

# Regelreserve



## Marktchancen für Unternehmen

## Inhalt

Einleitung: Vernetzter Strommarkt.....	3
Executive Summary: Profitieren vom Regelreservemarkt.....	4
Voraussetzungen für eine stabile Stromversorgung.....	6
Potenzielle Teilnehmer am Regelreservemarkt.....	9
Fragen und Antworten zur Regelreserve und Marktteilnahme in Österreich.....	11
1. Welche Arten der Regelreserve gibt es?.....	11
2. Wie funktioniert der Regelreservemarkt?.....	13
3. Wie kann man am Regelreservemarkt teilnehmen?.....	16
4. Haben auch kleinere Unternehmen Teilnahmemöglichkeiten?.....	17
5. Wie funktioniert die Teilnahme in der Praxis?.....	18
Weiterführende Links und Informationen / Glossar.....	21

## Bildnachweise

**Titelbild:** Leo Wolfert • **S. 4:** EIW • **S. 5:** APG/EIW • **S. 6, 7:** EIW • **S. 8:** APG • **S. 10:** Pixabay (2x); BINE; Thomas Emsting/DLR; Heidelberg Cement; Pixabay; Thomas Leonhardi; BTB Berlin-Adlershof; Hermetic Pumpen; Wikimedia/Kristoferb; E-Steiermark; IG Windkraft • **S. 12:** Pixabay (3x); EIW (2x); Pixabay; EIW • **S. 15:** E-Control/EIW • **S. 17:** APG/EIW • **S. 19:** EIW

## Impressum

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

Wien, März 2019

**Das Energieinstitut der Wirtschaft als Gestalter und Herausgeber der Broschüre dankt der Austrian Power Grid AG für die Unterstützung.**

Die Inhalte dieser Broschüre wurden sorgfältig recherchiert, jedoch übernehmen die Autoren keinerlei Gewähr für die Aktualität, Richtigkeit und Vollständigkeit der bereitgestellten Informationen. Haftungsansprüche aufgrund von Schäden materieller oder ideeller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen verursacht wurden, sind grundsätzlich ausgeschlossen.

# Vernetzter Strommarkt

Das vorliegende *EIWInsights* bietet Fakten und praktische Hinweise für Unternehmen, die von der zunehmenden Dezentralisierung in der Stromproduktion profitieren können, indem sie sich aktiv am Markt für Regelreserve beteiligen.

Stromkunden wie etwa Industriebetriebe, das produzierende Gewerbe oder andere stromintensive Unternehmen, aber auch Betreiber kleinerer Stromerzeugungsanlagen können hier einen ersten Überblick über Möglichkeiten und Voraussetzungen für die Teilnahme am Regelreservemarkt erhalten.

Die Broschüre geht auch auf grundlegende Zusammenhänge in Fragen der Versorgungssicherheit und aktueller Entwicklungen im Rahmen der Energiewende ein, daher eignet sie sich auch für Multiplikatoren und allgemein am Thema Interessierte.

Die Publikationsreihe *EIWInsights* zielt darauf ab, jeweils zu einem spezifischen Thema die wesentlichen Fakten übersichtlich darzustellen und so komplexe Abläufe in der Energiewirtschaft nachvollziehbar zu machen.

Zur besseren Verständlichkeit werden die im Text **farbig** markierten Fachbegriffe in einem Glossar erläutert.

### Wie packe ich es an? – Schritte zur Teilnahme am Regelreservemarkt

Für Unternehmen gibt es unterschiedliche Möglichkeiten, vorhandene innerbetriebliche Flexibilitäten kostensenkend zu nutzen. Beispiele sind etwa die Vermeidung von Lastspitzen zur Reduktion der Netzkosten oder die Verlagerung von Prozessen auf Zeiten mit niedrigem Energiepreis.

Eine andere Option, mit der sogar zusätzlich Geld verdient werden kann, ist die Teilnahme am Regelreservemarkt. Dafür sind folgende erste Schritte erforderlich:

- ▶ Grobanalyse: Welche Flexibilitätpotenziale gibt es im Unternehmen? Gibt es Zeitintervalle, in denen Stromerzeugungsanlagen oder Verbrauchsanlagen ihre Leistung bei Bedarf verändern können, ohne dass es zu Konflikten mit Arbeitsabläufen kommt? Sind z.B. Speicher in Form von Lagern von Zwischenprodukten vorhanden? Wie hoch ungefähr ist diese flexible Leistung (MW) und wie schnell bzw. wie lange kann sie aktiviert werden? Wie modern ist meine Anlage – sind Schnittstellen oder Möglichkeiten für automatische Steuerung bereits vorhanden, oder müssten diese nachgerüstet werden?
- ▶ Ein unverbindliches Gespräch mit einem Aggregator oder auch mit den Fachleuten von APG und E-Control kann die Einschätzung der technischen Eignung der eigenen Anlagen und der wirtschaftlichen Sinnhaftigkeit erleichtern. Mehr dazu im Kapitel *Weiterführende Links und Informationen*.
- ▶ Wenn die Ersteinschätzung positiv ausfällt: Konkrete Kontaktaufnahme mit Aggregator(en) für detailliertere Gespräche und Informationen.

## Profitieren vom Regelreservemarkt

Elektrische Energie kann in Übertragungs- und Verteilnetzen nicht gespeichert werden. Für eine gesicherte Versorgung mit Elektrizität ohne Schwankungen oder gar Unterbrechungen ist deshalb ein ständiger Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch notwendig.

Wenn das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch nicht mehr gegeben ist, führt dies unmittelbar zu einer Beeinflussung der regulären Netzfrequenz von 50 Hertz. Fällt beispielsweise ein Kraftwerk aus, kommt es zu einem Leistungsdefizit, und die Netzfrequenz sinkt ab. Schon bei einer Abweichung von 10 Millihertz, also 0,01 Hertz, wird automatisch mit sogenannten **Regelreserven** entgegengesteuert: Für den umgehenden Ausgleich von Leistungsdefiziten oder Leistungsüberschüssen im Übertragungsnetz sorgen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten, die für die Regelreserve abgestellt sind und ihre Einspeisung bzw. den Verbrauch entsprechend anpassen. Kurzfristige Schwankungen können so schnell kompensiert werden.



Für eine sichere Stromversorgung müssen Erzeugung und Verbrauch in jedem Augenblick im Gleichgewicht bleiben. Dafür braucht es Regelreserven.

In Österreich sorgt Austrian Power Grid (APG) für die Organisation und Beschaffung von Regelreserve. Für Unternehmen mit flexiblen Stromerzeugungsanlagen oder elektrischen Verbrauchern eröffnen sich hier wirtschaftlich sinnvolle Optionen, am dynamischen Regelreservemarkt teilzunehmen und davon zu profitieren.

Die APG führt wöchentliche und tägliche Ausschreibungen durch, an denen sich alle akkreditierten Unternehmen beteiligen können: Viele Betreiber kleinerer Kraftwerke oder auch Industriebetriebe oder etwa Tiefkühllogistiker nutzen bereits diese Möglichkeit und erwirtschaften finanzielle Erlöse dadurch, dass sie Regelleistung in Reserve halten beziehungsweise bei Bedarf Regelenergie erzeugen und ins Netz einspeisen. Anlagen mit großem Stromverbrauch drosseln ihren Verbrauch oder schalten im Falle von Stromüberschuss Verbraucher hinzu und können so ihre betrieblichen Flexibilitäten vermarkten.

Für ein kleineres oder mittleres Unternehmen kann es zu aufwändig sein, alleine die für die Akkreditierung erforderlichen Bedingungen zu erfüllen. Hier bietet sich jedoch die Möglichkeit, sich mit seinen Anlagen an einem bereits bestehenden oder neuen Regelreserve-Pool zu beteiligen. Kleinere Regelreserveanbieter werden dabei durch einen **Aggregator** zu einem **virtuellen Kraftwerk** verkoppelt.

Aggregatoren stellen als Dienstleister gegen Beteiligung an den Vermarktungserlösen der Flexibilität die notwendigen technischen und organisatorischen Hilfsmittel und eine laufende Betreuung zur Verfügung. Sie kümmern sich um die Ausschreibungen, Verträge und die Abrechnung. Sie übernehmen gegenüber APG auch die Verantwortung für die Lieferung der vereinbarten Poolleistung als Summe der Einzelleistungen der Poolmitglieder.



Stabilisierung der Frequenz durch Regelreserve nach Ausfall eines Kraftwerks mit 1330 MW Leistung. Um die Frequenz des Stromnetzes im Gleichgewicht zu halten, muss Regelreserve innerhalb weniger Sekunden wirksam werden.

### Flexibilitätsmanagement zahlt sich aus

Die meisten größeren Betriebe und eine steigende Zahl an kleineren und mittleren Unternehmen betreiben heute aktiv **Demand-Side-Management** (DSM): Um die Stromkosten zu senken, werden Lastspitzen vermieden und Betriebszeiten von Großverbrauchern auf günstigere Tarifzeiten (Off-Peak) verschoben.

In solchen Unternehmen sind Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter mit betrieblichen Energiemanagement-Maßnahmen vertraut, und ihnen ist bekannt, in welchen Prozessen noch Flexibilitätspotenziale vorhanden sein könnten.

Das Unternehmen muss nun analysieren, ob es durch DSM nur seine Stromkosten optimieren oder seine Flexibilität als Regelreserve zur Verfügung stellen will. Eine Teilnahme am Regelreservemarkt kann als eigenständiger Regelreserveanbieter (direkter Vertragspartner von APG) oder über einen zwischengeschalteten **Aggregator** erfolgen: Durch eine Pool-Beteiligung wird der Personal- und Kostenaufwand stark reduziert, was gerade bei kleineren Anlagen sinnvoll ist.

In modernen Anlagen sind die technischen Voraussetzungen zur Anbindung an eine externe Regelreserve-Steuerung oft schon gegeben und die Investitionskosten daher eher gering.

## Voraussetzungen für eine stabile Stromversorgung

Der Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung bringt neue Herausforderungen für die Stabilität unserer Stromversorgung. Regelreserven sind dabei eine der tragenden Säulen der Versorgungssicherheit, mit der die Austrian Power Grid betraut ist. Ein weiterer wichtiger Beitrag hierzu ist das Engpassmanagement, also Maßnahmen zur Vermeidung von Leitungsüberlastungen durch Netzengpässe.

Versorgungssicherheit bedeutet, dass elektrische Energie zu jedem Zeitpunkt verlässlich und flächendeckend zur Verfügung steht. Wichtige Aspekte sind dabei:

- ▶ **Systemsicherheit:** Ausreichende Erzeugungskapazitäten sind notwendig, um den prognostizierten Energiekonsum zu decken. Auch müssen die Netze in der Lage sein, ihre Transportaufgaben zu erfüllen.
- ▶ **Qualitätssicherheit:** Belastbare Regelungsmechanismen müssen sicherstellen, dass die Netzstabilität auch dann gewahrt wird, wenn sich Einspeisungen ins und Entnahmen aus dem Netz nicht die Waage halten.
- ▶ **Leistbarkeit:** Erzeugung, Transport und Qualitätssicherung müssen so gestaltet sein, dass erschwinglicher Strom für den privaten Konsum, für die Wirtschaft und die Aufrechterhaltung der Infrastruktur gesichert ist.

### Die APG ist Hüterin der Stromversorgung

Um die Stromversorgung im europäischen Übertragungs- und Verbundnetz, dem **ENTSO-E** Netz, technisch kontrollieren zu können, wurde dieses in Regelzonen eingeteilt. Österreich ist eine **Regelzone** und die Austrian Power Grid (APG) als **Regelzonenführer** ist für die Bereitstellung und Aktivierung der erforderlichen Regelreserve in dieser Zone verantwortlich.

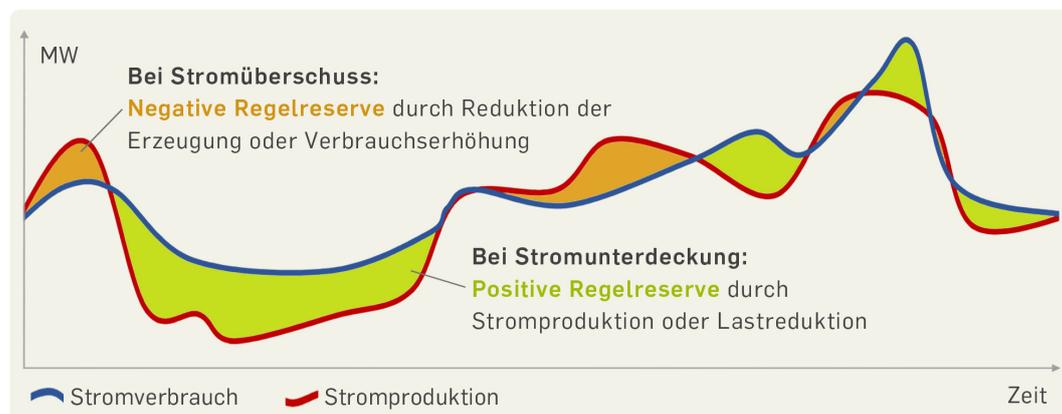
Man benötigt zur Stabilisierung des Netzes positive und negative Regelreserven:

**Positive Regelreserve** dient dazu, einer Stromunterdeckung entgegenzuwirken. Wenn also zu wenig Energie im Netz zur Verfügung steht, müssen etwa Kraftwerke ihre Produktion erhöhen oder Industriebetriebe ihre Last reduzieren.

*Bei Aktivierung wird also zusätzlich Energie frei = Positive Regelenergie.*

**Negative Regelreserve** wirkt einer Stromüberdeckung entgegen – etwa durch Verbrauchserhöhung bei Industrieanlagen oder Leistungsreduktion bei Kraftwerken.

*Bei Aktivierung wird also zusätzlich Energie verbraucht bzw. weniger erzeugt = Negative Regelenergie.*



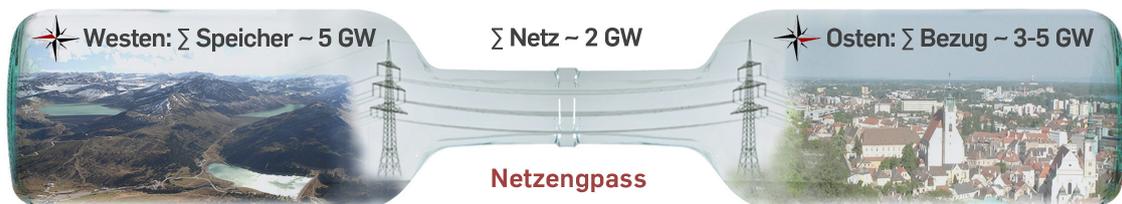
Positive und negative Regelreserve

Diese Aufgabe war in der Vergangenheit durchaus überschaubar, heute kommt es allerdings verstärkt zu Schwankungen, etwa durch unvorhersehbare Einspeiseänderungen. Speziell der Ausbau erneuerbarer Energieerzeuger wie Wind- und Photovoltaikanlagen hat zu einem erhöhten Bedarf an Regelreserven geführt und dadurch einen Markt für zusätzliche Anbieter eröffnet.

### Engpassvermeidung

In Österreich wie auch in Nachbarstaaten hat der verstärkte Ausbau von Erzeugungsanlagen für erneuerbaren Strom dazu geführt, dass Netze bereits jetzt an ihre Belastungsgrenzen stoßen. Unter anderem hat APG die Aufgabe, Engpässe im Übertragungsnetz zu ermitteln sowie wirksame Gegenmaßnahmen durchzuführen. Damit es bei den Netzverbindungen zwischen Ost und West sowie Nord und Süd kein Nadelöhr gibt, ist ein weiterer Ausbau der **Stromnetze** notwendig. Dies gilt umso mehr, als zukünftig ein deutlich höherer Anteil umweltfreundlicher erneuerbarer Energien genutzt werden soll und etwa Elektrizität aus Windkraft, für die im Osten des Landes besonders gute Voraussetzungen herrschen, zu den Verbrauchsschwerpunkten oder den Pumpspeichern der alpinen Regionen Westösterreichs transportiert werden muss.

Neben dem eher langwierigen Netzausbau geht es dabei auch um **Redispatch**-Maßnahmen – kurzfristige Eingriffe in das Marktgeschehen zum Schutz vor einer Überlast. Anhand von Prognosewerten werden Berechnungen der Netzbelastungen durchgeführt. Wenn Überlastungen eines Netzabschnittes zu erwarten sind, werden auf der einen Seite des Engpasses regional notwendige Stromerzeuger zugeschaltet, und auf der anderen Seite werden Kraftwerke abgeschaltet oder mit reduzierter Leistung betrieben. In letzter Zeit häufen sich derartige Abrufe, besonders auch durch die Netzengpässe in der Ost-West Verbindung im österreichischen Höchstspannungsnetz. Grundsätzlich kann Engpassmanagement auch Verbraucheranlagen einbeziehen.



Netzengpass: Flaschenhals in der Stromversorgung

In Hinblick auf Engpassmanagement hat APG unter anderem 2018 nach einer öffentlichen Ausschreibung langfristige Verträge mit Erzeugern über die Bereithaltung gesicherter Leistungen, die sogenannte „Vorhalteleistung zur Engpassvermeidung“, abgeschlossen. Diese Verträge laufen bis 2023. Gemäß den 2018 geltenden rechtlichen Vorgaben wird kein Marktpreis für diese Vorhalteleistung bezahlt, sondern es werden die vom Anbieter darzustellenden „Kosten und wirtschaftlichen Nachteile“ vergütet.

Im Unterschied zur Bereitstellung von Regelreserve kommt es für die Engpassmanagement-Maßnahmen auch darauf an, dass die Einspeisung in definierten Netzbereichen erfolgt, um Engpässen effektiv entgegenzuwirken. Weitere bindende Voraussetzungen neben diesen geographischen Parametern waren bislang eine Mindest-Einspeiseleistung von 25 MW (bzw. bei Zusammenschluss zu einem Pool 5 MW für die einzelnen Poolmitglieder) und eine maximale Vorlaufzeit von 10 Stunden.

Eine neuerliche bedarfsgemäße Ausschreibung und die Beteiligung zusätzlicher Akteure ist zwar angedacht, jedoch zum gegebenen Zeitpunkt (Stand: Ende 2018) nicht aktuell.

Wie genau die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Sicherstellung der notwendigen Leistung für die Engpassvermeidung in Zukunft aussehen werden, ist noch in Ausarbeitung. Es deutet sich jedoch an, dass auch hier die Einbindung kleinerer Einheiten angestrebt wird. So sehen die im Dezember 2018 publizierten Eckpunkte für das Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) vor, dass die Losgrößen für Netzreservebereitstellung auf 250 bis 500 kW reduziert werden, um auch kleinere Erzeugungsaggregate sowie industrielle Anlagen einbinden zu können und ihnen damit neue Chancen und Beteiligungsmöglichkeiten zu eröffnen.

### **Was sich durch die Umsetzung der Klima- und Energiestrategie ändert**

Im Dezember 2018 beschloss der Ministerrat die Erarbeitung des Erneuerbaren Ausbau Gesetzes (EAG) 2020. Dafür wird die Ökostromförderung auf neue Beine gestellt: Marktprämien und Investitionsförderungen sollen zu einem beschleunigten, kosteneffizienten Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung führen. Das 100.000-Dächer-Programm zum Beispiel gibt Privatpersonen und Wirtschaftstreibenden Anreize, Dachflächen vermehrt für Photovoltaik zu nutzen und auch Stromspeicher einzusetzen.

Es sind dies wichtige Schritte bei der Umsetzung der #mission2030, der im Mai 2018 von der österreichischen Bundesregierung beschlossenen Klima- und Energiestrategie. Eines der Hauptziele: Bis 2030 soll der Stromverbrauch national bilanziell zu 100 Prozent aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden.

Zur Erreichung dieses ambitionierten Ziels ist die Integration großer zusätzlicher Mengen an erneuerbarem Strom in das Energiesystem notwendig. Zubau-Potenziale bestehen bei den volatilere Energiequellen Wind und Sonne. Dies bedeutet jedoch eine große Herausforderung für den Netzbetrieb. Neben dem erforderlichen Netzausbau wird Engpassmanagement in diesem Szenario eine noch wichtigere Rolle spielen als bisher. Die veränderten Gegebenheiten erfordern auch einen flexiblen Regelreservemarkt, an dem viele und unterschiedliche Akteure im Wettbewerb stehen, von Großkraftwerken bis zu etwas kleineren Erzeugern oder Verbrauchern, einzeln oder im Pool.



## Potenzielle Teilnehmer am Regelreservemarkt

Am Regelreservemarkt zu partizipieren bedeutet, „auf Zuruf“ entweder größere Mengen Strom ans Netz abzugeben oder auch den Strombezug rasch zu erhöhen beziehungsweise zu reduzieren. Dafür sind flexibel steuerbare Stromerzeugungsanlagen oder stromverbrauchende Aggregate, etwa in der Industrie, Voraussetzung.

Will man eine Anlage mit Flexibilitätpotenzial neu planen oder bei einer bestehenden Anlage technische Änderungen vornehmen, ist es sinnvoll, eine mögliche Teilnahme am Regelreservemarkt mit zu berücksichtigen und bereits in der Planungsphase die entsprechenden Vorkehrungen zu treffen. Anlagen werden im Regelreservemarkt extern angesteuert. Es ist für die Anlagenbetreiber daher wichtig, dass sie ihre betrieblichen Prozesse genau kennen und festlegen können, wann und in welchem Umfang Anlagen ohne Nachteile für diese Prozesse extern beeinflusst werden dürfen.

Auf der folgenden Seite sind einige Anlagen und Prozesse angeführt (in alphabetischer Reihenfolge), die sich grundsätzlich für den Regelreservemarkt eignen:

### Erfahrungsbericht aus der Zementindustrie

**Ein österreichisches Zementwerk stellt seit drei Jahren in Kooperation mit einem Aggregator Regelreserve bereit. Der Produktionsleiter berichtet:**

*„Wir bieten mit unserer Zementmühle, die 10 Monate im Jahr kontinuierlich im Betrieb ist, positive Tertiärregelreserve an. Das heißt, die Anlage mit etwa 3 MW flexibler Leistung wird bei Bedarf abgeschaltet. In dieser Größenordnung liegt aus meiner Sicht aktuell auch die Grenze, unterhalb derer das Anbieten dieses Regelreserveprodukts wenig rentabel ist.*

*Die Aktivierung erfolgt in unserem Fall nicht automatisch, sondern wir erhalten ein Anforderungssignal und führen dann innerhalb weniger Minuten selbst die Schaltungen durch. Die Anlage bleibt üblicherweise etwa 30 Minuten bis zu fünf Stunden abgeschaltet. Die Verfügbarkeit geben wir bei unserem Aggregator vorab stundengenau an, so können zum Beispiel die regelmäßigen Wartungsintervalle optimal berücksichtigt werden.*

*Am Ende des Monats kommt die Abrechnung, in der die angebotene und tatsächliche Verfügbarkeit unserer Anlage sowie die realisierten Abrufe ausgewiesen sind.*

*Damit es nicht zu Unklarheiten bei der Verrechnung kommt, ist es wichtig, gemeinsam mit dem Aggregator und dem Stromlieferanten klar vertraglich zu definieren, wie die Reaktion des Unternehmens auf einen Regelenergieabruf gehandhabt wird.*

*Wir hatten im ersten Jahr unserer Tätigkeit etwa 30 Abrufe. Damit ist es gelungen, die Anfangsinvestition von etwa 5.000 Euro und den Aufwand für die Schaffung der technischen und organisatorischen Grundlagen für die Poolteilnahme innerhalb des ersten Jahrs wieder hereinzuspielen. Dazu zählt etwa die Installation der vom Aggregator bereitgestellten Steuereinheit oder der Ersatz älterer Strommessgeräte durch zertifizierte. Im Folgejahr waren es unter 10 und im letzten Jahr wieder rund 10 Abrufe, sodass wir jährlich niedrige vierstellige Eurobeträge Erlösen.*

*Den Markt für Sekundärregelreserve (auch) zu bedienen wäre wohl etwas lukrativer, doch ist dies bei unserem Produktionsprozess nicht gut machbar: Die Förderbänder, die das Material zur Mühle bringen, müssen abgebremst werden und leerlaufen, bevor eine Abschaltung erfolgen kann, das benötigt etwas Zeit.*

*Möglichkeiten im Betrieb zu prüfen ist jedenfalls sinnvoll. Wenn Überkapazitäten bestehen, sodass zeitweilige Abschaltungen eines Aggregats den Produktionsprozess nicht behindern, ist es durchaus eine gescheite Geschichte, die Flexibilität auch zu vermarkten.“*



**Beschneigungsanlagen.** Die zeitflexible Befüllung eines Speicherteiches kann negative Regelreserve bereitstellen, der Einsatz von Kleinturbinen positive Regelreserve.



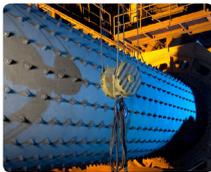
**Biogas.** Gerade Anlagen, die keine Ökostromförderung mehr erhalten, können in Verbindung mit einem virtuellen Kraftwerk ihre Rentabilität steigern. Lieferung von positiver Regelreserve (Leistungserhöhung) und negativer Regelreserve (Leistungsreduktion) sind möglich.



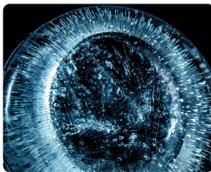
**Blockheizkraftwerke.** Lieferung von positiver Regelreserve durch Leistungserhöhung wie auch negativer Regelreserve durch Leistungsreduktion sind möglich.



**Elektrolyse.** Die verstärkte flexible Nutzung der Überschussenergie durch Elektrolyseanlagen wird in Zukunft große Potenziale zur Stabilisierung des Stromnetzes eröffnen. Lieferung von positiver und negativer Regelreserve sind möglich.



**Industrieprozesse.** Pressen, Mühlen oder Schredder sind typische Beispiele für energieintensive, aber zeitlich teils flexible Produktionsprozesse, die bei Stromüberschuss von negativer Regelreserve profitieren können. Wird die Anlage als abschaltbare Last geführt, kann auch positive Regelreserve angeboten werden.



**Kälte- und Wärmeerzeugung.** Große Produzenten von Kälte – etwa Kühlhäuser – können bei Bedarf Strom verbrauchen, indem sie bei Stromüberschuss stärker kühlen, während bei Stromunterdeckung die Kühlaggregate kurz aussetzen. Dasselbe Prinzip gilt für Wärmeanlagen, sofern sie Wärme einspeichern können.



**Notstromaggregate** bilden ein vielfach vorhandenes, lukratives Potenzial durch Lieferung von positiver Regelreserve (Zuschaltung), sofern ihr Einsatz für die Netzeinspeisung behördlich erlaubt ist.



**Power to Heat-Anlagen.** Hybride Heizsysteme, die bei Stromüberschuss elektrische Energie anstatt Brennstoffen zur Erzeugung von Warmwasser oder Dampf nutzen können, eignen sich bestens zur Erbringung von negativer Regelreserve.



**Pumpen & Belüftung.** Pumpen und Belüftungen – etwa in Schwimmbädern, Kläranlagen oder Fernwärmenetzen – können innerhalb definierter Grenzbereiche flexibel betrieben und so für die Erbringung von positiver und negativer Regelreserve genutzt werden.



**Wärmepumpen** bieten sich durch die Trägheit des Speichermediums ebenfalls für positive und negative Regelreserve an, wenn sie intelligent vernetzt sind.



**Wasserkraftwerke.** Auch kleinere Speicherkraftwerke können durch flexibilisierten Einsatz am Regelreservemarkt reüssieren. Die zeitflexible Befüllung eines Speicherteiches kann als negative Regelreserve, die Erhöhung der Erzeugung als positive Regelreserve dienen.



**Windenergie.** Windräder, die nicht mehr gefördert werden, können durch die Teilnahme am Regelreservemarkt ihre Wirtschaftlichkeit steigern. Die Lieferung von positiver Regelreserve (Leistungserhöhung, allerdings nur bei standardmäßig gedrosseltem Betrieb) und Reduktion von Leistung (negative Regelreserve) sind möglich.

# Fragen und Antworten zur Regelreserve und Marktteilnahme in Österreich

## 1. Welche Arten der Regelreserve gibt es?

Generell unterscheidet man drei Arten der Regelreserve. Die automatische und sehr schnelle Primärregelreserve, die ebenfalls automatische, aber etwas langsamere Sekundärregelreserve und die manuell aktivierte Tertiärregelreserve. Aktuell werden Anlagen in Industrie und Gewerbe zumeist als Sekundär- und Tertiärregelreserve angeboten.

### Primärregelreserve (PRR)

Mit der automatisch aktivierten Primärregelreserve, die über ganz Europa verteilt ist, wird ein auftretendes Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch sehr schnell – etwa durch den Einsatz von Turbinenreglern – automatisch ausgeglichen, um so die Frequenz im europäischen **Stromnetz** zu stabilisieren. Die maximale Aktivierung muss innerhalb von 30 Sekunden nach Auftreten der Abweichung erreicht werden und über mindestens 30 Minuten zur Verfügung stehen. Die Primärregelung erfolgt aktuell vornehmlich durch konventionelle Kraftwerke, wobei auch hier erste Ansätze für die Einbindung von Verbrauchereinheiten erkennbar sind.

### Sekundärregelreserve (SRR)

Die lokal wirksame Sekundärregelreserve wird dazu benötigt, innerhalb der einzelnen Regelzongrenzen (die im Wesentlichen den Staatsgrenzen entsprechen) für den Ausgleich von Leistungsdefiziten bzw. -überschüssen zu sorgen.

Mit der Sekundärregelung wird die aktivierte Primärregelreserve abgelöst, um diese wieder für die grundlegende Frequenzstabilisierung verfügbar zu machen.

Die maximale Leistung muss innerhalb von fünf Minuten nach dem Abruf erreicht werden. Der von der APG gesendete Sollwert wird alle zwei Sekunden aktualisiert. Daher ist eine leittechnische Verbindung zwischen der APG und einem Anbieter von Sekundärregelreserve erforderlich. Grundsätzlich eignen sich alle Arten von Anlagen, deren Ansteuerung ausreichend schnell erfolgen kann.

### Tertiärregelreserve (TRR)

Die Tertiärregelreserve wird eingesetzt, um die Sekundärregelreserve zu unterstützen und zu entlasten. Sie wird insbesondere bei großen Leistungsungleichgewichten von APG manuell aktiviert, etwa bei größeren Kraftwerksausfällen oder gravierenden Prognosefehlern.

Das Aktivierungssignal wird über eine webbasierte Schnittstelle von APG an den Anbieter gesendet. Die maximale angeforderte Leistung muss innerhalb von zehn Minuten nach dem Abruf erreicht werden, der Wert wird nicht laufend angepasst. Ob die tatsächliche Schaltung der Anlage dann manuell oder automatisch erfolgt, wird je nach Unternehmen anders gehandhabt.

So wie im Fall der Sekundärregelreserve eignen sich als Tertiärregelreserve grundsätzlich alle Arten von Anlagen – sowohl konventionelle Kraftwerke als auch Industrie- und reine Verbraucheranlagen.

## Arten von Regelreserve im Vergleich

		Primärregelreserve (PRR)	Sekundärregelreserve (SRR)	Tertiärregelreserve (TRR)
	<b>Regelung seitens APG</b>	Vollautomatisch und ständig	Automatisch, dynamische Sollwertvorgabe	Manueller Abruf, statische Sollwertvorgabe
	<b>Zeit bis Vollaktivierung</b>	30 Sekunden	5 Minuten	10 Minuten
	<b>Zeitscheiben</b>	Mo bis So, 0-24 Uhr	Mo bis So alle 4 Stunden: 0-4 / 4-8 / 8-12 / 12-16 / 16-20 / 20-24 Uhr	
	<b>Positiv / Negativ</b>	Beide Richtungen müssen geliefert werden	Nur eine Richtung muss geliefert werden	
	<b>Mindestgebot</b>	+/- 1 MW	+/- 5 MW, darüber hinausgehende Angebote können in ganzen 1-MW-Schritten, maximal jedoch bis zur präqualifizierten Leistung abgegeben werden. Innerhalb von Pools können einzelne Teilnehmer kleinere Leistungen anbieten.	1 MW, einzelne Pool-Teilnehmer können kleinere Leistungen anbieten
	<b>Vergütung</b>	Ausschließlich der Leistungspreis für die Bereitstellung	Leitungspreis für die Bereitstellung und Arbeitspreis bei Aktivierung	
	<b>Größenordnung</b>	In Österreich vorzuhaltende Reserve gesamt: +/- 66 MW (2019)	Ausgeschriebenes Volumen: ~ +/- 200 MW (Stand 2018)	Aktuell ausgeschriebenes Volumen: ~ +280 MW (positive TRR), ~ -170 MW (negative TRR)

## 2. Wie funktioniert der Regelreservemarkt?

**Insbesondere auf Ebene der Sekundär- und Tertiärregelung ist ein dynamischer Marktplatz entstanden, der heute deutlich mehr und vielfältigere Player umfasst als noch vor einigen Jahren.**

Unvorhersehbare Einspeise- oder Verbrauchsänderungen führen im europäischen Übertragungs- und Verbundnetz (**ENTSO-E** Netz) immer wieder zu großen Lastschwankungen. Daher braucht es einen stabilen Markt mit genügend Backup, damit die einzelnen Regelzonenführer die benötigte Regelreserve entsprechend den internationalen Anforderungen bereitstellen können. Dazu führt APG regelmäßige Analysen durch, aus denen sich der Bedarf an Regelreserven ergibt. Üblicherweise erfolgt die Festlegung einmal pro Jahr.

In Österreich erfolgt die Beschaffung von Regelreserven vollständig marktbasiert, seit Anfang 2012 unter Ägide des Regelzonenführers APG.

Das Feld der möglichen Marktteilnehmer wird sukzessive erweitert, unter anderem durch die Zulassung unabhängiger **Aggregatoren** oder die Absenkung von Schwellenwerten wie der Mindestanlagenkapazität oder der Mindestgebotshöhe. Damit ist die Teilnahme nicht mehr ausschließlich Großkraftwerken vorbehalten, die an das Übertragungsnetz auf Höchst- und Hochspannung angeschlossen sind, sondern auch für kleinere Anlagen möglich, die auf niedrigeren Netzebenen angeschlossen sind. Diese Bemühungen haben zu einem deutlichen Anstieg der Anzahl der Marktteilnehmer geführt: 2018 waren 15 Anbieter von Sekundärregelreserve und 16 für Tertiärregelreserve akkreditiert, während es 2014 erst 5 beziehungsweise 9 waren. Darunter befinden sich auch mehrere Aggregatoren, sodass deutlich mehr Unternehmen eingebunden sind, als diese Zahlen nahelegen. Von der preisdämpfenden Wirkung dieses dynamischeren Wettbewerbs profitiert das Gesamtsystem.

### Die Preisgestaltung für Regelreserve

**Akkreditierte Anbieter** können bei den regelmäßigen Ausschreibungen für einzelne **Zeitscheiben** Angebote abgeben. Für die Beschaffung von sekundären und tertiären Regelreserven gibt es dabei zwei voneinander unabhängige Preiskomponenten – den Leistungspreis und den Arbeitspreis:

**Leistungspreis:** Vergütung für die reine **Vorhaltung** der Leistung.

Der Anbieter erklärt sich bereit, für die betreffende Zeitscheibe die angebotene Regelleistung vorzuhalten. Für jede Ausschreibungsperiode wird ein Fixpreis pro MW bezahlt, damit die Leistung reserviert und bei Bedarf abgerufen werden kann.

**Arbeitspreis:** Vergütung für die tatsächlich abgerufene Energiemenge pro MWh.

Im Standardverfahren werden die Angebote zunächst nach dem Leistungspreis in einer **Merit-Order-Liste** gereiht: Der günstigste Anbieter bekommt als erster den Zuschlag, gefolgt vom nächstgünstigsten, bis die ausgeschriebene Menge an Vorhalteleistung erreicht ist. Sollten die Angebote unter der ausgeschriebenen Menge liegen, kommt es zu einer zweiten Ausschreibung über die noch fehlende Menge.

Für **Primärregelreserve**<sup>1</sup> werden nur Leistungspreise vergütet, Arbeitspreis gibt es im Falle eines Abrufes keinen, d.h. weder wird die vom Anbieter gelieferte Primärregelenergie vergütet noch muss der Anbieter die übernommene Primärregelenergie bezahlen. Grund dafür ist, dass sich die jeweiligen positiven und negativen Mengen innerhalb kurzer Zeit ausgleichen.

Für **Sekundärregelreserve**<sup>2</sup> kommt seit Oktober 2018 vorübergehend ein Mischpreisverfahren zur Anwendung: Anstelle des Leistungspreises wird für die Reihung der sogenannte Zuschlagswert herangezogen, der anhand einer vorgegebenen Formel aus dem Leistungspreis und dem mit der Abrufwahrscheinlichkeit gewichteten Arbeitspreis berechnet wird. Zudem begrenzen Maximalwerte die Höhe der Arbeitspreise, die angeboten werden können.

Bei Sekundär- und auch **Tertiärregelreserve**<sup>3</sup> kommen bei den tatsächlichen Abrufen dann diejenigen mit dem günstigsten Arbeitspreis zuerst zum Zug. Das ist jeweils der niedrigste Arbeitspreis bei positiver Regelreserve bzw. der höchste Arbeitspreis bei negativer Regelreserve. Dies illustriert auch die folgende Tabelle:

Durchschnittspreise 2018	Primär	Sekundär positiv	Sekundär negativ**	Tertiär positiv***	Tertiär negativ**
Zugeschlagene Leistungspreise* Peak	2.092,21 €/ MW	4,19	1,45	3,56 / 0,50	0,83 / 3,89
Zugeschlagene Leistungspreise* Off-peak		1,84	3,97	1,47 / 0,14	2,47 / 3,97
Zugeschlagene Day-Ahead Arbeitspreise Peak		621,49	-215,59	826,92 / 731,31	-254,44 / -271,23
Zugeschlagene Day-Ahead Arbeitspreise Off-peak		637,24	-483,93	842,01 / 736,30	-245,14 / -277,92
Abgerufene Arbeitspreise Peak		124,94	-2,54	117,75	-69,94
Abgerufene Arbeitspreise Off-Peak		113,00	-26,77	116,56	-78,62

Die Angaben beziehen sich, sofern nicht anders angeführt, auf mengengewichtete Durchschnittspreise in EUR/MWh pro Woche und Produkt.

\*) Die Angebote für den Leistungspreis werden in Euro pro Megawatt Vorhalteleistung gestellt. Zur besseren Vergleichbarkeit werden die Werte für Sekundär- und Tertiärregelreserve durch die Stunden des jeweiligen Angebotszeitraums geteilt, womit sich eine Angabe in MWh ergibt.

\*\*) Ein negativer Arbeitspreis bedeutet, dass der Anbieter eine Vergütung erhält. Es kann jedoch auch vorkommen, dass negative Produkte zu einem positiven Preis angeboten werden.

\*\*\*) Erster Wert jeweils Mo-Fr, zweiter Wert Sa-So

Die tatsächlichen Abrufpreise liegen deutlich unter dem Durchschnitt der zugeschlagenen Werte, weil die Preise der teuersten (d.h. letzten aktivierten) Angebote in der Merit Order sehr viel höher sind als die günstigsten. Diese Angebote werden nur bei maximalem Reservebedarf und daher viel seltener aktiviert als die günstigen. Die Ergebnisse der Ausschreibungen und Abrufe können im Preisbericht zum Regelreservemarkt<sup>4</sup> nachgelesen werden.

Für den Fall, dass die vereinbarte Leistung nicht erbracht wird, gibt es Pönalregelungen.

1) [www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/ausschreibungen](http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/ausschreibungen)

2) [www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/ausschreibungen](http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/ausschreibungen)

3) [www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen](http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen)

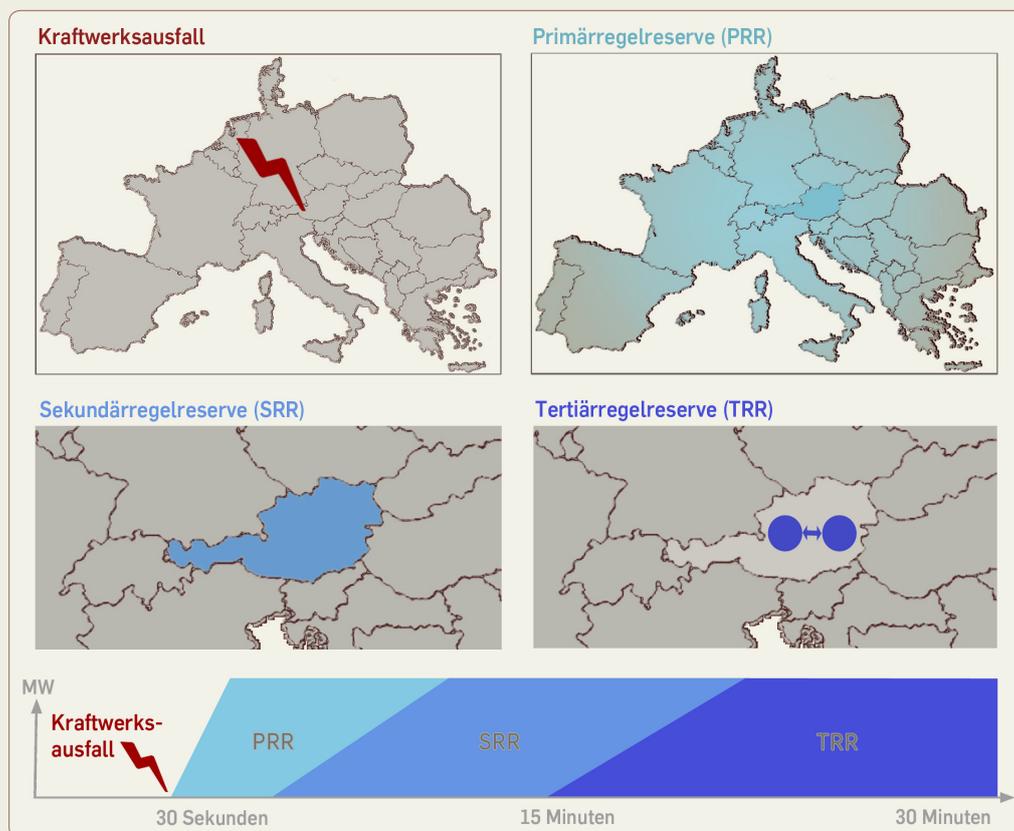
4) [www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum](http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum) ► Download Preisbericht

## Europäische Zusammenarbeit beim Regelreservemanagement

APG ist in eine Reihe internationaler Aktivitäten eingebunden, die darauf abzielen, die europäischen Übertragungsnetze sicher und effizient zu betreiben und vorhandene Ressourcen auch grenzüberschreitend zu nutzen.

Für die Beschaffung der Primärregelreserve setzt APG auf eine 2013 mit dem Schweizer Übertragungsnetzbetreiber begonnene und schrittweise auf sechs Länder ausgeweitete Kooperation, in deren Rahmen alle bei den jeweiligen nationalen Partnern eingegangenen Gebote zusammengefasst und dadurch die Gesamtkosten minimiert werden. Durch diese Kooperation steht den österreichischen Anbietern ein größerer Angebotsmarkt zur Verfügung – 2018 waren das rund 1400 MW im Vergleich zu den für Österreich benötigten etwa 64 MW. Darüber hinaus profitieren der österreichische Markt und das Gesamtsystem von Kosteneinsparungen durch eine erhöhte Liquidität des Marktes.

Zur Optimierung von Sekundärregelreservebeschaffung und -einsatz kooperiert APG mit mehreren anderen Übertragungsnetzbetreibern durch das „Imbalance Netting“. Damit wird der gegenläufige Abruf von Sekundärregelleistung vermieden, indem in den beteiligten **Regelzonen** vor der Aktivierung ein Bedarfsausgleich (Netting) durchgeführt wird. Die deutschen und der österreichische Übertragungsnetzbetreiber vertiefen ihre Kooperation durch Optimierung des Einsatzes von Sekundärregelreserve anhand einer gemeinsamen Abrufliste (Merit Order).



Zeitlicher Ablauf des Abrufes von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserve

### 3. Wie kann man am Regelreservemarkt teilnehmen?

**Stromerzeuger und -verbraucher müssen technische Voraussetzungen erfüllen, um als akkreditierte Regelreserveanbieter an Ausschreibungen für Regelreserve teilzunehmen und die zur Verfügung gestellte Regelenergie vergütet zu bekommen.**

Der erste Schritt zur Akkreditierung als Anbieter von Regelreserven ist die **technische Präqualifikation** durch APG, die auf ihrer Webseite die dafür notwendigen Unterlagen sowie detaillierte Hilfestellungen zur Verfügung stellt. Der Anbieter kann selbst wählen, für welche Reserveart – also für Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung – er seine Anlagen präqualifizieren möchte. Dann wird überprüft, ob die Anlagen des Anbieters die erforderlichen technischen Anforderungen für die jeweilige Reserveart erfüllen. Die Präqualifikation für jede Regelreserveart erfolgt separat.

Die technischen Anforderungen basieren auf den internationalen Vorgaben der **ENTSO-E**, in Österreich ist der **Regelzonenführer** APG für die Präqualifikation zuständig und überprüft die vom Antragsteller übermittelten Daten.

Die Präqualifikation ist grundsätzlich drei Jahre gültig. Zur Verlängerung um weitere drei Jahre braucht der Anbieter nur zu bestätigen, dass die einzelnen Anforderungen an die Anlage weiterhin erfüllt werden.

Bei wesentlichen Änderungen der entsprechenden Anlagen – etwa einer Änderung der Engpassleistung oder beim Umbau eines Reglers – ist eine neuerliche Präqualifikation der betroffenen Anlagen erforderlich. Wenn der Anbieter zu einem späteren Zeitpunkt einen Antrag zur technischen Präqualifikation für weitere Anlagen stellt, so ist dies grundsätzlich im Rahmen eines verkürzten Verfahrens möglich, die Präqualifikation läuft allerdings zeitgleich mit den ursprünglich präqualifizierten Anlagen ab.

Für jede der zu erbringenden Regelreservearten wird ein separater, standardisierter **Rahmenvertrag** mit dem Regelzonenführer APG geschlossen. Mit der Unterzeichnung des Vertrages durch beide Partner gilt man als **akkreditierter Anbieter** und erhält Zugang zum Ausschreibungssystem der APG.

Für den Anbieter gibt es keine Verpflichtung, sich an einzelnen Ausschreibungen zu beteiligen. Wenn Anlagen den Zuschlag erhalten haben, Regelreserve bereitzuhalten, können sie daneben beliebig Strom liefern oder konsumieren. Es muss jedoch gewährleistet sein, dass im Rahmen der vereinbarten **Zeitscheibe** das Regelband durchgehend frei verfügbar ist, also eine Leistungserhöhung oder Leistungsverminderung im vollen vereinbarten Umfang und mit vereinbarter Qualität möglich ist.

#### **Aggregator im Zitat**

*„Im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken hat unser virtuelles Kraftwerk eine schnellere Reaktionszeit. Außerdem kann es Flexibilität sehr günstig bereitstellen: Der Aufbau unseres virtuellen Kraftwerks kostet einen Bruchteil der Investitionskosten für ein konventionelles Kraftwerk.“*

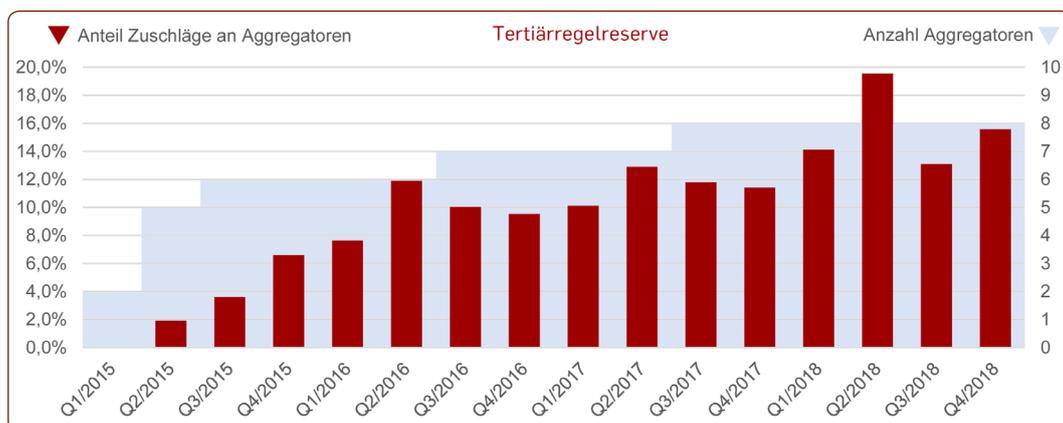
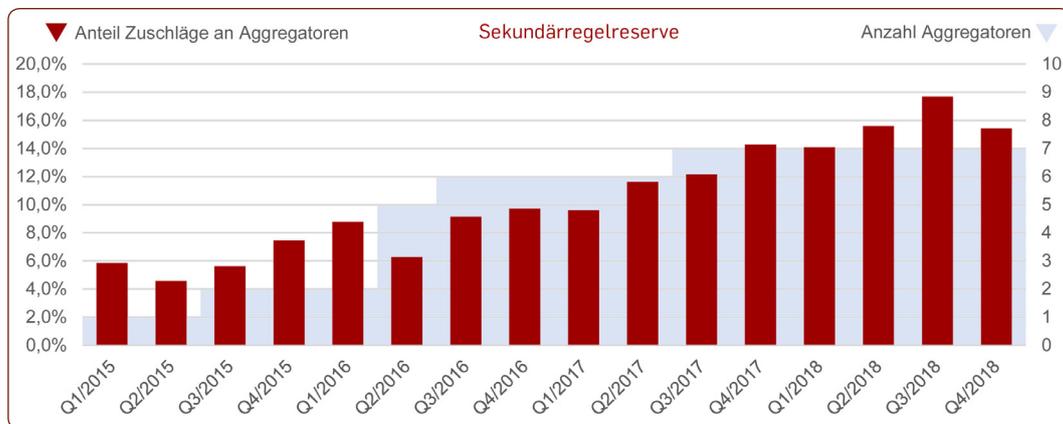
## 4. Haben auch kleinere Unternehmen Teilnahmemöglichkeiten?

Für Sekundärregelreserve beispielsweise beträgt die Mindestangebotsleistung für einen Anbieter 5 MW. Die Möglichkeit, Anlagen zu Pools zusammenzufassen, eröffnet jedoch auch kleineren Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen Chancen, an diesem Markt teilzuhaben. Aggregatoren bieten Dienstleistungen zur Vermarktung von Regelreserve in einem Pool an.

Wenn zahlreiche kleinere Stromproduzenten wie Biogas-, Windkraft-, Photovoltaik-, KWK- oder Wasserkraftanlagen digital vernetzt werden, entsteht ein sogenanntes **virtuelles Kraftwerk**. Diese können die Größenordnung von konventionellen Kraftwerken erreichen: So kommt beispielsweise ein deutscher Anbieter in sieben europäischen Ländern auf insgesamt 5.400 Megawatt aggregierter Leistung aus über 6.400 Anlagen – dies ist mehr als das Doppelte der Leistung aller österreichischen Donaukraftwerke zusammen. Solche Anlagenpools, die oftmals auch flexible Stromverbraucher umfassen, bieten auch Regelreserve an.

Den einzelnen Teilnehmern bringt das Regelreservpooling mittels virtueller Kraftwerke im Vergleich zu einem „Alleingang“ am Regelreservemarkt einige Vorteile:

- ▶ Vereinfachte Teilnahme am Regelreservemarkt durch geringere Kosten für die Präqualifizierung und kleinere Investitionen
- ▶ Weitgehende Auslagerung von organisatorischen Aufgaben an das Poolmanagement
- ▶ Der Pool bietet ein Backup bei Nichtverfügbarkeit einzelner Anlagen
- ▶ Die Kontrolle über die Anlagen bleibt auch hier bestehen: Wie viel Regelreserve zu welcher Zeit zur Verfügung gestellt werden kann, wird vertraglich festgesetzt.



Aggregatoren konnten ihre Position am Regelreservemarkt seit 2015 sowohl bei SRR als auch bei TRR kontinuierlich ausbauen. Etwa 15 Prozent der Zuschläge gehen an Aggregatoren, der Rest weiterhin an Energieversorgungsunternehmen

## 5. Wie funktioniert die Teilnahme in der Praxis?

**Aggregatoren ermöglichen Unternehmen einen einfachen Zugang, Flexibilitäten lukrativ zu vermarkten – sei es am Regelreservemarkt oder auf anderen Märkten für Strom. Dabei bieten sie Paketlösungen aus Hard- und Software an und wickeln auch die Trading-Aktivitäten ab. Bei einem breiten Spektrum von Anlagen bietet sich hier eine attraktive zusätzliche Einnahmequelle an. Anlagen speziell für die Teilnahme am Regelreservemarkt zu errichten gilt unter den derzeitigen Bedingungen jedoch als nicht lukrativ.**

Im Kapitel „Potenzielle Teilnehmer am Regelreservemarkt“ wurden bereits unterschiedliche Erzeugungs- und Verbraucheranlagen vorgestellt, die sich dazu eignen, im Rahmen von Pools Regelreserve zu vermarkten. Grundvoraussetzung ist in allen Fällen eine gewisse Flexibilität: Anlagen, die weitgehend gleichmäßig laufen müssen oder sehr eng an einen kritischen Produktionsprozess gekoppelt sind, eignen sich tendenziell nicht.

### **Ist das Unternehmen/ die Anlage als Regelreserve-Anbieter geeignet?**

In österreichischen Pools findet sich ein breites Spektrum an Technologien und Prozessen – unter anderem Blockheizkraftwerke und kleine, regelbare Wasserkraftwerke, ebenso Power-to-Heat-, Kühl- und Beschneiungsanlagen sowie über ganz Österreich verteilte Notstromaggregate von Mobilfunkbetreibern. Vom Regelreservemarkt profitieren Industrieanlagen im Bereich der Papier-, Stahl- und Metallverarbeitung, der Nahrungsmittelproduktion oder der Grundstoffchemie. Zu möglichen Anwendungen gehören Pumpen, Mühlen, Holzschleifer, elektrische Öfen, Lüftung, Druckluft und ebenso Stadtwerke mit deren Anlagen der Wasser- und Abwasserwirtschaft.

Weitere Potenziale sehen Aggregatoren bei mittelständischen produzierenden Betrieben im Allgemeinen, speziell in der Zement- und Baustoffindustrie, bei Gärtnereibetrieben, Großwärmepumpen oder auch bei großen Gebäuden, sofern deren Anlagen eine kompatible Schnittstelle zur automatischen Steuerung der Regelreserve haben.

Für eine ökonomisch sinnvolle Teilnahme an diesem Markt ist ein Minimum an flexibler Leistung vonnöten. Ein Aggregator hat hier zum Beispiel einen Richtwert von 200 bis 300 kW für eine einzelne, nicht standardisiert anschließbare Anlage genannt. Im Falle kleinerer, jedoch im hohen Maße standardisierter Anlagen können auch Prozesse einbezogen werden, die mindestens 150 kW an flexibler Leistung aufweisen. Dies gilt auch, wenn bei einem Unternehmen mehrere Anlagen zum Einsatz kommen. Andere Aggregatoren halten den Aufwand unter aktuellen Bedingungen erst ab einer flexiblen Leistung von etwa 500 kW für gerechtfertigt.

Für den Fall, dass Lasten nicht modulierbar sind, sondern nur zur Gänze zu- oder abgeschaltet werden können, gab ein Aggregator auch eine Maximalgröße von etwa 6 MW als Richtwert an.

#### **Aggregator im Zitat**

*„Flexibilitäten zu vermarkten, in welcher Form auch immer, wird im Zuge des Ausbaus der Erneuerbaren auf jeden Fall ein attraktives Geschäftsfeld bleiben.“*

## Wie wird man Pool-Mitglied?

Zur Abklärung, ob und in welcher Höhe Flexibilitätspotenzial vorhanden ist, bieten Aggregatoren typischerweise Beratungen an, etwa in Form eines technischen Workshops. In Folge wird auf Basis von aktuellen Daten und Erfahrungswerten ein Business Case für das Unternehmen errechnet.

Wenn die Entscheidung für eine Teilnahme am Pool fällt, wird die Anlage des Kunden über eine Schnittstelle mit einer Steuereinheit verbunden. Diese Steuereinheit übermittelt Daten an den Pool-Server, beispielsweise über eine gesicherte GSM-Verbindung. Schaltbefehle können direkt über diese Verbindung ausgeführt werden. In welchem Ausmaß die automatisierte Steuerung von außen erfolgt, bestimmt der Kunde.

Erst nach erfolgreichem Testbetrieb leitet der Aggregator die Präqualifizierung bei APG ein. Eine der Voraussetzungen dafür ist beispielsweise, dass die Anlage imstande ist, innerhalb von fünf Minuten bei SRR bzw. zehn Minuten bei TRR zweimal die Maximalleistung zu erreichen, zu halten und wieder zu reduzieren.



Für die Integration am Regelreservemarkt braucht es wenige Schritte

## Welche Kosten sind damit verbunden?

Jeder Anbieter muss mit seinem Pool und den darin enthaltenen Anlagen – den „technischen Einheiten“ – als Regelreserveanbieter akkreditiert sein. Für die dabei notwendige Präqualifikation bei der APG werden sowohl die einzelnen Anlagen als auch das Zusammenspiel dieser Anlagen im Rahmen des Gesamtkonzeptes begutachtet. Erweiterungen von bestehenden Pools sind jederzeit möglich. Wenn die neu hinzukommenden Anlagen im Typ mit den bereits im Pool befindlichen sehr ähnlich sind, es sich um eine Standard-Technologie handelt und sich am Gesamtkonzept des Aggregators nichts ändert, so wird bei der Präqualifikation ein verkürztes Verfahren angewandt; dieses wird üblicherweise innerhalb von zwei bis drei Monaten abgewickelt. Der Zeitaufwand beim Kunden für die gesamte Vorbereitung ist mit zwei bis fünf Tagen anzusetzen.

Die technische Ausstattung in Form einer Steuereinheit wird von den **Aggregatoren** weitgehend kostenlos zur Verfügung gestellt, es muss lediglich eine digitale oder analoge Schnittstelle für die Anbindung geben, wie sie generell zum Standard neuerer Anlagen gehört. Das technische Andocken an den Regelreservemarkt erfolgt dann gleichsam im „Plug-and-Play“-Verfahren. Sofern diese Schnittstelle erst eingebaut werden muss, ist dies normalerweise vom Kunden zu übernehmen. Laut Erfahrungswerten von Aggregatoren liegen die Kosten dann bei 2.000 bis 5.000 Euro. Unternehmen, die über einen Betriebs-elektriker verfügen, können diese Arbeiten gegebenenfalls auch selbst durchführen.

Der **Aggregator** kümmert sich um die laufende Vermarktung im Rahmen der Bieterverfahren. Der Kunde kann vorab bekannt geben, wann er Regelreserve zur Verfügung zu stellen bereit ist. Die Poolanbieter erlauben manchmal größere Flexibilität als die vordefinierten **Zeitscheiben** der Ausschreibungen – zum Beispiel die Meldung für einzelne Stunden. Das automatisierte System aktiviert bei einem Abruf eine Schaltanfrage bei der Anlage des Kunden. Diese Anfrage ist je nach Vereinbarung entweder manuell zu bestätigen oder die Kundenanlage wird automatisch ausgelöst, sofern die Auslastung dies zulässt.

Wenn das System sich eingespielt hat, beträgt der Zeitaufwand für Kunden im Pool je nach Komplexität der Anlage in etwa eine halbe Stunde bis zwei Stunden pro Woche.

### **Was kann man mit Regelreserve verdienen?**

Gewöhnlich wird Regelreserve für Sekunden oder Minuten abgerufen, kaum einmal bewegt sich die Abrufdauer im Stundenbereich. Die Teilnehmer an diesem Markt werden für die schnelle, kurzfristige Bereitstellung von Regelreserve bezahlt: Für 2018 galt ein grober Richtwert von 10.000 bis 20.000 Euro, die je durchgehend schaltbarem MW Sekundärregelleistung pro Jahr verdient werden konnten. Dabei ist jedoch zu beachten, dass diese Werte aufgrund der 2018 umgesetzten und noch anstehenden Änderungen von Marktregeln und der Volatilität des Marktes nur sehr bedingt aussagekräftig für die Zukunft sind.

Es obliegt der Entscheidung des Kunden, abhängig von seinen Gestehungskosten und strategischen Überlegungen eher einen hohen Leistungs- und/oder Arbeitspreis anzubieten und dafür weniger häufig oder durch einen niedrigen Preis öfter zum Zug zu kommen. Die Abrufhäufigkeit bei der Sekundärregelung kann daher von mehrmals täglich bis zu wenige Male im Monat variieren – abhängig von der Angebotsstrategie des einzelnen Kunden und natürlich vom Bedarf an Regelreserve, der nur schwer zu prognostizieren ist. So können an die 2.000 Abrufstunden pro Jahr zusammenkommen.

Am Tertiärregelreservemarkt sind Abrufe seltener und ebenso von der Preisstrategie abhängig. Durchschnittlich fallen hier 50 bis 200 Abrufstunden im Jahr an. Auch hier ist es jedoch möglich, durch die reine Leistungsvorhaltung Erlöse zu erzielen.

Die Erlöse aus dem Regelreservemarkt werden üblicherweise zwischen dem Kunden und dem Poolanbieter geteilt. So besteht für beide Seiten der Anreiz, die Flexibilitäten möglichst effektiv einzusetzen.

#### **Aggregator im Zitat**

*„Es lassen sich nach wie vor interessante Business Cases für die Kunden darstellen, selbst wenn die Preise für Regelreserve in den letzten Jahren gesunken sind. Auch mittelfristig wird wegen der Energiewende das Angebot an Flexibilität einen Wert für das Stromnetz haben.“*

## **Erfahrungsbericht aus der Papierindustrie**

**Das Unternehmen mit mehreren Standorten in Österreich hat seit 2016 Erfahrung mit der Vermarktung von Regelreserve. Der Verantwortliche für Energieeinkauf berichtet:**

„Begonnen haben wir Ende 2015 mit **negativer Tertiärregelreserve**. Bei Bedarf können wir in einem Werk 1,5 bis 2 MW Leistung mehr aus dem Netz beziehen und fahren dafür unsere Gasturbine, die einen Teil des Eigenverbrauchs deckt, zurück. Einige Monate lang war dieses Marktsegment sehr interessant, aktuell sind sowohl die Preise als auch die Anzahl der Abrufe sehr niedrig.

Kurz nach diesem Einstieg stand in einem anderen Werk eine Investition in einen neuen Boiler an, den wir mit zwei 2,5 MW-Elektropatronen ausgestattet haben. Mit dieser sehr schnell reagierenden Anlage, die Anfang 2017 in Betrieb gegangen ist, können wir 5 MW **negative Sekundärregelreserve** anbieten. Die Erlöse aus den ersten beiden Betriebsjahren sind etwas unter den Erwartungen geblieben und waren zudem stark schwankend. Operativ hat alles problemlos funktioniert, es wird aber aus heutiger Sicht etwa 5 bis 7 Jahre dauern, bis sich die Zusatzinvestition amortisiert. Wir sind jedoch der Meinung, dass es langfristig sinnvoll sein wird, Flexibilitätsmöglichkeiten zu haben.

Für die Ersteinrichtung waren Programmierarbeiten im Ausmaß von etwa einem Tag zur Einbindung der Steuerbox des Aggregators ins Leitsystem notwendig. An sich läuft das System dann automatisch, es muss nur für Rückfragen ein Ansprechpartner da sein, und die Verfügbarkeitsmeldungen sind bei Bedarf zu aktualisieren. Das summiert sich grob auf eine Stunde Zeitaufwand pro Woche, und es ist kein zusätzliches Personal dafür erforderlich. Nach einer etwas holprigen Anlaufphase sehr verbessert hat sich der Aspekt der Abstimmung mit dem Energielieferanten. Der Vertrag ist ja dahingehend anzupassen, dass die Regelenergieabrufe aus der Energielieferung herausrechnet werden. Dazu tauschen der Energielieferant und der Poolanbieter entsprechend die Fahrpläne ab. Auch wird von den Lieferanten oft eine Vereinbarung gewünscht, dass der Kunde selbst Verantwortung für die Ausgleichsenergie übernimmt. Bei den Netzkosten ist für Regelenergieabrufe ein spezieller Tarif vorgegeben. Die Differenz auf den regulären Netztarif wird dann rückverrechnet.

Insgesamt haben wir mit der Regelenergievermarktung bisher gute Erfahrungen gemacht. Unter den aktuellen Bedingungen würde man vermutlich höhere Investitionen rein zum Zweck der Regelreserveerbringung eher nicht vornehmen, denn insgesamt sind die Preise seit 2014 stark zurückgegangen.

Wenn man allerdings ein bestehendes Asset hat, das Flexibilitäten erlaubt, sind die Einstiegshürden in den Markt als Teil eines Pools gering. Ein guter Poolanbieter ist mit seiner Marktkennntnis auch hilfreich dabei, die Assets richtig zu positionieren, damit man bei den Ausschreibungen zum Zug kommt.

Die Auswirkungen des neuen Durchschnittspreisverfahrens sind noch nicht genau abzuschätzen. Bistlang ist eine deutliche Verringerung der Abrufe zu erkennen, es sind jedoch auch mit der Leistungsvorhaltung gewisse Erlöse möglich. Zuletzt konnte man mit negativer Sekundärregelreserve etwa 1.500 bis 2.000 Euro je MW und Monat lukrieren.

Für negative Sekundärregelreserve schätze ich, dass sich eine Beschäftigung mit dem Thema ab ein bis zwei MW Flexibilitätspotenzial auszahlt. Bei positiver Regelenergie sind die Erlösmöglichkeiten besser, hier würde sich das vielleicht schon ab einem halben Megawatt auszahlen.“

## Weiterführende Links und Informationen

Weiterführende Informationen von APG zur Teilnahme am Regelreservemarkt:

[www.apg.at/de/markt/netzregelung](http://www.apg.at/de/markt/netzregelung)

**Unterlagen zur Präqualifizierung** und Informationen zum Abschluss des Rahmenvertrags zwischen Anbieter und Regelzonenführer:

[www.apg.at/de/markt/netzregelung/teilnahmebedingungen](http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/teilnahmebedingungen)

Liste von **Aggregatoren** und anderer Unternehmen, die Informationen und Dienstleistungen zur Vermarktung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen in einem Pool als Regelreserve anbieten – von der Bestimmung geeigneter Anlagen (etwa im Bereich Industrie und Gewerbe) über die technische Anbindung und Steuerung bis zur optimierten Vermarktung und Besicherung:

[www.e-control.at/industrie/strom/strommarkt/marktbasierte-beschaffung-regelreserve](http://www.e-control.at/industrie/strom/strommarkt/marktbasierte-beschaffung-regelreserve)

**Marktforum.** Drei- bis viermal jährlich organisiert APG das sogenannte Marktforum. Hier können sich aktuelle und potenzielle Teilnehmer am österreichischen Regelreservemarkt mit hochkarätigen Fachleuten austauschen. Anstehende Änderungen werden ebenso diskutiert wie Hindernisse für eine Teilnahme an diesem Markt.

Ziel des Marktforums ist es, die Rahmenbedingungen für den Regelreservemarkt im Austausch mit allen Beteiligten zu verbessern, damit sie für einen möglichst großen Teilnehmerkreis attraktiv sind. Informationen zu den zukünftigen und Präsentationen der vergangenen Veranstaltungen sind auf der APG-Webseite abrufbar.

[www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum](http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum)

## Glossar

**Aggregator:** Pool-Betreiber, der die Regelreservepotenziale von Erzeugungs- und Verbraucheranlagen in einem bündelt, vermarktet und als virtuelles Kraftwerk steuert.

**Akkreditierte Anbieter:** Erst nach der Akkreditierung haben Anbieter Zugang zu den Regelreserve-Ausschreibungen von Austrian Power Grid (APG). Dafür muss die technische Präqualifikation erfolgreich absolviert und weiters ein Rahmenvertrag mit dem Regelzonenführer APG abgeschlossen werden.

**Ausgleichsenergie:** Unter Ausgleichsenergie wird die Differenz zwischen dem vereinbarten Fahrplanwert und dem tatsächlichen Bezug oder der tatsächlichen Lieferung der Bilanzgruppe je definierter Messperiode verstanden.

**Demand-Side-Management (DSM)** bezieht sich hier auf die gezielte Steuerung des Stromverbrauchs in Industrie, Gewerbe und Gebäuden, beispielsweise um Leistungsbezugsspitzen zu verringern und damit die Netzkosten gering zu halten, oder um einen Teil des Energiebedarfs in Zeiten mit geringeren Stromkosten (Niedertarifzeiten) zu verschieben.

**Engpassvermeidung** (auch **Engpassmanagement**): Unterschiedliche Maßnahmen eines Netzbetreibers zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit, d.h. zur Vermeidung von Leitungsüberlastungen durch Netzengpässe. Dazu gehören unter anderem Redispatch-Maßnahmen, in deren Rahmen der Einsatz von Erzeuger- oder Verbraucheranlagen vom Netzbetreiber angeordnet wird.

**ENTSO-E** (European Network of Transmission System Operators for Electricity): Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität. Österreichs Vertretung in diesem Verband ist die Austrian Power Grid (APG).

**Fahrplan:** An Prognosen orientierte Einteilung, wie viel Energie ein bestimmtes Kraftwerk zu einer festgelegten Zeit in das Netz einspeisen, bzw. ein bestimmter Verbraucher aus dem Netz beziehen soll.

**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 alleiniger Stromerzeugung, was den CO<sub>2</sub>-Ausstoß deutlich verringert.

**Merit-Order-Prinzip:** Preisbildungsprinzip, nach dem der günstigste Anbieter als erster den Zuschlag bekommt, gefolgt vom nächstgünstigsten, bis die ausgeschriebene Menge an Vorhalteleistung erreicht ist.

**Physikalische Netzüberlastung:** Diese tritt auf, wenn die Sicherheitsgrenzen der Leitungsbelastung überschritten werden. In diesem Fall spricht man auch von einem Netzengpass. Durch Engpassmanagementmaßnahmen versucht der Netzbetreiber, die betroffenen Leitungen zu entlasten.

**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.

**Regelreserve:** Damit werden vom Regelzonenführer unvorhergesehene Leistungsschwankungen im Stromnetz kurzfristig mit dem Ziel ausgeglichen, die gewonnene und die entnommene Leistung inklusive Transportverluste im Stromnetz im Gleichgewicht zu halten. Dies ist zur Aufrechterhaltung einer konstanten Netzfrequenz von 50 Hertz notwendig. Bei zu wenig Strom im Netz (Unterdeckung) kommt **positive Regelreserve** zum Einsatz, bei Stromüberdeckung **negative Regelreserve**.

**Regelleistung:** Damit bezeichnet man die mit Regelreserveanbietern vereinbarte Vorhaltung von Regelreserve-Kapazitäten zu definierten Zeitpunkten.

**Regelzonen(-führung):** Um den Energiefluss im internationalen Verbundnetz technisch kontrollieren zu können, wird das Übertragungsnetz in sogenannte Regelzonen eingeteilt. In Österreich ist die Austrian Power Grid (APG) als Regelzonenführer unter anderem dafür verantwortlich,

- ▶ die Netzfrequenz im vorgegebenen Bereich zu halten und für die Einhaltung der vereinbarten Austauschleistungen zwischen den Regelzonen zu sorgen;
- ▶ die dazu erforderliche Regelreserve zu beschaffen, zu aktivieren und
- ▶ dem Bilanzgruppenkoordinator die Mengen der Regelenergie und die Gesamtkosten der Regelreserve zu übermitteln und zu verrechnen.

**Stromnetz:** Unterschieden wird zwischen dem **Verteilernetz**, das zur regionalen Anbindung der Endkunden dient (bis inklusive 110 kV), sowie dem **220-/380-kV-Übertragungsnetz**, das entscheidend ist für den überregionalen Leistungsausgleich und die Netzbetriebsicherheit.

**Technische Präqualifikation:** Überprüfung, ob die Anlagen des Anbieters die erforderlichen technischen Anforderungen für die unterschiedlichen Arten von Regelreserve erfüllen (Primär-, Sekundär- oder Tertiärregelung).

**Virtuelles Kraftwerk:** Zusammenschaltung von mehreren dezentralen Stromerzeugungseinheiten (und im Falle der Regelreserve auch von Verbrauchereinheiten) zu einem Verbund, der wie eine Einheit agiert.

**Vorhaltung:** Zusicherung des Anbieters von Regelreserve, die entsprechende Leistung für die vereinbarte Zeitscheibe zum Abruf bereitzuhalten.

**Zeitscheibe:** Ein Zeitabschnitt von fixer Länge, in dem eine Ressource zur Verfügung steht, um bei Bedarf genutzt zu werden.

## Regelreserve

## Marktchancen für Unternehmen



Industrie- und Gewerbebetriebe sowie andere Unternehmen mit höherem Strombedarf, aber auch Betreiber kleinerer Stromerzeugungsanlagen können von einer aktiven Teilnahme am Markt für Regelreserve profitieren.

Die Broschüre gibt wichtige Informationen über Möglichkeiten und Voraussetzungen.

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

---