Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

ÜBERBLICK & ERGEBNISSE

Forschungsprojekt Flex4Energy

Flexibilitätsmanagement für die Energieversorgung der Zukunft

gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – Projektträger Jülich

StoREgio adstec entega Fraunhofer IESE Fraunhofer ISE h_da HOCHSCHULE DARMSTADT UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES fbeit FACHBEREICH ELEKTROTECHNIK UND INFORMATIONSTECHNIK

INHALT

Einleitung 3
Anforderungen an das zukünftige Energiesystem 4
Projekthintergrund und Zielsetzung 5
Regionale Flexibilitätsmarktplätze 6
Projektansatz 7
Gesamtsystem 7
Systemarchitektur und Systemkomponenten 8
Flexibilitätshandelsplattform 9
Flexibilitätsmanagementsystem (virtuelles Kraftwerk) der ENTEGA 10
Einsatzbeispiel Quartierspeicher in Groß-Umstadt 11
Einbindung von Kunden in das Projekt durch Entega 13
Gestaltung des Flexibilitätshandels 14
Wesentliche Ergebnisse 16
Technische Bewertung 16
Betriebswirtschaftliche Bewertung 17
Regulatorische Bewertung 19
Beurteilung & Ausblick 21
Das Projektteam 22
Projektfilm 24
Der Auftraggeber 24
Impressum 24

Hinweise zum Sprachgebrauch

Bei Personen- und Berufsbezeichnungen werden aus Gründen der besseren Lesbarkeit nicht durchgehend beide Geschlechterformen verwendet (z.B. Teilnehmerinnen und Teilnehmer). Die Verwendung nur einer Geschlechterform schließt selbstverständlich die andere mit ein.

EINLEITUNG

Die Energiewende findet in den Verteilnetzen statt. Darüber sind sich die meisten Energieexperten inzwischen einig. Früher wurden Verteilnetze zur Durchleitung zentral erzeugter Elektrizität an die Verbraucher geplant und entsprechend deren Verbrauchsprognosen dimensioniert. Die Energieversorgung der Zukunft ist geprägt durch dezentrale, regenerative Energieanlagen und neue Verbrauchsmuster.

In eher ländlich strukturierten Gebieten wird die Stromerzeugung den Verbrauch deutlich überschreiten. Da die Transportkapazitäten bisher auf den Verbrauch ausgelegt wurden, besteht hier die Gefahr erzeugungsgetriebener Engpässe. In städtischen Gebieten wird die Stromerzeugung zumeist deutlich unter dem Verbrauch bleiben. Jedoch kommen hier durch eine stärkere Verbreitung von Elektromobilität und Strom-Wärme-Kopplung, zum Ersatz fossiler Brennstoffe neue Verbraucher mit ungewohnten Lastgängen hinzu. Insbesondere eine starke Vermehrung von Elektrofahrzeugen mit höherer Ladeleistung und zu erwartender starker Gleichzeitigkeit der Beladung kann hier temporär zu verbrauchsgetriebenen Engpässen führen.

In beiden Szenarien treten die möglichen Engpasssituationen immer räumlich und zeitlich begrenzt auf. Ein Ausbau der Verteilnetze mit dem Ziel, auch Spitzenleistungen noch transportieren zu können, wird volkswirtschaftlich umso problematischer, je seltener die Spitzenbelastungen auftreten und je größer die Leistungsspitzen im Verhältnis zur Durchschnittsleistung sind.

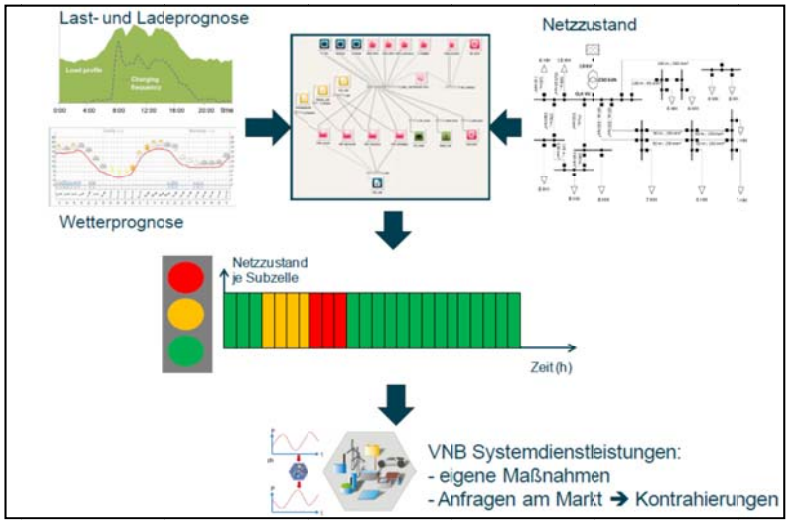
Als Alternative zum Netzausbau bietet sich die Nutzung von Flexibilitätsdienstleistungen an. Diese beschreiben allgemein die Möglichkeit, die Einspeisung oder die Entnahme von Energie aus dem Netz auf Anforderung zeitlich zu variieren. Zur Lösung der bevorstehenden Herausforderungen im Verteilnetz ist es aber notwendig, Flexibilitätspotentiale zu erkennen und zu aktivieren, die in einem geeigneten räumlichen und zeitlichen Zusammenhang (Lokalität) mit dem erwarteten Netzproblem stehen. Regionale Flexibilitätsdienstleistungen sind prinzipiell eine attraktive Alternative oder Ergänzung zu einem Ausbau der Netzkapazitäten. Neue Technologien und die Digitalisierung helfen, in der Zukunft verstärkt regionale Flexibilitätspotentiale zu aktivieren. Bisher fehlten aber die Marktinstrumente, um regionale Flexibilitätsdienstleistungen zu handeln.

Im Projekt Flex4Energy wurde der erste prototypische Marktplatz entwickelt, der gezielt den Handel mit regionalen Flexibilitätsprodukten unterstützt. Der Marktplatz wurde mit allen erforderlichen Funktionen erfolgreich entwickelt und im Verteilnetz der ENTEGA getestet. Neben der ENTEGA AG als Energiedienstleister und Betreiber des Flexibilitätsmanagementsystems sowie dem Batteriehersteller ads-tec bilden das Fraunhofer IESE, das federführend für die Safety & Security zuständig ist, die Hochschule Darmstadt, die die regionale Handelsplattform entwickelt, das Fraunhofer ISE und der Verbundkoordinator StoREgio das Projektteam. Das BMWi förderte Flex4Energy mit rund 2,8 Millionen Euro.

ANFORDERUNGEN AN DAS ZUKÜNFTIGE ENERGIESYSTEM

Im Zuge der Energiewende gewinnen die Verteilnetze zunehmend an Bedeutung für die Sicherstellung einer zuverlässigen und kostenverträglichen Energieversorgung. Die Verteilnetzebene muss sich ihrer neuen Rolle in der Energieversorgung bewusst werden und diese auch aktiv annehmen. Erzeugung und Verbrauch sind zunehmend dezentral und schwankend. Das Verteilnetz muss flexibel reagieren, um dies auszugleichen. Es darum, den möglichen Flexibilitätsbedarf des Gesamtsystems zu decken. Das sich ergebende Modell sollte konsequent subsidiär angelegt sein und entspricht damit zugleich sehr weitgehend dem zellularen Ansatz des VDE, wie auch dem Modell der Netzkaskade für den Normal- und Notfall.

Das heißt, auch der Verteilnetzbetreiber ist zukünftig gefordert, gemäß des Ampelkonzeptes des BDEW für möglichst viele und lange „Grün-Phasen“ in seiner Netzzelle zu sorgen. Diese neue „Systemdienstleistung“ kann der Verteilnetzbetreiber entweder durch Maßnahmen mit eigenen Betriebsmitteln erreichen oder durch Anfragen und Kontrakte am regionalen Markt realisieren.



schematische Ermittlung von „BDEW-Ampelphasen“ im Verteilnetz

Durch die zunehmend fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien und eine schwankende Nachfrage werden Speicher und andere Flexibilitäten zur Stabilisierung und zum Ausgleich von Fahrplanabweichungen immer wichtiger. Flexibilität wird zur entscheidenden Größe für eine kostengünstige und sichere Energieversorgung. Allerdings besteht für Flexibilitäten auf Verteilnetzebene heute noch kein Markt, da dies bisher als zentrale Aufgabe wahrgenommen wurde. Die Politik muss die gesetzlichen Rahmenbedingungen anpassen, um einer stärkeren Dezentralisierung des Energiesystems Rechnung zu tragen und den Einsatz von Flexibilitätsinstrumenten als wirtschaftliche Alternative und Ergänzung zu Infrastrukturinvestitionen zu ermöglichen.

HINTERGRUND DES PROJEKTS:

- Dezentrale Energieerzeugung und neue Verbrauchsmuster (E-Mobilität) führen zu großen Herausforderungen im Verteilnetz
- Steigender Bedarf an lokalen und regionalen Flexibilitätsdienstleistungen
    - Netzdienstleistungen
    - Energieausgleich und -handel
- Einzelnutzung von Speichersystemen selten wirtschaftlich
- Netzausbau für Spitzenbedarf unsinnig
- Keine existierende Marktplattform zum Handel „kleiner“ Flexibilitätspotentiale

PROJEKTHINTERGRUND UND ZIELSETZUNG

Mit dem Projekt Flex4Energy wurde ein neuer Marktplatz zum Handel von Flexibilitätspotentialen auf Verteilnetzebene entwickelt und erprobt. Ziel war es, eine neutrale Plattform in der Energiewirtschaft zu schaffen, die für alle Marktteilnehmer zugänglich ist und auf der ein Handel nach marktwirtschaftlichen Kriterien erfolgen kann.

ZIELSETZUNGEN DES PROJEKTS:

- Marktplatz für regionalen Flexibilitätshandel
- Zugänglichkeit und Attraktivität auch für kleinere Akteure
- Durchgängige Prozesskette und Handelsmechanismen
- Praktischer Einsatz
- System- und Datensicherheit
- Rechtliche Rahmenbedingungen

Durch eine entsprechende kommunikationstechnische Ausrüstung wurde eine Vernetzung bzw. Aggregation unterschiedlicher Flexibilitäten und deren Integration in eine bestehende energietechnische Infrastruktur unterstützt. Hierzu wurde ein Flexibilitätsmanager entwickelt, der als neuer Marktakteur neue Möglichkeiten für innovative Geschäftsmodelle bildet. Dieser knüpft nahtlos an die Handelsplattform aus dem Projekt „SolVer“ an und baut auf den daraus gewonnenen Erkenntnissen auf. Zentraler Inhalt eines Flexibilitätsangebots ist das Angebot von Leistung zu einem bestimmten Zeitpunkt über einen bestimmten Zeitraum zu einem bestimmten Preis. Der Flexibilitätsmanager schafft aus dem Abgleich der Angebote einen neuen Markt auf Verteilnetzebene. Dieser kann z. B. zum bottom-up Ausgleich von Bilanzkreisen genutzt werden.

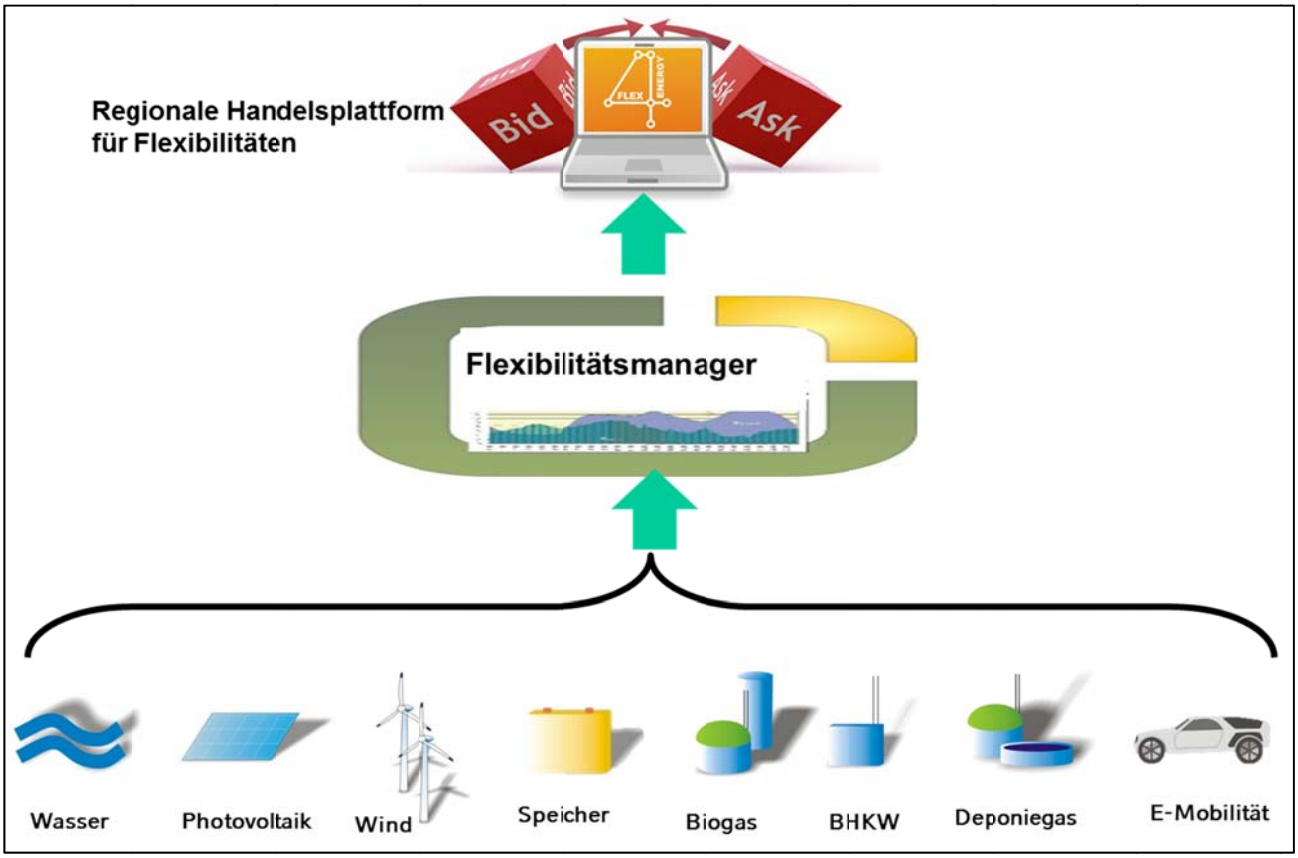
Überschüssige Flexibilität wird an externen Märkten angeboten. Anbieter von Flexibilität und externe Märkte werden über Kommunikationsgateways angebunden. Diese übernehmen die Authentifizierung der angeschlossenen Partner, die Sicherheit der Kommunikation sowie die Integrität und Spezifikationserfüllung der übertragenen Daten. In Anbetracht der grundlegenden Bedeutung der Energieversorgungssysteme müssen eingebettete Sicherungsmechanismen geschaffen werden, die für den Fall eines Versagens bestimmter Systembestandteile eine Gefährdung Dritter durch das System begrenzen und den Rest des Systems funktionsfähig halten. Außerdem muss das System vor Angriffen von außen durch Dritte geschützt werden und mögliche Zugriffe räumlich und inhaltlich begrenzt werden. Ein sogenanntes Energiemanagementsystem (EMS) übernimmt die Verwaltung und Optimierung einer untergeordneten „Subzelle“.

Zielsetzungen von Flex4Energy

REGIONALE FLEXIBILITÄTSMARKTPLÄTZE

Immer mehr Photovoltaik- und Windkraftanlagen werden zukünftig mit starken Schwankungen dezentral in unsere Stromnetze einspeisen. Daher werden zunehmend regionale und lokale Flexibilitätsoptionen benötigt, die gezielt an kritischen Stellen zur Stabilisierung der Netze eingesetzt werden können. Die bisherigen Regelenergiemärkte im Übertragungsnetz sind nicht dafür ausgerichtet, diese lokalen Herausforderungen zu meistern. Auch ein regionaler Energiehandel wird zukünftig an Bedeutung gewinnen, um den Ausbaubedarf der Übertragungsnetze zu begrenzen und gleichzeitig eine verbesserte Resilienz des Energieversorgungssystems zu erreichen. Noch fehlen aber die erforderlichen Marktinstrumente, um ein regionales Flexibilitätsmanagement zu realisieren.

In Flex4Energy entwickelten die Projektpartner daher einen offenen Marktplatz für regionale Flexibilitätspotenziale. Regionale Flexibilitätspotenziale sind z. B. in Form von Energiespeichern, KWK-Anlagen oder steuerbaren Lasten vielfältig vorhanden, werden aber derzeit kaum genutzt. An den Flex4Energy-Marktplatz können über eine gesicherte Kommunikationsanbindung auch kleinere Flexibilitätspotentiale angebunden werden. Die lokale Verortung der Anlagen ermöglicht innovative Handelsprodukte zur Erfüllung lokaler und regionaler Aufgaben.



Flexibilitätsmanager bündeln Flexibilitätsanlagen und vermarkten diese an einer regionalen Handelsplattform

Für Flexibilitätsanbieter ergibt sich durch den neuen Marktplatz die Möglichkeit, zusätzliche Deckungsbeiträge zur Refinanzierung ihrer Anlagen zu erwirtschaften. Flexibilitätsnachfrager können lokale Herausforderungen gezielt angehen und müssen dazu keine eigenen Investitionen tätigen, die ggf. nicht ausreichend ausgelastet werden können.

Die Nutzung des Flex4Energy-Marktplatzes sollte unkompliziert, ohne Grundgebühr und ohne langfristige vertragliche Bindungen möglich sein. Der Marktplatz beschränkt sich darauf, die Flexibilitätsangebote und -nachfragen der angeschlossenen Nutzer zu verbinden und diese darüber zu informieren. Die Steuerung der Flexibilitätsanlagen verbleibt zu jedem Zeitpunkt in der Verantwortung des jeweiligen Betreibers.

PROJEKTANSATZ

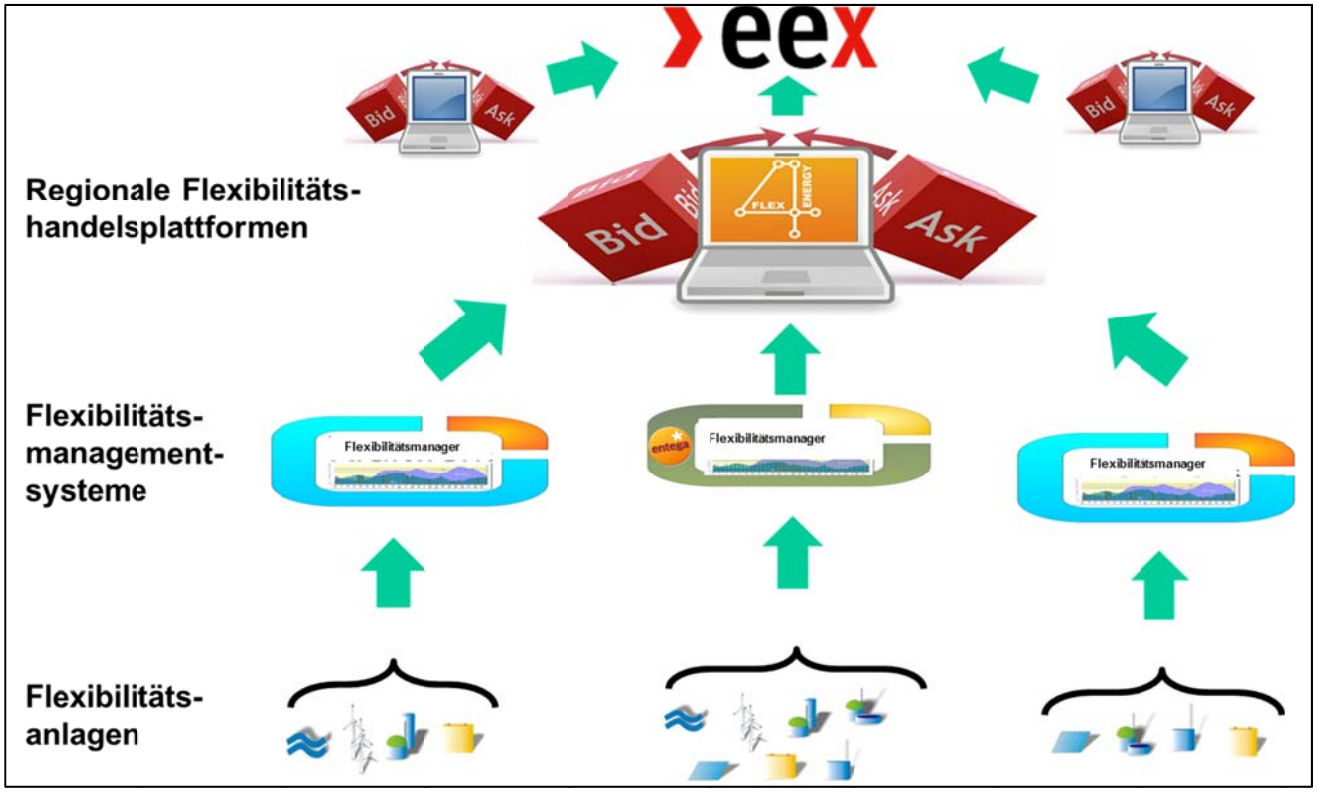
Als ein Beitrag zur Bewältigung der Herausforderungen in einem zukünftigen Energiesystem wurde in Flex4Energy der Ansatz verfolgt, einen Flexibililtätshandel auf Verteilnetzebene als ein wichtiges zusätzliches Marktinstrument der Energiewirtschaft zu ermöglichen. Da Flexibilität bisher ausschließlich auf (inter-)nationalen Märkten gehandelt wurde, bestanden keine Vorgaben, wie Flexibilitätsprodukte und Handelsprozesse die Teilnahme von Akteuren am Flexibilitätshandel sowie die Anbindung und Ansteuerung deren Anlagen zu gestalten waren.

Mit Flex4Energy wurde daher ein offener Projektansatz verfolgt, der möglichst geringe Einschränkungen, jedoch vielfältige Gestaltungs- und Anwendungsoptionen eröffnet. Dabei wurde bewusst eine höhere Komplexität in Kauf genommen, als für eine engere Entwicklung in eine spezielle Anwendungsrichtung nötig gewesen wäre. Die Projekterfahrungen sollten genutzt werden, um im Rahmen der Verwertung der Projektergebnisse eine gezielte Weiterentwicklung des Marktplatzes im Hinblick auf einen möglichen kommerziellen Einsatz vornehmen zu können.

ANFORDERUNGEN AN DEN PROJEKTANSATZ:

- Neutraler Marktplatz ohne Zuordnung zu einer bestehenden Marktrolle
- Offen für vielfältige Akteure
- Offen für unterschiedliche handelbare Produkte
- Offen für beliebige Flexibilitätsanlagen
- Verbleib der Steuerungsverantwortung beim Anlagenbetreiber
- Keine Grundgebühren oder Mindestanforderungen an Handelsaktivität oder gehandeltes Flexibilitätspotential

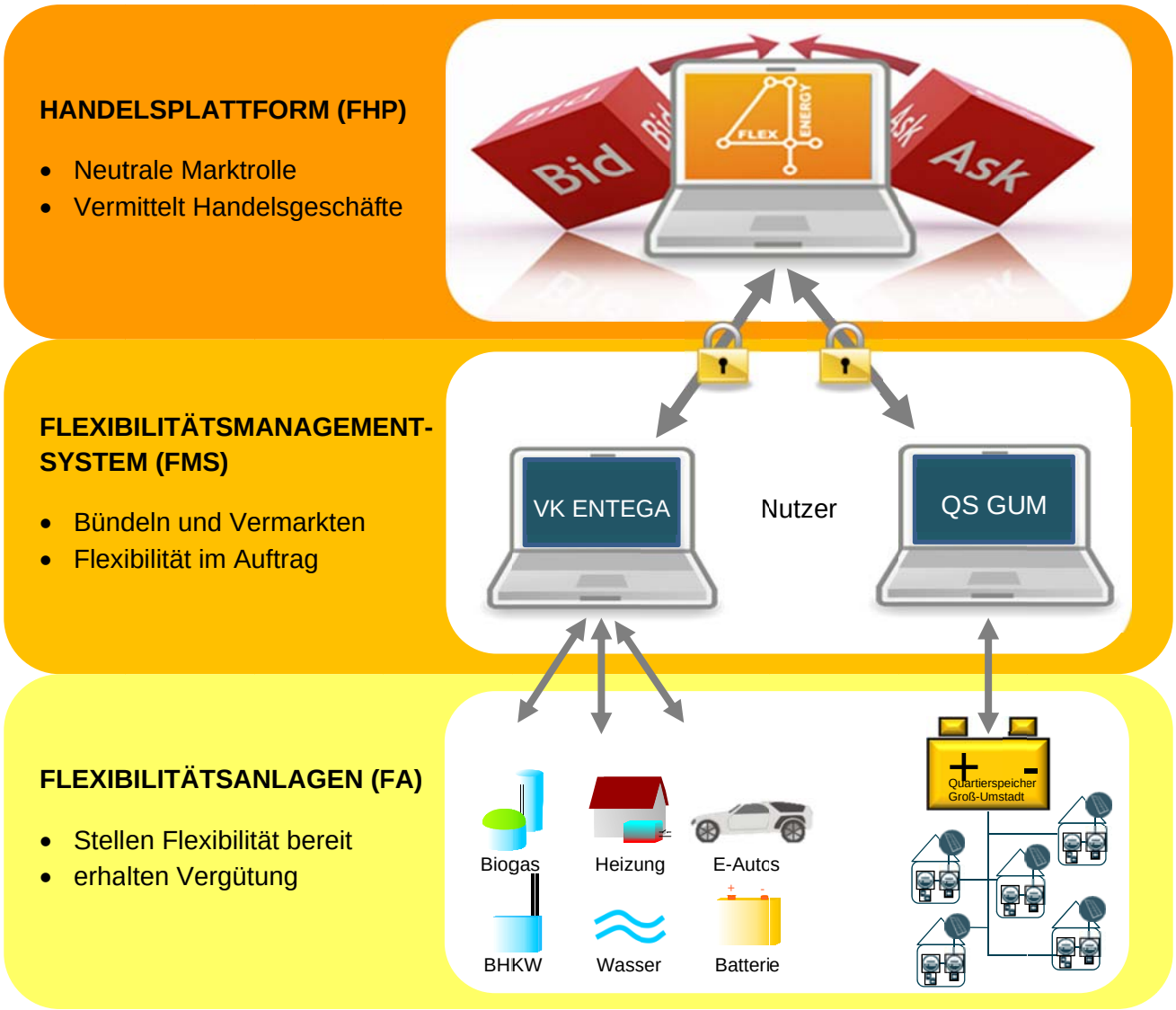
GESAMTSYSTEM



Gesamtsystem ***aus FA, FMS, regionalen FHP und bundesweiten Plattformen wie z.B. der EEX***

SYSTEMARCHITEKTUR UND SYSTEMKOMPONENTEN

Die im Forschungsprojekt Flex4Energy gewählte Systemarchitektur besteht aus drei Ebenen: Handelsplattform (FHP), Flexibilitätsmanagementsystem (FMS) und den Flexibilitätsanlagen (FA). Im Pilotbetrieb wurden zwei Nutzer, das virtuelle Kraftwerk der ENTEGA (VK ENTEGA) und der Quartierspeicher in Groß-Umstadt (QS GUM) an die Handelsplattform angeschlossen. Die Konzeption wurde so gewählt, dass auch eine Nutzung kleinerer Flexibilitätspotentiale möglich ist.



Die gewählte Systemarchitektur bietet folgende Möglichkeiten:

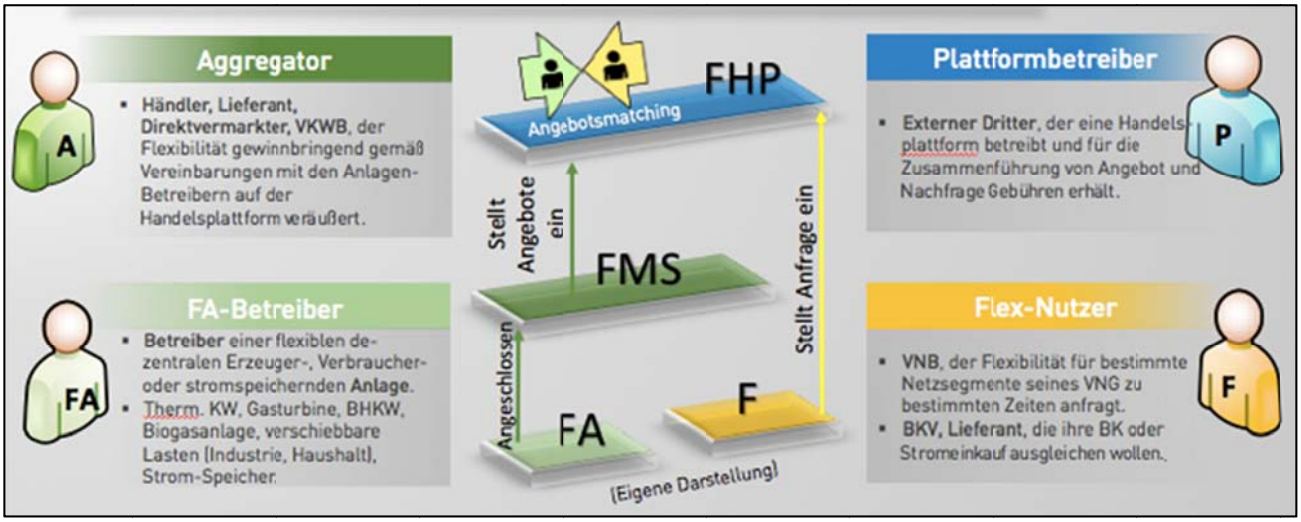
- Handel von technologie-neutralen Flexibilitätsprodukten
- Einfache, standardisierte Schnittstellen und Protokolle
- Minimale Transaktionskosten
- Transparente Handelsvorgänge, angelehnt an Wertpapierhandel
- Nutzer behält volle Kontrolle über eigene Anlagen und Daten
- Flexible Zusammensetzung des Anlagenpools
- Individuelle Handelsstrategien umsetzbar
- Schnelle Reaktionsfähigkeit auf veränderten Anlagenbetrieb

FLEXIBILITÄTSHANDELSPLATTFORM

Die Flexibilitätshandelsplattform ist das Kernsystem des Marktplatzes. Wesentliche Funktionalität ist die Aufnahme, Verarbeitung und Darstellung von Flexibilitätsanfragen und -angeboten und deren Matchen. Dazu stellt die FHP sowohl Nutzerschnittstellen für Menschen als auch Maschinenschnittstellen zur Anbindung von FMS bereit. Das Matching kann manuell durch einen FHP-Händler erfolgen oder automatisiert aufgrund definierter Regeln. Der Betreiber der FHP tritt vertraglich sowohl gegenüber Anbietern als auch gegenüber Nachfragern von Flexibilität als Handelspartner auf (konkurrierendes Händlermodell). Gematchte Angebote und Anfragen münden in sogenannten Einzelvereinbarungen zwischen dem FHP-Betreiber und dem Flexibilitätsanbieter bzw. -anfrager. Die FHP loggt alle Nutzeraktionen zur Nachverfolgbarkeit und bietet eine Nutzerverwaltung.

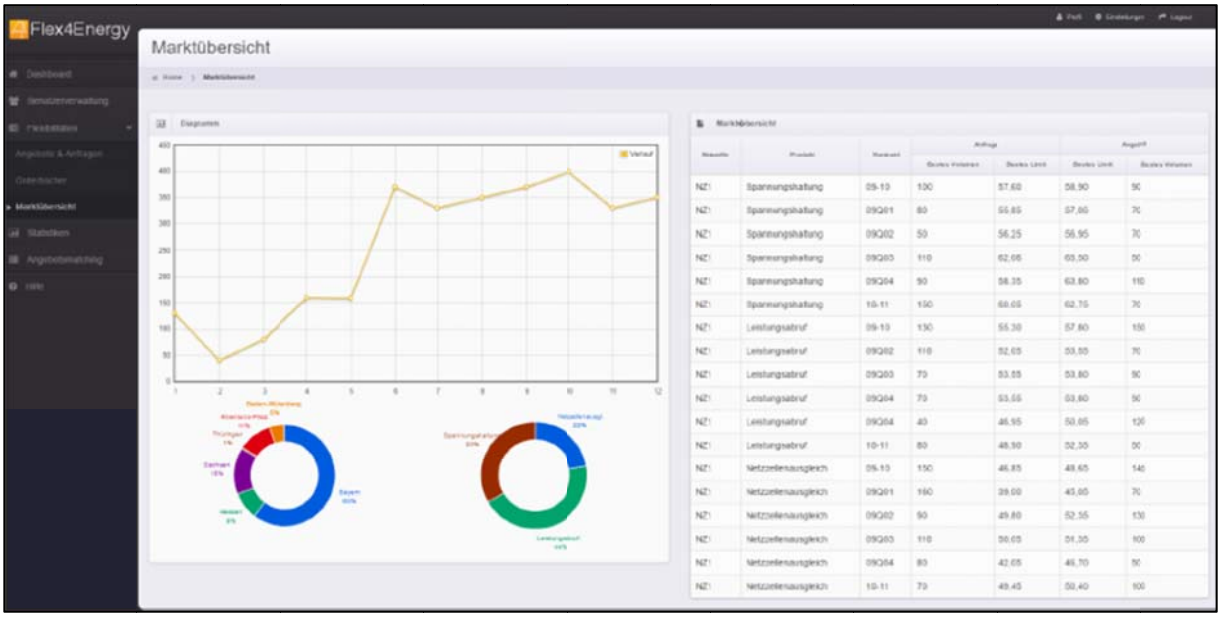
Im Rahmen des Projekts wurde als Vorlage für die Realisierung eines Prototyps eine Referenzarchitektur der FHP entworfen. Diese enthält Anforderungen und Lösungskonzepte und diente im Projekt zu Analysen und Untersuchungen von Security- und Safety-relevanten Aspekten.

Die nachfolgende Grafik gibt einen Überblick zu den Akteuren an der FHP (Sarah Aphram).



Um die wesentlichen Aufgabengebiete der oben beschriebenen Rollen zu ermöglichen, sind auf der FHP verschiedene Usertypen eingerichtet.

Rolle	FHP	FMS	Charakterisierung
Leiter	x		entscheidet; gibt Strategie vor (*„FHP Betreiber/Leiter"*)
Betreiber	x		organisiert; verwaltet Prozesse & Daten der Plattform
Händler	x		handelt Flexibilitäten; analysiert & steuert FHP Handel
Buchhalter	x		kümmert sich um kaufm. Belange (z.B. Abrechnung, ...)
Vermarkter	x		kümmert sich um Kundenansprache (Web, Mailings, ...)
Admin	x		kümmert sich um FHP IT-Infrastruktur und SW-System
Flex-Anbieter	x	x	betreibt FMS; verkauft Flexibilitäten (*„FMS Betreiber"*)
Flex-Anfrager	x		kauft Flexibilitäten (*„Flexibilitätsnutzer"*)
Interessent			interessiert sich für FHP



Marktübersicht auf der regionalen Flexibilitätshandelsplattform

FLEXIBILITÄTSMANAGEMENTSYSTEM (VIRTUELLES KRAFTWERK) DER ENTEGA

Der Flexibilitätsmanager der ENTEGA wurde an die Flexibilitätshandelsplattform angekoppelt und die entsprechende Schnittstelle (JSON-REST) implementiert. Für das Sicherheitskonzept wurde eine Referenzarchitektur entworfen, die die Zusammenhänge zwischen Flexibilitätshandelsplattform, Flexibilitätsmanagementsystem und Flexibilitätsanlage und deren verschiedenen Nutzergruppen darstellte.

Der Flexibilitätsmanager bündelt dezentral verteilte Flexibilitätspotentiale und bietet diese zur Weitervermarktung an. Die damit erzielbaren Einnahmen kommen den Bereitstellern der Flexibilität zugute und können dort die Refinanzierung der eingesetzten Anlagen unterstützen. Ein Speichersystem, das in einem Gewerbebetrieb zur Pufferung von Lastspitzen eingesetzt wird, bleibt z. B. die meiste Zeit ungenutzt. In den aufgrund der Produktionsplanung meist bekannten Leerlaufzeiten kann das System prinzipiell anderweitig genutzt werden, z. B. im überregionalen Regelenergiemarkt oder in einem regionalen Energiemarkt. Der Betreiber des Speichersystems ist aber häufig aufgrund der unpassenden Dimensionierung des Systems oder fehlender Kompetenz nicht in der Lage, diese Zweitnutzung selbst zu übernehmen. Diese Aufgabe kann an den Flexibilitätsmanager delegiert werden.

Mit der zunehmenden Dezentralisierung der Energieerzeugung wird sich ein zellular aufgebautes Energiesystem etablieren, in dem auch die lokalen und regionalen Verteilnetze einen Beitrag zur Systemstabilität bringen müssen. Als Instrument eines Netzzellenbetreibers soll der Flexibilitätsmanager diesem die Möglichkeit bieten, unter Berücksichtigung der bestehenden Netztopologie Erzeugung und Verbrauch von Energie intern auszuregeln, die physikalischen Abhängigkeiten lokal zu beherrschen und damit ungeplante starke Belastungen der Netze zu vermeiden. Dabei spielen gute lokale Prognosen für dezentrale Erzeugungsanlagen und Verbraucher eine entscheidende Rolle.

Grundlegende Aufgabe des Flexibilitätsmanagers ist es, komplementäre Flexibilitätsangebote zur Deckung zu bringen und eine entsprechende Nutzungsvereinbarung zwischen den betroffenen Partnern zu vermitteln. Da sich nur selten zwei komplementäre Angebote exakt entsprechen, besteht die größte Herausforderung für den Flexibilitätsmanager darin, in einem Verhandlungsprozess die größtmögliche Übereinstimmung zu erzielen. Bei länger entfernt liegenden Angebotspaketen müssen dazu andere Mechanismen greifen als bei unmittelbar bevorstehenden Zeiträumen.

EINSATZBEISPIEL QUARTIERSPEICHER IN GROß-UMSTADT

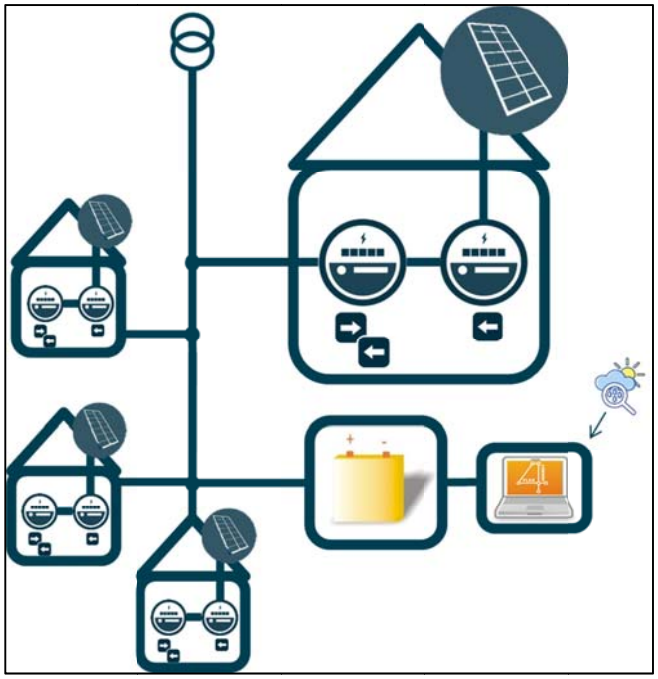
Im Rahmen des Forschungsprojektes Flex4Energy wurde in Groß-Umstadt ein Quartierspeicher installiert und als Teil einer Subzelle an das Energiemanagementsystem angeschlossen. Alle Haushalte des Neubaugebietes „Am Umstädter Bruch“ hatten die Möglichkeit, sich während des Forschungsprojektes kostenlos zu beteiligen.

Eckdaten Quartierspeicher:

- Leistung 250 KW
- Energie bis zu 805 kWh
- Gewicht 11t
- Abmessungen ca. 2,5 m x 6 m

→ Primäre Anwendung für Kunden
→ Sekundäre Vermarktung auf regionalem Marktplatz
→ Tertiäre Vermarkung auf überregionalem Marktplatz

Der Quartierspeicher hatte die Aufgabe, das Überangebot an regional erzeugter Energie zwischenzuspeichern und bei Bedarf zu einem späteren Zeitpunkt wieder abzugeben. Alle teilnehmenden Haushalte erhielten einen Zähler für ihre Photovoltaikanlage sowie einen Zweirichtungszähler. Der eigenerzeugte Solarstrom wurde bei Bedarf zunächst selbst verbraucht, überschüssiger Strom wurde in das Niederspannungsnetz eingespeist. Die vom Netz bezogene und die in das Netz eingespeiste Energie wurden über den Zweirichtungszähler registriert.



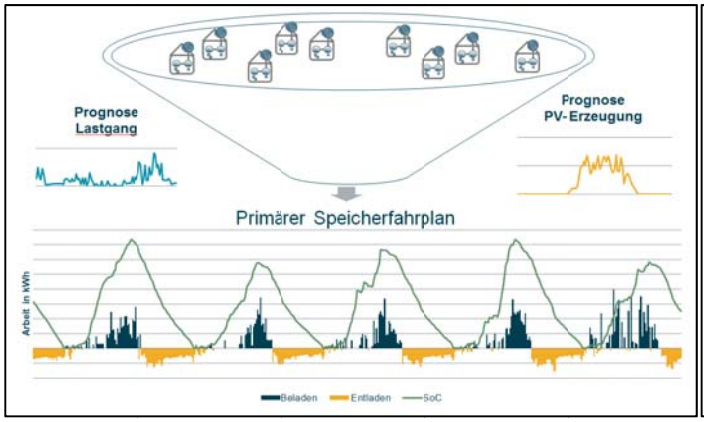
Schematische Darstellung des Messkonzeptes

Installierte Haushaltsmessungen

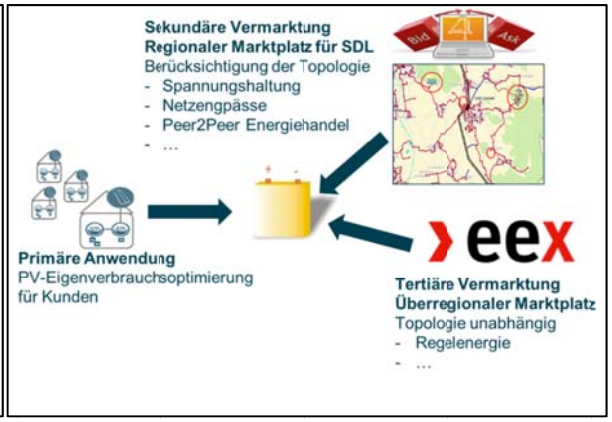
Im Rahmen des Forschungsprojektes wurden diese Daten ausgewertet. Bisher waren noch nicht alle Zählerdaten für die Kunden abrechnungsrelevant. Auf Basis der aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen hätten die Kunden für die Nutzung des Quartierspeichers Netzentgelte und Abgaben wie z. B. EEG zahlen müssen, was die Wirtschaftlichkeit natürlich sofort erheblich unattraktiver gemacht hätte. Deshalb wurde die Anbindung und Nutzung des Quartierspeichers physikalisch zwar realisiert, abrechnungstechnisch speisten die Kunden ihren überschüssigen Strom aber komplett nach EEG ein und erhielten die entsprechende Vergütung.

Um den Ladezustand des Speichers immer exakt zu fahren, d.h. den Speicher gemäß der überschüssigen Energie der Haushalte zu laden und anschließend die haushaltsbezogene Energie bei Bedarf wieder zu entladen, wurden Speicherfahrpläne für jeden Haushalt separat und zusätzlich als Summe ein Speicherfahrplan für den kompletten Quartierspeicher ermittelt. Aus den individuellen Prognosen ergibt sich der Primärfahrplan des Speichers.

Dazu wurden jeweils die erzeugte Energie der Photovoltaikanlage und alle Verbräuche inklusive einer Prognose für die nächsten fünf Tage, die Speicherung in der Batterie sowie die Netzeinspeisung gemessen. Diese Daten wurden über eine gesicherte Leitung zum Flexibilitätsmanagementsystem der ENTEGA übertragen.



Ermittlung des Speicherfahrplans



Multi-Use Speicher

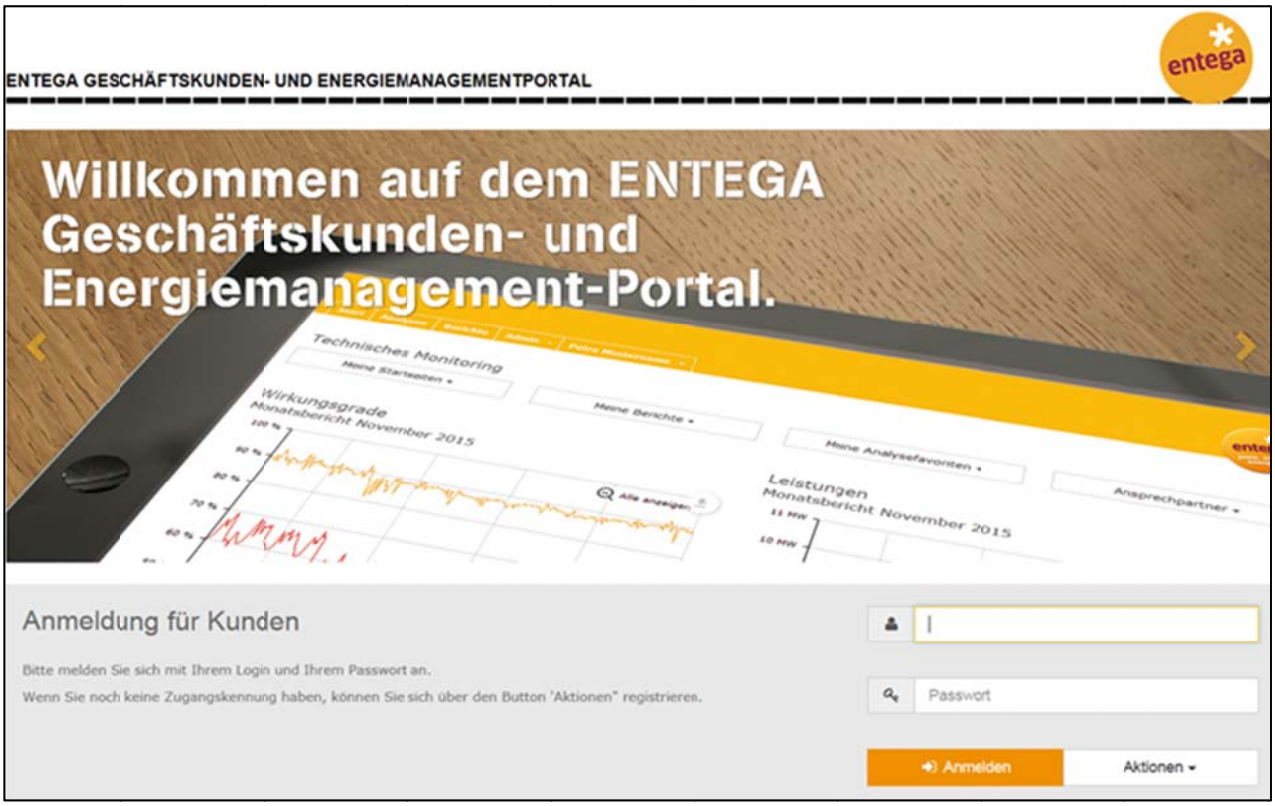
Multi-Use-Speicher

Nicht nur der VKU oder Dena weisen schon lange darauf hin, dass neben den bisherigen Kernaufgaben eines Verteilnetzbetreibers wie Messstellenbetrieb, Erstellung von Netzanschlüssen und Abrechnung sowie bedarfsgerechtem Netzausbau und sicherem Netzbetrieb zukünftig eine weitere Kernaufgabe auf die Verteilnetzebene zukommt. Durch die Trends und Treiber der Energiewende, wie die Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch, der Zubau von regenerativen Erzeugungsanlagen und die Digitalisierung der Energiewirtschaft, müssen die Verteilnetzbetreiber als weitere Kernaufgabe zunehmend mehr Beiträge für die Systemstabilität leisten.

Aktuelle Wirtschaftlichkeitsberechnungen legen nahe, dass Batteriespeicher möglichst häufig und für verschiedene Einsatzgebiete genutzt werden sollten. Im Rahmen des Forschungsprojektes Flex4Energy wurde deshalb der Quartierspeicher in Groß-Umstadt als Multi-Use-Flexibilität für drei Anwendungsgebiete bzw. Vermarktungsmöglichkeiten eingesetzt. Bei der primären Anwendung handelt es sich um die Eigenverbrauchsoptimierung der lokalen Prosumer. Sekundäre Anwendung beinhaltet die Vermarkung am regionalen Marktplatz, z. B. zur Behebung von lokalen Engpässen. Mit der tertiären Anwendung ist die Vermarktung an überregionalen Handelsmärkten gemeint.

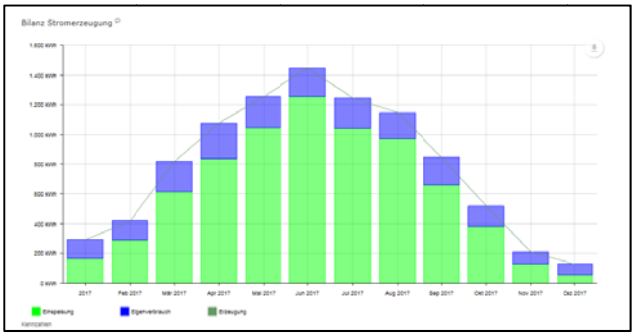
EINBINDUNG VON KUNDEN IN DAS PROJEKT DURCH ENTEGA

Gemeinsam mit der Stadt Groß-Umstadt hat die ENTEGA während des Projektes intensiv Kunden integriert. Insgesamt wurden im Laufe des Forschungsprojektes 23 Haushalte an den Quartierspeicher angeschlossen. Für die teilnehmenden Haushalte gab es insgesamt drei Kundenveranstaltungen im Laufe des Projektes, die von den Anwohnern und angehenden Bauherren gut angenommen wurden. Die Teilnehmer erhielten einen Ordner mit Ergebnissen und Auswertungen ihrer persönlichen Energiebilanz. Die am Quartierspeicherprojekt beteiligten Kunden bekamen jeweils einen persönlichen Zugang zu einem Online-Kundenportal, in welchem sie jederzeit aktuelle persönliche Daten zu Erzeugung, Eigenverbrauch, Netzeinspeisung, Netzbezug und Autarkiegrad abfragen konnten.

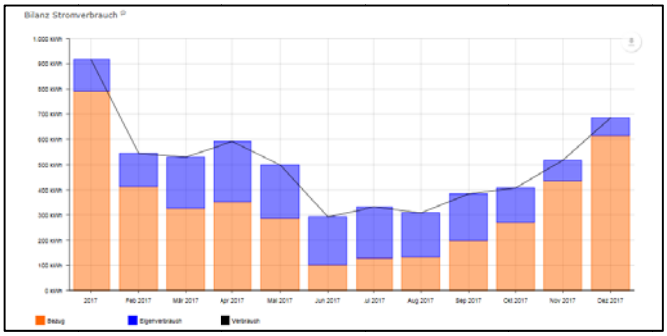


Online-Portal mit Zugang für Teilnehmer am Forschungsprojekt

In der Bilanz Stromerzeugung konnten die Kunden neben der erzeugten Strommenge auch sehen, wie viel sie davon selbst verbraucht haben („Eigenverbrauch“) und welche Menge in das örtliche Stromnetz eingespeist wurde („Einspeisung“).



Bilanz Stromerzeugung



Bilanz Stromverbrauch

In der Bilanz Stromverbrauch können die Kunden neben dem Gesamtverbrauch auch sehen, wie hoch der Anteil Ihres Eigenverbrauchs war und welche Strommenge sie aus dem örtlichen Stromnetz bezogen haben.

GESTALTUNG DES FLEXIBILITÄTSHANDELS

Für die Umsetzung der Zielsetzungen wurde eine Flexibilitätshandelsplattform (FHP) für den Handel dezentraler Flexibilitäten entwickelt und in folgenden Systemen implementiert:

- Stand-Alone-Version an der Hochschule Darmstadt (h_da) zum Zwecke der Entwicklung und anschließenden Nutzung in Forschung und Lehre am Fachbereich EIT („Testsystem“)
- Pilotsystem für den prototypischen Einsatz in einer realitätsnahen Umgebung mit Anschluss realer Flexibilitätsanlagen im Stromnetz der e-netz Südhessen / ENTEGA („Pilotsystem“)

Die Entwicklung der Funktionalitäten der FHP berücksichtigte verschiedene Zielsetzungen.

Marktdesign

Im Projekt wurde das konkurrierende Händlermodell angestrebt, bei dem verschiedene Märkte bzw. Handelsplattformen im selben Marktgebiet in Konkurrenz zueinander stehen.

Des Weiteren wurde ein Marktmodell, ähnlich dem einer Börse umgesetzt, bei dem die Handelsplattform Vertragspartner aller Akteure ist. Anbieter und Anfrager stehen demnach nicht direkt miteinander in einem vertraglichen Verhältnis.

Die Handelsmechanismen wurden in Form eines kontinuierlichen Terminmarktes umgesetzt. Verschiedene Produkttypen können jederzeit für mehrere Zeiträume in der Zukunft gehandelt werden. Angebot und Nachfrage werden kontinuierlich von der Handelsplattform gematcht, sofern diese zusammenpassen. Die Preisfindung erfolgt nach einem definierten Matchingprozess auf Basis der Preise für Angebote und Anfragen.

Diskriminierungsfreier Zugang

Die FHP wurde so konzipiert, dass sich alle bisherigen Akteure der Stromwirtschaft unabhängig ihrer bisherigen Rolle an das System anschließen können und dort als Anfrager bzw. Anbieter mit der Plattform interagieren können. Konzeptionell ist vorgesehen, dass der Betrieb der Handelsplattform von einer neu zu schaffenden Betreiberrolle übernommen wird, um eine Entkopplung zwischen bestehenden Rollen (Netzbetrieb, Energieversorger) und dem Betrieb der Plattform zu erreichen.

Berücksichtigung der Netztopologie

Die Netztopologie bestimmter Netzbereiche (z.B. Verteilnetz oder eine Netzzelle innerhalb eines Verteilnetzes) wird in Form eines Lokalitätsschlüssels an der Handelsplattform berücksichtigt. Da die Netztopologie in der Regel alleine dem zuständigen Netzbetreiber bekannt ist und der Wirkungsbereich einer Anlage im Netzbereich von dynamischen Vorgängen abhängt, ist hier eine Schnittstelle zu den jeweiligen Verteilnetzbetreibern vorgesehen. Dadurch nimmt der Verteilnetzbetreiber eine Schlüsselrolle in dem System ein. Ohne eine Abstimmung zwischen FHP und Verteilnetzbetreiber ist eine Zuordnung des physischen Anschlusspunktes einer Anlage zu seinem Wirkungsbereich nur eingeschränkt möglich.

Das Marktgebiet der FHP ist skalierbar. Die kleinste Größe entspricht einem Verteilnetz bzw. einem Netzabschnitt innerhalb eines Verteilnetzes.

Zugänglichkeit auch für kleinere Akteure

Grundsätzlich lässt die FHP Angebote und Anfragen in 1kW- bzw. 1kWh-Schritten zu. Ebenfalls findet an der FHP im Rahmen des Angebotsmatchings eine Aggregation der Angebote an einer Lokalität statt, so dass eine größere Anfrage auch von mehreren Angeboten erfüllt werden kann. Somit ist gewährleistet, dass auch kleine Anbieter bei Abgabe eines Best-Price-Angebotes berücksichtigt werden, auch wenn ihr Angebotsvolumen alleine nicht ausreicht, die Anfrage vollumfänglich zu erfüllen.

Jedoch verfolgt die FHP auch für den leistungsbasierten (kW) Flexibilitätshandel den Ansatz, dass gelieferte Energiemengen (kWh), die zum Beispiel bei Abruf einer zuvor reservierten Leistung zwischen Anfrager und Anbieter ausgetauscht werden, nach bisherigen Bilanzierungsregeln bilanziert und abgerechnet werden. Somit ist für die Teilnahme an dem Flexibilitätshandel an der FHP ein Bilanzkreis nötig, was für kleinere Marktteilnehmer (z.B. Privathaushalte) durchaus eine hohe Hürde darstellt. Daher wurde ein „Pooling“ kleinerer Flexibilitätsanlagen (FA) in „Flexibilitätspools“ an der FHP abgebildet, die im persönlichen Bereich der FHP administriert werden können. Für diesen Fall wäre die Marktrolle eines „Aggregators“ erforderlich, wie sie derzeit bereits intensiv auch am Regelleistungsmarkt und der Direktvermarktung von EEG-Anlagen gelebt wird.

Durchgängige Prozesskette und Handelsmechanismen für Pilotsystem

Die FHP wurde als voll nutzbares Pilotsystem implementiert, an das Flexibilitätsanlagen über eine Prozessschnittstelle angeschlossen werden können. Angebote können darüber hinaus automatisiert an die FHP übermittelt werden. Anfragen können von verschiedenen Benutzern über eine grafische Benutzeroberfläche manuell eingestellt werden. In einer Marktübersicht können zu jedem Zeitpunkt alle offenen und vergangenen Angebote und Anfragen eingesehen werden. Die FHP prüft zyklisch, ob offene Anfragen und Angebote zusammenpassen und erstellt für den Fall eines erfolgreichen Matchings Einzelvereinbarungen für alle betroffenen Akteure. Der Handelsvorgang wird somit vom Einstellen der Anfrage bzw. des Angebots bis zum Vertragsabschluss abgebildet. Der Anbieter übernimmt nach Zustellung die Verantwortung für die physische Erfüllung der zustande gekommen Einzelvereinbarung.

Die Abrechnung und Zählwerterfassung wurden im Pilotsystem bewusst ausgeklammert, da diese einen erheblichen Aufwand zur Folge gehabt hätten und für die genannten Prozesse auf zahlreiche etablierte Systeme zurückgegriffen werden konnte.

Praktischer Einsatz

Das Pilotsystem wurde vom Projektteam über einen Zeitraum von mehr als einem Jahr hinweg praktisch erprobt. Die ads-tec GmbH und die ENTEGA AG haben eigene Flexibilitätsmanagementsysteme (FMS) an die FHP angeschlossen und über die Prozessschnittstelle Angebote automatisiert übermittelt. In mehreren Sitzungen wurden den Projektpartnern mehrere Zugänge zur Verfügung gestellt, wodurch über die Benutzeroberfläche manuell Angebote sowie Anfragen übermittelt werden konnten.

System- und Datensicherheit

Empfehlungen des Fraunhofer IESE zur System- und Datensicherheit wurden berücksichtigt und soweit wie möglich bei der Entwicklung und Implementierung eines Pilotsystems umgesetzt. Vor Aufnahme der praktischen Tests mit den Projektpartnern wurde ein Systemaudit der Fraunhofer IESE an der h_da durchgeführt, bei dem sichergestellt wurde, dass das System gegenüber Angriffen von unbeteiligten Dritten ausreichend geschützt ist.

WESENTLICHE ERGEBNISSE

Die wesentlichen Ziele des Projektes wurden erreicht. Die Flexibilitätshandelsplattform wurde inkl. aller Funktionen entlang der Transaktionsprozesskette realisiert. Ebenso konnten Flexibilitätsmanagementsysteme als Nutzer des Marktplatzes angebunden und Handelsvorgänge für verschiedene Flexibilitätsprodukte über die Schnittstellen durchgeführt werden. Neben den technischen Entwicklungsergebnissen wurde ein erheblicher Erkenntnisgewinn aus der konzeptionellen Arbeit zum Aufbau des Marktplatzes und der Transaktionsprozesse erzielt. Dies erwies sich als deutlich komplexer als in der Projektplanung angenommen. Außerdem wurde während der Projektarbeit deutlich, dass momentan bei der wesentlichen potentiellen Nutzergruppe der Netzbetreiber aufgrund der aktuellen Rahmengesetzgebung kein ausreichender Anreiz besteht, einen Flexibilitätsmarktplatz für lokale Dienstleistungen zu nutzen.

Aufgrund dieser Umstände mussten einige Abstriche im praktischen Einsatz des Marktplatzes gemacht werden. Im Wesentlichen wurde der Marktplatz für Tests der Transaktionsprozesskette und der Kommunikation zwischen Marktplatz und Nutzer verwendet. Der Anschluss externer Partner wurde nicht realisiert und das Handelsvolumen auf dem Marktplatz blieb bis zum Projektende auf Tests beschränkt.

Zusammenfassend konnte ein funktionierendes Demonstrationssystem für einen Marktplatz zum Handel regionaler Flexibilitätsdienstleistungen entwickelt werden. Für einen Einsatz im realen Marktgeschehen sind sowohl noch umfangreiche Weiterentwicklungen als auch Veränderungen im regulatorischen Umfeld notwendig. Das grundsätzliche Interesse an regionalen Flexibilitätsmärkten in der Energiewirtschaft ist während der Projektlaufzeit stark gestiegen. Damit bestehen aus dem Projekt heraus gute Anschlussmöglichkeiten, die Arbeiten in weiteren Projekten fortzusetzen.

WESENTLICHE ERGEBNISSE:

- Realisierung der Flexibilitätshandelsplattform inkl. aller Funktionen
- Anbindung verschiedener Flexibilitätsmanagementsysteme als Nutzer
- Durchführung von diversen Handelsvorgängen für unterschiedliche Flexibilitätsprodukte
- Erkenntnisse zum Aufbau des Marktplatzes und der Transaktionsprozesse
- Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen sind notwendig, um Anreize für einen Flexibilitätsmarktplatz zu schaffen

TECHNISCHE BEWERTUNG

Im Projekt wurde die Flexibilitätshandelsplattform (FHP) als Testsystem bei der Hochschule Darmstadt aufgebaut. An die FHP wurden zwei Flexibilitätsmanagementsysteme (FMS) als Nutzer angebunden. Ein FMS (Speicher-FMS) steuerte einen Quartierspeicher von ads-tec, der in seiner Primäranwendung der Zwischenspeicherung von Solarstrom aus privaten PV-Anlagen diente. Das andere FMS (VPP-FMS) wurde durch ein bestehendes virtuelles Kraftwerk der ENTEGA dargestellt, in dem überwiegend regenerative Erzeugungsanlagen eingebunden sind. Hier wurden erfolgreich automatische Angebotsorder für die FHP generiert.

Die Verbindung von FMS und FHP war erfolgreich, jedoch bis zum Projektende nicht frei von Problemen. Beide FMS erforderten unterschiedliche Schnittstellen in der Kommunikation mit der FHP. Für einen realen Einsatz der FHP müsste das Ziel in einer Plug&Play-fähigen Schnittstelle bestehen, die einen unkomplizierten und zuverlässigen Anschluss von Nutzern an die Plattform ermöglicht.

Als Produkttypen wurden auf der FHP sowohl Fahrplanprodukte als auch latente Produkte angelegt. Die Tests beschränkten sich während der Projektlaufzeit auf den Handel mit Fahrplanprodukten, bei denen Zeitpunkt, -dauer und zu erbringende Leistung im Vorfeld fest vereinbart wurden. Die Flexibilitätsangebote konnten vom Speicher-FMS automatisiert an die FHP übermittelt werden. Flexibilitätsnachfragen wurden von Hand eingegeben. Insbesondere für Netzbetreiber als typische Nachfragergruppe stellt sich die Herausforderung einer zuverlässigen, örtlich und zeitlich aufgelösten Prognose möglicher Engpässe mit Berechnung des erforderlichen Flexibilitätsvolumens zur Vermeidung dieser Engpässe. Diese Tools existieren heute lediglich vereinzelt, so dass eine automatische Nachfrageplatzierung bisher nicht möglich ist.

Erfolgreiche Handelsvorgänge wurden teilweise bis in die Steuerung des Speichersystems nachvollzogen. Die Berechnung der anzubietenden Flexibilitätspotentiale erwies sich als sehr komplex, da hierzu mehrere Herangehensweisen möglich waren, die zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen führten. Die Berechnung der Flexibilitätspotentiale erfolgt innerhalb der FMS und ist damit Gegenstand der individuellen Handelsstrategien angeschlossener Nutzer. Dies unterstreicht die Bedeutung standardisierter Produktbeschreibungen als Vorgaben an die angeschlossenen FMS, um miteinander vergleichbare Angebote und Nachfragen sicherstellen zu können.

Für das Speicher-FMS sollte ein intelligentes Batteriemanagementsystem (i-BMS) die Aufgabe erfüllen, potentielle Handelsvorgänge in ihren Auswirkungen auf die Alterung des Speichersystems zu bewerten, um damit zu einer Preisindikation zu gelangen, die vom Speicher-FMS für ein Flexibilitätsangebot zu verlangen wäre. Hierzu wurden umfangreiche Alterungsuntersuchungen an Batteriezellen beim Fraunhofer ISE durchgeführt. Die Kommunikation zwischen Speicher-FMS und i-BMS wurde im Projekt konzeptionell beschrieben. Im Rahmen der Funktionstests wurden vom i-BMS keine Preisindikationen an das Speicher-FMS geliefert. Analog zu Batteriespeichersystemen erfahren auch andere Flexibilitätsanlagen durch ihre Nutzung einen Wertverlust, der als Preisindikation für Handelsvorgänge herangezogen werden müsste.

Unter Sicherheitsaspekten wurde davon abgesehen, das Testsystem mit einer realen Netzsteuerung zu verbinden. Mit einem von Fraunhofer IESE erstellten Sicherheitskonzept wurden die Anforderungen beschrieben, die an einen produktiv arbeitenden Marktplatz zu stellen wären.

TECHNISCHE BEWERTUNG

- Plug&Play-fähige Schnittstelle zum Anschluss von Nutzern an die Flexibilitätshandelsplattform wird benötigt
- Automatisierte Nachfrageplatzierung notwendig
- Standardisierte Produktbeschreibungen als Vorgaben für angeschlossene Flexibilitätsmanagementsysteme sind notwendig

BETRIEBSWIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG

Im Projektansatz wurde davon ausgegangen, dass sich der Betrieb der Plattform über Transaktionsgebühren für den Betreiber rentieren muss. Gleichzeitig wurde angenommen, dass die Nutzer der Plattform aus ihren Handelstätigkeiten ebenfalls einen wirtschaftlichen Mehrwert erzielen wollen. Entsprechend sollte im Projekt eine betriebswirtschaftliche Bewertung aus Sicht des Plattformbetreibers und typischer Nutzer erfolgen. Wie schon erläutert, besteht unter den derzeitigen Rahmenbedingungen für Netzbetreiber kein Anreiz, auf Investitionen in netztechnische Maßnahmen zu verzichten. Zwar sind prinzipiell Informationen zu den Opportunitätskosten einer Netzverstärkung erhältlich, diese hängen aber vom spezifischen Einzelfall ab. Außerdem müssten die Häufigkeit und der Umfang problematischer Situationen im Nieder- und Mittelspannungsbereich

bekannt sein, um den Einkauf von Flexibilitätsdienstleistungen gegenüber investiven Maßnahmen abwägen zu können. Die Redispatch-Kosten im Übertragungsnetz sind in 2017 in der Regelzone von Tennet auf über 1 Mrd. Euro gestiegen. Bei einer für Redispatch-Maßnahmen erbrachten Energie von knapp 6,4 TWh in der Tennet-Regelzone inkl. Grenzkuppelbereichen beträgt der Wert einer kWh ca. 15 Cent (Quelle: www.netztransparenz.de). Für die kommenden Jahre wird mit einem Anstieg auf bis zu 4 Mrd. Euro gerechnet. Redispatch stellt prinzipiell ebenfalls eine Flexibilitätsnutzung dar. Geht man davon aus, dass 10% der Redispatch-Kosten durch Flexibilitätsmaßnahmen im Verteilnetz vermieden werden könnten, die derzeit nicht zum Redispatch herangezogen werden, ergäbe dies ein Marktpotential von 100 bis 400 Mio. Euro jährlich. In dieser Abschätzung werden Netzengpasskosten, die durch Einspeisungen im Verteilnetz hervorgerufen werden, noch nicht berücksichtigt.

Neben Netzbetreibern stellen Energiehändler sowie Endkunden potentielle weitere Nutzergruppen dar. Für Energiehändler böte der Marktplatz eine Möglichkeit, Flexibilität zur Einhaltung der Bilanzkreistreue zu beschaffen. Die Nutzung des Marktplatzes wäre aber rein opportunistisch gegenüber bestehenden Märkten zu sehen, die ebenfalls einen kurzfristigen Intraday-Handel ermöglichen. Innerhalb der gleichen Regelzone besteht derzeit keine weitergehende Anforderung an die Lokalität der Flexibilitätserbringung. Allerdings wird hierbei vorausgesetzt, dass durch den Einkauf der Flexibilität am Ort der Leistungserbringung kein Netzengpass besteht oder verursacht wird. Sollte sich der regulatorische Rahmen dahingehend ändern, dass hierzu eine Prüfung vorausgesetzt wird, könnte dies zu einem Wettbewerbsvorteil des Flex4Energy-Marktplatzes führen.

Endkunden könnten den Marktplatz potentiell für einen Peer2Peer-Energiehandel nutzen. Da derzeit verlässliche regulatorische Rahmenbedingungen fehlen, besteht hierfür jedoch kein Anreiz. Interessant könnte dieser Markt werden, wenn die regionale Herkunft von Energie aus Käufersicht einen preiswürdigen Stellenwert erlangen sollte.

Neben den Schwierigkeiten in der Preispotentialabschätzung auf Nachfragerseite gilt das Gleiche auch für die Anbieterseite. Aus den Alterungsuntersuchungen zu Batteriespeichersystemen erhielt man während der Projektlaufzeit keine verlässlichen Abschätzungen zu Minimumpreisen, die man für verschiedene Flexibilitätsdienstleistungen hätte ansetzen können. Untersuchungen zu anderen Flexibilitätsoptionen sind nicht erfolgt. Herkömmliche Abschätzungen zu den Lebensdauerkosten eines Batteriespeichersystems in Kopplung mit einer PV-Anlage liegen in der Regel oberhalb von 20 Cent/kWh. Allerdings bieten gerade diese Anwendungen ein erhebliches Flexibilitätspotential, da die Speicher häufig nicht arbeiten und durch Fortschritte in der Speichertechnologie die Zyklenfestigkeit der Speichersysteme nicht mehr den Engpass darstellt. Solange durch die Nutzung eines Batteriespeichersystems als Flexibilitätsanlage die Zyklennutzungsdauer nicht unter die kalendarische Lebensdauer des Speichersystems sinkt, können Flexibilitätsdienstleistungen zu variablen Kosten (Verlustleistung) angeboten werden. Für Flexibilitätsanbieter mit Batteriespeichersystemen sollte sich damit eine wirtschaftliche Nutzung der Plattform ergeben, sobald das Handelsvolumen die Kosten der Anbindung an den Marktplatz übersteigen.

Auch die dritte benötigte Information, die Transaktionskosten des Marktplatzes, konnten innerhalb der Projektlaufzeit nicht zuverlässig bewertet werden. Das aufgebaute Testsystem konnte hierfür nicht als Maßstab herangezogen werden.

Nimmt man die oben erfolgte grobe Abschätzung zum möglichen Umsatzpotential eines regionalen Flexibilitätsmarktes zur Vermeidung von Redispatchkosten und rechnet mit einer Transaktionsprovision von 5%, ergäbe sich für den Marktplatzbetreiber ein Umsatzpotential zwischen 5 und 20 Mio. Euro jährlich. Dieses Umsatzpotential erscheint ausreichend, um den Aufbau eines kommerziellen Marktplatzes zu rechtfertigen. Andererseits zeigt es auch, dass eine parallele Entwicklung vieler regionaler Handelsplattformen nicht für alle wirtschaftlich erfolgreich sein dürfte. Positiv zu werten ist, dass in den Abschätzungen zum erreichbaren Umsatzpotential

viele Potentiale noch nicht mit bewertet wurden. Andererseits bergen die Unsicherheiten der regulatorischen Rahmenbedingungen ein hohes Risiko für das in absehbarer Zeit erreichbare Umsatzpotential. Die Realisierung eines kommerziell betriebenen regionalen Flexibilitätsmarktplatzes als eigenständiges Geschäftsmodell erscheint daher in den nächsten Jahren noch unwahrscheinlich, mittelfristig aber sehr interessant.

BETRIEBSWIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG

- Für Netzbetreiber besteht derzeit kein Anreiz, auf Investitionen in netztechnische Maßnahmen zu verzichten
- Kostenvergleiche von Netzverstärkungen und Flexibilitätsdienstleistungen sind Einzelfallabhängig und können nicht pauschal bewertet werden
- Redispatch-Kosten im Übertragungsnetz steigen tendenziell und können durch Flexibilitätsmaßnahmen im Verteilnetz vermieden werden

REGULATORISCHE BEWERTUNG

Die regulatorische Bewertung betrachtet den Betrieb des Flex4Energy-Marktplatzes aus Sicht des Marktplatzbetreibers und aus Sicht der potentiellen Nutzer. Die Bewertung wurde nicht durch eine Fachanwaltskanzlei geprüft und sollte nicht ohne entsprechende Validierung für unternehmerische Entscheidungen genutzt werden.

Im Projektansatz von Flex4Energy ist der Marktplatzbetreiber Vertragspartner der Nutzer in den Handelsgeschäften, d. h. er kauft und verkauft Flexibilitätsprodukte. Er betreibt allerdings immer symmetrische Handelsgeschäfte mit den angeschlossenen Nutzern. Er betreibt keine technischen Einrichtungen zur Energieerzeugung oder –verteilung. Er bezieht auch keine Energie zum Eigenverbrauch aus den Handelsvorgängen.

Die von einem Handelsgeschäft betroffenen Einspeise- und Entnahmestellen sind bereits bestehenden Bilanzkreisen zugeordnet. Die Intraday-Handelstätigkeit der Marktplatznutzer führt somit potentiell zu Abweichungen von den Fahrplänen der Bilanzkreisverantwortlichen (BKV). Sind Einspeise- und Entnahmestelle dem gleichen Bilanzkreis zugeordnet, entsteht kein Problem. Ansonsten müssen die BKV entweder selbst Gegengeschäfte tätigen oder erhalten ggf. Ausgleichsenergie in Rechnung stellen.

Eine Option ist, den Marktplatzbetreiber wie einen Energiehändler zu betrachten. Dieser muss dann pro Regelzone einen Handelsbilanzkreis führen und hierzu gemäß §26 StromNZV einen Bilanzkreisvertrag mit dem jeweiligen ÜNB abschließen. In diesem Fall werden alle Handelstätigkeiten über den Handelsbilanzkreis des Marktplatzbetreibers abgebildet und die Bilanzkreise der übrigen Händler bleiben unbeeinflusst. Der Marktplatzbetreiber müsste aber den Netzbetreibern day-ahead einen Fahrplan anmelden und diesen einhalten. Da Flexibilität im Sinne des Projekts aber als Abweichung von Fahrplänen definiert wurde, wäre eine solche Fahrplanprognose mit hohen Unsicherheiten verbunden.

Eine weitere Option ist, den Marktplatz als Börse zu betreiben. Hierfür sind die Bestimmungen des Börsengesetzes zu beachten. Die Kosten der damit verbundenen Regularien und Anforderungen wurden in dem Projekt nicht ermittelt, stellen aber sicher einen weiteren Faktor dar, der eine gewisse kritische Masse des Marktplatzes erfordert.

Ein möglicher Zwischenweg könnte sein, regionale Marktplätze auf die Nutzung innerhalb von Bilanzkreisen auszulegen. Wie oben beschrieben, wären damit keine Auswirkungen auf die Bilanzkreistreue des BKV verbunden.

Eine abschließende Empfehlung zur regulatorischen Gestaltung eines Flexibilitätsmarktplatzes kann aufgrund der erzielten Projektergebnisse nicht erstellt werden. Hierzu müsste ein besserer Eindruck von den real anfallenden Handelsgeschäften gewonnen werden, um Aufwand und Nutzen der verschiedenen Optionen bewerten zu können. Dies soll im Zuge von Anschlussprojekten bzw. in den parallel laufenden SINTEG-Projekten erfolgen.

Netzbetreiber als potentielle Nachfragergruppe hätten bereits heute die Möglichkeit, einen Marktplatz zur Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen zu nutzen. Dies ist für Netzbetreiber aber derzeit unattraktiv, da damit entstehende „operative“ Kosten maximal zu 100% im Rahmen der Netzentgelte erstattet werden. „Investive“ Maßnahmen werden darüber hinaus mit einer garantierten Rendite vergütet. Damit ein Marktplatz für regionale Flexibilitätspotentiale für Netzbetreiber attraktiv wird, muss der Gesetzgeber mindestens eine Gleichwertigkeit von operativen und investiven Kosten in der Anrechnung auf Netzentgelte herstellen.

Anlagenbetreiber als Anbietergruppe können je nach Größenordnung ebenfalls zur Abgabe und Einhaltung von Fahrplänen (RLM-Kunden) verpflichtet sein. Darüber hinaus stellen sich aber insbesondere Fragen zu den im Zusammenhang mit den Handelsgeschäften anfallenden variablen Kosten wie Abgaben, Steuern und Gebühren.

Normale Verbrauchseinrichtungen, deren Energiebezug zeitlich verändert werden kann, können auf Grundlage von § 14a, EnWG eine Reduzierung der Netzentgelte mit dem zuständigen Netzbetreiber verhandeln. Eine hierfür vorgesehene Verordnung ist allerdings noch nicht beschlossen worden. Ansonsten fallen bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen die gleichen Abgaben und Gebühren an wie bei nicht steuerbaren Verbrauchseinrichtungen.

Batteriespeichersysteme sind in ihrer Handhabung unübersichtlicher. Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die aktuelle Gesetzeslage mit Relevanz, insbesondere für Batteriespeichersysteme.

Innerhalb des Projekts kam ein Quartierspeicher zum Einsatz, d. h. der Speicher war dauerhaft im öffentlichen Netz angeschlossen. In seiner primären Anwendung wurde Strom aus EEG-Anlagen in dem Speicher zwischengespeichert und in räumlicher Nähe an Endverbraucher zurückgeliefert. Als mögliche sekundäre Anwendung wurde die Ein- und Ausspeisung von Energie aufgrund von Handelsvorgängen an einem Flexibilitätsmarktplatz, insbesondere dem Flex4Energy-Marktplatz, untersucht.

In der Primäranwendung wird der Quartierspeicher nicht als Anlage zur Eigenversorgung gewertet, da er im öffentlichen Netz angeschlossen ist. Für die Beurteilung der Zahlungspflicht von EEG-Umlage, Netzentgelten und daran gekoppelter Gebühren spielt die Unterscheidung zwischen Primär- und Sekundäranwendung daher keine Rolle. Unter Berücksichtigung von §118, Abs. 6, EnWG, und §61k, EEG 2017, entfallen zwar die EEG-Umlage und Netzentgelte auf den eingespeicherten Strom, fallen aber für die ausgespeicherten Strommengen in voller Höhe an. Nach §61k EEG 2017 sind auch die Verlustmengen im Speicher von der EEG-Umlage befreit, solange diese ein Volumen von 500 kWh pro kW installierte Leistung nicht übersteigen.

Nach aktueller Auslegung (Bundesgerichtshof vom 20.06.2017; Aktenzeichen EnVR 24/16) fallen die mit den Netzentgelten verbundenen Umlagen und die Konzessionsabgabe auch bei der Einspeicherung von Energie in voller Höhe an.

Im Sinne von § 9, Abs. 1, StromStG müsste die Einspeicherung von Strom aus den PV-Anlagen der Kunden und die Rücklieferung an die Kunden in räumlicher Nähe von der Stromsteuer befreit sein, da die Anlagen eine Leistung von weniger als 2 MW aufweisen. Der Begriff der räumlichen Nähe ist nicht fest bestimmt, sollte aber im Anwendungsfall Groß-Umstadt zutreffend sein.

Gesetz	Paragraph	Einflussnahme
EnWG	§ 3 Nr. 9	Bisherige Definition von Speichern als Erdgasspeicher
	§ 3 Nr. 15	Definition von Stromspeichern als Erzeugungsanlage
	§ 3 Nr. 25	Definition von Stromspeichern als Letztverbraucher
	§ 118 Abs. 6	Befreiung von Netzentgelten
StromNEV	§ 14 Abs. 1 Satz 1	Stromspeicher als entgeltpflichtige Netznutzer
StromStG	§ 9 Abs. 1	Stromsteuerbefreiung
EEG 2017	§ 3 Nr. 1	Definition von Stromspeichern als Erzeugungsanlage
	§ 3 Nr. 33	Definition von Stromspeichern als Letztverbraucher
	§ 27a	Eigenverbrauchsverbot des Stroms
	§ 61	Definition des Stromspeichers als Letztverbraucher
	§ 61k	Befreiung von EEG-Umlage inkl. Mess- und Abrechnungspflichten
	§ 74 und 74a	Mitteilungspflichten und –fristen zu § 61k
Novelle StromStG ab dem 01.01.2018	§ 2 Nr. 9	Definition von stationären Batteriespeichern
	§ 5 Abs. 4	Stromsteuerbefreiung bei Einspeicherung

Gesetze mit Relevanz für Batteriespeichersysteme (Quelle: https://www.gesetze-im-internet.de/b_rsg_2007/inhalts_bersicht.html)

BEURTEILUNG & AUSBLICK

Das Forschungsprojekt Flex4Energy wurde erfolgreich abgeschlossen. Ein neuer Marktplatz zum Handel von Flexibilitätspotentialen auf Ebene der Verteilnetze wurde entwickelt und erprobt. Die Zielsetzungen des Projektes (Marktplatz für regionalen Flexibilitätshandel, Zugänglichkeit und Attraktivität auch für kleinere Akteure, Multi-Use-Anwendungen von Batteriespeichersystemen, durchgängige Prozesskette und Handelsmechanismen, praktischer Einsatz, System- und Datensicherheit, rechtliche Rahmenbedingungen) wurden erreicht.

Auf Grundlage der Projektergebnisse wurden Forschungsfragen definiert, die auf dem Weg vom erfolgreichen Demonstrator zu einem produktiv und rentabel arbeitenden Flexibilitätsmarktplatz noch zu bearbeiten sind. Teilweise werden diese Fragen in Anschlussprojekten von den Projektpartnern weiter bearbeitet. Die detaillierten Forschungsfragen wurden im ausführlichen Abschlussbericht zum Forschungsprojekt Flex4Energy formuliert.

BEURTEILUNG & AUSBLICK

- Forschungsprojekt Flex4Energy wurde erfolgreich abgeschlossen
- Alle Zielsetzungen wurden erreicht
- Anschlussprojekte zur Klärung von weiteren Forschungsfragen sind geplant

DAS PROJEKTTEAM

ENTEGA

Der ENTEGA-Konzern ist einer der führenden Energie- und Infrastrukturdienstleister Deutschlands und mit der größte Ökostromanbieter gemessen am Stromabsatz. Zu den Aufgaben gehören die regenerative Energieerzeugung, die klassische Versorgung mit Energie und Wasser genauso wie der Betrieb und Bau von Netzen und energieeffizienten Großanlagen. Auf Basis der Unternehmensphilosophie engagiert sich die ENTEGA aktiv in zahlreichen innovativen Projekten für die Energieversorgung von morgen. Unter anderem unterstützt die ENTEGA die Forschungs- und Entwicklungsarbeit für intelligente Energieverteilungsnetze.

In den Projekten „Web2Energy“ und „SolVer“ wurden bereits diverse Batteriespeicher in das virtuelle Kraftwerk der ENTEGA integriert und die entsprechende Infrastruktur aufgebaut. Im Projekt Flex4Energy erbringt ENTEGA den Nachweis zur technischen Machbarkeit eines Flexibilitätsmanagers und ermittelt gleichzeitig das Wirtschaftlichkeitspotential für zukünftige Geschäftsmodelle auf der Verteilnetzebene.

ads-tec

ads-tec ist Hersteller und Lieferant hochwertiger und langzeitverfügbarer Industrial IT-Systeme sowie Hochleistungs-Batteriesysteme und Speicherkomplett-lösungen. Über 30 Jahre Erfahrung und Fachkompetenz in der Systementwicklung zeichnen die 100%igen Eigen-entwicklungen von ads-tec aus. Im Bereich Energy Storage entwickelt und liefert ads-tec High-Performance Lithium-Ionen Batterie- & Speichersysteme. Das ads-tec Know-how im Bereich Lithium-Ionen-Batterien reicht von den Speicherkomplettsystemen für Home & Small Business-Anwendungen über skalierbare Speicher-systeme bis hin zu kompletten Containerlösungen. Mit der Cloud-Lösung Big-LinX® stehen umfassende Möglichkeiten im Bereich des Energiemanagement zur Verfügung.

Fraunhofer IESE

Das Fraunhofer IESE entwickelt innovative Methoden und Lösungen zur Entwicklung qualitativ hochwertiger, komplexer Informationssysteme und eingebetteter Systeme. Um einen unmittelbaren Mehrwert zu bieten, wendet IESE seine Methoden direkt in der Produktent-wicklung seiner Kunden an bzw. transferiert seine Methoden und Lösungen an seine Kunden. Im For-schungsbereich führt IESE Auftragsforschung für seine Kunden sowie Forschung in öffentlichen Projekten durch. IESE hat seine Kompetenzen auf die Heraus-forderungen seiner Kunden in den Bereichen Infor-mationssysteme und eingebettete Systeme ausgerichtet und zugeschnitten.

Fraunhofer ISE

Das Fraunhofer ISE setzt sich für ein nachhaltiges, wirtschaftliches, sicheres und sozial gerechtes Energieversorgungssystem ein. Es schafft technische Voraussetzungen für eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung. Mit den Forschungsschwerpunkten Energiegewinnung, Energieeffizienz, Energieverteilung und Energiespeicherung entwickelt das Institut Materialien, Komponenten, Systeme und Verfahren in zwölf Geschäftsfeldern. Dabei kommen wissenschaftliche Expertise, Methoden und Geräte aus elf Kompetenzfeldern zum Einsatz. In Ergänzung zu Forschung und Entwicklung bietet ISE seinen Kunden Prüf- und Zertifizierungsverfahren an.

Hochschule Darmstadt

h_da ist eine der größten praxisorientierten staatlichen Hochschulen in Hessen und in Deutschland. Die enge Kooperation mit Wirtschaftsunternehmen und Forschungseinrichtungen nimmt eine Schlüsselrolle in Lehre und Forschung an der Hochschule Darmstadt ein. So arbeitet die h_da seit Jahren im Rahmen von Forschungsprojekten intensiv mit Unternehmen an der Entwicklung innovativer Lösungen u.a. in den Bereichen Energieversorgung und Informations- und Kommunikationstechnologien.

StoREgio

Der Verein StoREgio Energiespeichersysteme e.V. bietet Unternehmen und akademischen Einrichtungen eine Plattform, um gemeinsam an Aufgaben zur Anwendung von Energiespeichersystemen in Energiesystemen auf Basis erneuerbarer Energien zu arbeiten. Dabei stehen Fragen zu neuen Geschäftsmodelle, attraktiven Anwendungsmöglichkeiten und optimierten Systemlösungen für Speichersysteme im Vordergrund. StoREgio unterstützt seine Mitglieder hierzu insbesondere in der Initiierung und Durchführung von Projekten, mit denen diese Fragen konkret bearbeitet werden. Über die StoREgio GmbH als Projektmanagementgesellschaft engagiert sich StoREgio auch direkt in Projekten.

In Flex4Energy hat die StoREgio GmbH als Verbundkoordinator die Leitung des Projekts übernommen.

PROJEKTFILM

Durch ENTEGA wurde ein Kurzfilm zum Projekt erstellt. Dieser ist über die Website von www.flex4energy.de sowie www.entega.ag/flex4energy, der Homepage der ENTEGA, abrufbar.

DER AUFTRAGGEBER

Das Projekt wurde unter dem Förderkennzeichen 0325780D im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie durchgeführt. Die fachliche Begleitung erfolgte durch den Projektträger Jülich.

IMPRESSUM

Veröffentlichung: November 2018

Herausgeber: ENTEGA AG
Forschung & Entwicklung
Tel.: 06151-701 8031
E-Mail: smartgrids@entega.ag

Diese Broschüre des Forschungsprojektes Flex4Energy, ist eine Zusammenfassung des ausführlichen Abschlussberichtes, der von allen Projektpartnern gemeinsam erstellt wurde. Bei Interesse besteht die Möglichkeit, den ausführlichen Abschlussbericht zu erhalten. Sprechen Sie uns gerne an.