



**E-CONTROL**

## **Das österreichische Strommarktmodell**

(Stand April 2013)

## INHALTSVERZEICHNIS

1	Motivation .....	3
2	Übersicht und Grundlagen des österreichischen Marktmodells.....	3
2.1	Grundprinzipien .....	3
2.2	Marktteilnehmer und ihre Aufgaben.....	4
2.3	Das Bilanzgruppenmodell .....	7
2.4	Vertragsbeziehungen .....	8
3	Marktprozesse .....	10
3.1	Übersicht .....	10
3.2	Zulassung als Lieferant oder Stromhändler .....	11
3.3	Datenaustauschprozesse.....	13
3.4	Messen und Zählen.....	14
3.4.1	Zählpunktbezeichnung .....	14
3.4.2	Messgerätetypen.....	15
3.5	Fahrplanmanagement.....	16
3.6	Clearing.....	18
3.7	Regelenergie & Ausgleichsenergiebewirtschaftung .....	21
3.8	Netzverluste .....	25
3.9	Grenzüberschreitender Stromhandel .....	27
3.10	Lieferanten- und Bilanzgruppenwechsel, An- und Abmeldung .....	28
3.11	Elektronischer Austausch von Netza abrechnungsdaten .....	30

# 1 Motivation

Dieses Dokument soll zum besseren Verständnis der Organisation und Funktionsweise des österreichischen Strommarktes, insbesondere seiner Regelungen, Prozesse und Verantwortlichkeiten, beitragen. Es enthält einen Überblick über alle relevanten Themen und soll Interessierten als Einführung in das österreichische Strommarktmodell dienen.

Ausgehend von den Grundprinzipien des Strommarktmodells, einer Übersicht über die relevanten Marktteilnehmer und ihre Aufgaben und einer Einführung in das Bilanzgruppenmodell werden alle wesentlichen Marktprozesse beschrieben.

Für Detailinformationen wird am Ende jedes Kapitels auf die betreffenden gesetzlichen Rahmenbedingungen oder weitere Informationsquellen verwiesen. Der Bereich der Ökostromförderung und damit zusammenhängende Prozesse werden in diesem Dokument nicht behandelt.<sup>1</sup>

Erläuterungen zu den in diesem Dokument verwendeten Begriffen finden Sie im Kapitel 1 der Sonstigen Marktregeln Strom (Begriffsbestimmungen).

## 2 Übersicht und Grundlagen des österreichischen Marktmodells

### 2.1 Grundprinzipien

Grundlage für das aktuelle Strommarktmodell sind die relevanten Rechtstexte des Europa-, Bundes-, oder Landesrechts sowie die Entscheidungen der Organe der Regulierungsbehörde E-Control Austria, die Marktregeln und die Allgemeinen Bedingungen der Marktteilnehmer. (Für eine Übersicht über rechtlichen Grundlagen siehe auch die Verweise zu weiterführenden Informationen am Ende dieses Kapitels.)

Die vollständige Öffnung des Strommarktes in Österreich im Jahr 2001 wurde von großen technischen und organisatorischen Änderungen für die Marktteilnehmer begleitet.

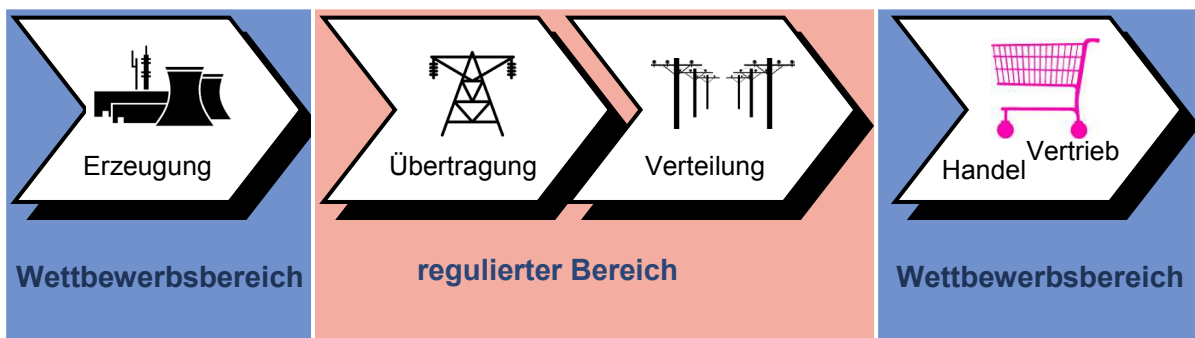
Das aktuelle österreichische Marktmodell für den liberalisierten Strommarkt beruht auf folgenden wesentlichen Grundprinzipien:

1. Der Betrieb der Netze ist von den übrigen, im Wettbewerb befindlichen Bereichen, wie Erzeugung, Handel und Vertrieb, getrennt. Siehe *Abbildung 1*.
2. Verteilnetzbetreiber sind im Wesentlichen für den sicheren Betrieb des Netzes, die Messdatenerfassung und die Verwaltung der Netzbenutzerdaten verantwortlich.

---

<sup>1</sup> Siehe dazu den jährlichen Ökostrombericht der E-Control und die Homepage der Abwicklungsstelle für Ökostrom AG - O-eMAG ([www.oem-ag.at](http://www.oem-ag.at))

3. Übertragungsnetzbetreiber haben neben dem Betrieb der Übertragungsnetze in ihrer Rolle als Regelzonenführer die Aufgabe, zu jedem Zeitpunkt die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Bedarf sicherzustellen.
4. Damit Verbraucher, Erzeuger, Lieferanten und Händler beliebige Geschäfte untereinander abwickeln können, wurde ein sogenanntes Bilanzgruppensystem eingeführt. Jeder Marktteilnehmer, der Strom aus dem Netz bezieht bzw. abgibt oder Strom verkauft bzw. handelt, muss Mitglied in einer Bilanzgruppe sein.
5. Jeder Netzbenutzer (Verbraucher oder Erzeuger) hat jeweils einen Vertrag mit dem betroffenen Netzbetreiber und mit einem Lieferanten bzw. Händler seiner Wahl abzuschließen.
6. Die in das Netz eingespeisten bzw. entnommenen Strommengen werden grundsätzlich als ¼-Stundenwerte prognostiziert bzw. abgerechnet. Erzeuger und Verbraucher mit weniger als 50 kW Anschlussleistung oder weniger als 100.000 kWh Erzeugung bzw. Produktion pro Jahr (im Wesentlichen Haushalte und Gewerbebetriebe) werden in der Regel aber nur einmal pro Jahr gemessen. Zur Abbildung der ¼-Stundenwerte für diese Netzbenutzer werden sogenannte Standardlastprofile erstellt und diesen Netzbenutzern zugeordnet (z.B. Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft, PV-Anlage, etc.). Für alle anderen Netzbenutzer werden Erzeugung bzw. Verbrauch als ¼-Stundenwerte erfasst.



**Abbildung 1 – Teilung der Wertschöpfungskette im Zuge der Liberalisierung**

## 2.2 Marktteilnehmer und ihre Aufgaben

Durch die Liberalisierung der Energiemärkte wurden neue Marktteilnehmer und Rollen geschaffen und die Rechte und Pflichten der bestehenden Marktteilnehmer verändert. Es ist notwendig, die Rollen und Aufgaben der Marktteilnehmer genau zu definieren, da diese eng zusammenarbeiten müssen und das reibungslose Funktionieren des Marktes und die Sicherheit der Stromversorgung zu jedem Zeitpunkt gewährleistet sein müssen.

**Im Folgenden werden die wichtigsten Marktteilnehmer kurz beschrieben:**

Einspeiser

Ein Erzeuger oder ein Elektrizitätsunternehmen, der oder das elektrische Energie in ein Netz abgibt.

Regelzonenführer (RZF)

Der für die Leistungs-Frequenz-Regelung in einer Regelzone verantwortliche Marktteilnehmer, wobei diese Funktion auch seitens eines dritten Unternehmens, das seinen Sitz in einem anderen Mitgliedsstaat der europäischen Union hat, erfüllt werden kann.

Netzbetreiber (NB)

Ein Betreiber eines Übertragungs- oder Verteilernetzes mit einer Nennfrequenz von 50 Hz. Der Netzbetreiber ist außerdem für die ordnungsgemäße Zählung, die vertrauliche Verwaltung der Daten der Netzbenutzer und die diskriminierungsfreie Übermittlung der Informationen an alle Marktteilnehmer verantwortlich und gewährleistet, dass nur Berechtigte die ihnen zustehenden Daten erhalten.

Stromhändler

Eine natürliche oder juristische Person oder Erwerbsgesellschaft, die Elektrizität in Gewinnabsicht verkauft.

Lieferant

Eine natürliche oder juristische Person oder Erwerbsgesellschaft, die Elektrizität anderen natürlichen oder juristischen Personen zur Verfügung stellt .

Endverbraucher

Eine natürliche oder juristische Person, die elektrische Energie für den Eigenverbrauch kauft.

Bilanzgruppenkoordinator (BKO)

Eine natürliche oder juristische Person, die aufgrund einer behördlichen Konzession eine Verrechnungsstelle für die Organisation und die Abrechnung der Ausgleichsenergieversorgung innerhalb einer Regelzone betreibt.

Bilanzgruppenverantwortlicher (BGV)

Eine gegenüber anderen Marktteilnehmern und dem Bilanzgruppenkoordinator zuständige Stelle einer Bilanzgruppe, welche eine Bilanzgruppe vertritt.

Bilanzgruppenmitglieder

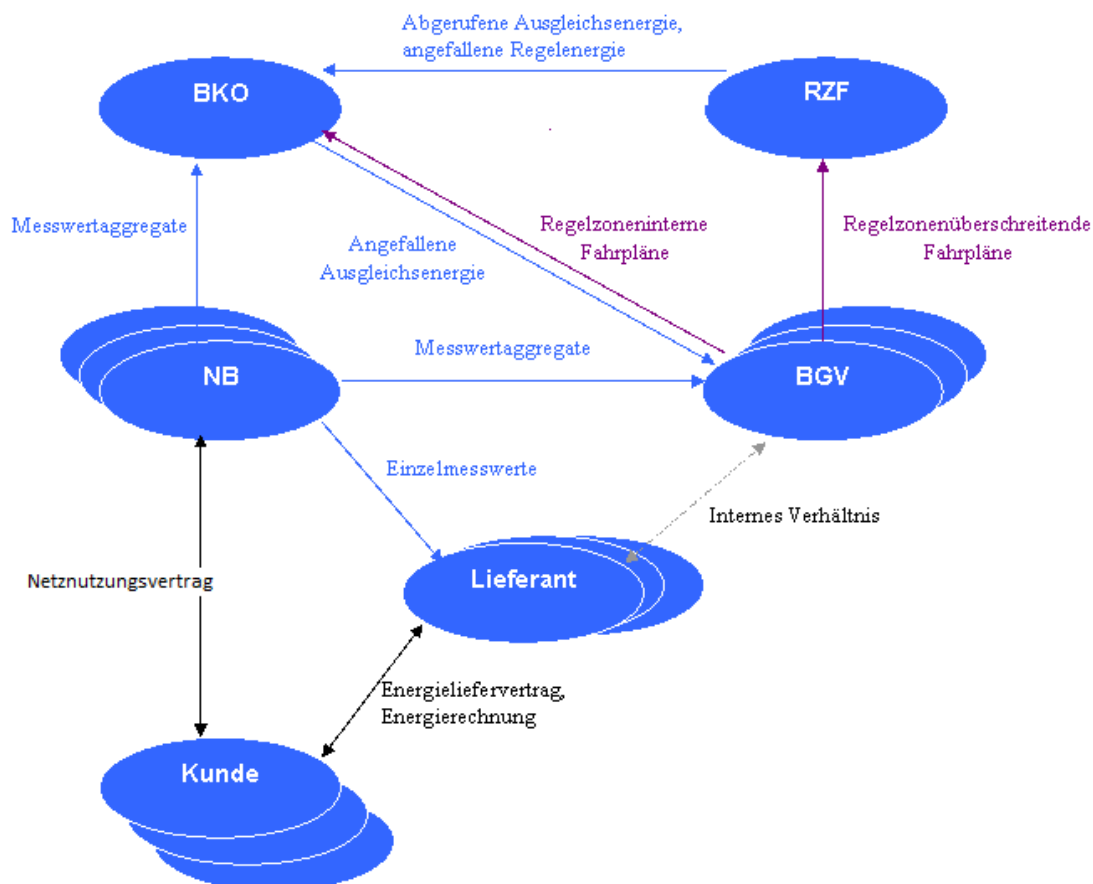
Lieferanten oder Kunden, welche innerhalb einer Bilanzgruppe zum Zwecke des Ausgleiches zwischen Aufbringung und Abgabe von elektrischer Energie zusammengefasst sind.

## Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)

Eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die verantwortlich ist für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen; Übertragungsnetzbetreiber sind die Verbund-Austrian Power Grid AG, die TIWAG-Netz AG und die VKW-Übertragungsnetz AG

## Verteilnetzbetreiber (VNB)

Eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die verantwortlich ist für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Verteilung von Elektrizität zu befriedigen;



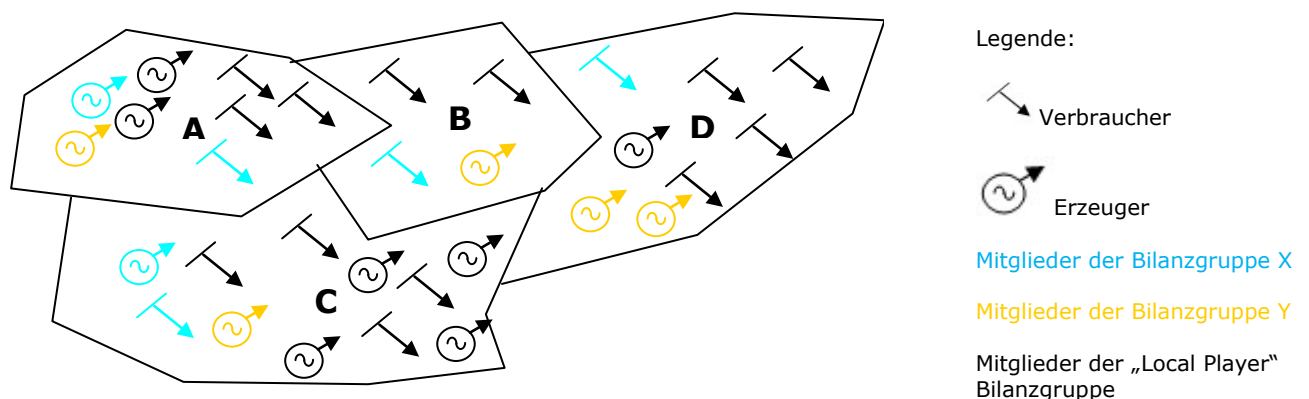
**Abbildung 2 – Überblick über Verträge und Datenflüsse zwischen Marktteilnehmern**

## 2.3 Das Bilanzgruppenmodell

Im früheren Monopolsystem konnten Kunden nur von dem vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen versorgt werden, mit dem sie physikalisch durch das Netz verbunden waren. Im liberalisierten Markt können Kunden nun auch von anderen Elektrizitätsunternehmen Strom beziehen.

Um die freie Wahl des Lieferanten und eine bilanzielle Abgrenzung zwischen den einzelnen Stromhandels- und -lieferungsgeschäften zu ermöglichen, wurde in Österreich das sogenannte Bilanzgruppenmodell eingeführt.

Die Bilanzgruppen dienen einerseits der Abbildung der kommerziellen, vom physikalischen Stromfluss über das Netz entkoppelten Stromhandelsaktivitäten zwischen den Marktteilnehmern und andererseits der verursachungsgerechten Zuordnung von Ausgleichsenergie zu den Marktteilnehmern. Jeder Marktteilnehmer, egal ob Erzeuger oder Verbraucher, Lieferant oder Händler, hat sich daher einer sogenannten kommerziellen Bilanzgruppe anzuschließen.



**Abbildung 3 - Schematische Darstellung von vier Netzgebieten (A, B, C und D), den vier „Local Player“ Bilanzgruppen (= Bilanzgruppen der ehemals vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen) und zwei neuen Bilanzgruppen (X, Y), deren Mitglieder in verschiedenen Netzgebieten angeschlossen sind.**

In einer kommerziellen Bilanzgruppe werden gemäß Begriffsdefinition im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe zusammengefasst, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung von elektrischer Energie (Bezugsfahrpläne, Einspeisung) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisung) von elektrischer Energie erfolgt. Weiters ist jeder Verteilnetzbetreiber zur Errichtung einer besonderen Bilanzgruppe für die Ermittlung der Netzverluste (Netzverlustbilanzgruppe) verpflichtet.

Jede Bilanzgruppe wird von einem Bilanzgruppenverantwortlichen vertreten, der nicht nur die notwendige Kommunikation (Datenaustausch) mit anderen Marktteilnehmern durchführt, sondern auch das

finanzielle Risiko für die Bilanzgruppe übernimmt, insbesondere im Zusammenhang mit der Ausgleichsenergiebewirtschaftung. Bilanzgruppenverantwortliche müssen ein von der E-Control durchgeführtes Zulassungsverfahren durchlaufen.

Das Bilanzgruppensystem liegt somit allen wesentlichen Prozessen des Strommarktes, insbesondere dem Lieferantenwechsel, dem Fahrplanmanagement, der Ausgleichsenergiebewirtschaftung und dem Datenaustausch zwischen Marktteilnehmern, zu Grunde.

### **Weiterführende Informationen**

- Europarecht: Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009/72/EG
- Bundesrecht: Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010
- Landesrecht: z.B. Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2005
- Sonstige Marktregeln Strom, Kapitel 1-10 ([www.e-control.at](http://www.e-control.at))
- Informationen auf den Internetseiten der Verrechnungsstelle APCS ([www.apcs.at](http://www.apcs.at))

## **2.4 Vertragsbeziehungen**

Um das Funktionieren des Marktes zu gewährleisten, haben Marktteilnehmer untereinander Verträge abzuschließen. Die Inhalte der Verträge basieren auf den Bestimmungen der von der Regulierungsbehörde zu genehmigenden Allgemeinen Bedingungen (AGB) der jeweiligen Marktteilnehmer. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die gesetzlich vorgesehenen Vertragspartner und Verträge:



	RZF	BKO	BGV	Lieferant	Stromhändler	ÜNB/VNB	Endverbraucher	Erzeuger
RZF								
BKO	Datenübermittlungsverträge							
BGV	Datenübermittlungsverträge	BGV-Vertrag						
Lieferant	-	Datenlieferungsvertrag	Datenübermittlungsverträge	-				
Stromhändler	-	-	Datenübermittlungsverträge	Strombelieferungsvertrag	Stromhandelsvertrag			
ÜNB/VNB	-	Datenübermittlungsverträge	Datenübermittlungsverträge	-	-	Netzzugangsvertrag		
Endverbraucher	-	-	-	Energieliefervertrag	-	Netzzugangsvertrag		
Erzeuger	Datenübermittlungsverträge	-	Datenübermittlungsverträge	Strombelieferungsvertrag	Strombelieferungsvertrag	Netzzugangsvertrag	-	

## 3 Marktprozesse

### 3.1 Übersicht

Die folgende Tabelle beschreibt die wesentlichen Aktivitäten des Strommarktes in ihrer ungefähren zeitlichen Abfolge und nennt die davon betroffenen Marktteilnehmer. In den folgenden Kapiteln werden die einzelnen Marktprozesse im Detail beschrieben.

Marktprozess	Wer?	Wann?
<p><b>Prognoseerstellung:</b> Erzeuger, Lieferanten und Stromhändler prognostizieren ihre zukünftige Erzeugung bzw. Absatz von Strom bzw. Handelsgeschäfte.</p>	Stromhändler, Erzeuger, Lieferanten	Kann bis zu mehreren Jahren vor tatsächlicher Erzeugung/Abnahme erfolgen
<p><b>Stromhandel:</b> Bilateraler Handel von Stromprodukten zwischen den Marktteilnehmern oder über Strombörsen. Gegebenenfalls müssen für grenzüberschreitende Lieferungen Leitungskapazitäten reserviert werden.</p>	Stromhändler, Erzeuger, Lieferanten, RZF	Kann bis zu mehreren Jahren vor tatsächlicher Erzeugung/Abnahme erfolgen
<p><b>Regelenergieangebote:</b> Zugelassene Anbieter von Regelenergie können ihre Gebote für Regelenergie (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung &amp; -energie) abgeben.</p>	Präqualifizierte Erzeuger, RZF	In der Regel wöchentlich. Siehe auch Auktionskalender des Regelzonenführers
<p><b>Fahrplanversand:</b> Die Bilanzgruppenverantwortlichen übermitteln dem Bilanzgruppenkoordinator und Regelzonenführer die internen bzw. externen (verbindlichen und für die Berechnung der Ausgleichsenergie verwendeten) Fahrpläne.</p>	BGV, BKO, RZF	bis 14.30 Uhr des Vortages
<p><b>Intraday-Handel:</b> Die Bilanzgruppenverantwortlichen können dem BKO und dem RZF Intraday-Änderungen bekanntgeben.</p>	BGV, BKO, RZF	ab 18.00 Uhr des Vortages

<b>Leistungs-Frequenz-Regelung:</b> Der Regelzonenführer gewährleistet die sichere Stromversorgung durch Leistungs-Frequenz-Regelung.	RZF, Erzeuger	Echtzeit
<b>Messung:</b> Der Netzbetreiber misst tatsächliche oder schätzt Verbrauch- bzw. Erzeugungswerte.	NB	Nach dem tatsächlichen Verbrauch bzw. der Erzeugung von Strom, z.B. täglich, monatlich, jährlich
<b>Messdatenübermittlung:</b> Der Netzbetreiber übermittelt die Messdaten an den BKO, BGV, andere NB, RZF und Lieferanten.	NB, BKO, BGV, Lieferant, RZF	ca. bis zum 10. Arbeitstag des Folgemonats
<b>Erstes Clearing:</b> Der BKO berechnet die Ausgleichsenergie der Bilanzgruppen und verrechnet diese an die BGVs. Die BGVs verrechnen innerhalb der Bilanzgruppen die Ausgleichsenergiekosten an die Bilanzgruppenmitglieder weiter.	BGV, BKO	Im Folgemonat. Siehe Clearingkalender des Bilanzgruppenkoordinators
<b>Zweites Clearing:</b> Berechnung der Ausgleichsenergie erfolgt wie beim ersten Clearing.	BGV, BKO	14 Monate nach dem ersten Clearing

### 3.2 Zulassung als Lieferant oder Stromhändler

Um als Lieferant oder Stromhändler in Österreich tätig werden zu können, ist die Mitgliedschaft in einer Bilanzgruppe Voraussetzung. Jede Bilanzgruppe wird durch einen Bilanzgruppenverantwortlichen gebildet, der diese gegenüber dem Bilanzgruppenkoordinator und dem Regelzonenführer vertritt. Die Zulassung als Bilanzgruppenverantwortlicher erfolgt über die Regulierungsbehörde.

Grundsätzlich haben Lieferanten und Stromhändler die Möglichkeit, sich entweder einer bestehenden Bilanzgruppe anzuschließen oder eine eigene Bilanzgruppe zu bilden. Die Zugehörigkeit eines Lieferanten oder Stromhändlers zu einer Bilanzgruppe wird bei dem Bilanzgruppenkoordinator zentral verwaltet.

Zu den wichtigsten Aufgaben eines Bilanzgruppenverantwortlichen gehört die Übermittlung von Fahrplänen an den Bilanzgruppenkoordinator und an den Regelzonenführer und die Abrechnung der Ausgleichsenergie mit dem Bilanzgruppenkoordinator.

Im Folgenden werden die zwei Varianten der Zulassung als Lieferant bzw. Stromhändler näher beschrieben:

### **Beitritt zu bestehender Bilanzgruppe**

Wenn man sich als Lieferant/Stromhändler einer bestehenden Bilanzgruppe anschließt, die von einem zugelassenen Bilanzgruppenverantwortlichen vertreten wird, ist nur eine Bekanntgabe der Tätigkeit beim Bilanzgruppenkoordinator und den Landesregierungen derjenigen Bundesländer notwendig, in denen die Tätigkeit ausgeübt wird.

### **Gründung einer neuen Bilanzgruppe**

Die Gründung einer neuen Bilanzgruppe erfordert die Zulassung als Bilanzgruppenverantwortlicher. Die Prüfung zur Zulassung als BGV erfolgt in einem zweistufigen Verfahren:

In einem ersten Schritt werden die technischen und finanziellen Anforderungen durch den BKO überprüft.

Vom BGV müssen unter anderem auch finanzielle Sicherheiten beim BKO hinterlegt werden. Diese ergeben sich aus den von der E-Control genehmigten Allgemeinen Bedingungen (AGB) des BKO und sind je nach Umsatz des Unternehmens unterschiedlich gestaffelt. Bei neu registrierten Unternehmen wird der zu erwartende Umsatz für die Zukunft als Richtwert für das erste Jahr herangezogen.

Anschließend werden die gesetzlichen Anforderungen durch die Regulierungsbehörde überprüft und bei Erfüllung der Bedingungen ein Konzessionsbescheid durch die Regulierungsbehörde ausgestellt.

Im Zuge der Zulassung als BGV sind insbesondere folgende Unterlagen der Regulierungsbehörde vorzuweisen:

- I. Vereinbarungen, die zur Erfüllung der im anzuwendenden Landesgesetz, im EIWOG und im Verrechnungsstellengesetz (VSG) festgelegten Aufgaben und Verpflichtungen, insbesondere in administrativer und kommerzieller Hinsicht, erforderlich sind:
  - a) mit dem Bilanzgruppenkoordinator und
  - b) mit dem Regelzonenführer
- II. Firmenbuchauszug des Antragstellers und Nachweis über den Sitz des Unternehmens, wenn dieser nicht mit der im Firmenbuch aufscheinenden Geschäftsanschrift ident ist. Ist der Antragsteller eine natürliche Person, Nachweis über den Unternehmenssitz und Hauptwohnsitz
- III. Nachweise über die fachliche Eignung des Vorstandes (z.B. Personalführung, ausreichende theoretische und praktische Kenntnisse in der Abrechnung von Ausgleichsenergie) und aller nach außen vertretungsbefugten Organe
- IV. Nachweise über die fachliche Eignung zumindest eines Mitgliedes des nach außen vertretungsbefugten Organs, eines persönlich haftenden Gesellschafters oder eines leitenden Mitarbeiters

- V. Nachweis, dass der Bilanzgruppenverantwortliche für die Ausübung seiner Tätigkeit als Bilanzgruppenverantwortlicher über das entsprechende Haftungskapital verfügt

Lieferanten und Stromhändler müssen sich auch in denjenigen Bundesländern, in denen sie aktiv werden wollen, bei den Landesregierungen registrieren.

#### Weiterführende Informationen

- Sonstige Marktregeln Strom, Kapitel 4 ([www.e-control.at](http://www.e-control.at))
- Informationen auf den Internetseiten der Verrechnungsstellen ([www.apcs.at](http://www.apcs.at))
- Elektrizitätsgesetze der Bundesländer

### 3.3 Datenaustauschprozesse

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die wichtigsten Datenaustauschprozesse im österreichischen Marktmodell, die betroffenen Marktteilnehmer, das eingesetzte Datenformat und die Art der Datenübertragung.

Die Beschreibung der Prozesse im Detail erfolgt in den folgenden Kapiteln.

Prozess	Marktteilnehmer	Datenformat	Übertragung
Fahrplanmanagement	BGV, RZF, BKO, Erzeuger	ESS (xml)	Als Anhang zu Email
Lieferantenwechsel, An- bzw. Abmeldung	Lieferant, Netzbetreiber, Erzeuger	(xml)	Über eine elektronische Kommunikationsplattform (Wechselplattform)
Messdatenaustausch	Netzbetreiber, Lieferant, BGV, Stromhändler, RZF, BKO, Erzeuger	MSCONS	Als Anhang zu Email
Austausch von Netza abrechnungsdaten	Lieferant, Netzbetreiber	ebUtilities (xml)	Als Anhang zu Email

#### Weiterführende Informationen

- Sonstige Marktregeln Strom, Kapitel 2, 3, 5, 6, 7 und 10 ([www.e-control.at](http://www.e-control.at))

### 3.4 Messen und Zählen

Die Erfassung und Weitergabe von Messdaten ist die Grundlage für die Abrechnung der Kunden, Erstellung von Prognosen, Lieferantenwechsel usw.

Für den Ein- und Ausbau, die Wartung der Zählleinrichtung sowie deren Auslesung und Weitergabe der Messdaten an die relevanten Marktteilnehmer ist in Österreich grundsätzlich der Netzbetreiber zuständig. Auf Basis der Spezifikationen des Netzbetreibers ist jedoch auch eine Beistellung von Messgeräten durch den Kunden zulässig.

#### 3.4.1 Zählpunktbezeichnung

Ein Zählpunkt ist definiert als die Einspeise- bzw. Entnahmestelle, an der eine Strommenge messtechnisch erfasst und registriert wird.

Zentrales Merkmal jeder Zählleinrichtung im Marktmodell ist die sogenannte Zählpunktbezeichnung.

Der Netzbetreiber muss sicherstellen, dass die Zählpunktbezeichnung (z.B. auf Basis der Anlagennummer oder der geografischen Koordinaten, etc.) in seinem Netzgebiet eindeutig ist und z.B. bei Auflassen der Zählstelle diese Kennnummer nicht bei einer anderen Zählstelle wieder vergeben wird. Dies gilt auch für den Fall späterer gesellschaftsrechtlicher Änderungen beim Netzbetreiber, bei Änderungen der Postleitzahl oder bei Zählertausch.

Die Zählpunktbezeichnung besteht aus 33 Stellen und beginnt mit der Länderkennung AT, danach folgen:

- 6-stellige Nummer des Netzbetreibers (die Vergabe der Netzbetreibernummer erfolgt durch die jeweilige Verrechnungsstelle)
- 5-stellige Postleitzahl des Gebietes (vorangestellte 0), in dem sich die Zählstelle befindet
- 20-stellige eindeutige Kennung des Zählpunktes.

A	T	0	0	8	1	0	0	0	8	0	1	0	0	0	6	G	5	6	M	1	1	S	N	5	1	G	2	1	M	2	4	S
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Abbildung 4 - Standardzählpunktbezeichnung

## 3.4.2 Messgerätetypen

### Mengenzähler

Diese Art von Zähler wird in der Regel bei kleinen Verbrauchern (insbesondere Haushalte und Gewerbebetriebe) oder Erzeugern mit weniger als 100.000 kWh Jahresverbrauch/-erzeugung oder weniger als 50 kW Anschlussleistung eingesetzt. Der jeweils eingesetzte Mengenzählertyp wird durch die benötigten Messaufgaben, die in Netznutzungsverträgen zwischen dem Netzbetreiber und dem Kunden festgelegt sind, bestimmt.

Prinzipiell unterscheidet man folgende Mengenzählerarten:

- Wechselstromzähler
- Drehstromzähler
- Doppeltarifzähler

### Lastprofilzähler

Der Netzbetreiber hat für jeden Zählpunkt eines Netzbenutzers, bei dem sowohl der Jahresverbrauch bzw. die jährliche Einspeisung von 100.000 kWh als auch eine Anschlussleistung von 50 kW überschritten werden, einen Lastprofilzähler (d. h. ¼-Stunden-Lastprofilzähler) einzubauen.

Liegt der Jahresverbrauch 3 Jahre in Serie unter den Grenzwerten, kann die Lastprofilzählermessung auf Wunsch des Netzbenutzers wieder durch Zuweisung eines standardisierten Lastprofils ersetzt werden. Lastprofilzähler werden in der Regel monatlich durch eine Kommunikationseinrichtung fernausgelesen.

### Viertelstunden-Maximumzähler

Der Viertelstunden-Maximumzähler erfasst die verbrauchte Menge und den höchsten, in einer bestimmten Periode gemessenen ¼ Stunden-Leistungswert.

Die Grenzen für die Installation von Viertelstunden-Maximumzählern sind je nach Netzbetreiber unterschiedlich und in den ABs der jeweiligen Netzbetreiber definiert. Sie werden in der Regel bei den größeren Kunden eingebaut, die noch keinen Lastprofilzähler benötigen. Den Kunden mit Viertelstunden-Maximumzählern wird auch ein Standardlastprofil zugeordnet.

### Standardisierte Lastprofile

Gemäß gesetzlicher Grundlage sind für Endverbraucher, die weniger als 100.000 kWh Jahresverbrauch oder weniger als 50 kW Anschlussleistung aufweisen, standardisierte Lastprofile zu erstellen.

In Österreich werden grundsätzlich die vom deutschen Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) in Deutschland definierten Standardlastprofile angewendet. Für eine Reihe von Anwendungsfällen, die nicht in den VDEW-Regelkatalog aufgenommen wurden, hat die E-Control in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern und Lieferanten österreichspezifische Standardlastprofile geschaffen:

- Lastprofil für die Einspeisung aus Wasserkraft-, Windkraft- und Biogasanlagen
- Lastprofil für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen
- Standardisierte Lastprofile für unterbrechbare Lieferungen
- Standardisierte Lastprofile für Anlagen in Verbindung mit schaltbaren Lasten an einem gemeinsamen Zählpunkt
- Standardisiertes Lastprofil für Mobilfunkstationen
- Öffentliche Beleuchtungsanlagen

Die Zuweisung der Lastprofile zu den Netzbenutzern erfolgt durch den Netzbetreiber.

Die in Österreich gültigen Standardlastprofile werden vom Bilanzgruppenkoordinator verwaltet und auf seiner Internetseite veröffentlicht und aktualisiert.

#### **Weiterführende Informationen**

- Technische und Organisatorische Regeln, Teil F ([www.e-control.at](http://www.e-control.at))
- Aktuelle Systemnutzungsentgelte-Verordnung ([www.e-control.at](http://www.e-control.at))
- Sonstige Marktregeln Strom, Kapitel 6 ([www.e-control.at](http://www.e-control.at))
- Informationen auf der Internetseite der Verrechnungsstelle ([www.apcs.at](http://www.apcs.at))

### **3.5 Fahrplanmanagement**

Fahrpläne dienen einerseits dem Regelzonenführer als Information über den geplanten Einsatz von Kraftwerken und regelzonenüberschreitenden Energielieferungen, andererseits dem Bilanzgruppenkoordinator als Grundlage für die Berechnung der Ausgleichsenergie je Bilanzgruppe.

Im Wesentlichen gibt es zwei Arten von Fahrplänen in Österreich:

- Externe Fahrpläne für regelzonenüberschreitenden Stromhandel (von BGV an RZF, nach Prüfung durch RZF an BKO)
- Interne Fahrpläne für regelzoneninternen Stromhandel zwischen Bilanzgruppen (von BGV an BKO)

Weiters gibt es noch folgende Fahrplantypen:



- Erzeugungs- und Pumpspeicherfahrpläne
- Kraftwerksrevisionsfahrpläne
- Fahrpläne für Ökostromzuweisungen
- Netzverlustfahrpläne

Werden zwischen Marktteilnehmern über Regelzongrenzen hinweg Stromgeschäfte abgeschlossen, ist der Regelzonenführer darüber mittels externer Fahrpläne am Vortag bis 14.30 Uhr zu informieren. Dieser hat zu prüfen, ob die Leitungskapazitäten ausreichen, und kann gegebenenfalls Fahrpläne ablehnen oder Änderungen vorschlagen. Akzeptierte Fahrpläne werden anschließend an den BKO zur Berechnung der Ausgleichsenergie weitergeleitet. Kurzfristige Fahrplanänderungen nach der Anmeldung am Vortag sind mit 45 Minuten Vorlaufzeit möglich. Siehe auch Kapitel „Grenzüberschreitender Stromhandel“.

Regelzoneninterne Fahrpläne für Stromgeschäfte zwischen den Bilanzgruppen werden ebenfalls grundsätzlich am Vortag bis 14.30 Uhr an den BKO als Basis zur Berechnung der Ausgleichsenergie geschickt. Kurzfristige Fahrplanänderungen nach der Anmeldung am Vortag sind mit 15 Minuten Vorlaufzeit möglich. Jede Bilanzgruppe versendet grundsätzlich nur den Saldo der Geschäfte mit einer anderen Bilanzgruppe an den BKO.

Grundsätzlich hat jede Bilanzgruppe alle für einen Tag und Empfänger (RZF oder BKO) relevanten internen und externen Fahrplanzeitreihen als Saldofahrpläne innerhalb je einer Nachricht zu übermitteln. D.h. jede Bilanzgruppe sendet pro Tag z.B. je einen externen Fahrplan mit allen externen Fahrplanzeitreihen an den RZF und einen internen Fahrplan mit allen internen Fahrplanzeitreihen an den BKO.

Der Regelzonenführer und Netzbetreiber benötigen zum sicheren Betrieb der Regelzone von den größeren Kraftwerken sowohl die täglichen Kraftwerksfahrpläne (getrennt nach Erzeugungs- und Pumpfahrplänen als Einzelfahrplan und Summenfahrplan je BG) als auch Kraftwerksrevisionsfahrpläne. Kraftwerksrevisionsfahrpläne sind als Jahrespläne im Wochenraster zu übermitteln.

Basierend auf dem österreichischen Ökostromförderregime wird Lieferanten, die Endkunden in Österreich beliefern, anteilig geförderten Ökostrom zum day-ahead Spotmarks Stundenpreis zugewiesen. Die abzunehmende Ökostrommenge wird den BGVs für den nächsten Tag von der zentralen Ökostromabwicklungsstelle per Fahrplan mitgeteilt. Für den übernächsten Tag wird zu Prognosezwecken ebenfalls ein erster unverbindlicher Fahrplan übermittelt.

Netzbetreiber haben sogenannte Netzverlustfahrpläne an den Bilanzgruppenverantwortlichen zu übermitteln. Siehe auch Kapitel *Netzverluste*.

Als Datenformat wird in Österreich das von der European Transmission System Operators (ETSO) definierte und empfohlene, auf xml basierende Fahrplanformat ESS (ETSO Scheduling System) eingesetzt. Dieses Fahrplanformat erlaubt eine einheitliche Versionierung, automatisierte Prüfung und Bestätigung der versendeten Fahrpläne.

## Weiterführende Informationen

- Sonstige Marktregeln Strom, Kapitel 3 und 8 ([www.e-control.at](http://www.e-control.at))

## 3.6 Clearing

Da sowohl der tatsächliche Stromverbrauch von Endkunden als auch die Erzeugung nicht 100%ig prognostiziert werden können und es damit immer zu einer Abweichung zwischen Planwerten (Fahrplänen) und tatsächlicher Erzeugung bzw. Verbrauch (Messdaten) kommt, benötigen Bilanzgruppen zum Ausgleich ihrer „Strombilanz“ in der Regel Ausgleichsenergie. Diese wird den Bilanzgruppen von den Bilanzgruppenkoordinatoren nach Vorliegen der tatsächlichen Verbrauchsdaten bzw. Erzeugungsdaten in Rechnung gestellt. Zur Abgrenzung der Begriffe „Regelenergie“ und „Ausgleichsenergie“ siehe auch Kapitel 3.7 *Regelenergie & Ausgleichsenergiebewirtschaftung*.

Das Clearing, also die Abrechnung mit den Bilanzgruppen, wird in das technische und das finanzielle Clearing unterteilt. Im technischen Clearing wird monatlich anhand der internen und externen Fahrpläne der BGVs einerseits und den von den Netzbetreibern zur Verfügung gestellten Messwerten andererseits die Ausgleichsenergiemenge für den Vormonat ermittelt. Die viertelstündliche Ausgleichsenergiemenge je BG ergibt sich aus der Saldierung der Summe der Fahrpläne einerseits und der Summe der Messwerte (Istwerte) pro Monat andererseits.

Im finanziellen Clearing werden den BGVs auf Basis der errechneten Ausgleichsenergiemengen und der sich am Ausgleichsenergiemarkt ergebenden Preise die Kosten für Ausgleichsenergie verrechnet bzw. gutgeschrieben.

Jeden Monat wird zwei Mal „gecleart“: einerseits wird am 10. Arbeitstag des Monats das erste Clearing für den Vormonat durchgeführt, andererseits findet das zweite Clearing für den jeweils 15 Monate zurückliegenden Monat statt.

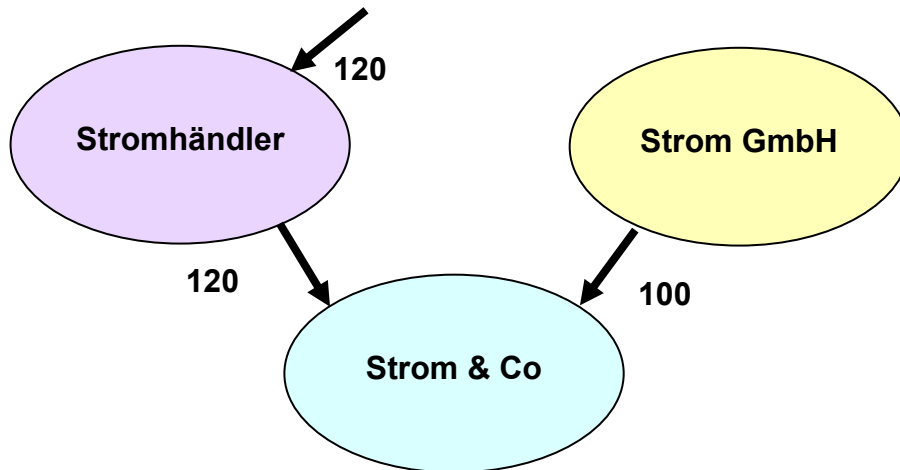
Das zweite Clearing ist erforderlich, da der Verbrauch von Kleinkunden (mit Standardlastprofilen) in der Regel nur einmal jährlich gemessen wird und daher auch nur einmal jährlich Informationen über tatsächliche Verbrauchsmengen der (Klein)-Kunden zur Verfügung stehen. Zudem erfolgen im zweiten Clearing auch Mengenkorrekturen, die sich z.B. aus Fehlablesungen, rückwirkende Kundenwechsel, etc. ergeben. Nach Abschluss und Qualitätssicherung des zweiten Clearings ist der Clearingprozess für diesen Monat abgeschlossen.

In Österreich wird das Clearing von den Bilanzgruppenkoordinatoren (= Verrechnungsstellen) durchgeführt, d.h. sie nehmen als unabhängige Marktteilnehmer die Berechnung der Ausgleichsenergiemengen und deren Verrechnung an die Bilanzgruppen vor. Die Weiterverrechnung bzw. Aufteilung der Ausgleichsenergiekosten auf die Lieferanten bzw. Kunden innerhalb der Bilanzgruppe erfolgt individuell zwischen den Mitgliedern der Bilanzgruppe und ist nicht Gegenstand der Marktregeln.

## Beispiel Ausgleichsenergieermittlung

Anhand von drei fiktiven Bilanzgruppen soll das Prinzip der Ausgleichsenergieermittlung schematisch dargestellt werden. „Strom & Co“ und „Strom GmbH“ haben jeweils Endverbraucher und Erzeuger aus den zwei Netzgebieten x und y in ihrer Bilanzgruppe. „Stromhändler“ stellt eine reine Händlerbilanzgruppe dar, die keine Endkunden in ihrer Bilanzgruppe hat, sondern nur Stromhandel betreibt.

### Fahrpläne



- Die Bilanzgruppe *Strom & Co* besitzt zu wenig Eigenerzeugung, um ihre Kunden zu beliefern, und bezieht daher 100 MW von der Bilanzgruppe *Strom GmbH* und 120 MW von *Stromhändler*.
- Die Bilanzgruppenverantwortlichen aller beteiligten Bilanzgruppen übermitteln diese Werte per Fahrplan an die Verrechnungsstelle.
- In den Bilanzgruppenkonten bei der Verrechnungsstelle werden die Werte für die beziehende Bilanzgruppe auf Haben und die liefernden Bilanzgruppen auf Soll verbucht.

Stromhändler	
Soll	Haben
120	120

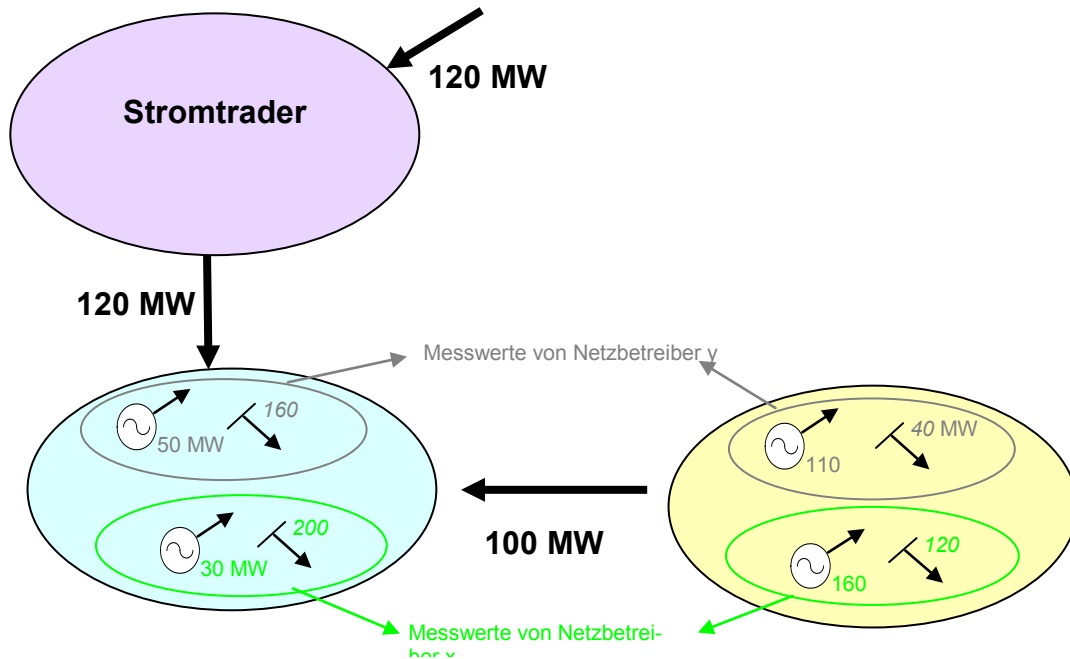
Strom & Co	
Soll	Haben
	100
	120

Strom GmbH	
Soll	Haben
100	

Die Bilanz der Händlerbilanzgruppe *Stromhändler* weist in der Regel keine Ausgleichsenergie auf, da sie nicht auf Verbrauchs- bzw. Erzeugungsprognosen angewiesen ist. Die Strommenge von 120 MW, die per Fahrplan an *Strom & Co* geliefert wird, kann von *Stromhändler* wiederum zeitgleich per Fahrplan von einer anderen Bilanzgruppe – auch aus einer anderen Regelzone – bezogen werden. Fahrpläne für regelzonenübergreifenden Handel werden von der Bilanzgruppe an den Regelzonenführer

übermittelt. Der Regelzonenführer sendet nach der Prüfung den Fahrplan anschließend an die Verrechnungsstelle, die den Wert in das Bilanzgruppenkonto überträgt.

### Fahrpläne und Messwerte



Am Ende des Monats ermittelt die Verrechnungsstelle die angefallene Ausgleichsenergie für alle Bilanzgruppen.

- Die Netzbetreiber x und y übermitteln die Messwerte aller Kunden, die einer dieser beiden Bilanzgruppen angehören und physikalisch an ihr Netz angeschlossen sind, in aggregierter Form an die Verrechnungsstelle.
- Die Messwerte werden von der Verrechnungsstelle auf den einzelnen Bilanzgruppenkonten verbucht und zur Ermittlung der Ausgleichsenergie mit den Fahrplänen verglichen. Die Erzeugung wird auf Haben gebucht, der Bezug wird auf Soll gebucht.

Stromhändler	
Soll	Haben
120	120
<b>120</b>	<b>120</b>
Keine Ausgleichsenergie	

Strom & Co	
Soll	Haben
160	100
200	120
	50
	30
<b>360</b>	<b>300</b>
60 MW Ausgleichsenergie aus dem Netz bezogen	

Strom GmbH	
Soll	Haben
100	110
40	160
120	
<b>260</b>	<b>270</b>
10 MW Ausgleichsenergie in das Netz geliefert	

Bei beiden Bilanzgruppen, die Endkunden beliefern, ist Ausgleichsenergie angefallen, da die Prognose mit dem tatsächlichen Verbrauch nicht übereinstimmt. *Strom & Co* hat mehr Energie verbraucht als sie erzeugt bzw. per Fahrplan bezogen hat, während der Verbrauch in der Bilanzgruppe *Strom GmbH* geringer war als prognostiziert und sie daher zuviel Energie ins Netz eingespeist hat.

Dieser Systematik folgend erfolgt die Berechnung der Ausgleichsenergie für jede Viertelstunde und für alle Bilanzgruppen.

Der Preis für die Ausgleichsenergie wird von der Verrechnungsstelle auf Basis der aufgerufenen Gebote ermittelt. Das Verfahren zur Preisermittlung ist im Anhang der Allgemeinen Geschäftsbedingungen der Bilanzgruppenkoordinatoren festgelegt.

### Weiterführende Informationen

- Sonstige Marktregeln Strom, Kapitel 2 und 10 ([www.e-control.at](http://www.e-control.at))
- AB BKO inklusive Anhänge ([www.e-control.at](http://www.e-control.at))
- Informationen auf der Internetseite der Verrechnungsstelle ([www.apcs.at](http://www.apcs.at))

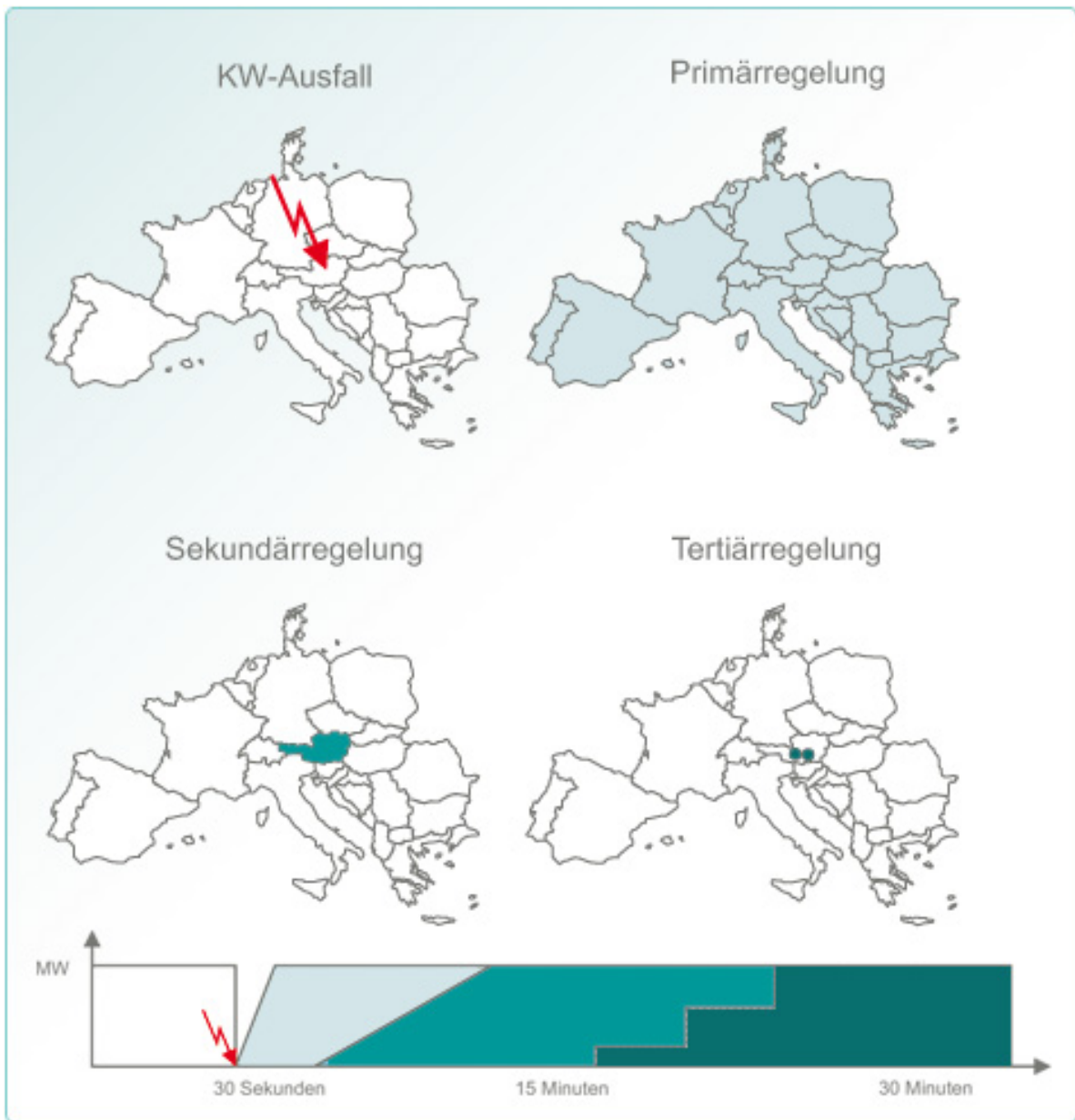
## 3.7 Regelenergie & Ausgleichsenergiebewirtschaftung

Es ist eine physikalische Notwendigkeit, dass die Strombilanz in einem Elektrizitätsnetz jeden Augenblick ausgeglichen ist: D.h. in jedem Augenblick muss die Erzeugung gleich hoch sein wie der Verbrauch. Im europäischen Übertragungs- und Verbundnetz gewährleisten die Regelzonenführer über die sogenannte Leistungs-Frequenz-Regelung das Funktionieren und die Stabilität des Elektrizitätsnetzes.

In Österreich übernimmt der Übertragungsnetzbetreiber die Verantwortung bzw. die Aufgaben des Regelzonenführers.

Dem Regelzonenführer stehen die Primärregelung, Sekundärregelung und Tertiärregelung (= Minutenreserve) sowie der sogenannte „ungewollte Austausch“ zwischen Regelzonen als Regelenergieressourcen zur Verfügung. Die Regelenergieressourcen unterscheiden sich im Wesentlichen in Bezug auf Aktivierungs- und Änderungsgeschwindigkeit.

Für den Fall einer großen Lastschwankung im europäischen Übertragungs- und Verbundnetz, z.B. eines Kraftwerk-Ausfalls oder anderer unvorhersehbarer Einspeise- oder Verbrauchsänderungen, springen die einzelnen Regelzonenführer mit ihrer sogenannten Primärregelung ein, welche beinahe unverzüglich verfügbar ist. Die Höhe der Leistung, mit der sich die einzelnen Regelzonenführer beteiligen, erfolgt nach einer freiwilligen Einigung und wird durch eine gemeinsam beschlossene Formel auf Basis der jeweiligen Erzeugungsmengen berechnet und festgelegt. Durch diese Regelung wird somit ein quasistationärer Frequenzzustand gesichert.



**Abbildung 5 – Graphische Darstellung der Regelmöglichkeiten**

Handelt es sich um ein kurzes Leistungsdefizit bzw. einen kurzen Leistungsüberschuss, reicht die Primärregelung aus, um das System zu stabilisieren. Die Primärregelung wird definiert als „eine automatisch wirksam werdende Wiederherstellung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch bis höchstens 30 Sekunden nach Störungseintritt.“

Im Fall einer sich länger auswirkenden Beeinflussung wird nach definierter Zeit (max. nach 30 Sek.) bzw. bereits parallel zur Primärregelung die Sekundärregelung aktiviert, damit die Primärregelung entlastet und wieder frei ist, um die zuvor beschriebene Funktion zu erbringen. Im Unterschied zur Primärregelung, welche grenzübergreifend für stabile Frequenz sorgt, sorgt die Sekundärregelung innerhalb der Regelzonengrenzen für den Ausgleich von Leistungsdefizit bzw. -überschuss. Die Zeitspanne bis zur Wiederherstellung des Leistungsgleichgewichts kann im Bereich von mehreren Minuten liegen.

Dauert die Leistungsabweichung länger an (>15 Min.), wird die Sekundärregelung durch die Tertiärregelung abgelöst, bzw. kann diese wiederum bereits parallel zur Sekundärregelung zum Einsatz kommen. Die Tertiärregelung wird entweder automatisch oder manuell aktiviert und soll so zum Einsatz gelangen, dass sie spätestens 15 Minuten nach Beginn der Gesamtregelzonenabweichung ihren Beitrag leistet. Die Wiederherstellung des Sekundärregelbandes kann bis zu 15 Minuten dauern, während die Tertiärregelung nach dieser Zeit noch nicht beendet sein muss.

Für die Tertiärregelenergie wurde ein eigener Markt etabliert, über den die fehlende oder überschüssige Energie bezogen bzw. abgegeben werden kann. In diesem oft auch als Ausgleichsenergiemarkt bezeichneten Markt können vom Regelzonenführer präqualifizierte Erzeuger und Verbraucher day-ahead bis 16.00 Uhr Energie anbieten, die kurzfristig geliefert oder zusätzlich aufgenommen werden kann.

Die Aufgabe der Auktionierung der Tertiärregelenergie liegt in Österreich beim Regelzonenführer. Dieser erstellt auf Basis der Gebote eine „Merit Order List“, in der die Angebote nach vorgegebenen Kriterien gereiht werden, die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke geregelt wird und die Kraftwerke bei Bedarf mit zehn Minuten Vorlaufzeit entsprechend abgerufen werden. Der Regelzonenführer übermittelt anschließend die Information über die abgerufene Tertiärregelenergie an die Verrechnungsstelle zur Durchführung der Abrechnung der Ausgleichsenergie mit den Bilanzgruppen (erstes und zweites Clearing).

Die Wirkungsbereiche der einzelnen Regelmechanismen können sich überlappen, die Ursache für die Ablöse der einzelnen Leistungs-Frequenz-Regelungs-Stufen lässt sich wirtschaftlich erklären, da nur wenige Kraftwerke in der Lage sind, die Zeitkonstanten der Primärregelung zu erfüllen. Die Anforderungen der Sekundärregelung können durch rasch regelbare Kraftwerke, wie z.B. Speicherkraftwerke oder Gasturbinen, erfüllt werden.

### **Verteilung der Kosten**

Die für die Primärregelung anfallenden Kosten sind von Erzeugern mit einer Engpassleistung von mehr als 5 MW zu tragen. Die Zuteilung der Kosten erfolgt im Verhältnis ihrer Jahreserzeugungsmengen.

Im Fall der Sekundärregelung fallen sowohl Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung als auch Kosten für die Lieferung von Regelenergie an. Die Kosten der Vorhaltung von Sekundärregelleistung werden durch das Systemdienstleistungsentgelt abgedeckt, welches direkt den Erzeugern verrechnet wird. Begründet wird diese Zuordnung damit, dass die anderen Tarifkomponenten des Systemnutzungstarifs ohnedies von den Entnehmern getragen werden, weshalb eine teilweise Belastung der Erzeuger als Ausgleich gerechtfertigt ist. Die durch die Sekundärregelung anfallenden Kosten für die Lieferung von Regelenergie werden an die Bilanzgruppenverantwortlichen (und somit an den Endkunden) weitergegeben.

Die bei der Tertiärregelung aufgewandte Energiemenge wird im Zuge des Clearings den Bilanzgruppenverantwortlichen verrechnet. Nachdem im technischen Clearing die Ausgleichsenergiemengen pro



Bilanzgruppe festgestellt wurden, wird den Bilanzgruppen im anschließenden finanziellen Clearing dann die Ausgleichsenergie verrechnet bzw. den Anbietern der Ausgleichsenergie diese vergütet.

Die Art und Weise der Weiterverrechnung dieser Kosten an die Lieferanten bzw. an die Kunden innerhalb der jeweiligen Bilanzgruppe bleibt den Marktteilnehmern überlassen.

### **Abgrenzung von Ausgleichsenergie und Regelenergie**

Regelenergie und Ausgleichsenergie dienen physikalisch gesehen demselben Zweck, nämlich der Herstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch. Die Abweichung der Prognose in einer Bilanzgruppe, z.B. durch Ausfall, verursacht „Ausgleichsenergie“. Der Saldo der Ausgleichsenergie über alle Bilanzgruppen in der Regelzone ergibt den Regelenergiebedarf, für welchen der Regelzonenführer zu sorgen hat. Die Summe der Ausgleichsenergie kann um ein Vielfaches höher sein als die Regelenergie, da sich in der saldierten Betrachtung die Bilanzgruppen mitunter selbst ausgleichen.

Demnach gilt vereinfacht dargestellt:

- Abweichung der Prognose der Regelzone ist *Regelenergie*
- Abweichung der Prognose der Bilanzgruppe ist *Ausgleichsenergie*

### **Weiterführende Informationen**

- Anhänge der AB BKO ([www.e-control.at](http://www.e-control.at))
- Sonstige Marktregeln Strom, Kapitel 3 ([www.e-control.at](http://www.e-control.at))
- Webseiten der Verrechnungsstelle und des Regelzonenführers [www.apcs.at](http://www.apcs.at), [www.apg.at](http://www.apg.at)
- TOR, Teil A ([www.e-control.at](http://www.e-control.at))

## **3.8 Netzverluste**

### **Allgemeines**

Netzverluste lassen sich theoretisch in technische und kommerzielle Netzverluste unterteilen. In der Praxis ist eine genaue Trennung dieser Netzverlusttypen kaum möglich.

Technische Verluste stellen einen bestimmten Prozentsatz der Gesamtenergieabgabemenge dar und werden durch Teile des elektrischen Netzes wie Leitungen, Transformatoren, etc. in Abhängigkeit von den tatsächlichen Stromflüssen verursacht.

Kommerzielle Verluste treten durch Stromdiebstahl, Fehlerrechnungen, Fehlablesungen, nicht verrechnete Anlagen, Fehler bei Schätzungen von pauschalisierten Anlagen, etc. auf. Die Höhe der Netzverluste kann in der Praxis nicht exakt gemessen werden.

Die Mehrheit der Netzbetreiber bestimmt daher ihre Netzverluste über eigene Berechnungsmodelle oder durch bilanzielle Abgrenzung rechnerisch. Bilanzielle Abgrenzung bedeutet, dass Netzbetreiber über einen bestimmten Zeitraum die gemessenen Einspeisungen und Importe den gemessenen Abgaben und Exporten gegenüberstellen und die daraus resultierende Differenz als Verlustmenge darstellen. Diese so ermittelte Verlustmenge umfasst daher aber nicht nur technische Verluste sondern auch kommerzielle Verluste.

### **Abbildung im Marktmodell**

Da Netzverluste ebenso eine Abgabe von Strom aus dem Netz darstellen, die im Marktmodell abgebildet werden muss, hat jeder Netzbetreiber für sein Netz eine besondere Bilanzgruppe zur Ermittlung der Netzverluste zu bilden oder sich einer gemeinsamen Netzverlustbilanzgruppe anzuschließen.

Die Netzverlustbilanzgruppe hat, wie jede andere Bilanzgruppe, täglich einen internen Netzverlustfahrplan für den nächsten Tag an die Verrechnungsstelle zu schicken. Ausgangsbasis für die Erstellung des Verlustfahrplanes ist in der Regel der bekannte Gesamtnetzverlust des jeweiligen Tages im Vorjahr, der gemäß SNT-VO auf Basis von Prozentwerten des wissenschaftlichen Gutachtens von Haubrich/Swoboda, eigener Berechnungen oder aufgrund von Messungen des Netzbetreibers festgelegt werden kann.

Laut Marktregeln fällt im ersten Clearing keine Ausgleichsenergie für Netzverlustbilanzgruppen an, da die Fahrplanwerte auch als Istwerte in das Clearing eingehen und der Saldo damit Null ist. Im zweiten Clearing hingegen kann aufgrund der zwischenzeitlich erfolgten Messungen eine Korrektur der Netzverlustmengen erfolgen und Ausgleichsenergie anfallen.

Netzbetreiber haben die Beschaffung der Netzverluste auf marktorientierte, transparente und nicht diskriminierende Weise durchzuführen. Der Einkauf von Netzverlustenergie wird von der Mehrheit der Netzbetreiber gemeinsam über eine Sonderbilanzgruppe durchgeführt. Die Sonderbilanzgruppe beschafft die jeweiligen Netzverlustmengen und weist diese mittels Fahrplänen den Netzverlustbilanzgruppen zu. Durch einen Fahrplanausgleich zwischen Sonderbilanzgruppe und individuellen Netzverlustbilanzgruppen wird sichergestellt, dass keine Ausgleichsenergie in den einzelnen Netzverlustbilanzgruppen anfällt sondern nur in der Sonderbilanzgruppe.

### **Netzverlustentgelt**

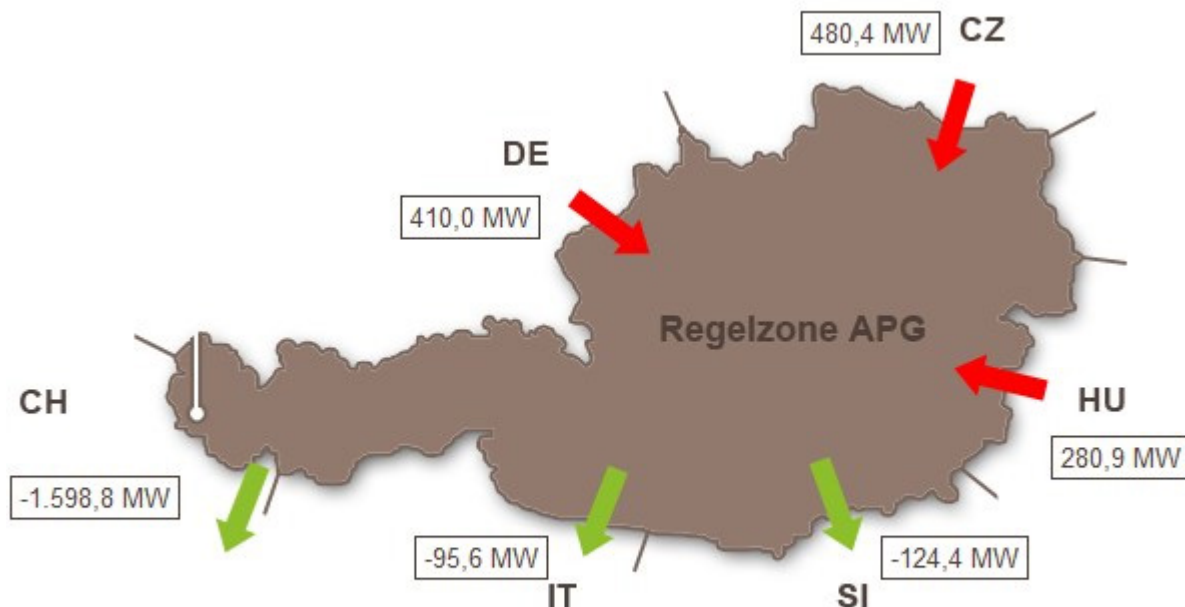
Netzbetreibern werden ihre Aufwendungen zur Abdeckung der Netzverluste über das in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung festgelegte Netzverlustentgelt abgegolten.

## Weiterführende Informationen

- Systemnutzungsentgelte-Verordnung ([www.e-control.at](http://www.e-control.at))
- Sonstige Marktregeln Strom, Kapitel 8 ([www.e-control.at](http://www.e-control.at))

## 3.9 Grenzüberschreitender Stromhandel

Bis auf die Grenze zwischen Deutschland und Österreich reichen die vorhandenen grenzüberschreitenden Netzkapazitäten nicht aus, um die Nachfrage zu befriedigen. Dadurch entstehen an diesen Grenzen Engpasssituationen. Engpässe bestehen nach Tschechien, Ungarn, Slowenien, Italien und der Schweiz. Zwischen Österreich und der Slowakei gibt es keine direkte Netzverbindung. Die engpassbehafteten Grenzen werden mittels expliziter Auktionen vom Regelzonenführer bewirtschaftet. *Abbildung 6* zeigt die grenzüberschreitenden Lastflüsse (exemplarisch für den 22. Jänner 2013 um 15:00-15:15) zwischen Österreich und seinen Nachbarländern.



**Abbildung 6 – Grenzüberschreitende Lastflüsse am 22.1.2013, 15:00-15:15 (Quelle: APG)**

Um eine transparente und diskriminierungsfreie Vergabe der Grenzkapazitäten zu gewährleisten, werden die Kapazitäten in jährlichen, monatlichen und täglichen expliziten Auktionen und als Intraday-Kapazitäten an Stromhändler versteigert. Alle Versteigerungen (mit Ausnahme der Intraday Versteigerungen) werden über eigens eingerichtete Auktionsplattformen abgewickelt. Für die Grenzen zur Schweiz und Italien erfolgt die Versteigerung über die Capacity Allocation Service Company (CASC), für die Grenzen zu Slowenien, Ungarn und Tschechien über das Central Allocation Office (CAO) in

Freising, Deutschland. Intraday-Kapazitäten werden teilweise vom österreichischen Regelzonenführer versteigert, teilweise vom Regelzonenführer des benachbarten Landes.

Die ersteigerbaren Kapazitäten sowie die Auktionstermine, Auktionsregeln und Ergebnisse der Auktionen werden auf den Internetseiten der angegebenen Auktionsbüros sowie des österreichischen Regelzonenführers Austrian Power Grid veröffentlicht.

#### **Weiterführende Informationen**

- Internetseite Austrian Power Grid ([www.apg.at](http://www.apg.at))
- Internetseite CASC ([www.casc.eu/en](http://www.casc.eu/en))
- Internetseite CAO ([www.central-ao.com](http://www.central-ao.com))
- Sonstige Marktregeln, Kapitel 3 ([www.e-control.at](http://www.e-control.at))

### **3.10 Lieferanten- und Bilanzgruppenwechsel, An- und Abmeldung**

Der Lieferantenwechselprozess definiert den reibungslosen Wechsel eines Netzbenutzers (Verbraucher oder Erzeuger) vom alten zum neuen Lieferanten und stellt wie der Prozess der An- und Abmeldung einen der zentralen Prozesse im liberalisierten Markt dar.

Der Lieferantenwechsel bzw. die An- und Abmeldung unterliegt wie alle anderen Marktprozesse einheitlichen Bestimmungen. Die Fristen, Verantwortlichkeiten, Datenformate etc. sind in der Wechselverordnung Strom der Regulierungsbehörde geregelt.

Die Wechselverordnung Strom regelt die folgenden Teilprozesse:

- Lieferantenwechsel mit vorgelagertem Datenabgleich
- Neuanmeldung
- Abmeldung

Sämtliche Prozessschritte sind grundsätzlich automatisiert vom Netzbetreiber bzw. Lieferanten durchzuführen. Alle auszutauschenden Daten sind über die von der Verrechnungsstelle betriebene zentrale Kommunikationsplattform (die sogenannte Wechselplattform) verschlüsselt zu übermitteln. Die Kundendaten selbst sind dezentral bei den Netzbetreibern und Lieferanten gespeichert. Alle Netzbetreiber und Lieferanten haben sich für die Nutzung der Wechselplattform bei der Verrechnungsstelle zu registrieren und elektronische Schnittstellen zur Wechselplattform zu installieren und zu betreiben. Insbesondere für kleine Netzbetreiber und Lieferanten stellt die Verrechnungsstelle einen sogenannten „Self-Storage-Dienst“ zur Verfügung. Mittels des Self-Storage-Dienstes können Marktteilnehmer nach Hochladen der relevanten Wechseldaten über ein Webportal die Wechselprozesse automatisiert abwickeln.

Da in der Regel die Prozesse vom Lieferanten im Auftrag des Kunden durchgeführt werden können, ist eine Vollmacht des Kunden an die anderen betroffenen Marktteilnehmern elektronisch über die Wechselplattform zu übermitteln. Die Beauftragung zur Durchführung des Lieferantenwechsels bzw. der An- und Abmeldung kann an jedem Arbeitstag erfolgen. Der Wechseltermin selbst bzw. der Termin der Neuanmeldung bzw. Abmeldung kann auf jeden Tag fallen.

Als eindeutige Identifikation des Kunden im Wechselprozess bzw. auch bei der Neuanmeldung und Abmeldung dient die Zählpunktbezeichnung. Sofern diese nicht bekannt ist, kann sie vom Lieferanten durch Bekanntgabe von Name (Nachname bzw. Firmenname) und Adresse (Postleitzahl, Ort, Straßenbezeichnung) über den Datenabgleichprozess erhoben werden.

### **Der Lieferantenwechsel mit vorgelagertem Datenabgleich**

Dem eigentlichen Wechselprozess sind zwei optionale Datenabgleichprozesse zur Abfrage von Kundendaten beim bestehenden Lieferanten bzw. Netzbetreiber vorgelagert. Diese Prozesse sind jeweils automatisiert (in Ausnahmefällen spätestens innerhalb von maximal 24h) durchzuführen. Der Lieferantewechsel selbst ist innerhalb von maximal 12 Arbeitstagen vorzunehmen, wobei die Teilprozesse ebenfalls automatisiert zu erfolgen haben. In Ausnahmefällen sind zusätzlich Maximalfristen innerhalb der 12 Arbeitstage vorgesehen. Die Kündigung des alten Liefervertrages hat durch den Kunden selbst oder durch den neuen Lieferanten über die Wechselplattform zu erfolgen.

### **Die Neuanmeldung**

Die Neuanmeldung einer Anlage (beim Netzbetreiber) kann sowohl vom Kunden selbst als auch vom neuen Lieferanten vorgenommen werden und hat vor der tatsächlichen Netznutzung zu erfolgen.

Bei dem Prozess der Neuanmeldung wird zwischen den Fällen einer in Betrieb stehenden Anlage (aktiv) und einer nicht in Betrieb stehenden Anlage (inaktiv) unterschieden.

Anmerkung: Die Neuanmeldung ist nicht mit dem Neuanschluss einer Anlage (erstmalige Herstellung eines Stromanschlusses) zu verwechseln. Der Neuanschluss ist nicht in der Wechselverordnung geregelt.

Der Netzbetreiber hat die durch den Lieferanten oder Kunden übermittelten Daten zur Neuanmeldung zu prüfen und innerhalb von 96 Stunden (aktive Anlage) bzw. 48 Stunden (inaktive Anlage) eine Bestätigung über die Neuanmeldung zu übermitteln oder den Prozess mit entsprechender Begründung abubrechen.

Bei einer inaktiven Anlage hat im Anschluss an die erfolgreiche Durchführung der Neuanmeldung die Inbetriebnahme innerhalb einer vom Vorhandensein und Typ der Messeinrichtung abhängig bestimmten Maximalfrist zu erfolgen.

## **Die Abmeldung**

Die Abmeldung kann dem Netzbetreiber sowohl vom Kunden selbst als auch von dessen Lieferanten bekanntgegeben werden. Der Netzbetreiber überprüft anschließend die eingereichte Abmeldung und bestätigt diese dem Lieferanten innerhalb von 120 Stunden oder bricht mit entsprechender Begründung den Prozess ab.

## **Der Bilanzgruppenwechsel**

Der Wechsel einer Bilanzgruppe ist bilateral zwischen Bilanzgruppenverantwortlichen und Netzbetreibern zu vereinbaren.

## **Weiterführende Informationen**

- Wechselverordnung Strom ([www.e-control.at](http://www.e-control.at))
- Beschreibungen und techn. Spezifikationen, siehe Webportal zur Wechselplattform ([www.energylink.at](http://www.energylink.at))

## **3.11 Elektronischer Austausch von Netza abrechnungsdaten**

In der Regel werden von den integrierten Energieunternehmen die Netzkosten und Energiekosten in einer gemeinsamen Rechnung an den Netzbetreiber abgerechnet. Damit auch für neue Lieferanten die Möglichkeit besteht, dem Kunden eine kombinierte Netzrechnung (Energierrechnung & Netza abrechnung) zu übermitteln, hat der Netzbetreiber dem Lieferanten auf Wunsch die Netzrechnungsdaten zu übermitteln.

Um diese Art der Rechnungslegung durch den Lieferanten möglichst effizient zu gestalten, ist es erforderlich, dass der Netzbetreiber dem Lieferanten die Netza abrechnungsdaten in standardisierter elektronischer Form zur Verfügung stellt.

Durch die Einführung der strukturierten elektronischen Übermittlung von Abrechnungsdaten wird der Aufwand für den Prozess der Rechnungslegung bei den Lieferanten, die ihren Kunden eine kombinierte Rechnung legen, vereinfacht und eine Automatisierung unterstützt.

Als Übertragungsstandard wurde der internationale, offene Standard Extensible Markup Language (XML) gewählt. Auf Basis von XML wurde ein einheitliches Format, genannt ebUtilities, geschaffen. Der Standard erfüllt die Anforderungen an die Inhalte einer Rechnung und beinhaltet eine digitale Signatur.

## **Weiterführende Informationen**

- Sonstige Marktregeln Strom, Kapitel 7 ([www.e-control.at](http://www.e-control.at))