



Policy Paper

Lokale Energiemärkte für eine kostenoptimierte Energiewende

Eine Blaupause für die nächste Bundesregierung?

16.08.2021

pebbles-Konsortium

Wilhelm Cramer – Fraunhofer FIT

Sebastian Gebhardt – Allgäuer Überlandwerk GmbH

Stefan Jessenberger – Siemens AG

Dr. Michael Metzger – Siemens AG

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Inhaltsverzeichnis

0.	Einleitung.....	1
1.	Grundvoraussetzungen für Lokale Energiemärkte.....	2
2.	Konkrete Vorschläge für Anreizmechanismen und Änderungen der Regulatorik	3
3.	Auswirkungen auf den Ausbau von Erneuerbaren Energien und Flexibilitätsangeboten	4
4.	Weitere Fragestellungen und Forschungsbedarf	5
5.	Antworten auf häufig gestellte Fragen.....	6
6.	Kurzvorstellung des Projektes pebbles	7

0. Einleitung

Im Allgemeinen ist ein Markt ein Koordinationsmechanismus, der auf Basis von Preissignalen Nachfrage und Angebot zum Ausgleich bringt. Lokale Energiemärkte (LEM) im Speziellen ermöglichen eine Koordination von Endverbrauchern, Erzeugern und Prosumern auf lokaler Ebene, d.h. in der Verteilnetzebene. Lokal erzeugter Strom kann in der ersten Stufe direkt an lokale Verbraucher vermarktet werden. Zudem können über den lokalen Markt auch Speicherkapazitäten und Flexibilitätspotentiale steuerbarer Verbraucher genutzt werden, um die lokale Erzeugung und den Verbrauch im jeweiligen Verteilnetz in bestmögliche Deckung zu bringen. Kann ein lokaler Ausgleich nicht gewährleistet werden, kommen in der zweiten Stufe Aggregatoren zur Vermarktung von lokalen Überschüssen an übergeordneten Märkten und Backup-Energielieferanten zum Ausgleich lokaler Defizite zum Einsatz. So ist zu jeder Zeit auch eine ausreichende Liquidität am LEM gewährleistet.

Vor der Zuordnung von Angebot und Nachfrage berücksichtigt der LEM die Topologie des Verteilnetzes und mögliche Netzengpässe. Eine multikriterielle Optimierung ermöglicht einen Handel, welcher Netzengpässe weitestgehend vermeidet. Somit können der Ausbaubedarf der Netzinfrastruktur sowie die Kosten für Engpassmanagement und anderer Systemdienstleistungen minimiert werden.

Der LEM bietet die Möglichkeit den Herausforderungen der Energiewende auf lokaler Ebene zu begegnen und Probleme dort zu lösen, wo sie entstehen. Gleichzeitig wird für Endverbraucher, Anlagenbetreiber und Prosumer die Chance zur aktiven, gesamtsystemdienlichen Teilnahme am Energie- und Systemdienstleistungshandel eröffnet und hiermit die Akzeptanz für den Ausbau von Erneuerbaren Energien Anlagen (EE-Anlagen) vor Ort gesteigert.

Die Kosten für die Verstärkung und den Ausbau der Verteilnetze, welche im Jahr 2019 über 7,5 Mrd. € betragen, ließen sich in Zukunft minimieren.¹ Der Verteilnetzbetreiber Mitnetz Strom hat errechnet, dass sich der bevorstehende Netzausbau um 36 % reduzieren ließe, wenn sich ein netzentlastendes Verhalten der Anschlussnehmer mit zeitvariablen Netzтарifen anreizen ließe.²

Grundvoraussetzung für das Funktionieren lokaler Märkte ist eine vollständige Automatisierung des Handels. Die Teilnehmer stellen hierbei im Vorfeld ihre Präferenzen in Bezug auf Mindestvermarktungserlöse

¹ Bundesnetzagentur – Monitoringbericht 2019, S. 127

² Mitnetz Strom – Elemente eines dynamischen zukunftsfähigen Netzentgeltsystems

(netto) bzw. maximale Strompreise (brutto, einschl. aller Steuern, Abgaben und Umlagen) ein. Der Optimierungsmechanismus des LEM hat als Zielfunktion die Maximierung der sozialen Wohlfahrt unter Berücksichtigung der regulierten Bestandteile des Strompreises. Er stellt somit sicher, dass sowohl die individuellen Interessen der Teilnehmer als auch die übergeordneten Interessen aller Endverbraucher in Bezug auf die Minimierung der Stromkosten berücksichtigt werden. Im aktuellen Strommarktdesign ist dies nicht möglich, da beim Handel innerhalb Deutschlands von einer Kupferplatte ausgegangen wird, d. h. unbegrenzter Leitungskapazitäten, welche erst zum Zeitpunkt der Erbringung über kostenbehaftetes Engpassmanagement geheilt werden müssen.

LEM sind somit als Instrument geeignet, den Ausbau der Erneuerbaren Energie zu unterstützen, lokale Wertschöpfung zu erhöhen und eine kostenoptimierte Energiewende zu ermöglichen. Dadurch können sie die energiepolitischen Ziele der Umweltfreundlichkeit, Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz vereinen.

1. Grundvoraussetzungen für Lokale Energiemärkte

1.1. Lokale Energiemärkte flächendeckend als Ergänzung zum Großhandel

Lokale Energiemärkte mit Engpassbewirtschaftung sollten als Ergänzung des bestehenden Strom- und Flexibilitätshandelsystems zum Einsatz kommen und die zuvor beschriebenen Mehrwerte durch eine gezielte Koordination dezentraler Energiewandlungsanlagen erbringen. Zusätzlich entstehen monetäre Anreize zum Ausbau von Erzeugungsanlagen. Hierbei müssen die Umsetzung der lokalen Energiemärkte sowie die Anpassungen für den zukünftigen Großhandel aufeinander abgestimmt werden, sodass die Vorteile der hohen Liquidität des Großhandels erhalten bleiben. Die Abnahme von Überschüssen und der Ausgleich von Unterdeckungen im lokalen Energiesystem wird durch eine Kopplung des LEM an den Stromgroßhandel über Aggregatoren und Backup-Energielieferanten gewährleistet. Hierdurch können auch an aktuellen Strompreisen orientierte Preislimits beim Teilnehmer am LEM eingehalten werden. Zudem wird hierdurch das Risiko des Missbrauchs der Ausübung von Marktmacht durch einzelne Marktteilnehmer minimiert.

1.2. Netzentgelte dynamisieren: abhängig von Netzebene & -auslastung

Die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) bildet die Grundlage der Netzentgeltkalkulation. Es handelt sich um einen Ordnungsrahmen, dessen grundlegende Berechnungssystematik aus dem EnWG 2005 stammt und mehr als 15 Jahr alt ist. Eine grundsätzliche Zielsetzung des Projektes pebbles (vgl. Kurzzvorstellung des Projektes pebbles, Seite 7) ist es, Marktteilnehmer eines LEM finanziell anzureizen, sich netzfreundlich zu verhalten. So würden sie z. B. einen erhöhten Strombezug in Zeiten legen, in denen das Netz nicht stark ausgelastet ist oder ein hohes Angebot aus dezentraler Erzeugungsleistung vorliegt. Daher kommen in pebbles dynamische Netzentgelte zum Einsatz, die abhängig von der genutzten Netzebene sowie der Netzauslastung variieren. Allerdings ist das gemäß StromNEV aktuell nicht vorgesehen bzw. konkret untersagt (vgl. § 17 Absatz 9 StromNEV).

Die Nutzung der genannten Anreize wird derzeit durch die Netzentgeltregulierung verhindert, da Netzbetreiber primär Investitionskosten für den Ausbau und Kosten für den Unterhalt der Netze vergütet bekommen. Verzichten die Netzbetreiber auf Netzentgelte, um Kosten von Netzengpassmanagement und langfristig von Netzausbau zu vermeiden, ist es notwendig ihnen alternative Einnahmemöglichkeiten zu gewähren, die auch die Implementierung smarterer Flexibilisierungskonzepte entlohnen.

Um das Konzept, wie im pebbles-Projekt demonstriert, mit seinen volkswirtschaftlichen Vorteilen umsetzen zu können, bedarf es der Möglichkeit, differenzierte und dynamische Netzentgelte als Flexibilisierungsanreiz für Teilnehmer und ihre Assets einzusetzen. Die Problematik verminderter Einnahmen aus den Netz-

entgelten entschärft sich dadurch, dass die Strommengen durch die Zunahme von elektrischen Verbrauchern, wie E-Autos und Wärmepumpen sowie die Dekarbonisierung von Industrieprozessen signifikant zunehmen wird und somit mehr Netzentgelte generiert werden.

1.3. Rolle der Energieversorgungsunternehmen neu definieren

Für Energieversorgungsunternehmen bietet das LEM-Konzept die Möglichkeit neue Dienstleistungen auf Basis ihrer aktuellen Expertise anzubieten und die Rolle von Aggregatoren und Backup-Energie- und Liquiditätslieferanten zu übernehmen. Zudem können sie die Teilnehmer bei der Umsetzung der Bilanzkreis-treue oder durch die Übernahme gesetzlicher Pflichten unterstützen.

1.4. Beschränkung der ausschließlichen Teilnahme an einem lokalen Energiemarkt

Grundvoraussetzung für die gesamtsystemdienliche Wirkung von LEM ist die Vorhersage der Netzkapazitäten, die für die am LEM handelnden Teilnehmer zur Verfügung steht. Hierfür müssen dem Netzbetreiber die Teilnehmer bekannt sein, so dass er diese aus seiner eigenen Berechnung der Lastflussvorhersage ausschließt. Eine gleichzeitige Teilnahme von Anschlussnehmern am LEM und anderen Märkten muss daher ausgeschlossen sein. Dies gewährleistet, dass strategisches Bieter-Verhalten mit dem Ziel der Manipulation von Preisen, dem sogenannten Inc-Dec-Gaming, ausgeschlossen ist. Darüber hinaus müssen die Teilnehmer am LEM von übergeordneten Redispatch-Mechanismen ausgenommen werden, da die Teilnehmer bereits auf lokaler Ebene zur Bewirtschaftung von Netzengpässen beitragen. Auf die Forderung einer ausschließlichen Teilnahme am LEM kann verzichtet werden, wenn die Handelsagenten der Teilnehmer zertifiziert werden, sodass strategisches Bieterverhalten ausgeschlossen werden kann.

2. Konkrete Vorschläge für Anreizmechanismen und Änderungen der Regulatorik

LEM bieten den Teilnehmern sowie allen Endverbrauchern unter der Voraussetzung geänderter Regulatorik und Anreizmechanismen verschiedene Vorteile. Im Folgenden werden mehrere Anreizmechanismen dargestellt, die aufbauend auf den Grundvoraussetzungen zum Einsatz kommen können und mit denen das volle Potenzial von LEM ausgeschöpft werden kann. Der parallele Einsatz aller aufgeführten Mechanismen ist nicht zwingend erforderlich, zielführend ist vielmehr eine sinnvolle Kombination.

2.1. Stromsteuerbefreiung räumlich ausweiten

Laut § 9 Abs. 1 Nr. 3 b) Stromsteuergesetz kann Strom unter bestimmten Voraussetzungen von der Stromsteuer, welche aktuell 2,05 Cent/kWh beträgt, befreit werden. Dafür muss der Strom aus einer Anlage mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt stammen. Der Ort des Letztverbrauchs muss im „räumlichen Zusammenhang“ des Erzeugungsorts stehen. Der räumliche Zusammenhang wurde in einem Urteil des Bundesfinanzhofes als 4,5 km Radius um den Ort der Erzeugung definiert (vgl. §12b, Absatz 5 StromStV). Dieser Radius ist unzureichend nachvollziehbar und steht in keinem Zusammenhang zur Topologie eines Verteilnetzes. Denkbar wäre eine Erweiterung des Geltungsbereichs auf einen 50 km Umkreis um das Postleitzahlengebiet, in dem der Strom letztverbraucht wird, so wie es z. B. auch bei den regionalen Herkunftsnachweisen gehandhabt wird.³

2.2. Entfall der EEG-Umlage

Dem LEM in Projekt pebbles liegt eine Datenbanktechnologie zugrunde, die alle Transaktionen dokumentiert und sie in ihrer Gesamtheit nachvollziehbar macht. Beim Kauf von Strom aus EE-Anlagen, die keine gesetzliche Vergütung mehr erhalten oder aus Anlagen, die grundsätzlich auf einen Fördermechanismus

³ <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/regionalnachweisregister-rnr> (zugegriffen am 11.08.2021)

gemäß EEG verzichten, sollte die Erhebung der EEG-Umlage entfallen, da hierfür ja auch keine Zahlungen aus dem EEG-Topf anfallen. Der Käufer bezahlt mit seiner Transaktion unmittelbar den Betreiber der EE-Anlage. Der geldliche Vorteil läge somit aktuell bei 6,5 Cent/kWh.

2.3. Abbau regulatorischer Hemmnisse für Prosumer und aktive Verbraucher

Die Teilnahme am LEM sollte niederschwellig möglich sein. Mit dem Verkauf von Energie an Letztverbraucher gehen verschiedene gesetzliche Aufgaben und Pflichten einher, die derzeit auch von den Teilnehmern eines LEM erfüllt werden müssen. Dazu gehören z. B. die Meldepflicht nach dem EEG und die Bilanzkreisverantwortung, die für die Teilnehmer aber durch Dienstleister erbracht werden könnten.

Lieferantwechsel müssen z. B. mindestens sieben bzw. zehn Werktage vor der tatsächlichen Belieferung beim Netzbetreiber gemeldet werden.⁴ Im LEM können die Lieferanten allerdings viertelstündlich wechseln. Zudem sind die Lieferanten bei einem vortägigen Handel im Rahmen eines Day-Ahead Marktmodells frühestens einen Tag vor Lieferung bekannt. Aktuell sind die Vorgaben des Lieferantenwechselprozesses mit dem LEM unvereinbar und verhindern eine Skalierung dieser Technologie.

Ähnlich problematisch sind die in § 40 EnWG beschriebenen Vorgaben zum Inhalt einer Rechnung für Letztverbraucher. Nach Absatz 4 muss der Lieferant sicherstellen, dass der Letztverbraucher „spätestens sechs Wochen nach Beendigung des Lieferverhältnisses“ eine Abschlussrechnung erhält. Nicht selten entstehen für einen Teilnehmer eines LEM eine dreistellige Anzahl von Lieferverträgen, um den Strombedarf für einen Tag zu decken. Die Folge wäre eine Masse an kleinteiligen Rechnungen, die Prozesse verkomplizieren und Kosten erhöhen. Mit dem Ziel einer kostenoptimierten Energiewende ist dies weder im Sinne der Verbraucher, noch der Lieferanten. Entsprechend muss es für die Verträge zwischen Lieferanten und Endverbrauchern im LEM eine spezifische Regelung im EnWG für das Pooling der Transaktionen unter den Teilnehmern geben.

2.4. Ermäßigte Umsatzsteuer

Analog zum ermäßigten Umsatzsteuersatz in Höhe von 7 %, der für den Grundbedarf wie z. B. Grundnahrungsmittel, Eintrittskarten für Kino oder Theater oder Bücher gilt, könnte der geltende Regelsteuersatz in Höhe von 19 % für lokal CO₂-frei erzeugten und verbrauchten Strom reduziert werden. Bei Anwendung des ermäßigten Mehrwertsteuersatzes von 7 % würde sich der Strompreis für einen Haushaltskunden bezogen auf einen Bruttostrompreis von 31 Cent/kWh um 3,13 Cent/kWh reduzieren.

3. Auswirkungen auf den Ausbau von Erneuerbaren Energien und Flexibilitätsangeboten

Durch die flächendeckende Einführung lokaler Energie- und Flexibilitätsmärkte, wie in pebbles demonstriert, würden sich eine Reihe von Vorteilen und positiven Auswirkungen auf den verbrauchs- und lastnahen Ausbau von EE-Anlagen und die Bereitstellung von Flexibilitätsangeboten ergeben.

3.1. Neue Geschäftsmodelle für Netzanschlussnehmer

Für gewerbliche wie private Anlagenbetreiber und Prosumer ergeben sich neue Absatzmärkte für lokal erzeugten Strom aus EE-Anlagen, ohne dass hierfür besondere staatliche Rahmenprogramme oder gar Fördermechanismen vonnöten wären. Darüber hinaus ergeben sich neue Vermarktungschancen für Betreiber von Energiespeichern und steuerbaren Lasten, wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen, Klima-, Lüftungs- oder Kühlanlagen, die zur Vermeidung von Engpässen im lokalen Verteilnetz genutzt werden können.

⁴ BNetzA, Anlage 1 zur Festlegung BK 6-18-032

Zudem ließe sich hiermit ein marktbasierter Weiterbetrieb von EE-Anlagen ermöglichen, deren Förderung nach 20 Jahren ausläuft.

3.2. Anreiz von verbrauchs- und lastnahem Ausbau

Z.B. durch niedrigere Netzentgelte bei Belieferung von Endverbrauchern aus Erzeugungsanlagen, die sich im selben Verteilnetz befinden, ergeben sich Anreize für den verbrauchs- und lastnahen Zubau neuer Erzeugungsanlagen. Der Bedarf für den Ausbau der Stromnetze, deren Kosten von der Bundesnetzagentur bis 2030 auf ca. 102 Mrd. €⁵ geschätzt werden, kann hierdurch minimiert oder zumindest zeitlich entzerrt werden. Zudem können die Kosten für das Engpassmanagement im Übertragungsnetz, die in 2018 ca. 1,5 Mrd. €⁶ betragen, ebenfalls minimiert oder zumindest die Zunahme begrenzt werden.

3.3. Akzeptanzsteigerung durch Partizipation und lokale Wertschöpfung

Die Möglichkeit der Errichtung von EE-Anlagen, verbunden mit einer rentablen direkten Vermarktung des Stromes auf einem lokalen Markt, die gleichzeitig Vorteile für lokale Abnehmer in Form geminderter Stromkosten bietet, trägt zur Steigerung der lokalen Wertschöpfung bei. Hierdurch lässt sich zudem die Akzeptanz für den dringend notwendigen Ausbau Erneuerbarer Erzeugungsanlagen steigern und der „Not in my backyard“ (NIMBY)-Effekt abschwächen.

4. Weitere Fragestellungen und Forschungsbedarf

Im Rahmen des Forschungsprojekts lag der Fokus auf der erfolgreichen Implementierung des Marktplatzes in einem spezifischen Netzbereich der Allgäu Netz GmbH mit der Möglichkeit des Tests unterschiedlicher Szenarien in Bezug auf die verschiedenen Anreizmechanismen sowie deren Einfluss auf die Handlungsergebnisse. Folgende wesentliche Fragestellungen sollten Gegenstand eines von der Bundesregierung beauftragten Folgeprojekts sein.

4.1. Betreibermodelle für die lokale Marktplattform

Der Handel von Strom wird heute in Deutschland über unabhängige Börsenplattformen bzw. bilateral zwischen Erzeugern und Abnehmern organisiert. Der Handel von Regelleistungs-Produkten erfolgt über Plattformen, betrieben von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern. Individuelle Erzeuger oder Abnehmer sind von diesen Handelsmöglichkeiten heute weitestgehend ausgeschlossen. Auf lokalen Marktplätzen, wie in pebbles demonstriert, soll es jeglichen Erzeugern, Prosumern und Verbrauchern ermöglicht werden, am Handel teilzunehmen und hierbei nicht nur erzeugten Strom, sondern auch Erzeugungs- und Verbrauchsflexibilitäten handeln zu können. Die Flexibilitäten sollen dabei zumindest teilweise zur Bewirtschaftung von Netzengpässen, also im Interesse der Allgemeinheit bzw. der Netzbetreiber eingesetzt werden. Für das engpassvermeidende, optimierte Zusammenführen von Angebot und Nachfrage, das sog. Matchmaking benötigt die Marktplattform Informationen des Netzbetreibers. Grundsätzlich ist zu klären, wer den Handel auf einem LEM organisieren soll. Hierfür stehen prinzipiell drei Optionen zur Verfügung: unabhängige Marktplatzbetreiber (Option A), Verteilnetzbetreiber (Option B) oder (lokale) Energieversorgungsunternehmen (Option C). Im Rahmen des Projektes pebbles wurden keine Untersuchungen bzgl. der Vor- und Nachteile der drei Optionen angestellt. Dies muss Gegenstand einer gesonderten Analyse sein.

⁵ Bundesnetzagentur - Jahresbericht 2020

⁶ Bundesnetzagentur - Monitoringbericht 2019

4.2. Ausgestaltung in Regionen mit geringer Erzeugungskapazität

Die ländlich geprägte Region des in pebbles realisierten LEM zeichnet sich durch eine hohe Anzahl an EE-Anlagen sowohl im Bereich der Photovoltaik-Aufdachanlagen als auch an Windkraftanlagen und Biogasanlagen aus. Grundsätzlich eignen sich lokale Marktplätze, wie in pebbles demonstriert, jedoch auch für Regionen mit eher geringer Erzeugungskapazität im Vergleich zur Last, wie z. B. in Städten. Hier können dann primär die Funktionen der Engpassbewirtschaftung über die Anreize für flexible Verbraucher zum Einsatz kommen. Zudem lässt sich die Größe der Region, über die sich der lokale Marktplatz spannt, individuell festlegen, so dass auch Anlagen aus einem größeren Umfeld als die anvisierten 50 km in den Handel einbezogen werden könnten. Eine quantitative Bewertung der Einsparpotentiale in unterschiedlichen Regionen, hochskaliert auf die Bundesrepublik, sollte im Rahmen eines gesonderten Projektes untersucht werden.

5. Antworten auf häufig gestellte Fragen

Im Folgenden soll kurz auf einige wesentliche, häufig gestellte Fragen eingegangen werden.

5.1. Wie kann die räumliche Ausdehnung von LEM aussehen?

Bezüglich der Wahl der räumlichen Ausdehnung von LEM gibt es unterschiedliche Herangehensweisen. Grundsätzlich sollte sich die Ausdehnung an der Topologie von Verteilnetzen und deren Anbindung an die Übertragungsnetze orientieren. Einzelne Netzsegmente, die sich rund um die Übergabestationen des Übertragungsnetzes erstrecken, könnten als Basis für einen LEM geclustert werden. Ein solcher Ansatz wurde z. B. im Projekt EOM+ gewählt.⁷ Die Bildung der LEM-Cluster könnte sich alternativ auch an den politischen Grenzen von Landkreisen und kreisfreien Städten orientieren. In einer weiteren Variante könnte die räumliche Ausdehnung auch im Hinblick auf eine ausgewogene Anzahl der Marktteilnehmer gewählt werden. Eine Empfehlung hierzu bedarf aber in jedem Fall umfangreicher, eigenständiger Analysen, die Gegenstand eines separaten Forschungsprojektes sein müssen.

5.2. Wie wird strategisches Bieterverhalten, sog. Inc-Dec-Gaming unterbunden?

Die eingeschränkte Anzahl von Marktteilnehmern führt zu einer höheren Marktmacht einzelner Akteure und damit möglicherweise zu strategischem Bieterverhalten. Solange die gleichzeitige Teilnahme an unterschiedlichen Märkten durch die Regeln des lokalen Marktes ausgeschlossen ist, besteht dieses Risiko nicht. Die Aggregatoren und Backup-Energieversorger wären hiervon natürlich ausgenommen. Voraussetzung wäre allerdings, dass sie sich ihre Handelsstrategien im notwendigerweise vollständig automatisierten lokalen Handel vorab zertifizieren lassen.

5.3. Wie kann ausreichende Liquidität sichergestellt werden?

Dies erfolgt durch die Kopplung der LEM mit übergeordneten Großhandelsplattformen über Aggregatoren bzw. Backup-Energieversorger.

5.4. Wie wird eine Marktbeherrschung durch „größere“ Anbieter vermieden?

Eine Marktbeherrschung würde auftreten, wenn einzelne Marktakteure mit großen Portfolios am LEM bieten würden. Um eine Marktbeherrschung zu vermeiden, könnten gestaffelte Mindestpreise nach Anlagen-Segmenten, abhängig von der Technologie und der Größenklasse festgelegt werden. Z. B. eine Klasse der PV-Aufdachanlagen bis 30 kWp (vornehmlich private Anlagenbetreiber), eine bis 750 kWp (vornehmlich Gewerbe) und eine größer 750 kWp (andere). Zudem wären Klassen für Windkraft und Biogas-Anlagen

⁷ <https://www.thi.de/forschung/newsarchiv/einzelansicht/news/start-ins-neue-forschungsprojekt-eom-plus> (zugegriffen am 06.08.2021)

sinnvoll. Über dieses Instrument wäre zudem eine regionale Steuerungsfunktion im Hinblick auf die Technologie gegeben.

5.5. Drohen zusätzliche bzw. höhere Transaktionskosten die Wirtschaftlichkeit zu gefährden?

Über das tendenziell niedrigere Preisniveau am lokalen Markt, bzw. zusätzliche Erlösströme werden diese überkompensiert.

6. Kurzvorstellung des Projektes pebbles

Während weitestgehend Einigkeit über den Mehrwert einer lokalen Koordination besteht, herrscht bislang keine Einigkeit über konkrete Umsetzungskonzepte. Das Pilotprojekt pebbles soll hierbei mit einem wissenschaftlich fundierten, im Feld erprobten Ansatz einen signifikanten Beitrag leisten.

Während alle bekannten idealtypischen Marktkonzepte in Reinform Vor- wie Nachteile besitzen, wurde für das Projekt pebbles ein hybrides Marktkonzept entwickelt, das die Vorteile der einzelnen Konzepte vereint: Um eine möglichst hohe Liquidität im räumlich beschränkten lokalen Energiesystem zu erhalten, wird eine Day-Ahead Auktion verwendet. Diese ist aber nicht wie bisher auf zwei Seiten, d.h. Erzeuger und Verbraucher, beschränkt, sondern wurde um Flexibilitätsangebote (insb. Speicher und verschiebbare Lasten, z. B. Elektroautos) erweitert. Aus dem Auktionsergebnis werden Peer-to-Peer Transaktionen zwischen den einzelnen Teilnehmern ermittelt, um verortbare Energielieferverträge zu erhalten und so in einem räumlich nahen Zusammenhang Stromsteuer und dynamische Netzentgelte als Anreizmechanismen nutzen zu können. Die Abnahme von Überschüssen und der Ausgleich von Unterdeckungen im lokalen Energiesystem wird durch Kopplung an den Stromgroßhandel mittels Aggregatoren und Backup-Energielieferanten gewährleistet. Im Projekt pebbles wurde das skizzierte hybride Marktkonzept um die Berücksichtigung von Netzrandbedingungen erweitert, damit durch den lokalen Handel bereits am Vortag und damit präventiv Überlastungen im Verteilnetz am Folgetag vermieden werden können. Da der pebbles-Markt auf eine passende Datenbanktechnologie mit Nachverfolgbarkeit über die Blockchain zurückgreift, sind Zertifikate für Ort, Zeit und Erzeugungsart einer jeden gehandelten Kilowattstunde realisierbar.

Der im Projekt pebbles erprobte lokale Strommarkt handelt sicher und zudem voll automatisiert Strom und Flexibilität. Durch die Einbindung der Teilnehmer und ihrer Präferenzen gelingt es, dem Strom ein Gesicht zu geben und das Gesamtsystem zu optimieren.

Ein ausführliches Whitepaper zu dem Konzept lokaler Energiemärkte, wie im Projekt pebbles entwickelt, finden Sie hier: [Link](#)

Mehr Informationen zum Projekt pebbles finden Sie unter www.pebbles-projekt.de