

Stresstest: Kritische Situationen für Österreichs Strom- versorgung 2017



Inhalt

Einleitung.....	3
Executive Summary: Stresstest 2017 bestanden. Alles gut?	4
Stromversorgung unter Stress:	
Kritische Situationen im Jänner und Juni 2017	6
Fragen und Antworten zur Stromversorgung in Österreich	10
1. Woher kommt der in Österreich verbrauchte Strom?.....	10
2. Was bedeutet die Einschränkung der Strompreiszone zwischen Österreich und Deutschland?.....	11
3. Wie funktionieren unsere Stromnetze, und warum kommt es zu lokalen Versorgungsengpässen?.....	12
4. Wie läuft das Engpassmanagement bei Netzüberlastungen konkret ab?.....	13
5. Was versteht man unter einer Lastdeckungsreserve? Was bedeutet sie für eine gesicherte Stromversorgung?.....	15
6. Warum bestimmt der Strommarkt, welche Kraftwerke ans Netz gehen?.....	17
7. Wären kritische Versorgungssituationen mit Strom aus erneuerbaren Quellen zu bewältigen?.....	19
Glossar	21

Titelbild: APG / Martin Lugger

Impressum

Energieinstitut der Wirtschaft GmbH
Webgasse 29/3
A-1060 Wien
T: +43 (0)1 343 3430
www.energieinstitut.net

Wien, Jänner 2018

Stresstest

Das vorliegende **EIWI***Insights* soll Hintergründe und Fakten zur aktuellen Diskussion über die langfristige Sicherheit der österreichischen Stromversorgung bieten und um eine Position bereichern. Der Begriff „Stresstest“ im Titel der Broschüre nimmt Bezug darauf, dass es im Jänner und Juni 2017 zu Engpässen in der heimischen Stromversorgung kam, die jedoch dank Maßnahmen des heimischen Betreibers des überregionalen Stromnetzes Austrian Power Grid (**APG**) und durch die Kooperation österreichischer Kraftwerksbetreiber gelöst werden konnten.

Diese Situation hat die Diskussion um die Bedeutung von sicheren Kraftwerksleistungen und fossilen Energieträgern auf eine neue, realitätsnahe Ebene gebracht. Denn es ist evident, dass die besonderen Umstände, die die Engpässe bewirkten, keine völlig außergewöhnlichen waren: Sie können jederzeit wiederkehren.

Der Stromverbrauch wird europaweit weiterwachsen, speziell im Mobilitäts- und Wärme-sektor. Ebenso wird und soll die Produktion von erneuerbarer Energie weiter ansteigen und Strom – auch im Sinne der Energiewende – zum dominierenden Energieträger werden. Fehlende Transportkapazitäten von Übertragungsnetzen und die Kapazitäts-Limitierung von grenzüberschreitenden Stromlieferungen lassen die Vision von der „Kupferplatte Europa“ – das Versprechen eines beinahe unlimitierten freien Stromhandels über voll vernetzte Infrastrukturen – jedoch ein Stück weiter in die Ferne rücken. Es wird sich weisen, ob damit auch die Zeiten „billigen Stroms“ vorbei sind.

*EIWI**Insights* widmet sich diesen Fragestellungen und strebt an, verständliche, die wesentlichen Fakten umfassende Antworten zu geben. Adressaten dieser Publikation sind Multiplikatoren und Konsumenten, Private ebenso wie Unternehmen, die einen Überblick zur Thematik und zur Einschätzung des Risikos einer Versorgungsunterbrechung bekommen möchten.

Zur besseren Verständlichkeit wurde an dieses *EIWI**Insights* ein Glossar angefügt, in dem Fachbegriffe der Elektrizitätswirtschaft erklärt werden. Diese Begriffe sind im Text **farbig** markiert.

Stresstest 2017 bestanden. Alles gut?

Im Jänner 2017 wurde eine lang anhaltende Kältewelle und der Ausfall von großen Produktionsanlagen in Frankreich zu einer massiven Belastungsprobe – einem „Stresstest“ – für die europäische und damit auch die österreichische Stromwirtschaft. Die Ursachen lagen nicht in Österreich, doch war die für die heimischen Übertragungsnetze verantwortliche Austrian Power Grid (**APG**) massiv gefordert, zur Stabilisierung des europäischen Gesamtnetzes beizutragen und die Versorgungssicherheit in Österreich zu gewährleisten. Der rasche Ausbau der Wind- und Solarkraftwerke hat zu einer deutlichen Erhöhung der Marktvolatilität geführt. Dadurch steigt auch das Risiko, dass die gehandelten Mengen wegen Netzüberlastung nicht wie vereinbart geliefert werden können.



Ohne thermische Kraftwerke wäre Österreich in der zweiten Jännerwoche 2017 zu fast zwei Drittel auf Stromimporte angewiesen gewesen.

Grafik: EIW

Meteorologische Extremsituationen in ganz Europa wie im Jänner und Juni 2017 haben gezeigt, dass Österreich sein Stromnetz nur stabil halten konnte, indem alle in Österreich verfügbaren Gaskraftwerke hochgefahren wurden. Diese Gaskraftwerke, die aufgrund der billigen Strommarktpreise im „regulären Markt“ eigentlich nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können, spielten in dieser Situation gleichsam Feuerwehr.

Dazu kommt, dass im täglichen Stromhandel immer größere, billige Ökostrommengen aus Wind und Sonne quer über Europa gehandelt werden. Bei guten Produktionsbedingungen für Ökostrom können die vereinbarten Leistungen zeitweise physikalisch nicht mehr über die Netze vom Erzeuger zum Verbraucher übertragen werden. Hingegen müssen bei **Dunkelflauten** – also in Perioden mit wenig Wind und wenig Sonneneinstrahlung – diese Strommengen auf andere Weise erzeugt werden, und zwar möglichst verbrauchsnahe. Das führt zu einem immer größer werdenden Leistungsbedarf zur Stabilisierung der Netze. Diese **Redispatch**-Maßnahmen – Eingriffe des Übertragungsnetzbetreibers zur Verhinderung von Leitungsüberlastungen – werden meist wieder von gasbefeuerten Kraftwerken übernommen, die als Netzreserve dienen.

Die Kosten für Maßnahmen zur Stabilisierung des österreichischen Stromnetzes sind dementsprechend angestiegen: Lagen sie 2012 noch bei 1,1 Millionen Euro, so betragen sie im Jahr 2016 etwa 150 Millionen Euro. 2017 wurde die 300-Millionen-Euro-Marke bereits überschritten. Das hat unter anderem dazu geführt, dass ab 1. Jänner 2018 die Netznutzungsgebühren spürbar angehoben werden mussten. Auf der Netzebene 3, an die die meisten Industriebetriebe angeschlossen sind, wird diese Erhöhung bis zu 25 Prozent betragen.

Für die Betreiber von Gaskraftwerken stellt sich die Frage, ob sie ihre in die Jahre gekommenen Anlagen stilllegen oder durch Neuanlagen ersetzen sollen. Mit Sicht auf die Strompreise war die Antwort bis vor kurzem aus wirtschaftlichen Erwägungen noch die Stilllegung von Kraftwerken.

Diese aktuellen Entwicklungen des erforderlichen **Engpassmanagements** zeigen, dass energiepolitisch im Sinne der Versorgungssicherheit eine differenzierte Betrachtung und eine rasche Richtungsentscheidung zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität erforderlich sind. Wenn die Energiewende gelingen soll, erfordert dies auch ein substanziell umgebautes Energieversorgungssystem, das sich am Charakter der Erzeuger Wind und Sonne orientiert, deren Stromproduktion je nach Wetter stark schwankt. Deshalb gewinnen neben dem dringend erforderlichen Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze Maßnahmen zur Anpassung des Verbrauchs an die Erzeugung (Nachfragemanagement) eine ebenso große Bedeutung wie die umfängliche Nutzung von Speichern für Strom und Wärme.

Außerdem sind energiepolitische Rahmenbedingungen für die langfristig gesicherte Bereitstellung von Gaskraftwerken und von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zur Erbringung der erforderlichen **Redispatch**-Leistungen zu schaffen. Denn zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit muss eine ausreichend große Netzreserve zur Stromerzeugung verfügbar sein, etwa vergleichbar mit der heutigen Leistung konventioneller Kraftwerke. Da diese Anlagen aber viel seltener abgerufen werden, arbeiten sie mit wesentlich weniger Betriebsstunden. Dafür müssen Rahmenbedingungen geschaffen werden, die geeignete Geschäftsmodelle ermöglichen.

Stromversorgung unter Stress: Kritische Situationen im Jänner und Juni 2017

Wären im Jänner und im Juni 2017 in Österreich keine fossilen Kraftwerke zur Verfügung gestanden, hätte der Bedarf an elektrischer Leistung im Inland durch erneuerbare Kraftwerke allein nicht gedeckt werden können. Ohne ausreichende Importmöglichkeiten hätte die Netzstabilität nicht mehr gewährleistet werden können.

Im **Jänner 2017** sind folgende Ereignisse gleichzeitig eingetreten, die für die europäische Stromwirtschaft einem massiven *Stresstest* bedeuteten:

- ▶ Der Monat war in ganz Europa von Kältewellen gekennzeichnet, die lang anhaltende Temperaturen unter dem langjährigen Schnitt zur Folge hatten.
- ▶ Da speziell in Frankreich und im Süden Europas viele Verbraucher mit Strom heizen, stieg der Strombedarf in diesem Zeitraum stark an.
- ▶ In Frankreich waren sieben große Atomkraftwerke wegen unerwarteter Sicherheitsüberprüfungen vom Netz, zusätzlich waren die Wasserkraftreserven nach dem extrem trockenen Dezember erschöpft, wodurch sich für Frankreich ein ungeplant hoher Importbedarf aus Nachbarländern wie Spanien, Belgien und Deutschland ergab.
- ▶ Witterungsbedingt war die Produktion von Wind- und Solarstrom speziell in Deutschland, aber auch in Österreich sehr gering.
- ▶ Jahreszeitlich bedingt war auch die Erzeugung aus Wasserkraft geringer als im Jahresdurchschnitt.
- ▶ Durch gestiegene Preise an den Strombörsen haben Speicherkraftwerke in Österreich einen Großteil ihrer gespeicherten Energie verkauft. Dadurch wurden die Speicherseen dieser „grünen Batterien“ auf einen historischen Tiefstand abgefahren. Längerfristig wären auch diese Reserven damit nicht mehr zur Verfügung gestanden.

Durch die Energieverknappung, die sich für Frankreich, aber auch für ganz Europa immer mehr abzeichnete, stiegen die Energiepreise auf den Strombörsen auf bis zu rund 170 €/MWh – etwa das Dreifache des durchschnittlichen Preises. In Folge der gesamteuropäisch heiklen Versorgungssituation stellte der Betreiber des hochrangigen Stromnetzes Austrian Power Grid (APG) im Jänner 2017 sein internes Krisenmanagement für 14 Tage auf *Warnstufe gelb*. Ein Großteil der Produktion auf Basis erneuerbarer Energien war kaum verfügbar. Dies betraf Laufkraftwerke ebenso wie Pumpspeicher, Wind- und PV-Anlagen.

Zur Veranschaulichung der dramatischen Situation wird die Lastdeckung in der Kalenderwoche 2 des Jahres 2017, von 9. bis 15. Jänner, grafisch dargestellt. Von der für den 11. Jänner 2017 um 12:15 Uhr vereinbarten Importleistung aus Deutschland in der Höhe von 9.000 MW konnten letztendlich nur etwa 5.000 MW tatsächlich geliefert werden. Die Abgabe an Österreichs Endkunden mit einer Lastspitze von mehr als 10.500 MW musste daher zu 4.400 MW aus heimischen fossilen Kraftwerken gedeckt werden.

Fazit

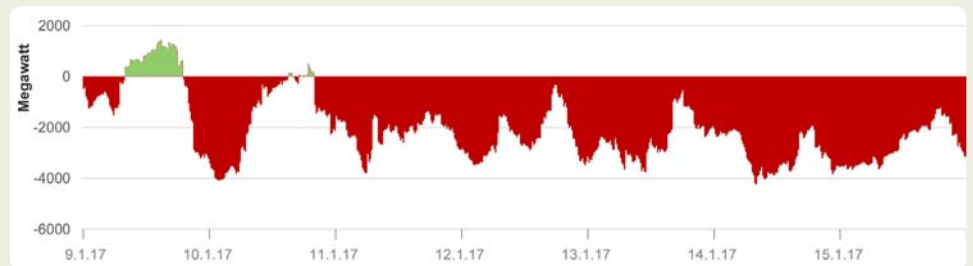
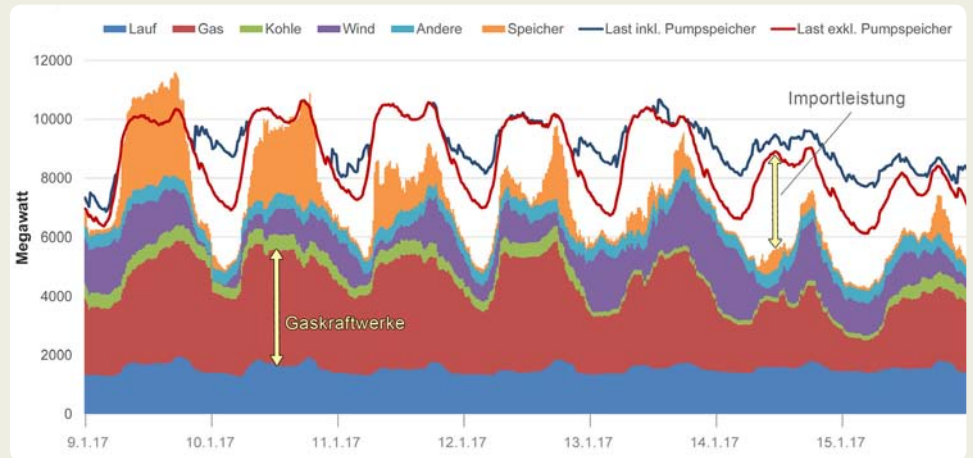
Um die Stromversorgung in Österreich zu sichern, wären ohne thermische Erzeugung im Jänner 2017 importierte Leistungen von über 7.000 MW notwendig gewesen. Unter Berücksichtigung der ab Oktober 2018 auf 4.900 MW limitierten Importmenge aus Deutschland würde zukünftig in vergleichbaren Situationen ohne heimische kalorische Kraftwerke nicht ausreichend Leistung zur Verfügung stehen. Derzeit gibt es in Österreich keine Regelung, um systemrelevante Kraftwerke als Netzreserve in Betrieb zu halten. Für die zukünftige Versorgungssicherheit wird dies unerlässlich sein.

Was wäre im Jänner 2017 ohne fossile Kraftwerke passiert?

Lastabdeckung aus heimischer Produktion, Jänner 2017, Kalenderwoche 2, mit fossilen Kraftwerken

Oben: Leistungsbereitstellung nach Kraftwerkstypen, in MW Leistung: Die weiße Fläche zwischen Stromerzeugung und der Lastkurve entspricht dem Nettoimport an Strom.

Unten: Importleistung in der Kalenderwoche 2, Jänner 2017. Die Megawatt im Negativbereich zeigen den Stromimport an, lediglich zu Wochenbeginn, am 9. Jänner, gibt es eine positive Bilanz.

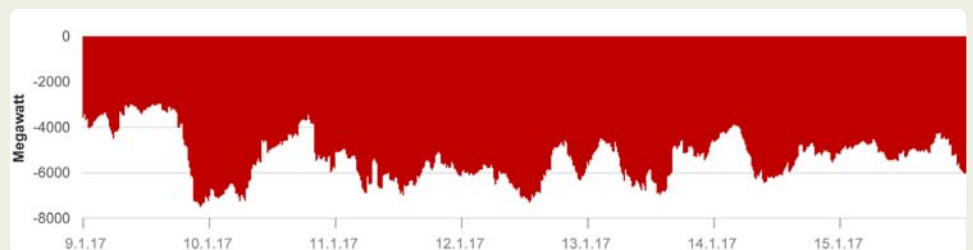
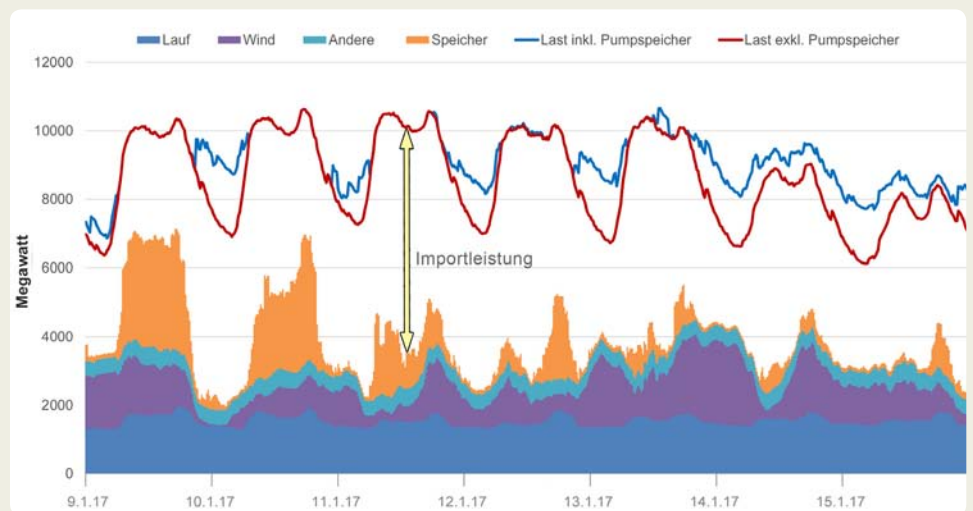


Lastabdeckung aus heimischer Produktion, Jänner 2017, Kalenderwoche 2, ohne fossile Kraftwerke

Oben: Leistungsbereitstellung nach Kraftwerkstypen, in MW Leistung: Die weiße Fläche zwischen Stromerzeugung und der Lastkurve entspricht dem Nettoimport an Strom.

Unten: Importleistung in der Kalenderwoche 2, Jänner 2017. Die Megawatt im Negativbereich zeigen den Stromimport an. Es gäbe zu keinem Augenblick eine positive Bilanz mit „Exportüberschuss“.

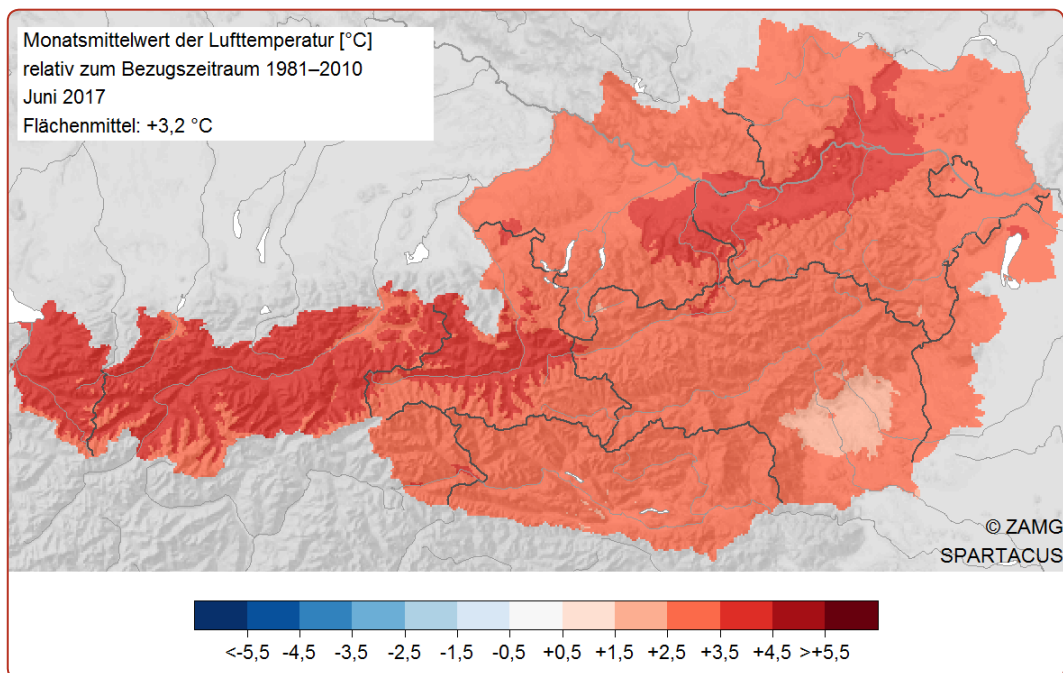
Quelle: APG ■ Grafiken: EIW



Während der Hitzewelle von Juni 2017 war die Ausbeute aus Windkraftwerken äußerst gering. In dieser Wetterperiode spiegelt sich in den Tageslastspitzen auch der Trend zu mehr Raumkühlung und Klimatisierung in Wohnungen und Büros. Thermische Kraftwerke spielten für eine stabile Versorgung eine tragende Rolle.

Der **Juni 2017** war in ganz Europa von einer langen Hitzeperiode geprägt. Die Temperaturen lagen teilweise weit über dem langjährigen Durchschnitt. Die Stromproduktion aus Windkraft blieb deutlich unter den erwarteten Leistungen, und die Flüsse führten Niedrigwasser. Der Trend zu mehr Raumkühlung und Klimatisierung im Wohnungs- und Bürobereich trug zusätzlich zu einer Erhöhung der sommerlichen Leistungsspitze bei.

Die maximale Leistungsabgabe an das öffentliche Stromnetz betrug im Juni 2017 etwa 8.220 MW, in etwa das Dreieinhalbfache der soliden Grundlast aus Laufkraftwerken. Die fehlende Leistung der vertraglich vereinbarten Liefermengen musste durch Speicherkraftwerke, zusätzliche thermische Kraftwerksleistung und Stromimporte gedeckt werden. Aus fossilen Kraftwerken wurden maximal 2.611 MW bereitgestellt.



Juni 2017: Abweichung der Temperatur vom vieljährigen Mittel 1981 - 2010.

Quelle: ZAMG; Daten: Spartacus

Fazit

Der Juni 2017 zeugte davon, dass klimatische Umstände, die Eingriffe zur Netzstabilisierung erforderlich machen, keine sporadischen Ausnahmesituationen sind.

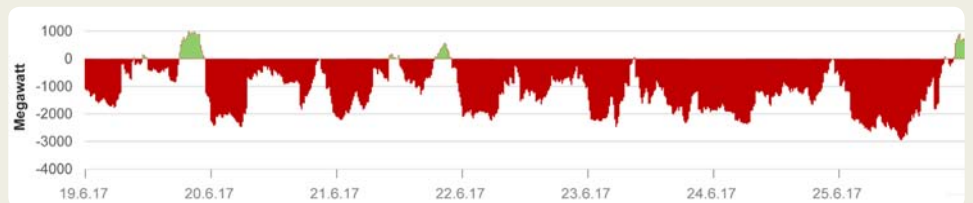
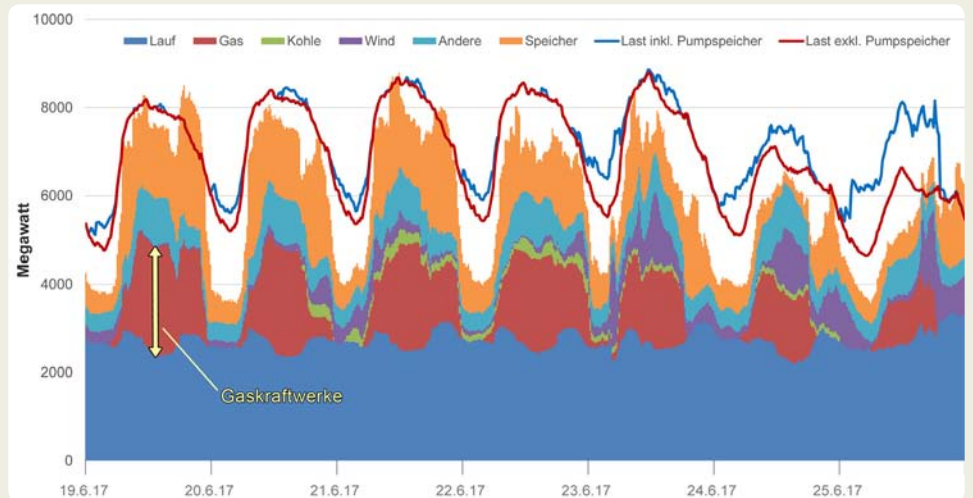
Grundsätzlich hätten die Leistungsspitzen durch Stromimporte aus Deutschland gerade noch abgedeckt werden können, denn die maximal erforderliche Importspitze hätte knapp 4.000 MW betragen. Thermische Kraftwerke dienten auch in dieser Situation als ein stabiles Backup.

Was wäre im Juni 2017 ohne fossile Kraftwerke passiert?

Lastabdeckung aus heimischer Produktion, Juni 2017, Kalenderwoche 25, mit fossilen Kraftwerken

Oben: Leistungsbereitstellung nach Kraftwerkstypen, in MW Leistung: Die weiße Fläche zwischen Stromerzeugung und der Lastkurve entspricht dem Nettoimport an Strom.

Unten: Importleistung in der Kalenderwoche 25, Juni 2017. Die Megawatt im Negativbereich (rot) zeigen den Stromimport an. Nur selten liegt die Bilanz im grünen Bereich.

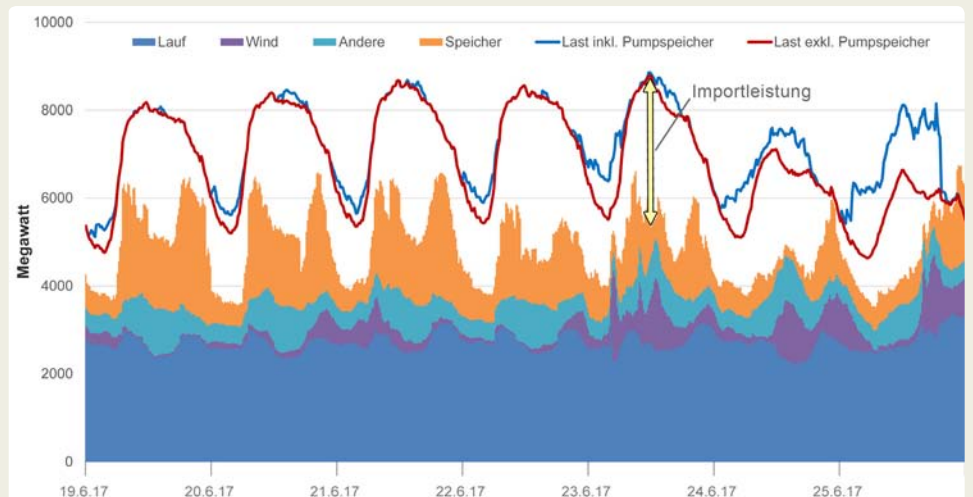


Lastabdeckung aus heimischer Produktion, Juni 2017, Kalenderwoche 25, ohne fossile Kraftwerke

Oben: Leistungsbereitstellung nach Kraftwerkstypen, in MW Leistung: Die weiße Fläche zwischen Stromerzeugung und der Lastkurve entspricht dem Nettoimport an Strom.

Unten: Importleistung in der Kalenderwoche 25, Juni 2017. Die Megawatt im Negativbereich zeigen den Stromimport an. Der Vergleich zur Importleistung inklusive fossiler Kraftwerke zeigt die tragende Rolle thermischer Kraftwerke auch im Sommer.

Quelle: APG ■ Grafiken: EIW



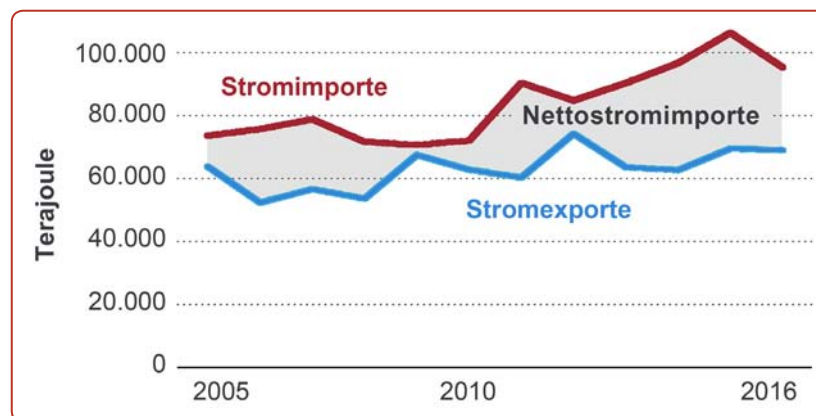
Fragen und Antworten zur Stromversorgung in Österreich

1. Woher kommt der in Österreich verbrauchte Strom?

Zwei Drittel der österreichischen Stromproduktion werden aus heimischer Wasserkraft gewonnen, Windkraftanlagen und Solarkraftwerke decken bereits über zehn Prozent des heimischen Strombedarfs. Mehr als zehn Prozent des Stroms werden importiert.

Bezogen auf den jährlichen Endverbrauch von elektrischer Energie lieferte Wasserkraft im Jahr 2017 etwa 65,7 Prozent des in Österreich verbrauchten Stroms. Die Betriebsstatistik der E-Control weist der Photovoltaik und Windkraftwerken einen Wert von 9 Prozent zu. Biogen befeuerte thermische Kraftwerke tragen 7 Prozent bei und fossil befeuerte thermische Kraftwerke 17,7 Prozent. Seit dem Jahr 2000 ist Österreich Nettoimporteur von Strom, im Jahr 2016 machte die Importquote etwa 10 Prozent des elektrischen Endenergieverbrauchs aus – Tendenz steigend. Grund für die sich erhöhenden Importquoten ist, dass Strom am europäischen Markt fast ganzjährig billiger angeboten wird, als er in thermischen Kraftwerken in Österreich erzeugt werden könnte.

Außenhandelsaldo elektrische Energie 2005 - 2016, in Terajoule.
Quelle: Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft



Ein Hauptziel eines europäischen Strommarktes ist es auch, Strom vor allem dort zu erzeugen, wo dies besonders wirtschaftlich und umweltschonend möglich ist, um dann diese Energie über Transportnetze dorthin zu liefern, wo sie aktuell benötigt wird.

Ein Großteil des Netto-Stromimports stammt aus Deutschland, stark zurückgegangen sind zuletzt die Importe aus Tschechien. Neben deutschen Ökostromanlagen bieten die dortigen Kohlekraftwerke besonders günstigen Strom zur Abdeckung der Grundlast an.

In Folge werden heimische Gaskraftwerke nur dann eingesetzt, wenn es unbedingt notwendig ist, da sie preislich nicht konkurrieren können. Die hohen Importmengen sind nicht zuletzt auch eine große Herausforderung für die bestehenden Übertragungsnetze, die immer wieder an ihre Belastungsgrenzen stoßen.

Fazit

Seit 2000 steigt Österreichs Strom-Importquote, 2016 machte sie etwa 10 Prozent des elektrischen Endenergieverbrauchs aus. Preisgünstiger Strom wird ohne Rücksicht auf die Transportwege frei gehandelt, daher stößt der Strommarkt an die physikalischen Grenzen der Transportmöglichkeiten. Die Entfaltung des Marktes kann nur erfolgen, wenn die Netze adäquat weiterentwickelt werden.

2. Was bedeutet die Einschränkung der Strompreiszone zwischen Österreich und Deutschland?

Seit rund 15 Jahren haben Deutschland und Österreich einen gemeinsamen Strommarkt, innerhalb dessen Strom – im Rahmen der physikalischen Grenzen des Netzes – in beliebiger Menge ein- und ausgeführt werden kann. Der bisher unbegrenzte Handel wird ab 2018 eingeschränkt.

Bisher war es für Stromlieferanten aus Österreich möglich, billigen Solar- und Windstrom aus Deutschland zu kaufen und dabei die deutsch-österreichische Netzinfrastruktur zu nutzen. Ab Oktober 2018 wird dieser bisher unbegrenzte Handel auf Betreiben der deutschen Bundesnetzagentur und der europäischen Regulierungsagentur ACER eingeschränkt. Deutschland möchte damit der verstärkten Belastung des deutschen Stromnetzes im Zuge der Energiewende entgegenwirken. Die Erzeugungsschwerpunkte in Deutschland haben sich signifikant verschoben, in der Folge ist es vermehrt zu Netzengpässen zwischen Nord- und Süddeutschland gekommen. Dieser Herausforderung wird man längerfristig nur mit verstärktem Netzausbau begegnen können.

Der Stromhandel zwischen den beiden gut integrierten Märkten wird auch weiterhin in großem Umfang stattfinden. Er ist jedoch künftig auf eine Kapazität von 4.900 MW begrenzt.

Fazit

Für eine vorausschauende Planung im Sinne der Energiesicherheit sind Stromerzeugung und Stromnetze als ein gemeinsames physikalisches System zu betrachten, das auch Strommarkt und Stromkunden umfasst.

Die Auftrennung des Marktgebietes Deutschland-Österreich wird den Bedarf an Netzreserve in Abhängigkeit von der Höhe des Engpasses beeinflussen. Während bei sinkenden Grenzkapazitätswerten tendenziell mit einer Reduktion des Bedarfs an Netzreserve zu rechnen ist, wird der Bedarf an Kraftwerksreserven zur sicheren Deckung der heimischen Last und somit zur Beseitigung von Problemen bei der Angemessenheit der Stromerzeugung (Generation Adequacy) voraussichtlich steigen. Auch bei Einführung eines Engpasses Deutschland-Österreich bleibt daher der Bedarf an einer kurzfristig verfügbaren Kraftwerksreserve gegeben. Lediglich die Funktionsweise wird sich ändern.



Die Steuerzentrale der Austrian Power Grid ■ Quelle: APG / Lukas Dostal

3. Wie funktionieren unsere Stromnetze, und warum kommt es zu lokalen Versorgungsengpässen?

Netze bilden die Infrastruktur, um Endkunden mit elektrischer Energie zu versorgen. Auf dem liberalisierten Strommarkt werden Strommengen gehandelt, die häufig über den physikalischen Transportkapazitäten der Netze liegen.

Strom ist im Zuge der Marktliberalisierung zur internationalen Handelsware geworden, daher findet Stromhandel grundsätzlich ohne Beachtung der räumlichen Situierung von Erzeuger und Verbraucher statt. Die Lösung des physikalischen Stromtransports vom Erzeuger zum Verbraucher und die damit notwendige Bereitstellung von Infrastruktur werden dem staatlich regulierten Bereich der Netzbetreiber überlassen.

Grenzüberschreitende Übertragung von Strom ist nur im Rahmen der physikalischen Grenzen bestehender Netze möglich. In vielen Fällen fragen jedoch die Marktteilnehmer eine größere Transportkapazität nach, als vorhanden ist. So kann es immer wieder zu Engpässen kommen.

Das österreichische Stromnetz

Verteilernetzbetreiber sorgen für den Ausbau, die Wartung und den Betrieb der Verteilinfrastruktur im Mittelspannungs- (größer als 1 kV bis einschließlich 36 kV) und Niederspannungsnetz (1 kV und darunter) mit österreichweit insgesamt 238.077 km Trassenlänge. Rund 130 österreichische Verteilernetzbetreiber managen eine flächendeckende Stromversorgung. Endkunden sind zum Anschluss an dasjenige Verteilernetz verpflichtet, in dessen Gebiet sich die betreffende Verbrauchsanlage befindet.

Als **Übertragungsnetzbetreiber** oder **Transmission System Operator** (TSO) ist die Austrian Power Grid für den Betrieb von Österreichs Übertragungsnetzen auf Höchst- (380 kV und 220 kV) und Hochspannung (110 kV) zuständig. Durch sie können innerhalb Österreichs und im internationalen Austausch große Mengen elektrischer Energie über längere Distanzen transportiert werden. Die gesamte Systemlänge des Übertragungsnetzes auf den drei Spannungsebenen beträgt über 6.700 Kilometer.

Die APG ist als **Regelzonen**führer auch verantwortlich für die Sicherstellung des Leistungsgleichgewichts, also den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch in Österreich.

Netzbelastung und Kraftwerkseinsatzplanung

Sämtliche Informationen über Handelsgeschäfte – also wer wann wieviel Strom von wem bekommen soll – fließen in die Lastberechnungen der europäischen Verteilernetz- und Übertragungsnetzbetreiber ein.

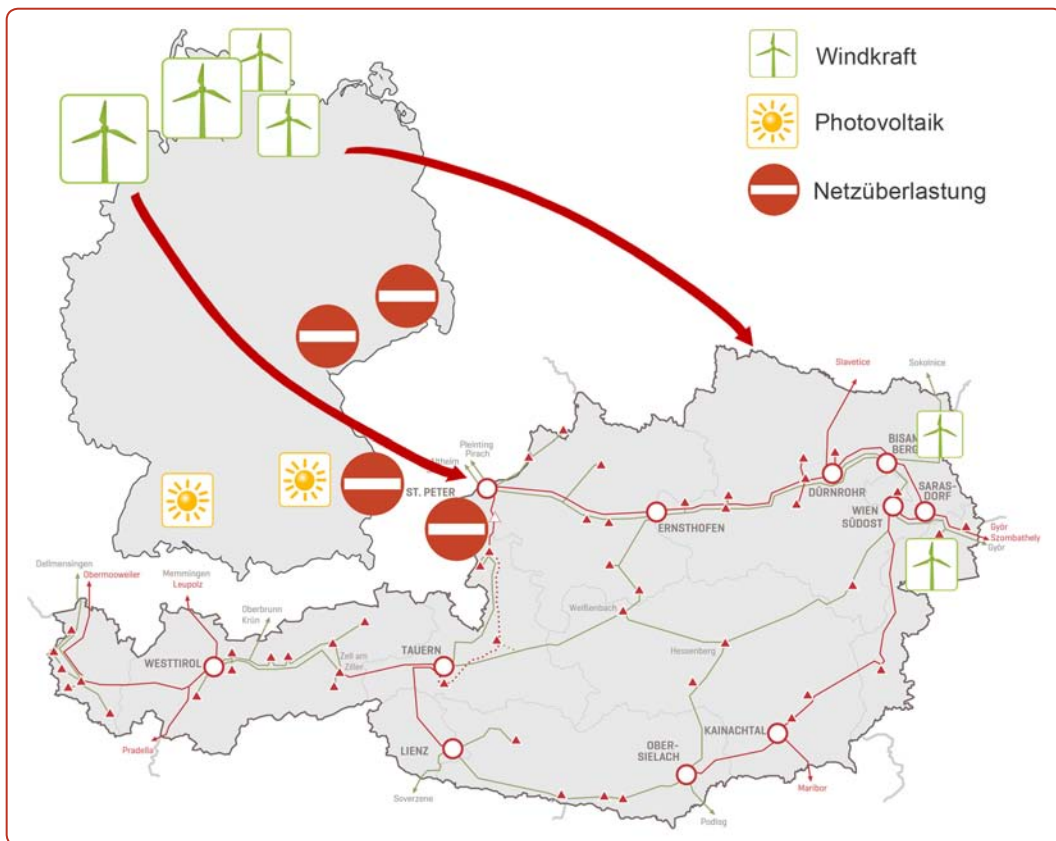
Es kommt immer häufiger vor, dass vereinbarte Stromhandelsgeschäfte, etwa die Lieferung von norddeutschem Windstrom zu einem Industriebetrieb in die Steiermark, physikalisch nicht über das deutsche und österreichische Stromnetz abgewickelt werden können, da dieses in Einzelstrecken sonst überlastet wäre – es besteht ein Engpass im Netz.

So ein Fall erfordert kurzfristiges **Engpassmanagement**, damit der steirische Industriebetrieb zu seinem Strom kommt, ohne dabei die Leitungen zu überlasten. Dabei setzt man **Redispatch**-Maßnahmen: Geografisch günstig liegende Kraftwerke werden genutzt, die die Ersatzlieferung übernehmen und gleichzeitig eine Netzüberlastung verhindern. Beispielsweise fährt ein Gaskraftwerk in Niederösterreich hoch, und um die Gesamtbalance zu erhalten, wird gleichzeitig ein Kraftwerk in Deutschland hinuntergefahren.

4. Wie läuft das Engpassmanagement bei Netzüberlastungen konkret ab?

Der rasche Ausbau regenerativer Energiequellen bei der Stromerzeugung und die im Vergleich dazu schleppende Weiterentwicklung der Übertragungsnetze führen immer häufiger zu Schwierigkeiten bei der Abwicklung vertraglich vereinbarter Stromlieferungen. Als Maßnahmen des Engpassmanagements stehen der nicht geplante Abruf von lokalen Kraftwerken (Redispatch) und die Aussetzung des grenzüberschreitenden Intraday-Handels zur Verfügung.

Als anschauliches, praktisches Beispiel kann eine typische Situation herangezogen werden, wie sie im Jahr 2017 häufig aufgetreten ist: Durch ein hohes Leistungsangebot von Wind- und Solarstrom waren vertraglich große Liefermengen vereinbart, die über das deutsche und österreichische Stromnetz transportiert werden mussten. Diese Lieferungen waren aber physikalisch nicht möglich, da dies zu massiven Überlastungen einzelner Netzbereiche geführt hätte.



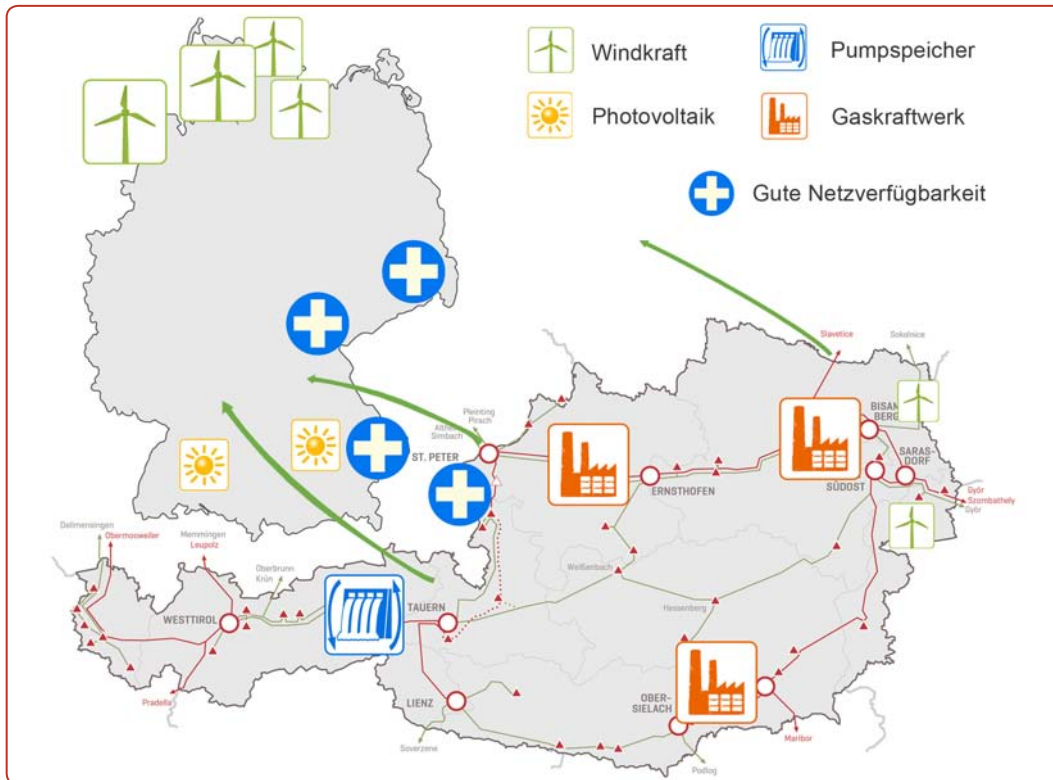
Bei massiven Importen von Wind- und PV-Strom übersteigen die vereinbarten Liefermengen für Strom die Netzkapazitäten, es kommt zu einem Engpass.

Grafik: EIW

Um Netzüberlastungen zu verhindern und die Verbraucher trotzdem beliefern zu können, müssen in Österreich thermische Kraftwerke und Speicherkraftwerke in Betrieb genommen werden (**Redispatch**). Beim Redispatch erreicht in solchen Situationen der Abruf von Kraftwerkskapazitäten bereits mehr als 4.500 MW.

Nur an 64 Tagen des Jahres 2017 musste die APG keine Engpassmaßnahmen durchführen, an 301 Tagen war Redispatch notwendig. Da die Erzeugungskosten der dabei eingesetzten Kraftwerke deutlich höher sind als jene der deutschen Wind- und Solarkraftwerke, entstehen wesentliche Zusatzkosten. Die Ausgaben für Engpassmaßnahmen betragen im Jahr 2016 etwa 150 Millionen Euro, 2017 waren es 319 Millionen Euro.

Hier entlasten Pumpspeicher- und Gaskraftwerke das Netz mit Redispatch im Ausmaß von 4.500 MW.
Grafik: EIW



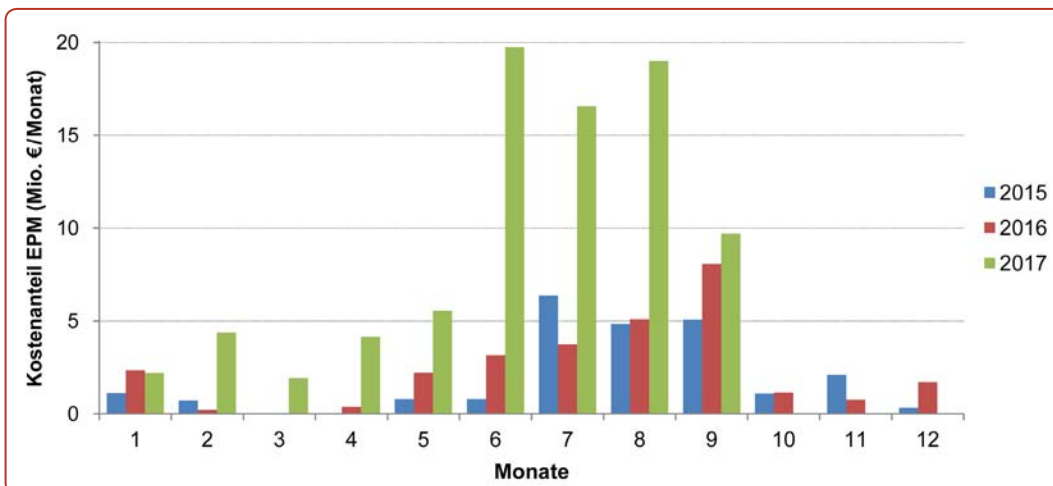
Bemerkenswert ist, dass sich in den Sommermonaten die Kosten für das Engpassmanagement besonders dramatisch erhöht haben. Dies ist wesentlich auf Netzengpässe zurückzuführen, die über Speicher-, aber auch thermische Kraftwerke kompensiert werden mussten.

Fazit

Wenn der Strommarkt an die physikalischen Grenzen der Transportmöglichkeiten stößt und der Übertragungsnetzbetreiber mit **Redispatch** korrigierend in den Kraftwerkseinsatz eingreifen muss, so weist dies auf fehlerhafte Entwicklungen hin.

Um eine Gesamtsicherheit mit Wind- und Solarenergie zu erreichen, ist ein intelligenter Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze dringend notwendig – inklusive Speicher und Lastmanagement. Die Genehmigungsverfahren für den notwendigen Ausbau der Netzinfrastruktur müssen verkürzt werden, um einen weiteren dramatischen Anstieg der **Engpassmanagement**maßnahmen zu verhindern. Die Verfügbarkeit von ausreichender Redispatch-Leistung muss in Abstimmung mit dem Netzausbau sichergestellt werden.

Entwicklung des Anteils der APG an den monatlichen Kosten für das Engpassmanagement (2017 Werte Jänner bis September)
Quelle APG
Grafik: EIW



5. Was versteht man unter einer Lastdeckungsreserve? Was bedeutet sie für eine gesicherte Stromversorgung?

Ein wesentlicher Faktor für die Beurteilung der Versorgungssicherheit ist die dauernde Lastdeckung im Netz – also das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch, das in jeder Sekunde aufrecht bleiben muss. Die Lastdeckungsreserve beschreibt die Differenz zwischen der Kraftwerkskapazität, die für eine stabile Versorgung benötigt wird, und der zu erwartenden Höchstlast.

Österreich verfügt aktuell über einen Kraftwerkspark mit folgender maximal erreichbarer Engpassleistung – dies ist die maximale elektrische Dauerleistung, die ein Kraftwerk unter Normalbedingungen abgeben kann:

- ▶ 7.800 MW thermische Kraftwerksleistung, davon etwa 80 Prozent mit Kraft-Wärme-Kopplung in wärmegeführtem Betrieb
- ▶ 2.600 MW Windkraft
- ▶ 1.100 MW Photovoltaik
- ▶ 5.700 MW Laufwasserkraftwerke
- ▶ 8.400 MW Speicherkraftwerke, davon etwa 3.900 MW Pumpspeicher

Prognosen zur Lastdeckungsreserve werden von der APG als unabhängigem **Übertragungsnetzbetreiber** und **Regelzonenführer** erstellt. Dabei wird auf Grundlage gemessener Höchstlasten (in GW) und einer möglichst realistischen Einschätzung der gesichert verfügbaren Kraftwerkskapazitäten (GW) die Deckungsreserve als Differenz zwischen der gesichert verfügbaren Kraftwerkskapazität und der erwarteten Höchstlast ermittelt.

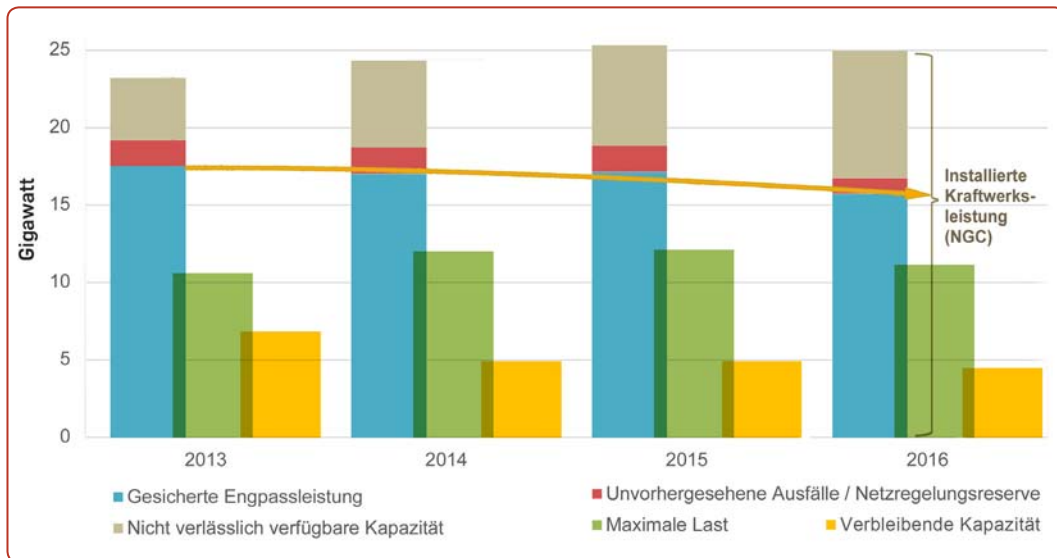
Der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität (**ENTSO-E**), hat für Österreich im Rahmen des „Winter Outlook Report 2017 / 2018“ folgende Lastdeckungsreserve für das Jahr 2018 prognostiziert:

Die installierte Engpassleistung wird mit 23,65 GW angegeben. Abzuziehen sind hier etwa 10 GW an nicht verlässlich verfügbaren Kapazitäten (Wind, Photovoltaik, Niedrigwasser bei hydraulischen Kraftwerken) sowie Produktionseinschränkungen durch Stilllegungen oder Instandhaltungen, außerdem ein weiteres knappes Gigawatt für unvorhergesehene Ausfälle und als Leistung jener Kraftwerke, die vertraglich vereinbart als Regelreserve in Bereitschaft gehalten werden, um die kurzfristige Netzstabilität in Österreich zu sichern. Somit stehen in Summe etwa 11,8 GW gesicherte österreichische Kraftwerksleistung zur Disposition. Bei einer prognostizierten Höchstlast von gut 10,9 GW beträgt die theoretische österreichische **Lastdeckungsreserve** 0,9 GW.

Diese Lastdeckungsreserve wurde für den Berechnungszeitraum Dezember 2017 bis März 2018 pro Woche berechnet und repräsentiert jene Woche mit der niedrigsten Lastdeckungsreserve.

Engpassleistung wie Lastdeckungsreserve fallen in dieser aktuellen Prognose deutlich geringer aus als in früheren Jahren, weil die Kraftwerke Obere Ill-Lünersee der Vorarlberger Illwerke AG mit einer installierten Leistung von ca. 1,7 GW erstmals nicht in der Prognose enthalten sind. Diese liegen zwar auf österreichischem Staatsgebiet, sind jedoch der Regelzone TransnetBW und somit dem deutschen Regelblock zugeordnet.

Bei der sachlichen Bewertung der tatsächlichen Lastdeckungsreserve ist zu berücksichtigen, dass bei dieser aktuellen Prognose keine Stilllegungen von größeren thermischen Kraftwerken und keine grenzüberschreitenden **Regelleistungen** berücksichtigt sind.



Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung (Net Generating Capacity – NGC) in Österreich. Wie der Pfeil veranschaulicht, geht die gesicherte Engpassleistung zurück, während der Anteil an nicht verlässlichen, volatilen Kapazitäten steigt.

Quelle: APG ■ Grafik: EIW

Fazit

Eine ausreichende **Lastdeckungsreserve** für Österreich ist mittelfristig nur dann gegeben, wenn auch in den nächsten Jahren die Verfügbarkeit der bestehenden Gaskraftwerke bestehen bleibt und Ersatzinvestitionen in neue **Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen** erfolgen. Im Sinne der Versorgungssicherheit wäre es zielführend, die Zugriffsmöglichkeit des **Übertragungsnetzbetreibers** auf systemrelevante Kraftwerke gesetzlich zu verankern. Die Prüfung der Systemrelevanz von Kraftwerken sollte durch den Übertragungsnetzbetreiber erfolgen.

Die Integration erneuerbarer Energien mit ihren fluktuierenden, nicht verlässlich verfügbaren Kapazitäten in ein stabiles Versorgungssystem erfordert den Ausbau der österreichischen Stromnetze nach Maßgaben der energiewirtschaftlichen Entwicklungen. Als Grundlage für den Netzausbau – und in Folge auch für die Investitionen in erneuerbare Energien – dient der Netzentwicklungsplan der APG.

6. Warum bestimmt der Strommarkt, welche Kraftwerke ans Netz gehen?

Günstiger heimischer Wind- und Solarstrom sowie Ökostrom aus Deutschland verringern die Nachfrage nach Strom aus thermischen Kraftwerken, bei denen sich durch die geringere Stromproduktion kürzere Einsatzzeiten (Volllaststunden) ergeben. In Folge dessen steigen wegen der hohen Fixkosten dieser Kraftwerke die spezifischen Stromproduktionskosten und damit die finanziellen Verluste.

Es gibt einen Mindestbetrag, den ein Kraftwerksbetreiber für den von ihm produzierten Strom lukrieren muss: Das sind die **Grenzkosten**, also Kosten für den eingesetzten Brennstoff und weitere arbeitsabhängige Kosten.

Nicht berücksichtigt werden bei den Grenzkosten die tatsächlichen Stromerzeugungs-Gesamtkosten, die von zahlreichen zusätzlichen Faktoren abhängen:

- ▶ Um welche Art von Kraftwerk handelt es sich?
- ▶ Welche Primärenergie wird verwendet?
- ▶ Wie alt ist das Kraftwerk?
- ▶ Wie viele Volllaststunden kann es betrieben werden?
- ▶ Müssen Emissionszertifikate gekauft werden?
- ▶ Gibt es Förderungen für die Errichtung/den Betrieb dieser Kraftwerke?

Das Merit-Order-Prinzip

Kraftwerke bieten Strom für eine gewisse Lieferzeit zu einem bestimmten Preis an, und Stromkäufer suchen nach den günstigsten Angeboten für diese Lieferzeit.

Langfristige Lieferverträge werden mit Kraftwerken abgeschlossen, die gesicherte Leistungen für die Basisversorgung preisgünstig erzeugen können – dies sind in Europa primär Lauf-, Kohle- oder Kernkraftwerke. Der kurzfristige Handel zur Abdeckung fehlender Strommengen erfolgt zunehmend über Strombörsen. Beim **Day-Ahead**-Handel wird Strom für den folgenden Tag veräußert, während **Intraday**-Geschäfte den kurzfristigen Stromgroßhandel bezeichnen, bei dem noch am gleichen Tag geliefert wird.

Die Handelspreise gehen aus von der aktuellen Verfügbarkeit an preisgünstigem Wind- und Solarstrom, und es wird so lange bei Kraftwerken mit den nächst höheren Grenzkosten zugekauft, bis die prognostizierte Nachfrage gedeckt ist. Am Ende der täglichen Handelszeit an der Börse wird der Strompreis durch das jeweils teuerste Kraftwerk bestimmt, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken.

Diese Einsatzreihenfolge der stromproduzierenden Kraftwerke auf einem Stromhandelsplatz, mit dem eine wirtschaftlich optimale Stromversorgung gewährleistet werden soll, wird als **Merit-Order-Prinzip** bezeichnet.

Wie die Grafik auf der folgenden Seite veranschaulicht, kommen dadurch Kraftwerke mit höheren Grenzkosten, wie etwa Gaskraftwerke, erst dann zum Einsatz, wenn die Produktion aus Wind und Sonne zu gering ist. Durch die geringere Zahl an Volllaststunden erhöhen sich die Kosten für den wirtschaftlichen Betrieb des Kraftwerks zusätzlich.

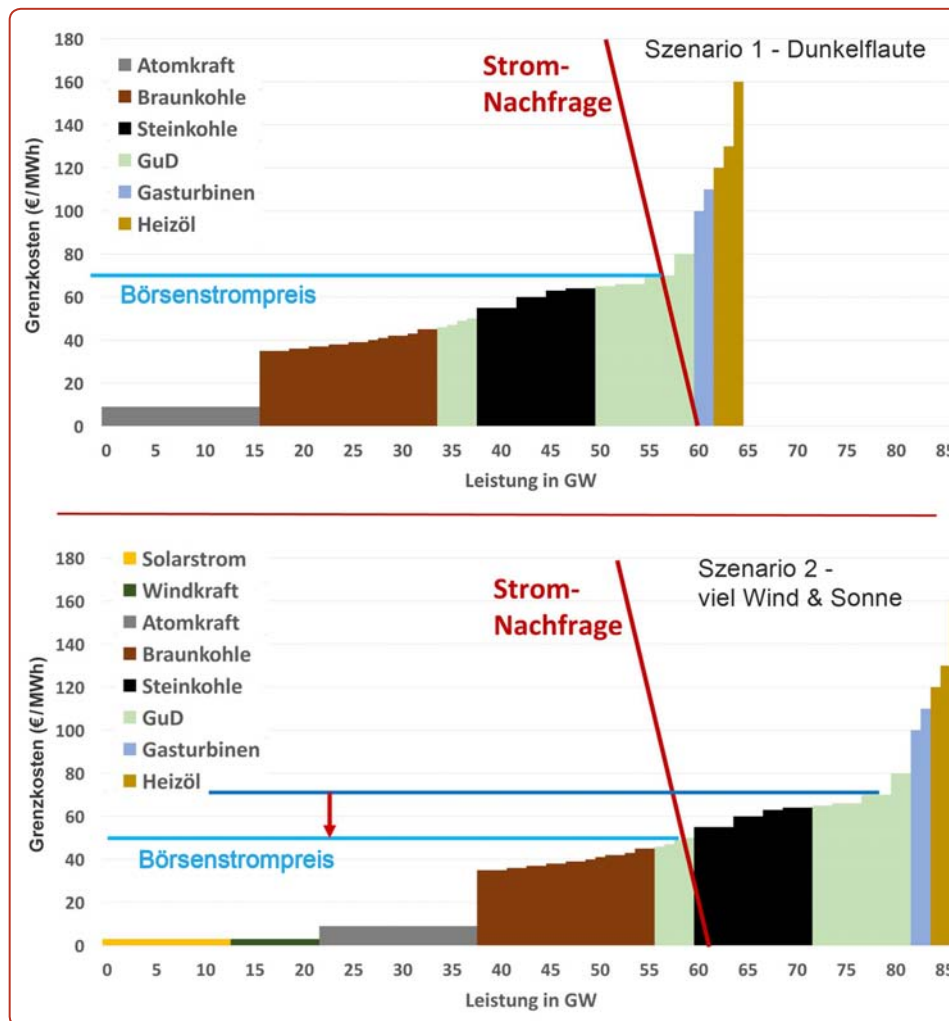
Merit-Order-Effekt.

Grenzkosten von Kraftwerkstypen und der Einfluss von Wind- und Solarstrom auf den Produktionsmix.

In *Szenario 1* (oben) herrscht *Dunkelflaute*, es gibt keine Wind- und Solarstromproduktion. Der Marktpreis liegt bei 70 €/MWh, so kommen auch Gaskraftwerke mit *Kraft-Wärme-Kopplung* zum Einsatz.

In *Szenario 2* (unten) steht reichlich Solar- und Windstrom zur Verfügung. Der Marktpreis sinkt auf 50 €/kWh, es kommen keine Kraftwerke mehr zum Einsatz, die teurer als Gas- und Dampf-Kombikraftwerke sind.

Quelle: MeteoZurich



Fazit

Je mehr billiger Wind- und Solarstrom zur Verfügung steht, desto geringer wird die Nachfrage nach Strom aus thermischen Kraftwerken. Der bei wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugte Strom muss teilweise unter den Herstellungskosten verkauft werden, und Gasturbinenanlagen werden statt einiger tausend Volllaststunden nur mehr einige hundert Stunden im Jahr benötigt.

Dies führt dazu, dass Gasturbinenanlagen stillgelegt werden, und Ersatzinvestitionen im Fernwärmebereich und die Kraft-Wärme-Kopplung sind wirtschaftlich infrage gestellt. Langfristig hat diese Entwicklung jedoch fatale Folgen für die Versorgungssicherheit Österreichs.

Ziel muss es daher sein, ein Marktdesign zu entwickeln, das Anreize für den Fortbestand flexibel einsetzbarer Kraftwerke schafft, auch wenn sie aus wirtschaftlichen Gründen nicht mehr an den Kurzfristmärkten teilnehmen.

7. Wären kritische Versorgungssituationen mit Strom aus erneuerbaren Quellen zu bewältigen?

Potenzialabschätzungen erneuerbarer Energiequellen auf Basis einer Jahresenergiebilanz ergeben, dass die Möglichkeit einer hundertprozentigen Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Quellen besteht. Im unterbrechungslosen Betrieb eines Stromnetzes ist dies auf Sicht jedoch nicht möglich, da zu jedem Zeitpunkt eine gesicherte Einspeiseleistung vorhanden sein muss. Für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität werden Gaskraftwerke als schnell abrufbare Systemreserve auch weiterhin eine wichtige Rolle spielen.

Anhand eines konkreten Beispiels wird der Einsatz thermischer Kraftwerke sowohl als Systemreserve (**Redispatch**) als auch für die Versorgungssicherheit veranschaulicht. Im Jänner 2017 kam es in Folge einer Kältewelle über Europa zu einer kritischen Netzsituation. *Abbildung 1* zeigt die Leistung, die zu diesem Zeitpunkt zum Zwecke der Deckung des nationalen Verbrauchs errechnet worden ist. Dabei wurde eine Import-Leistung von etwa 4.800 MW (*Import Marktabschluss*) von Deutschland nach Österreich angemeldet.

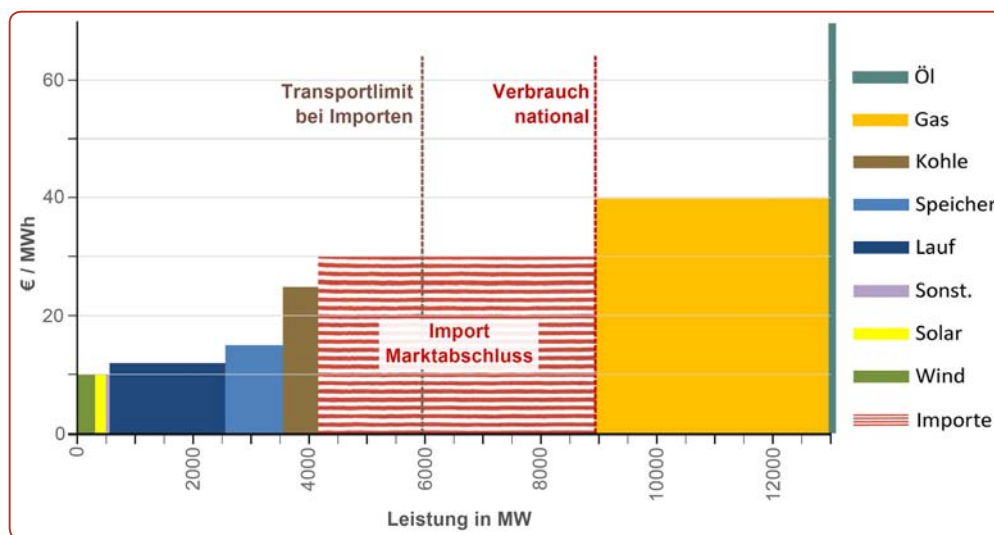


Abbildung 1: Prognostizierte Leistung zur Deckung des nationalen Verbrauchs, Jänner 2017, Kalenderwoche 2
Quelle: APG
Grafik: EIW

In Frankreich waren relevante Kraftwerke vom Netz, es drohte eine Versorgungslücke. Daher konnte die in Deutschland bestellte Leistung nicht in vollem Umfang bereitgestellt werden, für Österreich war lediglich die Lieferung von 1.900 MW möglich. Ohne Gaskraftwerke wäre es zu einer *Deckungslücke* von 2.900 MW gekommen (*Abbildung 2*).

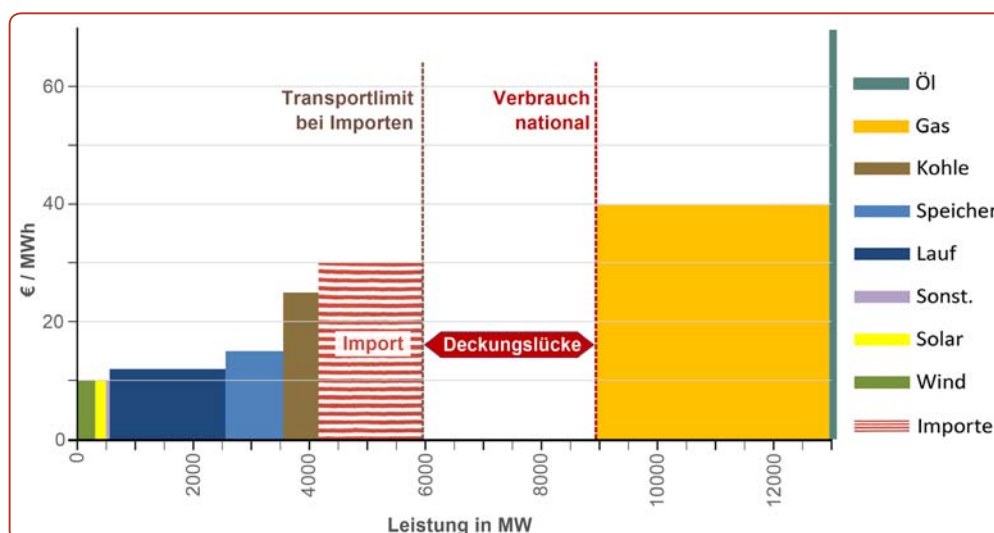


Abbildung 2: Ohne Gaskraftwerke hätten in der Kalenderwoche 2 2.900 MW an Kraftwerksleistung gefehlt.
Quelle: APG
Grafik: EIW

Abbildung 3:
Mit heimischen
Gaskraftwerken
konnte der Bedarf
gedeckt werden.
Quelle: APG
Grafik: EIW

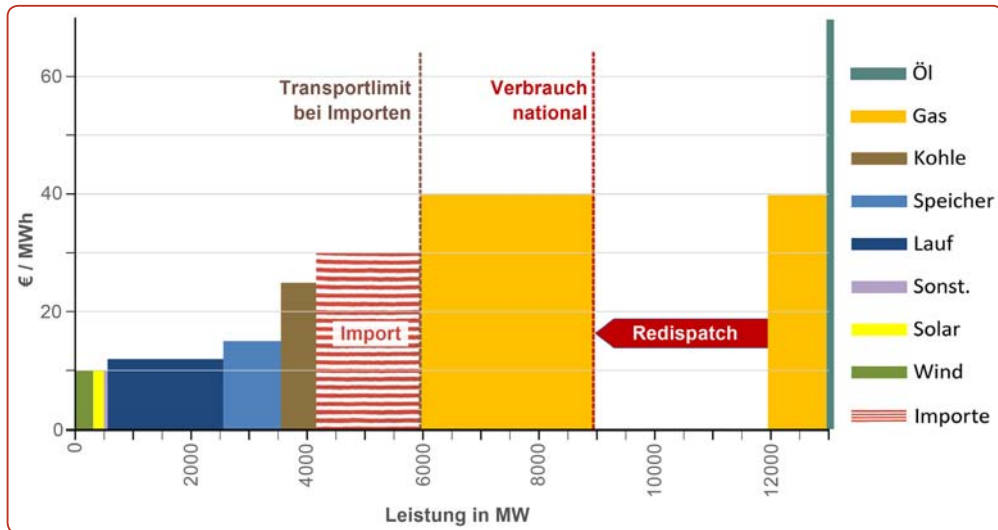


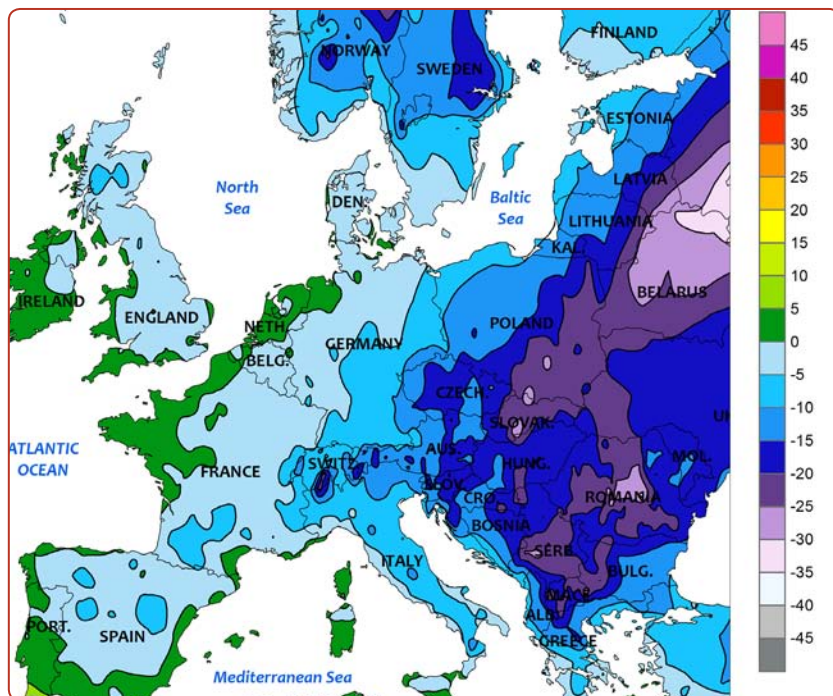
Abbildung 3 zeigt, wie mit den heimischen thermischen Kraftwerken der entstandene Bedarf gedeckt werden konnte, zudem waren die **Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen** während der Kältewelle ohnehin hochgefahren worden.

Fazit

Schnell reagierende Gaskraftwerke werden nicht nur für kurzfristige Regelvorgänge benötigt, sondern auch, um mittels **Engpassmanagement** für Netzstabilität zu sorgen. Solche Eingriffe zur Netzstabilisierung stellen inzwischen nicht mehr wetterbedingte Ausnahmen dar, sie sind vielmehr an der Tagesordnung: 2017 gab es bis zum 30. September nur 42 Tage ohne **Redispatch**.

Die fortlaufende Dekarbonisierung des Energiesystems durch den Ausbau erneuerbarer Energien wird nur erfolgreich sein bei einer gleichzeitigen Weiterentwicklung der Netz- und Speicherkapazitäten, mit denen diese fluktuierenden Erzeugungen integriert werden können.

Extrem tiefe
Temperaturen
in der Woche
vom 9. bis
15. Jänner.
Quelle: NOAA /
National Weather
Service



Glossar

Ausgleichsenergie: Die Differenz zwischen dem vereinbarten Fahrplanwert und dem tatsächlichen Bezug oder der tatsächlichen Lieferung der Bilanzgruppe je definierter Messperiode.

Day-Ahead-Handel, auch **Auktionsmarkt:** Der Handel von Strom für den folgenden Tag, der an der EPEX Spot in Paris (Spotmarkt der European Power Exchange), an der EXAA in Wien (Energy Exchange Austria) oder via OTC-Handel (Over-the-Counter) über außerbörslich ausgehandelte Verträge zwischen Stromkäufern und -verkäufern stattfindet.

Dispatch: Der Begriff bezeichnet die Einsatzplanung von Kraftwerken durch den Kraftwerksbetreiber, auf Deutsch ist auch die Bezeichnung **Kraftwerkseinsatzplanung** gebräuchlich. Aus der Summe der Fahrpläne in allen Regelzonen ergibt sich der Dispatch für das gesamte Verbundnetz am Folgetag. Fahrpläne für den Einsatz fluktuierender erneuerbarer Energien wie Photovoltaik und Windenergie basieren unter anderem auf der Auswertung von Wetterprognosen.

Dunkelflaute: Bezeichnet das gleichzeitige Auftreten von geringer Sonneneinstrahlung, also Dunkelheit, und Windflaute. Die Energieträger Wind und Sonne können zu diesem Zeitpunkt kaum bis keine Energie erzeugen.

Engpassleistung: Maximale elektrische Dauerleistung, die ein Kraftwerk unter Normalbedingungen abgeben kann. Sie wird festgelegt durch den schwächsten Anlagenteil, den sogenannten Engpass.

Engpassmanagement: Unterschiedliche Maßnahmen eines Netzbetreibers zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit, d.h. zur Vermeidung von Leitungsüberlastungen durch Netzengpässe. Dazu gehören unter anderem Redispatch-Maßnahmen oder das Einspeisemanagement bei Erneuerbare-Energien-Anlagen. Dabei werden Kraftwerke bei Gefahr einer Netzüberlastung zwangsabgeregelt.

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity): Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität.

Grenzkosten: Jene zusätzlichen Kosten bei Kraftwerken, die durch die Erhöhung der Produktion entstehen. Sie umfassen variable Betriebskosten und Brennstoffkosten, Wartung und Instandhaltung. Nicht berücksichtigt werden Investitions- und Kapitalkosten.

Intraday-Handel: Kurzfristiger Stromgroßhandel, bei dem noch am gleichen Tag geliefert wird. Findet sowohl an der EPEX Spot als auch im OTC-Handel statt.

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK): Die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme in einer Heizkraftanlage. Der Ausnutzungsgrad der dabei eingesetzten Brennstoffe ist um ein Vielfaches höher als bei konventioneller Stromerzeugung, was den CO₂-Ausstoß deutlich verringert.

Lastdeckungsreserve: Die Differenz zwischen der verlässlich verfügbaren Kraftwerksleistung und der maximal zu erwartenden Last.

Merit-Order-Prinzip: Preisbildungsprinzip am Spotmarkt der Strombörsen. Kraftwerke geben Gebote für die 24 Stunden des Folgetages ab, die Börse sortiert diese nach aufsteigendem Preis und fügt die angebotene Leistung hinzu, wodurch die Merit-Order-Kurve entsteht. Das gerade noch zur Deckung der Nachfrage benötigte teuerste Kraftwerk bestimmt den Strompreis der jeweiligen Stunde.

Physikalische Netzüberlastung: Diese tritt auf, wenn sämtliche präventive Maßnahmen nicht in ausreichendem Maß zur Reduzierung der Netzüberlastung beigetragen haben. In diesem Fall kann es zu einem Engpass kommen. Die Netzbetreiber reagieren darauf mit Schaltungen.

Redispatch: Eingriffe des Übertragungsnetzbetreibers zur Vorbeugung oder Behebung von Leitungsüberlastungen. Um Leitungsabschnitte im Sinne der Versorgungssicherheit vor einer Überlast zu schützen, werden Kraftwerke auf der einen Seite des Netzengpasses herunter-, auf der anderen Seite hochgefahren.

Regelkraftwerke: Zum Ausgleichen von Netzschwankungen sind insbesondere Kraftwerke geeignet, die schnell reagieren. Speicherkraftwerke können binnen Sekunden ihre Leistung adaptieren, ebenso Gaskraftwerke. Wärmekraftwerke mit Dampfkreislauf sind nur zeitversetzt regelbar.

Regelleistung, auch **Regelenergie:** Damit werden vom Übertragungsnetzbetreiber unvorhergesehene Leistungsschwankungen im Stromnetz kurzfristig ausgeglichen mit dem Ziel, die gewonnene und die entnommene Leistung inklusive Transportverluste im Stromnetz im Gleichgewicht zu halten. Die konstante Netzfrequenz von 50 Hertz innerhalb eines Verbundnetzes ist die Grundlage einer sicheren Netzversorgung.

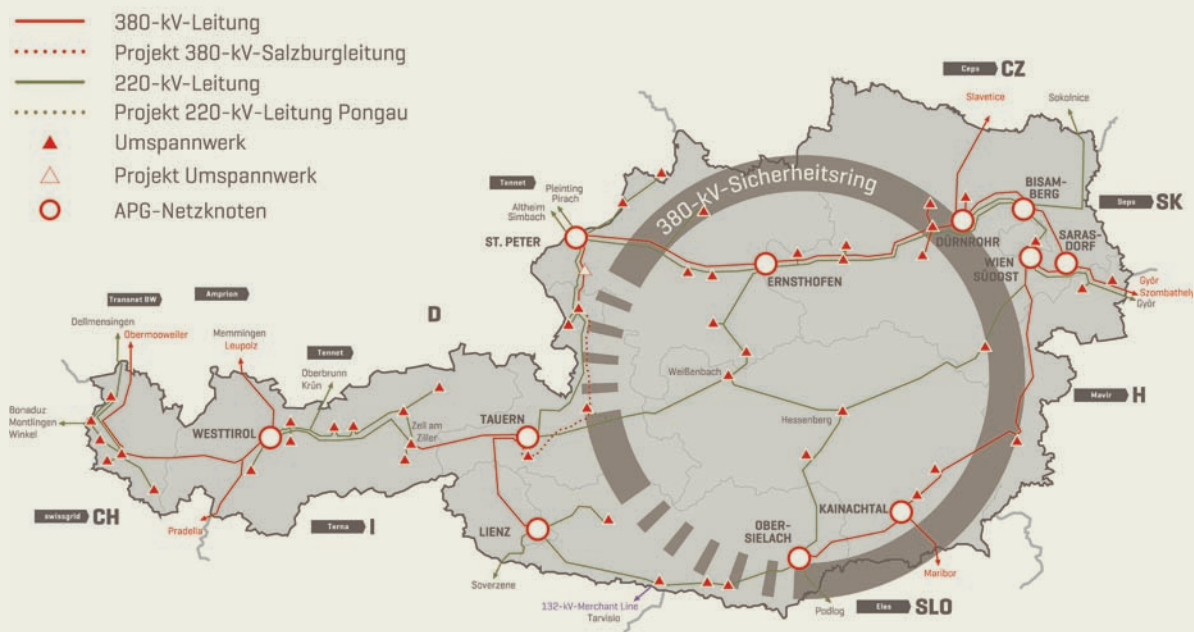
Regelzonen: Um den Energiefluss im internationalen Verbundnetz technisch kontrollieren zu können, wird das Übertragungsnetz in sogenannte Regelzonen eingeteilt. In Österreich ist die APG als Regelzonenführer unter anderem für die Berechnung der Handelsaktivitäten über die Grenzen der Regelzone verantwortlich.

Stromnetz: Der Verbundbetrieb der österreichischen Hoch- (110-kV) und Höchstspannungsnetze (220-/380-kV) ist entscheidender Baustein des überregionalen elektrischen Energieversorgungssystems für den überregionalen Leistungsausgleich und die Netzbetriebssicherheit. Entscheidend für die Versorgungssicherheit ist auch der Erhalt und der Ausbau der grenzüberschreitenden Höchstspannungsnetze.

Übertragungsnetzbetreiber, auch **TSO** (Transmission System Operator) betreiben operativ die Infrastruktur der überregionalen Stromnetze zur elektrischen Energieübertragung. Sie sorgen für die bedarfsgerechte Instandhaltung und Dimensionierung der Übertragungsnetze. Auch haben sie die Aufgabe, bei Bedarf Regelleistung zur Verfügung zu stellen, um Netzschwankungen auszugleichen.

Verteilernetzbetreiber sind zuständig für die Anbindung der Endkunden an ihr Verteilernetz sowie für die Wartung, Pflege und Reparatur der Netze im Sinne der Versorgungssicherheit.

Stresstest: Kritische Situationen für Österreichs Strom- versorgung 2017



Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG ■ Grafik: APG

Das Energieinstitut der Wirtschaft als Gestalter und Herausgeber der Broschüre dankt der Austrian Power Grid AG und der Wirtschaftskammer Österreich für deren Unterstützung.