

Thomas Schulz, Mitglied des Vorstands Entelios AG

„Flexibilität ist ein Wirtschaftsgut.“

Anfang 2014 übernahm der US-amerikanische Enernoc-Konzern die auf Demand-Side-Management spezialisierte Entelios AG mit Sitz in München. Über das Geschäft mit dem Lastmanagement, Marktpotenziale und regulatorische Hindernisse spricht Entelios-Vorstand Thomas Schulz im e21.interview.

e21.magazin

Herr Schulz, Lastmanagement gilt als einer der zentralen Bausteine im Energiemarkt der Zukunft. Von welchem Potenzial reden wir da eigentlich?

Thomas Schulz

Als Industriestandort haben wir in Deutschland grundsätzlich ein riesiges Potenzial. Das Grünbuch des Wirtschaftsministeriums zum Strommarktdesign spricht von einem Flexibilitätspotenzial von 10 bis 15 GW in der Industrie. Das liegt sogar noch über unseren Schätzungen. Aus Erfahrungen aus anderen Märkten haben wir die Daumenregel abgeleitet, dass etwa zehn Prozent der Spitzenlast flexibilisierbar sind, wenn die Rahmenbedingungen es zulassen. Das hieße für Deutschland ein Potenzial von acht bis neun GW. Das Potenzial ist in jedem Fall zu groß, um es zu ignorieren. Die Rahmenbedingungen haben wir in Deutschland allerdings noch nicht.

e21.magazin

Welche Rolle nimmt das Lastmanagement Ihrer Meinung nach im Zuge der Energiewende ein?

Thomas Schulz

Ohne Demand-Side-Management wird die Energiewende nicht funktionieren. Unserer Überzeugung nach gehört Laststeuerung mit der Energieeffizienz zu Energiewende-Maßnahmen, die sich am kostengünstigsten und am schnellsten umsetzen lassen. Für Demand-Response-Lösungen müssen wir keine neue Infrastruktur aufbauen. Das einzige Stück Infrastruktur, das wir hinzubauen, ist eine Kommunikationseinheit. Klar ist auch, dass mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und den Schwankungen bei der Erzeugung Rampen in der Stromproduktion entstehen, die kein konventioneller Kraftwerkspark nachfahren kann. Da muss die Nachfrageseite mitmachen.

e21.magazin

Enernoc vermarktet als Dienstleister industrielle Lasten am Strommarkt. Welche Vermarktungsformen gibt es konkret für Flexibilität im Stromsektor?

Thomas Schulz

Es gibt eine ganze Liste von theoretischen Vermarktungsformen, wenn man etwa ins Ausland schaut. In

Deutschland funktionieren derzeit nur zwei Vermarktungsformen: zum einen die Regelleistung und zum anderen abschaltbare Lasten. Regelleistung ist grundsätzlich die einfachste Vermarktungsform, auch wenn man es uns nicht einfach macht. Denn die ganzen Anforderungen sind für Erzeugeranlagen geschrieben. Mit diesem Verständnis von Flexibilität wird es sehr lange dauern, bis man endlich alle Potenziale gehoben hat. Wir managen auch die Teilnahme an der sogenannten Abschaltbare-Lasten-Verordnung. An dem Spezialprogramm können nur extrem große Kapazitäten teilnehmen mit über 50 MW Leistung, die sehr schnell reagieren können. Wir bestimmen für unsere Kunden jede Woche neu, in welchem dieser Märkte wir die Megawatt platzieren. Da muss man abwägen, wo es sich mehr lohnt.

e21.magazin

Gibt es darüber hinaus noch weitere Vermarktungsmöglichkeiten?

Thomas Schulz

Wir könnten auch Dienstleistungen für Verteilnetzbetreiber anbieten. Aus anderen Ländern wie den USA gibt es Beispiele, wo etwa bei Netzengpässen der lokale Netzbetreiber Schaltungen abruft. In Deutschland haben wir durch die strikte Trennung von Netz und Markt ein Problem, so eine Dienstleistung anzubieten. Die Investition in einen smarten Service zum Lastmanagement können die Verteilnetzbetreiber in der jetzigen Anreizregulierung nicht als Kapitalanlage abrechnen. Da warten wir auf eine Änderung. Wir können auch Dienstleistungen für Bilanzkreisverantwortliche anbieten, die den Stromverbrauch ihrer Kunden möglichst genau vorhersagen müssen, da sie sonst zur Zahlung von Ausgleichsenergie verpflichtet werden. Wir könnten den Bilanzkreisbetreibern ein Tool an die Hand geben, mit dem die Kunden dem vorhergesagten Fahrplan exakt folgen. Das ist eine theoretische Möglichkeit, aber es hapert an den wirtschaftlichen Anreizen. Aus unserer Sicht sind die Preise für Ausgleichsenergie zu günstig, um Anreize zu setzen. Die Bundesnetzagentur konsultiert derzeit die Neugestaltung des Bilanzkreisvertrages, wo solche Ideen diskutiert werden. Es gibt zudem noch die Möglichkeit, mit Lasten an einem Kapazitätsmarkt teilzunehmen, wenn es einen solchen geben sollte. Ein MW Erzeugung ist letztendlich genauso viel wie ein MW abgeschaltete Last. In den USA kommt der größte Teil des Umsatzes von Enernoc aus solchen Kapazitätsmärkten. Kapazitätsmärkte sind – wenn man so will – ein Eldorado für Demand-Response-Lösungen.



Auch nicht-industrielle Einrichtungen wie Zoos und Meerwasseraquarien können das Lastmanagement nutzen.

Foto: Enernoc

e21.magazin

Wie funktioniert die Vermarktung von Flexibilitäten konkret?

Thomas Schulz

Wir betreiben in München unser Network Operations Center (NOC), unser Kommandozentrum. Dazu haben wir ein proprietäres Echtzeit-System entwickelt, mit dem die angeschlossenen elektrischen Anlagen überwacht, geschaltet und abgerechnet werden. Wir installieren dazu in den Betrieben ein Kommunikations-Inferface, eine sogenannte E-Box, die mit unseren Servern kommuniziert. So können wir auf Markt- oder Netzsignale hin Schaltbefehle auslösen, die die Anlagen steuern. Streng genommen handelt es sich um Schaltempfehlungen, denn die Anlagen müssen nicht unbedingt Folge leisten. Wir unterscheiden uns dabei von anderen Marktteilnehmern, da wir uns aus der Stromerzeugung komplett heraushalten. Wir sind kein Stromlieferant und auch kein Vermarkter und fassen die eigentliche Strommenge nicht an. Wir kümmern uns nur um abschaltbare Flexibilität, also hauptsächlich Regelleistung.

e21.magazin

Wie sieht das Portfolio an Lasten aus, das Sie managen?

Thomas Schulz

Unser Portfolio geht los bei Anlagen mit einem dreistelligen kW-Volumen, etwa eine kleine schaltbare Trinkwasserpumpe in einer Brauerei. Am anderen


Vor allem bei Kühlhäusern gibt es große Lastverschiebungspotenziale.

Foto: Enernoc

Ende des Spektrums haben wir Deutschlands größten Aluminiumhersteller mit steuerbaren Lasten im dreistelligen MW-Bereich. Strategisch wollen wir natürlich zuerst die großen Kapazitäten für unser Modell gewinnen und uns mit der Zeit den kleineren Kapazitäten zuwenden. Grundsätzlich richten wir uns ausschließlich an Industrie und Gewerbe, da wir bei privaten Verbrauchern vorerst nicht genügend Potenzial zur Lastverschiebung sehen. Bevor es sich lohnt, den Verbrauch eines Kühlschranks oder einer Waschmaschine um zwei Stunden zu verschieben, sollten wir erst einmal die großen Fische fangen: die Schmelzöfen, die Chemie- und Papierindustrie usw.

e21.magazin

Was unterscheidet die Steuerung von Stromverbrauch im Vergleich zur -erzeugung?

Thomas Schulz

Verglichen mit Erzeugern sind Lasten vergleichsweise schwierig zu managen. Denn Lasten haben einen anderen primären Nutzen als Strom zu erzeugen. Sie pumpen Wasser oder erzeugen Dampf oder Kälte. Laststeuerung kommt als Zweitnutzung dazu und muss sich unterordnen. Unsere Software muss daher viele Rahmenbedingungen berücksichtigen, bevor wir in die Prozesse unserer Kunden eingreifen. Ein weiteres Problem ist: Im Gegensatz zur Stromerzeugung ist der wirtschaftliche Ertrag von Lastabwürfen schwierig zu berechnen. Wir können schließlich keinen Zähler an die Anlage anschließen, der anzeigt, wie viel Strom nicht verbraucht wird. Dazu haben wir ein Rechenmodell entwickelt, in dem wir Durchschnitte bilden und Verbrauchsdaten aus der Vergangenheit heranziehen. So berechnen wir eine Arbeitskennlinie, die Baseline, die anzeigt, was passiert wäre, wenn wir nicht eingegriffen hätten. Wir müssen ja schließlich nachweisen, dass wir etwas bewirkt haben.

e21.magazin

An welche Zielgruppen richtet sich das Angebot von Enernoc?

Thomas Schulz

Wir vermarkten unser Produkt in zwei Richtungen: zum einen direkt an Industrie und Gewerbe. Dabei sprechen wir aber nur die ganz großen Stromverbraucher an, die sich selbst am Strommarkt eindecken. Alle anderen Kunden bedienen wir indirekt über Partnerschaften mit Energieversorgern. Das ist ein indirektes Vertriebsmodell, ein White-Label-Ansatz. Bei allen Betrieben, die ihren Strom über einen Lieferanten beziehen, und das ist der Großteil, sind wir darauf angewiesen, dass dieser Stromversorger mit uns zusammenarbeitet. Mit unseren Demand-Response-Schaltungen greifen wir natürlich in die Bilanzkreise der Stromlieferanten ein. Deswegen müssen wir mit den Bilanzkreisverantwortlichen eine Vereinbarung treffen, wie wir etwa den Lieferanten dafür entschädigen, dass er im Falle von Lastabwürfen keinen Strom verkaufen konnte. Das ist derzeit unser Hauptanliegen: Wir können im jetzigen Marktdesign die Flexibilitäten nicht eigenständig einsammeln und vermarkten. Da Stromversorger sich da teilweise gegen sperren, etwa weil sie vielleicht selbst Demand-Response anbieten wollen, ist uns häufig der Eintritt in den Markt versperrt. Gerade die großen Versorger haben ein Interesse daran, uns so lange wie möglich aus dem Markt rauszuhalten, weil sie Demand-Response selbst anbieten wollen.

e21.magazin

Es gibt also noch eine Vielzahl an Hürden im Markt, obwohl der Ruf nach Flexibilitäten im Markt immer lauter wird?

Thomas Schulz

Genau. Ich gebe Ihnen ein weiteres Beispiel: Grundsätzlich sind Lastabwürfe auch dazu geeignet, an der

Reservekraftwerksverordnung zur Sicherung der Stromversorgung im Winter teilzunehmen. Allerdings ist der entsprechende Verordnungstext so formuliert, dass es sich um Erzeugungsleistung handeln muss. Unserer Überzeugung nach muss es das nicht. Wir haben Fabriken, die können auf Abruf 300 MW abschalten. Da möchte ich den Übertragungsnetzbetreiber sehen, der das nicht gerne annehmen möchte. Die Übertragungsnetzbetreiber haben uns sogar bestätigt, dass wir aus technischer Sicht an der Reserve teilnehmen könnten. Allein aufgrund der Ausformulierung der Verordnung fallen wir aber raus. Da plädieren wir auf eine Änderung. Unsere generelle Forderung ist es, dass wir als Aggregator von Lasten gleichberechtigt in allen Segmenten des Strommarktes teilnehmen können. Allein aus der Historie ist dies aber nicht überall möglich.

e21.magazin

Wo kann man Ihrer Meinung nach ansetzen?

Thomas Schulz

Unsere Kernforderung lautet: Wir wollen eine eigene Rolle im Energiemarkt haben als Demand-Response-Aggregator. Bedauerlicherweise fehlt dieser Aspekt im Grünbuch zum Strommarktdesign komplett, obwohl das Thema Flexibilität dort grundsätzlich sehr hoch aufgehangen wird. Wir bräuchten einen standardisierten Prozess, wie wir als Aggregator mit den anderen Marktteilnehmern wie etwa Stromlieferanten und Bilanzkreisverantwortlichen kommunizieren. Idealerweise wäre dies im Marktmodell festgeschrieben. Es gibt ja inzwischen einen breiten Konsens darüber, dass Flexibilität ein Wirtschaftsgut ist, das es zu nutzen und zu vermarkten gilt. Das entspricht im Übrigen auch der Aussage der Energieeffizienzrichtlinie der EU. Die Frage ist nun, wie schaffen wir es, diesen Prozess möglichst einfach zu gestalten. Einige der Hürden, die wir in Deutschland haben, sind in anderen Ländern schon gelöst. Im internationalen Kontext hinkt Deutschland beim Demand-Side-Management hinterher.

e21.magazin

Herr Schulz, vielen Dank für das Interview.

Die Fragen stelle Rouben Bathke, e21.redaktion, Essen.

Kontakt

Thomas Schulz
Mitglied des Vorstands Entelios AG, München
Senior Director, European Operations, Enernoc
Thomas.Schulz@enernoc.com



Stecken Sie den Kopf nicht in den Sand!

Zukunftssichere Antworten für die Herausforderungen von morgen finden Sie bei uns.

Die IVU ist ein auf die Versorgungswirtschaft aller Sparten und die Kommunalverwaltung im Bereich Personalwesen spezialisiertes IT-Beratungs- und Dienstleistungsunternehmen. Wir implementieren Lösungen mit innovativen und praxisbewährten Software-Systemen und unterstützen Sie bei der Umsetzung regulatorischer Vorgaben sowie bei der Abwicklung des Tagesgeschäftes, gerne auch in unserem konzernunabhängigen Rechenzentrum. Von der Abrechnung über Smart Meter Technologie bis hin zur Zählerfernauslesung – **Wir betreuen Sie mit zukunftssicheren Lösungen und durchdachten Dienstleistungen.**

IVU INFORMATIONSSYSTEME FÜR VERSORGUNGSUNTERNEHMEN

WWW.IVUGMBH.DE