

Kopplung leben

Flexibilitäten Aggregatoren schließen Lastverschiebungspotenziale zusammen. Doch dieses scheinbar einfache Konzept krankt in der Realität noch an einigen Stellen.

Und vor allem: Wie entwickelt sich ein Stadtwerk hin zu dieser Rolle?

Armin Leßner & Hans-Christoph Neidlein,
Berlin

Wenn man *Detlef Großjohann*, Bereichsleiter Technischer Service bei den Hertener Stadtwerken, vor vier Jahren fragte, was dezentrale Energieversorgung bedeute, hätte er nur gesagt: Kleinst-Blockheizkraftwerke oder Kleinst-Wärmepumpe im Heizungskeller. Heute, vier Jahre später und das Projekt »Stadt als Speicher« im Rücken, sagt er: Es ist die Vernetzung aller Lasten mit allen Erzeugungsanlagen und einem permanenten Ausgleich zwischen Last und Erzeugung. Und so könnte es in jeder Stadt in Zukunft sein. Und das Stadtwerk fungiert als Aggregator.

Zugegeben: In Hertener erfolgte alles noch im kleinen Maßstab. Schließlich waren nur drei Blockheizkraftwerke (BHKW), eine Photovoltaik-Anlage, ein Windstrom-Elektrolyseur, drei Wärmepumpen und ein private Nachtspeicherheizung zusammengeschlossen. Installiert war ein ganzheitliches Managementsystem, das nach der Leipziger Börse geregelt wurde und Wetterprognosen integrierte. »Wir haben nichts Neues gemacht. Wir haben einfach nur die Systeme gekoppelt«, sagt Großjohann. Und dieser Ansatz fand in Berlin bei den Ministerien große Beachtung. Während viele Pilotprojekte nur einen »eindimensionalen Ansatz« hätten, fiel das Hertener Projekt durch die systemische Kopplung auf.

Mit Day-Ahead und Netzwampel | Flexibilitäten sind auch ein großes Thema im Norden: »Wir machten bisher sehr gute Erfahrungen in der Zusammenarbeit mit der Arge Netz als Aggregator«, sagt *Matthias Boxberger*, Aufsichtsratsvorsitzender der Schleswig-Holstein Netz (SH Netz). Gemeinsam mit der Erneuerbare-Energi-

en-Gruppe mit Sitz in Husum entwickelte der Verteilnetzbetreiber die digitale Enko-Flexibilitätsplattform im Rahmen des Projekts NEW 4.0. Über 60 aktive Teilnehmer mit rund 300 MW machen bei dem Projekt mit, darunter auch mehrere Stadtwerke. Per Day-Ahead-Vorhersagen werden automatisiert Netzengpässe prognostiziert und die Teilnehmer können entsprechend ihre Flexibilitäten anbieten. Grundlage hierfür ist eine öffentlich zugängliche Netzwampel von SH Netz. »ENKO fungiert als Koordinierungsplattform, wir greifen nicht direkt auf die Anlagen der Teilnehmer zu«, erläutert Boxberger. In der durch den Regulierungsrahmen vorgegebenen Rollenverteilung zwischen Verteilnetzbetreibern und Aggregatoren sieht er kein maßgebliches Problem für die praktische Umsetzung der Flexibilitätsplattform. Wo ihn jedoch der Schuh drückt, sind die starren Entgelte und Abgaben.

Leitfaden für die Rolle | Intensiv mit der Rolle der Aggregatoren beschäftigt hat sich der Bundesverband neue Energiewirtschaft (BNE). Er hat vor zwei Jahren im Auftrag der Bundesnetzagentur einen Leitfaden für die Einbindung von Regelleistungen durch Drittpartei-Aggregatoren koordiniert. Das Ziel: Kollisionen zwischen einem Aggregator und einem Stromlieferanten zu vermeiden. Schließlich besitzt der Aggregator keinen Bilanzkreis, tätigt aber Veränderungen, die schlimmstenfalls den Lieferanten zwingen, via Ausgleichsenergie den Bilanzkreis auszugleichen. Hier sei nun ein Verfahren entwickelt worden für ein einvernehmliches Handeln, erklärte Sprecher *Karsten Wiedemann*. Der Leitfaden ist die Grundlage für die Festlegung der Bundesnetzagentur vom September 2017.

Seit Mai 2017 arbeiten das Beratungsunternehmen BET, die FH Aachen, das IT-Unternehmen Soptim und

der Anbieter von Elektronikbauteilen Smart4 Energy beim Projekt »KRafT« (Kundenorientiert Flexibilitätspotenziale erschließen) daran, die Flexibilitätspotenziale von Haushalten, Gewerbetreibenden, Dienstleistern, Händlern und Industriebetrieben zu evaluieren und dann zusammenzuschließen. Zentrales Organ bei dem Ansatz ist die Informations- und Kommunikationsplattform. Diese unterscheidet sich aber deutlich von dem bisherigen virtuellen Kraftwerk. Ein solches habe eine starke Verbindung zwischen der Zentraleinheit und den dezentralen Elementen, erläutert *Thomas Langrock*, Senior Manager bei BET. Dies sei auch wichtig, da vielfach der Regelenergiemarkt bedient werde, zum Teil bei Reaktionen im Millisekundenbereich. Hierfür gebe es zudem eine Präqualifikation durch die Übertragungsnetzbetreiber.

Die geplante Informations- und Kommunikationsplattform sei hingegen eher ein System mit loseren Verbindungen. Es gehe nur darum, Informationen und Signale zu senden. Das Handeln übernehmen dann die Unternehmen, die die Informationen bekommen. Es ist also keine zentrale, starre Struktur. Trotzdem komme es zu einem gleichgerichteten Verhalten, da mehrere Unternehmen bei einer guten Ausgangslage gleich handelten. Anfangs war das KRafT-Projekt vorrangig auf Industrie und Gewerbe ausgelegt, doch sehr schnell habe man Privatkunden mit in die Betrachtung aufgenommen, da es mit Industrie und Gewerbe ein schwergängiges Geschäft sei. Und schon jetzt sei klar, so Langrock, dass sich aufgrund der geringen Erlösquellen am Day-Ahead und Intraday-Markt kaum ein Businesscase für die nächsten Jahre ergebe.

Die Sondernetzentgelte | Die Schuld an dieser Situation sieht der BNE in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV).

Schließlich bekämen Unternehmen ermäßigte Sondernetzentgelte bei kontinuierlichem Strombezug. Dies sei aber kontraproduktiv für ein Lastmanagement.

Der Begriff des Aggregators ist nicht normiert. Entsprechend wird er innerhalb der Branche unterschiedlich gesehen. Der BNE sieht die Bündelung nur auf der Netzseite; von daher vertritt er nur Unternehmen, die unabhängig sind und Lastverschiebungspotenziale bündeln. Beispiele sind die Unternehmen Restore und Entelios. Andere in der Branche sehen den Begriff offener; es wird auch die Seite der Erzeugung mitintegriert in den gekoppelten Systemen.

Wie gelingt nun Stadtwerken der Einstieg in die Rolle des Aggregators?

Schließlich könnten sie im Prinzip in der Stadt alle Elemente, also Erzeugung und Lastverschiebungspotenzial, bündeln und so die Rolle eines Reglers vor Ort erfüllen.

»Das Geschäftsfeld des Flexibilitätsvermarkters ist eine spezielle Marktnische. Diese Nische kann unmöglich von allen 800 Stadtwerken beackert werden«, findet BET-Mann Langrock. Wahrscheinlich sei, dass sich eher ein oder zwei Dutzend Unternehmen auf die Flexibilitätsvermarktung spezialisieren und dann Kooperationen mit Energieversorgern eingehen.

Erfahren im Vernetzen | Reduziert man die Rolle des Aggregators auf das Essentielle, so ist es das Bündeln von Anlagen. Die Kopplung erfolgte bislang

über virtuelle Kraftwerke (VK). Die ausgeprägteste Funktion von VK sind Regelenergiepools, wie sie beispielsweise die Heizkraftwerk Würzburg GmbH (HKW) betreibt. »Wir sind stolz, dass wir als ein mittleres Stadtwerk gerade im Feld der Primärregelleistung nur einer der wenigen kommunalen Anbieter im Feld sind«, sagt Armin Lewetz, Geschäftsführer der HKW (*siehe Bericht links*). Er glaubt, dass ein Stadtwerk mit diesem Asset besser aufgestellt ist als ein Startup. Gerade für die künftige Vernetzung auf dezentraler Ebene helfen bereits aufgebaute Strukturen mit VK und Regelenergiepool, weiter in die Rolle des Aggregators zu schlüpfen.