

Clearing mit Smart Meter Daten im österreichischen Strommarktsystem

Bernhard Felber, Stefan Vögel

Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Tel +43 1 24724-0, Fax +43 1 24724-900, office@e-control.at, www.e-control.at

Kurzfassung:

Im derzeitigen österreichischen Clearingsystem werden sogenannte Standardlastprofile (SLP) verwendet, um bei nicht lastganggemessenen Kunden die benötigten ¼ h Werte für das Clearing zu errechnen. Die errechneten ¼ h Verbrauchswerte entsprechen jedoch im Normalfall nicht dem tatsächlichen Verbrauch, die Abweichungen von tatsächlichen und errechneten Werten innerhalb eines Netzgebietes werden der sogenannten Local Player Bilanzgruppe zugerechnet. Dadurch werden im bestehenden System die Bilanzgruppen ungleich behandelt, da diese ein unterschiedliches Ausgleichsenergieisiko tragen müssen.

Der voranschreitende Smart Meter Rollout ermöglicht es in Zukunft, mit immer mehr gemessenen Werten zu clearen und so errechnete Werte durch Gemessene zu ersetzen, dadurch steht eine bessere Datengrundlagen für Lieferanten zur Verfügung. Die Sonderrolle des Local Players wäre nicht mehr notwendig und allen Bilanzgruppen könnten dieselben Chancen aber auch Risiken übertragen werden. In Norwegen beispielsweise werden alle Kunden seit 2019 lastganggemessen, es können alle Kunden mit tatsächlichen Verbrauchswerten abgerechnet werden.

Eine Anpassung des Clearings würde auch den europäischen Anforderungen des Clean Energy Package zur stärkeren Einbindung der Endkunden entsprechen, diese könnten vermehrt vom System profitieren. Dabei entstünden neue Möglichkeiten zur Vermarktung von Flexibilität und beispielsweise die Einführung variabler, verbrauchsabhängiger, Energietarife durch stärkere Verzahnung mit Großhandelspreisen. Ein eng getakteter Datenaustausch zwischen Kunden, Netzbetreibern und Lieferanten stellt eine in Zukunft wichtige Grundlage im Stromsystem dar, der kurzfristige Informationsaustausch muss gewährleistet sein. Dafür wurde bereits eine Basis mittels des Energiewirtschaftlichen Datenaustausches (EDA) auf www.eutilities.at geschaffen, die Grundlagen dazu wurden im Kapitel 5 der Sonstigen Marktregeln der E-Control festgelegt.

Der regulatorische Rahmen für ein zukünftiges Clearingsystem sollte sich mit folgenden zentralen Fragen auseinandersetzen: Wie werden die minimierten Abweichungen zwischen SLP und tatsächlichem Verbrauch behandelt und auf welcher Grundlage können alle Bilanzgruppen in Zukunft effizient Prognosen erstellen, um ihr Ausgleichsenergieisiko zu minimieren.

Keywords: Clearing, Flexibilität, Smart Meter

1 Hintergrund und Problemstellung

Ein zentrales Ziel der Regulierungsbehörde seit ihrer Gründung ist die Förderung des Wettbewerbs in Strom- und Gasmärkten. Verbraucher haben seit der Liberalisierung die Möglichkeit der freien Lieferantwahl, was durch die Einführung eines Marktmodells mit Bilanzgruppen ermöglicht wurde. Durch den Smart Meter Rollout sinkt die Zahl der nicht lastganggemessenen Kunden, wodurch ein Clearing mit gemessenen Werten (Tag oder ¼ h) auch für kleinere Verbraucher möglich wird. Im bestehenden Clearingsystem hat die Local Player Bilanzgruppe eine Sonderrolle, da sie die Abweichungen nicht lastganggemessener Kunden vom SLP aller Bilanzgruppen im Netzgebiet tragen muss. Die zunehmende Anzahl an Endkunden mit neuen Lieferanten, die Nutzung von Flexibilität, der weitere Ausbau fluktuierender Erzeugung mit zunehmender Vermarktung, Elektromobilität etc. erschweren zunehmend den optimalen Gesamtsystembetrieb und eine exakte Verbrauchsprognose. Dies umfasst auch Regelreserve, die vom Regelzonenführer zum kurzfristigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch eingesetzte Reserve. Die zentrale Frage dieses Papers ist es, wie das Marktsystem in Österreich in ein zukunftsfähigeres, moderneres System weiterentwickelt bzw. wie ein regulatorischer Rahmen dafür geschaffen werden kann.

Innerhalb dieses Papers wird anfänglich das bestehende Clearingsystem skizziert, um den derzeitigen Rahmen abzustecken und auf potenziell kommende Probleme hinzuweisen. Aufbauend darauf werden Entwicklungen beschrieben, welche aus Sicht der Regulierungsbehörde eine Anpassung des Clearingsystems erforderlich machen. Dabei werden verschiedene Lösungswege aufgezeigt, um eine Diskussion dazu einzuleiten. Eine Weiterentwicklung des Clearingsystems soll den Wettbewerb auf dem Strommarkt weiter fördern, Kunden stärker in den Markt einbinden, die Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer sicherstellen und die Gesamtkosten des Stromsystems optimieren. Zusätzlich soll mit einer Weiterentwicklung des Clearingsystems auch den Anforderungen der aktiven Konsumenten im Clean Energy Package - wie z.B. dynamische Energietarife - Rechnung getragen werden, teilweise sind diese Vorgaben schon national umgesetzt.

2 Grundlagen zum Clearing in Österreich

2.1 Ausgewählte Aspekte des Clearingsystems

In Österreich ist die Austrian Power Clearing and Settlement AG (APCS) für die Durchführung des Clearings in der Regelzone zuständig. Die APCS nimmt in der Regelzone der Austrian Power Grid die Rolle des Bilanzgruppenkoordinators (BKO), auf rechtlicher Basis des EIWOG 2010 sowie des Verrechnungsstellengesetzes, ein.

Alle Marktteilnehmer in Österreich müssen Teil einer Bilanzgruppe sein. Jede Bilanzgruppe wird gegenüber anderen Marktteilnehmern durch einen Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) vertreten, dieser bekommt alle Fahrpläne seiner Bilanzgruppe und übermittelt diese an die APCS, falls es sich um regelzoneninterne handelt oder an den Regelzonenführer (RZF) im Falle von grenzüberschreitenden Fahrplänen. Diese vorab erstellten und abgegebenen Fahrpläne basieren auf Prognosen von Verbrauch und Erzeugung sowie Fahrplänen der Handelsgeschäfte (Einkauf und Verkauf). Fahrpläne der Bilanzgruppe sind immer in ¼ h Auflösung („Imbalance Settlement Period“ gemäß Electricity Balancing

Guideline) und werden vom BGV täglich an den BKO übermittelt, es sind jedoch auch Anpassungen am Tag selbst möglich. Regelungen zu Fahrplanaustauschen sind detailliert in Kapitel 3 der Sonstigen Marktregeln der E-Control geregelt.

Eine Illustration über die wichtigsten Marktteilnehmer und ihre Verbindung im österreichischen Strommarktmodell gibt Abbildung 1¹.

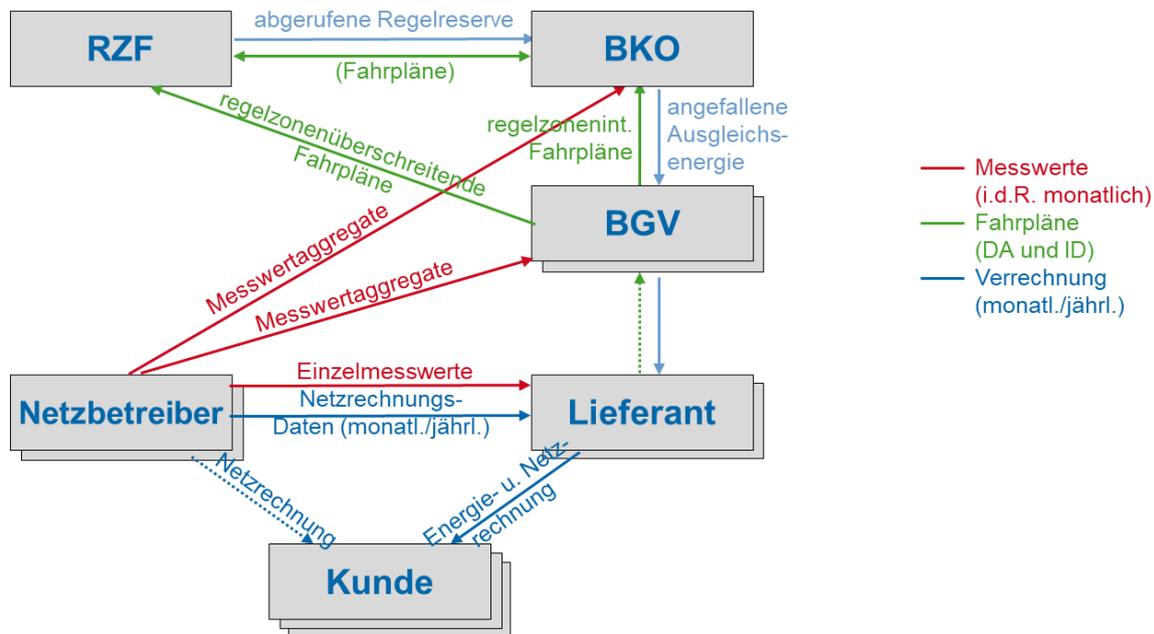


Abbildung 1: Beziehungsgeflecht der Marktteilnehmer am österreichischen Strommarkt; Quelle: E-Control

Im monatlichen Clearing (1. Clearing) werden die Monatsistwertaggregate jeder $\frac{1}{4}$ h je Bilanzgruppe eines Monats vom Netzbetreiber an die APCS und den BGV übermittelt. Auf Basis der Abweichung der $\frac{1}{4}$ h Messwertaggregate jeder Bilanzgruppe und deren $\frac{1}{4}$ h Fahrplanprognosen von Erzeugung und Verbrauch sowie deren Handelsfahrplänen von Einkauf und Verkauf werden von der APCS die Ausgleichsenergiemengen für die jeweiligen BGVs berechnet, welche diese an die Lieferanten innerhalb der Bilanzgruppe weiterverrechnen. Zusätzlich zum monatlichen Clearing gibt es auch ein 2. Clearing, welches 14 Monate danach stattfindet – i.A. liegen dann für nicht lastganggemessene Kunden Verbrauchswerte vor.

Eine bestehende Problematik im derzeitigen Clearingsystem ergibt sich aus dem Fehlen von gemessenen Verbrauchswerten für diese nicht lastganggemessenen Erzeuger und Kunden je $\frac{1}{4}$ h. Bei solchen Kunden wird in der Regel nur einmal jährlich ein Verbrauchswert bestimmt, die Aufteilung des Jahreswertes auf jede $\frac{1}{4}$ h des Monats bzw. Jahres erfolgt mit Hilfe der SLP.

¹ Im Zuge dieses Papers wird nur auf jene Aspekte und Akteure im Strommarktmodell näher eingegangen, welche zur Erklärung der Ausgangssituation beitragen. Für weitere Informationen wird auf <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt> und die Sonstigen Marktregeln der E-Control verwiesen

Diese SLP werden von der APCS im Auftrag der Verteilnetzbetreiber jährlich für unterschiedliche Einspeiser- und Entnehmergruppen erstellt bzw. angepasst und veröffentlicht, genauere Details dazu sind Kapitel 6 der Sonstigen Marktregeln der E-Control sowie der Homepage der APCS zu entnehmen. Laut dem Smart Meter Monitoring Bericht 2018 gibt es derzeit in Österreich ca. 5 Mio. nicht lastganggemessene Zählpunkte. Die aktuelle Grenze in Österreich zur Verwendung eines SLP liegt gemäß §17 Abs.2 EIWOG 2010 bei einem Jahresverbrauch bzw. -erzeugung von <100.000 kWh oder einer Anschlussleistung von <50 kW.

Ist beim Kunden ein Smart Meter installiert, so werden, abhängig von der vom Kunden festgelegten Konfiguration, als Standard Tages- und bei Opt-In ¼ h Verbrauchswerte erfasst. Auf Wunsch des Kunden können auch weiterhin nur Jahreswerte gemessen werden (Opt-Out). Genauere Details zu den Zählerkonfigurationen können weiter unten Abbildung 5 entnommen werden. Bis spätestens 1.2.2021 gibt es gemäß Kapitel 10 der Sonstigen Marktregeln der E-Control ein verpflichtendes Tageswertclearing für Kunden mit einem Smart Meter. Ein Clearing mit gemessenen ¼ h Werten kann optional durchgeführt werden, wenn der Lieferant dem Kunden ein entsprechendes Produkt anbietet und der Kunde dieses annimmt.

Liegt beim Kunden ein Jahresverbrauch bzw. -erzeugung von mehr als 100.000 kWh oder eine Anschlussleistung von mehr als 50 kW vor, werden die ¼ h Messwerte verpflichtend mittels Lastprofilzähler (LPZ) erfasst und verrechnet.

2.2 Sonderrolle der Local Player Bilanzgruppe im Clearing

Wie bereits oben beschreiben, wird innerhalb des monatlich von der APCS durchgeführten Clearings der abgelesene Jahresverbrauch nicht lastganggemessener Kunden mittels SLP auf jede ¼ h des Jahres aufgeteilt und auch so gecleart. Dadurch ergibt sich jedoch das Problem, dass es bei solchen Kunden in der Regel zu einer Abweichung zwischen dem tatsächlichen Verbrauch in einer ¼ h und jenem über das SLP errechnetem kommt. Diese Abweichungen der nicht lastganggemessenen Kunden innerhalb eines Netzgebiets zwischen SLP und dem tatsächlichen Verbrauchswert – in weiterer Folge als „Restmengen“ bezeichnet – werden von der sogenannten Local Player Bilanzgruppe getragen. Regelungen dazu können Kapitel 10 der Sonstigen Marktregeln der E-Control entnommen werden. Als Local Player Bilanzgruppe wird jene Bilanzgruppe bezeichnet, die mit der Strommarktliberalisierung aus dem angestammten Gebietsversorgungsunternehmen heraus entstanden ist. Abbildung 2 illustriert Erzeuger und Verbraucher unterschiedlicher Bilanzgruppen je Netzgebiet – in der Regel ist in jedem Netzgebiet (hier A-D) eine andere Bilanzgruppe die Local Player Bilanzgruppe. In Netzgebieten mit mehr als 100.000 Kunden sind Netzbetreiber und Local Player Lieferanten getrennte Unternehmen (unbundling).

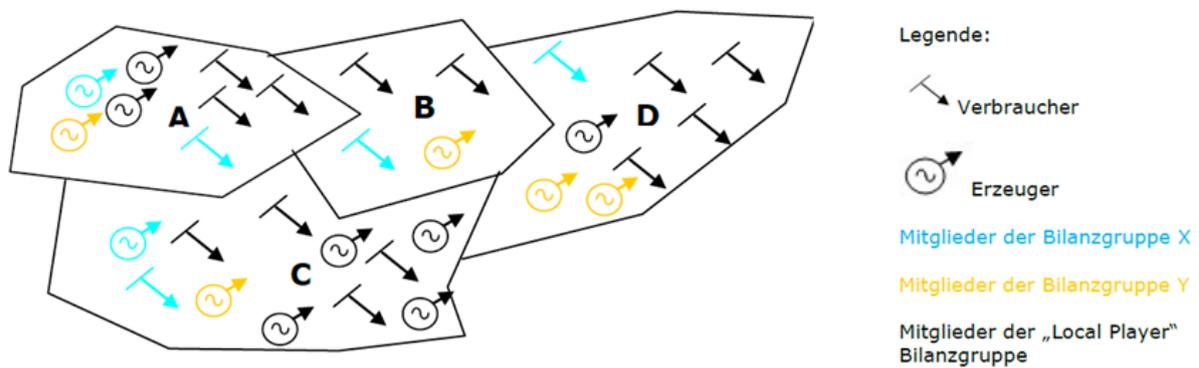


Abbildung 2: Räumliche Darstellung zur Local Player Bilanzgruppe je Netzgebiet; Quelle: E-Control

Diese Clearingsystematik wurde mit der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte eingeführt und besteht am österreichischen Strommarkt bis dato in derselben Form. Dadurch trägt die Local Player Bilanzgruppe ein höheres Ausgleichsenergieisiko als die anderen Bilanzgruppen innerhalb eines Netzgebiets, da der tatsächliche Verbrauch je ¼ h aller nicht lastganggemessener Kunden prognostiziert werden muss und ggf. stark vom Wert des SLP für diese ¼ h abweichen kann.

Im Vergleich zu den anderen Bilanzgruppen trägt die Local Player Bilanzgruppe zwar ein höheres Ausgleichsenergieisiko, dem gegenüber stehen jedoch i.A. eine bessere Datengrundlage zur Prognoseerstellung sowie aktuelle Daten, um auf kurzfristige Ungleichgewichte im Netzgebiet reagieren zu können. In der Regel hat der Local Player Echtzeitmessungen im Netzgebiet zur Verfügung und prognostiziert daraus Verbrauch bzw. Erzeugung. Der Local Player muss, um die Ausgleichsenergie zu reduzieren, zu Zeiten des tatsächlich prognostizierten Verbrauchs einkaufen wodurch sich i.A. andere Kosten als bei Einkauf nach Standardlastprofil ergeben können, weiters kann die Möglichkeit der Verbrauchsverlagerung genutzt werden. In der Praxis kann es Unschärfen bei der Abgrenzung zu prognostizierten Netzverlusten kommen, die als Fahrpläne in die Verlustbilanzgruppe gegeben werden (siehe dazu auch Abbildung 3).

Die anderen Bilanzgruppen können derzeit in der Regel aufgrund später bzw. nicht vorhandener Informationen nur erschwert prognostizieren bzw. ein Ungleichgewicht ihrer Bilanzgruppe in Echtzeit feststellen. Diese Bilanzgruppen können ihren Einkauf nicht an den tatsächlichen Verbrauch ihrer nicht lastganggemessenen Kunden anpassen und Lastverlagerungen fließen nicht ins Clearing ein, da dieses immer mit SLP erfolgt. Beim Clearing werden durch Saldierung der Komponenten (i.A. Einkauf und Verkauf sowie gemessene Erzeugung und Verbrauch) die verursachten oder gelieferten Ausgleichsenergiemengen jeder Bilanzgruppe berechnet.

Die Clearingsystematik für die Local Player Bilanzgruppe kann Abbildung 3 entnommen werden. Die Berechnung der Verbrauchsmengen für den Local Player wird dabei wie folgt errechnet:

Vom Austausch an den Netzkuppelstellen – welcher den Saldo des Netzgebietes abbildet – wird der Verbrauch aller fremdversorgten (= Kunden aller anderen Lieferanten) lastganggemessenen Kunden sowie der mit SLP ermittelte Verbrauch aller fremdversorgten

nicht lastganggemessenen Kunden subtrahiert. Zusätzlich werden noch die Netzverluste abgezogen. Die „übrige“ Menge enthält nur noch Energie der Local Player Bilanzgruppe.

Berechnung der Werte für das Clearing des Local Player für jede $\frac{1}{4}$ h:

Austausch an den Netzkupplstellen

- Bezug/Einspeisung anderer Bilanzgruppen $\frac{1}{4}$ h gemessen (LPZ + SM-Opt-In)

- Bezug/Einspeisung anderer Bilanzgruppen $\frac{1}{4}$ h nicht gemessen (mit SLP, SM Tageswert, SM-Opt-Out)

- Verlustfahrplan (Prognosefahrplan Netzverlust-BG)

= Verrechnete Menge für den Local Player (LPZ + SM-Opt-In + Abweichungen vom SLP fremdversorgt nicht gemessen + tatsächlicher Verbrauch nicht gemessen + Einspeisung nicht gemessen nach SLP)

Abbildung 3: Berechnung Clearing Local Player (jede $\frac{1}{4}$ h); Quelle: SoMa Kapitel 10, eigene Darstellung

Im Vergleich zur Local Player Bilanzgruppe, werden Verbrauchswerte von nicht lastganggemessenen Kunden jeder anderen Bilanzgruppe innerhalb eines Netzgebietes für jede $\frac{1}{4}$ h mittels SLP gecleart. Im 2. Clearing, wenn i.A. für die nicht lastganggemessenen Kunden ein abgelesener Verbrauchswert vorliegt, wird die Differenz zum tatsächlichen Verbrauchswert bestimmt, auf alle $\frac{1}{4}$ h des Jahres verteilt und auch so gecleart. Das Mengenrisiko für diese Bilanzgruppen wird gleichmäßig über das Jahr hinweg verteilt und führt dementsprechend nur zu geringen Änderungen bei der Ausgleichsenergie.

2.3 Smart Meter Rollout erfordert die Analyse einer Anpassung des Clearingsystems

Durch den Rollout von Smart Metern können SLP entweder gänzlich durch Messwerte ersetzt werden – bei Clearing mit $\frac{1}{4}$ h Verbrauchswerten – oder es werden Tagesmesswerte verwendet. Kunden haben auch die Möglichkeit des zuvor erwähnten Opt-Outs, wird diese Option gewählt, gibt es weiterhin nur einen jährlichen Verbrauchswert und das Clearing erfolgt mittels SLP.

Einen Überblick über den Stand des Smart Meter Rollouts gibt Abbildung 4, ein Ausrollungsgrad von 95% soll bis 2022 erreicht werden. Abbildung 4 enthält bis 2017 die tatsächlich ausgerollten Smart Meter, und ab 2018 die geplante Anzahl lt. den Rolloutplänen der Verteilnetzbetreiber.

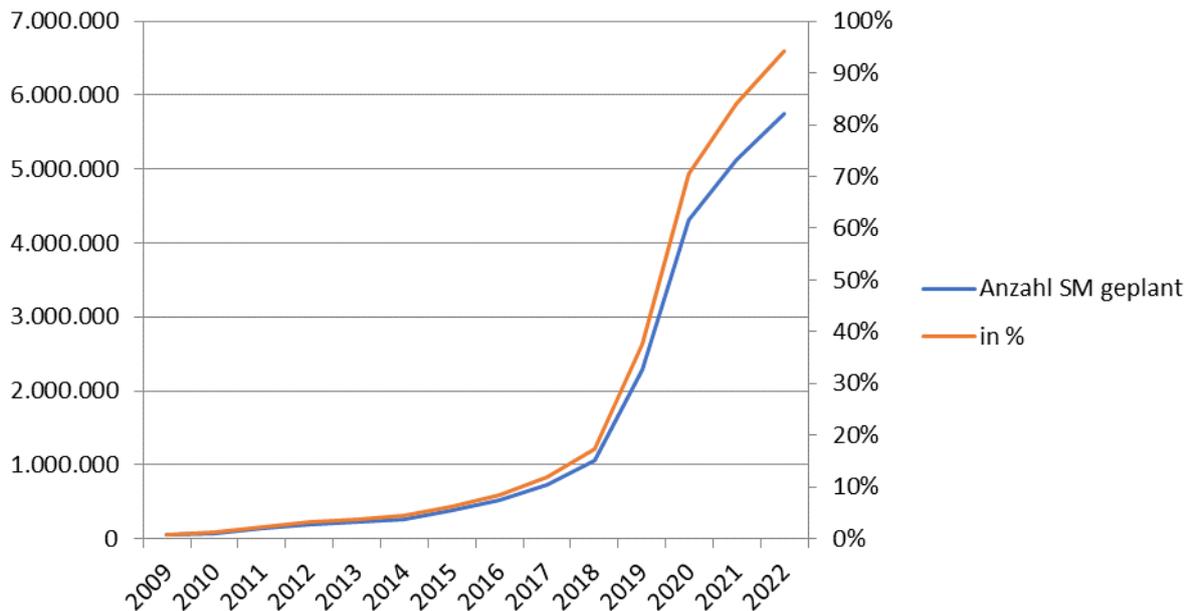


Abbildung 4: Ausrollung Smart Meter in Österreich; Quelle: Smart Meter Monitoring Bericht 2018 der E-Control

Die Granularität der erfassten Messwerte hängt von der Konfiguration der Zähler ab, der Kunde selbst kann über diese entscheiden. 2017 entschieden sich in ganz Österreich 1,4 % der Kunden für die Opt-Out Konfiguration und 7,6 % für die Opt-In Konfiguration. 91 % der Kunden verblieben bei der Standardkonfiguration. Während die Standardkonfiguration keiner gesonderten Einwilligung des Kunden bedarf, muss sich dieser explizit für die Opt-In oder Opt-Out Variante entscheiden.

Einen Überblick zu den verschiedenen Zählerkonfigurationen und die dazugehörige Clearingmethode gibt Abbildung 5. Beim Opt-In (Tageswert IME) werden $\frac{1}{4}$ h Werte erfasst und über das Portal des Netzbetreibers dem Kunden zur Verfügung gestellt, das Clearing erfolgt aber weiterhin wie beim IMS mit dem Tageswert. Das Opt-In mit dynamischem Energietarif ($\frac{1}{4}$ h Messwerte IME) wurde daher in Abbildung 5 als eigene Spalte ausgewiesen. Begründet liegt dies beim Opt-In darin, dass das Clearing mit $\frac{1}{4}$ h seit 1.2.2018 optional und nicht verpflichtend ist, bzw. auch einen entsprechenden Energietarif des Lieferanten und die Zustimmung des Kunden erfordert.

	¼ h Messwerte	Tageswert		Jahreswert
Zählerkonfiguration	IME		IMS	DSZ
Clearingmethode	¼ h	SLP (Tag)		SLP (Jahr)
Messwerte	¼ h			Jahr (auch anlassbezogen z.B. bei Umzug oder Lieferantwechsel)
Übertragung an den NB	1xtgl im Nachhinein 96- ¼ h Werte		1xtgl im Nachhinein 1 Tageswert	jährlich
Möglichkeit zur Verrechnung von Tarifzeiten	JA	Tagesweise		NEIN
Prozentsatz Kunden 2017	N/A ²	7,6%	91%	1,4%

Abbildung 5: Zählerkonfigurationen von Messeinrichtungen und Clearingoptionen, Quelle: E-Control

Auswirkungen der Konfiguration ergeben sich auf das Clearing, abhängig davon, ob Tageswerte oder ¼ h Werte an den Netzbetreiber übermittelt werden. Bei Tageswerten errechnen sich die ¼ h Werte für das Clearing weiterhin mit SLP, jedoch nur für die 96 ¼ h des Tages, dadurch reduzieren sich die Abweichungen gegenüber gemessenen Jahreswerten sehr stark, die Temperatur des Tages fließt beispielsweise - im Unterschied zur derzeitigen Dynamisierung des Jahres-SLP - ein.

Weiters spielt es eine wichtige Rolle zur Verbesserung der Prognosen, wie zeitnah Messdaten von den Netzbetreibern an die Lieferanten übermittelt werden. Eine Übermittlung von Einzelmesswerten an den Lieferanten erfolgt – gemäß Kapitel 10 der Sonstigen Marktregeln der E-Control – am Folgetag, unter Zustimmung des Kunden bei entsprechendem Energietarif. In der Regel stehen die Messdaten derzeit erst in gesammelter Form am 5. des Folgemonats für das Clearing zur Verfügung.

² Wert wird erstmalig für das Erhebungsjahr 2018 gemeldet, da Einführung erst ab 2018

3 Smart Meter und Verrechnung ausgewählter europäischer Länder

In diesem Abschnitt wird ein kurzer Überblick über den derzeitigen Stand des Smart Meter Rollouts und die Verrechnung von nicht lastganggemessenen Kunden in ausgewählten europäischen Ländern gegeben. Wie unten genauer beschrieben, variiert der Status sehr stark je nach Land.

Norwegen hat mit Anfang 2019 den Smart Meter Rollout komplett abgeschlossen. Ab 2019 wird jeder Kunde im 1 h Intervall gemessen, eine Messung der $\frac{1}{4}$ h Werte ist potenziell zukünftig auch möglich. Die Messdaten werden zumindest 1x täglich an den Netzbetreiber übermittelt. Durch das Messen von stündlichen Verbrauchswerten möchte man den Kunden stärker einbinden und Flexibilität im System fördern. Der Kunde hat einen direkten Zugang zu seinen eigenen Daten, es werden Energie, Leistung, Spannung und Stromstärke gemessen.

Gemessen und verrechnet wird in **Spanien** bei Kunden mit Smart Metern der Verbrauch im 1 h Intervall (seit Oktober 2015). Man erhofft sich durch dynamische Preissignale eine Verbrauchsverlagerung zu Stunden mit günstigeren Preisen. Bis Ende 2018 soll in allen Haushalten ein Smart Meter installiert sein. Konsumenten mit Anschlussleistung ≤ 10 kW haben die Möglichkeit, zwischen Lieferanten am freien Markt oder regulierten Referenzunternehmen (ähnlich dem Modell des Grundversorgers in Deutschland) zu wählen. Es können variable oder fixe Produkte ausgewählt werden, auch ohne installierten Smart Meter. Hierbei wird das SLP zur Errechnung der $\frac{1}{4}$ h Werte verwendet.

In **Italien** ist der Smart Meter Rollout der ersten Generation abgeschlossen. Die Geräte zeichnen derzeit monatlich Werte auf, nach denen abgerechnet wird. Der Verbrauch bei Haushalten wird in 3 „Bändern“ (Peak, Off peak und mid-level) gemessen, nach denen sich der Tarif richtet. Neben dem Verbrauch wird auch die Spannung und die Blindleistung gemessen. Die erste Generation wird durch die Zweite ersetzt und es erfolgt dann eine Messung im $\frac{1}{4}$ h Intervall – die Daten werden zukünftig täglich an die Lieferanten übermittelt. Alle Kunden sollen nach Installation der zweiten Smart Meter Generation aussuchen können, wie sie abgerechnet werden. Der Verbrauch aller nicht lastganggemessenen Kunden wird innerhalb eines Netzgebietes auf alle Lieferanten bzw. deren Zählpunkte aufgeteilt, nach zuvor errechneten Koeffizienten. Dieser Koeffizient wird für jeden Zählpunkt einzeln bestimmt und ist abhängig vom Monatsverbrauch des Zählpunktes aus dem Vorjahr im Verhältnis zur gesamten, nicht lastganggemessenen Verbrauchsmenge in demselben Monat des Vorjahres innerhalb eines Netzgebietes. Dieser Koeffizient ändert sich daher monatlich für jeden Zählpunkt. Sobald gemessene Jahreswerte verfügbar sind, wird die Abweichung zwischen der Summe aller $\frac{1}{4}$ h SLP Werte über das Jahr hinweg und dem abgelesenen Jahreswert errechnet und gecleart.

Deutschland steht am Beginn des Smart Meter Rollouts, dieser soll frühestens im Laufe 2019 starten. Danach gibt es für bestimmte Zählpunkte (z.B. PV) bis 2024 eine Ausrollverpflichtung. Generell ist vorgesehen, Smart Meter bei Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 6.000 kWh zu installieren. Bei Kunden mit einem Jahresverbrauch größer als 10.000 kWh, ist die Messung von $\frac{1}{4}$ h Verbrauchswerten verpflichtend. Bei jährlichen Verbrauchswerten kleiner als 10.000 kWh ist das Messintervall

abhängig vom Tarif des Lieferanten und der Zustimmung des Kunden. Die vorher beschriebenen Restmengen werden in Deutschland in einen eigenen Differenzbilanzkreis aufgenommen und für jedes Netzgebiet dem jeweiligen Netzbetreiber zugeordnet, welcher dann für die Vermarktung dieser Mengen zuständig ist. Sobald gemessene Jahreswerte verfügbar sind, wird die Abweichung zwischen der Summe aller ¼ h SLP Werte über das Jahr hinweg und dem abgelesenen Jahreswert errechnet und gecleart.

4 Veränderte Rahmenbedingungen fordern Evaluierung des bestehenden Clearingsystems

Basierend auf dem existierenden – zuvor beschriebenen - Clearingsystem und unterschiedlichen Entwicklungen bzw. gesetzlichen Vorgaben sind Änderungen in der österreichischen Verrechnungssystematik aus regulatorischer Sicht insbesondere aufgrund folgender Punkte erforderlich:

- erschwerte Prognose von Kunden für den Local Player: Die Anzahl an Kunden, die vom Local Player zu anderen Unternehmen wechseln ist stetig steigend, was für den Local Player die Unsicherheiten zunehmend erhöht, zusätzlich kommen Zählpunkte mit Tageswertclearing sowie Clearing mit ¼ h Zählwerten dazu. 2017 lag der Marktanteil der angestammten Energieversorgungsunternehmen in den Netzgebieten Strom zwischen 74% und 95%, Netzgebiete mit einer großen Anzahl an Zählpunkten bewegten sich dabei eher an der unteren Grenze. Diese Prozentzahlen beinhalten sowohl lastgemessene als auch nicht lastgemessene Kunden. Durch die zunehmende kurzfristige Vermarktung von Anlagen, z.B. an Day Ahead und Intraday-Märkten sowie als Regelreserve, sind auch bei lastganggemessenen Kunden die Unsicherheiten zunehmend.
- Verpflichtung zu Flexibilität beim Kunden & Verfügbarkeit von Messwerten bei Kleinkunden: Vorgaben des Clean Energy Package fordern eine stärkere Einbindung von Endkunden in den Strommarkt. Kunden bzw. deren Lieferanten oder andere Marktteilnehmer sollen Flexibilität bereitstellen bzw. nutzen können oder vermarkten. Zur gezielten Vermarktung von Flexibilität müssen jedoch Informationen über den eigenen Verbrauch pro ¼ h vorhanden sein und auch im Clearing berücksichtigt werden. Gemessene ¼ h Werte ermöglichen eine verursachergerechte Zuordnung und erleichtern beispielsweise die Abrechnung von Regelreserve.
- Im derzeitigen System werden nicht alle Lieferanten genau gleich behandelt, z.B. da der Local Player im Clearing ein höheres Ausgleichsenergiesisiko trägt als andere Bilanzgruppen, aber auch erweiterte Möglichkeiten bei der Vermarktung von Flexibilität hat. Das sollte in einer Weiterentwicklung des Clearingsystems angepasst werden, damit alle Lieferanten die gleichen Chancen haben aber auch dieselben Risiken tragen.

5 Anforderungen an ein zukünftiges Clearingsystem

In einem künftigen Clearingsystem mit Messwerten sollte jeder Lieferant dasselbe Ausgleichsrisiko tragen. Weiters müssen die bereits beschriebenen Restmengen innerhalb eines Netzgebietes nicht zwingend vom Local Player getragen werden. Es wäre auch ein höherer Anreiz zur Ausgeglichenheit von Bilanzgruppen gegeben, Voraussetzung dafür sind entsprechende Signale des Ausgleichsenergiepreises, wie sie durch die Umsetzung der Electricity Balancing Guideline verstärkt gegeben werden. Zusätzlich würde die bestehende Sonderbehandlung verringert bzw. Chancengleichheit im Wettbewerb für alle Lieferanten verbessert. Offen ist dabei jedoch, wie die wesentlich geringeren Restmengen der übrigen nicht lastganggemessenen Kunden in Zukunft verteilt werden – auch in einem Stromsystem mit Messwerten ist eine Regelung für diese Kunden erforderlich. Aufgrund des Smart Meter Rollouts und des Clearings mit Zählwerten kann innerhalb der nächsten Jahre ein deutlicher Rückgang der Restmengen erwartet werden. Zwar wird es bei gemessenen Tageswerten auch weiterhin Abweichungen zwischen tatsächlichem und errechnetem Verbrauch geben, diese werden jedoch wesentlich geringer ausfallen als bei Jahreswerten. Unter Berücksichtigung des geplanten Rollouts von 95% bis 2022 und der bisher niedrigen Opt-Out Quote (ca. 1,5%) kann davon ausgegangen werden, dass die meisten Kunden mit gemessenen Werten gecleart werden können. Die Ausgestaltung eines zukünftigen Systems zur Verteilung der Restmengen sollte sich an der absoluten Energiemenge orientieren, möglicherweise könnten diese Restmengen nach kompletter Ausrollung der Messinfrastruktur kaum mehr ins Gewicht fallen.

Zumindest die folgenden Möglichkeiten für die zukünftige Aufteilung von Restmengen sind zu diskutieren, die Aufzählung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit:

Kostensozialisierung der Restmengen: Die nicht lastganggemessenen Kunden aller Bilanzgruppen innerhalb eines Netzgebietes werden mittels SLP gecleart, die Restmengen werden z.B. aliquot nach der Gesamtzahl an Kunden auf alle Bilanzgruppen verteilt. Möglich wäre hier entweder die Aufteilung je Netzgebiet oder über alle Netzgebiete. Eine solche Variante hätte den Vorteil einer einfachen Handhabung im Clearing, das Verursacherprinzip wird dabei aber außer Acht gelassen.

Vermarktung durch den Netzbetreiber: Eine andere Form denkbare Form der Kostensozialisierung wäre jene wie in Deutschland. Hier trägt der Verteilnetzbetreiber die Restmengen und muss diese entsprechend vermarkten.

Verursachergerechtes Verrechnen der Restmengen: Die nicht lastganggemessenen Kunden aller Bilanzgruppen innerhalb eines Netzgebietes werden auch hier mittels SLP gecleart, die Restmengen werden jedoch verursachergerecht aufgeteilt. Abhängig von der Anzahl an nicht lastganggemessenen Zählpunkten oder Verbrauchsmengen werden die Restmengen aliquot zugewiesen.

- Beim Clearing im Gasmarkt wird beispielsweise bereits eine solche Systematik angewendet, die Restmengen werden zuerst in eine eigene Bilanzgruppe aufgenommen und dann aliquot nach Mengen auf die Lieferanten aufgeteilt.

- Einem anderen Beispiel folgt Italien, hier wird der Verbrauch aller nicht lastganggemessenen Kunden innerhalb eines Netzgebietes nach einem bestimmten Verteilungskoeffizienten – abhängig von der Verbrauchsmenge im Vorjahr differenziert nach Monaten - für jeden Zählpunkt aufgeteilt.

Weiters muss in einem zukünftigen Clearingsystem gewährleistet sein, dass alle Lieferanten eine effiziente Basis für Prognosen haben, um das Ausgleichsenergieisiko für ihre Bilanzgruppe zu minimieren und so den Bedarf an Ausgleichsenergie für die Bilanzgruppe sowie auch den Regelreservebedarf für die gesamte Regelzone gering zu halten. Auch hier spannt sich ein Rahmen unterschiedlicher Möglichkeiten auf, die unter dem Aspekt der Effizienz diskutiert werden sollten, zumindest die nachstehend angeführten sollten berücksichtigt werden. Hier handelt es sich ebenfalls um eine nicht vollständige Liste und viele Details sind noch zu klären, z.B. die zeitliche Auflösung bei Echtzeitdaten:

- **Keine zusätzlichen Informationen bereitstellen:** Es werden keine gesonderten Daten für alle Bilanzgruppen zur Verfügung gestellt, jede Bilanzgruppe ist für die Datenbeschaffung selbst verantwortlich. Dies hätte den Vorteil der einfachen Umsetzung, aber birgt das Risiko, dass weniger innovative Bilanzgruppen gegenüber anderen einen Informationsrückstand entwickeln, sowie die Kosten je nach Typ, Größe etc. der Bilanzgruppe unterschiedlich sein könnten.
- **Veröffentlichung von Netzmessungen:** Daten von Netzmessungen in Echtzeit werden öffentlich für alle Bilanzgruppen bereitgestellt. Dadurch wäre eine bessere Datenlage als bisher zur Verfügung, die eine Hilfestellung für Bilanzgruppen zur ihrer eigenen Optimierung geben kann. Ein solches System wäre ein positiver Schritt bei der Neuverteilung des Ausgleichsenergieisikos und könnte sich unterstützend auf das Stromsystem auswirken, da die Möglichkeiten zur Ausgeglichenheit von Bilanzgruppen steigen.
- **Informationen zu Kundengruppen:** Es könnten beispielsweise Echtzeitdaten anonymisiert nach bestimmten Kundengruppen für alle Bilanzgruppen zur Verfügung gestellt werden. Aufbauend darauf wäre eine gute Ausgangslage für Verbrauchsprognosen gegeben, die von allen Bilanzgruppen genutzt und individuell angepasst werden kann. Dadurch wäre eine robuste Basis zur Prognose von Verbrauchern gegeben bzw. könnte diese von jeder Bilanzgruppe für sich basierend auf den Kundengruppen zusammengestellt werden. Der praktische Aufwand für die Umsetzung wäre zu evaluieren.

Neben der verursachergerechten Verteilung von Verbrauchsmengen im Clearingsystem hätten Messwerte weiters den Vorteil, dass Lieferanten neue, innovative Produkte anbieten können und dadurch Flexibilität gezielt vermarktet werden könnte, dazu gehört auch die Regelreserve. Ein positiver Aspekt der vorliegenden Zählwerte wäre es, die Möglichkeit eines monetären Anreizes zu netzdienlichem Verhalten setzen zu können, z.B. durch eine entsprechende Ausgestaltung von Netztarifen oder durch andere Mechanismen. Wichtig dabei ist, dass die unterschiedlichen Möglichkeiten möglichst optimal nutzbar sind, z.B. keine Blockierung durch den Netzbetreiber für andere Formen der Nutzung der Flexibilität. Durch stärkere Verzahnung von Endkunden- und Großhandelspreisen könnten Kunden in Zukunft zusätzlich profitieren, es entstünde ein Anreiz zur Verbrauchsverlagerung.

Für die Weiterentwicklung des Clearingsystems ist ein kurzfristig getakteter Datenaustausch zwischen Netzbetreibern und Lieferanten notwendig, gemessene Verbrauchsdaten sollten nicht erst zum Clearingzeitpunkt für die Lieferanten einsehbar sein. Die technische Grundlage dafür wurde bereits durch den Energiewirtschaftlichen Datenaustausch (EDA) geschaffen, dieses System soll einen raschen Datenfluss zwischen Kunden, Netzbetreibern und Lieferanten gewährleisten.

6 Ergebnis & Schlussfolgerung

In diesem Beitrag wurde dargestellt, wie das derzeitige Clearingsystem im Strom durchgeführt wird und was eine Anpassung bzw. Weiterentwicklung des Systems notwendig macht, um den regulatorischen Rahmen für die Zukunft anzupassen.

Dabei sind besonders zwei Faktoren als Ausgangslage für Anpassungen wichtig: die derzeitige unterschiedliche Behandlung der Marktteilnehmer und das überwiegende Fehlen von Messwerten von nicht lastganggemessenen Kunden für das Clearing. Das Fehlen von Messwerten für die Imbalance Settlement Period macht die Sonderrolle des Local Players für das Clearing notwendig.

Während der Smart Meter Rollout eine schrittweise Substitution von Jahres-SLP ermöglicht, hätte es auf das Clearing einen positiven Effekt, da mit tatsächlichen $\frac{1}{4}$ h Verbrauchswerten gecleart werden kann bzw. mit gemessenen Tageswerten unter Anwendung eines Tages des jeweiligen SLP. Dadurch würden sich die Datenlage gegenüber den Jahresverbrauchswerten stark verbessern, kurzfristig verfügbare gemessene Werte würden ebenfalls die Prognosegrundlage für Lieferanten deutlich verbessern. Ein wichtiger Eckpfeiler für ein kommendes Clearingsystem ist der kurz getaktete und effiziente Datenaustausch zwischen Kunden, Netzbetreibern und Lieferanten, die EDA Plattform wurde zu diesem Zweck bereits geschaffen.

Eine stärkere Verzahnung mit den Großhandelspreisen für Kunden (zeitvariable Produkte) als auch die gezielte Vermarktung von Flexibilität hätte ebenfalls Vorteile für Endkunden bei Verbrauchsverlagerungen, entsprechend ausgestaltete Energietarife könnten Anreize zu systemdienlichem Verhalten schaffen. Auch würde dadurch den kommenden Anforderungen des Clean Energy Package entsprochen werden. Für den Netzbetreiber wird die Nutzung von Flexibilität möglich sein, z.B. durch die Umsetzung über entsprechende Netztarife. Dabei muss jedoch darauf geachtet werden, dass der Einfluss auf den Markt gering bleibt, da es sonst zu Verzerrungen kommen könnte.

Die Verringerung der Sonderbehandlung bestimmter Bilanzgruppen im Clearing würde den Wettbewerb stark fördern und die Chancengleichheit am Strommarkt für alle Lieferanten verbessern. Dadurch könnten in Abstimmung auf Kunden- und Netzanforderungen neue innovative Produkte entwickelt werden. Die steigende Anzahl an fremdversorgten Kunden macht es dem Local Player auch zunehmend schwieriger, alle nicht lastganggemessenen Kunden im Netzgebiet zu prognostizieren, zusätzlich wird auch die Vermarktung vom gemessenen Kunden aufgrund von flexiblen Energietarifen und kurzfristigerer Vermarktung, z.B. Intraday/Day Ahead/Regelreserve, in Zukunft anspruchsvoller. Dies wirkt sich in weiterer Folge auf das Ausgleichsenergieisiko aus, die Minimierung dessen wird für den Local Player immer schwieriger.

Diskutiert werden sollten die Fragen, wie groß die Restmengen in Zukunft sein bzw. wie diese aufgeteilt werden, wie sich eine Neuverteilung des Ausgleichsenergieerisikos niederschlägt und wie in Zukunft alle Bilanzgruppen einen ähnlich effizienten Zugang zu einer Datengrundlage für die Prognose haben können. Bei der Aufteilung der Restmengen wurden unterschiedliche Lösungswege präsentiert, diese lassen sich in Sozialisierung vs. verursachergerechte Zuordnung der Kosten unterteilen. Eine zentrale Frage ist dabei, wie groß diese Restmengen bei stetiger Ausrollung von Smart Metern noch sein werden. Es wurde auch kurz gezeigt, wie der Smart Meter Rollout und das Clearing in ausgewählten Ländern Europas zusammenspielen. Beispielsweise hat Norwegen bereits einen Rollout von 100% erreicht und benötigt daher keine SLP mehr für das Clearing, dieselbe Ausgangslage gilt auch für Spanien. Demgegenüber steht Deutschland, wo die Restmengen durch den Verteilnetzbetreiber vermarktet werden und die Kosten so auf das Netzgebiet sozialisiert werden. In Italien kommt es zu einer verursachergerechten Verteilung des Verbrauchs aller nicht lastganggemessenen Kunden innerhalb eines Netzgebietes, abhängig von einem zuvor errechneten Verteilungskoeffizienten.

7 Ausblick

Eine Weiterentwicklung des bestehenden Clearingsystems scheint unter den im Beitrag beschriebenen Aspekten als wichtiger Schritt, um kommenden Anforderungen des Stromsystems gerecht zu werden. Europäische Vorgaben des Clean Energy Package fordern u.a. Clearing mit Zählwerten, Themen wie Vermarktung von Flexibilität, stärkere Einbindung von Kunden in das Stromsystem und variable Energietarife, etc. Im Zuge einer Anpassung könnten bestehende Sonderbehandlungen von Marktteilnehmern im Verrechnungssystem vermindert werden, dazu müssen aber weitere Fragen zur Ausgestaltung diskutiert und geklärt werden, z.B. die verbleibenden Restmengen und die Optionen für den Umgang damit oder die Verbesserung der Basis für Prognosen für die Bilanzgruppen.

Ein wichtiger Baustein sind dabei immer mehr Messdaten in hoher Granularität im Stromsystem, die bisher meist nur jährlich verfügbar waren. Nur so kann eine verursachergerechte Verrechnung in Zukunft stattfinden und das bestehende System auf neue Anforderungen vorbereitet werden.

Quellenverzeichnis

AGCS (2019) - Homepage der AGCS, unter <https://www.agcs.at/de>

APCS (2019) - Homepage der APCS, unter <https://www.apcs.at/de>

CEER (2016) - Principles for valuation of flexibility, unter <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/4a605bcf-9483-d5a0-67fb-368e75af30cd>

E-Control (2019) - Sonstige Marktregeln der E-Control, unter <https://www.e-control.at/recht/marktregeln/sonstige-marktregeln-strom>

E-Control (2019) - Das Strommarkt in Österreich, unter <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt>

E-Control (2018) - Smart Meter Monitoring Bericht, unter <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/smart-metering/monitoring>

EIWOG (2010) - Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 idgF., unter <https://www.ris.bka.gv.at/>

Europäische Kommission (2018) - Clean energy for all Europeans (EU-Winterpaket), unter <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

Europäische Kommission (2017) - COMMISSION REGULATION (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing, unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R2195&from=GA>

GMMO (2012) Novelle 2018 - Gas-Marktmodell-Verordnung 2012., unter <https://www.ris.bka.gv.at/>

IME-VO (2012) - Novelle 2017 - Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) Novelle 2012, unter <https://www.ris.bka.gv.at/>

StromNZV (2005) Novelle 2017 - Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen, unter <http://www.gesetze-im-internet.de/stromnzv/BJNR224300005.html>

Verrechnungsstellengesetz (2000) - Regelung der Ausübungsvoraussetzungen, Aufgaben und Befugnisse der Verrechnungsstellen idgF., unter <https://www.ris.bka.gv.at>