

PROJEKT IRON –

INTEGRAL RESOURCE OPTIMIZATION NETWORK Studie

Brigitte LORENZ, Charlotte RÖSENER, Peter PALENSKY

Institut für Computertechnik, TU Wien, Gusshausstrasse 27-29/384, 1040 Wien,

Tel. ++43-1-58801-384{46,24,38}, Fax. ++43-1-58801-38499,

E-mail: {lorenz, roesener, palensky}@tuwien.ac.at

1. Motivation und zentrale Fragestellung

Traditionellerweise wird elektrische Energie von einer überschaubaren Anzahl erzeugender Stellen produziert, die in Folge über ein Verteilnetz eine mitunter sehr große Zahl an Verbrauchern versorgen. Die zugehörigen Informationsflüsse sind auf das Notwendigste beschränkt. Datenerfassung im Kundenbereich bedeutet jährlich abgelesene Zählerwerte, im besten Fall mittels Lastspitzen- bzw. Lastgangszählern. Bidirektionale Kommunikation findet kaum statt.

Diese Infrastruktur mag für die Abrechnung bisheriger Tarifmodelle ausreichend sein, stößt aber an ihre Grenzen, sobald dezentrale Einspeisung, globales Energiemanagement oder On-Line-Tarife am Elektrizitätsmarkt eingesetzt werden sollen. Um brachliegende Optimierungspotenziale urbar zu machen, ist es notwendig, eine große Zahl an Energieverbrauchern, -erzeugern und -speichern informationstechnisch zu erschließen. Erst seit kurzem sind die notwendigen Produkte und Technologien zu vertretbaren Preisen am Markt verfügbar und die notwendigen Standards geschaffen, um eine solche Infrastruktur zu entwickeln.

Ziel des Projekts ist es, ein Konzept für eine hochgradig verteilte technische Infrastruktur zur Ausschöpfung bisher ungenutzter Optimierungspotenziale im Bereich der Ressource „elektrische Energie“ zu entwickeln. Das neue Optimierungsnetzwerk soll insbesondere folgende Gruppen von Teilnehmern am Energienetz kommunikationstechnisch erschließen:

- **Intelligente Verbraucher.** Maschinen und Geräte können zum Teil prognostizieren, welchen Energieverbrauch sie in der näheren Zukunft verursachen werden. Dies eröffnet gezielte Beeinflussungsmöglichkeiten zu Optimierungszwecken. Maschinen mit deterministischer Programmsteuerung (vgl. „Waschmaschine“) sind in der Lage, besonders exakte Verbrauchsprognosen abzugeben, andere müssen auf Statistik zurückgreifen.
- **„Virtuelle Energiespeicher“.** Es gibt Verbraucher, die, basierend auf trägen oder unterbrechbaren Prozessen (Wärme, Massebewegungen, Logistik etc.), in der Lage sind, Energie für eine gewisse Zeit vorzuhalten. Beispiele dafür sind unter anderem Kühlgeräte, Klimaanlage und Heizanlagen.

- **Dezentrale Einspeiser.** Die Einspeisung von Windkraftwerken, Brennstoffzellen, Mikroturbinen, Photovoltaik und anderen „kleinen“, verteilten Quellen wird in Zukunft weiter zunehmen. Die stochastische Natur solcher Systeme führt jedoch verstärkt zu Problemen im Netzbetrieb.

Diese Teilnehmer sind zurzeit von den informationstechnischen Disziplinen der Energieversorgung (Kraftwerksführung, Leit- und Schutztechnik, etc.) ausgeschlossen. Verbraucherseitige Mechanismen (z. B. Maximumwächter) oder Regelungen von dezentralen Einspeisern sind momentan nicht in globale Strategien eingebunden. Ein übergeordnetes Energiemanagement, das alle sinnvoll nutzbaren Energieressourcen, sowohl zentraler als auch dezentraler Natur, sowie alle Speichereinheiten und beeinflussbaren Lasten in aufeinander abgestimmter Weise einbezieht, ermöglicht es, den Gesamtwirkungsgrad der Energieversorgung zu verbessern.

Die Basis für ein solches Managementsystem soll im Projekt „IRON Study“, einer Grundlagenstudie für das geplante „Integral Resource Optimization Network“, entwickelt werden. Mitarbeiter des Instituts für Computertechnik der Technischen Universität Wien arbeiten hierbei mit Mitgliedern des Instituts für Energiewirtschaft der Technischen Universität Wien zusammen. Das Projekt wird im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ – einer Initiative des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT) – durchgeführt und gliedert sich in zwei Phasen. In einer ersten Projektphase werden die vom geplanten „globalen“ System zu erfüllenden Anforderungen erhoben – vom Stromerzeuger bis hin zum Kunden gibt es hier unterschiedliche Vorstellungen und Erwartungen. Anhand der Ergebnisse der Anforderungsanalyse soll in einer weiteren Projektphase ein, in wirtschaftlicher wie technischer Hinsicht, fundiertes Konzept entwickelt werden, das als Grundlage für ein Demonstrationsprojekt gedacht ist. Dieser Artikel präsentiert ganz allgemein die potenziellen Vorteile und Einsatzmöglichkeiten des angestrebten Systems, sowie die ersten Ergebnisse der Anforderungsanalyse.

2. Vom State-of-the-Art zu neuen Möglichkeiten

Die Ideen, die im Folgenden behandelt werden – die Betrachtung von verbraucherseitigen Maßnahmen, die verstärkte Nutzung von Speichern, die verbesserte Integration dezentraler Erzeugung – mögen grundsätzlich nicht neu sein, werden hier aber aus einer neuen Perspektive betrachtet. Die bis jetzt angedachten und in Angriff genommenen Lösungen der genannten Problematiken haben es allesamt nicht geschafft, in einem nennenswerten Ausmaß am Markt zum Einsatz zu kommen. Es folgt eine kurze Beschreibung bestehender Lösungen, wobei besonders auf deren Defizite eingegangen wird, und es wird aufgezeigt, wie das beabsichtigte Optimierungsnetzwerk helfen könnte, diese zu beseitigen. Ziel ist es, einer möglichst großen Anzahl von Teilnehmern am Energienetz einen intelligenteren Umgang mit elektrischer Energie als bisher zu ermöglichen.

Eines der größten Mankos bestehender Entwicklungen ist ihr „Stand-Alone“-Charakter. Der Gedanke eines integrierten Ressourcen-Optimierungs-Netzwerks – das Projekt IRON – hat sich aus einer Reihe von Vorprojekten herauskristallisiert, die hauptsächlich im Bereich des Energie(daten)managements angesiedelt waren. Systeme hierfür werden bis jetzt am öftesten eingesetzt und es gibt dementsprechend auch die meisten kommerziellen Entwicklungen. Vielfach dienen diese ganz allgemein der Akquisition und Verarbeitung von Umwelt- und Verbrauchsdaten. Die Hamburger Firma Envidatec GmbH (www.envidatec.de) z. B. bietet mit JEVIS ein solches Produkt an, das gemeinsam mit Mitarbeitern des ICT über mehrere Jahre hinweg entwickelt wurde und laufend erweitert wird. Aufbauend auf der Netzwerktechnologie eines als abstrakte Schnittstelle für Feldbussysteme konzipierten Internet-Gateways (Projekt IGUANA, Lobashov *et al.* 2001) bietet JEVIS die Integration unterschiedlichster Protokolle und Technologien über eine gemeinsame Abstrahierung durch eine Datenbank (Palensky 2003). Einsatzgebiet ist das Sammeln von Kundendaten, wie Wasser- und Stromverbrauch, Innen- und Außentemperatur einer Liegenschaft, etc., sowie die Aufbereitung, Visualisierung und Bewertung der Daten. In einer weiteren Stufe werden Einsparmaßnahmen bezüglich Wasser, Primärenergie und Strom vorgeschlagen, wobei bei letzterem neben einer Gesamtreduktion auch die Beschränkung von Spitzenlasten mittels „Load Shifting“ angeboten wird („Maximumwächter“). Eine Amortisation des Systems ist, je nach Kundengröße, teilweise schon innerhalb von zwei Jahren möglich.

Ein weiteres im Energiemanagement angesiedeltes Projekt, an dem das ICT an führender Stelle beteiligt ist, heißt „Real-time Energy Management via Powerlines and Internet“ (www.rempli.org). Ziel dieses Projekts ist das Design und die Erstellung eines Systems, das neben einer Datenerfassung in Echtzeit inklusive anschließender Aufbereitung für Verrechnungs- und statistische Zwecke, auch die Überprüfung von Transportverlusten und Fehlern ermöglichen soll. Der Fokus liegt hier auf verteilten Infrastrukturen und der Kommunikation über Powerline.

Ein Großteil der bis jetzt tatsächlich eingesetzten Energiemanagement-Maßnahmen ist vergleichsweise statisch. Programme und Systeme, die es Verbrauchern ermöglichen, ihre Lasten dynamisch, in schneller Reaktion auf aktuelle Marktverhältnisse, zu managen, bezeichnet man als „Demand Response“ (DR) bzw. „Demand Side Management“ (DSM) Systeme (Kintner-Meyer *et al.* 2003). Um an einem Demand Response Programm gewinnbringend teilnehmen zu können, benötigt man abschaltbare oder zumindest flexible (zeitlich verschiebbare) Lasten. Dabei muss nicht jedes elektrische Gerät einzeln betrachtet werden, kleinere Betriebsmittel und solche, die nicht unabhängig voneinander betrieben werden können, sollten geclustert werden. Geräte, die elektrische Energie in Wärme oder Kälte umwandeln und in dieser Form für eine gewisse Zeit speichern, können fast immer vorübergehend vom Netz genommen werden, ohne dass ihre Funktionalität darunter leidet. Zu dieser Gruppe von Geräten zählen zum Beispiel Heizungen, Kühlgeräte, Ventilatoren und Klimaanlage. „Virtuelle“ Speicher können aber auch das Ergebnis von logistischen Maßnahmen sein, nämlich dann, wenn Betriebsprozesse in der Art und Weise umstrukturiert werden, dass sie nur mehr – oder

zumindest vorwiegend – zu Niedrigpreiszzeiten gefahren werden müssen. Dies kann zum Beispiel durch das vorläufige Zwischenspeichern und spätere Verarbeiten von Roh- und Werkstoffen geschehen. Das Vorhandensein einer oder mehrerer On-Site-Erzeugungsanlagen eröffnet weitere Möglichkeiten, die eigene Last flexibel zu gestalten.

Falls abschaltbare bzw. flexible Lasten prinzipiell vorhanden sind, müssen diese in einem nächsten Schritt bezüglich ihrer Vorankündigungs- und ihrer Reaktionszeit im Bedarfsfall klassifiziert werden. Je nach Verwendungszweck werden sich die an ein DSM System gestellten zeitlichen Anforderungen unterschiedlich gestalten, z. B. sie werden beim Einsatz des Systems zur Stabilisierung des Netzes in Ausfallsituationen um ein Vielfaches schärfer sein, als wenn das System „nur“ der generellen Reduktion von Spitzenlasten dient (Fotuhi *et al.* 2000). Es gibt Programme, die mit einer Ankündigungszeit von einem Tag und Reaktionszeiten im Stundenbereich arbeiten, bis hin zu solchen, bei denen die Ankündigungszeit im Minutenbereich liegt und Lasten, die als abschaltbar gemeldet wurden, sofort mittels Signal unterbrochen werden. Je einschränkender die zeitlichen Erfordernisse sind, desto automatisierter muss die Lastreduktion erfolgen und desto mehr Infrastruktur benötigt man dafür.

Eine Voraussetzung für verbraucherseitige Maßnahmen ist auch, dass den Konsumenten die Möglichkeit gegeben wird, auf Preissignale zu reagieren. Aufgrund der derzeitigen Tarife, kostet dem Endverbraucher aber Energie, die zu Spitzenlastzeiten konsumiert wird, genau so viel wie solche, die durch Grundlast abgedeckt werden kann. Wenn jedoch z. B. zusätzlich zum Gesamtverbrauch die drei größten Spitzen in die Stromrechnung einfließen¹, was bei „größeren“ Kunden bereits gegeben ist, bringt es einen direkten finanziellen Vorteil für den Kunden, diese Spitzen zu reduzieren. Die etablierte Lösung dafür heißt „Maximumwächter“.

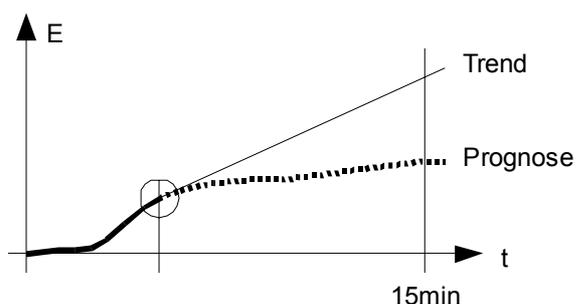


Abb. 1: Maximumwächter – Prognose versus Trend

Diese Geräte bzw. Anlagen versuchen den Verbrauch pro Messintervall (in Österreich 15 Minuten) auf ein definiertes Maximum zu beschränken. Erreicht wird dies durch die laufende Berechnung des „Trends“, einer einfachen, auf Beobachtungen der Gegenwart bzw. der unmittelbaren Vergangenheit beruhenden Extrapolation für das Ende der Messperiode. Zeichnet sich ab, dass am Ende der Periode ein vorgegebener Maximalwert überschritten wird, werden Verbraucher, zumeist

¹ Hierbei werden die 3 pro Messperiode größten Verbrauchswerte mitprotokolliert.

entsprechend vorgegebener Prioritäten, weggeschaltet oder, im moderneren Fall, gepulst, d. h. auf geringerer Leistung gefahren.

Die heutigen Maximumwächter schaffen es, Lastspitzen in Schach zu halten, trotzdem nützen sie bei weitem nicht das gesamte Optimierungspotenzial aus. Die Trend-Vorhersage beruht lediglich auf passivem Messen, nicht auf aktivem „Wissen“ der in ihrem Verbrauch zu regelnden Geräte selber. Wenn diese Geräte mit einem Mindestmaß an Intelligenz und entsprechender Netzwerkfähigkeit ausgerüstet wären, könnten sie selbst zu Prognosen völlig neuer Qualität beitragen (Abb.1). Das Wissen über den eigenen Zustand kann dabei entweder einer, eventuell vorhandenen, vorgegebenen Programmsteuerung entstammen, oder mit Hilfe von statistischen Algorithmen dynamisch erworben worden sein. Auch von Sensoren ermittelte Umgebungsinformationen werden in der Regel mit einfließen. Wenn zudem jedes Gerät seinen aktuellen Zustand samt Handlungsspielraum in der nahen Zukunft im Netzwerk annonciert, eröffnet das neue Freiheitsgrade für die Optimierung, die nun im Rahmen eines größeren Verbundes stattfinden kann.

Aufbauend auf den ausgetauschten Informationen, kann mit Hilfe von Algorithmen ein koordinierter Gesamtbetrieb der einzelnen Geräte erreicht werden (Palensky 2001). Auf diese Weise ist es z. B. möglich, virtuelle Energiespeicher bewusst und strategisch zu nutzen. Ein weiteres Manko bestehender Maximumwächter ist, dass diese typischerweise lokal, beschränkt auf ein Gebäude oder einen Betrieb, agieren. Sollen hingegen Unternehmen, oder auch private Kaufgemeinschaften, über mehrere Niederlassungen hinweg geregelt werden, benötigt man eine in globale Datennetze integrierbare Kommunikationsarchitektur.

Schnelle, durchgängige Informationsflüsse und eine hohe Informationsdichte könnten aber nicht nur zur Effizienzsteigerung auf Verbraucherseite beitragen, sondern auch an anderen Stellen im Elektrizitätssystem zu Verbesserungen gegenüber dem Ist-Zustand führen. Im Prinzip können sämtliche Planungs-, Steuerungs- und Kontrollaufgaben von systemweiten Kommunikationsmöglichkeiten profitieren (Pratt & Lightner 2004). Die IT-Infrastruktur würde genutzt werden, um Fahr- und Wartungspläne auszutauschen, Prioritäten dynamisch zu setzen und zu verändern, Netzzustandsinformationen zu kommunizieren, kritische Ressourcen auszuverhandeln, etc. Die angestrebte, integrierte Kommunikation bildet die Basis für neue, durch einen höheren Automatisierungsgrad gekennzeichnete, Lösungen im Bereich der Diagnose wie der Prognose, des Monitorings wie der Markttransaktionen.

Neben Netz- und Systemdienstleistungen könnte die Einspeisung der neuen, dezentralen Mitspieler am Erzeugerparkett intelligenter gestaltet werden. Lokal erzeugte Energie sollte bevorzugterweise lokal wieder verbraucht werden. Der hochverteilte Charakter der angestrebten Infrastruktur kommt den spezifischen Erfordernissen und Problemen dezentraler Erzeuger entgegen. Mit der geplanten Infrastruktur wird es möglich sein, Verbraucher und virtuelle sowie reale Energiespeicher gezielt dafür heranzuziehen, kurzfristige, lokale Energieüberschüsse bzw. -

knaptheiten auch lokal auszugleichen. Vernetzte Energiespeicher z. B. könnten im Bedarfsfall ein Zuviel an Energie abfangen und in Niederlastzeiten bewusst geladen werden. Die Synchronisierung von Erzeugung und flexiblen Verbrauchern ist besonders für stochastische Einspeiser, wie Photovoltaik- oder Windkraftwerke, von Nutzen. Potenzial für die nötige Korrekturleistung ergibt sich nicht nur aus automatisch abgerufenen Speichern und abschaltbaren Lasten, sondern auch durch Zusammenschlüsse mehrerer einzelner dezentraler Erzeugereinheiten (Schwaegerl & Heher 2003). Ein Mix aus – idealerweise verschiedenartigen – dezentralen Erzeugern, die durch ein übergreifendes Management auf technisch-infrastruktureller Ebene miteinander verbunden sind, wird als „virtuelles Kraftwerk“ bezeichnet. Neben größeren Anlagen, wie Windparks oder Blockheizkraftwerken, könnten selbst Kleinstanlagen, wie Brennstoffzellen oder Solarzellen von Haushalten in Form von automatisch konfigurierbaren Anlagenclustern miteinbezogen werden. Eine Ankopplung eines solchen virtuellen Kraftwerks an ein Verteilnetzmanagement (DMS) führt zu weiteren Effizienzsteigerungen im Elektrizitätssystem.

3. Anforderungsanalyse

Das Spektrum dessen, was technisch möglich wäre, ist groß. Auch die Zahl der Akteure am Elektrizitätsmarkt, denen das angestrebte Optimierungsnetzwerk von Nutzen sein kann, ist groß. Das ergibt sich aus seiner offenen, flexiblen Konzeption, die es zu einem Werkzeug macht, das für eine Vielzahl von Aufgaben eingesetzt werden kann. Die zentrale Frage aber, die sich stellt, ist, *mit welchen* modernen Technologien die Erschließung all dieser Teilnehmer sinnvollerweise geschehen kann und *wie* mit den jeweiligen Spezifika dieser Teilnehmer gewirtschaftet werden kann. Die zu erfüllenden technischen und wirtschaftlichen Anforderungen müssen von Grund auf mitberücksichtigt werden und bedürfen daher einer ausführlichen Analyse.

3.1 Technische Anforderungen

Je mehr Einheiten an dem System teilnehmen, desto mehr Freiheitsgrade sind zu erwarten und desto flexibler wird das System agieren können. Die Einbindung einer großen Anzahl von Teilnehmern bringt aber eine Reihe von technischen Herausforderungen mit sich. Sowohl die Infrastruktur als auch die darauf ablaufenden Algorithmen müssen robust sein, d. h. unempfindlich gegenüber Störungen. Beide Komponenten müssen auch problemlos erweiterbar sein – der Schritt von einigen Hunderten von Teilnehmern zu vielen Tausenden soll in keine systematischen Sackgassen führen. Dies wird als Skalierbarkeit bezeichnet. Etwaige Erweiterungen des Systems sollen auch möglichst autonom und sich selbstorganisierend vonstatten gehen, Stichwort „Plug&Work“. All dies vermindert den Administrations- und Wartungsaufwand und damit Kosten. Letztendlich muss das System, sowohl was seine Infrastruktur als auch was den laufenden Betrieb betrifft, kostengünstig sein, in einer vernünftigen Relation zum Einsparpotenzial. Weitere wichtige technische Herausforderungen finden sich in den Bereichen Schnittstellen und Standards, Echtzeitfähigkeit, Quality of Service (QoS) und Daten-

sicherheit (IT-Security). Kontrolltätigkeiten im Umfeld von Verbrauchern müssen unauffällig für diese bleiben und ihre Privatsphäre respektieren.

3.2 Wirtschaftliche Herausforderungen und Rahmenbedingungen

Ein effizienter Umgang mit Ressourcen kann sich grundsätzlich nur dort einstellen, wo auch tatsächlich alle bei der Nutzbarmachung anfallenden Kosten verrechnet und gleichzeitig alle erwirtschafteten Werte abgegolten werden. Auch die von uns angestrebte Ressourcenoptimierung bedarf geeigneter wirtschaftlicher Rahmenbedingungen, um ihr Potenzial entfalten zu können. Ein wichtiger Faktor dabei sind zeitvariable Preise (Time-of-Use, Time-of-Day, Real-Time-Pricing) (Stadler *et al.* 2001). Im Gegensatz zu fixen Tarifen übermitteln diese Informationen über den Zustand von Angebot und Nachfrage und stellen einen Anreiz dar, dementsprechend zu reagieren, z. B. in Spitzenlastzeiten die eigene Last zu reduzieren. Neue Systeme und Strukturen werfen natürlich immer auch Fragen auf, die durch bestehende Regeln und Gesetze vielleicht nicht abgedeckt werden. Folgende wirtschaftlich-organisatorischen Herausforderungen zeichnen sich dabei ab:

- Wer wird Betreiber welcher Dienstleistung?
- Wer haftet wann wofür?
- Wie sind die Kosten/Nutzen zu allokatieren? Wie sehen geeignete (Markt-)Mechanismen dafür aus?

Es gilt, faire Bedingungen für alle zu schaffen, sodass der größtmögliche volkswirtschaftliche Nutzen erzielt werden kann.

3.3 Anforderungsermittlung mithilfe von Interviews

Um einen detaillierten Überblick über die derzeitigen Probleme und Trends am österreichischen Strommarkt zu erhalten, wurden die verschiedensten Teilnehmer zu ihrer Sicht der Dinge befragt. Konkret wurden Ende 2004 dreizehn Interviews durchgeführt, bei denen Vertreter folgender Akteure am Energiemarkt zu Wort kamen (Abb. 2):

- Verbraucher, insbesondere große Industriebetriebe,
- Stromerzeuger, darunter auch Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen,
- Stromhändler, Stromlieferanten, Stromverteiler,
- Technologieprovider,
- Ordnungsstellen,
- Umweltorganisationen.

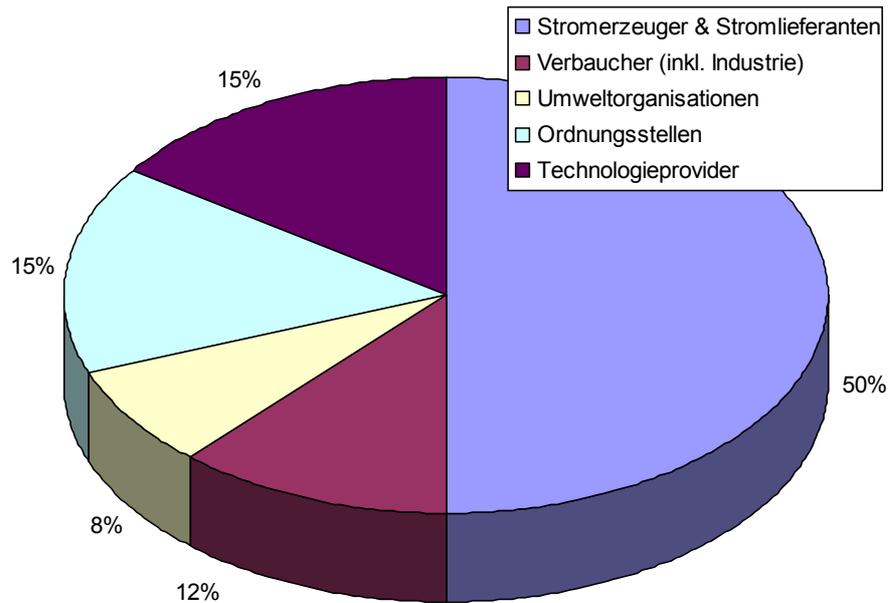


Abb. 2: Verteilung der interviewten Teilnehmer

Die Gespräche dauerten von 30 Minuten bis zu zwei Stunden und wurden jeweils von zwei bis drei Mitarbeitern des Projekts geführt. Es wurde ein vorgegebener Fragebogen verwendet, der einerseits für den nötigen, fixen Rahmen der Gespräche sorgte, andererseits aber relativ offen gestaltet war und den Befragten viel Freiraum gelassen hat für Anliegen, die für sie von besonderer Wichtigkeit waren. Der Fragebogen bestand aus einem allgemeinen Teil, der für alle gleich war, und aus einem zweiten Teil, der in Abhängigkeit vom Typ des befragten Teilnehmers variierte. Bei den allgemeinen Fragen ging es vor allem um eine Abschätzung der zukünftigen Entwicklungen am Strommarkt. Unter anderem wurden die interviewten Personen über ihre Meinung zu den zu erwartenden Steigerungsraten beim Stromverbrauch, zu möglichen strukturellen Veränderungen, zur dezentralen Erzeugung und zur Spitzenlastproblematik befragt.

4. Ergebnisse

Es folgt eine Diskussion dessen, was aus den bisher durchgeführten Anforderungsanalysen über die Konzeption und die Machbarkeit der geplanten, IT-basierten Infrastruktur zur effizienteren Nutzung elektrischer Energie abgeleitet werden kann. Von zentraler Bedeutung wird die Verfügbarkeit von günstigen Datenerfassungsmodulen und günstigen Übertragungsmöglichkeiten sein. Mindestens genauso wichtig ist es aber auch, einen geeigneten Ausgangspunkt und geeignete Partner für den Markteinstieg zu finden.

4.1 Der österreichische Elektrizitätsmarkt aus Sicht seiner Teilnehmer – Interviewauswertung

Bei der Einschätzung der allgemeinen Entwicklungen am österreichischen Strommarkt herrscht größtenteils Einigkeit unter den Teilnehmern. Als grundsätzliche Tendenzen werden das weitere

Ansteigen des Verbrauchs und das Zurückgehen der Kapazitäten angesehen. Ohne Gegenmaßnahmen scheint sich unweigerlich eine Versorgungslücke aufzutun. Um diese zu schließen, wird üblicherweise an den Neubau von Kraftwerken gedacht. Effiziente Maßnahmen zum Engpass- und Notfallmanagement werden als äußerst wichtig erachtet.

Was Demand Response Systeme betrifft, so sind Erfahrungen damit bei den Teilnehmern nur sehr gering bis gar nicht vorhanden. Abschaltbare Lasten und zeitvariable Tarife wurden bis dato beinahe ausschließlich bei Großkunden, im Bereich der Industrie, eingesetzt. Derartige Angebote werden tendenziell von den Stromversorgern als reines Nischenprodukt angesehen, und die wenigen bis jetzt damit gemachten Versuche wurden als eher entmutigend geschildert. Die angewendeten Konzepte vermochten keinen flächendeckenden Erfolg zu erzielen. Die Gründe dafür sind vielfältig und reichen vom ungenügenden Anreiz für den Konsumenten bis zur mangelnden Flexibilität des Systems. Wirklich etabliert am Markt ist nur der Nachstromtarif, der auch Endverbrauchern angeboten wird.

Der Einsatz von Demand Response Systemen bei kleineren Abnehmern und Endverbrauchern wird zwar von den Stromversorgern prinzipiell positiv kommentiert, in der Durchführung aber als schwierig angesehen. Folgende Barrieren wurden in diesem Zusammenhang angeführt:

- *Zu kompliziert in der Anwendung:* Je aufwändiger die Installation und der Betrieb des Systems sind, desto höher wird die Hemmschwelle für den Kunden sein, es einzusetzen. Er wird nicht bereit sein, laufend komplexe Handlungen selbst durchführen zu müssen.
- *Zu viel Verlust an Lebensqualität und gewünschter Funktionalität:* Je höher die diesbezüglichen Befürchtungen sind, desto stärker wird ein solches System abgelehnt werden.
- *Zu hohe Kosten der Zählerfernauslesung*
- *Zu unbedeutende Kostenersparnis:* Diese sei derzeit, aufgrund der in Relation zu anderen Haushaltskosten insgesamt niedrigen Strompreise, zu gering, als dass Konsumenten gewillt wären, sich damit zu befassen. Nur besonders umweltbewusste Zielgruppen würden sich angesprochen fühlen.

Weiters wurde angeführt, dass es für eine weiterreichende Verbreitung von verbraucherseitigen Maßnahmen in Österreich an der dafür nötigen Bewusstseinsbildungs- und Öffentlichkeitsarbeit fehle. Teilweise wurden auch politische Maßnahmen als notwendig erachtet, damit es zu einer Marktdurchdringung von DSM Systemen kommen kann, in dem Ausmaß, dass diese einen relevanten Faktor im Energiesystem darstellen.

Die Idee einer modernen IT-Infrastruktur zur Erhöhung der Informationsdichte und der Durchgängigkeit der Kommunikationsflüsse im Elektrizitätssystem wurde sehr positiv aufgenommen. Falls es gelänge, diese kostengünstig zu realisieren, würde auch das Lastmanagement im Bereich der Haushalte als praktikabel und sinnvoll erachtet. Einzeln betrachtet gelten diese als zu klein, in Summe aber ist ihr Einfluss auf den Lastgang durchaus bedeutend. Im Bereich des Gewerbes und der

Kleinbetriebe gibt es ebenfalls noch viel ungenutztes Optimierungspotenzial. Für die verbesserte Integration dezentraler Erzeugung wird der verstärkte Einsatz moderner, IT-basierter Steuerungs- und Kommunikationstechniken als äußerst wichtig erachtet.

4.2 Kosten-Nutzen-Betrachtungen

Auch in den nächsten Jahren wird der Strombedarf in Österreich, bei gleichzeitiger (altersbedingter) Stilllegung von Kapazitäten, ansteigen. Verschärft durch die ebenfalls ansteigenden Primärenergiepreise, führt dies nicht nur zu immer höheren Preisen im Stromgroßhandel, sondern auch zu einer immer größer werdenden Volatilität dieser Preise (Abb. 3).

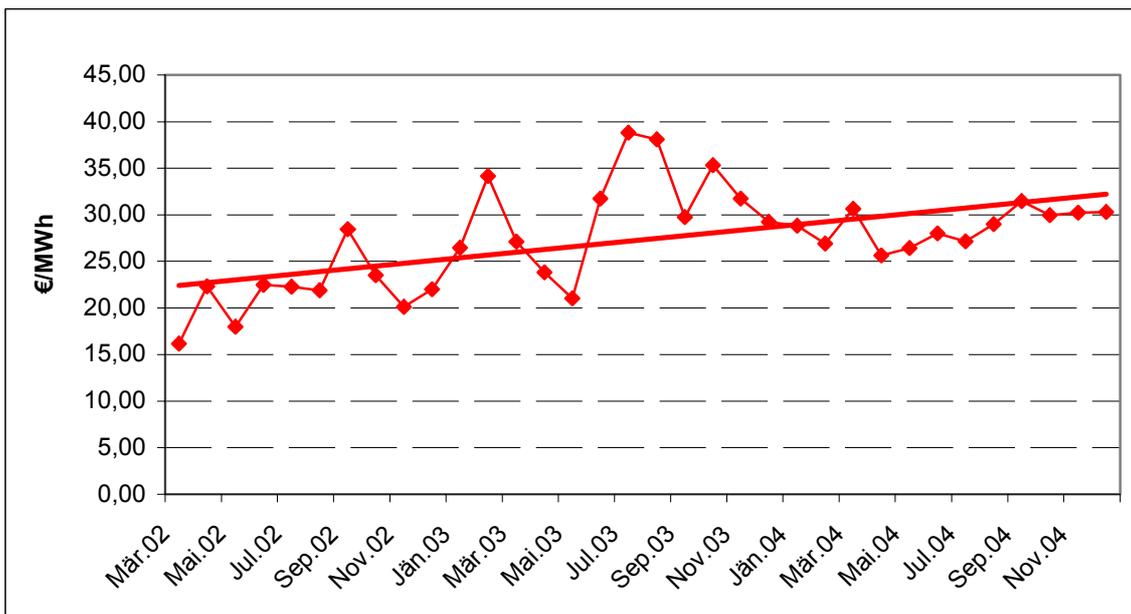


Abb. 3: Verlauf des durchschnittlichen Börsenpreises, gehandelt an der Energy Exchange Austria (EXAA) in Österreich (EXAA 2004).

Der Endkunde hat aufgrund der ihm verrechneten fixen Tarife keine Information darüber, wann sich Erzeugung und Verteilung ihren Verfügbarkeitsgrenzen nähern und auch keinen Anreiz, sein Verbrauchsverhalten auf eine etwaige Knappheit des Angebots abzustimmen. Die Nachfragekurve kann dementsprechend als sehr unelastisch bezeichnet werden, was einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage verhindert und einen ineffizienten Zustand darstellt (Stadler 2001 und 2003). Gerade in dem Bereich, wo sich das Angebot den Kapazitätsgrenzen nähert, würde eine elastische Nachfragekurve zu einem signifikanten Lastrückgang führen: ein Mechanismus, der gerade in kritischen Zeiten automatisch dazu beiträgt, dass die nötigen Sicherheitsreserven nicht unterschritten werden, und zudem ein Eskalieren der Preise verhindert (Kannberg *et al.* 2003). Das angestrebte System ermöglicht es Kunden, ihren Verbrauch an das Angebot anzupassen, und erhöht dadurch die Elastizität der Nachfrage. Aufgrund dieses Umstandes – und auch der Tatsache, dass das System schnelle, durchgängige Kommunikationsmöglichkeiten liefert – kann es einen wichtigen Beitrag zum Engpass- und Notfallsmanagement leisten und so die Stabilität, Sicherheit und Zuverlässigkeit des

Elektrizitätssystem verbessern. Das wäre auch für die Verbraucher von Vorteil. Den Verbrauchern würde das System zudem die Möglichkeit einer aktiven Beeinflussung ihrer Elektrizitätskosten bringen.

Was die dezentrale Erzeugung betrifft, so könnte diese mithilfe der geplanten Infrastruktur besser ins bestehende Elektrizitätssystem integriert werden. Das würde erneuerbaren Energieträgern die Chance geben, eine größere Bedeutung für die Energieversorgung zu erlangen als das im Moment der Fall ist. Konkret ergibt sich das Optimierungspotenzial in diesem Bereich aus verbesserten Prognosen, aus einem Ausbau der Steuerungen und Regelungen der dezentralen Anlagen sowie ihrer kommunikationstechnischen Vernetzung mit anderen Anlagen, aus dem Zusammenschluss mehrerer Einzelanlagen zu „virtuellen Kraftwerken“ zum Ausgleich „lokaler“ Schwankungen.

Ein weiterer Nutzen des globalen Optimierungsnetzwerks ergibt sich aus seiner Fähigkeit, Spitzenlasten zu entschärfen. Aufgrund dessen kann es dazu beitragen, dass kostspielige Kraftwerksneubauten vermeiden werden können, die überdies vielleicht nur für eine sehr geringe Zeit im Jahr in Betrieb sein würden. Die neue Infrastruktur würde insgesamt zu einer besseren Auslastung der Kapazitäten und zur Erhöhung ihrer Produktivität führen. Kraftwerksneubauten sind äußerst kapitalintensiv und mit hohen Risiken verbunden. Wenn nur ein Teil der in den nächsten Jahren anstehenden Investitionen durch eine effizientere Nutzung existierender Ressourcen gespart werden könnte, so ergäbe das einen beträchtlichen finanziellen Nutzen, der durch das neue System erschlossen werden könnte.

Den potenziell erzielbaren Nutzwerten stehen die Kosten der Infrastruktur gegenüber, sowohl was ihre Installation als auch ihren Betrieb betrifft. Die Preise für potenziell einsetzbare IT-Komponenten sind in den letzten Jahren beträchtlich gesunken und die Möglichkeit, ein günstiges Kosten/Nutzen Verhältnis zu erzielen, wird als realistisch eingeschätzt. Eine genaue Quantifizierung des Kosten/Nutzen Verhältnisses ist aufgrund der vielen unbekanntenen Größen schwierig. Ein Pilotversuch soll hier wertvolle Daten liefern.

In Kannberg *et al.*, 2003, findet sich eine Bewertung für einen Großteil der erwähnten Nutzen für den US-amerikanischen Markt.

4.3 Szenarien

Die Vielzahl der einzelnen Teilnehmer am Strommarkt und ihre unterschiedlichen Interessen werfen eine Reihe von organisatorischen und infrastrukturellen Fragen auf, wenn es gilt, ein *globales* System – wie es in der IRON Studie vorgeschlagen wird – zu installieren und seinen Betrieb und seine Wartung zu regeln.

Eine wichtige Schlussfolgerung aus den wirtschaftlichen Betrachtungen ist, dass nur wenige Erzeuger von elektrischer Energie solche Programme initiieren werden. Sie wollen in erster Linie möglichst viel Energie möglichst teuer verkaufen. Für einen erfolgreichen Markteinstieg müssen jene

Akteure gefunden werden, die sich den größten, unmittelbaren Vorteil vom neuen System erwarten. Bis jetzt wurden Überlegungen zu folgenden zwei Szenarien angestellt:

Im ersten Szenarium könnte eine eigene, private Betreibergesellschaft gegründet werden, die sich um die Installation, Wartung, Verwaltung und Verrechnung des Systems kümmert. Die Beteiligung von Stromverbrauchern an dem Programm würde auf freiwilliger Basis erfolgen: Für Kunden wirkt der Systembetreiber wie ein Stromlieferant, der aber Strom mit zeitabhängigen Preisen verkauft. Jeder Kunde, der an diesem System aktiv teilnimmt („eingeloggte“ wäre), könnte durch den gezielten Abwurf flexibler Lasten (Kühlgeräte, Waschmaschinen, Produktionsmaschinen, etc.) Einsparungen erzielen und unter Umständen zusätzlich mit einem Bonus belohnt werden.

Dieser Betreiber muss seinen Strom natürlich selbst auch beziehen. Durch seine große Bezugsmenge und seinen relativ gleichmäßigen Verbrauch (Demand Side Management) könnte er besonders günstige Konditionen erhalten. Er kann den Strom aus diversen mittel- bis längerfristigen Verträgen beziehen, oder aber auch aus dem Großhandel. Im letzteren Fall wäre er den dort herrschenden Marktpreisen unterworfen. Der von ihm erzielte Gewinn sollte zum Teil an den Kunden weitergegeben werden. Das Risiko läge in erster Linie beim Betreiber, der es jedoch durch geeignete Maßnahmen mit seinen Kunden teilen könnte.

Die Probleme dieses Szenariums liegen darin, eine genügend große Anzahl von Verbrauchern zu finden, die an dem Programm teilnehmen wollen. Hier kann es zunächst zu Effizienzproblemen kommen. Man benötigt gewisse Kapitalreserven, um die Anfangsphase, in der auch ein Großteil der Investitionen fällig wird, erfolgreich zu überdauern. Hinzu kommen die Kosten für das Anwerben von Kunden. Auch die kostengünstige Bereitstellung der notwendigen Hardware erfordert möglicherweise bestimmte Stückzahlen. Hier ist eine rigide Effizienzberechnung notwendig, die im Detail aber erst an einem konkreten Prototypsystem erfolgen kann.

Das zweite Szenarium setzt im Bereich der Netz- und Systemdienstleister an. Diese Variante könnte auch Unterstützung durch geeignete rechtlich-regulatorische Maßnahmen finden. Die informationstechnische Aufwertung, die ein IRON Netzwerk der Energieversorgung bringen würde, wäre von volkswirtschaftlichem Nutzen. Man hätte ein hochinnovatives Produkt, angesiedelt an vorderster Front der technologischen Entwicklung auf dem Energiesektor.

Ein wesentlicher Vorteil gegenüber dem ersten Szenarium wäre, dass hier von vornherein eine viel größere Anzahl von Verbrauchern teilnehmen würde. Das Optimierungssystem könnte seine volle Effizienz schneller entfalten und eventuelle „Kinderkrankheiten“ könnten leichter korrigiert werden. Der Zwang zur Erzielung kurzfristiger Profite wäre geringer, was die Wahrscheinlichkeit für das System erhöhen würde, sich langfristig etablieren zu können. Ein zusätzlicher Vorteil dieses Szenariums ist, dass es hier zu einer Abstimmung des neuen Systems mit anderen energiepolitischen Maßnahmen kommen könnte. Als Beispiele seien die CO₂-Emissionsrichtlinie und das Ökostromgesetz angeführt. Auch die europaweite Ausweitung des Programms könnte leichter vonstatten gehen.

5. Schlussfolgerungen

Aktuelle Erwartungshaltungen gehen von Elektrizitätssystemen der Zukunft aus, die nicht mehr ausschließlich durch lineare Strom-, Informations- und Geldflüsse gekennzeichnet sein werden. Früher oder später werden die Märkte in Bewegung kommen, der Wettbewerb noch härter und die Gewinnspannen wieder geringer werden, sodass neue Optimierungsbereiche erschlossen werden müssen. Der verstärkte Einsatz moderner Informationstechnologien kann helfen, bestehende Kapazitäten effizienter zu nutzen, erneuerbare Energiequellen besser zu integrieren, die Abhängigkeit von Öl und Gas zu reduzieren, die Investitionskosten für neue Kraftwerke zu minimieren und Märkte für neue Service- und Dienstleistungen zu erschließen. Allerdings stellt die Verfügbarkeit geeigneter Komponenten der Informationstechnologie alleine noch keine hinreichende Garantie für eine erfolgreiche Umsetzung all dieser Möglichkeiten dar, es bedarf auch der entsprechenden wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen. IRON soll ein Werkzeug darstellen, das für eine Vielzahl von Teilnehmern am Elektrizitätsmarkt von Nutzen sein kann und auf diese Weise zu einer optimalen Energieversorgung beiträgt. Dies ist nicht nur von individuellem, sondern auch von volkswirtschaftlichem Interesse.

LITERATUR

- M. Fotuhi-Firuzabad, R. Billinton, "Impact of Load Management on Composite System Reliability Evaluation Short-Term Operating Benefits", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 2, 2000, pp. 858-864.
- L. Kannberg, D. Chassin, J. DeSteese, S. Hauser, M. Kintner-Meyer, R. Pratt, L. Schienbein, W. Warwick, "GridWisetm: The Benefits of a Transformed Energy System", PNNL-14396, Pacific Northwest National Laboratory, USA, 2003.
- M. Kintner-Meyer, C. Goldman, O. Sezgen, D. Pratt, "Dividends With Demand Response", ASHRAE Journal, American Society of Heating, Refrigeration and Air-Conditioning Engineers Inc., Oct. 2003.
- M. Lobashov, P. Palensky, "Bringing Energy-related Services to Reality", in: Proceedings of IEWT 2001, 2. Internationale Energiewirtschaftstagung, 21.-23. Feb. 2001, TU Wien, Wien, 2001.
- P. Palensky, "Distributed Reactive Energy Management". Dissertation an der TU Wien, Austria, 2001.
- P. Palensky, "The JEVIS System - An advanced Database for Energy-related Services", in: "Proceedings of the 7th IASTED International Conference on Power and Energy Systems PES/TDA", IASTED Intern. Conf. on Power and Energy Systems PES/TDA, 24th-26th Feb. 2003, Palm Springs, California, USA, 2003.

- Y. Peña Landaburu, P. Palensky, M. Lobashov, “Requirements and Prospects for Consumers of Electrical Energy regarding Demand Side Management”, in: Die Zukunft der Energiewirtschaft im liberalisierten Markt – Kurzfassungsband, IEWT 2003, 12.-14. Feb. 2003, Wien, Austria, 2003.
- R. Pratt und E. Lightner, „GridWise: Transforming the Power Grid with Information Technology“, in Proceedings of the First International Conference on the Integration of Renewable Energy Sources and Distributed Energy Resources, 1st-3rd Dec. 2004, Brussels, Belgium. OTTI, Regensburg, 2004, pp. 80-87.
- M. Stadler, Hans Auer, Reinhard Haas: „*The Increasing Relevance of Dynamic Tariff Structures in the Liberalised European Electricity Market*“, DistribuTECH- EUROPE 2001, Berlin, 6-8 November, 2001.
- M. Stadler, “The relevance of demand-side-management and elastic demand curves to increase market performance in liberalized markets: The case Austria”, Dissertation an der TU Wien, November 2003.
- C. Schwaegerl, A. Heher, “Einbindung dezentraler Stromerzeugung in die bestehenden Versorgungsnetze im Hinblick auf Energieeffizienz und Netzverträglichkeit mit Berücksichtigung des Modells virtueller Kraftwerke, e&i, Heft 10, Springer-Verlag Wien, 2003.
- EXAA, Marktdaten Spotmarkt 2004, www.exaa.at