

Protokoll

Kongress Erneuerbare ins Netz!
am Donnerstag, 6. Mai 2010,
Fachworkshop Netzentlastung / Smart Grid
Umweltforum, Berlin

Moderation: Dr. Wolfram Krause, EWE AG

Leitfragen der Diskussion

1. Welchen Beitrag können Smart Grids zur Netzentlastung auf Verteilungsebene leisten?
2. Kann durch den Aufbau von Smart Grids Netzausbau vermieden werden?
3. Ist die Umwandlung von Strom in andere Energieformen durch flexible erneuerbare Kraftwerke eine Lösung?

Impulsvorträge

1. Lastverschiebung in Haushalt und Industrie – was ist möglich?

Dr. Peter Bretschneider, Fraunhofer-Anwendungszentrum für Systemtechnik, Ilmenau

Das Fraunhofer AST erforscht in mehreren Projekten im Bereich elektrische Energiesysteme die Technik, den Aufwand und die Potenziale von Demand Side Management (DSM) und Demand Response (DR). Unter DSM wird die direkte Beeinflussung des Energiebedarfs des Endabnehmers durch direkte Steuerung von Endgeräten verstanden. Demand Response ist die Beeinflussung des Energiebedarfs des Endabnehmers über Preisanreize. Mit DSM und DR will man neuen Herausforderungen in den Verteilnetzen durch zunehmende fluktuierende Einspeisung Erneuerbarer Energien (EE) und der Gefahr von kritischen Netzsituationen begegnen. Im eTelligence-Projekt wurde ein Vorschlag für einen marktkonformen Smart-Grid-Ansatz entwickelt (Folie 6). Folie 7 zeigt eine Übersicht zu Betriebsführungsansätzen für Smart Grids. Lastmanagement ist dabei der Teil des Energiemanagements, der die Endverbraucher betrifft. In der Industrie bestehen Lastverschiebungspotenziale von 2,8 GW, im Gewerbe von 10,3 GW bzw. 2,9 GW (ohne Nachtspeicher und Klimaanlagen) und in den Haushalten von 16,8 GW im Winter und 9,4 GW im Sommer (ohne Nachtspeicher und Klimatisierung, nach Klobasa 2007).

Dr. Peter Bretschneider stellte einen Feldversuch aus Ilmenau vor, bei dem das Standardlastprofil zweier Kundengruppen für eine Woche verglichen wurde mit einer 1/4h-Leistungsmessung zweier Kundengruppen im Wochengang (Folie 14). Über ein Smart-Metering-Kundenportal, das vom Design eher eine technikaffine Zielgruppe ansprach (Folie 16), wurden verschiedenen Kundengruppen verschiedene Tarife angeboten; die Kunden schalteten die Geräte über das Portal selbst und das Abnahmeverhalten wurde viertelstündlich gemessen. Eine Automatisierungstechnik, etwa mittels BEMI o. ä., wurde nicht eingesetzt. Der größte Lastverschiebungseffekt war bei der Kundengruppe zu beobachten, die die Vorgabe hatte, einen bestimmten kWh-Verbrauch im Jahr nicht zu überschreiten.

Diskussion

Tarife: Zum Ergebnis des Feldversuchs aus Ilmenau wurde angemerkt: Dies sei doch eher ein Energieeinspareffekt als ein Lastverschiebungseffekt, könne man Einsparungen durch Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen auch finanziell an die Kunden weitergeben? Seien nicht neben variablen Energietarifen auch Tarife mit variablen Netzentgelten sinnvoll? Bislang gebe es noch keine dynamischen Netzentgelte, nur 40 % des Strompreises seien variabel, dadurch könne man bislang nur geringe finanzielle Anreize durch Tarife geben. Weitere Teilnehmer sind der Meinung,

neben variablen Energietarifen müsse man auch über variable Netzentgelte nachdenken, schwierig sei hierbei die Frage der Wettbewerbsbedingungen. Netzentgeltvariable Tarife seien nur sinnvoll, wenn im Haushalt auch lastvariable Tarife angeboten würden. Aber die Frage war strittig, ob lastvariable Tarife im Haushaltsbereich sinnvoll seien. Erfahrungen aus dem eTelligence-Projekt zeigen, dass Kunden lastvariable Tarife nicht verstehen, zeitvariable Tarife werden von den Verbrauchern besser verstanden und angenommen. Man könne den Verbraucher nicht umerziehen, sondern müsse sich am Verbraucherverhalten orientieren.

Potenzial: Die Lastverschiebungspotenziale im Haushaltsbereich wurden von den Teilnehmern unterschiedlich eingeschätzt. Man solle das Potenzial in den Haushalten nicht immer kleinreden, die Wirtschaftlichkeit sei zwar in der Reihenfolge Industrie, Gewerbe und zuletzt Haushalte gegeben, aber dennoch liege 50 % des Lastverschiebungspotenzials im Haushaltsbereich auf der Niederspannungsebene. Haushaltssteuerung müsse unter Einbeziehung von Mikro-KWK und Elektroautos zum Massenprodukt werden. Ein Beispiel für hohes Potenzial in Haushalten sei der Energiebedarf zur Pflege alter Menschen, hier gebe es ein hohes Steuerungspotenzial bezüglich der notwendigen Geräte.

Datenschutz: Automatisierte Laststeuerung in Haushalten sei auch datenschutzrechtlich ein Problem. Nein, bei Zustimmung der Kunden gebe es keine Datenschutzprobleme, so die Gegenmeinung.

2. Flexible Erneuerbare Kraftwerke

Stefan Brune, Gesellschaft für Netzintegration e.V.

Die Gesellschaft für Netzintegration e.V. vertritt EE-Erzeuger mit einer Gesamtleistung von derzeit > 2.500 MW und sieht zur Lösung der Herausforderung Netzintegration Handlungsbedarf bei der Technologieentwicklung und bei Investitionen in flexible Kraftwerkseinheiten zur Erzeugung von EE. Der Handlungsbedarf ist angesichts von zunehmendem Erzeugungsmanagement dringend. Zurzeit besteht zwar für die Erzeuger kein finanzieller Handlungsdruck wg. EEG-Ausgleichszahlungen, aber die Belastung der Verbraucher durch Erzeugungsmanagement nimmt zu, es handele sich dabei um stranded investments.

Die EE-Branche könne und solle mit der Entwicklung flexibler erneuerbarer Kraftwerke zur Netzintegration von EE beitragen. Der Begriff „flexible erneuerbare Kraftwerke“ beschreibe besser als „virtuelle Kraftwerke“, dass das Netz in die Betrachtung einbezogen werden müsse. Flexible EE-Kraftwerke sind optimierte Kombikraftwerke, die Speichertechnologien einsetzen. Die Kosten hängen stark von der Benutzungshäufigkeit und Speicherdauer ab (s. Grafik Folie 7). Wasserstoff im Erdgasnetz ist der optimale Langzeitspeicher. Je nach regionalem Energieangebot kann die optimale Systemlösung unterschiedlich sein, bei der Optimierung ist aber immer der gesamte Energiemarkt (Strom, Wärme, Kraftstoffe) zu beachten. Folie 10 beschreibt die verschiedenen Komponenten des Wasserstoff-Wind-Biogasspeicher-Hybridkraftwerks von Enertrag, das derzeit in Bau ist. Die Wärme soll ins Prenzlauer Fernwärmenetz eingespeist werden, der Wasserstoff an Tankstellen am Flughafen Schönefeld geliefert werden. Dringend notwendig für die Förderung von flexiblen erneuerbaren Kraftwerken sei eine Speichertechnologieförderung im EEG.

Diskussion

Flexibilisierung des ergänzenden Kraftwerksparks: Strittig war die Frage, ob auch bei zügigem Ausbau der EE nach den Prognosen des Branchenverbands von 47 % EE im Stromsektor 2010 längere Laufzeiten für Kernkraftwerke oder neue Kohlekraftwerke notwendig seien. Die einen sahen derzeit keine Überversorgung von EE, auch nicht zu Starkwind-/Schwachlastzeiten, denn EE-Einspeisung habe Vorrang und die unflexiblen konventionellen Kraftwerke verursachten daher die Netzüberlastung in diesen Zeiten. Flexiblere Kraftwerke seien zur Ergänzung der EE notwendig, denn Kern- und Kohlekraftwerke könnten nicht schnell genug geregelt werden. Andere hielten dies für dogmatisch, auch konventionelle Kraftwerke müssten das thermische Problem der Regelbarkeit lösen. Mit dem aktuellen Anreizsystem lasse sich aber eine Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks nicht erreichen. Hier sei eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung notwendig, denn die flexiblere Handhabung von Kernkraftwerken lasse sich technisch in 20 Jahren vielleicht umsetzen, und zwar dann, wenn keine Kernkraftwerke mehr nötig seien. Stattdessen seien viele neue Ansätze nötig wie beispielsweise mit dem Enertrag-Ansatz. Eine weitere

Lösungsmöglichkeit sei die Methanisierung von EE-Strom mit anschließender Speicherung im Erdgasnetz. Problematisch an der CCS-Diskussion für neue Kohlekraftwerke sei die Nutzungskonkurrenz der Kavernen. Die Kavernen werden für Gas benötigt, zudem sei es ökonomisch unsinnig, Kavernen einmalig mit CO₂ zu befüllen. Problematisch sei zudem die monopolistische Struktur auf dem Gasmarkt, die dazu führe, dass Stadtwerke in Kohle statt in flexiblere Gaskraftwerke investieren.

Marktintegration: Der Übergang vom EEG zur Marktintegration müsse eingeleitet werden, noch seien die Anreize unzureichend. WKA-Betreiber, die direkt vermarkten, könne man noch an einer Hand abzählen. Unklar sei die Haltung der BNetzA zu Markteinführungsanreizen für EE, z.B. Flexibilisierung von Netznutzungsentgelten.

3. Innovatives Verteilungsnetzmanagement / Climate change calls for new business

Anders Hedenstedt, Göteborg Energi AB, Schweden

Das Energieunternehmen Göteborg Energi versorgt ca. 300.000 Kunden und engagiert sich u. a. in EE, KWK, Netzbetrieb, Messwesen wie auch im Verband Europäischer Verteilnetzbetreiber. Von Verteilnetzen zu sprechen sei nicht mehr treffend, weil die Kunden zunehmend gleichzeitig Verbraucher und Energieerzeuger werden. Die Pflicht zum flächendeckenden Rollout von Smart Meters hat Göteborg Energi zum Anlass genommen, über den vorgeschriebenen Standard hinauszugehen und die Haushalte gleich mit einem modernen Signi-Kommunikationsgerät auszurüsten (inzwischen sind 270.000 Geräte installiert). Es wurden unterschiedliche Tarifsysteme erprobt, zum einen mit der Testgruppe Studenten, zum anderen mit der Testgruppe Rentner. Die Rentner konnten im Schnitt die Strompreissteigerung der letzten 10 Jahre durch ihr Verbrauchsverhalten einsparen.

Die Stakeholder der neuen intelligenten Netze zeigt Folie 4 in comicartiger Darstellung. Das neue System hat einen hohen Bedarf an IT-Technologie (s. Folie 8). Der Einsatz neuer Informations- und Steuerungssystem (NIS, SCADA, Folie 19) ist geplant. Folie 10 stellt das neue Zählwesen grafisch dar.

Unternehmensphilosophie ist es, die Kunden bei der Einführung neuer Technologien einzubinden. Vor dem Hintergrund des Klimawandels müssten neue Geschäftsmodelle aufgebaut werden. Der Aufbau intelligenter Netze wird als Zukunftsinvestition verstanden. Vor diesem Hintergrund werden auch Untersuchungen über E-Mobilität durchgeführt, nicht als technische Angelegenheit, sondern als neues Geschäftsfeld.

Diskussion

Marktrollen und Organisationsform: Der großflächige Rollout von Smart Meters sei für ein integriertes Energieunternehmen wie Göteborg Energi einfacher als im entflochtenen Unternehmen. Es stelle sich die Frage, wie man in Deutschland die Schnittstellen zwischen den Unternehmen stärken könne. Bei Trennung zwischen Netzbetrieb und Messstellen müssten die Verteilungsnetzbetreiber Messdaten am oberen und unteren Verteilungspunkt nutzen können. In Deutschland sind Smart Meter noch nicht Teil des Smart Grid. Zwar seien Verteilnetzbetrieb und Messstellenbetrieb doch noch großteils in einer Hand, aber da die Entwicklung der Marktrollen unklar sei, ließen sich derzeit schlecht Konzepte für intelligentes Smart Metering entwickeln.

Zusammenfassung:

Smart Grids sind Verteilnetze in Wechselwirkung mit dem Kraftwerkspark.

Der Aufbau von Smart Grids kann Netzausbau nicht vermeiden, aber vermindern.

Für die effiziente Nutzung intelligenter Netze ist ein politischer Rahmen notwendig, der mit Förderinstrumenten wie z.B. einem „Speicher-EEG“ EE-Hybrid-Speicherkraftwerke anreizt.

Die Umgestaltung der Netze steht vor großen **Herausforderungen:**

- Im Übertragungsnetz / Hochspannung drohen Kapazitätsengpässe.
- Im Mittelspannungs-/Niederspannungs-Netz muss die Spannungshaltung gewährleistet bleiben (Stufenschalter).
- Es ist Back-up-Leistung für EE notwendig (Faktor 1,7).
- Der ergänzende Kraftwerkspark muss flexibel sein.

- Dringend zu lösen ist die Frage, wie in Zukunft Situationen mit höherer Erzeugung von EE als Verbrauch geregelt werden können.

Lösungsansätze sind

- Einsatz von Demand Response / Demand Side Management
- Entwicklung und Bau von Speichern
- Entwicklung aktiver Verteilnetze
 - Online-Messtechnik
 - SCADA-Integration (Supervisory Control and Data Acquisition, auf deutsch Konzept zur Überwachung und Steuerung technischer Prozesse)
- Einsatz von Hybridkraftwerken
- Regelbare dezentrale Erzeuger
- Weiterentwicklung des EEG
 - Anreize für Regulierung und Speicher
 - Übergang zur Marktintegration
- Effiziente Gestaltung der Marktregeln
 - Info über Ist-Einspeisung
 - Regulatorischer Rahmen
- Variable Netznutzungsentgelte
 - Engpassabhängig
 - Entfernungsabhängig

Knackpunkte

- Flexibilitäten (mittelfristig); Gas anstelle von Kohle + Kernkraft
- Trennung VNB / MSB: Synergiepotenzial wird verspielt!
- Frage an BNetzA: Sind variable Netznutzungsentgelte möglich?