

SmartGrid: Auf dem Weg zum gemeinsamen Datenmodell

In der Ausgabe des LonMark® Magazins 2008 führten wir unsere Leser unter dem Titel „Demand Response“ in das Thema Intelligente Energienetze ein. Wir stellten die damals bereits 4-jährigen Pilotprojekte in der San Francisco Bay Area vor (LBNL / Echelon mit OpenADR und LonWorks).

Heute, 3 Jahre später, ist das „SmartGrid“ in aller Munde. Es ist nun für LonMark® an der Zeit, den Stand der internationalen Anstrengungen sowie unsere kontinuierlichen Arbeiten in der eigenen Organisation zusammenzufassen.

Mit der erhöhten Medienpräsenz wurde der Begriff in den unterschiedlichsten Formen verwendet. Vom Zugriff auf Messdaten des Einfamilienhauses mit Energie-Fernoptimierung bis zu neuen revolutionären Tarifmodellen kann auf dem Web alles gelesen werden. Andere wiederum sehen sich im Smart Grid als Kleinstenergieproduzent, welcher die Konzernmonopole aushebelt, während diese als grosser Bruder den Gral des Energiegleichgewichtes hüten wollen. Offenbar ist die Welt noch auf der Suche nach der finalen Lösung.

- Die Suche nach der **Wirtschaftlichkeit** der Lösungen, so dass die Energiekosten als Rückgrat einer funktionierenden Volkswirtschaft nicht explodieren. Politisch unsichere Rahmenbedingungen erzeugen zusätzlich eine zu geringe Investitionssicherheit.
- Die **technische** Ebene, wo es darum geht, eine grosse Zahl verschiedener Systeme zu einem zuverlässig funktionierenden Ganzen zusammenzufügen.

Mögliche Energieeffizienzmassnahmen

In Kalifornien wurde nach der Oelkrise 1974 das Decoupling als Energieeffizienzmassnahme eingeführt. Decoupling beschreibt eine Massnahme des Regulators, welche den Gewinn der EVU (Elektrizitäts-Versorgungs-Unternehmung) vom Wachstum entkoppelt. Die Energiebehörde einigt sich dabei mit jedem Stromkonzern über den Stromabsatz des folgenden Jahres. Verkauft der Konzern mehr, so muss er den Zusatzgewinn den Kunden zurück erstatten. Setzt der Konzern jedoch weniger Strom ab, darf er den Strompreis und damit den Gewinn erhöhen.

Kalifornien beweist seit 1974, dass dieses System funktioniert. Dies gilt aber nur für den regulierten Strommarkt. In einem liberalisierten Markt ist die Umsetzung von „Decoupling“ wesentlich schwieriger.

Modernes Decoupling:

Wenn der Strompreis über die Auslastung der Generatoren erhöht wird, kann ein progressiver Stromtarif generiert werden. Dies erzeugt über den Energiepreis langfristig den Anreiz, Energieeffizienzmassnahmen durchzuführen. Dies begrenzt die Gier nach immer höherem und unkontrolliertem Verbrauch.

In einem solchen Smart Grid Preissystem kann man das Stromangebot auch über die Zeit reduzieren, was zu einer progressiven Zunahme des Durchschnittspreises führt. Der Schlüssel ist „Demand Side Management“ oder das nachfrageseitige Führen des Systems („Demand Response“), so wie das in der freien Marktwirtschaft jeder Kiosk macht.

Die durch **Demand Response** erfolgte zeitvariable dynamische Tarifierung ermöglicht ein solches progressives Tarifmodell in Funktion der Kraftwerksauslastung. Mit zunehmender Auslastung wird die Energie teurer und fördert so indirekt die Effizienzmassnahmen. Dies Model ist auch in liberalisierten Märkten

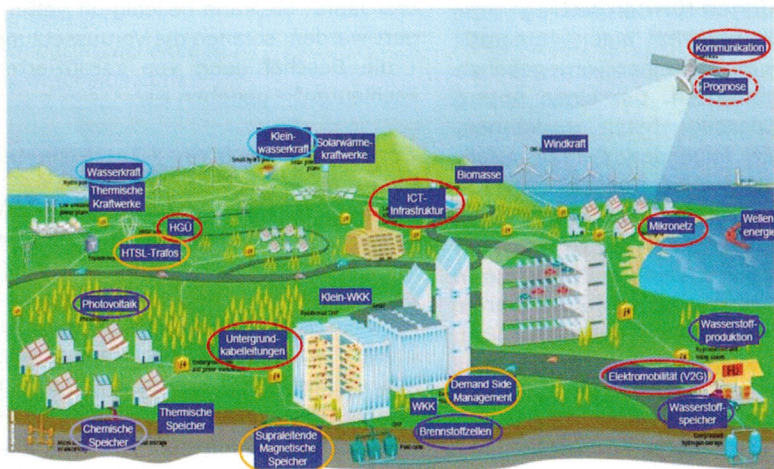


Bild 1: die Vision des Smart Grids

Die Bemühungen um die Konkretisierung der Idee „Smart Grid“ finden auf 4 Ebenen statt:

- Auf der **politischen** Ebene geht es neben der Versorgungssicherheit auch um Anreize für die Umsetzung von Energieeffizienzmassnahmen. Die Hauptproblematik besteht darin, einen gesunden Mix aus Regulierung und Marktöffnung zu finden.
- Die von der Industrie getriebene **Standardisierung** soll offene interoperable Systeme definieren. Die Schwierigkeit ist der Umgang mit Interessenkonflikten, wo Hersteller versuchen, proprietäre Lösungen zum Standard zu erheben.

Die politische Ebene

Die Politik ist vor allem mit Energieeffizienzmassnahmen zur Sicherstellung der klimapolitischen Ziele konfrontiert. Der Strommarkt soll in Europa und mit den neuen bilateralen Verträgen auch in der Schweiz liberalisiert werden.

Eine weitere Herausforderung bietet der in Deutschland beschlossene und in der Schweiz angekündigte Wille zum Atomausstieg. Bei dem dadurch notwendigen Netzausbau sind Projekteinsparungen die Regel. Alle 4 Problemstellungen wirken sich direkt auf das Thema Smart Grid aus.

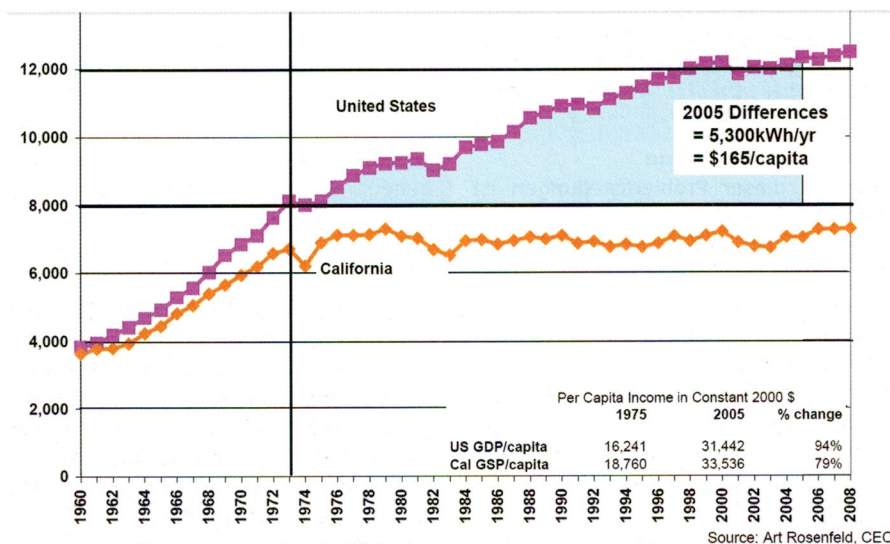


Bild 2: Decoupling: Verbrauch in kWh/ Person seit 1960

kosteneffizienten sowie sicheren und zuverlässigen Systembetriebs die nachhaltige und umweltverträgliche Sicherstellung der Energieversorgung.

Das Dokument beschreibt weiter die nachfolgenden Punkte als zentrale Anliegen der Smart Grid Initiative:

- Die Integration von immer mehr volatiler Erzeugung
- Die Flexibilisierung des Verbrauchs
- Einbeziehung von zentralen und dezentralen Energieerzeugungseinrichtungen und Speichern bis hin zu den Verbrauchern
- Demand Response und dynamische Tarifmodelle
- Die Einbindung des Kunden in seiner Rolle als Verbraucher und ggf. Erzeuger (Prosumer)

Das Dokument nimmt, neben anderen, auch die bestehenden formalen Standards LonWorks, KNX, M-Bus, DLMS und IEC 61850 mit auf. Dem interessierten Leser empfehlen wir das ausführliche Studium dieses Richtungspapiers, um sich einen guten Überblick zu verschaffen.

Bild 3 zeigt die amerikanische Architektur des NIST. LonWorks als Local Operating Network spielt nur im Bereich rechts (grüne Linien) eine Rolle.

Die Wirtschaftliche Ebene

Die Bedeutung der Energie als Schwungkraft der modernen Volkswirtschaften ist enorm. Einen Einblick in die Bedeutung dieser Ressource gewährte die überhasstete Liberalisierung des kalifornischen Marktes [3, Kapitel 2][6], welche mit

selbstregulierend. Der dazu notwendige Automations- und Vernetzungsaufwand ist aber sehr hoch.

Für die dezentrale Erzeugung und die Ausregelung im Mikrogrid der Stadtwerke, bietet sich das Smart Grid als ideale Lösung an. Der Schlüssel liegt im Tarifmodell, welches die Nutzer zur zeitlichen Verschiebung der unkritischen Energiebezüge sowie zur Energieeffizienz motivieren soll (s. Box Tarifmodelle).

„Super Grid“ als Ergänzung zum „Smart Grid“

Der Atomausstieg wird zu einem Ausbau der Fernleitungskapazitäten führen. Es muss viel mehr und saisonal anspruchsvollere Regelenergie über grössere Distanzen ausgetauscht werden. Das europäische „Super Grid“ soll dieses Problem lösen, ein milliardenschweres Netz von effizienten Hochspannungs Gleichstrom Übertragungsleitungen (HGÜ). Die Schweiz kann als Batterie Europas einen wesentlichen Beitrag zu einem solchen Netz leisten.

Erschwerend ist für die Politik auch, dass die elektrischen Netze Kontinente überspannen und nur als Ganzes funktionieren können. Die aussenpolitische Komponente ist wohl die komplexeste Aufgabe, welche im Zusammenhang mit dem Smart Grid zu lösen ist.

Die Standardisierungsebene

Dem amerikanischen NIST stehen grosszügige Mittel zur Verfügung. Diese dienen der Definition durchgängiger

Daten Modelle für die Netzwerk Kommunikation [1].

Gleichzeitig wurden in Europa Komitees zwischen CEN, CENELEC und ETSI gebildet [4]. Diese arbeiten aufgrund der Strukturen verglichen mit NIST sehr träge.

Die Deutsche DKE hat ein Übersichtsdocument [2] erzeugt, welches folgende Definition zum Smart Grid festhält:

Der Begriff „Smart Grid“ (Intelligentes Energieversorgungssystem) umfasst die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilungsnetzen mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnik. Ziel ist auf Basis eines transparenten energie- und

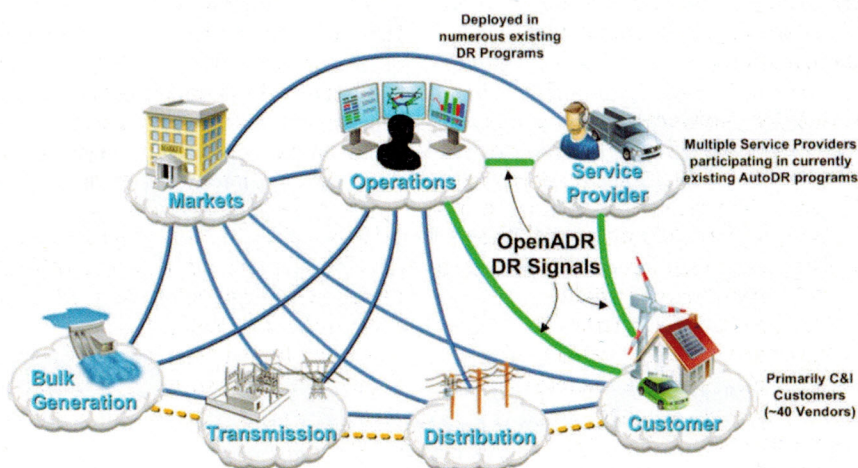


Bild 3: die von NIST definierte Architektur für das Smart Grid

einem horrenden wirtschaftlichen Schaden endete. Kurzzeitig ging sogar die Wirkung des Decoupling verloren. Kalifornien musste für Milliardenbeträge Energie aus den Nachbarstaaten einkaufen. Daraufhin kehrte man zurück zum regulierten Markt.

Es ist daher wichtig, dass dem Smart Grid genügend Zeit für seine Geburt gegeben wird. Die Erfahrung aus den verschiedenen Pilotprojekten zeigen, dass die Business-Modelle nicht unterschiedlicher sein können. Ein Stadtwerk muss seine Energieprognose an ein grösseres EVU abgeben und möglichst genau einhalten. Eine kleine Gemeinde muss womöglich schlicht und einfach die erneuerbaren Energien ausgleichen. Es gibt alle möglichen Systemvarianten, welche unterstützt werden müssen.

Peter Fox Penner beschreibt in seinem Buch [3, Kapitel 11] Versuche von Tarifmodellen, welche die Energieeffizienz mittels wirtschaftlichen Anreizen umsetzen sollen.

Ein **Energie Service** Anbieter (z.B. Austin Energy, TX) bietet nicht mehr die Rohenergie an, sondern die damit verbundenen Dienstleistungen wie Licht, Wohnkomfort, Transport etc. Eine Effizienzsteigerung erhöht damit unmittelbar den Gewinn des Anbieters.

Ein **Tarif-based Decoupling** wird von Duke Energy in Charlotte (NC) angewendet. Dort werden Energiekostensenkungen auf Basis einer gewissen Prozentzahl der Tarifreduktion an den Anbieter zurückvergütet.

In **Demand Response** Systemen werden neue dynamische Preismodelle angeboten, welche die Bezugszeiten der Energie so korrigieren, dass sich die Netzlast im Zeitgang glättet. Als weitere Folge kann das Angebot der Produktion und Reservehaltung optimiert werden. Das System in sich wird effizienter und erzielt durch einen höheren Ausnutzungsgrad eine bessere Wertschöpfung. Es geht nun für jedes Smart Grid darum, aus diesen Tarifmöglichkeiten durch Optimierung ein Geschäftsmodell zu erzeugen, welches die Investition trägt.

In den dem Autor bisher bekannten Pilotinstallationen hat sich herauskristallisiert, dass hier die Kernaufgabe liegt. Die „gesunden“ Geschäftsmodelle sind vielfältig und oft grundsätzlich unterschiedlicher Natur. Erschwerend kommt dazu, dass die Rahmenbedingungen noch nicht gesetzt sind oder sich rasch verändern.

Die technische Ebene

Aufgrund dieser Problemstellungen ist rasch klar dass sich die Industrie auf gemeinsame Grundarchitekturen einigen muss. Während in der Standardisierung Anbieter oft um strategische Positionen streiten wird in der Praxis mit den bestehenden Möglichkeiten realisiert. Wer die grundsätzliche Basisarchitektur unterstützt ist dabei. Im Gebäudeautomationsystem müssen nun die im Zusammenhang mit den Tarifmodellen (siehe Box „Tarifmodelle“) entstehenden Strategien implementiert werden.

Heizungen- und Kühlanlagen verwenden TOU, CPT, PTR und PRPT im Zusammenhang mit der Energieplanung. Dabei sollte der Gebäudeenergiemanager auch die Möglichkeiten durch die Abschaltung ausnutzen. Beleuchtung und Lüftungen eignen sich eher für proportional auf RTP gekoppelte Algorithmen. Stadler zeigt in seinem Buch „Demand Response“ [7] das Speicherpotential solcher Anwendungen auf.

LonMark® geht das Problem auf eine pragmatische Weise an. Wir vernetzen uns in der Standardisierung und versuchen als Organisation eine integrierende Rolle zu spielen. Datenmodelle werden parallel durch die Utility Task Group in LonMark® Profilen als Standardobjekte abgebildet. Dadurch sind LonMark Systeme von der Architektur her an andere standardisierte Systeme anbindbar. Die Anbindung der Datenmodelle erfolgt über neue LonMark Profile. Die sich daraus ergebende objektorientierte Struktur ermöglicht automatisch deren Umsetzung in Gebäudezonen beliebiger Skalierung. Die kompletten Funktionen können immer auf der dazu notwendigen Stufe konfiguriert werden. Das Konzept kann auch aufs Einfachste auf

kleine Anlagen für die dezentrale Energieversorgung umgesetzt werden. LonMark® wird dadurch auch zum Bindeglied des Gebäudeenergiemanagers mit der eigenen lokalen Energieproduktion.

Schlussfolgerungen

Das Smart Grid erhält dank der Standardisierung eine zunehmend fassbare Hülle. Aufgrund der dringlichen Bedürfnisse des Energiemarktes gibt es auch genügend Druck, Systeme zu entwickeln und zu integrieren.

Es bleibt zu hoffen, dass die Anbieter und Standardisierungsexperten die Offenheit leben, durchgängige Datenmodelle zu definieren. Dies wird allen dienen und dem Smart Grid schneller zum Durchbruch verhelfen. Die LonWorks-Technologie mit über 20 Millionen integrierter Smart Meters und der Anwendungsstandard LonMark können massgeblich zur Integration der Smart Grids beitragen, auch zum Nutzen anderer Technologien. Das Fazit lautet: Es lohnt sich für die Automationsbranche für eine Sache gemeinsam einzustehen. Nur durch Konzentration der Kräfte kann eine nachhaltige Kommunikation geschaffen werden. Wir freuen uns auf gemeinsame, standardisierte Datenmodelle - es lebe der Dialog!

Quellen:

- [1] NIST: Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0 http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf
- [2] DKE: Die Deutsche Normierungsroadmap E-Energy / Smart Grid; http://www.e-energy.de/documents/DKE_Roadmap_Smart_Grid_230410_Deutsch.pdf
- [3] Smart Power: Climate change, the Smart Grid, and the Future of Electric Utilities; Peter Fox-Penner, ISBN 10: 1-59726-706-6, Island Press Washington, 2010
- [4] Standardisation Mandate 441, CEN / CENELEC / ETSI, 2009 <http://www.cen.eu/cen/Sectors/Sectors/Measurement/Documents/M441.pdf>
- [5] Milliarden für das Sparen von Strom statt für AKWs, Urs P. Gasche, Infosperber 2011 <http://www.infosperber.ch/umwelt/Milliarden-fur-das-Sparen-von-Strom-statt-fur-AKWs>
- [6] US-Energiemarkt: Die Stromliberalisierung in Kalifornien läuft schief, Tagesspiegel, 15.1.2001 <http://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/us-energiemarkt-die-stromliberalisierung-in-kalifornien-laeuft-schief/194280.html>
- [7] «Demand Response: Nicht elektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien», Stadler; ISBN 978-3866240926.

Tarifmodelle für „Demand Response“

TOU (Time of Use) wird in der Schweiz bereits heute durch die Hoch und Tiefpreissignale gelebt. Das Smart Grid erlaubt den dynamischen Umgang mit dieser Grösse (z.B wer früh bucht bezieht günstiger).

CPP (Critical Peak Pricing) verlangt für eine kurze kritische Zeitperiode (z.B 2h) einen höheren Preis.

PTR (Peak Time Rebate) offeriert dem Kunden für die Dauer einer kritischen Lastspitze einen Kostennachlass, wenn dieser seine Last für eine kurze Zeit reduziert.

RTP (Real Time Pricing) ermöglicht eine stündliche Abrechnung mit einem an die Produktion gekoppelten Energiepreis.

PRPT (Peak Real Time Pricing) ermöglicht eine stündliche Abrechnung mit einem an die Produktion gekoppelten Energiepreis. Dieses Preismodell kann der Auslastung der Produktionsinfrastruktur mit einer progressiven Charakteristik folgen.

Infranet Partners Schweiz

Christoph Brönnimann
Chair of Technical Committee of
LonMark® International
Kasernenstrasse 5
CH-3600 Thun
info@infranet-partners.ch
www.infranet-partners.ch