

Technische und ökonomische Varianten für die Umsetzung einer smarten Verknüpfung eines urbanen Strom- & Fernwärmenetzes zu einem funktionalen Stromspeicher

Markus Puchegger¹, Rudolf Weißenbacher² und Dietmar Nöhner³

¹ Forschung Burgenland GmbH, Campus 1, 7000 Eisenstadt, Austria

² Venios GmbH, Am Ökopark 4, 8230 Hartberg, Austria

³ Stadtwerke Hartberg VerwaltungsgmbH, Am Ökopark 10, 8230 Hartberg, Austria

lncs@springer.com

Abstract. Dieser Beitrag behandelt die ökonomische Bewertung von sektorübergreifenden Flexibilisierungsmaßnahmen in Energienetzen und ein technisches Umsetzungskonzept für deren Anwendung mittels Echtzeitüberwachung und -steuerung. Für die wirtschaftliche Betrachtung wurden unterschiedliche Erlösmechaniken mit Nutzen für KundInnen und EVU ermittelt und analysiert. Daraus ergibt sich, dass die gemeinsame Nutzung der Flexibilitäten zur Erhöhung der Direktverbrauchsquote und zur Nutzung niedriger Strompreise am Großhandelsmarkt möglich ist. Ebenso wurde mit der Integration einer Hochtemperaturwärmepumpe in das Nahwärmenetz ein Kopplungspunkt zwischen den Netzen untersucht, der die Flexibilitäten im System weiter erhöht und überschüssigen Strom aus Erneuerbaren effizient in nutzbare Wärme umwandeln kann. Die technische Umsetzung der Systemsteuerung erfolgt über einen zentralen Optimierer sowie eine daran angebundene dezentrale Netzüberwachung und dezentrale Steuerungseinheiten bei den KundInnen bzw. in der Wärmezentrale des Wärmenetzes. Wesentliche Daten wie Marktdaten und – prognosen, Wetter-, Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen können dabei zentral eingebracht und über das gesamte Netz verteilt genutzt werden. Der zentrale Optimierer ermöglicht somit den Betrieb eines hybriden Energienetzes, dass sämtliche Freiheitsgrade nutzt, um die vermehrte Einbindung von fluktuierender Erzeugungsanlagen zu ermöglichen.

Keywords: Hybrid Grid, Sektorkopplung, Smart City

1 Einleitung

Im kooperativen Forschungsprojekt Hybrid Grids DEMO sollen die Energieflüsse in der Stadt Hartberg nicht wie bisher separat für verschiedene Energienetze und -formen, sondern netz- und energieträgerübergreifend (Strom, Wärme/Kälte) und in Echtzeit optimiert werden. Dadurch sollen mehrere derzeit wesentliche Problemfelder der Energieversorgung adressiert werden können. Die vermehrte Einspeisung fluktuierend erzeugender Erneuerbarer (PV, Wind) führt zu steigendem Bedarf an Flexibilitäten im Energiesystem um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu jedem

Zeitpunkt aufrecht erhalten zu können und um den weiteren Ausbau Erneuerbarer zu ermöglichen. Andererseits finden sich viele Anlagen aufgrund des Auslaufens der Tarifförderung und der derzeit niedrigen Strompreise in einer schwierigen wirtschaftlichen Situation wieder. Vor allem Anlagen mit Brennstoffkosten, hier insbesondere Biomasse-BHKWs können somit oft nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden. Bestehenden Wärmelieferverpflichtungen kann dabei oft nur noch defizitär nachgekommen werden, die Motive für die langfristige Nutzung der bestehenden Wärmenetze für deren Betreiber schwinden.

Somit bedürfen die skizzierten Handlungsfelder neuer technischer und wirtschaftlicher Konzepte, welche die verschiedenen Anlagen so miteinander verschränken, dass ein System entsteht, welches technische und ökonomische Problemfelder im Sinne einer ganzheitlichen Lösung miteinander verknüpft. Eine wesentliche Rolle spielen dabei Kopplungspunkte zwischen den Energienetzen (Strom und Wärme) sowie eine Verbindung über IKT-Systeme. Der vorhandene Beitrag zeigt dabei die wesentlichen technischen und ökonomischen Lösungsansätze, die zur Bewältigung dieses Spannungsfelds für die Stadt Hartberg analysiert wurden. Die Pilotumsetzung dieser Lösungen ist für 2018/2019 im Rahmen eines Smart City DEMO Projekts geplant.

Das Projekt Hybrid Grids DEMO wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Smart Cities Demo“ durchgeführt. Die Projektpartner sind neben der Forschung Burgenland GmbH (Forschungstochter der Fachhochschule Burgenland) als Konsortialführerin die Wirtschaftspartner Stadtwerke Hartberg VerwaltungsgmbH, Venios GmbH, TBH Ingenieur GmbH und General Electric Austria GmbH sowie die wissenschaftlichen Partner 4ward Energy Research GmbH und die TU Wien (Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe).

2 Geschäftsmodelle

2.1 Evaluierete Geschäftsmodelle

Anhand der oben beschriebenen Problemstellungen ergeben sich zwei wesentliche Rahmenbedingungen, die bei der Flexibilisierung des Energiesystems berücksichtigt werden müssen. In der ökonomischen Dimension müssen mögliche Erlösmechaniken durch die Verknüpfung zwischen Strom –und Wärmenetzen und -anwendungen zur Schaffung von Flexibilitäten identifiziert und bewertet werden. Dies erfolgte in einem Quick Check für folgende Erlösmechaniken:

- Bereitstellung von Regelenergie durch dezentrale Wärmeerzeuger
- Vermeidung von Spitzenlast
- Optimierung von Eigenverbrauch von dezentralen Anlagen und somit Vermeidung von Netzkosten
- Verbrauch von Strom zu Zeiten niedriger Großhandelspreise

Nachdem sich dabei die Eigenverbrauchsoptimierung sowie die Nutzung niedriger Großhandelspreise als kombinierbar und grundsätzlich machbar herausgestellt haben, wurden diese Mechaniken einer umfassenden Analyse unterzogen. Dabei wurden die

sich daraus ergebenden Erlöse den sich aus der technischen Umsetzung ergebenden Kosten gegenübergestellt, um zu bewerten, ob sich daraus bereits im bestehenden Marktmodell eine wirtschaftlich selbst tragende Konstellation ergeben kann. Da davon ausgegangen wird, dass der Wert von Flexibilitäten in zukünftigen Marktmodellen zunehmen wird [1],[2], könnte dann bereits jetzt basierend auf diesen Mechanismen eine Umsetzung starten. Untersucht wurden dabei jene Anwendungen, die aufgrund ihrer Charakteristika wie Leistung, Energieverbrauch und zeitlicher Verschiebbarkeit (mitunter unter Ausnutzung von Wärmespeichern) ohne Komforteinbußen das größte Potential versprechen. In Haushalten sind dies durchwegs Wärmeanwendungen für Raumwärme und Warmwasser, die elektrisch betrieben werden (z.B. Wärmepumpen, Warmwasserboiler, ...).

Die Bereitstellung von Regelenergie wurde aufgrund des hohen technischen Aufwands zur Präqualifikation, der hohen Mindestgebotsmengen und der sinkenden Erlöserwartungen (hohe Konkurrenz am Regelenergiemarkt bei fallenden Preisen) nicht weiter verfolgt. Auch die Vermeidung von Spitzenlast zur Vergleichmäßigung des Lastprofils im Netzgebiet bietet aus derzeitiger Sicht aufgrund der vorhandenen Rahmenbedingungen (hohe Netzreserven und Energiebeschaffungslogik des Energieversorgers) keine ausreichenden Erlösaussichten.

2.2 Optimierung Eigenverbrauch

Die Eigenverbrauchsoptimierung stellt eine Art der Flexibilitätsnutzung dar, die bereits jetzt von vielen Betreibern dezentraler Energieerzeugungsanlagen, insbesondere Photovoltaikanlagen, genutzt wird. Grundlegende Erlösmechanik dahinter ist die Einsparung der Netzgebühren bei direkter Verwendung von dezentral erzeugter Elektrizität bei Vermeidung des Bezugs zu einem anderen Zeitpunkt, an dem die Energie aus dem öffentlichen Netz entnommen wird und mit Netzgebühren, Steuern und Abgaben behaftet wäre. Profiteure dieser Erlösmechanik sind EndkundInnen mit Eigenerzeugung.

2.3 Verbrauch von Strom zu Zeiten niedriger Großhandelspreise

Strom wird an Großhandel in viertelstündlichen Zeitintervallen zu jeweils zeitlich unterschiedlichen Preisen gehandelt. Die Verschiebung von Verbrauch hin zu Zeiten niedriger Preise ergibt somit bei gleichbleibendem Stromtarif eine Erhöhung der Erlösmarge für den Energieversorger.

2.4 Gemeinsame Optimierung von Eigenverbrauch und Großhandelspreisen

In weiterer Folge wurde untersucht, inwieweit die gemeinsame Optimierung von Eigenverbrauch und Bezug zu günstigen Großhandelspreisen erfolgen kann. Thermische Lastgänge basierend auf historischen Wetterdaten für witterungsabhängige Wärmeabnehmer stellen die Grundlage für diese Analyse dar. Anhand dieser thermischen Lastgänge für einzelne Objekte (Wohnungen, Häuser, Gewerbeobjekte) wurde in weiterer Folge mittels eines Matlab-Tools der Einsatz der elektrischen Wärmeerzeuger geplant.

In diesem Tool sind ebenso etwaige Wärmespeicher, Erzeuger (PV) sowie externe Daten (Wetter, elektrischer Lastgang Gebäude exkl. Wärmeverbraucher, Strompreise) enthalten. Output dieses Tools ist der Einsatz der elektrischen Wärmeezeuger nach einer Nutzung der Lastverschiebungspotentiale durch Ausnutzung von Wärmespeicher im Sinne des Eigenverbrauchs von vor Ort erzeugtem PV-Strom und der Ausnutzung niedriger Strombezugspreise für das EVU. Somit konnten verschiedene Objekte im Netzgebiet mit Schnittstellen zwischen Strom und Wärme betrachtet und der Nutzen deren Anbindung in einer Szenarienanalyse aggregiert und bewertet werden. Zur besseren NutzerInnenakzeptanz wurde dabei die Eigenverbrauchsoptimierung priorisiert behandelt, nur die danach verbleibenden Flexibilitätspotentiale fließen in die Optimierung im Sinne niedriger Großhandelspreise.

Aus den Ergebnissen wird ersichtlich, dass sich bei jeder Variante, die eine PV-Anlage berücksichtigt, Einsparungen ergeben. Die Höhe der Einsparungen ist im Wesentlichen von mehreren Faktoren abhängig, wobei einer der wesentlichen Faktoren die Größe der PV-Anlage selbst sowie die des hinterlegten Energiespeichers ist. Daraus lässt sich für das Projekt Hybrid Grids Demo die folgende Schlussfolgerung ableiten: Für jene KundInnen, die über eine PV-Anlage verfügen, ist der Einsatz des übergeordneten Optimierers zur Steuerung der Flexibilitäten von Interesse, da hier ein Einsparungspotential gegeben ist. Für KundInnen, die über keine PV-Anlage verfügen gibt es hingegen wenig direkten Anreiz, einer Flexibilitätssteuerung durch den zentralen Optimierer zuzustimmen. Hier müssen andere Anreize geschaffen werden.

2.5 Kopplung mit dem Wärmenetz

Die Bewertung der Kopplung mit dem Wärmenetz erfolgte über eine Szenarienanalyse für unterschiedliche Power to Heat Strategien. Aufbauend auf der derzeitige Situation im bestehenden Wärmenetz am Ökopark Hartberg wurden verschiedene Szenarien zur energieträgerübergreifenden Optimierung betrachtet. Derzeit wird die Wärme (bzw. Kälte) im Netz mittels eines BHKWs, das gleichzeitig Strom über eine OEMAG-Förderung einspeist, sowie einen Spitzenlastkessel bereitgestellt. Ebenso sind am Standort PV Anlagen vorhanden, die zum derzeit auslaufenden OEMAG-Fördertarif einspeisen. Zur Optimierung der Energieflüsse bzw. als Nachnutzungsszenario nach Ablauf der Förderung wurde dabei untersucht, inwieweit eine Hochtemperaturwärmepumpe den vor Ort erzeugten PV-Strom sowie BHKW-Strom in das Wärmenetz integrieren könnte.

3 Technische Umsetzung

3.1 Zentraler Optimierer

Der zentrale Optimierer stellt das Herzstück der technischen Komponente für die funktionale Stromspeicherung und Flexibilitäten-Steuerung in Stromnetzen dar. Durch den Optimierer werden alle nötigen und zu verarbeitenden Daten gesammelt und verarbeitet. Basis des zentralen Optimierers ist die Software Venios Energy Solution (VES),

welche die IKT Aufgaben mittels eines Datenkonzentrators erledigt und die vorhandenen (Echtzeit-) Daten zur Netzstabilitätsberechnung und für Szenariensimulation benutzt. VES erkennt und analysiert den Netzzustand und berechnet anhand von Fahrplänen die nutzbaren Flexibilitäten. Die daraus gewonnenen Handlungsempfehlungen werden abgeleitet und an die Energiemanagementsysteme der NutzerInnen weitergeleitet. Daraufhin wird erneut eine Netzzustandserkennung durchgeführt (siehe Abbildung 1).

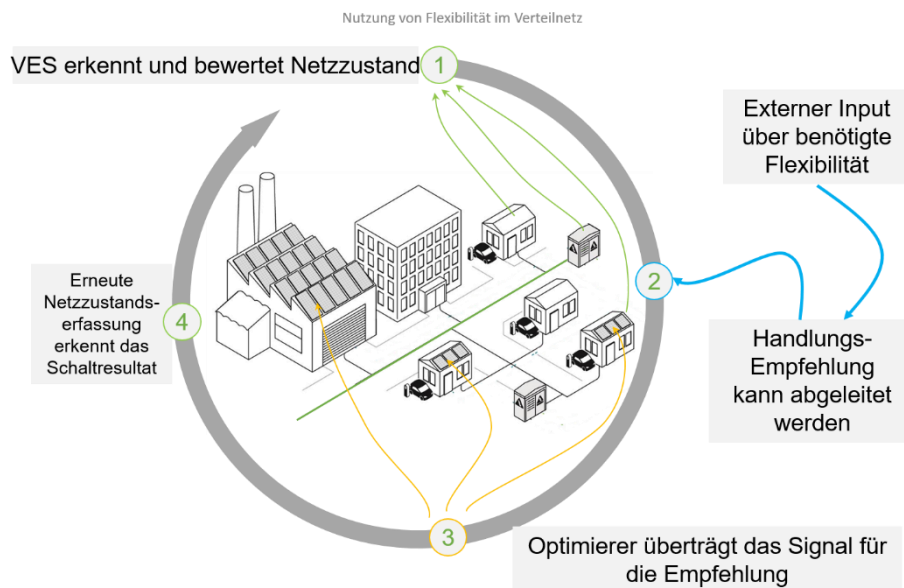


Abbildung 1. zentraler Optimierer Venios

Im folgenden Kapitel werden die verschiedenen Aufgabenbereiche des zentralen Optimierers erläutert.

3.2 Netzüberwachung

Die Dezentralisierung durch erneuerbare Energiequellen (vor allem Photovoltaikanlagen) und steigende Komplexität in Stromnetzen [3] stellt die Verteilnetzbetreiber vor große Herausforderungen. Die bestehende Infrastruktur ist nicht für hohe, volatile Bottom-up Einspeisung und Inselnetze ausgelegt. Durch eine intelligente Bewirtschaftung ist eine Kostenreduzierung für Netzbaumaßnahmen möglich und schafft Transparenz für die Vorgänge im Verteilnetz.

Durch den zentralen Optimierer erfolgt eine

- Orts- und zeitaufgelöste Analyse von elektrischen Energiesystemen
- Analyse über lokale Erzeugung und lokalen Verbrauch u.a. über Modellierungsansätze mittels sekundärer Datenquellen

- Netzzustandsberechnung (state estimation) und Simulation zukünftiger Netzzustände
- Massive parallele Verarbeitung verschiedenster Datenquellen und Modelle („Big Data“) für eine Echtzeitsimulation des Niederspannungsnetzes
- Sicherstellung, dass durch die Verschiebung und Nutzung von Flexibilitäten keine Netzrestriktionen verletzt werden

3.3 Messdatenverarbeitung

Zur netzdienlichen Nutzung der Flexibilitäten sind Echtzeitmessdaten erforderlich, die auch zur Netzüberwachung genutzt werden. Weiters werden für die Simulation des Verteilnetzes historische Verbrauchsdaten herangezogen, die zur Verbesserung der Simulationsergebnisse und Szenariengenerierung dienen. Vom Netzbetreiber werden dazu Ortsnetzstationen mit dem nötigen Messequipment ausgerüstet. Bestehende Leitstandmesswerte werden ebenfalls berücksichtigt.

3.4 Kommunikation

Der Datenkonzentrator übernimmt für den zentralen Optimierer die Kommunikationsaufgaben. Auf der einen Seite wird eine sichere VPN Verbindung zur Azure Cloud aufgebaut, auf der anderen Seite wird ein Service-Bus zur Instanz der Venios Energie Solution für Hartberg erstellt. Weiters werden die Befehle von VES für die Schaltbefehle über verschiedene Protokolle (REST API[4] und WebSocket Connection[5]) und den Datenkonzentrator an die Energiemanagementsysteme (EMS) gesendet. Auf gleicher Weise wird der Status der jeweiligen EMS zur Aktivierung von nutzbaren Flexibilitäten ermittelt.

3.5 Wetterdatenanalyse

Für die richtige Eigenverbrauchsoptimierung und Vorhersage der PV Erzeugung ist es nötig, durch Wetterdaten die richtigen Entscheidungen zu treffen. Örtliche Wetterdaten werden vom zentralen Optimierer importiert und für die jeweiligen Entscheidungen zur Aktivierung von Flexibilitäten herangezogen. Hier steht die kundenseitige Eigenverbrauchsoptimierung im Vordergrund.

3.6 Marktdatenverarbeitung

Kann keine Eigenverbrauchsoptimierung vorgenommen werden, kann durch zusätzliche externe Anreize, eine Flexibilität aktiviert werden. Ist ein günstiger flexibler Strompreis für die Stadtwerke verfügbar, können Flexibilitäten aktiviert werden. Der Bezugszeitraum wird vorerst in den Nachtstunden gewählt werden, kann sich aber durch Berechnung von verschiedenen Szenarien, insbesondere bei einer erhöhten Durchdringung von PV aber auch in den Tag verschieben. Eine aktuelle Preisprognose wird von

einem externen Anbieter zur Verfügung gestellt und wird in die Flexibilitätsaktivierung miteinbezogen.

3.7 Kapazitäten

In VES sind alle Verbraucher abgebildet. Durch vorgegebene Fahrpläne werden die jeweiligen Haushalte und deren EMS kontaktiert. Die nutzbaren Flexibilitäten bestehen aus Warmwasserboilern, Wärmepumpen (bzw. der Hochtemperaturwärmepumpen im Wärmenetz) und anderen Wärmeanwendungen.

3.8 Optimierung

Im Zuge der Nutzung der Flexibilitäten soll auch die Eigenverbrauchsoptimierung der TeilnehmerInnen umgesetzt werden. Je nach Ausstattung der NutzerInnen wird der momentane Eigenverbrauch gemessen oder geschätzt. Ist der produzierte PV Strom größer als die Aktivierungsschwelle der Flexibilität, wird diese aktiviert. Durch die Vorhersage des Verbrauchs in Kombination mit den prognostizierten Wetterdaten kann so für die NutzerInnen durch den zentralen Optimierer eine Eigenverbrauchsoptimierung durchgeführt werden.

References

1. Denholm, P., Hand, M.: Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable energy, *Energy Policy*, Volume 39, Issue 3, pp1817-1830, March 2011
2. Lund, H., Lindgren, J., Mikkola, J., Salpakari, J.: Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 45, pp 785-807, May 2015
3. Saurugg, H., Pichlmayr, J.: „Smart“, Vernetzung und Komplexität – Ein Plädoyer für einen kritischeren Umgang mit dem Thema Vernetzung. *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* Volume 130, Issue 4–5, pp 103–108 July 2013
4. Fielding, R.: 6: Experience and Evaluation. In: *Architectural Styles and the Design of Network-based Software Architectures*. 2000; abgerufen 2018/01/09
5. Georski, P.L., et al.: *WebSockets: Moderne HTML5-Echtzeitanwendungen entwickeln*. Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, München (2015)