

# DREIECK „LIEFERANT – AGGREGATOR – BILANZGRUPPENVERANTWORTLICHER“ IM ÖSTERREICHISCHEN STROMMARKT

Ksenia POPLAVSKAYA<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien, +43 660 373 3424, ksenia.poplavskaya.fl@ait.ac.at, <http://www.ait.ac.at/>;

<sup>2</sup> TU Delft, Faculty of Technology, Policy and Management, Energy & Industry Section, Jaffalaan 5, 2628 BX Delft, <https://www.tudelft.nl/en/tpm/>

**Kurzfassung:** Aggregatoren, die verschiedene Erzeugungsanlagen bzw. Verbraucher bündeln können, besitzen klares Potential, diese zur gemeinsamen Dienstleistungserbringung zu vermarkten. Damit ermöglichen sie die Marktteilnahme dezentraler Energieressourcen (DER) wie beispielsweise kleiner Erzeugungsanlagen, Speicher und flexibler Lasten. Unter welchen Bedingungen ein Aggregator am besten zur System- und Marktunterstützung beitragen kann, ist aber noch nicht ausreichend untersucht. Zudem ist das tatsächliche energiewirtschaftliche Potenzial eines unabhängigen Aggregators noch nicht klar, obwohl ihr Markteintritt bereits angefangen hat. Einer der Aspekte, der bisher in der Forschung nicht behandelt wurden, ist der Zusammenhang zwischen einem DER-Aggregator und den etablierten Marktteilnehmern, Stromlieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV). Dies ist für das Bilanzgruppenmanagement und den Regelenergiemarkt von besonderer Bedeutung, da sich die Marktteilnahme von Aggregatoren auf die Bilanz der anderen Akteure auswirken könnte. Des Weiteren können die Anreize und Marktstrategien durch unterschiedliche Ausgestaltungen des Dreiecks „Lieferant-Aggregator-BGV“ beeinflusst werden. In diesem Sinne hat die Wahl der Konfiguration Konsequenzen für mehrere Stakeholder in der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette, wodurch sowohl Vorteile als auch Risiken entstehen können.

**Keywords:** Aggregator, Bilanzgruppenverantwortliche, Strommarkt, Bilanzmanagement

## 1 Einführung

Aggregatoren, die verschiedene Erzeugungsanlagen bzw. Verbraucher bündeln können, besitzen klares Potential, diese zur gemeinsamen Dienstleistungserbringung zu vermarkten. Damit ermöglichen sie die Marktteilnahme dezentraler Energieressourcen (DER) wie beispielsweise kleiner Erzeugungsanlagen, Speicher und flexibler Lasten. Das kürzlich von der Europäischen Kommission entworfene „Clean Energy for all Europeans“ Paket („Winterpaket“) fordert ausdrücklich die aktive DER-Teilnahme an allen Strommärkten inkl. des Regelenergiemarkts und hebt die Relevanz eines unabhängigen Aggregators hervor [1]. Die einem sicheren und effizienteren System dienende Rolle der DER und des Aggregators wurde auch in der EU-Verordnung Guidelines on Electricity Balancing betont [2].

Das tatsächliche energiewirtschaftliche Potenzial eines unabhängigen Aggregators ist noch nicht klar, obwohl ihr Markteintritt bereits angefangen hat. Einer der Aspekte, der bisher in der Forschung nicht behandelt wurde, ist der Zusammenhang zwischen einem DER-Aggregator und den etablierten Marktteilnehmern, Stromlieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV). Dies ist für das Bilanzmanagement und den Regelenergiemarkt von besonderer Bedeutung, da sich die Marktteilnahme von Aggregatoren auf die Bilanz der anderen Akteure auswirken könnte. Des Weiteren können die Anreize und Marktstrategien durch unterschiedliche Ausgestaltungen des Dreiecks „Lieferant-Aggregator-BGV“ beeinflusst werden. In diesem Sinne hat die Wahl der Konfiguration Konsequenzen für den Markt, wodurch sowohl Vorteile als auch Risiken entstehen können.

## 1.1 Struktur und Methode

Dieser Aufsatz basiert auf dem Argument, dass die Vorteile einer Integration bzw. breiteren Marktteilnahme von Aggregatoren nicht nur von ihrer Anzahl, Größe oder der jeweiligen Technologie abhängen, sondern auch von ihrer Beziehung zu den jeweiligen BGV und Lieferanten. Zunächst werden in diesem Papier die Zusammenhänge zwischen diesen Akteuren im Abschnitt 2 sowie die Vorteile und Risiken des Markteintritts des Aggregators im Abschnitt 3 untersucht. Im Abschnitt 4 werden dann die möglichen Konfigurationen des Dreiecks „Lieferant-Aggregator-BGV“ definiert. Diese basieren auf theoretischen Überlegungen, potenziellen Business-Modellen, die in europäischen Projekten vorgeschlagen wurden (vgl. z.B. [3]–[5]), sowie auf empirischen Untersuchungen für Österreich, wo Aggregatoren bereits an den Strommärkten teilnehmen dürfen.

Auf diese Weise wird in diesem Papier eine Kombination theoretischer und empirischer Perspektiven verwendet, um den Effekt der unterschiedlichen Konfigurationen sowie die möglichen Nachteile bzw. Risiken zu analysieren. Schließlich werden die wichtigsten Erkenntnisse und Auswirkungen für die Energiewirtschaft und -politik zusammengefasst.

## 2 Neue und alte Akteure im Strommarkt

Die Regeln rund um die Interaktion zwischen den Stromlieferanten und den BGV, ihre Rechte und Verantwortlichkeiten wurden mit der Liberalisierung des Strommarkts festgelegt. Innerhalb einer Bilanzgruppe, die vom BGV vertreten ist, werden die Aufbringung und Abgabe der elektrischen Energie zusammengeschlossen (vgl. EIWOG §7 Abs. 1 lit. 4). Mitgliedschaft in einer Bilanzgruppe ist für alle Marktteilnehmer Pflicht. Die Mitglieder einer Bilanzgruppe sind nicht geografisch begrenzt, daher ist die Gruppierung virtuell und dient zum effizienten Ausgleich der Regelzone. Zu den Hauptaufgaben eines BGV gehören u.a. die Energiebedarfsermittlung und die Fahrplanerstellung basierend auf den geplanten Aus- und Einspeisungen sowie die Weiterverrechnung der Ausgleichsenergie, die aufgrund der Prognoseabweichungen entstehen kann. Seine Aufgaben hängen mit den Aufgaben eines Lieferanten hinsichtlich der Deckung des Energiebedarfs zusammen. Das Ziel des BGVs ist also seine Bilanzgruppe im Gleichgewicht zu halten und dadurch die Ausgleichsenergiekosten für die Bilanzgruppe zu minimieren.

Im österreichischen Kontext erfüllt ein Lieferant öfters die Rolle eines BGVs, für sein eigenes Portfolio von Erzeugungsanlagen und Kunden, sowie gegebenenfalls für das Portfolio eines

oder mehrerer anderer Lieferanten, beispielsweise Tochterunternehmen. Allerdings sind die Beziehungen und Verpflichtungen innerhalb einer Bilanzgruppe privatwirtschaftlich geregelt, das heißt, der genaue Ausgleichsmechanismus der Bilanzgruppe ist bilateral und vertraglich unter den Beteiligten bestimmt.

In Österreich wurde der Aggregator bereits 2015 vom österreichischen Regulator E-Control in den sonstigen Marktregeln als „ein Energiemanagement-Dienstleister, der verschiedene kurzfristige Verbraucher- bzw. Erzeugerkapazitäten zwecks Ankauf, Verkauf oder Auktion in organisierten Energiemärkten oder bilateral bündelt“, definiert [6]. In der Forschung werden die Aggregatoren manchmal als Vermittler zwischen aktiven Kunden („Prosumers“) und dem Markt beschrieben (vgl. [3], [7]). Allerdings können die Aggregatoren, ähnlich einem traditionellen Stromlieferanten, auch Erzeugungsanlagen in ihrem Portfolio verwalten, was der Definition von E-Control nicht widerspricht. Dadurch entstehen für die Aggregatoren unterschiedliche Business Modelle.

Die Rolle des Aggregators kann von mehreren Akteuren ausgeübt werden. Zum einen stellt die Aggregation für die etablierten Marktteilnehmer, unter Berücksichtigung der möglichen Skaleneffekte und Diversifikationsvorteile, eine interessante Option dar. Zum anderen können neue Marktteilnehmer, große flexible Kunden bzw. die kürzlich vorgeschlagene „Local Energy Communities“ (vgl. [1] §2, Abs. 7) vom Pooling profitieren.

Den Aggregatoren stehen mehrere Möglichkeiten zur Verfügung, um ihre Flexibilitätsportfolios auf unterschiedliche Weisen zu vermarkten, wie unter anderem:

- Teilnahme am Großhandelsmarkt
- Optimierung des Portfolios des BGVs durch den Ausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe
- Teilnahme am Regelenergiemarkt.

Die oben aufgelisteten Dienstleistungen schließen einander nicht aus sondern stellen mehrere Erlösquellen dar. Die erneuerbare Energien im Portfolio könnten beispielsweise nicht nur durch Einspeisetarife gefördert oder über die Teilnahme am Spotmarkt vergütet werden, sondern auch am Regelenergiemarkt negative Regelenergie bereitstellen. Allerdings ist dies nicht immer in nationalen regulatorischen Kontexten möglich.

Im Prinzip können Aggregatoren auch ausschließlich die Technologie bzw. Infrastruktur (Optimierung, ICT, Kommunikation) bereitstellen. Diese werden jedoch hier nicht betrachtet, da sie nicht am Markt teilnehmen.

### **3 Vorteile und Risiken der Aggregation**

Angesichts der aktuellen Energiepolitik sind die neuen Marktteilnehmer in der Lage zur Erfüllung der energiepolitischen Ziele, wie u.a. Dekarbonisierung und Verbraucherbeteiligung, Markteffizienz und Systemflexibilität beizutragen. In Bezug auf die Strommärkte auf der Einzelhandelsebene kann der Eintritt neuer Teilnehmer den Wettbewerb steigern, Selbstverbrauch und -erzeugung optimieren oder Lastmanagement auf der kleinen Industrie-, Gewerbe- und Haushaltebenen für die netz- und marktdienliche Anwendungen anhand neuer dynamischer Tarifen ermöglichen.

In Bezug auf die Strommärkte auf der Großhandelsebene kann der Aggregator die DER-Verfügbarkeit und das Kundenengagement den Marktteilnehmern dabei helfen, ihr Portfolio aus flexiblen Ressourcen zu erweitern und als virtuelles Kraftwerk zu betreiben. Im Regelenergiemarkt können die neuen Akteure den BGV bei der Portfoliooptimierung und den ÜNB bei der Frequenzregelung unterstützen. Da die bestehenden europäischen Regelenergiemärkte von hoher Marktkonzentration und von Preisineffizienzen geprägt sind (vgl. z.B. [8]), könnten Aggregatoren die Konkurrenz zwischen den Marktteilnehmern steigern sowie die Regelenergiekosten senken. Um von diesen Vorteilen profitieren zu können, müssen mehrere Voraussetzungen erfüllt sein, nämlich:

- Kundenakzeptanz (insbesondere Klarheit bzgl. Vorteile, Einfachheit, Transparenz): Gruppenverhalten, Risikoaversion und Abneigung gegen Veränderungen beeinflussen die Bereitschaft für die Zusammenarbeit mit einem Aggregator.
- Faire Kostenverrechnung und –zuweisung: nicht alle Kunden haben beispielsweise die Mittel, um PV-Anlagen bzw. Speicher zu installieren. Dabei ist es wichtig, dass nicht nur die Vorteile sondern auch die damit verbundene Kosten (z.B. die Netzentgelte) entsprechend zugeteilt werden.
- Befähigendes Marktdesign (u.a. Autorisierung der Pooling-Konzepte): es wurde bereits festgestellt, dass es notwendig ist, dass das Marktdesign die Teilnahme der neuen Technologien und Akteure ermöglicht. Dies betrifft insbesondere den Regelenergiemarkt (vgl. [9]) aufgrund u.a. strenger Präqualifikationskriterien und Markt komplexität.
- Administrative Angelegenheiten: umständliche Anmeldungs- bzw. Genehmigungsverfahren sowie unverhältnismäßige Entgelte stellen für die neuen Teilnehmer eine große Markteintrittsbarriere dar.

Neben der Vorteile sind die aktuellen bzw. zukünftigen Tätigkeiten der Aggregatoren mit eventuellen Risiken verbunden. Einige Forscher weisen auf potentielle Risiken hin, die zustande kommen, wenn Anreize für opportunistisches Verhalten im Markt bestehen (vgl. z.B. [10]), wie in Tabelle 1 dargestellt. Die Förderung von DER-Flexibilität „um jeden Preis“ kann beispielsweise zu höheren Systemsicherheits- und Netzwerkkosten und in der Folge höheren sozialisierten Netzentgelten führen. Kostenzuweisung und die Verteilung der Gewinne kann problematisch werden, wenn nicht alle Kunden an Lastmanagement-Programmen teilnehmen. Mehrere Vorteile überschneiden sich, wohingegen einige in Konflikt zueinander stehen könnten, beispielsweise die Erbringung von Systemdienstleistungen für den Verteilnetzbetreiber und die Marktteilnahme. Ein neuer Marktteilnehmer, der gleichzeitig ein großes Einheitenportfolio bündelt, kann zum zentralen Aggregator werden, was die Transaktionskosten senkt und zu einem besseren DER- und Stromkundenengagement beiträgt, gleichzeitig aber die Marktkonkurrenz beeinträchtigt. Eine klare Definition und Abgrenzung der Verantwortlichkeiten der unterschiedlichen Rollen spielt dabei eine wichtige Rolle (vgl. z.B [1], § 17, Abs.3).

Bezugnehmend auf das Dreieck „Lieferant-Aggregator-BGV“ kann der Aggregator, der DER in seinem Portfolio poolt, im Prinzip einen Einfluss auf das Bilanzmanagement eines BGVs in zweifacher Weise ausüben. Einerseits kann der Aggregator durch die Bündelung der dezentralen Flexibilitäten zu einem effizienteren Ausgleich innerhalb der Bilanzgruppe beitragen. Zudem verringert ein Aggregator die Transaktionskosten eines BGVs, da er auch der effizienteren Informationssammlung dient. Andererseits, wenn ein Aggregator

beispielsweise einen Pool von volatilen Erneuerbaren Erzeugern betreibt, können durch Prognosefehler mehrere Fahrplanabweichungen in der Bilanzgruppe verursacht werden. Auch beim Lastmanagement besteht die Gefahr, dass die fahrplangemäÙe Lieferung nicht zu 100% gewährleistet werden kann. In diesem Fall muss sichergestellt werden, dass der Aggregator die Verantwortung für die anfallenden Ausgleichsenergiekosten trägt.

Wenn der Aggregator in seinem Pool Anlagen von ‚aktiven Kunden‘<sup>1</sup> betreibt, kann es eventuell zu Interessenkonflikten zwischen dem Aggregator und dem Lieferanten kommen, solange keine gesonderten Zählpunkte für die Aggregation vorhanden sind. Falls der Aggregator und der Lieferant als Teil ihres Geschäftsmodells dieselbe Erzeugungsanlage zu unterschiedlichen Zwecken betreiben (z.B. jeweils Handel am Großhandelsmarkt und für Regelenergie), könnte dies zu zusätzlichen Kosten für den Lieferanten führen. Wenn der Aggregator in diesem Fall als Regelenergieanbieter agiert, kann er durch ungenaue Anlagensteuerung Ausgleichsenergie für den Lieferant verursachen. Für solche Situationen wird die Möglichkeit einer ‚Entschädigung‘ des Lieferanten diskutiert (vgl. z.B. [3]).

Die positive und negative Einflussmöglichkeiten eines Aggregators auf andere Stakeholder in der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette wurden anhand eigener Forschung und den Schlussfolgerungen in [10] in Tabelle 1 zusammengefasst.

*Tabelle 1. Mögliche Effekte der Tätigkeit des Aggregators auf die unterschiedlichen Stakeholder in der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette*

Stakeholder	Vorteile	Potenzielle Risiken
<b>Markt-Operator</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- hoher Wettbewerb</li> <li>- hohe Marktliquidität</li> <li>- Skaleneffekte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Marktmacht</li> <li>- unzureichender Anreiz für die Marktteilnahme</li> <li>- Unfähigkeit eines Aggregators eine genügende Marktgröße zu erreichen</li> </ul>
<b>Gesellschaft</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nachhaltigkeit durch die Integration von erneuerbaren Energieressourcen</li> <li>- Einbindung einer größeren Vielfalt an Akteuren auf der Nachfrage- und Angebotsseite</li> <li>- Innovation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Trittbrettfahren möglich</li> <li>- verzerrte Kostenverrechnung</li> </ul>
<b>BGV</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Portfoliooptimierung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bilanzverantwortung</li> <li>- höhere Ausgleichsenergiekosten</li> </ul>
<b>System (ÜNB/VNB)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Flexibilität als Dienstleistung</li> <li>- potenziell niedrigere Systemkosten</li> <li>- weniger Bedarf für Netzverstärkung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Koordinierung zwischen dem ÜNB und VNB</li> <li>- Risiken verbundene mit der Sicherstellung des Kundenengagements (im Falle von einem Aggregator flexibler Lasten)</li> </ul>
<b>End-verbraucher</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kundenengagement</li> <li>- Energieeinsparungen</li> <li>- neue Erlöspotenziale</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- intransparente Rechnungslegung</li> <li>- Komfortverlust</li> <li>- Datenschutzprobleme</li> </ul>

Ob die oben beschriebenen Vorteile und Risiken auftreten, ist zumindest teilweise mit der Interaktion zwischen den Marktakteuren verbunden. Die Konfigurationen unter welchen

<sup>1</sup> Nach [1] § 2, Abs. 6 verbrauchen, speichern bzw. verkaufen die aktive Kunden (Eng. ‚active customers‘) den im Haus erzeugten Strom, inkl. über einen Aggregator.



Aggregatoren einen Mehrwert für die Stakeholder bieten können sich wesentlich unterscheiden. Diese werden im nächsten Abschnitt beschrieben.

## 4 Mögliche Konfigurationen des Dreiecks „Lieferant-Aggregator-BGV“

Im Verordnungsvorschlag der Allgemeinregeln des Binnenstrommarktes im Winterpaket wurde zwischen dem Aggregator und dem unabhängigen Aggregator unterschieden. Ein Aggregator ist in diesem Zusammenhang für die Bündelung der Lasten und/oder Erzeugung für die Vermarktung oder den Einkauf an einem beliebigen Strommarkt zuständig. Die Belieferung der Endkunden mit Strom gehört also nicht zu den Kernaufgaben eines Aggregators, sondern ein Aggregator kann sein Portfolio auch ausschließlich an den Strommärkten vermarkten. Im Vergleich zum Aggregator muss der unabhängige Aggregator „mit keinem Lieferant bzw. anderem Marktteilnehmer verbunden sein“ (vgl. [1], §2, Abs.14-15). Dies bezieht sich zusätzlich auf das Recht des Aggregators, Verträge mit DER-Besitzern ohne Zusage anderer Marktteilnehmer zu schließen.

Die Ermittlung der möglichen Konfigurationen des Dreiecks „Lieferant-Aggregator-BGV“ basiert auf der Frage, ob der Aggregator ein unabhängiger Marktteilnehmer ist und ob er die Aufgaben eines BGVs selbst ausübt.

In diesem Zusammenhang wird ein unabhängiger Aggregator (uAGGR) als ein selbstständiger Marktteilnehmer definiert, im Gegensatz zu einem bereits existierenden Lieferanten (L), der gleichzeitig, als Teil seines Business Modells die Tätigkeiten eines Aggregators ausübt. In ähnlicher Weise wird ein BGV als entweder eine selbstständige Rolle oder als eine zusätzliche Funktion eines existierenden bzw. neuen Marktteilnehmers betrachtet. Im letzteren Fall erleichtert dies die Portfoliosteuerung. Daraus können mehrere Konfigurationen des Dreiecks abgeleitet werden:

- 1) Lieferant = Aggregator = BGV: Die drei Aufgaben sind in einem bestehenden Akteur kombiniert.
- 2) Lieferant = Aggregator  $\neq$  BGV: Ein Lieferant agiert als Aggregator und ist zugleich Teil des Portfolios eines BGVs.
- 3) Unabhängiger Aggregator  $\neq$  Lieferant  $\neq$  BGV: Aggregator hat sein eigenes Portfolio und ist zugleich Teil des Portfolios eines BGVs.
- 4) unabhängiger Aggregator  $\neq$  Lieferant  $\neq$  BGV;  $BGV_L \neq BGV_A$
- 5) unabhängiger Aggregator  $\neq$  Lieferant  $\neq$   $BGV_{L1,L2,Ln}$ ,  $A = BGV_A$  oder  $A \neq BGV_A$ : Aggregator bündelt DER aus unterschiedlichen Bilanzgruppen.
- 6) unabhängiger Aggregator  $\neq$  Lieferant =  $BGV_A$ : Aggregator agiert zugleich als BGV seines eigenen DER-Portfolio

### 4.1 Konfiguration 1

Die meisten großen Lieferanten in Österreich bilden ihre eigene Bilanzgruppe. Diese Ausgestaltung eignet sich sowohl für das existierende Modell eines etablierten Lieferanten als auch als Model für einen großen unabhängigen Aggregator (ähnlich Konf. 6). Dieser ist gleichzeitig im Bereich Endkundenversorgung tätig. Für neue Marktteilnehmer wird diese Option schwerer zu erfüllen, da der Kundenstamm noch aufgebaut werden muss.

In diesem Fall kommt es zu keinen Interessenkonflikten, es muss aber sichergestellt werden, dass der Pool groß genug ist, um die notwendige Flexibilität für die Teilnahme an den Regenergiemärkten sicherzustellen.

## 4.2 Konfiguration 2

Ähnlich zu Konfiguration 1 übernimmt ein Lieferant bzw. sein Tochterunternehmen eine Funktion des Aggregators. So nimmt ein Lieferant und Betreiber von Erzeugungsanlagen die dezentralen Erzeugungsanlagen bzw. flexible Lasten ins Portfolio auf. Die DER können gleichzeitig für mehrere Dienstleistungen (z.B. Spot- und Regenergiemarkt) genutzt werden, wenn dies aus der nationalen regulatorischen Sicht nicht untergesagt ist. Auf diese Weise kann das aggregierte Portfolio den Lieferanten an den Strommärkten unterstützen und den Flexibilitätspuffer gegen Fahrplanabweichungen gewährleisten.

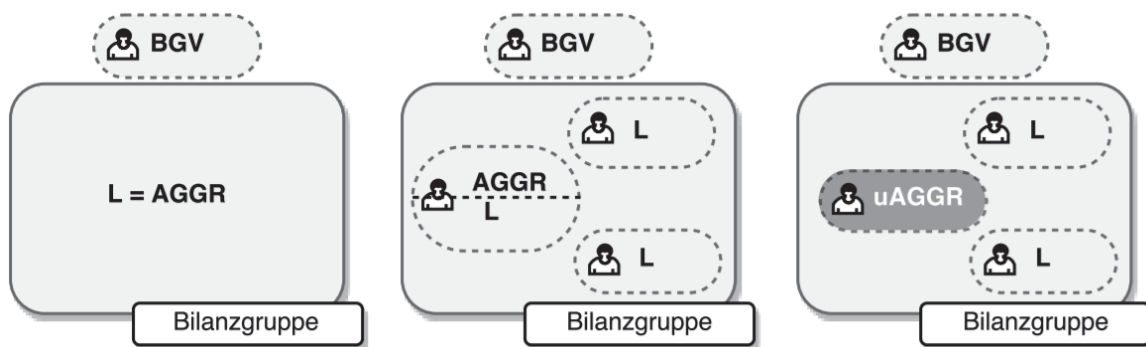


Abb. 1. Konfiguration 1

Abb. 2. Konfiguration 2

Abb. 3. Konfiguration 3

## 4.3 Konfiguration 3

Der Aggregator betreibt in dieser Konfiguration seinen eigenen Pool von dezentralen Erzeugungsanlagen. So ähnelt er einem traditionellen Lieferanten und Betreiber und unterscheidet sich nur darin, welche Art der Ressourcen im Pool zusammengeschlossen wird. Prognoseabweichungen durch die Erneuerbaren können in diesem Fall zu Fahrplanabweichungen für die Bilanzgruppe führen. In Konfiguration 3 kann ein unabhängiger Aggregator die Bilanzposition von Lieferanten in der Bilanzgruppe benachteiligen. Ein Finanzausgleich zwischen dem Aggregator und den Lieferanten ist in diesem Fall notwendig.

In dieser Konfiguration kann ein unabhängiger Aggregator ohne Marktteilnahme zur Portfoliooptimierung eines BGVs beitragen. Allerdings wenn der Pool auf eine Bilanzgruppe beschränkt ist, ist die Größe des Pools und somit die Konkurrenzfähigkeit evtl. begrenzt.

## 4.4 Konfiguration 4

In dieser Konfiguration wird das Portfolio des Aggregators als Teil einer Bilanzgruppe betrachtet. Der unabhängige Aggregator steuert Flexibilitäten aus mehreren Lieferantenportfolios innerhalb einer Bilanzgruppe. In Ausgestaltung 4 ist es möglich, dass ein anderer BGV,  $BGV_A$ , wie im Projekt USEF vorgeschlagen [3], für das Bilanzmanagement des Flexibilitätsportfolios des unabhängigen Aggregators und den Ausgleich mit dem BGV des/der Lieferanten verantwortlich wäre. Im Prinzip kann der unabhängige Aggregator selber die

Funktion des  $BGV_A$  wie in Konfiguration 6 ausüben. Die Kunden (DER-Besitzer bzw. Betreiber) haben ihre eigenen Lieferanten, die zur selben Bilanzgruppe gehören. Ähnlich der Konfiguration 3 wird der Aggregator in Konfiguration 4 von der Größe der Bilanzgruppe des BGVs beschränkt, wenn er nicht bilanzgruppenübergreifend poolen darf (vgl. Konf. 5).

Wenn der Aggregator auch flexible Lasten in seinem Portfolio hat, wären in den meisten Fällen zwei Zählpunkte getrennt für Strombezug und –einspeisung notwendig, sodass die Tätigkeit des Aggregators die des Lieferanten nicht beeinträchtigt und es zu keinen Verzerrungen bei der Kostenverrechnung kommt. Diese Möglichkeit ist aber derzeit nicht praktikabel. Zudem muss die Frage der Verantwortung für die Nichterbringung der Dienstleistung durch den Kunden geklärt werden. Zudem sind Messeinrichtungen wie intelligente Stromzähler mit hoher zeitlicher Auflösung des Lastverlaufs notwendig, um das Problem der Nachweisbarkeit der Dienstleistung bei kleinen Einheiten zu lösen.

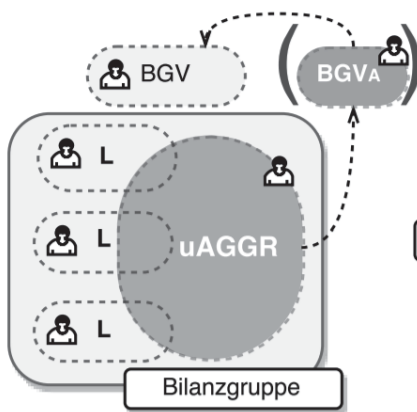


Abb. 4. Konfiguration 4

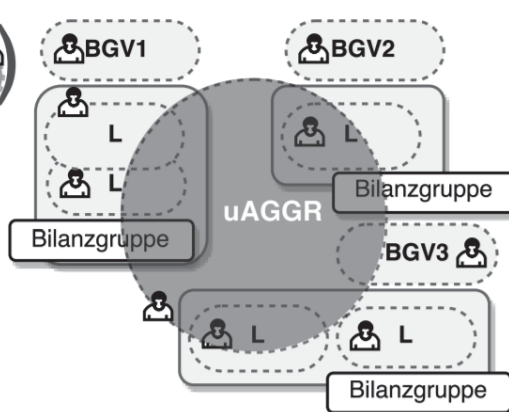


Abb. 5. Konfiguration 5

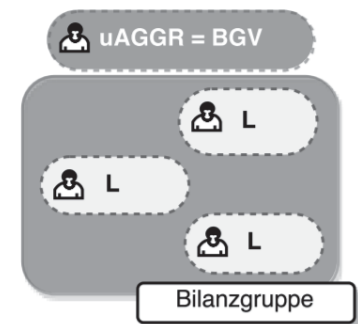


Abb. 6. Konfiguration 6

#### 4.5 Konfiguration 5

Diese Konfiguration stellt eine größere Freiheit für den Aggregator dar, um sein Portfolio flexibel zu gestalten. In diesem Fall kann der Aggregator einer bestehenden Bilanzgruppe zugeordnet sein, wie es z.B. in Österreich vorgeschrieben ist. Alternativ wäre er ähnlich zu Konfiguration 4 einem gesonderten BGV,  $BGV_A$ , zugeordnet. Bei der bilanzgruppenübergreifenden Aggregation ist der Ausgleich mit den beteiligten Bilanzgruppen notwendig. Die Informationsflüsse können dabei kompliziert werden. Ein  $BGV_A$  würde den Informationsaustausch für die Verrechnung der Ausgleichsenergie mit den beteiligten BGV vereinfachen.

So eine Ausgestaltung ist besonders für die Teilnahme des Aggregators am Regulenergiemarkt von Relevanz. Sie bietet ihm eine Möglichkeit, einen großen Pool aufzubauen, um sich genügend Flexibilität zu sichern und die Präqualifikationskriterien zu erfüllen bzw. aufgrund der Produkt-Größe teilnehmen zu können. Dabei bleiben die Aufgaben der Stromversorgung und des Handels am Großhandelsmarkt beim Lieferanten.

Auch in dieser Konfiguration besteht für den Aggregator ein Anreiz zum zentralen Aggregator zu werden, in Konfiguration 6 hineinzuwachsen und dabei Mehrwert aus den gepoolten Einheiten durch eine Reihe an Dienstleistungen zu schaffen. Er kann beispielsweise alle Flexibilitäten auf der Nachfrageseite von einer großen Zahl der Lieferanten poolen. Im



Vergleich zu Konfiguration 3 reduziert dies die Komplexität und schafft Skaleneffekte. Allerdings wird bilanzgruppenübergreifendes Pooling in mehreren EU-Ländern untersagt.

#### 4.6 Konfiguration 6

Da der Aggregator in Konfiguration 6 seine eigene Bilanzgruppe formt, führt diese Ausgestaltung zu keinen Interessenkonflikten zwischen den Teilnehmern des Dreiecks. Diese Konfiguration ermöglicht Transparenz der Transaktionen und verringert die Komplexität, z.B. für Vertragsabschlüsse, Portfoliooptimierung und Ausgleich. Diese Ausgestaltung wäre beispielsweise für die im Winterpaket vorgeschlagenen Local Energy Communities anwendbar, die selbstständig für Energiebelieferung und Verbrauch sorgt. Allerdings ist wegen einer geringeren Risikotragfähigkeit und anfallenden Netzegebühren ihr Business Case nicht immer wirtschaftlich sinnvoll.

In Konfiguration 6 bündelt ein unabhängiger Aggregator dezentrale Erzeugungsanlagen sowie flexible Lasten. Da er gleichzeitig die Rolle eines BGVs ausübt, ist er allein bilanzverantwortlich. Diese Ausgestaltung ist für einen Betreiber eines virtuellen Kraftwerks geeignet, wodurch kleineren Anlagen ein Markteintritt gesichert wird. Im Prinzip können auch kleine lokale Lieferanten Mitgliedschaft an der Bilanzgruppe des Aggregators haben und ausschließlich die Endkunden mit Strom beliefern. Diese Konfiguration ähnelt außerdem am meisten dem Model eines zentralen Aggregators, das in [10] beschrieben wurde. Auf diese Weise können für den Aggregator am besten Skaleneffekte erzielt werden. Allerdings kann es auch dazu kommen, dass statt Wettbewerb zu fördern, ein zentraler Aggregator selber Marktmacht ausüben beginnt. Das heißt, dass obwohl ein Aggregator in dieser Ausgestaltung einen Mehrwert für seine Mitglieder erzielen kann, könnte es zu Nachteilen aus der Marktperspektive führen.

Hier ist die Abgrenzung zur Konfigurationen 1 und 2 aus der Sicht des Regelenergiemarkts wichtig. Wenn der bereits existierende Lieferant die Aggregation übernimmt führt dies zur Portfoliodiversifizierung allerdings nicht zur Steigerung des Wettbewerbes am oft oligopolistischen Regelenergiemarkt (z.B. [8], [11], [12]).

#### 4.7 Fokus Österreich

Es sind insgesamt 140 BGV in Österreich angemeldet<sup>2</sup>, dagegen nehmen schon etwa 10 Aggregatoren an den Strommärkten teil. Von diesen sind etwa 5 unabhängige Aggregatoren und mehrere Lieferanten, die zusätzlich zu ihrem Kernmodell auch *die Aufgabe* des Aggregators ausüben (siehe Tabelle 2), in Österreich tätig. Dazu beliefern 47 Lieferanten die Endkunden in Österreich mit Strom<sup>3</sup>.

Nachfolgend werden einige Beispiele der Aggregatoren in Österreich anhand der beschriebenen Konfigurationen untersucht. In Österreich wurde die Aggregation von etablierten Stromlieferanten als Teil der Portfoliodiversifizierung übernommen, u.a. Verbund,

---

<sup>2</sup> <https://clearing.apcs.at/emwebapcsem/EicPublicList.do> (Abgerufen am 16.01.2018)

<sup>3</sup> <https://www.e-control.at/de/konsumenten/strom/lieferanten-uebersicht/oesterreichweit> (Abgerufen am 16.01.2018)

Wien Energie [4]. Der österreichische Regulator schreibt den Marktteilnehmern nicht vor, wer die Rolle des Aggregators ausüben darf. Dadurch sind Aggregatoren aus anderen Sektoren in Österreich entstanden, z.B. A1<sup>4</sup>. Auch die Beziehungen und die Verantwortlichkeiten sind meistens privatwirtschaftlich bilateral unter Lieferanten, Aggregatoren und BGVs geregelt. Dies erlaubt eine gewisse Flexibilität, wobei die steigende Anzahl der Aggregatoren auch mehr Komplexität bedeutet.

*Tabelle 2. Beispiele der von den österreichischen Aggregatoren ausgewählten Konfigurationen*

Aggregator	Konf.	Anmerkungen
<b>A1</b>	5	Aggregator ursprünglich aus einem anderen Sektor (IT); bilanzgruppenübergreifendes Pooling; Regelenergieanbieter (RRA)
<b>Oekostrom AG</b>	6	eigene Bilanzgruppe; Strombelieferung der Endkunden; keine Beteiligung am Regelenergiemarkt
<b>Next Kraftwerke</b>	6	eigene Bilanzgruppe; RRA
<b>Verbund Solutions</b>	2	BGV des Mutterunternehmens; RRA
<b>Wien Energie</b>	2	etablierter Stromlieferant; Aggregation als zusätzliche Funktion

Alle oben eingeführten Konfigurationen sind in Österreich gestattet. Die Marktteilnehmer, die die Aufgaben eines Aggregators ausüben wollen, haben also mehr Freiheit, um sich für die aus ihrer Sicht optimale Ausgestaltung zu entscheiden. Die Wahl ist von der Ausgangssituation, den zugrunde liegenden Zielen und von der Marktposition abhängig. Tabelle 2 stellt einige Beispiele der ausgewählten Ausgestaltungen dar.

Im Prinzip lässt sich nicht nur die flexible Nachfrage bündeln, sondern alle Arten von kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen. Letzteres ist derzeit am praktikabelsten: Zum größten Teil bestehen die Portfolios der Aggregatoren nicht aus flexiblen Lasten sondern aus dezentraler Erzeugung. Beispielsweise die Oekostrom AG vermarktet die Photovoltaik-Anlagen ihrer Kunden im Pool zusammen mit Wind-, Kleinwasserkraft- und Biogasanlagen am Spotmarkt<sup>5</sup> [4]. Nur wenige Aggregatoren haben industrielle Lasten (z.B. Next Kraftwerke und Verbund Solutions) in seinem Portfolio. Auch die Stromversorgung der Endkunden gehört nicht zur Kerntätigkeit unabhängiger Aggregatoren. In Österreich ist derzeit ein Aggregator (oekostrom AG) in diesem Bereich tätig.

Es ist nicht unüblich, dass die Aggregatoren bereits mehrere Dienstleistungen mit den flexiblen Ressourcen erbringen. Allerdings ist es aus regulatorischer Sicht für die Aggregatoren der erneuerbaren Energieressourcen in Österreich nicht möglich, gleichzeitig die Erlöse durch geförderte Einspeisetarife und weitere Erlöse am Regelenergiemarkt zu erzielen.

<sup>4</sup> <https://www.a1energysolutions.at/der-pool/> (Abgerufen am 16.01.2018)

<sup>5</sup> [http://oekostrom.at/Content/uploads/presse/Kraftwerkskarte\\_2016\\_12\\_31.pdf](http://oekostrom.at/Content/uploads/presse/Kraftwerkskarte_2016_12_31.pdf) (Abgerufen am 16.01.2018)

Es entsteht für einen unabhängigen Aggregator ein Anreiz eine eigene Bilanzgruppe zu gründen, um den Finanzausgleich mit dem Lieferanten bzw. BGV zu vermeiden, was am Beispiel Österreichs offensichtlich ist. Es gilt allerdings abzuwägen, ob der zusätzliche finanzielle Aufwand durch den Betrieb einer eigenen Bilanzgruppe lohnenswert ist. Aus demselben Grund ist Portfoliooptimierung einer Bilanzgruppe als Dienstleistung des Aggregators eher unüblich. Daher wurden in unseren Beispielen Konfigurationen 3 und 4 kommen nicht vor. Ein anderer Grund dafür ist die nun mehr geringe Ausnutzung von Flexibilität auf der Nachfrageseite. Unter den aktuellen Gestaltungen wird das Ziel des Kundenengagements daher nur in geringem Maße erfüllt.

## 5 Fazit und Ausblick

Es wird oft behauptet, dass ein Aggregator den Wettbewerb steigern kann (vgl. [4]). Dennoch ist dies nicht immer der Fall wie z.B. in Konfiguration 1 oder ggf. Konfiguration 2, wo die etablierte Lieferanten sich für die Aggregation als ein zusätzliches Business Modell entscheiden. Das Niveau der Integration der Erneuerbaren oder des Kundenengagements ist von Portfolioeigenschaften abhängig. Ein in Deutschland bereits bestehendes Geschäftsmodell zeigt, dass ein Aggregator beispielsweise nur Speicher bündeln und vermarkten kann. Auch der Beitrag zur Portfoliooptimierung eines BGVs ist von Portfolioeigenschaften des Aggregators abhängig. Eine hohe Anzahl an volatilen Erneuerbaren Energien in Aggregatoren-Portfolios kann zu höheren Liquidität am Intraday-Markt beitragen, aber auch zu höheren Kosten der Regelenergie führen. Aus rein wirtschaftlicher Sicht ist es aber nicht relevant, wer die Rolle des Aggregators erfüllt, solange die Dienstleistung erbracht wird. In ähnlicher Weise, ist der Beitrag zur Nachhaltigkeit und Kundenengagement nicht davon abhängig.

Das österreichische Regelwerk stellt keine Hemmnisse zur Bündelung von Erzeugung und Verbrauch bzw. Komponenten auf von unterschiedlichen Spannungsebenen zu einem flexiblen Portfolio dar. Obwohl alle beschriebenen Ausführungen des Dreiecks in Österreich theoretisch erlaubt sind, wird gezeigt, dass nicht alle Konfigurationen zum erhöhten Wettbewerb beigetragen haben. Außerdem können unterschiedliche Konfigurationen unterschiedliche System- bzw. Ausgleichsenergiekosten verursachen. Diese Zusammenhänge sollten in der Energiepolitik und Regulierung berücksichtigt werden. Regulatorische „Grauzonen“ existieren noch hinsichtlich des Bilanzausgleichs zwischen dem bilanzgruppenübergreifenden Aggregator und den beteiligten Marktteilnehmern. Regulatorische „Grauzonen“ können zum einen innovative Geschäftsmodelle fördern, zum anderen aber kann dies zu Marktverzerrungen führen, da einige Teilnehmer Anreize haben, die Regelungslücken im eigenen Interesse zu nutzen, was derzeit genauer erforscht wird. Angesichts der laufenden Strommarktintegration ist es wichtig, auch für die neuen Akteure eine Möglichkeit zu schaffen, zu allen Märkten beizutragen.

Der Hauptbeitrag dieses Papiers besteht also in der Untersuchung des Effekts, den die unterschiedlich gestalteten Interaktionen im Dreieck „Lieferant – Aggregator – BGV“ auf die Anreizwirkung haben, anhand analytischer und empirischer Erkenntnisse. Dies wurde im Kontext des österreichischen Strommarktes angewandt. Ziel der Analyse ist es, eine Grundlage für eine zukünftige quantitative Bewertung der Regelenergiemarktteilnahme von

Aggregatoren, sowie deren Auswirkung auf die Anreize etablierter Marktteilnehmer zu schaffen.

## 6 Literatur

- [1] European Commission, "Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity," Brussels, COM (2016) 864 final, 2016.
- [2] European Commission, *Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing*. 2017.
- [3] H. de Heer, "USEF position paper. The independent aggregator," Position Paper, Jun. 2015.
- [4] R. Verhaegen and C. Dierckxsens, "BestRES project. Existing business models for renewable energy aggregators.," Brussels, Ref. Ares(2016)2689723 - 09/06/2016, 2016.
- [5] J. Ikäheimo, C. Evens, and S. Kärkkäinen, "DER Aggregator Business: the Finnish Case," VTT Technical Research Center, Espoo, Research Report VTT-R-06961-09, 2010.
- [6] E-Control, "Market Code for Electricity. Chapter 1. Definitions (In Ger. Sonstige Marktregeln Strom. Kapitel 1. Begriffsbestimmungen)." E-Control, 01-Jul-2015.
- [7] EG3 Smart Grids Task Force, "Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility," European Commission, Brussels, EG3 Report. Smart Grid Task Force, 2015.
- [8] F. Ocker, K.-M. Ehrhart, and M. Ott, "Bidding Strategies in the Austrian and German Secondary Balancing Power Markets," presented at the 0. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien IEWT 2017, Vienna, 2017.
- [9] ENTSO-E WGAS, "Survey on Ancillary Services Procurement, Balancing Market Design 2016," ENTSO-E, Brussels, 2017.
- [10] S. Burger, J. P. Chaves-Ávila, C. Batlle, and I. J. Pérez-Arriaga, "A review of the value of aggregators in electricity systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 77, pp. 395–405, Sep. 2017.
- [11] A. Maaz, P. Prümm, and A. Moser, "Untersuchung von strategischem Bietverhalten in den Regelleistungsauktionen," presented at the 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien IEWT 2017, Vienna, 2017.
- [12] G. Petritsch and A. Moik, "Preisblasen im APG Regelenergiemarkt," presented at the 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien IEWT 2017, Vienna, 2017.