



# VISE

Virtuelles Institut Smart Energy

# VISE Policy Brief

Q1 / 2020

## **Aggregation von Haushalten in (regionalen) virtuellen Kraftwerken**

Regulatorische Rahmenbedingungen und Hürden

## Autoren

---



Max Schönfish (EWI Köln)

Arne Lilienkamp (EWI Köln)

Dominic Titze (EWI Köln)

## Kontakt

---



**VISE**

Virtuelles Institut Smart Energy

E-Mail: [info@smart-energy.nrw](mailto:info@smart-energy.nrw)

Website: [www.smart-energy.nrw](http://www.smart-energy.nrw)

## Gefördert durch

---



EUROPÄISCHE UNION  
Investition in unsere Zukunft  
Europäischer Fonds  
für regionale Entwicklung



**EFRE.NRW**  
Investitionen in Wachstum  
und Beschäftigung

## Kurzfassung

Im Rahmen des VISE Teilprojekts 4 werden neue, digitale Geschäftsmodelle für regionale virtuelle Kraftwerke (RVKW) untersucht. Als RVKW definieren wir hierbei virtuelle Kraftwerke, die auf Verteilnetzebene (unterhalb eines Übertragungsnetzknötens) primär in Haushalten vorzufindende Erzeuger und steuerbare Verbraucher einbinden und steuern. Hierzu zählen z.B. PV-Anlagen mit Batterie-Heimspeichern, Wärmepumpen/Mikro-KWK mit thermischen Speichern und Elektrofahrzeuge mit „intelligenten“ Ladevorrichtungen. Diese können gemeinsam auf dem Großhandelsmarkt für Strom und ggf. dem Regelleistungsmarkt durch das RVKW vermarktet werden.

Da die kommerzielle Aktivität eines solchen RVKWs ihren Schwerpunkt im besonders stark regulierten Bereich der Stromnachfrage und Erzeugung in Haushalten hat, spielt der regulatorische Rahmen eine große Rolle: Er definiert, welche Geschäftsmodelle überhaupt möglich sind und wirkt sich auf deren Profitabilität aus. Darüber hinaus kann die marktseitige Regulierung (Bedingungen zur Teilnahme am Strom- oder Regelleistungsmarkt) den Zugang eines RVKWs zu bestimmten Erlösmöglichkeiten einschränken.

Die Einbindung von Erzeugungsanlagen und Verbrauchsgeräten auf Haushaltsebene wird vor allem durch die Klassifizierung von Haushalten als Letztverbraucher im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) erschwert. Dies gilt insbesondere für haushaltsbasierte Batteriespeicher. Mit dem sogenannten Letztverbraucherstatus ist eine hohe Belastung mit Umlagen, Abgaben und Steuern verbunden, die bei einem Netzbezug und zu gewissen Teilen auch bei einer Rückspeisung von Strom ins Netz anfallen. Der Einsatz von Heimspeichern zwecks intertemporaler Arbitrage<sup>1</sup> am Strommarkt durch das RVKW ist somit aus Sicht der Speicherbesitzer unprofitabel. Nur mit einem vollständigen Wegfall dieser Doppelbelastung durch eine Saldierung aller der bei Ein- und Ausspeisung anfallenden Umlagen, Abgaben und Steuern würde diese Hürde beseitigt werden.

**Regionale virtuelle Kraftwerke, die Flexibilität von Haushalten vermarkten.**

**Der regulatorische Rahmen bestimmt, welche Geschäftsmodelle möglich sind.**

**Die Doppelbelastung mit Abgaben, Umlagen und Steuern macht einen netzorientierten Betrieb von Haushaltsspeichern unprofitabel.**

---

<sup>1</sup>Unter intertemporaler Arbitrage verstehen wir das Ausnutzen von Preisdifferenzen zwischen zwei Zeitpunkten, um einen Erlös zu generieren. D.h. der Speicher speichert Strom zu einem Zeitpunkt mit einem niedrigen Preis (z.B. wenn viel Wind- oder PV-Strom im Netz ist) und verkauft ihn an einem späteren Zeitpunkt zu einem höheren Preis.

Möglich sind jedoch Contracting-Modelle, die darauf beruhen, dass Haushalte ihr Potenzial zur Lastverschiebung einem RVKW zwecks Vermarktung zur Verfügung stellen. Ein Haushalt würde in diesem Fall nicht stärker belastet als sonst, da Haushaltsstromtarife in der Regel zeitlich nicht variieren und es unter einem solchen Modell nicht zu einem zusätzlichen Bezug von Strom aus dem Netz kommen würde. Es würde lediglich der Zeitpunkt der Entnahme aus dem Netz verschoben. Die so geschaffene Flexibilität könnte vom RVKW am Strom- oder Regelleistungsmarkt angeboten werden. Hierzu müsste der Haushalt dem RVKW die Steuerung planbarer Verbraucher wie Wärmepumpen, aber auch Speicher und eigener Erzeugung überlassen.

Auch die marktseitige Regulierung schafft Hürden für RVKW. Dies gilt insbesondere für die zur Bereitstellung von Regelleistung erforderlichen Mindestproduktgrößen. Diese betragen 1 MW für alle Regelleistungsqualitäten. Es ist unsicher, ob ein unterhalb eines Verteilnetzknotens angesiedeltes RVKW genug Leistung poolen kann, um die benötigten Mindestgebotsmengen über die gesamte Produktzeitscheibe mit der erforderlichen Zuverlässigkeit anbieten zu können. Dies soll im weiteren Projektverlauf mit Hilfe numerischer Modelle untersucht werden.

Eine wichtige Rolle spielen auch die vom Gesetzgeber über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) eingerichteten Fördermechanismen für Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Mit den im EEG und KWKG definierten Subventionsmechanismen schafft der aktuelle Regelungsrahmen Erlösmöglichkeiten für Betreiber von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen bzw. Anlagen, die mit KWK sowohl Strom als auch Wärme produzieren. Für RVKW bieten sich hier insbesondere in der Direktvermarktung Möglichkeiten, Kunden zu gewinnen.

Ein RVKW zeichnet sich dadurch aus, dass es eine Vielzahl von Anlagen innerhalb eines Verteilnetzes bündelt. Es würde sich somit anbieten, besonders auf lokaler Ebene Systemdienstleistungen und Engpassmanagement anzubieten. Hier fehlen jedoch sowohl die rechtlichen als zum Teil auch die technischen Voraussetzungen, um diese Flexibilität zu vermarkten, sei es durch den direkten Zugriff durch den Verteilnetzbetreiber oder über eine Art lokalen Markt für Flexibilität.

**Geschäftsmodelle, die auf Lastverschiebung basieren, sind möglich.**

**Hohe Mindestproduktgrößen erschweren die Teilnahme von RVKW am Regelleistungsmarkt.**

**RVKW können als Direktvermarkter von EEG- und KWKG-Strom auftreten.**

**Fehlende Erlösmöglichkeiten für die Bereitstellung von Flexibilität im Verteilnetz.**

# Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung für abschaltbare Lasten
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
MRL	Minutenreserveleistung
PRL	Primärregelleistung
RVKW	Regionales Virtuelles Kraftwerk
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

# Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung .....	1
2	Letztverbraucherstatus .....	1
3	Marktseitige Regulierung .....	5
4	Fördermechanismen .....	9
5	Fazit .....	10
6	Literatur.....	11

# 1 Einleitung

Im Rahmen des VISE Teilprojekts 4 werden neue, digitale Geschäftsmodelle für regionale virtuelle Kraftwerke (RVKW) untersucht. Als RVKW-Betreiber definieren wir Aggregatoren, die auf Verteilnetzebene (unterhalb eines Übertragungsnetzknötens) primär in Haushalten vorzufindende Erzeuger und steuerbare Verbraucher bündeln und gemeinsam vermarkten. Dazu zählen Technologien wie z.B. PV-Anlagen mit Batterie-Heimspeichern, Wärmepumpen/Mikro-KWK mit thermischen Speichern und Elektrofahrzeuge mit „intelligenten“ Ladevorrichtungen (vgl. Jeddi *et al.*, 2018).

Auf Basis dieser Definition lassen sich verschiedene Einflussfaktoren für RVKW-Geschäftsmodelle identifizieren, die sich aus dem derzeitigen Regulierungsrahmen ergeben.

Die wichtigsten Rahmenbedingungen, die potenzielle Geschäftsmodelle von haushaltsbasierten RVKW tangieren, ergeben sich unter anderem aus dem im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) definierten **Letztverbraucherstatus**. Dieser hat Implikationen für die Belastung von Haushaltsstrom mit Abgaben, Umlagen, Entgelten und Steuern und den Betrieb von haushaltsbasierten Stromspeichern. Darüber hinaus beeinflusst auch die **Marktregulierung** die Wirtschaftlichkeit eines RVKW. Insbesondere auf dem Regelleistungsmarkt stellen die hohen Mindestgebote eine potenzielle Hürde für RVKW im Sinne des Teilprojekts dar, da es unsicher ist, ob diese genügend Leistung mit der nötigen Zuverlässigkeit bündeln können. Zusätzliche Restriktionen, aber auch Erlösmöglichkeiten, ergeben sich durch die im Erneuerbare-Energien- (EEG) und Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) angelegten **Fördermechanismen** für Erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

Die oben genannten Rahmenbedingungen und ihre Bedeutung für RVKW-Geschäftsmodelle werden im Folgenden näher beschrieben.

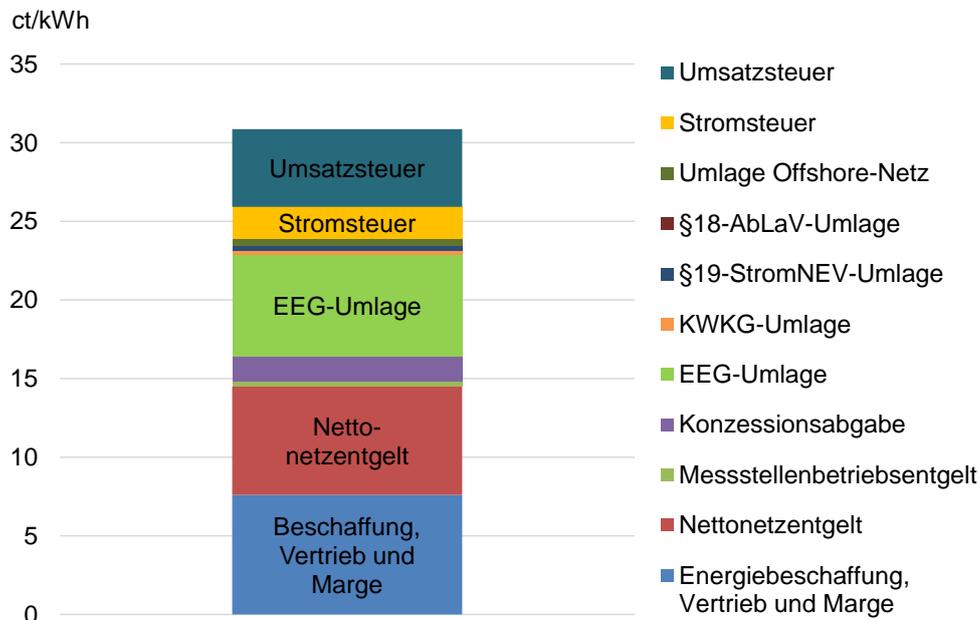
## 2 Letztverbraucherstatus

Letztverbraucher im Sinne des EnWG sind „natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen“. Dementsprechend werden Haushalte als Letztverbraucher eingestuft. Eine wichtige Konsequenz dieser rechtlichen Konstruktion ist die zusätzliche Belastung durch Entgelte, Umlagen und Steuern, die Letztverbraucher auf bezogenen und zum Teil auch auf rückgespeisten Strom entrichten müssen.

### Konsequenzen aus der Endverbraucherpreisstruktur

Der für Haushaltskunden als Letztverbraucher relevante Strompreis ist nicht der Großhandels-, sondern der deutlich höhere Endverbraucherstrompreis. Der Endverbraucherstrompreis setzt sich aus dem Preis für Energiebeschaffung (dem Großhandelsstrompreis) den Kosten für Vertrieb und der Marge des Lieferanten, den Netznutzungsentgelten, der Konzessionsabgabe, dem Entgelt für den Messstellenbetrieb, sowie den staatlich veranlassten Umlagen und Steuern zusammen. Zu letzteren zählen die EEG-Umlage, die KWKG-Umlage, die Umlagen nach §18 AbLaV und §19 StromNEV sowie die Umlage Offshore-Netz. Dazu kommen noch Strom- und Umsatzsteuer.

Für Haushaltskunden betrug der Preis für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge im Jahr 2019 7,61 ct/kWh. Die Netzentgelte lagen durchschnittlich bei 7,22 ct/kWh, während die EEG-Umlage 6,41 ct/kWh ausmachte. Die Umlage nach dem KWKG betrug 0,28 ct/kWh, die Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV 0,31 ct/kWh, die Umlage nach §18 AbLaV 0,01 ct/kWh und die Umlage Offshore-Netz 0,42 ct/kWh. Der Stromsteuersatz liegt nach § 3 StromStG regulär bei 2,05 ct/kWh. Zusätzlich wird die Umsatzsteuer von 19 Prozent auf den Preis für Erzeugung sowie auf die Abgaben und Umlagen erhoben. Insgesamt lag der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden 2019 somit bei 30,85 ct/kWh (vgl. Abbildung 1).



**Abbildung 1: Zusammensetzung des Strompreises für Haushaltskunden**  
(Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2019)

Ausnahmen, Ermäßigungen oder Befreiungen für stromintensive Verbraucher, insbesondere im produzierenden Gewerbe, z.B. bei der Stromsteuer (§ 9b StromStG), bei der EEG- (§ 64 Abs. 2 Nr. 4 EEG) oder der KWK-Umlage (§ 27 Abs. 1 KWKG), können Haushaltsverbraucher nicht beanspruchen. Haushalte zahlen im Regelfall einen Festpreis pro Kilowattstunde Strom. Der Strompreisanteil für Beschaffung schwankt demnach nicht mit dem sich im Stunden- bis Viertelstundentakt verändernden Preis an der Strombörse.

Die wichtigste Konsequenz der oben skizzierten Endverbraucherpreisstruktur ist, dass das Preissignal aus dem Stromgroßhandel, welches Knappheit signalisiert und einen über die Zeit möglichst effizienten Verbrauch von Strom anreizt, nicht bei den Haushalten ankommt. Für sie ist es somit egal, ob sie planbare Verbraucher, wie z.B. Waschmaschinen, Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge, in Zeiten von Überangebot oder Knappheit in Betrieb nehmen.

Die Einführung zeitvariabler Tarife scheitert neben der unzureichenden Verbreitung von „intelligenten“ Stromzählern, die eine stunden- oder viertelstundenscharfe Abrechnung ermöglichen, auch an der starken Belastung des Strombezugs durch Steuern, Umlagen und Abgaben. Selbst wenn der Preisbestandteil für Beschaffung analog zum Großhandelspreis fluktuieren würde, macht er doch nur ca. ein Viertel des gesamten Endverbraucherpreises

aus. Die übrigen Komponenten wären weiterhin inflexibel und das mit einer Verbrauchsverschiebung verbundene Einsparpotenzial somit relativ klein.

Denkbar wäre jedoch eine Art Contracting-Modell: Prinzipiell könnte ein haushaltsbezogenes RVKW die vorhandene Flexibilität trotz der oben geschilderten Hemmnisse nutzen. Durch ein direktes Ansteuern von planbaren Verbrauchern könnte ein RVKW die durch eine Lastverschiebung gewonnene Flexibilität an die Strommärkte bringen. Das RVKW würde den Strombezug des Haushalts anhand von Preissignalen aus dem Großhandelsmarkt optimieren, obwohl der Haushalt selbst nur einen fixen, nicht zeitvariablen Tarif zahlt. Im Rahmen dieser Optimierung würden auch Stromspeicher und Erzeuger im Haushalt zum Einsatz kommen. Dadurch, dass der Haushalt in diesem Modell nicht mehr Strom bezieht als sonst würden ihm keine Mehrkosten entstehen. Gleichzeitig würde das RVKW durch die Vermarktung der Flexibilität des Haushalts Erlöse am Großhandelsmarkt generieren. Ein Teil dieser Erlöse müsste an den Haushalt zurückfließen, um diesem einen Anreiz zu geben, dem RVKW die Steuerung seiner Anlagen zu überlassen.

Dieses Modell wirft jedoch Fragen bezüglich des Bilanzkreismanagements (siehe Box 1) auf: In der Regel sind Haushalte Teil des Bilanzkreises ihres Energielieferanten. Das oben skizzierte Contracting-Modell, in dem ein RVKW, das nicht dem Bilanzkreis des Energielieferanten zugerechnet wird, auf Verbraucher im Haushalt zugreift, könnte es dem Energielieferanten erschweren, seinen Bilanzkreis ausgeglichen zu halten. Dies wäre dann der Fall, wenn es durch den RVKW-Betrieb zu unerwarteten Abweichungen in der Last des Haushalts kommt. Die durch das Bilanzkreisungleichgewicht entstehenden zusätzlichen Kosten würden beim Energielieferanten, nicht aber beim RVKW-Betreiber anfallen. Das Problem würde entfallen, wenn der RVKW-Betreiber gleichzeitig als Energielieferant des Haushalts fungiert: Ein denkbare Modell wäre ein von einem Stadtwerk betriebenes RVKW, das Kunden als Gegenleistung zum Zugriff auf steuerbare Verbraucher einen ermäßigten Stromtarif anbietet.

## Box 1: Bilanzkreise im deutschen Strommarkt

Als Bilanzkreis wird das Energiemengenkonto von Marktteilnehmern im Strommarkt bezeichnet. Sie werden von sogenannten Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) bewirtschaftet. Dazu zählen z.B. Erzeuger, Energieversorger oder Energiehändler. Der BKV meldet die beabsichtigten viertelstundenscharfen Energielieferungen und -bezüge für den folgenden Tag beim Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bis spätestens 14:30 Uhr des Vortages an. BKV sind rechtlich verpflichtet, ihren Bilanzkreis in jeder Lieferviertelstunde ausgeglichen zu halten. Ein Bilanzkreis ist ausgeglichen, wenn die im Bilanzkreis eingespeiste Menge Strom der entnommenen Menge Strom entspricht, d.h. der Bilanzkreissaldo gleich Null ist. Der Status der einzelnen Bilanzkreise wird durch die ÜNB in ihrer jeweiligen Regelzone kontrolliert. Wird durch die Summe der Bilanzkreisungleichgewichte in einer Regelzone der Abruf von Regelleistung durch den Netzbetreiber zur Sicherung der Netzstabilität erforderlich, werden die mit diesem Abruf verbundenen Kosten über den sogenannten Ausgleichsenergiepreis (regelzonenübergreifender einheitlicher Ausgleichsenergiepreis - reBAP) auf die das Leistungsbilanzungleichgewicht verschärfenden Bilanzkreise abgewälzt. Der reBAP errechnet sich aus den in allen vier deutschen Regelzonen durch einen Abruf anfallenden Regelarbeitskosten, geteilt durch die abgerufene Menge Regelarbeit je Viertelstunde.

Antizipiert ein BKV nach Übermittlung des Fahrplans an den ÜNB ein Bilanzungleichgewicht in seinem Bilanzkreis (beispielsweise aufgrund einer unerwarteten Veränderung des prognostizierten Verbrauchs von im Bilanzkreis enthaltenen Haushalten), so muss er den Bilanzkreis glattstellen. Dies kann zum einen durch den Ver- oder Zukauf von Strom am Intraday-Markt geschehen. Zum anderen können, wenn der BKV dazu in der Lage ist, auch Erzeugungs- und/oder Verbrauchsanlagen direkt angesteuert werden, um ein Ungleichgewicht zu beseitigen.

## Konsequenzen für den Betrieb von Stromspeichern in Haushalten

Der Letztverbraucherstatus hat auch Konsequenzen in Bezug auf den Betrieb von Stromspeichern in Haushalten. Wird Strom aus dem Netz bezogen und gespeichert, wird dieser prinzipiell in vollem Umfang mit Abgaben, Umlagen und Steuern belastet.

Für bestimmte Stromspeicher existieren mittlerweile Ausnahmen zum Letztverbraucherstatus, damit ein Speicherbetrieb nicht unwirtschaftlich wird: Speicher, die Strom ausschließlich aus dem öffentlichen Netz beziehen und den Strom vollständig wieder ins öffentliche Netz rückspeisen – sogenannte netzgekoppelte Speicher – sind von den Netzentgelten für die Einspeicherung von Strom (§ 118 Absatz 6 EnWG) und von der Stromsteuer (§ 5 Absatz 4 StromStG) freigestellt. Zudem entfallen, wenn bestimmte Mitteilungspflichten erfüllt werden, die EEG- sowie die KWKG-Umlage (§ 61k EEG 2017). Von der Konzessionsabgabe, § 19 StromNEV-Umlage, § 18 AbLaV-Umlage und der Umlage Offshore-Netz sind netzgekoppelte Speicher laut einem Beschluss des Bundesgerichtshof im Jahr 2017 allerdings nicht

befreit (Beschluss vom 20.06.2017, Az.: EnVR24/16). Darüber hinaus kann für Stromspeicher ein individuelles Netzentgelt vereinbart werden, sofern diese den aus dem Netz entnommenen Strom nach der Speicherung wieder in das Netz einspeisen (§ 19 Abs. 4 StromNEV).

Batteriespeicher in Haushalten dienen primär zur Speicherung von selbst erzeugtem Strom. Sie verfügen in den meisten Fällen nicht über einen eigenen Zählpunkt und können die oben genannten Ausnahmen für netzgekoppelte Speicher nicht in Anspruch nehmen. So fallen bei jeder Einspeicherung von Netzstrom Abgaben, Umlagen und Steuern an, als wäre der Strom verbraucht worden. Im Falle einer Rückspeisung sind dann nochmal Konzessionsabgabe, Netznutzungsgebühren und Stromsteuer zu entrichten. Nur für die Umlagen EEG, KWKG und Offshore-Netz wurde diese Doppelbelastung mittlerweile beseitigt. Hier fällt nur der Saldo aus bei der Ein- und Ausspeicherung theoretisch zu veranlagenden Umlagen an (§ 61 EEG 2017). Bei einem Speicher, der Strom vollständig in das Netz zurückspeist, ist dieser Saldo in der Regel null.

Im Zuge des Clean Energy Package beschloss die Europäische Union Ende 2018, dass gespeicherter Strom generell nicht mehr doppelt mit Entgelten, Abgaben und Umlagen belegt werden darf (Energy Market Design Directive, Artikel 15), was den Wegfall der Doppelbelastung also auch für die übrigen Entgelte, Umlagen und Abgaben nach sich ziehen würde. Die Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht muss bis Mitte 2020 erfolgen. Im Klimaschutzprogramm 2030, welches im Oktober 2019 beschlossen wurde, nennt die Bundesregierung die Befreiung von der Doppelbelastung von Stromspeichern als Ziel, sofern „das Ziel (...) die Strompreise zu senken, nicht gefährdet wird“. Neben dem Verweis, dass eine Befreiung von der §19 StromNEV-Umlage und der § 18 AbLaV-Abgabe „geprüft“ wird, werden allerdings keine weiteren spezifischen Schritte zum Abbau der Doppelbelastung genannt.

Der bereits umgesetzte Wegfall der Doppelbelastung bei EEG-, KWKG- und Offshore-Netz-Umlage ist nicht ausreichend, um einen am Strommarkt ausgerichteten Betrieb von Batteriespeichern in Haushalten rentabel zu machen. Sowohl ein- als auch ausgespeicherter Netzstrom wird weiterhin mit Netzentgelten, Konzessionsabgabe, Strom- und Umsatzsteuer belastet. Dies würde auch einen in ein RVKW eingebundenen Haushaltsstromspeicher betreffen, sofern dieser Strom über den gleichen Zählpunkt wie der Haushalt bezieht und nicht als rein netzgekoppelter Speicher fungiert. Erst eine vollständige Saldierung aller bei Ein- und Ausspeisung (inkl. Verluste) anfallender Entgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern würde einen Betrieb von Heimspeichern durch einen RVKW-Aggregator zwecks Arbitrage am Strommarkt attraktiv machen.

### **3 Marktseitige Regulierung**

Ein wichtiger Bestandteil von RVKW-Geschäftsmodellen ist die Vermarktung der dem RVKW innewohnenden Flexibilität auf dem Großhandelsmarkt für Strom und potenziell auch dem Regelleistungsmarkt (Jeddi *et al.*, 2018).

Die verschiedenen Märkte unterscheiden sich hinsichtlich der technischen Anforderungen an die Produkte, die auf diesen angeboten werden können. Dies wiederum hat Auswirkungen auf das Vermarktungspotenzial eines RVKW. Die jeweiligen Anforderungen werden im Folgenden skizziert.

## **Stromgroßhandel**

Der Handel auf den deutschen Terminmärkten, dem Day-Ahead- und Intraday-Markt erfolgt in der Regel über die europäische Strombörse EPEX Spot. Auf dem Day-Ahead-Markt müssen Gebote für den nächsten Tag bis spätestens zur sogenannten Gate Closure des Marktes um 12 Uhr am Vortag abgegeben werden. Gebote in der sogenannten Intraday-Auktion, in der Viertelstundenprodukte für den nächsten Tag gehandelt werden, können bis 15 Uhr am Vortag abgegeben werden. Dies ist auch der Startzeitpunkt für den kontinuierlichen Intraday-Handel. Im kontinuierlichen Handel und bei bilateralen Geschäften liegt die Gate Closure bei mittlerweile fünf Minuten vor dem Lieferzeitpunkt, allerdings vorerst nur für Handelsgeschäfte innerhalb der Regelzone eines ÜNB. Die EPEX Spot hat folgenden Anforderungen bezüglich der Produkte, die ein Erzeuger am Großhandelsmarkt anbieten kann (EPEX Spot, 2019):

- Die Mindestmenge liegt bei 0,1 Megawattstunden (MWh)
- Der mögliche Preisrahmen liegt zwischen -500 und 3000 Euro/MWh
- Blockangebote bis 400 Megawatt (MW) sind erlaubt, insgesamt dürfen pro Teilnehmer bis zu 100 solcher Blöcke gleichzeitig angeboten werden

Aus der Regulierung des Großhandelsmarkts ergeben sich keine direkten Hürden für den Betrieb haushaltsbasierter RVKW. Ganz im Gegenteil kann man davon ausgehen, dass insbesondere die im Verlauf der letzten Jahre erfolgte schrittweise Verschiebung der Intraday Gate Closure bis hin zu 5 Minuten vor Lieferung hier eine zusätzliche Nachfrage nach kurzzeitig verfügbarer, schnell regelbarer Flexibilität geschaffen hat. Diese könnte ein RVKW anbieten. Die wachsende Bedeutung des Intraday-Markts und die damit verbundenen Implikationen für RVKW-Geschäftsmodelle wurden im Rahmen dieses Teilprojekts bereits an anderer Stelle untersucht (vgl. Jeddi *et al.*, 2018).

## **Regelleistungsmarkt**

Die Großhandelsmärkte für Strom werden durch den Regelleistungsmarkt ergänzt, welcher zur Beschaffung von Ressourcen zur Sicherung der Netzstabilität dient. Siehe Box 2 für eine detaillierte Beschreibung der verschiedenen Regelleistungsprodukte.

## Box 2: Produkte am Regelleistungsmarkt

Regelleistung muss dann abgerufen werden, wenn der aktuelle Verbrauch nicht von der zeitgleich erzeugten elektrischen Energie abgedeckt werden kann, oder wenn mehr elektrische Energie eingespeist wird als verbraucht werden kann. Für den Ausgleich eines Leistungsungleichgewichts ist der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich. Es wird zwischen drei Regelenergiequalitäten unterschieden, an deren Bereitstellung verschiedene technische und organisatorische Anforderungen gestellt werden. Diese wirken sich auf die technische Eignung und Vermarktungsfähigkeit potentieller Regelleistungsanbieter aus. Primärregelleistung (PRL) muss symmetrisch angeboten werden, d.h. die jeweilige Leistungsänderung muss in positiver und negativer Richtung realisierbar sein. Die Mindestangebotsmenge beträgt 1 MW. PRL muss innerhalb von 30 Sekunden nach Abruf in vollem Umfang in vereinbarter Höhe geliefert werden und wird werktätlich (T-2) für einen gesamten Tag ausgeschrieben. Sekundärregelleistung (SRL) wird kalendertätlich ausgeschrieben und muss mit einer Mindestangebotsmenge von 1 MW innerhalb von 5 Minuten vollständig mobilisierbar sein. Minutenreserveleistung (MRL) wird ebenfalls kalendertätlich mit einer Mindestangebotsmenge von 1 MW ausgeschrieben und muss innerhalb von 15 Minuten für eine Dauer von mindestens 15 Minuten geleistet werden. Die Ausschreibung der SRL und MRL erfolgt regelzonenübergreifend und über sogenannte Zeitscheiben, anhand derer der Ausschreibungstag in sechs Blöcke von je vier Stunden Dauer aufgeteilt wird. SRL und MRL können jeweils getrennt für positive oder negative Regelleistung angeboten werden (§6 StromNZV). Anbieter von Regelleistung müssen zur Teilnahme einen Präqualifikationsprozess durchlaufen und bestimmte technische Bedingungen erfüllen, um für eine bestimmte Regelleistungsqualität Leistung anbieten zu können. Zu diesen Bedingungen gehören Anforderungen zur Vorhaltung der Regelleistung, Anforderungen zum tatsächlichen Einsatz, zur Aktivierungszeit und zur Abrufdauer.

Die Ausschreibungen für Regelleistung erfolgen nach dem sogenannten Einheitspreisverfahren. Marktteilnehmer bieten sowohl einen Leistungspreis (für die Vorhaltung von Regelleistung), als auch, im Falle von SRL und MRL, einen Arbeitspreis (für den Abruf von Regelenergie). Die Bezuschlagung erfolgt jedoch nur nach dem Leistungspreis. Dies bedeutet, die Anbieter mit den niedrigsten Leistungspreisgeboten bekommen den Zuschlag, bis der für die relevante Produktzeitscheibe ausgeschriebene Regelleistungsbedarf gedeckt ist. Bezuschlagte Anbieter erhalten den Preis, den sie bieten (pay-as-bid), sowohl für die Bereitstellung wie auch den Abruf von Leistung.

Die Bezuschlagung der Gebote für Sekundär- (SRL) und Minutenregelleistung (MRL) erfolgte zwischen dem 15. Oktober 2018 und dem 29. Juli 2019 kurzfristig nicht nach dem Einheitspreis- sondern nach dem sogenannten Mischpreisverfahren, in dem ein gewichteter Durchschnitt aus Leistungs- und Arbeitspreis die zuschlagrelevante Größe darstellt. Im Juli

2019 entschied das OLG Düsseldorf jedoch, das Mischpreisverfahren wieder abzuschaffen. Seit dem 30. Juli 2019 gilt in Folge dessen wieder das Einheitspreisverfahren.

Ab voraussichtlich Anfang November 2020 wird ein sogenannter Regelarbeitsmarkt für SRL und MRL eingeführt. War bisher eine Bezuschlagung am Leistungsmarkt Voraussetzung für die Bereitstellung von Regelenergie, kann Regelenergie auf dem Regelarbeitsmarkt von allen präqualifizierten Anbietern angeboten werden, unabhängig von einer Teilnahme am Leistungsmarkt (Bundesnetzagentur, 2019).

Für Aggregatoren wie RVKW besteht die Möglichkeit, mehrere technische Einheiten zu einem Verbund zu bündeln (Pooling) und Regelleistung anzubieten. Ein Aggregator kann so Regelleistung über eine gesamte Zeitscheibe vermarkten, indem er flexible Lasten und Verbraucher oder Speicher, die Flexibilität einzeln nicht über die volle Zeitscheibe anbieten könnten, innerhalb eines Pools ergänzt. Die Mindestangebotshöhe kann mittels Pooling ebenfalls erreicht werden. Voraussetzung hierbei ist, dass sich alle Einheiten eines Pools innerhalb einer Regelzone befinden. Aggregatoren können den Anlagenpool mittlerweile als Ganzes präqualifizieren.

Anders als auf dem Stromgroßhandelsmarkt stellen die Anforderungen zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt kleine RVKW vor Herausforderungen. Dies gilt insbesondere für die Mindestgebotsgrößen. So ist es fraglich, ob ein primär auf Haushalte unterhalb eines Verteilnetzknotens zugreifendes RVKW genug Leistung mit der notwendigen Zuverlässigkeit poolen kann, um sicher über die für die Bereitstellung von SRL und MRL benötigte Mindestmenge von 1 MW verfügen zu können. Ob dies möglich ist, wird im Rahmen der Simulationsrechnungen im nächsten Arbeitsschritt dieses VISE-Teilprojekts untersucht werden. Hierzu wird der Betrieb exemplarischer RVKW-Konfigurationen in unterschiedlichen Netzen zwecks Vermarktung an den verschiedenen Märkten simuliert.

Während in der Vergangenheit auch die Präqualifikation selbst ein bedeutendes Hindernis für die Marktteilnahme von VKW war, hat sich die Situation hier deutlich verbessert, da die Netzbetreiber mittlerweile explizit die Möglichkeit einräumen, Pools als Ganzes präqualifizieren zu lassen. Damit ist es jetzt deutlich weniger kostenaufwändig für Aggregatoren, die Voraussetzung für eine Teilnahme zu erfüllen.

Ob sich auf dem neu zu schaffenden Regelarbeitsmarkt bessere Bedingungen für die Teilnahme eines RVKW bieten, hängt im Wesentlichen von den Mindestgebotsgrößen in der dann stattfindenden Regelarbeitsauktion statt. Sollten diese verkleinert werden, so erhöht dies die Chancen für RVKW-Betreiber, über ausreichend gepoolte Leistung für ein erfolgreiches Gebot zu verfügen.

### **Fehlende Märkte für lokale Flexibilität**

Ein RVKW zeichnet sich dadurch aus, dass es eine Vielzahl von Anlagen innerhalb eines Verteilnetzes bündelt. Es würde sich somit anbieten, besonders auf lokaler Ebene Systemdienstleistungen und Engpassmanagement anzubieten. Hier fehlen jedoch sowohl die rechtlichen als zum Teil auch die technischen Voraussetzungen, um diese Flexibilität zu vermarkten, sei es durch den direkten Zugriff durch den Verteilnetzbetreiber oder über eine Art lokalen Markt für Flexibilität. Erfordernisse an zukünftige Mechanismen zur Bereitstellung lokaler Flexibilität werden u.a. von Ecofys und Fraunhofer IWES (2017) diskutiert.

## 4 Fördermechanismen

Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) hat der Gesetzgeber Subventionsmechanismen für Erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) geschaffen.

Das EEG bietet Betreibern von unter den Regulierungsrahmen des EEG fallenden Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen verschiedene Vergütungsmöglichkeiten für den von ihnen produzierten Strom.

Für die Einspeisung von elektrischer Energie in das öffentliche Stromnetz erhalten Besitzer von PV-Anlagen unterhalb einer bestimmten Größe eine *fixe Einspeisevergütung*. Die Einspeisevergütung nach §48 Abs. 3 EEG 2017 sinkt mit einer gestaffelten Anlagengröße (bis einschließlich 10 kWp, 40 kWp und 100 kWp) und wird ab Inbetriebnahme für 20 Jahre zusätzlich zum Jahr der Inbetriebnahme pro Kilowattstunde ausgezahlt (§ 25 EEG).

Die feste Einspeisevergütung ist nur noch für PV-Anlagen unter 100 kWp relevant, da größere Erzeuger zwingend am *Marktprämienmodell* (s.u.) teilnehmen müssen. Für PV-Anlagen mit einer Leistung von über 100 kWp und für Freiflächenanlagen, also Anlagen, die nicht auf Gebäuden installiert sind, besteht eine Pflicht zur Direktvermarktung (§21 Abs. 1 EEG), an der PV-Anlagen unter 100 kWp freiwillig teilnehmen können. Eine mögliche negative monetäre Differenz aus den Einnahmen der Direktvermarktung und der gesetzlichen Förderung wird durch die sogenannte Marktprämie ausgeglichen. Für die Direktvermarktung muss eine PV-Anlage fernsteuerbar sein.

Der Förderungssatz ist innerhalb des EEG 2017 bis zu einem Ausbaudeckel von 52 GWp festgelegt und verhält sich degressiv nach §49 EEG. Diese Degression des Förderungssatzes wird quartalsweise je nach dem hochgerechneten bundesweiten PV-Zubau im Jahr angepasst. Im Januar 2020 lag die Degression bei 1 %, der Förderungssatz für Anlagen bis 10 kWp bei 10,48 ct/kWh. Der Ausbaudeckel gilt zurzeit noch, soll laut Klimaschutzprogramm der Bundesregierung in Zukunft aber entfallen.

RVKW können die Direktvermarktung von Einzelanlagen übernehmen. Zusätzlich zu den am Strommarkt erzielten Erlösen erhalten die Betreiber eine fixe Prämienzahlung pro veräußerte Kilowattstunde Strom. Die Höhe der Marktprämie wird über Ausschreibungen bestimmt. Das Verfahren gilt für Onshore Wind, Offshore Wind, Solaranlagen mit einer installierten Leistung von über 100 kWp und Biomasseanlagen mit über 150 kWp.

Die Ausschreibungen werden von der Bundesnetzagentur durchgeführt. In den Gebotsverfahren bieten die Anlagenbetreiber auf einen fixen Betrag in Cent pro Kilowattstunde, der den garantierten Erlösen pro Kilowattstunde Strom im Falle einer Bezuschlagung entspricht. Die Höhe der Marktprämie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Strompreis, der durch die Direktvermarktung der jeweiligen Kilowattstunde Strom am Großhandelsmarkt für Strom erzielt wurde, und dem in der Auktion ermittelten garantierten Erlös.

Wasserkraftanlagen, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Deponie-, Klär- oder Grubengas sowie Anlagen zur Erzeugung von Energie aus Geothermie sind von der Ausschreibungspflicht ausgenommen (§ 22 Abs. 6 EEG).

Nach Ablauf der zwanzigjährigen Förderungsdauer innerhalb des EEGs besteht für die Einspeisung in das öffentliche Netz nur noch die Möglichkeit der sogenannten sonstigen Direktvermarktung nach §21a EEG 2017, welche die Teilnahme am Marktprämienmodell ausschließt. Der PV-Anlagenbesitzer kann die Aufgabe zur Direktvermarktung an ein Dienstleistungsunternehmen wie ein RVKW abgeben. Erste Anlagen fallen 2020/2021 aus der 20-jährigen EEG-Förderung. Es besteht hier Potenzial für RVKW, die Vermarktung dieser Anlagen zu übernehmen.

Analog zu den Erneuerbaren wird auch die Kraft-Wärme-Kopplung staatlich gefördert. Hierzu dient das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG). Es bietet den Betreibern von KWK-Anlagen eine gesicherte Mindestvergütung. Das Gesetz gilt auch für kleine KWK-Anlagen, die im Haushaltsbereich installiert werden. Neben mit der Investition verbundenen Einmalzahlungen sieht das KWKG eine Prämie von 8 ct/kWh für in das Stromnetz eingespeisten Strom und 4 ct/kWh für selbst verbrauchten Strom aus KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von unter 50 kW vor.

Betreiber von Anlagen, die nach dem EEG oder dem KWKG reguliert werden, sind nicht auf eine Vermarktungsmöglichkeit beschränkt und verschiedene Vermarktungsmöglichkeiten können kombiniert werden. So können zum Beispiel Überschussmengen, die nicht als Eigenverbrauch genutzt werden, in das öffentliche Netz eingespeist und vermarktet werden. Anlagen können auch am Regelleistungsmarkt teilnehmen, sofern sie oder der Pool, an dem sie teilnehmen, die Präqualifikations- und Produkthanforderungen für eine Bereitstellung von Regelleistung erfüllen.

Für RVKW-Betreiber bieten sich hier Möglichkeiten, als ausführender Direktvermarkter für den in EEG- oder KWKG-Anlagen produzierten Strom aufzutreten. Darüber hinaus kämen auch Anlagen, die nach Ablauf ihrer 20-jährigen Förderperiode aus der festen Einspeisevergütung fallen, als potenzielle Kunden in Frage.

## 5 Fazit

Aus den oben skizzierten Rahmenbedingungen lassen sich Schlussfolgerungen für RVKW-Geschäftsmodelle ableiten:

- Geschäftsmodelle, die auf einer Vermarktung des Lastverschiebepotenzials von Haushalten basieren, sind prinzipiell möglich, auch wenn die Haushalte selbst nicht über variable Stromtarife und „intelligente“ Stromzähler verfügen.
- Ohne eine vollständige Abschaffung der Doppelbelastung von Stromspeichern in Haushalten mit Abgaben, Entgelten, Umlagen und Steuern ist ein Einsatz dieser Speicher zur Entnahme und Einspeisung von Strom ins Netz zwecks Arbitrage am Strommarkt nicht wirtschaftlich. Ein Einsatz zur Entkoppelung von Strombezug/-produktion und Verbrauch im Haushalt ist jedoch möglich. „Indirekte“ Arbitrage durch ein RVKW ist somit ein denkbare Geschäftsmodell.
- Die Vermarktung von Flexibilität durch ein verteilnetzbasierendes RVKW auf den Großhandelsmärkten für Strom ist problemlos darstellbar. Eine Vermarktung von Regelleistung könnte aufgrund der hohen Mindestgebotsgrößen problematisch sein. Ob dies der Fall ist wird im weiteren Verlauf des Teilprojekts untersucht werden.

- Das EEG und das KWKG bieten RVKW-Betreibern die Möglichkeit, als ausführender Direktvermarkter für den in EEG- oder KWKG-Anlagen produzierten Strom aufzutreten. Darüber hinaus kämen auch Anlagen, die nach Ablauf ihrer 20-jährigen Förderperiode aus der festen Einspeisevergütung fallen, als potenzielle Kunden in Frage.
- Ein RVKW zeichnet sich dadurch aus, dass es besonders auf lokaler Ebene Flexibilität bereitstellen kann. Hier fehlen derzeit noch Mechanismen oder Märkte, um dieses Potenzial zu heben.

## 6 Literatur

Bundesnetzagentur (2019) *Einführung eines Regelarbeitsmarktes*. Available at: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20191008\\_Regelenergiemarkt.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20191008_Regelenergiemarkt.html) (Accessed: 7 February 2020).

Bundesnetzagentur and Bundeskartellamt (2019) *Monitoringbericht 2019*. Bonn. Available at: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht\\_Energie2019.pdf](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf) (Accessed: 5 December 2019).

Ecofys and Fraunhofer IWES (2017) 'Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen', *Studie im Auftrag von Agora Energiewende*, p. 156. doi: 10.1080/17503175.2014.905050.

EPEX Spot (2019) 'Trading on EPEX SPOT: 2019-2020'. Available at: [https://www.epexspot.com/sites/default/files/download\\_center\\_files/Trading\\_Brochure.pdf](https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/Trading_Brochure.pdf).

Jeddi, S. *et al.* (2018) *Regionale Virtuelle Kraftwerke - Definitive Grundlagen und erste Erkenntnisse*. Köln. Available at: [https://www.smart-energy.nrw/sites/smartenergy/files/vise\\_2018\\_-\\_definitive\\_grundlagen\\_und\\_erste\\_erkenntnisse.pdf](https://www.smart-energy.nrw/sites/smartenergy/files/vise_2018_-_definitive_grundlagen_und_erste_erkenntnisse.pdf).