

HAT EIN MARKTGEFÜHRTER FLEXIBILITÄTSEINSATZ AUSWIRKUNGEN AUF DAS LOKALE VERTEILNETZ – EINE FALLSTUDIE AUS DEM PROJEKT INTEGRA

Roman SCHWALBE¹, Wolfgang PRÜGGLER², Friederich KUPZOG¹, Markus RADAUER³, Tobias GAWRON-DEUTSCH⁴

Flexibilität für Markt und Netz

Als eine zukünftige Schlüsseltechnologie zur Integration von erneuerbaren Energien in das elektrische Energieversorgungssystem wird die Nutzung von Flexibilität auf Erzeugungs- und Lastseite angesehen [1][2]. Generell können diese Flexibilitäten markt- oder netzdienlich eingesetzt werden. Spätestens seit der Vorstellung des deutschen „Ampelmodells“ [3] ist eine umfassende Diskussion entstanden, was im Falle von Konflikten zwischen Markt- und Netzanforderungen zu tun sei. Diese Problemstellung greifen die zwei in Österreich bzw. Deutschland transnational vernetzten Forschungsprojekte INTEGRA [4][5] und In2VPP [6] auf. Hier geht es um das Design eines so genannten „Flexibility Operators“, welcher einen lokalen Markt für Netzdienstleistungen definieren kann und durch proaktive Handlungen einen drohenden Netzengpass durch Ausgleichs-Transaktionen zu vermeiden versucht [7].

Auswirkungen des marktgeführten Flexibilitätseinsatzes auf das lokale Verteilnetz

Um eine Größenordnung für mögliche Netzengpässe einerseits und mögliche Erlöse auf einem lokalen Netzdienstleistungsmarkt andererseits zu erhalten, wurde im Projekt INTEGRA eine konkrete Fallstudie analysiert. Dieses Paper beschreibt die Ergebnisse und Schlussfolgerungen dieser Fallstudie.

Unter welchen Bedingungen kann ein Marktsignal das Netz an seine Betriebsgrenzen bringen?

Unter Beachtung aktueller regulatorischer Rahmenbedingungen sowie aktueller Erfahrungen im Netzbetrieb ergibt sich als mögliches Zukunftsszenario für marktverursachte Netzengpässe das Auftreten

Leistung		Spannung			
Rückspeisung über Trafogrenze erhöhen	Last über Trafogrenze erhöhen	Überspannung durch erhöhte Einspeisung	Überspannung durch geringere Last	Unterspannung durch geringere Einspeisung	Unterspannung durch erhöhte Last
EE-Anlagen haben keine Leistungsreserve	Netz für Lasten ausgelegt	EE-Anlagen haben keine Leistungsreserve	Möglich, wenn Eigenbedarfs-Optimierung durch VPP unterbrochen wird	Netz für Lasten ausgelegt	Netz für Lasten ausgelegt
Vollständige Lastreduktion unwahrscheinlich	Ggf. in Zukunftsszenario: E-Autos laden gleichzeitig	Vollständige Lastreduktion unwahrscheinlich		Ggf. in Grenzsituationen in Kombination mit Stufentrafo und verschiedenen Abzweigen denkbar	Ggf. in Zukunftsszenario: E-Autos laden gleichzeitig

von zu hohen Spannungen im Netz vor allem durch Energielieferung an den Markt.

Diese hohen Spannungen können verursacht werden durch eine hohe Dichte an Marktteilnehmern mit PV-Anlagen, welche im Normalfall peak-shaving mit Speichern durchführen, zum Zeitpunkt der Marktteilnahme jedoch ihren Verbrauch minimieren und die Netzeinspeisung maximieren.

Tabelle 1: Ausgewähltes Szenario im Rahmen einer Übersicht möglicher Gründe eines Engpasses.

Aufbau der Fallstudie

Ausgangsbasis für die Fallstudie ist ein Salzburger Niederspannungsnetz mit einer hohen Dichte an PV-Anlagen, wo alle Netzkunden mit PV-Anlage durch Lastverschiebung in Spitzenzeiten eigenverbrauchs-optimiert agieren und laut Planungsansatz ihre maximale Rückspeiseleistung begrenzen. Analysiert wurde in einer Jahressimulation mit real im Netz gemessenen PV-Einspeiseprofilen und realen, in anderen Netzen gemessenen und zugeordneten Lastprofilen, sowie historischen Preissignalen aus dem Regelenergie- und Intra-Day-Markt, die Häufigkeit von Flexibilitätsabrufen aus dem Niederspannungsnetz und die damit einhergehenden Auswirkungen auf das Netz.

¹ AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Tel.: +43 664 8157993, roman.schwalbe@ait.ac.at

² Technische Universität Wien, EEG, Gußhausstraße 25-29/370-3, 1040 Wien, prueggler@eeg.tuwien.ac.at

³ Salzburg Netz, Bayerhamerstraße 16, 5020 Salzburg, markus.radauer@salzburgnetz.at

⁴ Siemens, Siemensstraße 90, 1210 Wien, tobias.deutsch@siemens.com

Durchgeführte Analysen: Netzausbau versus betriebliche Lösungen

Durch Marktteilnahme und damit einhergehender Unterbrechung des peak-shavings können Spannungsprobleme auftreten, welche in der Fallstudie durch Netzausbau, Spannungsregelung in Form einer Wechselrichter-Q(U)- und P(U)-Regelung, oder dem Einsatz eines Flexibility-Operators verhindert werden können.

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft den Energieverbrauch eines Haushaltes (blau), die PV-Einspeisung (dunkelrot), sowie den Einsatz der flexiblen Last zur Eigenverbrauchsoptimierung (grün) und den daraus resultierenden Gesamtverbrauch (rot) während eines Flexibilitätsabrufs von einer Stunde zur Mittagszeit.

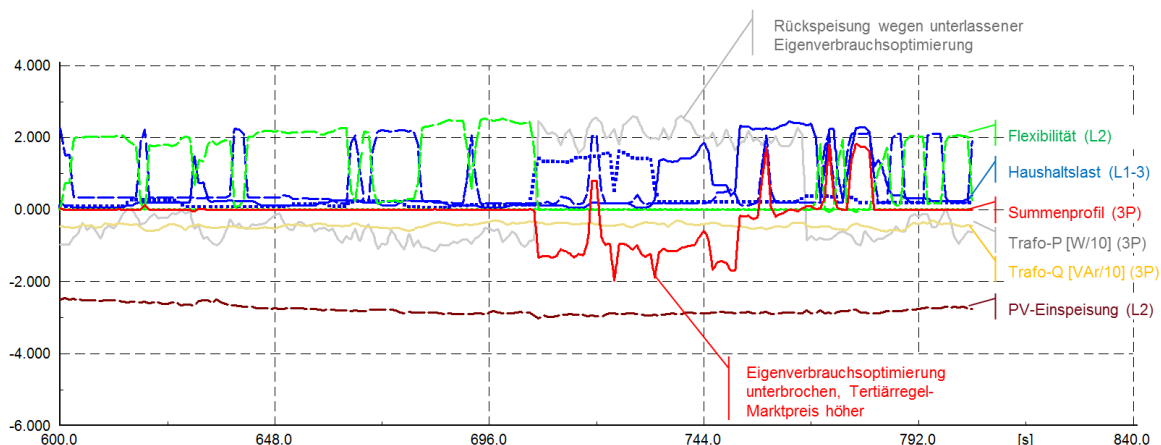


Abbildung 1: Energieverbrauch eines Haushaltes (blau), PV-Einspeisung (dunkelrot), Einsatz der flexiblen Last zur Eigenverbrauchsoptimierung (grün), resultierender Gesamtverbrauch (rot).

Ökonomische Analyse und Ausblick

Die technischen Lösungen der durch Marktteilnahme aufgetretenen Netzprobleme wurden für das in der Fallstudie analysierte Netz auch ökonomisch bewertet. Dazu wurden die Barwerte der einzelnen Lösungen über einen Bewertungszeitraum von 50 Jahren einander gegenübergestellt. Die Ergebnisse werden in der Langfassung ausführlich diskutiert.

Referenzen

- [1] STRBAC, Goran. Demand side management: Benefits and challenges. Energy policy, 2008, 36. Jg., Nr. 12, S. 4419-4426.
- [2] RAHIMI, Farrokh; IPAKCHI, Ali. Demand response as a market resource under the smart grid paradigm. Smart Grid, IEEE Transactions on, 2010, 1. Jg., Nr. 1, S. 82-88.
- [3] BDEW-Roadmap „Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland“, Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin, 11. Februar 2013
- [4] GAWRON-DEUTSCH, Tobias; EINFALT, Alfred. „INTEGRA: The Possible Role of a Flexibility Operator in the Transition From Market Oriented to Grid Oriented Operation “. Tagungsband ComForEn, OVE, ISBN 978-3-85133-083-0, 2014, S. 67-75.
- [5] T. Deutsch, F. Kupzog, A. Einfalt, S. Ghaemi: "Avoiding Grid Congestions with Traffic Light Approach and the Flexibility Operator"; CIRED Workshop 2014, Rom, Italien; 11.06.2014 - 12.06.2014; in: "Challenges of implementing Active Distribution System Management", CIRED, 2014
- [6] WAGLER, Marco; WITZMANN, Rolf. Ökonomische Analyse diverser open-loop Betriebsstrategien eines virtuellen Kraftwerks. ETG-Fachbericht-Von Smart Grids zu Smart Markets 2015, 2015.
- [7] GAWRON-DEUTSCH, Tobias; KUPZOG, Friederich; EINFALT, Alfred. Integration von Energiemarkt und Verteilnetzbetrieb durch einen Flexibility Operator. e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, 2014, 131. Jg., Nr. 3, S. 91-98.