

„Demand Response“ - Eine neue Herausforderung für LonMark®

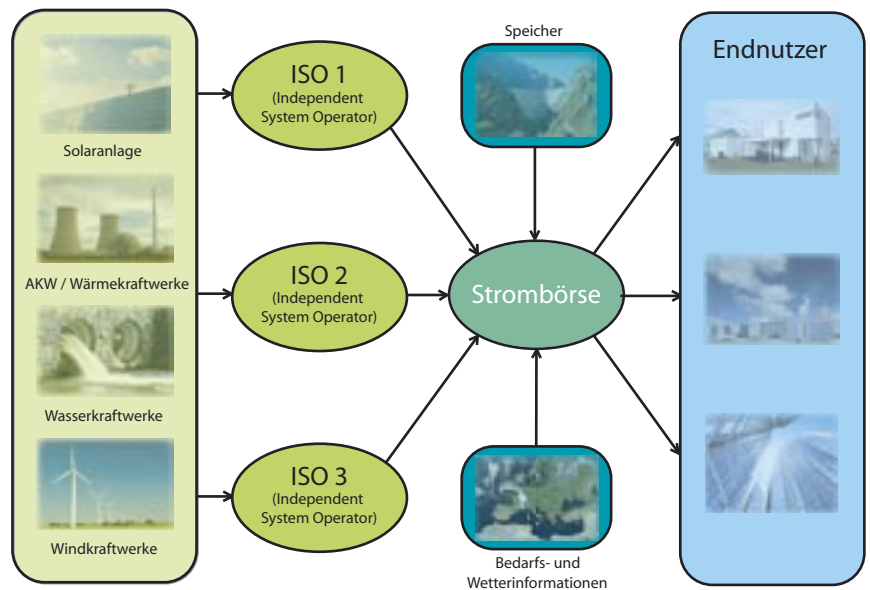
Unter «Demand Response» versteht man die dynamische Änderung des Lastverhaltens als Folge unterschiedlicher Bedingungen bei der Energieproduktion in einem Stromnetz. Anders ausgedrückt ist «Demand Response» (DR) der freiwillige Verzicht eines Endnutzers auf einen gewissen Energiebezug über eine beschränkte Zeit.

Netzausfälle in USA, Windenergieverbund in Europa

Kurz nach der Jahrtausendwende war die USA mit grossen Netzausfällen konfrontiert, welche schlicht durch Überlast entstanden sind. Als erste Massnahme wurden Endabnehmer verpflichtet, auf ein Notsignal hin einen gewissen Lastabwurf (Emergency DR) sofort auszuführen. Dies hat kurzfristig zur Stabilisierung der Netze geführt. Universitäten und innovative Firmen (z.B. Lawrence Berkley Lab in Kalifornien, Constellation und Enernoc im Osten) haben daraus kommerzielle Modelle entwickelt (Economic DR). Die auf dem freien Strommarkt erzielten Energieumlagerungen, Sparpotentiale und finanziellen Gewinne sind eindrücklich. So präsentierte Enernoc Erträge von 65 Mio. USD für das Emergency und 42 Mio. USD für das Economic Programm für 2007 in Pennsylvania [1]. Die Erträge werden an Strombörsen erarbeitet, welche auf dem liberalisierten Strommarkt (siehe Figur 1) Energie einkaufen und an ihre Endkunden weiterverkaufen. Das erreichte Sparpotential lag im Bereich der Leistung eines Atomkraftwerkes.

In Europa liegt das Interesse anders; ein vereinfachtes «Demand Response» gibt es hier seit Jahren. Verglichen mit der nach der Jahrtausendwende entstandenen Lösung müsste man aber von statischem «Demand Response» sprechen. Dabei werden vor allem feste Zeitprofile für Wärmespeicherheizungen, Warmwasseraufbereitung und Wärmepumpen verwendet.

Der umfangreiche Einsatz von Windenergie im Norden Europas stellt nun aber die Netzbetreiber vor neue Probleme [2, 3, 5]. Die



Figur 1: «Demand Response» Vernetzung

jeweils 24 Stunden im voraus prognostizierte Windenergie weicht bis zu 10 % von der Realität ab, was die bereitgestellten Reserven empfindlich stört.

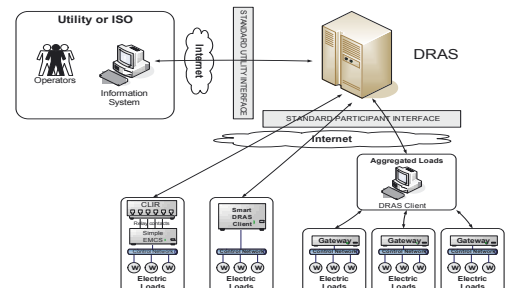
Politisch hat Europa zu grossen Teilen den Ausstieg aus der Atomenergie und deren Ablösung durch erneuerbare Quellen als Strategie beschlossen. Wir werden längerfristig also auch in Europa nicht um eine ausgezeichnete «Demand Response» Infrastruktur herkommen.

Wie funktioniert «Demand Response» technisch?

Das Berkley Institut ist eine der führenden Forschungsstätten im Bereich dezentraler Energieversorgungen auf Basis erneuerbarer Energien [6]. Anhand der Berkley Installationen soll auch die technische Funktionalität beschrieben werden (Figur 2).

Der «Demand Response Server» (DRAS) erhält über «Standard Utility Interface» (SUI) Angebote

der Lieferanten über Internet. Auf dem Server werden aufgrund von Wetter und Winddaten Prognosen für die nächsten Stunden erstellt und entsprechend Energie eingekauft und verkauft. Die Software funktioniert ähnlich wie die Verwaltung eines Hedge-Fonds auf den Finanzmärkten. Auf der Verbraucherseite wird über das «Standard Participant Interface» (SPI) mit der Verbraucherseite kommuniziert. Die Daten enthalten Angaben zur Energiemenge, Kosten und die zeitliche Begrenzung [7].



Figur 2: Technisches Konzept von «Demand Response»

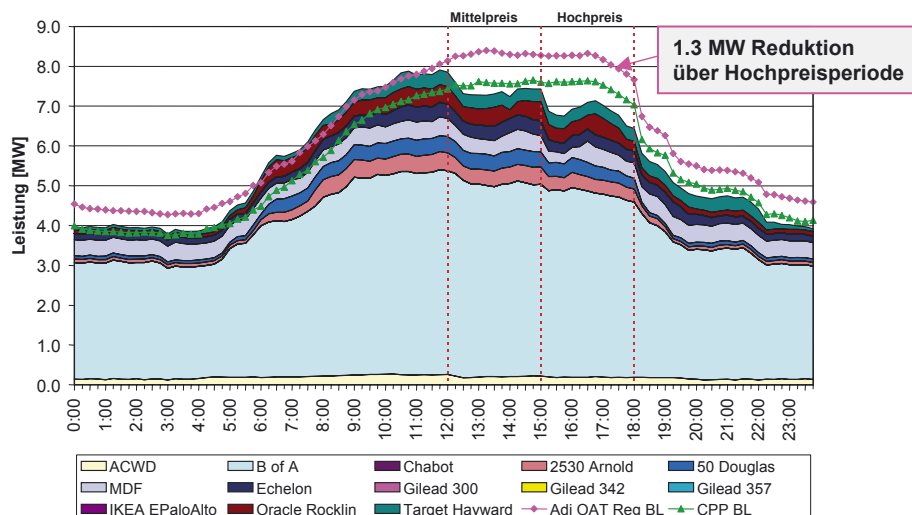
Auf der Verbraucherseite wird die summarische Information der DR-Telegramme auf ein Gerät oder ein ganzes Gebäude umgesetzt. Nach der Ermittlung des Energiebedarfs kann dann der Verbraucher einem Angebot zu oder ab sagen. Bei «Emergency Demand Response» muss aber der Verbraucher einem DR-Kommando gehorchen.

Figur 3 zeigt ein Fallbeispiel einer Tarifierhöhung um zwei Stufen, welche die Verbraucher motiviert, deren Bezug um 1.3 MW zu reduzieren. Die Grafik zeigt den Strombezug von 13 Verbrauchern über einen Tagesverlauf. Um die Mittagszeit wurde der Tarif in zwei Schritten (12h00, 15h00) erhöht. Die Linie «OAT BL» zeigt den Mittelwert des regionalen Temperaturverlaufs. Der Energieverbrauch hat, durch die Klimaanlage verursacht, die Tendenz dieser Temperaturkurve zu folgen. Die Linie «CPP BL» (Critical Peak Pricing) zeigt den Verlauf des Preises für kritische Spitzenlasten. Die Grafik zeigt eindrücklich wie der Energiebezug über den Preis gesteuert werden kann. In einem weiteren automatisierten Versuch im Jahre 2007 [8] verglich das Berkeley Institut weitere Preissteuerermöglichkeiten.

Bedeutung für LonMark®

Die amerikanischen Netzbetreiber verlangen von Gebäudebetreibern, dass diese ihre Systeme für «Demand Response» ausbauen. Die Gebäudemanagementsysteme müssen in der Lage sein, auf ein Kommando hin den Energieverbrauch auf z. B. 80% zu reduzieren. Diese Anforderung kann, je nach Gebäudezone, unterschiedlich aussehen und muss vom Facility Manager entsprechend konfiguriert werden.

Auch Einfamilienhäuser bieten ein enormes Potential für die zeitliche Verlagerung von Energiebezügen. So rechnet man für heutige Kühlgeräte mit einem Zeitfenster von plus / minus 4 Stunden, für Waschmaschinen gar mit plus / minus 24 Stunden. Das bedeutet letztlich, dass einzelne Geräte auf «Demand



Figur 3: Fallbeispiele vom 26.06.2006

Response» Anforderungen reagieren müssen. LonMark® ist als Technologie sowohl im Gebäude als auch bei den Netzbetreibern (Zählerauslesung) weit verbreitet. Dadurch ist die LON Technologie prädestiniert, eine skalierbare interoperable Lösung für die Verbraucherseite zu definieren. Auch der stark wachsende Bereich der LON basierenden Strassenbeleuchtungen ist für die DR-Anwendung interessant. Auf der Energieerzeugerseite werden die

Lösungen IP basierend sein (SOAP XML, IEC 61850), da die Utilities bereits über eine leistungsfähige Infrastruktur verfügen. Eine offene Kommunikationslösung der verlangten Grössenordnung darf sich auch nicht auf einzelne Standards beschränken. Es gilt also auch für LonMark®, dass man mit Nachbarstandards gemeinsame Lösungen sucht, welche dann eine grosse Breitenwirkung erzeugen können.

Umsetzung bei LonMark®

Das technische Komitee des LonMark® International Boards hat mit der Utility Task Group ein Programm gestartet, welches systematisch zur angestrebten Lösung führen wird. Die Gruppe arbeitet mit dem Team des Lawrence Berkeley Instituts in Kalifornien, Herstellern, Endanwendern und Netzbetreibern zusammen. Auf europäischer Ebene wird die Zusammenarbeit mit Universitäten, Fachhochschulen und den lokalen LonMark® Affiliates gesucht, um eine Lösung zu definieren, welche weltweit verwendbar ist. Mitglieder und interessierte Institute sind eingeladen, an diesem Prozess aktiv teilzunehmen.

Quellen:

- [1] Green Intelligent Building Conference, April 2-3, 2008; Baltimore.
- [2] «Ein gigantisches Speicherpotential», Prof. I. Stalder, FH Köln; Solarzeitalter 1/2/3-2008.
- [3] «Modelltechnische Untersuchungen von Demand Response Potentialen zur verbesserten Integration der Windenergie», M. Klobasa, Fraunhofer Institut, Karlsruhe, 2007.
- [4] «The Power to Choose: Demand Response in liberalised Electricity Markets»; OECD / IEA 2003; ISBN 92-64-10503-4.
- [5] «Demand Response: Nicht elektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien», Stadler; ISBN 978-3866240926.
- [6] «Automated Demand Response»; Publikationen des Lawrence Berkeley Instituts; drcc.lbl.gov/drcc-pubs-auto-dr.html
- [7] «Architecture Concepts for an Open Interoperable Demand Response Infrastructure». Ed Koch, M.A. Piette; drcc.lbl.gov/openadr/pdf/63664.pdf
- [8] «Enhancing Price Response Programs: Californias 2007 Implementation Experience», D. Hennage, M.A. Piette; drcc.lbl.gov/pubs/lbnl-212e.pdf

Infranet Partners Schweiz

Christoph Brönnimann
Chair of the Technical Committee of LonMark® International
Kasernenstrasse 5
CH-3600 Thun

Telefon +41 33 223 00 80
Telefax +41 33 223 00 84

info@infranet-partners.ch
www.infranet-partners.ch