

Happy Power Hour – Smart Grids als Smart Market Enabler

Durch den starken Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen, insbesondere Windenergie- und Photovoltaikanlagen, folgt die Stromerzeugung nicht mehr ausschließlich dem Bedarf sondern auch dem schwankenden Angebot von Sonne und Wind. Die dadurch entstehenden Überschüsse führen zu stark schwankenden, insgesamt sinkenden Preisen an den Spotmärkten, in Extremfällen sogar zu negativen Strompreisen. Von diesen insgesamt sinkenden Preisen können bislang allerdings nur die wenigen stromintensiven Industrieunternehmen profitieren, die ihren Strombedarf direkt an der Leipziger Strombörse (EEX) decken. Privathaushalte und mittelständische Unternehmen schließen weiterhin Jahres- oder Mehrjahresverträge mit steigenden oder auf hohem Niveau stagnierenden Kosten ab. Zusätzlich zur zunehmend volatileren Einspeisesituation existiert mit der steigenden Verbreitung von Elektromobilität und Wärmepumpen eine Entwicklung zu neuen, leistungsstarken Verbrauchern, die die konventionellen, passiven Verteilungsnetze vor zusätzliche Herausforderungen stellen.

Intelligenz statt Kupfer – Konventionellen Netzausbau vermeiden

Nach herkömmlicher Betrachtungsweise sind im nächsten Jahrzehnt umfangreiche Investitionen in die Verteilungsnetze notwendig, um sie für diese Herausforderungen zu ertüchtigen. Situationen, in denen das Netz seine Belastungsgrenze erreicht, treten nach aktuellen Prognosen allerdings lediglich in wenigen Stunden eines Jahres auf, was einen Ausbau

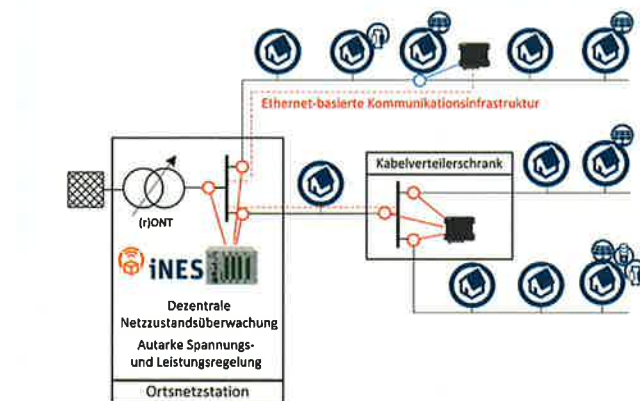


Bild 1: Dezentraler Smart Grid Ansatz

des gesamten Netzes für diese wenigen extremen Situationen unverhältnismäßig erscheinen lässt. An Stelle eines umfangreichen Netzausbaues sollte die effizientere Ausnutzung der vorhandenen Infrastruktur treten, welche durch die Aufwertung des Stromnetzes zu einem Smart Grid ermöglicht wird.

Die Entscheidung, in Intelligenz anstelle zusätzlichen Kupfers zu investieren, führt zu Smart Grid Systemen wie iNES (Intelligentes Verteilnetzmanagement-System), welche trotz spärlicher Messtopologie im Verteilungsnetz eine Netzzustandsidentifikation ermöglichen und mit Hilfe dieser Informationen netzstabilisierende Regelungsmaßnahmen veranlassen können. Das kann neben der Umschaltung eines regelbaren Ortsnetztransformators (rONT) beispielsweise die zeitweise Reduzierung der Blind- oder Wirkleistung einer erneuerbaren Erzeugungsanlage sein. Durch solche Eingriffe werden im Extremfall erneuerbare Einspeiser einige Stunden im Jahr abgeregelt, wofür die Eigentümer entschädigt werden. Ein großflächiger

Ausbau der Netze für diese Einspeisungsspitzen kann allerdings vermieden werden.

Vergleichbare Maßnahmen sind beispielsweise im Straßenverkehr mittlerweile üblich; anstatt die Autobahnen so weit zu erweitern, dass es nie zu einem Stau kommt, werden an Auffahrten vor staugefährlichen Abschnitten Ampeln aufgestellt, so dass bei Staugefahr der Zufluss auf die Autobahn begrenzt werden kann, um das System insgesamt besser auszunutzen und unnötige Ausbaukosten zu vermeiden.

Demand Side Management verringert Speicherbedarf

Um nun neben der Vermeidung von Einspeisungsspitzen auch die Belastungssituation besser an das aktuelle Stromangebot anzupassen, ist die Etablierung eines Demand Side Managements (DSM) zu erwägen. Dabei wird der Stromverbrauch über eine Lastverschiebung an das aktuelle Stromangebot angepasst. Zum Beispiel Wärme- und Kälteanwendungen in der Industrie, Klimatechnik in Bürogebäuden oder Produktionsprozesse mit Zwischen-

speichern eignen sich ideal für eine zeitweise Verschiebung der Lasten.

Durch eine kurzfristige Erhöhung oder Verringerung des Energiebezugs erübrigt sich die Notwendigkeit, Energie speichern zu müssen, was in großem Maßstab bislang nur in Pumpspeicherkraftwerken realisiert werden kann. Die technischen Potentiale für DSM in Deutschland sind groß – alleine in der stromintensiven Industrie sehen aktuelle Studien ein Lastverschiebungspotential von etwa 77 GWh, was die Kapazität aller Pumpspeicherkraftwerke (48 GWh) deutlich überschreitet. Gerade auch in der mittelständischen Industrie sowie in Gewerbe und Handel sagen diese Studien große Potentiale voraus. In diesen Bereichen trifft ein vergleichsweise großer Energiebedarf auf eine meist bereits gut ausgebaute Automatisierungs- und Steuerungstechnik, welche in ein Smart Grid und Smart Market System eingebunden werden können.

Smart Grid Systeme wie iNES sind als Smart Market Enabler somit ein zentraler Baustein im Energiesystem der Zukunft.

Erster dynamischer Stromtarif wird entwickelt

Im Rahmen des Projektes „Happy Power Hour – zeitlich variable Stromtarife zur Anpassung der Stromnachfrage an die Volatilität des Stromangebots am Beispiel mittelständischer Industrie im Bergischen Städtedreieck“ wird der deutschlandweit erste dynamische Stromtarif entwickelt, welcher es den beteiligten Unternehmen ermöglicht, durch eine Verschiebung zeitunkritischer Prozesse eine Reduzierung der

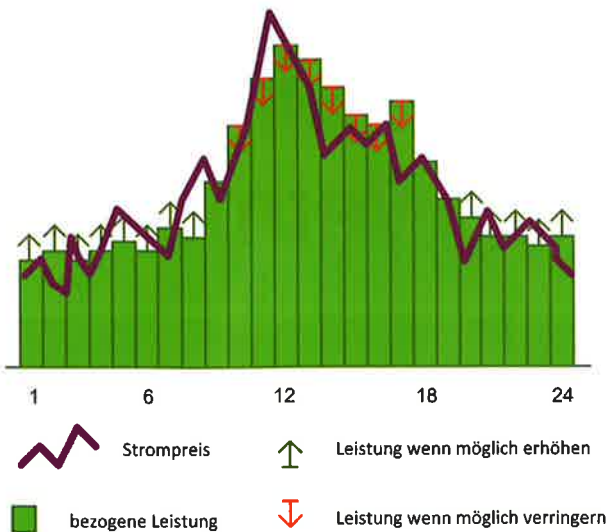


Bild 2: DSM-Anreize durch dynamische Strompreise

energiekosten zu erreichen. In diesem Projekt bildet der dynamische Tarif den Sportmarktpreis ab. Zukünftig wäre darüber hinaus auch eine Verknüpfung mit Smart Grid Systemen denkbar, so dass neben dem Börsenpreis auch der aktuelle lokale Zustand des Netzes in die

Tariffbildung einfließen könnte. Zusätzlich wird untersucht, inwiefern eine Dynamisierung der EEG-Umlage das Demand Side Management in Industrieunternehmen zusätzlichen incentivieren und damit das Potential deutlich vergrößern kann.

Virtuelles Kraftwerk am Regelenergiemarkt

Neben der marktgetriebenen Reaktion auf sich ändernde Strompreise ist auch ein Zusammenschluss mehrerer Unternehmen zu einem virtuellen Kraftwerk denkbar. Neben der Möglichkeit, den erzeugten Strom direkt an der Börse zu handeln, könnte ein solcher Verbund auch am Reserveenergiemarkt teilnehmen und verschiebbare beziehungsweise abschaltbare Lasten der beteiligten Unternehmen als Regelenergie anbieten.

Diese Systemdienstleistungen, die aktuell noch von wenigen Großkraftwerken übernommen werden, könnten so zum Teil von virtuellen Kraftwerken angeboten werden, was den beteiligten Unternehmen zusätzliche Erlöse beschern würde.

Dieses Projekt wird gefördert von der Europäischen Union, Europäischen Fonds für regionale Entwicklung, sowie dem

Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes Nordrhein-Westfalen.

Autoren: Jan Meese, Dr. Nils Neusel-Lange, Prof. Dr. Markus Zdrallek, Bergische Universität Wuppertal

Fachseminar zum Thema „Smart Grids“

Am 17. November 2014 veranstaltet die Technische Akademie Wuppertal (TAW) zusammen mit den Autoren in Wuppertal, ein Seminar zu dem Thema „Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen“. Das Seminar richtet sich an Personen, die an aktuellen energietechnischen Fragestellungen interessiert sind. Spezielle Vorkenntnisse sind nicht erforderlich. Informationen zu dem Seminar unter: www.taw.de/ver/5112204814

Informationen: Technische Akademie Wuppertal e.V., Wuppertal, Tel. 02 02/74 95-0 www.taw.de

CUSTOMISED STEAM TURBINES

