

CIREC 2017: Bericht über Session 4 – Dezentrale Energieressourcen und Integration aktiver Verbraucher ¹

K. Bauer OVE²

Die Session 4 befasst sich mit den Herausforderungen Verteilnetze zu ertüchtigen, um die Integration von CO₂-freien, erneuerbaren und dezentralen Energieressourcen (DER) zu erleichtern. Dazu gehören die Themenkreise verteilte Erzeugung (DG), Energiespeicher, neue Lasten (z. B. elektrische Heizung, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge), aktive Verbrauchssteuerung und die Aggregation von DER (z. B. virtuelle Kraftwerke).

Die Probleme der Integration von dezentralen Energieressourcen betreffen alle Sessions der CIREC. Die Session 4 setzt daher speziell auf neue Konzepte, innovative Technologien und Lösungen sowie auf Ergebnisse aus Forschungs-, Entwicklungs- oder Modellprogramme. Teilweise werden dabei auch die Ergebnisse von Netz- und Systemintegrationsversuchen wirtschaftlich bewertet.

Die Papers der Session 4 beleuchten besonders die Integration von dezentralen Ressourcen in Verteilnetzen durch technische, kommerzielle und regulatorische Lösungen. Die Berichte beschreiben Entwicklungen im Netzmanagement, bei der aktiven Verbrauchssteuerung, Entwicklungen bei der Integration von Energiespeichern, Netzwerkmonitoring, Telekommunikation und Datenanalytik sowie die Auswirkungen von DER auf die „Future Role of DSO“.

Für die Session 4 wurden 279 Abstracts eingereicht, damit war ein umfangreiches und vielfältiges Programm sichergestellt. 125 Beiträge – 6 davon aus Österreich - wurden letztendlich angenommen, um auf der Konferenz vorgestellt zu werden. 20 Berichte wurden in der Main Session mündlich präsentiert, 13 Papers im Research and Innovation Forum. Darüber hinaus konnten alle eingereichten Beiträge in der Poster-Session gezeigt werden.

Den Vorsitz hatte Graham Ault aus UK, unter den 3 Special Reporters war mit Helfried Brunner vom AIT auch ein Österreicher.

1. Block 1: DER Konzepte, Entwürfe, Studien, Planung, Analysetechniken und Werkzeuge

Schwerpunkt in Block 1 waren Papers, die neue Ideen und Konzepte zum Inhalt hatten.

Bei den Berichten zum Demand Management ging es, wie auch schon bei den letzten Konferenzen, um die Maßnahmen zur Senkung und Glättung der Verbrauchsspitzen, insbesondere in den Bereichen elektrische Heizung und Warmwasseraufbereitung. Aber auch die Maßnahmen zur Steuerung der Ladung von Elektrofahrzeugen bekommen immer mehr Bedeutung.

¹ 24th International Conference on Electricity Distribution, Glasgow, Schottland, 12. bis 15. Juni 2017.

² Bauer, Karl, Schneider Electric Energy Austria AG, Kochlergang 14, 4060 Leonding, Österreich (E-Mail: karl.bauer@schneider-electric.com).

Im Unterkapitel Active Network Management wurde eine interessante Idee aus Spanien gezeigt, bei der die Batterien der Handystationen zur Engpassvermeidung in Verteilnetzen verwendet wurden. Auch auf die Veränderung der Aufgaben und der Zusammenarbeit von TSO und DSO wurde eingegangen.

Ein sehr informativer Bericht aus England zeigte die verschiedenen Einsatzmöglichkeiten von Energiespeichern einschließlich einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Der jährliche Bruttoumsatz, der mit dem betrachteten Speicher erzielt werden konnte, lag zwischen 46 Pfund je kW und 554 Pfund je kW, abhängig von den angebotenen Dienstleistungen – von minimal nur Einnahmen aus dem höheren Spitzenstrompreis bis hin zu Balancing und Network Support.

2. Block 2: Treiber und Technologien zur DER Integration

Im Block 2 ging es um neue Technologien, die bereits in der Entwicklungs- und Testphase waren.

Ich hatte in diesem Block den Eindruck, dass man allmählich Erfahrungen sammelt, welche Informationen Smart Meters über die reine Zählung hinaus liefern können.

Beispiel dafür war ein Beitrag, der sich mit der Zustandserfassung in Niederspannungsnetzen beschäftigte. Zukünftig könnte diese Methode Voraussetzung sein, einen automatisierten Betrieb von Niederspannungsnetzen zu ermöglichen, bei dem keine Eingriffe der Operators mehr notwendig sind. Außerdem kann das vorgestellte System die Erkennung von „Bad Data“ ermöglichen. Der Bericht kommt zu dem Schluss, dass ein SCADA System für Niederspannung zu teuer ist und, da die Genauigkeitsanforderungen in der Niederspannung sicher kleiner sind als in Übertragungsnetzen, die Verwendung der Messdaten von Smart Meters sicher ausreichend ist.

Ein Beitrag, der in der Poster Session vorgestellt wurde, beschäftigte sich mit den Vorteilen von Gleichspannung auf der „last Mile“ von Verteilnetzen.

Der Beitrag stellt fest, dass die Netzstruktur von Wechselspannungsnetzen nicht mit modernen Anforderungen in Einklang stehen. Durch den steigenden Einsatz von Photovoltaik, elektrischen Fahrzeugen, lokalen Speichern und dezentralen Erzeugern wird in Wechselspannungsnetzen zusätzlich teure IT Infrastruktur benötigt, die bei Gleichspannung nicht erforderlich sein sollte.

Der Beitrag beschreibt am Beispiel der Energieversorgung eines 2,4 ha großen Treibhauses mit 1,4 MW Anschlussleistung die Vorteile eines Gleichstromsystems bezüglich EMV-Auswirkungen und der Regelbarkeit von Licht, Temperatur und Lüftung. Dazu wird auch ein Business-Case präsentiert, wonach die Energiekosten durch die Umstellung auf GS um 30 % reduziert werden können.

3. Block 3: Technische und kommerzielle Verfahren und Lösungen zur DER Integration

In diesem Block wurden Weiterentwicklungen diskutiert, die bereits über Einzellösungen hinaus zu Gesamtlösungen führten.

Die Anzahl der dezentralen Erzeuger wird auch in Zukunft steigen. Um weniger in den Netzausbau investieren zu müssen ist es erforderlich, kostengünstigere Alternativen zu finden.

Dazu wurden in einem Bericht die Vorteile einer „selbstadaptierenden“ Blindleistungsregelung und der vorübergehenden Wirkleistungsbegrenzung von DER-Erzeugern in Verteilnetzen analysiert. Es wurden nicht nur die technischen Möglichkeiten beschrieben, sondern auch ein Kostenvergleich durchgeführt. Beide Methoden können eingesetzt werden, um die Anschlusskosten zu reduzieren. Die Studie kommt zum Schluss, dass die Anschlusskosten um etwa 100 k€/MW reduziert werden können und auch kostengünstiger sind als Maßnahmen zum Netzausbau.

Ein anderer Bericht kommt zu einem nicht so eindeutigen Ergebnis betreffend Vergleich von Netzausbaukosten mit Kosten für DER Lösungen.

In dieser Studie wurde in einem vermaschten Mittelspannungsnetz untersucht, wie Lasterhöhungen durch den Anschluss von dezentralen Erzeugern wie Photovoltaik, Kraft-Wärmekopplungen oder Speichern an den kritischen Stellen ausgeglichen werden können, ohne zusätzliche Kabel und Transformatoren vorzusehen. Die Kosten wurden gegenübergestellt mit dem Ergebnis, dass bei nur kurzfristiger Betrachtung die Kosten für den konventionellen Ausbau und für die DER Lösung in etwa gleich sind, bei einer längerfristigen Betrachtung der konventionelle Ausbau jedoch billiger kommt, da er mehr Reserven bietet.

4. Block 4: DER Integration – Feldversuche, Prüfungen und Normen

Im Block 4 bewegten sich die Berichte mehr Richtung realen Betrieb der DER Integration, von den Modellversuchen bis zu Roll-Outs.

Da jeder Bericht unvollständig wäre, wenn nicht mindestens einmal der Begriff Blockchain vorkommt, sei hier noch ein Beitrag aufgeführt, der zumindest am Rande die nachbarschaftlichen Beziehungen erwähnt.

In diesem Paper wird ein Demand Side Management System beschrieben, das aus einem zentralen Controller besteht, der auf einer „nachbarschaftlichen“ Ebene in Verbindung mit einem Heim-Energie-Controller Entscheidungen trifft. Lastvorhersage, Flexibilitätsplanung und Online-Regelung sind wesentliche Komponenten für die Entscheidungsfindung des zentralen Controllers. Am Beispiel der Landung einer Batterie, die aus einer Heim-PV gespeist wird, wird gezeigt, welche Aspekte berücksichtigt werden müssen, um einen Kompromiss zwischen optimalem Eigenverbrauch und der Entlastung des Verteilnetzes zu finden.

Ein weiterer Beitrag in diesem Block zeigt Ergebnisse und Erfahrungen nach einjährigem Betrieb aus einem Modellversuch in einem Niederspannungsnetz. Dieses Netz versorgte einen Vorort einer Großstadt. Ziel dieser Versuchsanlage war es, praktische Erfahrungen mit

neuen Technologien zu sammeln, um die Netze der Zukunft entsprechend planen zu können.

Dieses Netz besteht neben den konventionellen Komponenten aus einer Grid Box, einem Batteriespeichersystem, einem Niederspannungsregelungssystem und einem IT-Netz.

Mit der Grid Box werden Echtzeit-Messungen des Verteilnetzzustandes durchgeführt, die mittels State Estimation bezüglich Genauigkeit und fehlender Daten nachjustiert werden. Ein Optimizer hat schlussendlich die Aufgabe, die Befehle an die Netzkomponenten zu senden, um das Zusammenspiel der Komponenten mit unterschiedlichsten Zielen zu steuern. Die gewonnenen Erkenntnisse sind in diesem Paper sehr gut beschrieben.