leicht rückläufig. Im europäischen Vergleich zeigt sich, dass die Stromversorgung in Österreich damit seit vielen Jahren sehr zuverlässig ist.

*Trotz befriedigendem
Status Quo zukünftig
große Herausforderung*

Dennoch wird es in der Zukunft eine Reihe von Herausforderungen zu bewältigen geben, um die Versorgungssicherheit auch weiterhin zu gewährleisten.

5.1 Herausforderungen durch den Klimawandel

*Zunahme von
Extremwetter-
phänomenen ...*

Ein Aspekt sind Umweltfaktoren, wie atmosphärische Auswirkungen und insbesondere Extremwetterphänomene, die tendenziell zunehmen, was sich auch in der Ausfallstatistik der E-Control spiegelt. Die globale Erderwärmung und die *Veränderung von Umweltbedingungen* aufgrund des weiter voranschreitenden Klimawandels bringen nicht zu unterschätzende Herausforderungen für die Versorgungssicherheit mit sich. Auch in Österreich bzw. in Europa ist in den letzten Jahren eine Zunahme an Extremwetterphänomenen zu beobachten.²² Dazu zählen neben extremer Hitze und Hochwasser auch massive Unwetter und starke Stürme wie etwa der Tornado am 24. Juni 2021 in Tschechien, bei dem mehrere Wohngebiete zerstört wurden und aufgrund erheblicher Schäden am Stromnetz auch der zweite Block des AKW Temelin kurzzeitig heruntergefahren wurde.²³

*... auch für Österreich
wegen internationaler
Abhängigkeiten im
Stromnetz*

Österreich blieb bis auf einige unwetterbedingte Schäden und regional begrenzte Stromausfälle von größeren Katastrophen bisher verschont. Allerdings ist nicht auszuschließen, dass solche Ereignisse zu folgenreicheren Schäden am Stromnetz mit überregionalen Effekten führen können. Diesbezüglich ist auch die Gefahr von Erdbeben und seismischen Aktivitäten nicht zu unterschätzen.²⁴ 2021 wurden in Österreich sehr viele solche Ereignisse dokumentiert. Von mehr als 1.600 Beben waren immerhin 95 in der Bevölkerung spürbar.²⁵ Das deutet, laut ZAMG, zwar nicht auf einen steigenden Trend hin, dennoch kann auch seismische Aktivität insbesondere in risikoreicheren Gebieten in Nachbarländern wie Italien im europäischen Stromverbund zu Problemen führen. Diese gegenseitige Abhängigkeit gilt insbesondere für Extremwetterphänomene. Grundsätzlich nimmt mit der Wahrscheinlichkeit solcher Phänomene in Europa auch das Risiko von Stromausfällen zu. Bei ungünstigen Betriebsbedingungen kann

²² umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimawandel/weltweit-temperaturen-extremwetterereignisse-seit; at.scientists4future.org/2021/07/20/extremwetter-und-klimawandel-wie-haengt-das-zusammen-von-rene-sedmik/.

²³ derstandard.at/story/2000127727762/nach-unwettern-und-tornado-wurde-ein-block-des-akw-temelin.

²⁴ zamg.ac.at/cms/de/geophysik/erdbeben/aktuelle-erdbeben/karten-und-listen/bebenkarte/europa.

²⁵ zamg.ac.at/cms/de/geophysik/news/2021-in-oesterreich-sehr-viele-erdbeben.

dadurch auch das Risiko eines Blackouts steigen, insbesondere dann, wenn es bspw. in mehreren Ländern Europas zu Schäden am Stromnetz kommt, die in Folge die Netzstabilität im Gesamtverbund beeinträchtigen. Der Blackout in den USA und Kanada 2003 (siehe Abschnitt 3.3) ist hierfür ein Beispiel: Starke Hitze beeinträchtigte die Betriebsbedingungen im Stromnetz bereits vor dem Störfall. In Kombination mit der Störung kam es zur Kaskade und in weiterer Folge zum Kollaps im Stromnetz. Langfristig betrachtet ist es auch wichtig, die Veränderungen im alpinen Bereich genau zu beobachten. Abschmelzende Gletscher und eine Flora unter Stressbedingungen können ebenfalls dazu beitragen, dass es zu Problemen durch Vermurungen, Verklausungen, Hangrutsche und regionale Hochwasser kommt. Das kann nicht nur Erzeugungsanlagen gefährden, sondern natürlich auch Leitungen im Gebirge bzw. geplante Trassenführungen bei Neubauten. Ungünstige Umstände sind nicht vollständig verhinderbar. Allerdings verdeutlichen solche Fälle, wie wichtig ein vorausschauendes, regelmäßiges Monitoring der Netzbedingungen unter Einbeziehung von sich verändernden Umweltbedingungen ist.

Neben den Betriebsbedingungen für die Netzkomponenten, umweltbedingten Schäden am Netz und der Erzeugungsleistung ist natürlich auch der Verbrauch wetterabhängig. Vor allem die permanente Zunahme der Tage mit Höchsttemperaturen über 30 Grad, Nächten mit über 25 Grad und Hitzewellen mit mehreren heißen Tagen in Folge führen in einem reichen Land wie Österreich zum vermehrten Einsatz von Klimaanlage und anderen Kühlgeräten. Dass solche Bedingungen sich kritisch auf den Netzbetrieb auswirken können, zeigen einige der in Abschnitt 3.3 angeführten Großstörungen. Länder wie Österreich haben zwar bislang kein hohes Risiko für Strommangellagen, wie sie etwa in Kalifornien aufgrund von Hitze und niedrigem Wasserstand öfter vorkommen. Allerdings ist damit zu rechnen, dass Hitzewellen in Zukunft vermehrt auftreten werden. Dabei kann es insbesondere in benachbarten Regionen durchaus zu einer Knappheit kommen, die dann im Übertragungsnetzverbund folgenreichere Effekte zeigt. Nachdem auch in Europa Extremwetterphänomene zunehmen, sollten sich verändernde Umweltfaktoren daher noch stärker als bisher berücksichtigt werden. Das ist insbesondere wichtig in Hinblick auf den Umstieg auf erneuerbare Energieträger, die in dieser Hinsicht potenziell anfälliger sein können (siehe weiter unten). Der bestehende Austausch zwischen Netzbetreibern und Klimaexpert*innen sollte daher weiter intensiviert werden, um noch vorausschauender die Betriebsbedingungen im Netz in Hinblick auf die Veränderungen laufend zu analysieren. Dabei spielen insbesondere Entwicklungen eine Rolle, die sich mittel- und längerfristig derart auf die Betriebsbedingungen auswirken, dass diese auch Effekte auf die Netzstabilität haben können. Hier können Großstörungen aus Ländern, wo bereits ungünstigere Bedingungen vorherrschen, wertvolle Erkenntnisse liefern (z. B. Regionen, die bereits saisonal mit starker Hitze und Mangellagen konfrontiert sind).

Verbrauch nimmt wegen vermehrten Hitzeperioden zu

Risiko durch Vernetzung mit Nachbarregionen

*Austausch zwischen Netzbetreibern und Klimaexpert*innen wichtig*

5.2 Herausforderungen durch die Digitalisierung

*Digitalisierung:
Verbesserungen bei
Steuerung und
Monitoring,
aber auch steigender
Energiebedarf*

Die Digitalisierung bringt zahlreiche technische, soziale und strukturelle Veränderungen mit sich, die auch Auswirkungen auf das Stromnetz haben. Die Energiewende ist eng mit der Digitalisierung verbunden. Digitale Systeme im Stromnetz bringen viele Vorteile und versprechen Verbesserungen in den Bereichen Steuerung und Monitoring. Zugleich wächst der Energiebedarf mit der steigenden Menge an digitalen Geräten und Systemen. Dabei können auch neuartige Phänomene wie Cryptomining und internationaler Handel mit Kryptowährungen unerwartete Effekte mit sich bringen, die das Stromnetz zusätzlich belasten. So kam es im Dezember 2020 in Abchasien zu großflächigen Ausfällen in der Stromversorgung aufgrund von Cryptomining-Farmen.²⁶ Durch eine angespannte Versorgungslage herrschen in der Region zudem relativ ungünstige Betriebsbedingungen, was Ausfallrisiken generell erhöht. Es gibt auch in einigen anderen Ländern Belastungsprobleme aufgrund großer Cryptomining-Farmen, wie etwa in Kasachstan, wo das Mining ebenfalls zu erheblichen Problemen und Ausfällen in der Stromversorgung führte.²⁷

*Stromhungriges
Schürfen von
Kryptowährungen als
große Belastung*

Wenngleich der Fall sehr exotisch anmutet und wenig unmittelbare Rückschlüsse auf die Stabilität der Stromversorgungsnetze in Europa oder in Österreich zulässt, sollten derartige Phänomene nicht unterschätzt werden, die zu einem rapiden Anstieg im Stromverbrauch führen können. Die Folge sind noch geringere Regelkapazitäten und damit ein potenziell sinkender Spielraum zur Bewältigung von Störfällen. Dass dieses Problem wächst, zeigt auch der Bitcoin Electricity Consumption Index der Universität Cambridge, wonach der jährliche Energieaufwand von Bitcoin derzeit ca. 120 TWh beträgt.²⁸ Das ist mehr als der Gesamtstromverbrauch von Österreich, das 2020 etwa 70 TWh Strom verbrauchte.²⁹ Diese und ähnliche Entwicklungen sollten daher weiter beobachtet und in Analysen berücksichtigt werden, um aktuelle Erkenntnisse im Umgang mit neuartigen, unerwarteten Stromverbrauchsmengen zu erhalten.

*Versteckte
Abhängigkeiten und
neue potenzielle
Schwachstellen*

Ein anderer wichtiger Aspekt betrifft versteckte Abhängigkeiten und neue potenzielle Schwachstellen durch die Digitalisierung des Stromnetzes selbst. Die Digitalisierung ist, wie in anderen Branchen auch, eine zweiseitige Angelegenheit: Einerseits trägt sie zur Verbesserung von Regelvorgängen etwa im Lastmanagement und beim laufenden Monitoring des Stromnetzes bei. Auch Reaktionsgeschwindigkeit und Effizienz im Management und bei Störfällen können dadurch verbessert werden. Andererseits kann es durch eine Kombination von elektrotechnischen und digitalen und/oder vernetzten Systemen zu neuen Abhängigkeiten und Risiken

²⁶ golem.de/news/zu-viel-stromverbrauch-bitcoin-mining-soll-brand-in-umspannwerk-verursacht-haben-2103-154632.html.

²⁷ derstandard.at/story/2000131493233/krypto-miner-ueberlasten-stromnetz.

²⁸ ccaf.io/cbeci/index.

²⁹ de.statista.com/statistik/daten/studie/325788/umfrage/stromverbrauch-in-oesterreich/.

kommen, vor allem, wenn IT-Sicherheitsprobleme ins Stromnetz „eingeschleppt“ werden. Diese erhöhen dann auch die Anfälligkeit für Fehler oder auch bewusste Angriffe von außen (hier spielen Aspekte der Cybersecurity eine Rolle). Das betrifft insbesondere integrierte Systeme wie digitale Steuerungskomponenten oder andere digitale Komponenten, die an die technische Infrastruktur des Stromnetzes gekoppelt sind.

Ein Beispiel für eine nicht offensichtliche Abhängigkeit durch eine solche Komponente ist die Nutzung von Mobilfunk oder auch GPS zur Zeitsynchronisation in Umspannwerken (vgl. Strauß und Krieger-Lamina 2017: 53ff.). Dabei werden Satelliten zur Positionsbestimmung mit dem Ausbau von Smart Grids verbunden. Das europäische Galileo-System spielt hierbei eine wichtige Rolle und wird entsprechend beworben.³⁰ In den nächsten Jahren kann dabei eine *stärkere Abhängigkeit* entstehen, die auch neue Herausforderungen und Risiken bringt. Etwa könnten Störungen (aufgrund technischer Fehler oder auch gezielt herbeigeführt) in solchen Systemen für die Zeitsynchronisation zu Problemen in Schaltvorgängen im Stromnetz führen. Um das zu verhindern, sollten diese neuartigen Komponenten in Risikoanalysen verstärkt berücksichtigt werden. Gleiches gilt für andere digitale Systeme, wie etwa im Bereich der Fernwartung von Netzanlagen, die mancherorts unzureichend vor Angriffen geschützt sind, oder für Komponenten der Elektromobilitätsinfrastruktur, die ebenfalls zu Einfallstoren werden können.³¹ IT-Sicherheit bzw. Cybersecurity sollten bei der Digitalisierung des Stromnetzes daher stärkere Beachtung finden. Hier wurde im Rahmen des Expert*innenworkshops auch auf einen Fachkräftemangel hingewiesen. Es gibt Bedarf, beide Welten (IT bzw. Digitalisierung und Elektrotechnik) stärker zusammenzudenken, um die Strominfrastruktur auch künftig sicher zu gestalten.

Beispiel für versteckte Abhängigkeit: Mobilfunk und GPS zur Zeitsynchronisation

IT-Sicherheit als eine Schlüsselkompetenz in der Stromwirtschaft

5.3 Herausforderungen durch die Energiewende

Eine zentrale Herausforderung der nächsten Jahre im Energiesektor ist die schrittweise Transformation der Energieversorgung zur Erreichung der nationalen Dekarbonisierungsziele. Der Stromsektor soll bis 2030 so umgestaltet sein, dass der Gesamtstromverbrauch bilanziell bis dahin zu 100 % national aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden kann (siehe Abschnitt 4.3). Dieses ambitionierte Vorhaben bringt bereits erhebliche strukturelle Veränderungen im Stromnetz mit sich. Darüber hinaus sollen im Jahr 2040 alle wirtschaftlichen Sektoren in Österreich klimaneutral sein.

Dekarbonisierung bringt erhebliche strukturelle Veränderungen im Stromnetz

³⁰ Galileo – Europas Navigationssystem im Dienst der Bürger. DLR – Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt: bmv.de/SharedDocs/DE/Publikationen/LF/broschuere-galileo.pdf?__blob=publicationFile.

³¹ focus.de/auto/elektroauto/news/sicherheitsexperte-erklaert-so-greifen-hacker-e-autos-ladesaeulen-und-stromnetz-an-das-ist-der-beste-schutz_id_11438945.html; zdf.de/dokumentation/planet-e/planet-e-blackout---angriff-auf-unser-stromnetz-100.html.

	<p>Neben der Industrie werden weitere energieintensive Sektoren wie Mobilität (Elektromobilität) und Wärmebereitstellung (Wärmepumpen) zunehmend elektrifiziert. Auf das Stromnetz kommen damit weitere Veränderungen zu, die sich auf vielfältige Weise auf die Sicherheit der Stromversorgung auswirken und daher bei der Planung zukünftiger Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit berücksichtigt werden müssen.</p>
<p><i>Ausbau der Übertragungskapazitäten ...</i></p>	<p>Neben dem massiven Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten ist auch ein Aus- und Umbau in der Infrastruktur nötig, um diese entsprechend anzupassen bzw. zu erweitern. Im Bereich der Übertragungsnetze stehen die meisten der bereits heute geplanten Projekte in einem direkten Bezug zum Ausbau der Wind- und Solarenergie (Netzanschlüsse, Umspannwerke, Verstärkung des Übertragungsnetzes). Auch Investitionen in den Ausbau der Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel in Europa stehen zumindest zum Teil in Verbindung mit der Energiewende. Des Weiteren ist es sinnvoll, die bestehenden Bemühungen zur grenzübergreifenden Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber, z. B. durch grenzüberschreitende Zusammenarbeit im Regelenergiemarkt durch „Imbalance Netting“ (Saldierung des Sekundärregelenergiebedarfs mehrerer Regelzonen), weiter zu intensivieren.</p>
<p><i>... auch in grenzüberschreitender Kooperation</i></p>	
<p><i>Verteilernetze müssen große Anzahl dezentraler Erzeuger integrieren können</i></p>	<p>Die Verteilernetze müssen so weiterentwickelt werden, dass sie sich für die Integration einer sehr großen Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen eignen. Das kann mit Investitionen in Hardware und Software aber auch mit nicht-technischen, kosteneffizienten Maßnahmen geschehen. Gerade bei den Verteilernetzen wird es als wichtig erachtet, vermehrt digitalisierte Lösungen (wie Smart Grids) in Betracht zu ziehen. Damit könnten erneuerbare Stromquellen technisch und ökonomisch effizienter in das Netz integriert und gleichzeitig die übergeordneten Netzebenen entlastet werden.</p>
<p><i>Wichtige Rolle von Smart Grids</i></p>	
<p><i>Vorläufig ist die nationale Versorgungssicherheit nicht beeinträchtigt ...</i></p>	<p>Mit dem laufenden und für die kommenden Jahre geplanten Umbau der Erzeugungsstruktur und der damit in Verbindung stehende Ausbau der Stromnetze gehen zwar weitreichende technische und ökonomische Herausforderungen einher, die nationale Versorgungssicherheit ist damit jedoch aller Voraussicht nach derzeit nicht beeinträchtigt (E-Control 2021e). Damit die Energiewende in die nächste Phase eintreten kann, und nach dem Stromsektor auch weitere Sektoren dekarbonisiert und mit dem Stromsektor gekoppelt werden können, bedarf es jedoch weitere Entwicklungen im Stromsystem. Durch Sektorenkopplung kann die Verbrennung von Kohle, Öl und Erdgas vermieden und auf erneuerbaren Strom verlagert werden. Gleichzeitig lässt sich damit ein insgesamt wesentlich effizienteres Gesamtsystem mit einem signifikant geringeren Primärenergiebedarf realisieren. Aus Sicht des Stromsystems bedeutet <i>Sektorenkopplung</i> aber auch einen massiven zusätzlichen Verbrauch, der aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden muss. Schätzungen gehen für Österreich davon aus, dass der Endenergiebedarf bei Strom im Jahr 2050 etwa doppelt so hoch wie heute sein könnte. Zudem erhöht die zunehmende Integration unterschiedlicher Sektoren die technische und soziale Komplexität des Energiesystems, woraus ein <i>institutioneller sowie rechtlicher Anpassungsbedarf für die</i> beteiligten Akteure resultiert.</p>
<p><i>... aber die geplante Sektorenkopplung kann dazu führen, dass im Jahr 2050 der Strombedarf etwa doppelt so hoch wie heute sein wird</i></p>	

Wenn in Zukunft der gesamte gesellschaftliche Energiebedarf aus regenerativen Quellen gedeckt werden soll, kommt der Elektrizität eine zentrale Rolle zu. Für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist es von zentraler Bedeutung, dass im Stromnetz jederzeit ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage möglich ist. Daher müssen insbesondere in Zeiten hoher Nachfrage, wenn Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik nicht ausreichen, hinreichend steuerbare Kapazitäten zur Verfügung stehen. Insbesondere für Phasen, in denen über mehrere Tage hinweg die Wind- und Solarstromspeisung gering ist (*Dunkelflaute*), müssen, zusätzlich zu den vorhandenen (und ggfs. neu zu bauenden) Pumpspeicherkapazitäten spezielle Reservekraftwerke, die mit erneuerbaren Brennstoffen betrieben werden können, bereitgestellt werden. Denn erneuerbare Energien bringen neben vielen Vorteilen auch veränderte Abhängigkeiten mit sich. Etwa spielte bislang die Sonneneinstrahlung für die Stromversorgung eine untergeordnete Rolle. Das ändert sich mit dem weiteren Ausbau von Photovoltaik und der Nutzung von Solarenergie. Gleiches gilt für Windenergie, bei der die Abhängigkeit von Wetterbedingungen bzw. damit einhergehenden Schwankungen weiterwächst. Das heißt, die für Ausfallrisiken relevanten Betriebsbedingungen hängen künftig stärker als bisher von atmosphärischen Bedingungen wie Sonneneinstrahlung und Wind ab. Damit geht ein stärkerer Bedarf nach Reservekapazität einher, um auch bei abnehmender Produktion immer genügend Energie ins Netz einspeisen zu können und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Durch diese weitreichenden Veränderungen und der längerfristig vermutlich stark steigenden Nachfrage nach Elektrizität kann es zu einer stärkeren Belastung bzw. einem häufigeren Ausreizen der Kapazitätsgrenzen kommen. Mit wachsendem Regelungsbedarf können sich die Betriebsbedingungen im normalen Netzbetrieb sukzessive in Richtung „krisenhaft“ verändern, sodass die Risiken von Ausfällen etwa aufgrund von Belastungsspitzen und nicht mehr kompensierbaren Schwankungen in der Netzfrequenz zunehmen. Um diese Gefahr einer schleichend zunehmenden Störanfälligkeit zu analysieren, liefern die dokumentierten Fälle von Großstörungen wertvolle Erkenntnisse, die in Szenarien und Simulationen seitens der Übertragungsnetzbetreiber mit variablen Bedingungen weiter untersucht werden könnten. Hier geschieht bereits sehr viel: Die APG betreibt einigen Aufwand, um Vorhersagen noch präziser zu gestalten, und es wurde in Kooperation mit anderen Akteuren bereits sehr viel Know-how aufgebaut. Das zeigt sich auch in den regelmäßig stattfindenden Krisenübungen in Österreich bzw. auch im europäischen Verbund. Das Krisenszenario Strommangellage, das bereits in verschiedenen Übungen (besonders in der Schweiz, aber auch in Österreich und anderen Ländern) trainiert wurde, ist gerade vor dem Hintergrund der Energiewende von hoher Relevanz.

*Strom als
Schlüsselenergieform
der Zukunft*

*Vorsorge für sog.
„Dunkelflauten“:*

- *spezielle, mit
Erneuerbaren
betriebene
Reservekraftwerke*
- *mehr
Reservekapazitäten*

*Gefahr einer schleichend
zunehmenden
Störanfälligkeit muss
analysiert werden*

*Strommangellagen als
Übungsszenario*

5.4 Handlungsoptionen und Empfehlungen

Vorsorgemaßnahmen sind auf unterschiedlichen Ebenen relevant, welche in diesem Abschnitt kurz dargestellt werden. Zum einen sind das Vorsorgemaßnahmen zur Sicherung des Stromsystems, die eine vorausschauende Planung voraussetzen; zum anderen gibt es Vorsorgemaßnahmen zur Erhöhung der Resilienz und zur Reaktion im Krisenfall von Blackout-Störungen oder Strommangellagen, welche vor allem durch weiter intensivierte Kooperation, Übungen und Trainings, klaren Kompetenzen, bereichsübergreifenden Wissensaustausch, Fachkräfteausbildung und Forschung erreicht werden können.

Stärkere Vorsorge durch vorausschauende Planung, Entwicklung des gesamten sozio-technischen Systems unter Einbeziehung aller relevanter Akteure

Die Vorsorgemaßnahmen zur Sicherung des Stromsystems lassen sich in technische und institutionell/organisatorische Maßnahmen unterscheiden. Es gibt eine Vielzahl möglicher technischer Maßnahmen, die jedoch nicht isoliert voneinander, sondern im Zusammenwirken betrachtet werden müssen. So macht die Tatsache, dass es sich beim Stromsystem um kommunizierende „Gefäße“ handelt, um ein großes, komplexes sozio-technisches System, bisweilen die Priorisierung der Maßnahmen schwierig. D. h. Maßnahmen oder unterlassene Maßnahmen in einem Bereich erfordern – manchmal umgehend, manchmal mit großem Zeitverzug – in einem gänzlich anderen Bereich unterschiedliche Arten von Maßnahmen.

Bedarf nach Erhöhung von Regelleistung und Reservekapazität prüfen

Die Energiewende führt durch erneuerbare Energieträger wie Sonne und Wind auch zu mehr Volatilität im Stromnetz. D. h. es kann zu stärkeren Schwankungen im Betrieb kommen, etwa bei Dunkelflauten. Zudem bringt ein weiterer Anstieg des Stromverbrauchs neue Belastungen für die Netzstabilität. Es wird daher empfohlen zu evaluieren, ob die aktuellen Regelkapazitäten auch weiterhin ausreichen, um Schwankungen im Normalbetrieb auszugleichen.

Im europäischen Verbundnetz besteht derzeit ein vertraglich vereinbarter Puffer von 3 GW Primärregelleistung, der von allen Übertragungsnetzbetreibern anteilig, entsprechend ihrer Größe und Produktionsleistung, erbracht wird. Bei der Großstörung am 8.1.2021 kam es kurzzeitig zu einem Ungleichgewicht in der Leistungsbilanz von über 6 GW, also deutlich höher als das Referenzereignis für die Festlegung der Primärregelung. Da es jedoch zu keinem massiven Abfall der Netzfrequenz kam, konnte das Netz gerade noch stabilisiert werden (siehe ENTSO-E 2021a bzw. Abschnitt 3.3). Das kann einerseits als Beleg für die Resilienz des europäischen Verbundnetzes gesehen werden, andererseits aber auch als Hinweis darauf, dass die vertraglich abgesicherten Puffer zukünftig womöglich nicht ausreichen werden. Derzeit sind sich Stromexperten noch nicht ganz einig, ob „Übertragungskapazität für Regeldienstleistungen reserviert werden soll oder nicht“.³² Für den Ausbau grenzüberschreitender Regelmärkte müssten jedenfalls entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen untersucht werden.

³² APG Masterplan 2030 S. 42, [apg.at/api/sitecore/projectmedia/download?id=40d1a748-c611-41c7-aefc-9bc110c75367](https://www.apg.at/api/sitecore/projectmedia/download?id=40d1a748-c611-41c7-aefc-9bc110c75367).

Insbesondere steigender Strombedarf und zunehmende Volatilität aufgrund erneuerbarer Stromquellen könnten hier einen zusätzlichen Bedarf an Regelleistung erzeugen. Einige Expert*innen betonten, dass der Bedarf zunimmt, die steigende Volatilität etwa wegen der Dunkelflautenproblematik mit einer gewissen Menge an Reservekapazität auszugleichen. Das bedeutet, dass es pro angeschlossener Megawatt Sonnenenergie (oder auch Windenergie) eine bestimmte Reservekapazitätsmenge bräuchte. Wie viel das ist, sollte mit Szenarien und Simulationen untersucht werden. Mehr Reservekapazität würde jedenfalls das Risiko senken, dass es aufgrund von nicht mehr bewältigbaren Schwankungen zu Großstörungen kommt.

Erneuerbare Energieträger sind nicht per se problematisch oder unzuverlässig, sondern führen (nur) dann zu neuen Herausforderungen, wenn sie auf ein für eine zentrale Stromversorgung ausgelegtes Netz treffen. Daher ist neben dem massiven Ausbau der Erzeugungsleistung aus Erneuerbaren ein mindestens ebenso massiver Aus- und Umbau des Netzes nötig, mit verstärkten Transportkapazitäten, dezentralen Speichern und weiteren Flexibilitätslösungen. Unter dem Begriff Netzausbau lassen sich unterschiedliche Themen zusammenfassen, wie z. B. Ausbau im 380-kV-Ring des Übertragungsnetzes oder auch der Zubau von weiteren Strängen von diesem 380-kV-Ring. Aber auch in unterschiedlichen Ebenen der Verteilnetze wird es qualitativen und quantitativen Ausbau benötigen, wie im Ausbauplan 2030 festgehalten. Qualitativ bedeutet etwa zunehmende Digitalisierung und flexiblere Netze.

Nicht nur aus Sicht der Versorgungssicherheit, sondern auch aus wirtschaftlichen Gründen ist ein Netzausbau in den kommenden Jahren nötig. Bei zunehmender Erzeugungsleistung durch PV- und Windanlagen im Osten des Landes wird es vermehrt zu Situationen kommen, in denen der aktuell produzierte Strom nicht (in der Region) verbraucht werden kann. Wünschenswert wäre die Speicherung für Zeiten geringerer Produktion bzw. höheren Verbrauchs. Die Speicherkraftwerke liegen jedoch im Westen und Süden des Landes. Das Übertragungsnetz wäre derzeit nicht in der Lage, diesen ausgleichenden Transport zu bewerkstelligen. Die Folge sind schon heute unwirtschaftliche Abriegelungen der Erzeugungsanlagen. Deshalb sollte laut Energieexperten neben der geplanten Übertragungsnetzerweiterung vor allem auch in den Verteilnetzen deutlich mehr zusätzlich zu den Regelinvestitionen geplant und realisiert werden.

Der Netzausbau ist insbesondere dann notwendig, wenn Wind- und PV-Anlagen in den Bundesländern unterschiedlich stark ausgebaut und daher ein regional ausgeglichener Mix nicht gewährleistet werden kann. Um diesen Netzausbau zu ermöglichen, ist Rechtssicherheit für Investitionen wichtig und dass der Gesetzgeber diese Vorhaben auch legislativ unterstützt.

Weiters ist damit zu rechnen, dass sich der Markt der Verbraucher*innen dynamischer entwickeln kann als der Netzausbau vonstattengehen wird. Vor allem ein möglicher Umstieg der Industrie auf Wasserstoff (vgl. Hochöfen in Linz und Donawitz) würde das Übertragungsnetz stark belasten. Auch im Bereich Elektromobilität besteht ein Potential, dass insbesondere die Verteilnetze belasten kann. Kurzfristige Anreizsysteme wie Förderun-

*Herausforderung
Erneuerbare*

Netzausbau notwendig

*Energiemix zwischen
den Bundesländern
nicht ausgeglichen*

*Elektromobilität,
dezentrale PV-Anlagen
etc. verändern Balance
zwischen Erzeugung und
Verbrauch*

**Notwendigkeit eines
vorausschauenden
Ausbaus der
Verteilernetze**

**Mehr Flexibilitäten
durch Einbindung der
Erneuerbaren notwendig**

**Herausforderung
Stromhandel**

**Begleitmaßnahmen zum
Erneuerbaren-Ausbau:**

- **Integration ins Gesamtsystem**
- **Herausforderungen Flächenbedarf**
- **Erhöhung technischer und organisatorischer Komplexität**
- **Ordnungsrecht: Raumordnung, Wegeenergierecht und Versorgungssicherheit**

**Neue Geschäftsmodelle
und Akteure**

gen für Elektrofahrzeuge oder auch für PV-Anlagen u.dgl.m. sind dazu geeignet, die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch rasch zu verändern. Die im Vergleich dazu sehr langen Vorlaufzeiten für Genehmigungen für den Leitungsausbau führen dazu, dass Übertragungsnetzbetreiber nicht ausreichend in der Lage sind, in einem adäquaten Tempo auf diese Veränderungen zu reagieren. Diese Diskrepanz wird sich vermutlich nicht schließen lassen, betont jedoch umso mehr die Notwendigkeit des vorausschauenden Netzausbaus, insbesondere im Bereich der Verteilernetze.

Generell gibt es Bereiche des Stromsystems, die sich verändern müssen. Vielfach hat dies technisch mit Flexibilitäten zu tun: Aufgrund von zunehmenden variablen Erneuerbaren sind unterschiedliche Flexibilitätslösungen von Nöten. Unter Flexibilitäten können Netzausbau, Demand-Response, Demand-Side-Management oder aber auch verschiedene Speicherlösungen verstanden werden (Ornetzeder et al. 2019).

Auch der zunehmende Stromhandel stellt eine große Herausforderung dar, weil er zusätzliche Regelvorgänge und eine Belastung der Übertragungsleitungen im Stromnetz mit sich bringt. Neben dem permanent notwendigen Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Verbrauch zur Netzstabilisierung kann es durch den zusätzlichen Transfer großer Strommengen zu einer Verringerung der verfügbaren Belastungskapazität kommen. Hier wäre der Strommarkt jedenfalls an die physikalischen Gegebenheiten anzupassen, sodass auch Kosten und Verfügbarkeit der Transportleitungen berücksichtigt werden.

Ein weiteres großes Themenfeld ist institutioneller und organisatorischer Natur und hat mit dem zukünftigen Ausbau von erneuerbaren Energien und den notwendigen Begleitmaßnahmen zu tun, welche insgesamt als eine fundamentale Transformation des Strom- und Energiesystems bezeichnet werden können. So bedeutet der zunehmende Fokuswechsel vom Zubau erneuerbarer Energie zu deren Integration in das Gesamtsystem bei gleichzeitigem Rückbau von fossilen Anlagen eine Erhöhung technischer und organisatorischer Komplexität. Ein Problem liegt darin, dass sich trotz großzügiger Förderungen im EAG, ordnungsrechtliche Herausforderungen aus dem Raumordnungsrecht oder dem Wegeenergierecht und der Versorgungssicherheit ergeben. Das bedeutet beispielweise, dass der Ausbau Erneuerbarer auch in Einklang mit dem Flächenverbrauch gebracht werden müsste.³³ Dies wiederum bedeutet, dass die Energiewende nicht in der politisch geforderten Geschwindigkeit vorangeht bzw. dass es in Teilbereichen zu zeitlich unterschiedlichen Dynamiken kommen kann, die sich negativ auf die Versorgungssicherheit auswirken können (z. B. starke Verbrauchsänderungen).

Des Weiteren zeigen Beispiele aus Deutschland, dass mit fortschreitender Energiewende zunehmend bestehende Geschäftsmodelle der Energieversorger unwirtschaftlicher werden und Konkurrenz durch neue Geschäftsmodelle und Akteure, wie z. B. Demand-Side-Aggregatoren besteht

³³ Siehe van de Ven et al. 2021 und Deutscher Bundestag 2021, S. 6.

(Markard 2018, Kungl 2015). Dies kann zu neuen Konflikten und verstärktem Lobbying führen (Lauber und Jacobsson 2016) und sollte mit politischen Maßnahmen, z. B. Kompensationen, begleitet werden.

All dies führt dazu, dass die Integration neuer Technologien und zusätzlicher Akteure in das Stromsystem durch die Politik moderiert werden müssen. Beispiele für solche Maßnahmen sind: die Integration von komplementären Technologien in Clustern; mitigierende Maßnahmen für den Ausstieg aus bestimmten Technologien; die vermehrte Einbeziehung auch anderer Akteure neben den Netzbetreibern und der E-Control, wie neuer kleinerer Erzeuger (etwa Energiegemeinschaften) und verschiedener Verbraucher*innen. Damit könnten Interessenskonflikte ausgehandelt und Einzelmaßnahmen mit den übergreifenden Dekarbonisierungsstrategien koordiniert und dabei Themen wie Versorgungssicherheit miteinbezogen werden. So machen die Friktionen mit Versorgungssicherheit und anderen (z. B. naturschutzrechtlichen) Gründen deutlich, dass diese ebenso wichtig sind und bei dem Ausbau der Erneuerbaren verstärkt berücksichtigt werden müssen.

Politik muss moderieren

Ein wichtiger Aspekt ist auch die Aus- und Weiterbildung von Fachkräften. Schon jetzt leidet die Strombranche in Österreich unter einem schleichenden Fachkräftemangel auf allen Ausbildungsebenen. Sowohl im Bereich der Lehrberufe als auch bei den Absolvent*innen der berufsbildenden höheren Schulen sowie bei jenen eines Elektrotechnikstudiums ist das Nachwuchsproblem bereits deutlich bemerkbar. Die Herausforderungen für die Strombranche in der Zukunft, einerseits, sowie anstehende Pensionierungen und laufende Abgänge, andererseits, werden diese Lücke noch vergrößern. Ein Gegensteuern durch Fachkräftezugang und Attraktivierung der Ausbildung bzw. der relevanten Berufsbilder erscheinen dringend erforderlich. Dabei wäre ein besonderes Augenmerk auf eine fächerübergreifende Ausbildung zu legen, in der die Kompetenzen aus den Bereichen Elektrotechnik und IT kombiniert werden. Das betrifft speziell auch den Bereich IT-Sicherheit bzw. Cybersecurity. Die Digitalisierung bringt gerade im Stromnetz neue Herausforderungen für die Sicherheit, und es gibt Bedarf, beide Welten (IT bzw. Digitalisierung und Elektrotechnik) stärker zusammenzudenken, um die Strominfrastruktur, die zusehends digitaler wird, auch künftig sicher zu gestalten.

Fachkräftemangel in der Strombranche als große Herausforderung

Die Resilienz krisenrelevanter Akteure ist bereits sehr hoch. Die Analyse hat gezeigt, dass sich die Akteure seit langem bereichsübergreifend austauschen und kooperieren. Hier gibt es bereits viele Aktivitäten. Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber führen regelmäßig Planspiele und Simulationen durch, bei denen auch Krisenakteure, wie das BMI, vertreten sind. Hier gibt es regelmäßigen Austausch in Fachgruppen und ähnlichen Foren. Um das weiter zu stärken, sollten diese Aktivitäten weiter fortgeführt werden und ggfs. weitere Akteure einbezogen werden. Ein Krisenszenario, dass gerade vor dem Hintergrund der Energiewende weiter an Bedeutung gewinnt, ist die Strommangellage, die bereits in verschiedenen Übungen (besonders in der Schweiz, aber auch in Österreich und anderen Ländern) trainiert wurde. Eine Fortführung solcher Aktivitäten unter Berücksichtigung

Bereichsübergreifend Austausch und Kooperation fortsetzen, stärken und weitere Akteure einbeziehen

von neuartigen Herausforderungen erscheint zweckmäßig. In Bezug auf den Klimawandel und sich veränderte Betriebsbedingungen könnten etwa auch Akteure wie die ZAMG stärker einbezogen werden, um das Monitoring weiter zu verbessern. Auch in Hinblick auf die oben genannten sich verändernden Umweltbedingungen, die in weiteren Szenarien simuliert bzw. trainiert werden könnten. Eine noch stärkere Kommunikation, Kooperation und bereichsübergreifendes Monitoring würde zur weiteren Erhöhung der Krisenresilienz in Österreich beitragen.

*Klimawandel als
Herausforderungen für
Forschung und
Wissensaustausch*

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die *Forschung sowie der Wissensaustausch* zwischen den relevanten Akteuren. Auch hier passiert bereits sehr viel. Zu erwähnen ist etwa die Technologieplattform Smart Grid Austria. Es gibt jedoch gerade in Hinblick auf die unterschiedlichen Herausforderungen weiteren Bedarf, den aktuellen Stand des Wissens über die Transformation des Stromsystems in die Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit regelmäßig einfließen zu lassen. Insbesondere der Klimawandel hat zunehmende Auswirkungen auf die Stromversorgung. Es wird daher empfohlen, den bestehenden Austausch zwischen Netzbetreibern und Klimaexpert*innen weiter zu intensivieren, um noch vorausschauender die Betriebsbedingungen im Netz in Hinblick auf die Veränderungen laufend zu analysieren. Dabei spielen insbesondere Entwicklungen eine Rolle, die sich mittel- und längerfristig derart auf die Betriebsbedingungen auswirken, dass diese auch Effekte auf die Netzstabilität haben können. Hier können Großstörungen aus Ländern, wo bereits ungünstigere Bedingungen vorherrschen, wertvolle Erkenntnisse liefern (z. B. Regionen, die bereits saisonal mit starker Hitze und Mangellagen konfrontiert sind). Zudem zeigt sich, dass die Energiewende und die damit verbundenen Entwicklungen von einer stärkeren Betrachtung der Versorgungssicherheit im systemischen Kontext profitieren, um etwa Prognosemodelle zu verbessern. Um vielversprechende neue Ansätze zu erforschen, empfiehlt sich eine begleitende Entwicklung und Erprobung neuer technischer Lösungen (z. B. neue Kraftwerkstypen). Sozialwissenschaftliche Forschung (insb. zur Energiewende) sowie ein inter- und transdisziplinärer Wissenstransfer zwischen Forschung und Akteuren des Energiesektors tragen zur Verbesserung der Governance der Energiewende bei.

*Analyse von
klimabedingten
ausländischen
Großstörungen*

*Sozialwissenschaftliche
Forschung und
transdisziplinärer
Wissenstransfer*

5.5 Ausblick

Die Energiewende ist eine klimapolitische Notwendigkeit und ermöglicht eine langfristige nachhaltige Energieversorgung. Damit sie gelingt, braucht es aber auch eine robuste, an die Veränderungsprozesse angepasste Strategie für die Versorgungssicherheit. Durch den Umbau der Strominfrastruktur steigt die Komplexität des Gesamtsystems. Dadurch erhöht sich systemisch betrachtet auch die Anfälligkeit für Störungen und Ausfälle. Das gilt es durch geeignete Maßnahmen abzufedern. Dazu benötigt es ein starkes Zusammendenken umweltpolitischer und wirtschaftspolitischer Dimensionen, also von Energiewende, Ausfallrisiken und Versorgungssicherheit, auch in Bezug auf die Aspekte der Digitalisierung. Dazu gehört nicht zuletzt, den Ausbau der Erneuerbaren so zu gestalten, dass diese Transition, die letztlich ein Generationenprojekt darstellt, systemisch so gelingt, dass es weder auf der Erzeugungseite noch bei der Übertragung zu Engpässen kommt und die Energieversorgung weiterhin auf stabil hohem Niveau gesichert ist.

Auf Basis des in dieser Studie zusammengetragenen Wissens kann festgestellt werden, dass das österreichische Stromsystem momentan sehr versorgungssicher ist. Selbst Großstörungen werden gut beherrscht. Das Risiko eines Blackouts, also eines langandauernden, großflächigen Totalausfalls der Stromnetze, besteht, ist aber aktuell beherrschbar. Das könnte sich freilich in den nächsten Jahren ändern, insbesondere dann, wenn es bei der fundamentalen Veränderung des Gesamtsystems zu technischen, räumlichen oder strukturellen Ungleichgewichten kommt. Es ist daher eine wichtige Aufgabe der Politik, das Thema auch weiterhin genau zu beobachten und diesen fundamentalen Wandel moderierend und gestaltend zu begleiten.

*Notwendigkeit
einer nachhaltigen
Strategie für
Versorgungssicherheit*

*Die aktuell stabile und
versorgungssichere
Lage in Österreich
könnte sich durch den
fundamentalen Wandel
des Energiesystems
ändern*

6 Glossar

*Vorbemerkung: Dieses Glossar dient lediglich der raschen Orientierung der Leser*innen, auf Verweise zu technischen Definitionen wurde in Hinblick auf die bessere Lesbarkeit verzichtet. Es erhebt keinerlei Vollständigkeitsanspruch. Als Quellen für dieses Glossar wurden insbesondere herangezogen: Reichl und Schmidthaler 2011; Reichl et al. 2015; Ornetzeder et al. 2019 sowie apg.at, e-control.at und wikipedia.org.*

Betriebsbedingungen

Die Gesamtheit der Umstände, unter denen der Betrieb der Stromnetze geschieht: Das reicht von der Jahreszeit und dem Wetter über den Betriebszustand einzelner Erzeugungsanlagen bis zum Zustand und zur Gestaltung des Gesamtsystems, etwa Redundanzen.

Bilanzgruppen

Organisationseinheiten, in denen Lieferant*innen und Kund*innen zu einer virtuellen Gruppe zusammengefasst werden. Die Mitglieder der Bilanzgruppe sind nicht zwangsweise physisch oder auf gleichen Netzebenen miteinander verbunden. Innerhalb dieser Gruppe werden Aufbringung (Bezugsfahrpläne, Einspeisungen) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisungen) ausgeglichen. Für die Funktion ist sowohl der →*Bilanzgruppenkoordinator* als auch der →*Bilanzgruppenverantwortliche* erforderlich. Die Bilanzgruppenverantwortlichen übermitteln dem Bilanzgruppenkoordinator täglich diese Fahrpläne in 15-Minuten-Werte für den Folgetag.

Bilanzgruppenkoordinator

Der Bilanzgruppenkoordinator betreibt die Verrechnungsstelle für die Zuordnung der Ausgleichsenergie über das Clearing. Der Bilanzgruppenkoordinator (die APCS Power Clearing and Settlement AG) bekommt vom Regelzonenführer die Mengen und Kosten der Regelreserve verrechnet; berechnet je Bilanzgruppe die Differenz zwischen Erzeugung und Einkauf sowie Verbrauch und Verkauf von Strom basierend auf den tatsächlichen, von den Netzbetreibern gemessenen Werten und den Handelsfahrplänen (Ausgleichsenergie); ordnet den Bilanzgruppenverantwortlichen die individuelle Ausgleichsenergie zu und verrechnet diese.

Bilanzgruppenverantwortlicher

Bilanzgruppenverantwortliche leiten und vertreten eine Bilanzgruppe nach außen, z. B. gegenüber anderen Marktteilnehmern, und tragen die wirtschaftliche Verantwortung. Innerhalb der Bilanzgruppen sind die Bilanzgruppenverantwortlichen dafür zuständig, Aufbringung (Bezugsfahrpläne und Einspeisungen) und Abgabe (Lieferfahrpläne und Ausspeisungen) auszugleichen.

Black Swan bzw. Schwarzer Schwan

Eine Metapher, um zu betonen, dass auch unwahrscheinliche und lange als unmöglich eingeschätzte Ereignisse, wie eben schwarze Schwäne, durchaus vorkommen können. →*Blackouts* gelten als solche Ereignisse.

Blackout/Blackout-Zustand

Als Blackout gilt ein unerwarteter und unvorhersehbarer Totalzusammenbruch des überregionalen Stromversorgungsnetzes für einen längeren Zeitraum. Totalzusammenbruch bedeutet Spannungsverlust, sodass keinerlei Netzspannung mehr herrscht und daher kein Strom mehr fließen kann. Überregional bedeutet, dass nicht nur einzelne Teile wie z. B. ein Bundesland betroffen sind, sondern die Stromversorgung mehrerer Regionen, Bundesländer oder Staaten ausgefallen ist. Aufgrund der Struktur des Stromversorgungsnetzes ist zudem

damit zu rechnen, dass auch benachbarte Regionen außerhalb der Landesgrenzen betroffen sein können. Im technischen Sinn entspricht ein Blackout also einer Großstörung, jedoch mit noch gravierenderem Schadensausmaß. Der sog. Blackout-Zustand des Übertragungsnetzes einer Regelzone tritt ein, wenn mehr als 50 % des Energiebedarfs oder die Netzspannung für mindestens drei Minuten ausfällt.

Blindleistung

Blindleistung ist die in einer Stromleitung zwischen Verbraucher und Erzeuger hin und her pendelnde Energie. Sie tritt auf, wenn elektrische Energie über Wechselstrom transportiert wird, wie üblicherweise im Stromnetz zwischen Kraftwerk und Verbraucher. Anstatt die elektrische Energie beispielsweise als Wärme oder Bewegungsenergie abzugeben, wird von manchen Elektrogeräten kurzzeitig Energie gespeichert und wieder ins Netz zurückgespeist. So „pendelt“ im Netz elektrische Energie zwischen Erzeuger und Verbraucher. Diese bedingt einen zusätzlichen Blindstrom; die damit verbundene Leistung heißt Blindleistung. Innerhalb der Stromsystems hat die Blindleistung eine wichtige Rolle in der Spannungshaltung ist damit auch eine wichtige Netzdienstleistung.

Elektrizitätsnetz

Darunter versteht man die Gesamtheit aller Leitungen zum Stromtransport. Es ist vertikal in sieben →*Netzebenen* unterteilt.

Großstörung

Eine Großstörung liegt dann vor, wenn es zur Spannungslosigkeit im gesamten oder in großen Teilen des →*Übertragungsnetzes* oder im gesamten Verteilernetz kommt. Davon können auch benachbarte Netze und somit mehr als eine Region betroffen sein. D. h. bei einer Großstörung kommt es zu einem Verlust der Netzspannung in einem Versorgungsgebiet, wobei folgende Kriterien ausschlaggebend sind: Der Versorgungsausfall durch Spannungslosigkeit dauert länger als wenige Sekunden an oder die Frequenzschwankungen bewegen sich außerhalb der zulässigen Grenzwerte.

Inselbetrieb/Inselbetriebsfähigkeit

Inselbetrieb bezeichnet den unabhängigen Betrieb eines ganzen Netzes oder eines Teils eines Netzes, das nach der Trennung vom Verbundnetz isoliert ist, wobei mindestens eine Stromerzeugungsanlage Strom an dieses Netz liefert und seine Frequenz und Spannung regelt. Die Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugungseinheiten ist dann gegeben, wenn diese so ausgelegt sind, dass vom Normalbetrieb abweichende Werte von Spannung und Frequenz ohne Eingriff seitens einer Steuerstelle automatisch in zulässige Wertebereiche zurückgeführt und in diesen Bereichen auch bei Laständerung gehalten werden. Ein derartiger Inselbetrieb sollte über mehrere Stunden aufrechterhalten werden können.

Kaskadeneffekte

Verschiedene Abhängigkeiten eines Systems können bei Eintritt eines Schadensfalls dazu führen, dass sich Störungen kaskadenartig ausbreiten, es also zu weiteren →*Störfällen* kommt. Kaskadeneffekte entstehen im Grunde durch das Zusammenwirken verschiedener Abhängigkeiten. Sie haben also einen Einfluss auf das Ausmaß eines Risikos bzw. bei Eintritt eines Störfalls auf die Bewältigungskapazität im Krisenfall. Sie beeinflussen also die Vulnerabilität, also die Verwundbarkeit eines Systems.

Katastrophe

Unter einer Katastrophe versteht man ein folgenschweres Unglücksereignis mitsamt dessen Konsequenzen. Rechtlich wird der Begriff unterschiedlich definiert, z. B. als ein durch elementare, technische oder sonstige Vorgänge ausgelöstes drohendes bzw. bereits

eingetretenes Ereignis, das geeignet ist, das Leben oder die Gesundheit einer Vielzahl von Menschen, die Umwelt oder bedeutende Sachwerte in ungewöhnlichem Ausmaß zu gefährden oder zu schädigen, sodass die Abwehr oder Bekämpfung dieser Gefahr einen koordinierten Einsatz der zur Katastrophenhilfe verpflichteten Einrichtungen, insbesondere der Organisation des Katastrophenschutzes, erfordert.

Kritische Infrastruktur

Das sind jene Infrastrukturen oder Teile davon, die eine wesentliche Bedeutung für die Aufrechterhaltung wichtiger gesellschaftlicher Funktionen haben und deren Störung oder Zerstörung schwerwiegende Auswirkungen auf die Gesundheit, Sicherheit oder das wirtschaftliche und soziale Wohl der Bevölkerung oder die effektive Funktionsweise von Regierungen haben würde.

Lastabwurf

Lastabwurf ist das Abschalten von →*Netzlast* (also großen Verbrauchern oder ganzen Teilnetzen) zur Laststeuerung im Stromnetz, um Ausfälle im Übertragungsnetz zu verhindern. Dabei wird bei Unterfrequenz der Energieverbrauch gezielt verringert, um wieder ein Gleichgewicht zwischen Energieverbrauch und -erzeugung herzustellen. Der Lastabwurf erfolgt in der Regel automatisch gestaffelt und ist in Stufen unterteilt.

Momentanreserve [Trägheit]

Die Momentanreserve ist die Summe der kinetischen Energie aller im Stromnetz befindlichen, rotierenden Generatoren. Aufgrund der Trägheit der rotierenden Massen von Generatoren, wie z. B. in Lauf-, Speicher- oder Gaskraftwerken stabilisieren sich kleinste Netzfrequenzschwankungen ohne externe Eingriffe und Regelenergie.

Netzbetreiber

Netzbetreiber führen die Systemdienstleistung des Transports (→*Übertragungsnetzbetreiber*) oder der Verteilung (→*Verteilernetzbetreiber*) elektrischer Energie durch. Sie haben alle auf Grund technischer Gegebenheiten notwendigen Maßnahmen zu setzen, die einen stabilen Netzbetrieb gewährleisten. Insbesondere haben sie durch langfristige Investitionen die Funktionsfähigkeit ihrer Netze zu garantieren. Der Übertragungsnetzbetreiber hat zusätzlich noch die Abwicklung des Elektrizitätstransits durchzuführen. Die Netzbetreiber haben Netzverträge mit ihren Netzbenutzern auf Basis Allgemeiner Bedingungen und gewähren Netzzugang; versorgen ihre Netzbenutzer mit elektrischer Energie; betreiben die Messeinrichtungen, messen Strommengen und ordnen sie den Bilanzgruppen zu; übermitteln die Strommengen je →*Bilanzgruppe* an den →*Bilanzgruppenkoordinator*, verrechnen die Systemnutzung (per Verordnung festgesetzte Entgelte) an ihre Netzbenutzer.

Netzebenen

Das →*Elektrizitätsnetz* ist in sieben Ebenen unterteilt: Ebene 1: Höchstspannungsnetz mit 380/220 kV, einschließlich 380-/220-kV-Umspannung (→*Übertragungsnetz*); Ebene 2: Umspannung zwischen Höchst- und Hochspannungsebene; Ebene 3: Hochspannungsnetz mit 110 kV; Ebene 4: Umspannung zwischen Hoch- und Mittelspannung; Ebene 5: Mittelspannungsnetz bis üblicherweise 10 bis 35 kV; Ebene 6: Umspannung zwischen Mittel- und Niederspannung; Ebene 7: Niederspannungsnetz mit üblicherweise 400 V (→*Verteilernetz*).

Netzlast

Der Auslastungsgrad eines Stromnetzwerkes ergibt sich aus der Gegenüberstellung der Kapazitätsauslastung eines Netzwerks zu einem bestimmten Zeitpunkt mit der verfügbaren Kapazität. Umgangssprachlich werden mit Netzlast auch die Gesamtheit oder Teile der zu einem gegebenen Zeitpunkt an ein Stromnetz angeschlossenen Verbraucher bezeichnet.

Netzzusammenbruch

Darunter versteht man den kompletten Ausfall der Spannungsversorgung in Teilbereichen eines Netzes bzw. im gesamten Netz eines Netzbetreibers oder in Netzen mehrerer Netzbetreiber. Je nach Schweregrad handelt es sich um eine einfache →*Störung*, eine →*Großstörung* oder ein →*Blackout*.

Primärregelung

Die Primärregelung ist gesetzlich definiert als „eine automatisch wirksam werdende Wiederherstellung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch ... bis höchstens 30 Sekunden nach Störungseintritt“. Sie dient dazu, ein etwaig auftretendes Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb weniger Sekunden auszugleichen. Dieser Ausgleich wird mittels automatischer Regelung durchgeführt. Bei längerer Dauer kommt es zur Aktivierung der →*Sekundärregelung* und der →*Tertiärregelung*.

Regelleistung [Regelenergie bzw. Reserveleistung bzw. Regelreserve]

Regelleistung gewährleistet die Versorgung der Stromkunden mit genau der benötigten elektrischen Leistung bei unvorhergesehenen Ereignissen im Stromnetz. Dazu können kurzfristig Leistungsanpassungen bei regelfähigen Kraftwerken durchgeführt werden, schnell anlaufende Kraftwerke (z. B. Gasturbinenkraftwerke) gestartet oder Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt werden. Es gibt drei Stufen: →*Primär*-, →*Sekundär*- und →*Tertiärregelung*. Diese dienen dazu, ein etwaig auftretendes Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb weniger Sekunden bis zu 15 Minuten auszugleichen. Die Stufen unterscheiden sich auch nach Dauer. Dieser Ausgleich wird mittels automatischer Regelung durchgeführt. Die Zunahme von Regelleistung gewährleistet die Versorgung der Stromkunden mit genau der benötigten elektrischen Leistung bei unvorhergesehenen Ereignissen im Stromnetz durch Aufrechterhaltung der Frequenz. Im Falle eines Leistungsdefizits wird positive Regelleistung durch zusätzliche Erzeugungsleistung oder Abregelung einzelner Verbraucher (→*Lastabwurf*) bereitgestellt. Im umgekehrten Fall spricht man von negativer Regelleistung, welche durch die Abregelung von Erzeugungsleistung oder aber durch zusätzlichen Stromverbrauch bereitgestellt werden kann. Je nachdem wie schnell und wie lange die Regelleistung zur Verfügung stehen soll spricht man von →*Momentanreserve* (Trägheit), →*Primärregelung*, →*Sekundärregelung* und →*Tertiärregelung*. Der →*Lastabwurf* wird i. d. R. erst als Notmaßnahme gesetzt, wenn die Regelreserve nicht mehr ausreicht.

Regelzone

Als Regelzone bezeichnet man einen geographisch festgelegten Verbund von Hoch- bzw. Höchstspannungsnetzen, deren Stabilität vom für sie zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) organisiert wird. Diese trägt die Verantwortung für das Gleichgewicht von Ein- und Ausspeisungen im Stromnetz. Österreich besteht aus einer großen Regelzone und einer kleinen (Vorarlberg). Als →*Regelzonenführer* für ganz Österreich fungiert die APG.

Regelzonenführer

Regelzonenführer sind für die Leistungs-Frequenz-Regelung in ihrer Regelzone verantwortlich, die Aufgaben werden international geteilt. Der Regelzonenführer hält die Netzfrequenz in einem vorgegebenen Bereich und sorgt für die Einhaltung der vereinbarten Austauschleistungen zwischen den Regelzonen; dimensioniert, beschafft und aktiviert die dafür erforderliche Regelreserve von den Regelreserveanbietern und rechnet mit diesen ab; übermittelt dem →*Bilanzgruppenkoordinator* die Mengen der Regelenergie und die Kosten der Regelreserve und verrechnet diese dem →*Bilanzgruppenkoordinator*.

Schwarzstartfähigkeit

Schwarzstartfähigkeit bezeichnet die Fähigkeit einer Stromerzeugungsanlage, mithilfe einer eigenen Hilfsstromquelle und ohne Zufuhr elektrischer Energie von außen aus vollständig abgeschaltetem Zustand wieder hochzufahren. In jedem Netz muss eine ausreichende Anzahl von Kraftwerken mit Schwarzstartfähigkeit vorhanden sein, um für einen Netzwiederaufbau nach einem Netzzusammenbruch verfügbar zu sein.

Sekundärregelung

Im Fall einer sich länger auswirkenden Beeinflussung, wird nach definierter Zeit (max. nach 30 Sekunden) bzw. bereits parallel zur →*Primärregelung*, die Sekundärregelung aktiviert, damit die Primärregelung entlastet und wieder frei ist, um die zuvor beschriebene Funktion zu erbringen. Im Unterschied zur Primärregelung, welche grenzüberschreitend im gesamten Verbundnetz für stabile Frequenz sorgt, kommt die Sekundärregelung innerhalb der Regelzonen Grenzen für den Ausgleich von Leistungsdefizit bzw. -überschuss zum Einsatz. Die Wiederherstellung der Frequenz kann im Bereich von mehreren Minuten liegen. Dauert die Leistungsabweichung länger an (> 15 Minuten), wird die Sekundärregelung durch die →*Tertiärregelung* abgelöst.

Störung /Störfall

Als Störung oder Störfall wird jede Beeinträchtigung bzw. Unterbrechung der normalen Abläufe im Elektrizitätssystem verstanden.

Stromausfall

Bei einem Stromausfall ist die Unterbrechung der Stromversorgung regional und zeitlich beschränkt, bei Kurzzeitunterbrechung bis zu drei Minuten, bei Langzeitunterbrechungen mehr als drei Minuten. In beiden Fällen liegt die Spannung unter 5 % der Bezugsspannung. Das Stromnetz fällt dabei nicht vollständig aus, sondern bleibt als Gesamtsystem weiterhin funktionsfähig. Die Versorgungsunterbrechung betrifft also nur einzelne Teile des Versorgungsnetzes über einen bestimmten Zeitraum, der i. d. R. im Bereich einiger Minuten oder Stunden liegt.

Strommangellage

Bei einer Strommangellage besteht ein starker Engpass bei der Produktion, der Übertragung oder dem Import von elektrischer Energie über einen Zeitraum von mehreren Tagen, Wochen oder sogar Monaten. Durch diesen Mangel herrscht keine Balance zwischen möglicher Energieproduktion und nachgefragtem Verbrauch, sodass eine uneingeschränkte Stromversorgung nicht mehr möglich ist.

Tertiärregelung

Bei länger anhaltenden Leistungsabweichungen (mehr als 15 Minuten) wird die →*Sekundärregelung* durch die Tertiärregelung abgelöst, wobei diese zunächst parallel zur Sekundärregelung zum Einsatz kommen kann. Die Tertiärregelung wird entweder automatisch oder manuell aktiviert und soll so zum Einsatz gelangen, dass sie spätestens 15 Minuten nach Beginn der Gesamtregelzonenabweichung ihren Beitrag leistet. Die Wiederherstellung des Sekundärregelbandes kann bis zu 15 Minuten dauern, während die Tertiärregelung nach dieser Zeit noch nicht beendet sein muss. Die verfügbare Ausfallreserve muss mindestens so groß sein, wie der größte im Zuständigkeitsbereich eingesetzte Kraftwerksblock.

Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist ein Hochspannungsverbundnetz mit einer Spannungshöhe von 110 kV und darüber (→*Netzebenen*), das dem überregionalen Transport von elektrischer Energie von den großen Kraftwerken zu den Verbrauchsschwerpunkten dient. Aufgrund der hohen Spannung können Leistungsverluste deutlich reduziert werden.

Versorgungsunterbrechung

Eine Versorgungsunterbrechung ist eine zufällige und/oder störungsbedingte (ungeplante) Unterbrechung der Versorgung oder der Einspeisemöglichkeit eines oder mehrerer Netzbenutzer, die über einen längeren Zeitraum andauert.

Verteilernetz

Das Verteilernetz dient dem Transport von Elektrizität über Hoch-, Mittel- oder Niederspannungsverteilernetze (→*Netzebenen*) zum Zwecke der Belieferung von Kunden. In Österreich gibt es über 1.000 verschiedene Verteilernetze.

7 Abkürzungsverzeichnis

AAS	Austrian Awareness System
APCS	Austrian Power & Settlement
APG	Austrian Power Grid AG
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
BMI	Bundesministerium für Inneres
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
bspw.	beispielsweise
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
EAS	European Awareness System
ENTSO-E	Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
EU	Europäische Union
GWh	Gigawattstunden
HILP	High Impact Low Probability
Hz	Hertz
i. d. R.	in der Regel
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
kV	Kilovolt
mHz	Millihertz
MW	Megawatt
NEP	Netzentwicklungsplan
o. ä.	oder ähnliches
PV	Photovoltaik
RAE	regional außergewöhnliche Ereignisse
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SKKM	Staatliches Krisen- und Katastrophenschutzmanagement
TOR	technisch-organisatorische Regeln
TWh	Terawattstunden
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VÜN	Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH
ZAMG	Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik

8 Bibliographie

Vorbemerkung: Alle URLs in dieser Studie, ebenso wie in dieser Bibliographie, wurden zuletzt am 17.01.2022 überprüft.

- AD – Addendum (2018): Land ohne Strom – mögliche Ursachen für einen Blackout, 8. Oktober.
Addendum. <https://www.addendum.org/blackout/ursachen/>.
- APG – Austrian Power Grid AG (2013): Masterplan 2030: Für die Entwicklung des Übertragungsnetzes in Österreich Planungszeitraum 2013 – 2030. Mit Ausblick bis 2050.
<https://www.apg.at/de/Stromnetz/Netzentwicklung#download>.
- (2017): APG – Austrian Power Grid AG. <https://www.apg.at/>.
- (2021a): Frequenzabfall im Europäischen Stromnetz am 8.1.2021/Gesamtdarstellung inklusive Maßnahmen zur Sicherung der Stromversorgung. 26. Jänner 2021, <https://www.apg.at/de/media-center/presse/2021/01/26/analyse-frequenzabfall>.
- (2021b): Netzentwicklungsplan 2021 für das Übertragungsnetz von Austrian Power Grid AG (APG): Planungszeitraum 2022-2031. <https://www.apg.at/de/Stromnetz/Netzentwicklung#download>.
- (2021c): BMI und APG unterzeichnen Kooperationsvertrag zur Blackout-Prävention, <https://www.apg.at/de/media-center/presse/2021/09/27/kooperationsvertrag-zur-blackout-praevention>.
- APCS (2021): APCS Aufgaben APCS – Power Clearing & Settlement. <https://www.apcs.at/de/aufgaben>.
- Auer, M. (2020): Wer uns täglich vor dem Blackout bewahrt. 26. Dezember 2020, Die Presse Online, <https://www.diepresse.com/5915492/wer-uns-taglich-vor-dem-blackout-bewahrt>.
- Aven, T. (2015): Implications of black swans to the foundations and practice of risk assessment and management. In: Reliability Engineering and System Safety, Vol. 134, S. 83-91.
<https://www.researchgate.net/publication/267628602>.
- BABS (2015): Versorgungsengpass Strom (Strommangellage), Nationale Gefährdungsanalyse – Gefährdungsdossier Versorgungsengpass Strom, Bundesamt für Bevölkerungsschutz (BABS), Schweizerische Eidgenossenschaft. https://www.babs.admin.ch/content/babs-internet/de/aufgabenbabs/gefaehrdrisiken/natgefaehrdanalyse/gefaehrdossier/_jcr_content/contentPar/accordion/accordionItems/technikbedingte_gef_/accordionPar/downloadlist/downloadItems/153_1604483426621.download/26-Strommangellage-GD-de.pdf.
- (2020): Strommangellage, Katastrophen und Notlagen Schweiz November 2020/Gefährdungsdossier, Bundesamt für Bevölkerungsschutz (BABS), Schweizerische Eidgenossenschaft. <https://silo.tips/download/versorgungsengpass-strom-strommangellage>.
- BBK – Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (2006): Bericht über mögliche Gefahren für die Bevölkerung bei Großkatastrophen und im Verteidigungsfall. Schriftenreihe der Schutzkommission beim Bundesminister des Inneren Band 59, Bonn.
https://www.bbk.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/Mediathek/Publikationen/Forschung-und-Medizin/zf-band59-dritter-gefahrenbericht-sk.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- Birkmann, J., Bach, C., Guhl, S., Witting, M., Welle, T. & Schmude M. (2010): State of the Art der Forschung zur Verwundbarkeit Kritischer Infrastrukturen am Beispiel Strom/Stromausfall, Schriftenreihe Forschungsforum Öffentliche Sicherheit.
- BMI – Bundesministerium für Inneres (2019): SKKM-Übung „Helios“: Resilienz testen bei Strommangellage, <https://www.bmi.gv.at/news.aspx?id=65313033756D52655A43773D>.

- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014): Ein Strommarkt für die Energiewende
Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Berlin.
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gruenbuch-gesamt.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- BMNT – Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (2018): Krisenvorsorgemanagement –
Gut vorbereitet: Bestandsaufnahme und Bewältigung möglicher Krisenszenarien um Bereich
Energie und Bergbau. Wien.
- Brauner, G. (2019): Systemeffizienz bei regenerativer Stromerzeugung: Strategien für effiziente
Energieversorgung bis 2050. Springer Vieweg: Wiesbaden.
- Breuer, F., Brettschneider, P., Kleist, P., Poloczek, S., Pommerenke, C. & Dahmen, J. (2021):
Erkenntnisse aus 31 Stunden Stromausfall in Berlin Köpenick – medizinische Schwerpunkte
und Herausforderungen. Der Anaesthesist Vol. 70, S. 507–514.
<https://link.springer.com/article/10.1007/s00101-021-00930-x>.
- Bundeskanzleramt Österreich (Hg.) (2020): Aus Verantwortung für Österreich: Regierungsprogramm
2020–2024. Wien.
- Büscher, C., Ornetzeder, M. & Droste-Franke, B. (2020): Amplified socio-technical problems in
converging infrastructures. A novel topic for technology assessment. TATuP – Zeitschrift Für
Technikfolgenabschätzung in Theorie und Praxis, 29, S. 11-16.
- CEER – Council of European Energy Regulators (2018): Energy Quality of Supply Work Stream (EQS WS),
CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply, Data update
2015/2016, Ref: C18-EQS-86-03 26-July-2018.
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>.
- Consentec (2021): Die Aspekte der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung. Kurzgutachten
im Auftrag von Oesterreichs Energie. 19. Februar 2021.
- CW – Computerwoche (1976): Wie Bayerns EDV-Chefs die abgestürzten Systeme wieder hochfuhren:
Vier Stromausfälle in 24 Stunden. Archiv, 23. April 1976.
<https://www.computerwoche.de/a/vier-stromausfaelle-in-24-stunden,1201309>.
- Dickert, J. & Schegner, P. (2007): Großstörungen in Elektroenergieversorgungsnetzen – Werden Vorfälle
wie der 4. November 2006 zur Normalität? TU Dresden.
- Deutscher Bundestag (2021): Übersichten zu Stand und Entwicklung des Ausbaus der Windenergie.
Dokumentation des Wissenschaftlichen Dienstes vom 28. Januar 2021, Aktenzeichen
WD 8 – 3000 – 067/20. <https://www.bundestag.de/resource/blob/825864/e4c164c9d9562f81702d0105eb0e9e89/WD-8-067-20-pdf-data.pdf>.
- DW – Deutsche Welle (2003): Systemfehler im US-Stromnetz? 15. August 2003, Deutsche Welle.
<https://www.dw.com/de/systemfehler-im-us-stromnetz/a-949063>.
- EAG-Paket (2021): Bundesgesetz, mit dem ein Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus
erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG) erlassen wird sowie das Ökostrom-
gesetz 2012, das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010, das Gaswirtschaftsgesetz
2011, das Energielenkungsgesetz 2012, das Energie-Control-Gesetz, das Bundesgesetz zur
Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffe, das
Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz, das Starkstromwegegesetz 1968 und das Bundesgesetz
über elektrische Leitungsanlagen, die sich nicht auf zwei oder mehrere Bundesländer erstrecken,
geändert werden (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket – EAG-Paket) BGBl I 150/2021.
- E-Control (2017): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen.
Teil A: Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis Version 1.9.
https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR_A_V1.9+ab+1.3.2017.pdf/87b6bb8b-655d-a347-0b83-d7612be711e2?t=1488360782707.

- (2021a): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen – TOR Begriffe: Begriffsbestimmungen, Erläuterungen, Quellenverweise, Version 1.0.
https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR_Begriffe_V1.0.pdf/5a03432e-19ac-d00c-880f-3a73f7195aa6?t=1611832700063.
- (2021b): Statistikbroschüre 2021 – Unsere Energie in Klarer Sprache. Wien: E-Control.
- (2021c): Regelreserve und Ausgleichsenergie.
<https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/regelreserve-und-ausgleichsenergie>.
- (2021d): Marktteilnehmer.
<https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/marktteilnehmer>.
- (2021e): Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2020: Unsere Energie vertraut auf Sicherheit. Wien.
- (2021f): Tätigkeitsbericht 2020: Unsere Energie bereitet Wege. Wien.
<https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control-Taetigkeitsbericht-2020.pdf/8aca87fc-a106-c058-7561-c6d6188bfe55?t=1614946093972>.
- (2021g): Ausfall- und Störungsstatistik für Österreich 2021 – Ergebnisse für das Jahr 2020.
https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/AuSD_V2021_fuer_Berichtsjahr_2020.pdf/4bcf0051-7c06-7e09-93ac-09e2e3d145ce?t=1634548764135.
- (2021h): Ökostrombericht: Unsere Energie macht uns zukunftsfähig. Wien.
- (2021i): Sonderbroschüre: 20 Jahre E-Control. Wien: E-Control.
- Energiewerkstatt (2014): Das realisierbare Windpotential Österreichs für 2020 und 2030. Friedburg.
- Energy Brainpool (2017): Kalte Dunkelflaute: Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter. Berlin.
https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2017-06-26_GPE_Studie_Kalte-Dunkelflaute_Energy-Brainpool.pdf.
- ENTSO-E (2019): Incident Classification Scale Methodology, Final 04 December, European Network of Transmission System Operators for Electricity. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Incident_Classification_Scale/IN_USE_FROM_JANUARY_2020_191204_Incident_Classification_Scale.pdf.
- (2021a): Final report on the separation of the Continental Europe power system on 8 January 2021, <https://www.entsoe.eu/news/2021/07/15/final-report-on-the-separation-of-the-continental-europe-power-system-on-8-january-2021/>.
- (2021b): Outage of French-Spanish Interconnection on 24 July 2021. 20. August 2021.
<https://www.entsoe.eu/news/2021/08/20/outage-of-french-spanish-interconnection-on-24-july-2021-update/>.
- EUC-V (2017): Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (2017/1485).
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>.
- Fuenschilling, L. & Truffer, B. (2014): The Structuration of Socio-Technical Regimes—Conceptual Foundations from Institutional Theory. *Research Policy* 43 (4): S. 772–91.
<https://doi.org/10.1016/j.respol.2013.10.010>.
- Geels, F. W. (2004): From Sectoral Systems of Innovation to Socio-Technical Systems: Insights about Dynamics and Change from Sociology and Institutional Theory. *Research Policy* 33 (6–7): S. 897–920. <https://doi.org/10.1016/j.respol.2004.01.015>.
- (2018): Disruption and Low-Carbon System Transformation: Progress and New Challenges in Socio-Technical Transitions Research and the Multi-Level Perspective. *Energy Research & Social Science* 37: S. 224–31. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.10.010>.

- Georgiev, S. & Lücksmann, T. (2020): Technikkatastrophen – Das Phänomen „Blackout“. Kuratorium für Verkehrssicherheit, Wien.
- Grabner, J. (2021): Krisenszenario Strommangel: Die Schweiz übt und lernt. Powernetz 15. Oktober 2021. <https://www.powernewz.ch/2021/energieeffizienz-strommangel-als-krisenszenario/>.
- Huber, P. (2011): Wirtschaftsfaktor Stromausfall: Wenn es dunkel wird. 11. Mai 2011. Die Presse Online. <https://www.diepresse.com/660601/wirtschaftsfaktor-stromausfall-wenn-es-dunkel-wird>.
- Hughes, T. P. (1983): Networks of Power – Electrification in Western Society, 1880-1930. Baltimore, Maryland: The Johns Hopkins University Press.
- IEA (2021a): Key World Energy Statistics – Final Consumption. <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021/final-consumption>.
- (2021b): World Energy Outlook 2021. Paris: IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>.
- IG Windkraft (2021): Windfakten. <https://windfakten.at>.
- James, C. St. (2019): Argentina's June 2019 Blackout: What went wrong? The Clean Energy Review. <https://carlosstjames.com/renewable-energy/argentinass-june-2019-blackout-what-went-wrong/>.
- Kamp, M. (2012): Technischer Defekt sorgt für Stromausfall in München. 15. November 2012. Wirtschaftswoche. <https://www.wiwo.de/unternehmen/energie/blackout-in-bayern-technischer-defekt-sorgt-fuer-stromausfall-in-muenchen/7392110.html>.
- KleZ – Kleine Zeitung (2021): Stromnetz Blackout-Gefahr: So verstärkt Österreich die Vorsorge. 27. September 2021. Kleine Zeitung Online. https://www.kleinezeitung.at/wirtschaft/6039581/Stromnetz_BlackoutGefahr_So-verstaerkt-Oesterreich-die-Vorsorge.
- Kungl, G. (2015): Stewards or Sticklers for Change? Incumbent Energy Providers and the Politics of the German Energy Transition. Energy Research & Social Science 8: S. 13–23. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2015.04.009>.
- Lauber, V. & Jacobsson, S. (2016): The Politics and Economics of Constructing, Contesting and Restricting Socio-Political Space for Renewables – The German Renewable Energy Act. Environmental Innovation and Societal Transitions 18: S. 147–63. <https://doi.org/10.1016/j.eist.2015.06.005>.
- Lenz, S. (2009): Vulnerabilität Kritischer Infrastrukturen. Forschung im Bevölkerungsschutz Band 4, Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe, Bonn.
- Lund et al. (2012): From electricity smart grids to smart energy systems – A market operation based approach and understanding. Energy 42 (1): S. 96–102.
- Lund H, Østergaard PA, Connolly D, et al. (2017): Smart energy and smart energy systems. Energy 137: S. 556-565.
- Markard, Jochen (2018): The next Phase of the Energy Transition and Its Implications for Research and Policy. Nature Energy 3 (8):S. 628–33. <https://doi.org/10.1038/s41560-018-0171-7>.
- Makarov, Y.V., Reshetov, V.I., Stroeve, V. A. & Voropai, N. I. (2005): Blackouts in North America and Europe – Analysis and Generalization. Conference Paper IEEE PowerTech, St. Petersburg, June 27-30. <https://doi.org/10.1109/PTC.2005.4524782>.
- Mayntz, R. & Hughes, T. P. (1988): The Development of Large Technical Systems. Frankfurt am Main: Campus Verlag.
- Mikovits C., Schauppenlehner T., Scherhauser P., et al. (2021): A Spatially Highly Resolved Ground Mounted and Rooftop Potential Analysis for Photovoltaics in Austria. ISPRS International Journal of Geo-Information 10(6): S. 418.

- NetzÖÖ (2021): Betriebsweise gelöschttes Netz.
<https://www.hochspannungsblog.at/Wissenswertes/Betriebsweise/geloeschtes-Netz>.
- OeMAG (2021): Stromhändler. <https://www.oem-ag.at/de/marktteilnehmer/stromhaendler/>.
- Oesterreichs Energie (2018): Aktuelle Kraftwerksprojekte; Letzte Aktualisierung: 03/2018.
<https://web.archive.org/web/20210307083430/https://oesterreichsenergie.at/kraftwerksliste.html>.
- (2020): Netzberechnungen Österreich: Einfluss der Entwicklungen von Elektromobilität und Photovoltaik auf das österreichische Stromnetz. <https://oesterreichsenergie.at/downloads/publikationsdatenbank/detailseite/netzberechnungen-oesterreich-auswirkungen-von-pv-und-e-mobilitaet>.
- Experten Pool Defence Plan (2021a): Systemschutzplan Österreich – Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen, Stand 15.3.2021
- (2021b): Grafik, Ausbau bei erneuerbarer Energie in Österreich.
<https://app.23degrees.io/view/jKDrcgJ0sh0oBVkl-bar-stacked-vertical-ausbau-bei-erneuerbare-energie>.
- Ornetzeder, M., Bettin S. & Wasserbacher, D. (2019): Zwischenspeicher der Zukunft für elektrische Energie Endbericht (S. 102). Wien. https://www.parlament.gv.at/ZUSD/FTA/EZwi_Endbericht_fin_final.pdf.
- Pausch, G. (2017): BLACKOUT und seine FOLGEN, Fallstudie, 28. November 2017.
- Petermann, T., Bradke, H., Lüllmann, A., Poetzsch, M. & Riehm U. (2011): Was bei einem Blackout geschieht, Folgen eines langandauernden und großräumigen Stromausfalls Studien des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag – 33. edition sigma: Berlin.
- Pitzke, M. (2007): Blackout von 1977 New Yorks dunkelste Nacht. 13. Juli 2007. Der Spiegel Online.
<https://www.spiegel.de/panorama/zeitgeschichte/blackout-von-1977-new-yorks-dunkelste-nacht-a-493609.html>.
- Prießnitz, W. (2012): Herausforderungen im Übertragungsnetzbetrieb. Vortrag 14. November 2012. APG.
- Reichl, J. & Schmidthaler, M. (2011): Blackouts in Österreich (BlackÖ.1), Teil I, Endbericht.
<https://energieinstitut-linz.at/portfolio-item/black-oe-i-ii/>.
- Reichl, J., Schmidthaler, M., de Bruyn, K., Muggenhuber, G., Rebhandl, L., Frank, F., Mayr, P. et al (2015): Blackoutprävention und -intervention – Endbericht. Energieinstitut, Johannes Kepler Universität Linz.
- Salzburg AG (2021): Smartgrids Modellregion Salzburg.
http://www.smartgridssalzburg.at/content/website_smartgrids/de_at.html.
- Saurugg, H. (2021): Das unterschätzte Katastrophenszenario eines europaweiten Strom-, Infrastruktur- sowie Versorgungsausfalls („Blackout“). Presseinformation Gesellschaft für Krisenvorsorge, Stand August 2021. <https://www.saurugg.net/wp-content/uploads/2017/06/Presseinformation-Blackout.pdf>.
- SD – Süddeutsche Zeitung (2012): Historische Stromausfälle – Dunkle Stunden. 15. November 2012. Süddeutsche Zeitung Online.
<https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/historische-stormausfaelle-dunkle-stunden-1.1523828>.
- (2019): Kalifornien leidet unter seinem maroden Stromnetz. 14. Oktober 2019. Süddeutsche Zeitung Online. <https://www.sueddeutsche.de/panorama/kalifornien-stromnetz-usa-1.4639698>.
- Smartgrids Austria (2021): Technologieplattform Smart Grids Austria. <https://www.smartgrids.at>.
- Sovacool, B. K. & Geels, F. W. (2016): Further reflections on the temporality of energy transitions: A response to critics. Energy Research & Social Science 22: S. 232-237.
- Sperstad, I. B. (2016): HILP analysis of extraordinary events in power systems.
<https://www.sintef.no/en/projects/2016/hilp/>.

- Sterchele, P., Brandes, J., Heilig, J., Wrede, D., Kost, C., Schlegl, T., Bett, A. & Henning, H.-M. (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Freiburg. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf>.
- Sterner, M. & Stadler, I. (Hg.) (2017) *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*, 2. Aufl., Berlin: Springer Vieweg.
- Stnd – der Standard (2021): Blackout: Ein großflächiger Stromausfall ist ein reales Risiko. 27. September 2021. Der Standard Online. <https://www.derstandard.at/story/2000129978385/blackout-ein-grossflaechiger-stromausfall-ist-ein-reales-risiko>.
- Strauß, S., & Krieger-Lamina, J. (2017): *Digitaler Stillstand: Die Verletzlichkeit der digital vernetzten Gesellschaft – Kritische Infrastrukturen und Systemperspektiven. Projekt-Endbericht* (S. 86). Wien. <https://doi.org/10.1553/ITA-pb-2017-01>.
- Strobl, G. (2019): Blackout: Worauf man sich bei einem längeren Stromausfall einstellen muss. Der Standard Online. <https://www.derstandard.at/story/2000103019546/blackout-in-oesterreich-worauf-man-sich-bei-einem-laengeren-stromausfall>.
- Taleb, N. N. (2010): *The Black Swan: The Impact of the Highly Improbable*. New York: Random House.
- Tirol – Amt der Tiroler Landesregierung (2021): Blackout-Übung „Energie 21“ am 12. November 2021, <https://www.tirol.gv.at/meldungen/meldung/blackout-uebung-energie-21-am-12-november-2021/>.
- UCTE (2006): Final Report, System Disturbance on 4 November 2006, Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE). <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf>.
- van de Ven DJ., Capellan-Peréz, I., Arto, I., Cazcarro, I., de Castro, C., Pralit Patel & Gonzalez-Eguino, M. (2021): The potential land requirements and related land use change emissions of solar energy. *Sci Rep* 11, 2907. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-82042-5>.
- Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABIEU L 158/54 v. 14.6.2019. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&rid=19>.
- Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, ABIEU L220/1 v. 25.8.2017. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=LT>.
- Wien Energie (2021): Blackout – Wien bleibt nie lange im Dunkeln. Wien Energie Blog. <https://www.wienenergie.at/blog/blackout-wien-bleibt-nie-lange-im-dunkeln/>.
- Wissen, M. & Naumann, M. (2008): Raumdimensionen des Wandels technischer Infrastruktursysteme. Eine Einleitung. In: Moss, T., Naumann, M. & Wissen, M. (Hg.). *Infrastrukturnetze und Raumentwicklung – Zwischen Universalisierung und Differenzierung* 10:S. 17–34. Ergebnisse Sozial-ökologischer Forschung. München: Oekom.

Anhänge

A. Workshop „Zukünftige Versorgungssicherheit im österreichischen Stromnetz“ am 16.11.2021

Teilnehmer*innen (in alphabetischer Reihenfolge)

Abart Andreas, Betriebsleiter Stromnetz, Netz Oberösterreich GmbH
Allhutter Doris, ITA/ÖAW
Bergmayer Robert, Abteilungsleiter Netzführung, Energie Steiermark AG
Bettin Steffen, ITA/ÖAW
Felgenhauer Harald, BMI/SKKM
Fiedler Leopold, Abteilungsleiter Netzführung, Netz Oberösterreich GmbH
Michael Haselauer, Geschäftsführer, Netz Oberösterreich GmbH
Krieger-Lamina Jaro, ITA/ÖAW
Meyer Johannes, e-Control
Ornetzeder Michael, ITA/ÖAW
Reitinger-Hubmer Ernst, Austrian Power Grid AG
Schmaraz Robert, Leiter Netzführung, KNK-Kärnten Netz GmbH
Strauß Stefan, ITA/ÖAW

Programm

Moderation: Dr. Steffen Bettin

- 09:00 – 09:10 Begrüßung durch ITA-Direktor PD Dr. Michael Nentwich
09:10 – 09:20 Einführung und Problemaufriss von PD Dr. Michael Ornetzeder
09:20 – 09:50 Erste Gesprächsrunde:
 a. Was sind mögliche Gründe für eine Gefährdung der Versorgungssicherheit in der Zukunft?
 b. Gewichtung der Problemlagen: Wo wird in den nächsten 10 bis 20 Jahren der größte Handlungsbedarf sein?
09:50 – 10:00 Pause
10:00 – 10:30 Zweite Gesprächsrunde: Welchen Handlungsbedarf gibt es hinsichtlich der Versorgungssicherheit bis 2030/40?
10:30 – 11:00 Dritte Gesprächsrunde: Welchen Handlungsbedarf gibt es hinsichtlich des Netzaufbaus bis 2030/40?
11:00 – 11:30 Priorisierung und Lösungsansätze auf Ebene der Legislative: Was kann das Parlament tun, um diesem Handlungsbedarf gerecht zu werden?

B. Interviewpartner*innen

Die Expert*innen-Interviews wurden im Oktober und November 2021 durchgeführt. Aus Gründen der Anonymisierung, entspricht die Bezeichnung im Text nicht der folgenden alphabetischen Reihenfolge:

- (1) Austrian Power Grid AG, *DI Kurt Misak*, UBV – Leiter Versorgungssicherheit
- (2) Bundesministerium für Inneres, Büro für Sicherheitspolitik und Koordinationsstab Strategisches Krisenmanagement, *MMag. Harald Felgenhauer*, SKKM – Staatliches Krisen- und Katastrophenschutzmanagement und Koordination Zivile Sicherheit
- (3) Bundesministerium für Inneres, Sektion II, Abteilung II 13, *Mag. Robert Stocker*, Leitung SKKM – Staatliches Krisen- und Katastrophenmanagement und Koordination Zivile Sicherheit
- (4) Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Sektion VI – Klima und Energie, Stabsstelle Krisenmanagement und Energielenkung, *Mag. Stefan Domnanovits*
- (5) Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Sektion VI – Klima und Energie, Stabsstelle Krisenmanagement und Energielenkung, *Mag. Doris Neumann-Edlinger*
- (6) Bundesverband Photovoltaic Austria, *DI Vera Immitzer*
- (7) Energieinstitut an der Johannes-Kepler-Universität Linz, *Dr. Johannes Reichl*, Projektmanager
- (8) Energiewirtschaft und Technik, Interessengemeinschaft Windkraft Österreich – IGW, *Bernhard Fürsinn*, MSc.
- (9) IG-Holzskraft, *Dr. Eva Talic*, Generalsekretärin
- (10) Kleinwasserkraft Österreich, *Dr. Paul Ablinger*, Geschäftsführer
- (11) Netz Oberösterreich GmbH, *Wolfgang Denk*, Pressesprecher (koordinierte internes schriftliches Interview)
- (12) Österreichische Energieagentur, *DI Günter Pauritsch*, Leiter Center Energiewirtschaft, Infrastruktur, Energiepartnerschaften

