Zum effizienten Marktdesign für Energiesysteme mit dominierender erneuerbarer Erzeugung

Thomas Walter

Unsere Strommärkte wurden ursprünglich für ein Energiesystem konzipiert, bei dem wenige große, flexible Erzeuger dem Verbrauch folgen konnten. Das zukünftige Energiesystem wird dezentraler sein, auf Erzeugung basieren, die weniger flexibel ist als thermische Kraftwerke, und viele Energieanwendungen bedienen, die sich an verfügbare Erzeugung anpassen können. Bei solch grundlegenden Änderungen sollte man nicht erwarten, dass das für frühere Akteure entwickelte Konzept zugleich für das zukünftige System optimal ist, deren Akteure andere Eigenschaften haben. Deshalb diskutiert dieser Beitrag Aspekte eines Marktdesigns, das für zukünftige Anforderungen optimiert wird. Und möchte damit zur Diskussion über das Zielsystem und den Weg dorthin beitragen.

Zukünftig relevante Eigenschaften von Komponenten und Subsystemen

Das zukünftige Energiesystem unterscheidet sich auf mindestens dreierlei Weise deutlich vom überkommenen. Diese bereits erkennbaren Änderungen betreffen Erzeugungsanlagen, Verbrauchsverhalten und Netztopologie.

Änderungen bei Erzeugungsanlagen

Historisch dominierte die Erzeugung mit thermischen Kraftwerken auf Basis chemisch gespeicherter (Braun-/Steinkohle, Erdöl/-gas) oder Kernenergie. Diese war in einem weiten Bereich regelbar und wurde über Energiemärkte mit dem Verbrauch koordiniert. Im Gegensatz dazu besteht die wesentliche Einflussmöglichkeit bei Solar- und Windkraftwerken nur darin, zwischen 0 und 100 % des aktuellen, wetterbedingten Dargebots zu nutzen. Im Unterschied zu thermischen Kraftwerken mit Brennstoffkosten und langen An- und Abfahrzeiten sind ihre Grenzkosten nahe bei null, und da sie keine thermische Trägheit haben, können sie deutlich schneller auf geänderte Vorgaben reagieren. Natürlich sollten zukünftige Marktdesigns diese Änderungen berücksichtigen.

Änderungen beim Verbrauchsverhalten

Im Gegensatz zur Erzeugung wurde Verbrauch als weitgehend gegebener Fakt betrachtet und mit Standardlastprofilen (SLP) beschrieben. Nur wenige große Lasten wurden flexibel betrieben und nahmen aktiv am Markt teil. Mehr flexible Lasten würden ermöglichen, die bei zunehmend volatiler Erzeugung zusätzlich benötigten Investitionen (CAPEX) in und Verluste (OPEX) durch dedizierte Energiespeicher (Batterien, Umweg

Reallabor SoLAR Allensbach im März 2021 – Erste Implementierung des hier vorgestellten Konzeptes in einem klimafreundlichen Quartier *Bild: Easy Smart Grid GmbH*

über synthetische Gase) zu reduzieren. Dies bietet sich bei der Dekarbonisierung von Wärme (Heizung) und Verkehr (Elektrofahrzeuge) an, die substantielle und kostengünstige Flexibilitätsoptionen verfügbar macht: Speichert man Energie nicht auf der elektrischen, sondern thermischen Seite einer elektrifizierten Heizung, ersetzt also eine Batterie durch einen Warmwasserspeicher, kann dies Speicherkosten um bis zum Faktor 100 senken [1].

Zeitliche Verschiebung des Betriebs von Hausgeräten (Geschirrspüler) oder des Ladens von Elektrofahrzeugen verursacht keine Kosten außer etwaigem Komfortverlust oder der nötigen IKT. Deshalb macht es viel Sinn, diese Flexibilitäten als kostengünstige „virtuelle Batterien“ für das Energiesystem zu nutzen. Intelligente Nutzung von Strom in den Sektoren Wärme und Verkehr, welche zusammen etwa zwei Drittel unserer heutigen Treibhausgasemissionen verursachen, kann beträchtliche Flexibilität kostengünstig bereitstellen – bis hinab zu Grenzkosten von null.

Viele Akteure könnten also Flexibilität in nennenswertem Umfang und zu geringen Kosten bereitstellen. Leider hat der Energiemarkt für sie nur eine geringe Bedeutung: Für persönliche Mobilität, Wärmekomfort oder sauberes Geschirr haben sie in Elektroautos, Wärmepumpen oder Geschirrspüler investiert. Deren Nutzung und Eigenschaften bestimmen den Energieverbrauch mehr als dessen Kosten. Am Beispiel einer Geschirrspülmaschine kann man zeigen, wie sie entgegen bisherigen Annahmen einen relevan-

ten Beitrag leisten kann, was bei großen Lasten noch wirtschaftlicher funktioniert: Ein Durchlauf des Geschirrspülers pro Tag, der 1 kWh benötigt, erzeugt jeden Tag einen Verbrauch von 1 kWh. Allerdings kann der konkrete Zeitraum dieses Verbrauchs ohne Komfortverlust verschoben werden (die mögliche Zeitverschiebung ergibt sich aus dem Zeitraum zwischen Be- und Entladen abzüglich der Prozessdauer). Was behindert in der Praxis die Bereitstellung dieser Flexibilität durch elektrische Lasten? Leider passen die an den Energiemärkten gehandelten Produkte (mit Viertelstundenpreisen) und Mengen (MWh) nicht sehr gut zu diesen Flexibilitäten. Zudem behindern die mit der Stellung von Geboten verbundenen Nutzungseinschränkungen die Berücksichtigung anderer Einflüsse (z.B. verschmutzungsabhängige Programmänderungen) und reduzieren die Attraktivität der erzielbaren Erlöse.

Diese Inkompatibilität zwischen Marktdesign und verfügbarer Flexibilität schafft für deren Besitzer zusätzliche Risiken, die durch Risikoprämien eingepreist werden müssen. Virtuelle Kraftwerke können zwar kleinere Einheiten aggregieren, produzieren dabei aber zusätzliche Komplexität und Kosten – wo ein effizienter Markt doch selbst die Aggregation übernehmen würde. Dynamische Preise machen es flexiblen Kunden dagegen vergleichsweise einfach: Im Rahmen ihrer Bedürfnisse (verfügbares Zeitfenster) wählen sie (oder für sie handelnde Softwareagenten) das zeitliche Betriebsprofil, das ihre Energiekosten minimiert, stellen dem Energiesystem so ihre Flexibilität zur Verfügung und werden mit geringeren Energiekosten belohnt. Natürlich muss die Dynamik dieser Preise sicherstellen, dass Märkte effizient und Netze stabil bleiben.

Bei zunehmendem Bedarf für Flexibilität sollte das Marktdesign also verfügbare Flexibilität entfesseln und effiziente Investments in zusätzliche Flexibilitäten ermöglichen.

Änderungen der Netztopologie

Der Ersatz fossiler durch erneuerbare Erzeugung führt zu zwei teilweise gegenläufigen Effekten in der Netztopologie:

Die leichte Transportierbarkeit chemischer Energieträger ermöglichte verbrauchsnahe

Errichtung von Erzeugungsanlagen. Verfügbare Solar- und Windpotentiale stimmen aber nicht mit den gewachsenen räumlichen Verbrauchsmustern überein und erfordern daher zusätzliche Übertragungskapazitäten und Netzausbau, um die Energie von Erzeugungsregionen (z.B. Offshore) zum Kunden zu bringen.

Änderungen gibt es auch auf Verteilnetzebene: Die geringe Leistungsdichte von Sonne und Wind führt dazu, dass Erzeugung in die Fläche und damit auch zum Verbrauch wandert (Prosumer). Während bisher Energie immer vom Kraftwerk zum Verbraucher floss, ist es jetzt durch lokalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch möglich, diesen Transportbedarf zu verringern. So kann durch höhere Volatilität der Erzeugung und Mehrbedarf dekarbonisierter Sektoren (Wärme, Verkehr) entstehender Ausbaubedarf zumindest teilweise kompensiert werden.

Neue Konzepte wie Micro Grids, lokale Energiegemeinschaften oder dezentrale Topologien wie das zelluläre Netz greifen diese Änderungen auf. Um sie effizient zu gestalten und zu betreiben, müssen dezentrale Marktmechanismen genutzt und Kompromisse zwischen geringerem Netzausbaubedarf durch lokalen Ausgleich und ökonomischen Vorteilen durch großflächige Integration gefunden werden.

Neue Methoden zum Betrieb 100 % regenerativ versorgter Energiesysteme

Notwendigkeit eines besseren Marktdesigns

Märkte ermöglichen den Ausgleich von Angebot und Nachfrage durch einen Gleichgewichtspreis. Dazu wurde das ökonomische Modell einer „Walrasischen Auktion“ entwickelt: Ein neutraler Auktionator ermittelt aufgrund der Mengen und Preise, mit denen sich Käufer und Verkäufer am Markt beteiligen wollen, den Gleichgewichtspreis und veröffentlicht ihn. Alle Transaktionen werden damit ausgeführt. Dies wird heute durch Gebote der wichtigsten Akteure für 15 (60) Minutenperioden angenähert. Private Endkunden sind an diesem Prozess nicht beteiligt, sondern werden durch SLP abgebildet.

Dieses Marktdesign hat für ein zukünftig erneuerbar dominiertes Energiesystem einige Nachteile:

- Der Anteil und die Bedeutung großer und flexibler Akteure (thermische Kraftwerke) sinken. Kleine Akteure können die Rolle bei der Preisbildung wegen hoher Transaktionskosten nicht übernehmen. Solar- und Windkraftwerke haben Grenzkosten von null und sollten jeden positiven Deckungsbeitrag akzeptieren, können also ebenfalls kaum „Preise machen“.
- Ein Großteil des Verbrauchs wird mit Standardlastprofilen abgebildet, die ebenso wie daraus abgeleitete Preise bei zunehmender Lastflexibilisierung die Realität nur noch unzureichend abbilden.
- Die mit Geboten verbundene Verpflichtung zur Fahrplantreue beschränkt die Nutzung vorhandener Flexibilität mit deren geringen Kosten.
- Lange Produktdauern (15/60 Minuten) verursachen Informationsartefakte: Statt mit steigendem Sonnenstand am Vormittag zu sinken, können Strompreise nur alle 15/60 Minuten „springen“. Dies verursacht zusätzlichen Bedarf an Regelleistung (Mehrkosten) und Latenzen (Gefahr der Instabilität).
- Die resiliente informationstechnische (IKT) Einbindung einer großen Zahl dezentraler Akteure ist bisher ungelöst und in jedem Fall anspruchsvoll. Zwar kann man hoffen, durch Aufteilung in zelluläre Systeme die Resilienz zu erhöhen und die technische Herausforderung zu reduzieren, allerdings braucht man dazu wiederum geeignete dezentrale Marktmechanismen.

Zusammenfassend kann man fordern, dass ein kundenzentriertes Energiesystem auf den Bedürfnissen und Möglichkeiten von Kunden, deren Ausrüstung und Flexibilität basieren sollte. Die bisherige Realität, in der Kunden nicht als Akteure, sondern als SLP gesehen werde, steht dazu in deutlichem Kontrast.

Neue Methode zur Ermittlung des Marktgleichgewichts

Im Folgenden wird eine Methode zur Ermittlung des Marktgleichgewichtspreises beschrieben, die auf der Kombination bewährter ökonomischer und physikalischer Prinzipien beruht [2]. Sie ist einfach, funktioniert in Echtzeit, benötigt keine Gebote und erscheint dann besonders geeignet, wenn verpflichtende Erzeugungs- oder Verbrauchsfahrpläne schwierig oder nur teuer umzusetzen sind. Die Methode konzentriert sich im ersten Schritt auf lokale Optimierung (Micro Grids, smarte Quartiere, Verteilnetzabschnitte) und kann von dort ausgehend auch zu einem effizienteren Gesamtsystem beitragen. Im Folgenden wird beschrieben, wie sie einen effizienten Betrieb sicherstellen kann, also durch Preisanreize die Koordinierungsfunktion eines Marktes ausfüllt. Es gibt sinnvolle Ergänzungen zu verbesserten Investitionsanreizen (Refinanzierungsfunktion des Marktes) und Eskalation bei nicht ausreichenden Preissignalen, die aber nicht Thema dieses Beitrags sind.

Nehmen wir an, ein „Walrasischer Auktionator“ habe den Gleichgewichtspreis einer Zelle für die letzte Zeitperiode veröffentlicht (also einen zeitlichen Abschnitt eines dynamischen Tarifs), auf den alle Zell-Akteure mit ihrem individuellen Verhalten reagieren (Abb. 1). Abhängig vom Preis verbrauchen oder speisen sie Energie in einem von ihnen selbst festgelegten Maß (Leistung) ein. Liegt der veröffentliche Preis über dem aktuellen Gleichgewichtspreis, wird zu viel Erzeugung und zu wenig Verbrauch angereizt. Entsprechend dem „Kirchhoff’schen Gesetz“ kann dieser Überschuss lokal nicht gespeichert werden und wird aus der Zelle exportiert, was am Verknüpfungspunkt der Zelle mit dem restlichen Energiesystem erfasst werden kann. Wir nennen dies einen „Balance Indicator“ (BI), der ein physikalisches wie ökonomisches Ungleichgewicht und die Richtung anzeigt, in der das Gleichgewicht zu finden ist. Die nötige Information breitet sich im elektrischen Netz aufgrund der „Maxwell’schen Gleichungen“ mit nahezu Lichtgeschwindigkeit aus, ist also praktisch instantan verfügbar, um damit durch „sukzessive Approximation“ den letzten Gleichgewichtspreis zu korrigieren (ggfs. in mehreren Schritten). Erfolgt ein Preisupdate jede Sekunde, was technisch gut machbar ist, kann damit auch Regelleistung bewirtschaftet werden.

Wir glauben, damit eine Methode gefunden zu haben, mit dem eine Walrasische Auktion

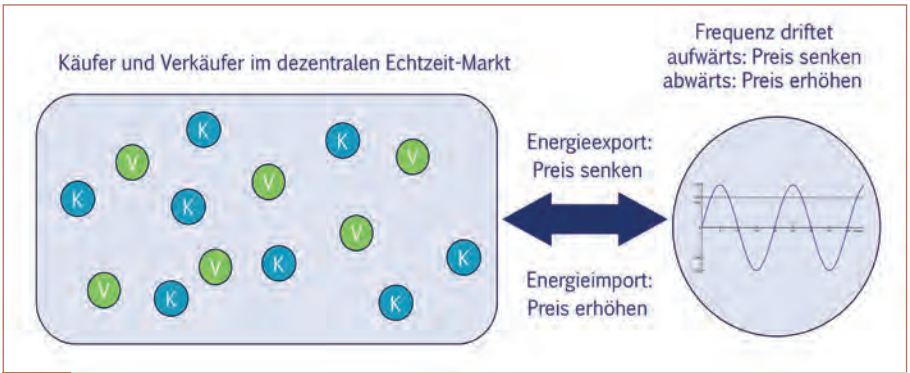

Abb. 1 Netzzelle mit Akteuren und Ableitung eines Preissignals (BI)

im Stromsystem quasi-kontinuierlich ausgeführt werden und so Echtzeittarife ermitteln kann, die den tatsächlichen Gleichgewichtspreisen entsprechen.

Man vergleiche die Möglichkeit, einen Preis durch nur eine Messung ständig zu aktualisieren und an alle Marktteilnehmer zu übermitteln mit dem, was bisher nötig war: Alle relevanten Marktteilnehmer gaben regelmäßig ein oder mehrere Gebote ab. Diese Informationen wurden gesammelt und ausgewertet, bevor der Preis zurückgesandt wurde. Prozeduren zur Ermittlung und Sanktionierung inkorrekter Erzeugung oder Verbrauchs wurden eingeführt und umgesetzt. Damit hatte man aber erst Erwartungen über die Zukunft behandelt und brauchte ein zweites System für Regelleistung, um danach mit den von Erwartungen abweichenden Realitäten umzugehen.

Anforderungen an Automatisierungslösungen für Endkunden

Natürlich wird eine Reaktion auf dynamische Tarife in den allermeisten Fällen automatisiert erfolgen. Während heutige Gebotsstrategien diejenigen der anderen Marktteilnehmer berücksichtigen müssen, gestaltet sich dies in einem Echtzeitmarkt einfacher: Die eigene Flexibilität wird gegen den Gesamtmarkt optimiert, der das tatsächliche Verhalten aller anderen Teilnehmer aggregiert. Es genügt eine Prognose der eigenen Flexibilität und des aggregierten Marktpreises, um optimales Verhalten festzulegen (Abb. 2). Diese Prognosen und davon abgeleitete Entscheidungen lassen sich bei geänderten Umfeldern oder eigenen Bedürfnissen jederzeit aktualisieren und korrigieren.

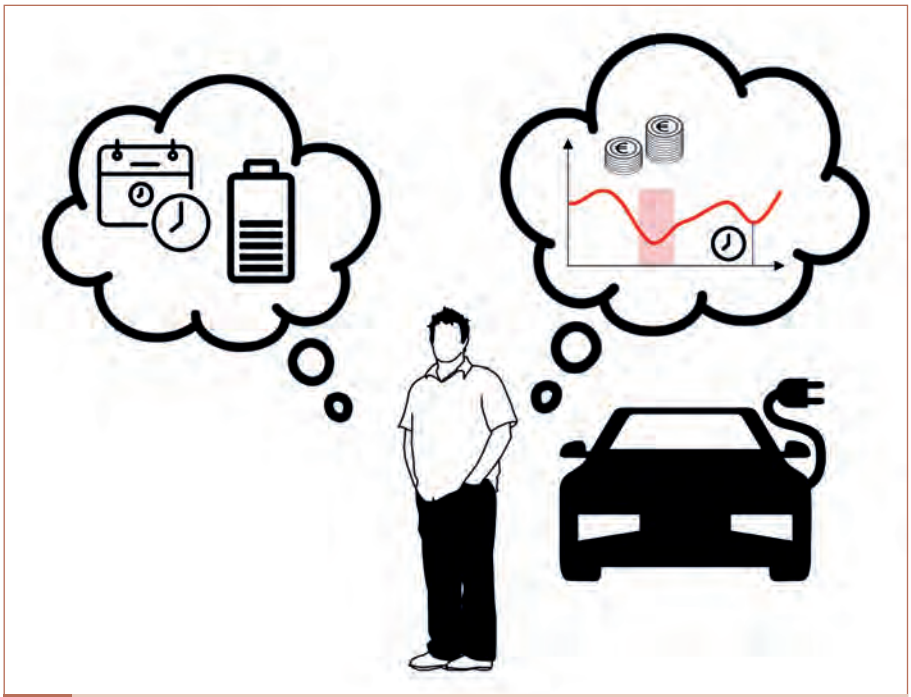

Abb. 2 Lastverschiebung als Reaktion auf dynamischen Tarif

Erweiterung auf dynamische Netzentgelte

Genauso wie auf dynamische Energiepreise können Flexibilitäten auch auf dynamische Netzentgelte reagieren. Bei drohender Überlastung „hinter“ einer Leitung oder einem Transformator wird das dynamische Netzentgelt erhöht, um eine entlastende Reaktion auszulösen. Dieser von uns „Congestion Indicator“ (CI) genannte Wert kann ebenfalls aus einem Netzzustand abgeleitet werden (Abb. 3). Grundsätzlich ermöglicht eine geeignete Kombination auch mehrerer solcher Preissignale (BI/CI) den optimierten Einsatz dezentraler Flexibilität in Echtzeit. Da eine einheitliche Reaktion auf diese dynamischen Energie- und Infrastrukturpreise erfolgt, werden unerwünschte Gebotsstrategien wie Inc-Dec-Gaming verhindert.

Praktische Umsetzung von Echtzeitmärkten

Bewirtschaftung netzgekoppelter Zellen

Ungleichgewichte (BI) können am Verknüpfungspunkt einer Zelle mit anderen Netzbereichen (andere Zellen, Verteil-/Übertragungsnetz) erfasst und zur Aktualisierung des letzten Gleichgewichtspreises genutzt werden. Die Preisübertragung an alle Netznutzer („Rundfunk“) erfordert eine geringe Datenrate; bereits 1 Byte/Sec ermöglicht ein Update pro Sekunde mit einer Preisauflösung von 256 Werten. Ein Rückkanal entfällt, weil das tatsächliche Verhalten aller Marktteilnehmer im Stromnetz aggregiert und im BI/CI abgebildet wird. Damit bleiben private Daten ohne besondere Datenschutzmaßnahmen vertraulich. Die beschriebenen Kommunikationsparameter erfordern nur einen Bruchteil dessen, was übliche Infrastruktur (Netzwerke für Gebäude, Unternehmen oder das Stromnetz) heute erfüllt. Die prinzipielle Machbarkeit des Konzepts wurde im Reallabor SoLAR Allensbach mit Simulation und Umsetzung bestätigt [3].

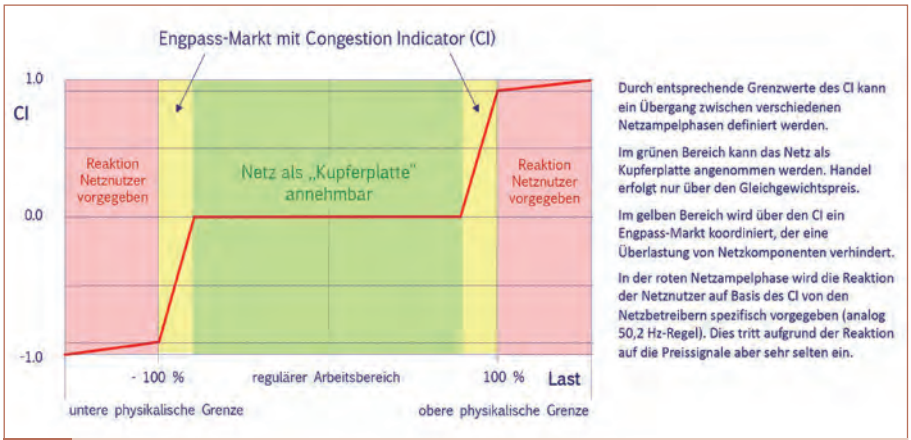

Abb. 3 **Ableitung dynamischer Preiskomponenten für Netzengpässe (CI)**

Zellen im Inselbetrieb

Isolierte Netzzellen (Inselnetze oder Zellen im Inselbetrieb) kommen in Deutschland kaum vor, versorgen jedoch etwa 10 % aller Menschen weltweit und sind regulärer Betriebszustand in zellulären Netzkonzepten. Da sie keinen Verknüpfungspunkt mit anderen Netzen haben, werden Ungleichgewichte von der Schwungmasse aufgenommen oder von ihr abgegeben und führen zu Frequenzdrift. Dies ermöglicht eine einfache, kostengünstige und resiliente technische Umsetzung des beschriebenen Verfahrens: Koppelt man den höchsten zulässigen Gleichgewichtspreis an die niedrigste zulässige Netzfrequenz und umgekehrt, führt jedes Ungleichgewicht so lange zu einer Preisänderung und zu Reaktionen von Erzeugern und Verbrauchern, bis ein neues Gleichgewicht erreicht ist (Selbststabilisierung). Da die Netzfrequenz überall mit wenig Aufwand gemessen, weder ausfallen noch aus der Ferne manipuliert werden kann, ermöglicht dies hohe Energieverfügbarkeit und Resilienz. Von der Netzfrequenz abgeleitete Preissignale können auch im Verbundnetz zur Stabilitätshaltung bisher unverzichtbare thermische Kraftwerke durch flexible Lasten wie Kühl- und Gefrierschränke ergänzen, die zuverlässig, kostengünstig und emissionsfrei positive wie negative Regelleistung bereitstellen können.

Aufbau zellulärer Energiesysteme

Wir haben Marktmechanismen beschrieben, die Gleichgewichtspreise in Netzzellen oder dynamische Netzentgelte zur Engpassbewirtschaftung ermitteln können, und ein Verfahren skizziert, das Lastverschiebungsreaktion darauf ermöglicht und so Mehrwert schafft. Diese Komponenten erweitern den Baukasten zukünftiger Marktdesigns und ermöglichen mit hoch-dynamischen Tarifen effizienten Systembetrieb unter Berücksichtigung physikalischer Randbedingungen.

Die Diskussion über zelluläre Netze und deren Gestaltung beginnt gerade. Wichtige Motivationen sind die Reduktion von Netzausbaubedarf und Komplexität sowie höhere Resilienz (Behinderung von Störungsausbreitung an Zellgrenzen). Im einfachsten Fall besteht ein zellulares Energiesystem aus zwei gekoppelten Zellen, die durch Energieaustausch Volatilität reduzieren und „Economies of Scale" verbessern. Bei unbeschränktem Energieaustausch verschwinden Preisunterschiede zwischen den Zellen, temporäre Engpässe spalten die Preiszone auf, bei Störungen können Zellen in den Inselbetrieb gehen. Dieser Ansatz lässt sich auf eine beliebige Anzahl horizontal (Honigwabe) und/oder vertikal (Netzebenen) verbundener Zellen übertragen. Dynamische Echtzeitpreise für lokale Gleichgewichte und Engpässe können helfen, solche Systeme effizient zu bewirtschaften und so die Vorteile großflächiger Integration, dezentraler Optimierung und Resilienz zu nutzen.

Fazit

Es wurden Komponenten und deren Kombinationsmöglichkeiten für innovative Marktdesigns skizziert, die zu einem kostengünstigen, resilienten und effizienten Umbau des Energiesystems auf 100% Erneuerbare beitragen können. Die erste Implementierung in einem klimafreundlichen Quartier wurde mit dem „Good Practice Award of the Year 2021" der Renewables Grid Initiative ausgezeichnet [4]. Wir freuen uns auf regen Austausch zu Weiterentwicklungen und Anwendungen.

Quellen

[1] Vortrag Prof. Brian Vad Mathiesen/Uni Aalborg bei KEA BW Karlsruhe (22.10.2020): https://www.kea-bw.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/eigen/Nahw%C3%A4rme_kompakt_2020/20201022_NK_alleVortr%C3%A4ge_final.pdf

[2] Europäische Patentschrift EP 2 875 560 B1 (Veröffentlichung 12.10.2016).

[3] Tagungsband zum 2. Innovationskongress Ulm-Neu-Ulm am 06.05.2021 (S. 69 ff.) https://oparu.uni-ulm.de/xmlui/handle/123456789/38579

[4] Broschüre "Good Practice of the Year 2021" der Renewables Grid Initiative. https://renewables-grid.eu/fileadmin/user_upload/RGI_Award-2021_web_compressed.pdf

Dr.-Ing. T. Walter, Easy Smart Grid GmbH, Karlsruhe
thomas.walter@easysg.de

Danksagung

Die Anregung zu diesem Beitrag entstand durch Initiatoren, Jury und Laudatio des „Good Practice Award of the Year 2021" der RGI. Für wesentliche Beiträge zu Inhalten und Umsetzung danke ich Stefan Werner und dem Projektteam SoLAR Allensbach, insbesondere Enrique Kremers und Adrian Minde, sowie der Arbeitsgruppe „Marktdesign" des VDE/ETG Fachausschusses Zelluläre Netze. Zusätzlich möchte ich Manfred Stolzenburg, Adriaan Davidse und Arne Lilienkamp für Feedback und Anregungen danken. Für den Inhalt bin ich ausschließlich selbst verantwortlich.