



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Schlussbericht 31. Dezember 2011

IEA Implementing Agreement ENARD

Annex II: Distributed Generation – System Integration in Distribution Networks

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Netze
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer:

BACHER ENERGIE AG
Rütistrasse 3a
CH-5400 Baden
www.bacherenergie.ch

Autor:

Dr. Rainer Bacher, BACHER ENERGIE AG, rainer.bacher@bacherenergie.ch

BFE-Bereichsleiter:	Dr. Michael Moser
BFE-Programmleiter:	Dr. Michael Moser
BFE-Vertragsnummern:	SI/500231-01, SI/500231-02

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

Zusammenfassung

Ziel des vorliegenden Projekts war es, die aktuellen regulatorischen, wirtschaftlichen und technischen Barrieren auf dem Weg zum SmartGrids zu identifizieren und geeignete Massnahmen zur Überwindung der Barrieren zu empfehlen. Diese Massnahmen bzw. Empfehlungen werden hier zusammengefasst:

Für die Langzeitplanung von effizienten Verteilnetzen werden nationale Stromerzeugungs- und -verbrauchs-Szenarien und deren politische Bewertung benötigt. Mit ihnen werden die für die Versorgungssicherheit nötigen Investitionen in Stromnetze und intelligente Systeme (SmartGrids) für alle Netzbetreiber, aber auch die neuen Energie-Service-Dienstleister planbarer. Um Unsicherheiten bei Langzeit-Investitionen zu minimieren, ist aber auch die Kontinuität der Netzkosten-Regulierung unerlässlich. Rasch ändernde Regulierungen führen bei den Netzbetreibern zu Ängsten über die Sicherheit des erlaubten, regulierten Einkommens. Dies bremst die Bereitschaft für neue Innovationen stark. Insbesondere sollen Forschungsprojektkosten der Verteilnetzbetreiber rechtlich vom Regulator als anrechenbar behandelt werden, um Innovationen anzuspornen.

Tageszeitlich feste Einspeisetarife fördern zwar generell die Einspeisung von erneuerbarem Strom, sie verhindern jedoch sowohl eine zeitlich optimale Strombilanzierung als auch ein optimales Netzlastmanagement. Die tageszeitliche Flexibilisierung der Einspeisetarife hin in Richtung dynamische Preise kann zu einer wesentlichen Unterstützung betrieblicher Herausforderungen wie Peak-Lastmanagement oder Netzüberlast-Management auch im Verteilnetz führen.

Bei grossen Mengen eingespeister erneuerbarer Energien und bei vielen aktiven Stromverbrauchern reichen Smart Meters, die rein den Verbrauch alle 15-Minuten messen und abrechenbar machen, nicht; es braucht eine intelligente Verteilnetzüberwachung, die auch die Netzqualität und den Netzzustand beobachten und steuern kann. Idealerweise soll das über Smart-Metering hinausgehende Netz-Monitoring zu einer aktiven Netzsicherheitsunterstützung durch die Verteilnetzbetreiber bzw. der Endkunden-Dienstleister oder gar der Endkunden selber führen. Neue Smart-Monitoring/Steuerungstechnologien sollen dazu führen, dass aktive Eingriffe im Verteilnetz auch im Minuten-Bereich, allenfalls sogar im Sekunden-Zeitbereichen möglich werden. Diese sollen kompatibel sein mit den heute üblichen Massnahmen der swissgrid als Hauptverantwortlicher für die jederzeitige betriebliche Versorgungssicherheit und diese wesentlich ergänzen.

Entsprechend müssen auch die Geschäftsmodelle der Verteilnetzbetreiber angepasst werden: Neue Hilfsdienste für die Frequenz-, Belastungs- und Spannungsregelung sollen marktbasiert auch durch Verteilnetzteilnehmer bereitgestellt werden können. Für die Verteilnetzbetreiber ergeben sich als Koordinatoren interessante Geschäftsmöglichkeiten.

Die volatile Stromerzeugung, die Notwendigkeit von weniger CO₂-Ausstoss beim Heizen und in der Mobilität – Stichwort Wärmepumpen und Elektroautos – verlangen eine Regulierung des Gesamtenergiesystems mit einem starken Stromsystem im Zentrum. Es reicht nicht mehr, nur eine Regulierung des netzbasierten Stromsystems gleichzeitig mit einem (echten) Strommarkt für alle Stromkunden einzuführen. Da die Stromversorgung integriert mit der Wärmeversorgung erfolgen wird – sei dies über Wärmekraft-Kopplung oder über stromgespeiste Wärmepumpen und entsprechende Wärmespeicher – werden auch die gesetzlichen Rahmenbedingungen beider Bereiche gekoppelt betrachten müssen. Entkoppelte gesetzliche Rahmenbedingungen für Wärme und Strom können zu Fehlinvestitionen führen.

Genauso müssen die Mobilitäts-Energieanforderungen integriert betrachtet werden: Sollten sich Elektroautos durchsetzen, kommt die Energie für diese Autos „aus der Steckdose“. Wärme- und Mobilitätsbedürfnisse tendieren dazu, neu mit Strom gedeckt zu werden. Die bisherigen konventionellen, durch Strom gedeckten Bedürfnisse (Licht, Information, Kommunikation, Kochen, Föhnen, etc.) werden also durch neue ergänzt. Das bedingt neue gesetzliche Rahmenbedingungen für das Energiesystem als Ganzes mit einem noch stärkeren Stromsystem im Zentrum.

Komplexe Herausforderungen technischer, politischer und wirtschaftlicher Art stehen also im Stromverteilnetz an.

Weitergehende Dokumente:

- Anhang 1: IEA Arbeitsgruppe Enard (Annex II) Schlussbericht (Englisch)
- Anhang 2: Foliensatz: DG system integration in distribution networks: The transition from passive to active grids (Englisch)
- Anhang 3: Foliensatz: Verteilnetz – quo vadis? Erkenntnisse aus der Enard-Arbeitsgruppe "Verteilnetze und Systemintegration: Vom passiven zum aktiven Netz"
- Web-Site: <http://aktivesverteilnetz.bacherenergie.ch/>
- IEA Enard Annex I Web-Site: <http://www.ie-enard.org/>