



Jahresbericht 31. Dezember 2010

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

Autoren:

Willi Rohr, BACHER ENERGIE AG, willi.rohr@bacherenergie.ch
Dr. Rainer Bacher, BACHER ENERGIE AG, rainer.bacher@bacherenergie.ch

BFE-Bereichsleiter: Dr. Michael Moser

BFE-Programmleiter: Dr. Michael Moser

BFE-Vertrags- und Projektnummer: SI/500231-01, SI/500231-02 / SI/500231

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Abstract

IEA ENARD Annex II addresses key policy making questions around distributed generation systems integration into low and medium voltage. First, a detailed actual distribution network analysis regarding technical, economical and regulatory aspects has been made. Secondly, barriers on the way from the actual distribution grid to the SmartGrids have been identified. Finally recommendations were worked out during the project how to overcome these barriers.

1. Zusammenfassung

Um das weitere Ansteigen der Temperatur und somit die Klimaveränderung markant zu bremsen beziehungsweise längerfristig stoppen zu können, ist eine immense Reduktion der Emissionen in Form von Treibhausgasen zwingend notwendig. Davon betroffen ist auch die weltweite Stromproduktion, wobei CO₂-ausstossende Kraftwerke ohne CCS (Carbon Capture and Storage) Technologie in Zukunft stillgelegt werden sollen. Der Ersatz dieser CO₂-ausstossenden Kraftwerke und die Deckung des steigenden Stromkonsums sollen (teilweise) durch neue erneuerbare Kraftwerke erfolgen, wobei sowohl Grosskraftwerke, beispielsweise Offshore-Windparks, als auch kleinste Produktionseinheiten, zum Beispiel Solarzellen auf einem Einfamilienhausdach, zum Einsatz kommen werden.

Die Integration von einigen wenigen verteilten Erzeugungsanlagen ins Verteilnetz geht dabei problemlos, solange die verteilte Erzeugungsanlage die gültigen technischen Anschlussbedingungen einhält. Doch hat sich gezeigt - insbesondere in Deutschland und in Spanien - dass der stete Zuwachs von verteilten Erzeugungsanlagen in den letzten Jahren zu neuen technischen Herausforderungen führt. Diese Hürden können mit intelligenten Stromnetzen (SmartGrids) genommen werden, wobei diese SmartGrids nebst dem herkömmlichen Stromtransport auch bidirektionale Datenkommunikation benötigen, um zusammen mit moderner IT-Technologie den Anforderungen für einen hochkomplexen Netzbetrieb genügen.

Ziel des vorliegenden Projekts ist es, die aktuellen regulatorischen, wirtschaftlichen und technischen Barrieren auf dem Weg zum SmartGrids zu identifizieren und geeignete Massnahmen zur Überwindung der Barrieren zu empfehlen.

2. Ausgangslage

Der aktuelle Klimawandel ist eine der grössten aktuellen Herausforderungen für die Menschheit. Um das weitere Ansteigen der Temperatur zu bremsen beziehungsweise längerfristig stoppen zu können, ist eine markante Reduktion der Emissionen in Form von Treibhausgasen zwingend notwendig. Davon betroffen ist auch die weltweite Stromproduktion, die durch das Verbrennen von Primärenergieträgern, wie zum Beispiel Kohle, ebenfalls einen signifikanten Anteil zur Treibhausgasemission beiträgt.

Für eine nachhaltige Energiepolitik ist deshalb die Reduktion oder die Stilllegung von CO₂-ausstossenden Kraftwerken ohne CCS (Carbon Capture and Storage) Technologie fundamental notwendig. Gleichzeitig wird der Bau von stromproduzierenden Kraftwerken basierend auf neuen erneuerbaren Energien massiv gefördert. Dabei werden jedoch nicht nur neue Grosskraftwerke realisiert, wie beispielsweise die geographisch konzentrierte Gesamtheit vieler einzelner Windkraftwerke oder solarthermischer Anlagen als Farm, sondern zunehmend immer mehr verteilte Erzeugungsanlagen wie zum Beispiel Solarzellen auf einem Hausdach. Die einzelne Anlage speist zwar nur eine kleine elektrische Leistung ein. Insgesamt und in einer grossen Anzahl kann mit dieser Art der Stromerzeugung aber eine beträchtliche Menge von Strom erzeugt werden. Diese kleinen verteilten Erzeugungsanlagen speisen ihre Energie im Gegensatz zu Grosskraftwerken, welche auf 110kV Spannungsniveau und höher einspeisen, auf tiefen Spannungsniveaus ein (ca. 16kV und tiefer) und stellen die Betreiber von Verteilnetzen zunehmend vor neue wirtschaftliche und technische Herausforderungen.

Die Integration von einigen wenigen verteilten Erzeugungsanlagen ins Verteilnetz geht meist problemlos, solange die verteilten Erzeugungsanlagen die gültigen technischen Anschlussbedingungen einhalten. Doch hat sich gezeigt - insbesondere in Deutschland und in Spanien - dass der stete Zuwachs von verteilten Erzeugungsanlagen in den letzten Jahren zu neuen technischen Herausforderungen führt.

Heutzutage speisen die verteilten Erzeugungsanlagen beispielsweise in der Schweiz meist ohne weitere systembezogene Versorgungssicherheitsmassnahmen ins Netz ein, d.h. ohne Berücksichtigung des Netzzustands. Folglich geben diese verteilten Erzeugungsanlagen auch bei kritischen Netzzuständen – also z.B. bei zu tiefen Spannungen, bei Frequenzabweichungen von 50Hz, bei zu hohen Strombelastungen - ohne mit technischen und weiteren Massnahmen darauf Rücksicht zu nehmen, ihren Strom ins Verteilnetz ab. Dieses „bedenkenlose“ Einspeisen von elektrischem Strom ins Verteilnetz geht jedoch nur so lange gut, solange technische Sicherheitslimiten im Verteilnetz und in den darüber liegenden Übertragungsnetzen nicht verletzt werden, bzw. solange Reserve- bzw. Sicherheitsmargen gross genug sind. Eine Massnahme wäre folglich, dass man ab einem bestimmten Anteil an neuen verteilt einspeisenden Kraftwerken beginnen müsste, die Verteilnetze weiter auszubauen, um auch weiterhin einen übergeordnet sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können. Dass ein einseitiger Netzausbau gesamtwirtschaftlich gesehen jedoch nicht das Optimum ist, liegt auf der Hand.

Abhilfe schaffen die intelligenten Stromnetze (SmartGrids), die neben dem herkömmlichen Stromtransport auch bidirektionale Datenkommunikation benötigen und zusammen mit moderner IT-Technologie den Anforderungen für einen hochkomplexen Netzbetrieb genügen. Das nachfolgende Bild gibt einen Überblick über die Basisziele des SmartGrids.

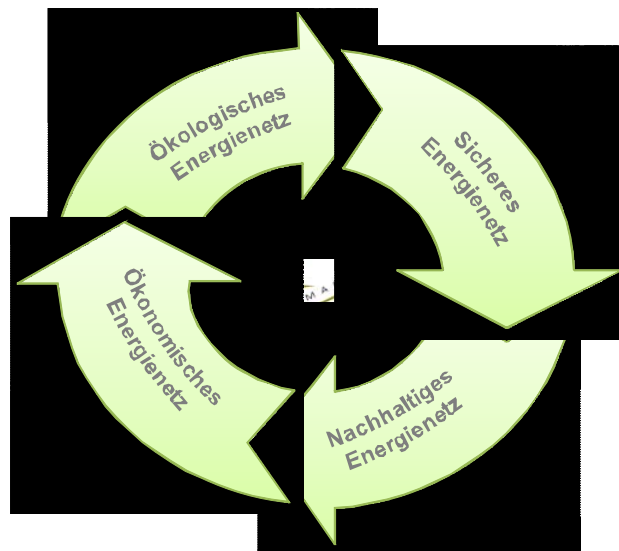


Abbildung 1: SmartGrids Ziele

Ein intelligentes Konzept („SmartGrids“) im Verteil- und Übertragungsnetz hat neben der Massenintegration von Strom erzeugenden Anlagen im Verteilnetz und somit der CO₂-Reduktion noch wesentliche weitere Vorteile:

- Ein hohes Mass an lokaler Versorgungssicherheit und -qualität, wegen der hohen Anzahl kleiner koordinierbaren Einheiten
- Verbesserte Möglichkeit des transparenten und nicht-diskriminierungsfreien Netzanschlusses und -zugangs für alle, auch kleine Netznutzer

Die verteilte Stromeinspeisung der neuen Kraftwerke soll zu einer regional verbesserten Ausgeglichenheit zwischen Erzeugung und Verbrauch führen. Dadurch wird indirekt zur Optimierung der Übertragungsnetzkapazitäten zur Unterstützung des paneuropäischen Strommarktes und zur Vereinfachung der koordinierten Planung und Entwicklung der nationalen, regionalen und der europäischen Netzinfrastruktur beigetragen.

Die grösste Herausforderung besteht darin, die heutigen Übertragungs- und Verteilnetze so in ein SmartGrids zu transformieren, dass die massenhafte Integration von verteilten Erzeugungsanlagen basierend auf dominant neuen erneuerbaren Energien zu einem weiterhin versorgungstechnisch sicheren, jedoch ökologisch vertretbaren, wirtschaftlich zahlbaren und vor allem nachhaltigen Stromsystem führt.

3. Ziel der Arbeit

Bedingt durch die heute vorliegenden regulatorischen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen in den Ländern Europas sind die Ausgangspunkte auf dem Weg zur Massen-Integration von neuen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen sehr unterschiedlich.

Zur Analyse der Situation und bedingt durch diese heutigen grossen nationalen Unterschiede im Energiebereich (unterschiedliche Kraftwerktypen der Stromerzeugung, Anzahl Netzbetreiber und Grad der Entflechtung, Einsatz von Technologien für die Steuerung des Endverbrauchs, etc.) soll durch die Teilnahme möglichst vieler Länder im IEA (International Energy Agency) ENARD (Electricity Networks Analysis Research and Development) Annex II „Distributed Generation Integration“ diesem Umstand Rechnung getragen werden. Die folgende Karte zeigt die Projektmitgliedsländer:



Abbildung 2: Mitgliedsländer (grün) am IEA ENARD Annex II Projekt (ES, FR, BE, IT, CH, AT, UK, DK, NO, SE, FI)

Das Projekt ist in drei sog. Tasks aufgeteilt:

- Task 1: Aspects for Activation of Distribution Networks
- Task 2: Operation and Control of Active Distribution Networks
- Task 3: Cross Cutting Issues, Interrelation and Dissemination

Tasks 1 und 2 sind bereits abgeschlossen und der dazugehörige Endbericht kann dem Anhang zu diesem Bericht entnommen werden. Task 3 wurde begonnen und soll im Jahr 2011 abgeschlossen werden. Bis Ende 2010 wurden im Task 3 die internationale Disseminations-Präsentation und der Disseminationsplan erarbeitet. Sie werden bei internationalen Veranstaltungen und landesspezifischen Anlässen präsentiert und allenfalls in Fachzeitschriften und -zeitschriften veröffentlicht.

4. Methode

Der Projektverlauf ist in sechs Meilensteine unterteilt



Abbildung 3: Projektmeilensteine

4.1 Analyse

In einer ersten Phase des Projekts wurde die Ausgangslage in den einzelnen Projekt-Mitgliedsländern analysiert. Dabei wurden bei der Integration von Kraftwerken - basierend auf neuen erneuerbaren Energien - ins Verteilnetz sowohl die momentan in den einzelnen Ländern gültigen gesetzlichen/regulatorischen Bedingungen, aber auch diejenigen des Marktes und der Systemtechnik miteinander verglichen. In einem zweiten Schritt wurde auch die Strategie in der Energiepolitik der einzelnen Länder hinsichtlich des Wegs in Richtung mehr verteilte Erzeugung analysiert.

4.2 SmartGrids Ziele

In diesem Arbeitsschritt wurden die verschiedenen gesetzlichen/regulatorischen, marktbezogenen und technischen Ziele eines SmartGrids mit dem Ziel der Einbindung von verteilten Stromerzeugungsanlagen basierend auf neuen erneuerbaren Energien mit den Projektmitgliedsländern eruiert und festgehalten. Die verschiedenen Ausgangslagen können dabei SmartGrids Lösungen für einzelne Länder bzw. Regionen unterschiedlich stark beeinflussen: So verfügt beispielsweise die Schweiz über starke Energieübertragungsleitungen in die Nachbarländer, während Spanien nur über eine schwache Anbindung insbesondere an seinen Nachbarn Frankreich verfügt: Aus solch unterschiedlichen Startpunkten entstehen unterschiedliche Akzente für die SmartGrids-Landschaft.

4.3 „Gaps“ (Lücken)

Aus dem Vergleich des aktuellen Zustands und der SmartGrids-Ziele wurden die vorhandenen Lücken aus gesetzgeberischer/regulatorischer, Markt- und technischer Perspektive für die massenhafte Integration von verteilten neuen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen ausgearbeitet.

4.4 Konzeptsynthese / -analyse

In diesem Arbeitsschritt wurden die unterschiedlichen Möglichkeiten vom aktuellen Zustand auf dem Weg zum SmartGrids für die massenhafte Einbindung von verteilten Erzeugungsanlagen ausgearbeitet - auch wieder unter gesetzgeberischen/regulatorischen, Markt- und technologischen Aspekten und soweit möglich, unter Einbezug der Energieperspektiven der Länder. Dabei wurde auch auf die Rollen einzelner „System-Teilnehmer bzw. Stakeholders“ eingegangen, wie beispielsweise Regulatoren, Gesetzgeber, etc.

4.5 Empfehlungen

In diesem Arbeitsschritt wurden basierend auf der Konzeptsynthese / -analyse Empfehlung für das weitere Vorgehen vom aktuellen System zum SmartGrids ausgearbeitet, die nachfolgend kurz zusammengefasst werden.

4.5.1 Regulatorische Herausforderungen

Die grössten Herausforderungen liegen momentan auf dem Weg vom heutigen Netz zum SmartGrids in den regulatorischen Rahmenbedingungen. Solange diese regulatorischen Rahmenbedingungen auf dem Weg zum SmartGrids unbekannt bzw. schlecht definiert sind, liegt ein signifikantes Investitionsrisiko in neue Technologien vor, das ein Hemmnis auf dem Weg zum SmartGrids darstellt. Insbesondere sind der zukünftige Grad der Strom-Selbstversorgung eines Landes (soll ein Land z.B. auf Jahresbasis selbstversorgend sein, d.h. energiemässig genügend Strom im Land selber erzeugen, um den Landesverbrauch zu decken; weitergehende Konzepte könnten verlangen, dass auch auf ¼h-Basis die Kraftwerke im Land jederzeit den Verbrauch des Landes selber decken müssen; Alternativen dazu wären gesetzlich geregelte Importe aus dem paneuropäischen Markt zur Fahrplan-Versorgung der Verbraucher) und der zukünftige Produktionsmix im Lande sowie allenfalls ausserhalb des Landes heutzutage ein wesentlicher Unsicherheitsfaktor für Investitionen in die Zukunft durch SmartGrids.

4.5.2 Finanzielle Hürden

Eine hohe Hürde für die erfolgreiche Einführung von SmartGrids liegt in der Finanzierung von entsprechenden Forschungs- und Entwicklungsprojekten. So wird beispielsweise in vielen Ländern bei der Anreizregulierung die Finanzierung von Forschungs- und Entwicklungskosten eines Verteilnetzbetreibers beim Kosteneffizienzvergleich mit anderen Verteilnetzbetreibern nicht ausgeklammert, was zu einer Verzerrung des Vergleichs führt: Diejenigen Verteilnetzbetreiber, die in die Zukunft von SmartGrids investieren, werden dadurch zumindest kurz- bis mittelfristig markant benachteiligt. Ebenso ist teilweise unklar, wer die Kosten für die Massenausrollung von SmartMeters (intelligente Zähler) trägt, die zweifelslos den ersten Schritt auf dem Weg zum SmartGrids sind: SmartMeters sollen dazu beitragen, mengen- und kostenmässige Transparenz gegenüber dem einzelnen Endverbraucher, aber auch dessen Energiedienstleister, bezüglich dem Energie-/Stromkonsum zu schaffen. Die Herstellung von Informationstransparenz auf allen Ebenen ist ein zentraler Schritt hin zu SmartGrids.

4.5.3 Marktmodell

Heutzutage ist die europäische Stromproduktion noch stark durch Grosskraftwerke geprägt, die auf hohem Spannungsniveau einspeisen. Der in den Stromnetzen resultierende Leistungsfluss stellt sich deshalb sehr häufig vom Hochspannungsnetz spannungsmässig hinunter zum Verteilnetz ein, d.h. zu den dort angeschlossenen einzelnen Stromverbrauchern. Mit der bevorstehenden massenweisen Ausrollung der neuen verteilten Erzeugungsanlagen und der damit schrittweisen Ergänzung von Grosskraftwerken kommt auch Bewegung in den Strommarkt: Der heutige Marktplatz mit grossen Strommengen eingespeist und transportiert auf Hochspannungsniveau (380kV und 220kV), verschiebt sich zunehmend auf tiefere Spannungsniveaus, was zu vielen kleineren Marktplätzen führen könnte. Diese Aufspaltung eines einzigen europäischen Marktplatzes in viele kleinere Marktplätze birgt das Risiko in sich, dass sie auf Kosten der Marktplatz-Liquidität geht, d.h.

dass auf den Marktplätzen auf tieferen Spannungsniveaus wegen dem kleineren Handelsvolumen die Gefahr von Preisverzerrungen grösser wird, speziell, wenn eine grössere Strommenge auf diesen kleinen Markt kommt bzw. an diesem kleinen Markt nachgefragt wird.

Mit der Massenlancierung von verteilten Strom-Erzeugungsanlagen stellt sich auch die Frage, ob die aggregierte Strommenge dieser vielen kleinen Kraftwerke zu jeder Zeit ins Energieübertragungsnetz eingespeist werden kann: Das könnte in der Notwendigkeit eines markanten Ausbau der involvierten Stromnetze resultieren. Eine Alternative dazu wäre möglich durch Einführung eines neuen Vergütungsmodells, wo der Besitzer eines auf neuen erneuerbaren Energien einspeisenden Kraftwerks den finanziellen Erlös nicht nur durch die eingespeiste physische Strommenge maximiert, sondern einen optimierenden, integrierenden Gesamteffekt insbesondere auch durch eigene Massnahmen zur Stabilisierung von lokalen Märkten, zur Stabilisierung der Systemfrequenz und lokalen Spannung bzw. Blindleistung, zur Verhinderung des teuren Netzausbaus etc. bewirkt und auch dafür entschädigt wird.

Bei der grossflächigen Ausrollung von verteilten Erzeugungsanlagen muss somit auch das Marktmodell für Systemdienstleistungen umgebaut und optimiert werden. So sollte beispielsweise die für die Systemstabilität zwingend notwendige Regelleistung nicht mehr nur durch flexibel einsetzbare Grosskraftwerke zur Verfügung gestellt werden - insbesondere da sich mit der massenweise Einführung von Plug-in Hybridfahrzeugen und Elektromobilen durch deren Batterie neue Möglichkeiten eröffnen.

4.5.4 Geschäftsmodelle

Entlang der ganzen Wertschöpfungskette werden auf dem Weg vom heutigen System zum SmartGrids neue Geschäftsmodelle benötigt. Angefangen bei den Produktionseinheiten muss eine erfolgreiche Koexistenz zwischen Grosskraftwerken und verteilten Erzeugungsanlagen gefunden werden. Zwischen dem Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreiber braucht es in Zukunft eine viel engere Zusammenarbeit und auch eine klare Rollenaufteilung, wer für welche regulierte Netzinfrastrukturen, Netz- und Systemdienstleistungen (z.B. Regelleistung), Produktlieferungen etc. zuständig ist. Um die Benchmarks betreffend Energieeffizienz beim Verbrauch und der Netzbelastung zu erzielen, werden die Netzbetreiber und Stromlieferanten in Zukunft nicht mehr nur durch die Maximierung des Verkaufs von möglichst viel Strom ihren finanziellen Gewinn maximieren können.

4.5.5 Technische Herausforderungen

Die technischen Herausforderungen liegen im effizienten Um- und Ausbau der heutigen Netze in SmartGrids und die Handhabung der Fluktuation der Netzflüsse im Netz bedingt durch eine Erhöhung des Anteils an Strom aus neuen erneuerbaren Energien (v.a. Wind- und Solarkraftwerke) sowie der Zunahme der Fahrzeuge mit leistungsstarken Batterien (Plug-in Hybridfahrzeuge und Elektromobile). Im Zusammenhang mit dem stetig steigenden Anteil der stark fluktuierenden Stromproduktion ist auch der Einsatz von Speichern angeschlossen ans Stromnetz zu überprüfen: Speicher könnten – unter Einsatz von Leistungselektronik – dafür eingesetzt werden, die Fluktuationen unmittelbar zu kompensieren und Spitzen abzuschwächen - dies sowohl auf der Seite der Stromproduktion (z.B. Windfarmen) wie auch auf Konsumentenseite (z.B. Stahlindustrie mit grossen Elektroöfen).

Um die Kosten für Netzkomponenten zu minimieren, ist zudem eine Harmonisierung von technischen Standards zumindest in Europa, besser jedoch weltweit, unumgänglich.

4.6 Dissemination

Ziel dieses Arbeitsschrittes ist es, innerhalb des ENARD-Teams einerseits eine Disseminations-Präsentation und andererseits auch einen Plan zu erarbeiten, bei welcher internationalen Veranstaltung die Resultate aus dem ENARD Annex II Projekt präsentiert beziehungsweise in welchen Fachzeitschriften und -zeitschriften die Erkenntnisse publiziert werden sollen. An diesem Arbeitsschritt nehmen die folgenden Länder teil:



Abbildung 4: Mitglieder in der Dissemination

Die Arbeiten zum Erstellen der Dissemination-Präsentation sowie des Dissemination-Plans sind Ende 2010 abgeschlossen. Im Jahr 2011 werden dann sowohl die internationalen als auch nationalen Präsentationen bzw. Publikationen der Resultate aus dem ENARD Annex II Projekt erfolgen. Hierzu wird es in der Schweiz zwei Workshops speziell für die Netzbetreiber und Fachhochschulen geben. Diese Workshops in der Schweiz werden von BACHER ENERGIE AG sowohl organisiert als auch durchgeführt.