

Aggregierte Netzauswirkungen durch individuelle Dispatch-Optimierungsentscheide auf Endkunden-Ebene

Dr. Andreas Ulbig, Toni Rullan, Dr. Stephan Koch, Dr. Francesco Ferrucci

Adaptricity GmbH
c/o ETH Zürich, Power Systems Laboratory (PSL)
Physikstrasse 3, 8092 Zürich, Schweiz
Tel.: +41 44 500 9245

contact@adaptricity.com – www.adaptricity.com

1. Einleitung

In diesem Beitrag stellen wir anhand von zeitreihenbasierten Netzsimulationen für aktiv geführte Verteilnetze die aggregierte Rückwirkung von individuellen Dispatch-Optimierungsentscheidungen vieler einzelner *Prosumer*-Haushaltskunden mit dezentraler Erzeugung (PV-Anlagen) und dezentralen Energiespeichern (Batterien oder Lastmanagement) auf das Verteilnetz vor. Verglichen wird im Folgenden der passive Basisfall mit einfachen, sogenannten regelbasierten Dispatch-Strategien.

Dank dem zeitreihenbasierten Simulationsansatz wird die statistische Analyse von Simulationsläufen möglich, u.a. mittels der Erstellung von Histogrammen, die eine quantitative Analyse der Häufigkeit von Überlastungen von Netzelementen wie Leitungen und Transformatoren und ungewollten Netzzuständen wie Über-/Unterspannung im Verlauf einer Jahressimulation erlauben. Dies ermöglicht die quantitative Abwägung zwischen der bewussten Inkaufnahme von technisch noch tolerierbaren und im Jahresverlauf selten auftretenden Netzüberlastungen gegenüber sonst notwendigen teuren Netzausbaumassnahmen.

Die zeitreihenbasierten Netzsimulationen und die Bewertungen verschiedener SmartGrid-Netzausbauoptionen werden mittels der Simulationsplattform *DPG.sim* (*Distributed Prosumer and Grid Simulation*) durchgeführt, welche von Adaptricity [1], einem Spin-Off der ETH Zürich, entwickelt und kommerzialisiert wird.

2. Simulationsplattform DPG.sim

Die Simulationsplattform *DPG.sim* basiert auf funktionalen Modellen einzelner Erzeugungs-, Last- und Speichereinheiten auf einer (Verteil-) Netztopologie. Diese Einheiten zeigen ein dynamisches Verhalten, welches ihre Interaktion mit dem Netz, also die Abgabe oder Aufnahme von Wirk- und Blindleistung, bestimmt. Die Einheiten sind in einer objektorientierten mathematischen Repräsentation von Stromkunden gekapselt. Stromkunden können neben Lasten auch Erzeugungs- und Speicheranlagen besitzen und werden daher als *Prosumer* (engl. *Producer* und *Consumer*) bezeichnet (**Abb. 1**). In der Simulationsumgebung werden alle am Netz angeschlossenen *Einheiten* (Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie Lasten) einem *Prosumer*-Objekt zugeordnet. In dieser Betrachtungsweise ist sowohl ein konventionelles Kraftwerk als auch ein konventioneller Haushalt ohne dezentrale Erzeugungsanlagen oder dezentraler Speicher ein *Prosumer*.

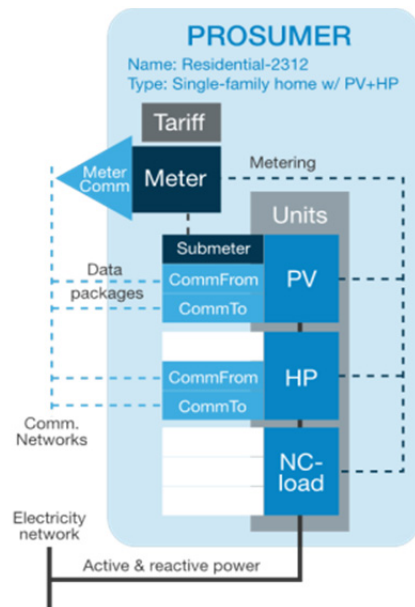


Abbildung 1 – Darstellung eines Prosumers in DPG.sim.

Die in den *Prosumern* gekapselten Einheiten haben eine zeitlich veränderliche Wirk- und Blindleistungsaufnahme oder -abgabe, die in der Simulation abgebildet wird. Statische Einheiten besitzen auf der betrachteten Zeitschrittweite (bei Jahressimulationen z.B. 15 Minuten) keine Dynamik, d.h. keinen zeitvarianten inneren Zustand (z.B. fluktuierende Erzeugung, nicht-steuerbare Last). Dynamische Einheiten besitzen dagegen einen inneren Zustand, beschrieben durch eine Zustandsgleichung (z.B. thermische Speicher oder Batterien mit Ladezustand). Die Modellierung dieser Einheiten basiert auf dem *PowerNodes*-Modellierungsansatz [2]. Durch ein effizientes Zeitsimulationskonzept können durch Erzeugung, Verbrauch und Speicher induzierte Betriebsbedingungen in Tages-, Monats- und Jahressimulationen abgebildet werden (**Abb. 2**). Die Simulationsplattform *DPG.sim* kann sowohl für die Durchführung von Verteilnetz-Studien als auch zur Entwicklung und Validierung von Betriebsstrategien für zukünftige *SmartGrids* verwendet werden.

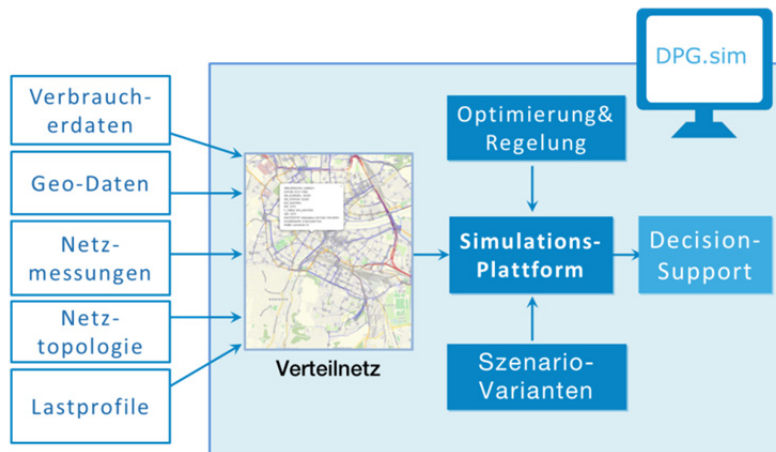


Abbildung 2 – interne Simulationsstruktur der Simulationsplattform DPG.sim.

3. Exemplarisches Verteilnetz

Als exemplarisches Verteilnetz (**Abb. 3**) werden zwei Mittelspannungsnetzstränge (20 kV) und der Hochspannungsanschluss (110 kV) eines größtenteils verkabelten ländlichen Verteilnetzes in Deutschland [3] betrachtet, in denen 4'000 Prosumer-Haushalte zufällig verteilt wurden. Die Lastspitze der Haushalte liegt jeweils in einem Band von 5-7 kW, die PV-Spitze in einem Band von 4-7 kW und die installierte Batterieleistung bei 4 kW und 20 kWh. Das gegebene Verteilnetz wird durch die Prosumer-Leistungsaufnahme und -abgabe nur mäßig belastet: Die Leitungsbelastung liegt während des kompletten Simulationszeitraums (März – September) nur bei maximal 60%, die Transformator-Last bei nur maximal 30%.

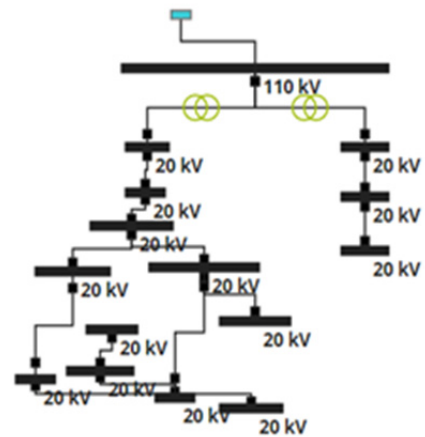


Abbildung 3 – Betrachtete HV/MV Netztopologie.

4. Simulationsergebnisse

Drei Prosumer-Strategien wurden analysiert: 1. Ein Basisfall, in dem die dezentrale Erzeugung von Prosumer-Haushalten ungepuffert an das Verteilnetz abgegeben wird. 2. Ein Eigenverbrauchsfall, in dem Hausbatterien zur Pufferung der PV-Spitze eingesetzt werden. 3. Ein Energiearbitrage-Fall, in dem die Hausbatterien zur Ausnutzung von Preisdifferenzen der Endverbraucher-Stromtarife eingesetzt werden.

Basisfall (ungepufferte PV-Einspeisung)

Wie zu erwarten, erzeugt die ungepuffert an das Verteilnetz abgegebene dezentrale PV-Einspeisung vor allem an sonnigen Tagen deutlich sichtbare Spannungserhöhungen auf einzelnen Verteilnetzsträngen mit Spannungserhöhungen bis zu 1.07 p.u. (**Abb. 4**).

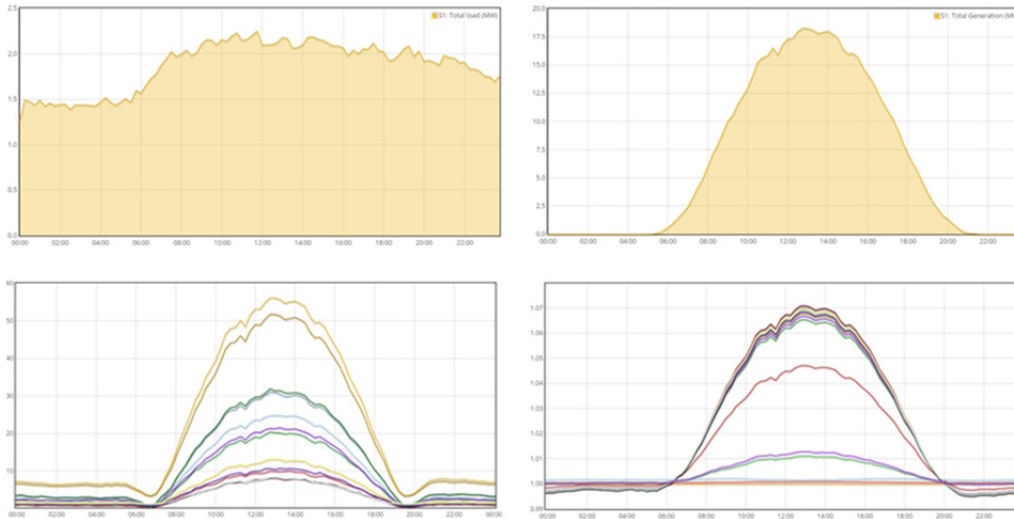


Abbildung 4 – Basisfall (ungepufferte Einspeisung).
(im UZS: Last, Erzeugung, Spannungsprofil, Leitungsbelastung).

Eigenverbrauchsfall (durch Hausbatterien gepufferte PV-Einspeisung)

Solange die Hausbatterien die PV-Einspeisung aufnehmen können, ergeben sich in den Morgenstunden (vor 12h) keine Spannungsprobleme – zumindest wenn die 4'000 Prosumer-Batterien synchron betrieben werden (**Abb. 5, 1. Simulationstag**).

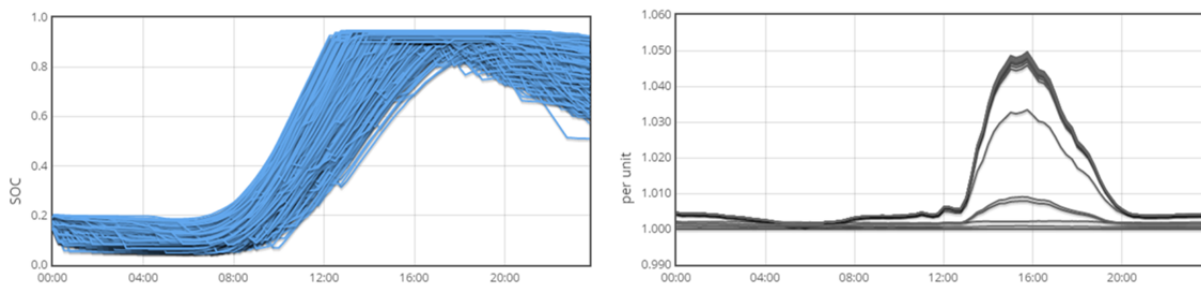


Abbildung 5 – links: Ladezustand (SOC) der Prosumer-Batterien, rechts: resultierende Spannungsprofile.

Schon am zweiten Simulationstag ergibt sich durch das unterschiedliche Prosumer-Verhalten eine deutliche Streuung der Batterie-Energiekapazität, sodass ein Grossteil der Batteriekapazität schon in den Morgenstunden (> 9h) ausgeschöpft ist und die Netzeinspeisung und damit auch die Spannung an den Verteilnetzknoten

rapide ansteigt – bedingt durch die Koinkidenz mit dem PV-Peak auf ähnliche Werte (1.07 p.u.) wie zuvor (**Abb. 6**, Batterieladung/-entladung jeweils in blau gegeben).

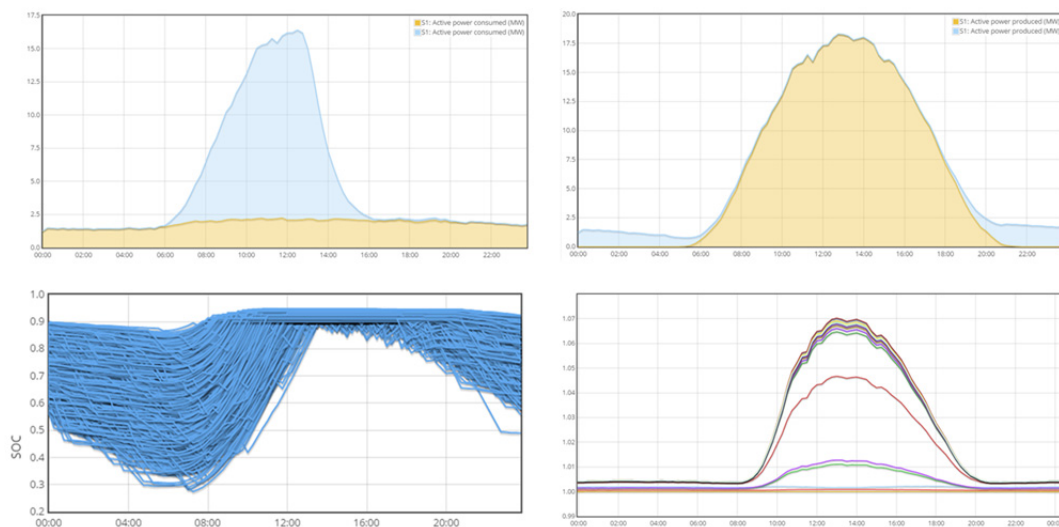


Abbildung 6 – Eigenverbrauchsoptimierung mittels Hausbatterien (2. Simulationstag)
(im UZS: Last, Erzeugung, Spannungsprofil, Ladezustand [SOC] der Batterien).

Energiearbitrage-Fall

Noch extremere Spannungsspitzen ergeben sich durch einen stromtarifgetriebenen Einsatz der Hausbatterien. Hier werden in den Nachtstunden (niedriger Stromtarif) die Batterien geladen und im Tagesverlauf (hoher Stromtarif) wieder entladen (**Abb. 7**, Batterie-Ladung/Entladung in blau gegeben). Damit ergeben sich sowohl Unterspannungssituationen in der Nacht als auch, bedingt durch die Gleichzeitigkeit von PV- und Batterie-Einspeisung, hohe Spannungsspitzen (> 1.12 p.u.) tagsüber.

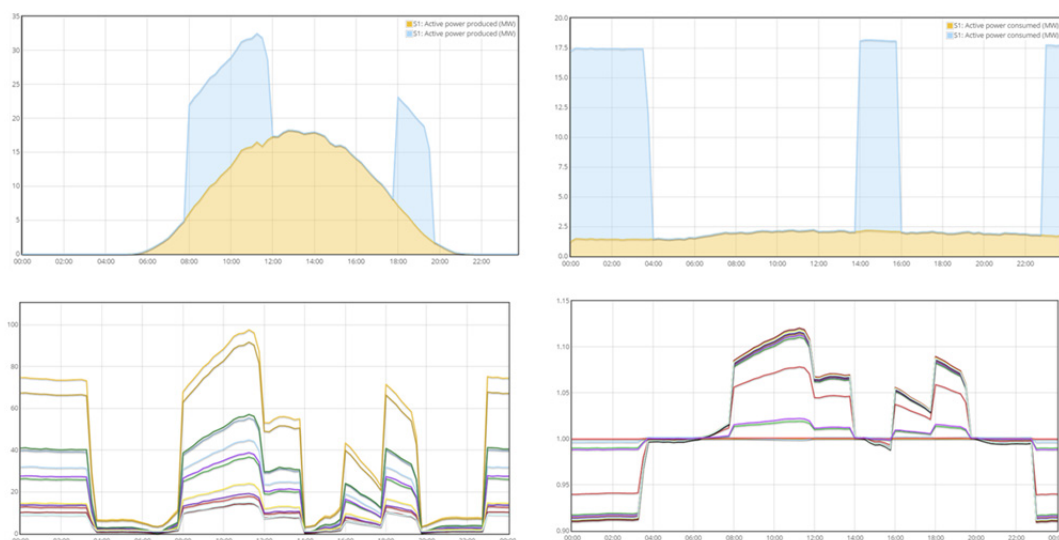


Abbildung 7 – Energiearbitrage mittels Haushaltsbatterien.
(im UZS: Last, Erzeugung, Spannungsprofil, Leitungsbelastung).

5. Statistische Analysen von zeitreihen-basierten Netzsimulationen

Zeitreihenbasierte Netzsimulationen erzeugen eine exzellente Datengrundlage für statistische Analysen. Hier wurden die über ein halbes Simulationsjahr angefallenen ca. 17'000 Datenpunkte genutzt, um Box-Plots und Histogramme von Spannungsbändern zu erzeugen (**Abb. 8**). Sie erlauben es die Häufigkeit und Schwere von auftretenden Netzelementüberlastungen zu analysieren und deren Relevanz für Netzausbaumaßnahmen zu bewerten.

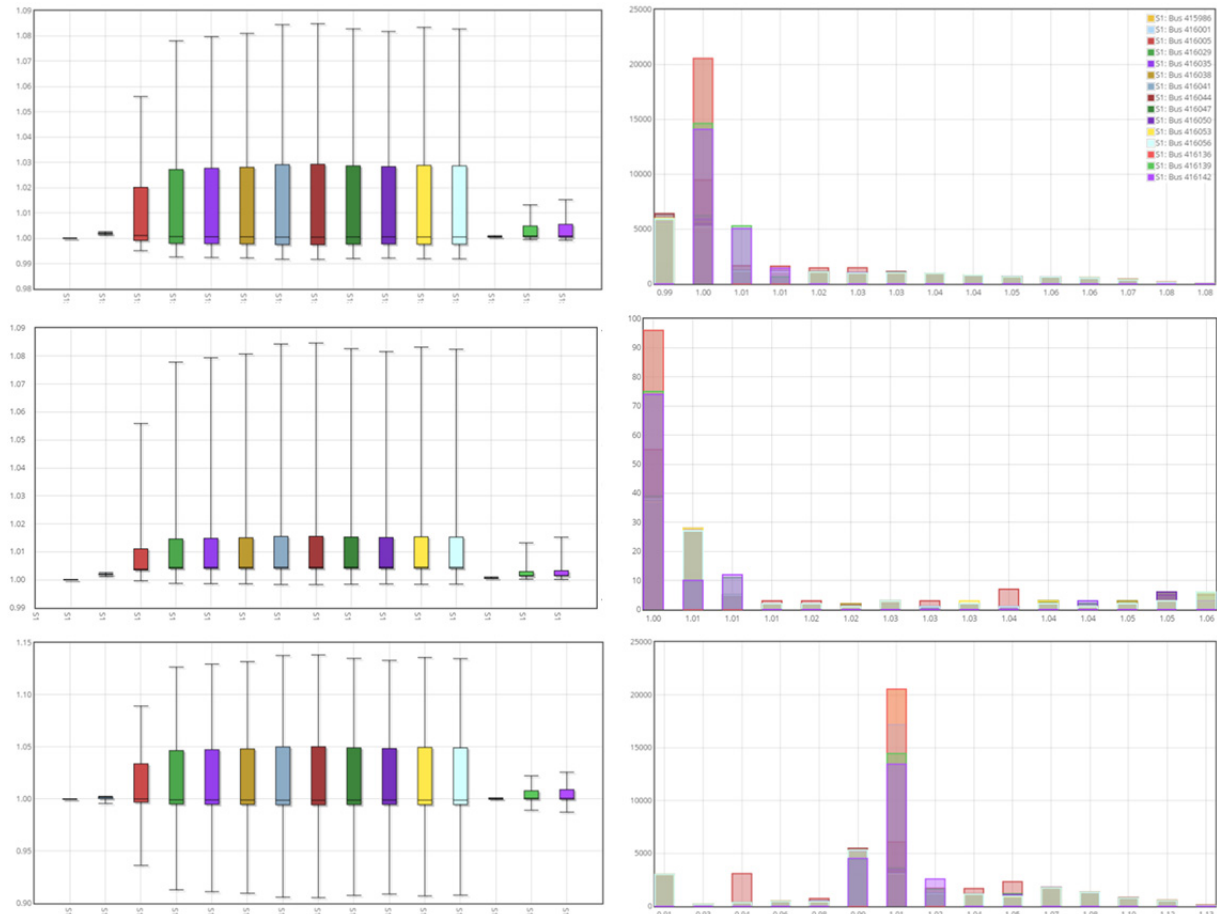


Abbildung 8 – Box-Plots & Histogramme der Spannungsprofile der Simulation (1/2 Jahr, 15min. Samples). (oben: Basisfall, mittig: Eigenverbrauchsfall, unten: Energiearbitrage-Fall.)

Referenzen

- [1] Adaptricity – Offizielle Webseite. [URL] www.adaptricity.com
- [2] K. Heussen, S. Koch, A. Ulbig, G. Andersson: *Unified system-level modeling of intermittent renewable energy sources and energy storage for power system operation*, IEEE Systems Journal, März 2012.
- [3] K. Rudion, A. Orths, Z.A. Styczynski, K. Strunz, 2006: Design of benchmark of medium voltage distribution network for investigation of DG integration. [URL] www.ieeeexplore.net/stamp/stamp.jsp?tp=&number=1709447