



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

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

Jahresbericht 31. Dezember 2009

---

# **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](http://www.bfe.admin.ch)

**Auftragnehmer:**

BACHER ENERGIE AG  
Rütistrasse 3a  
CH-5400 Baden  
[www.BacherEnergie.ch](http://www.BacherEnergie.ch)

**Autoren:**

Willi Rohr, BACHER ENERGIE AG, [Willi.Rohr@BacherEnergie.ch](mailto:Willi.Rohr@BacherEnergie.ch)  
Dr. Rainer Bacher, BACHER ENERGIE AG, [Rainer.Bacher@BacherEnergie.ch](mailto:Rainer.Bacher@BacherEnergie.ch)

**BFE-Bereichsleiter:** Dr. Michael Moser

**BFE-Programmleiter:** Dr. Michael Moser

**BFE-Vertrags- und Projektnummer:** 153642 / 102832

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

# Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung.....	4
2. Ausgangslage.....	5
3. Zielsetzung und Umfang des Projektes .....	6
4. Vorgehensweise.....	8
4.1 Analyse.....	8
4.2 SmartGrid Ziele .....	8
4.3 GAPs .....	8
4.4 Konzeptsynthese / -analyse .....	8
4.5 Empfehlungen .....	9
4.6 Zusätzliche Betrachtungen.....	9
4.6.1 Vergleich der Niederspannungs-Grid-Codes .....	9
4.6.2 Überblick über die relevanten SmartGrid Aktivitäten in den USA.....	10
5. Resultate .....	10
6. Herausforderungen und nächste Schritte .....	11

## 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 CO<sub>2</sub>-ausstossende Kraftwerke ohne CCS (carbon capture and storage) in Zukunft stillgelegt werden sollen. Die Kompensation dieser CO<sub>2</sub>-ausstossenden Kraftwerke und die Deckung des steigenden Stromkonsums soll (teilweise) durch neue erneuerbare Kraftwerke erfolgen, wobei dabei sowohl Grosskraftwerke, beispielsweise Offshore-Windparks, als auch kleinste Produktionseinheiten, zum Beispiel eine Solarzelle 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 – 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 erlauben und zusammen mit moderner IT-Technologie den Anforderungen für einen hochkomplexen Netzbetrieb genügen.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, die aktuellen regulatorischen, wirtschaftlichen und technischen Barrieren auf dem Weg zum SmartGrid zu identifizieren und geeignete Massnahmen zu empfehlen.

## 2. Ausgangslage

Der aktuelle Klimawandel ist eine der grössten Herausforderungen für die Menschheit. Um das weitere Ansteigen der Temperatur markant 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 Gas, ebenfalls einen signifikanten Anteil zur Treibhausgasemission beiträgt.

Für eine nachhaltige Energiepolitik ist deshalb die Reduktion oder die Stilllegung von CO<sub>2</sub>-ausstossenden Kraftwerken ohne CCS (Carbon capture and storage) fundamental. Gleichzeitig muss der Bau von neuen erneuerbaren Kraftwerken massiv gefördert werden. Dabei werden jedoch nicht nur neue erneuerbare Grosskraftwerke realisiert, wie beispielsweise die geographisch konzentrierte Gesamtheit vieler einzelner Windkraftwerke als Farm, sondern zunehmend immer mehr verteilte Erzeugungsanlagen wie zum Beispiel Solarzellen auf einem Hausdach. Einzeln gesehen hat zwar jede der Anlagen nur eine kleine Leistung. 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 (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 verteilte Erzeugungsanlage die gültigen technischen Anschlussbedingungen einhält. Doch hat sich gezeigt – insbesondere in Deutschland – 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 ohne Berücksichtigung des Netzzustandes grösstenteils ohne weitere Sicherheitsmassnahmen ins Netz ein. Folglich geben diese verteilten Erzeugungsanlagen auch bei kritischen Netzzuständen<sup>1</sup>, 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 Sicherheitsmargen gross genug sind. Eine Massnahmen wäre folglich, dass man – abhängig von den aktuellen Verteilnetzstrukturen und deren Nutzern - ab einem bestimmten Anteil an neuen erneuerbaren bzw. verteilt einspeisenden Kraftwerken beginnen müsste, die Verteilnetze weiter auszubauen, um auch weiterhin einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können. Das 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 erlauben und zusammen mit moderner IT-Technologie den Anforderungen für einen hochkomplexen Netzbetrieb genügen. Das nachfolgende Bild gibt einen Überblick über die Basisziele des SmartGrids.

---

<sup>1</sup> Bei einem kritischen Netzzustand verbleiben oftmals nur wenige Sekunden, um das Netz durch Schaltmassnahmen im Netz bzw. bei den Verbrauchern oder durch gezielte Veränderung der Kraftwerkeinspeisungen in einen sicheren Betriebszustand zu bringen.

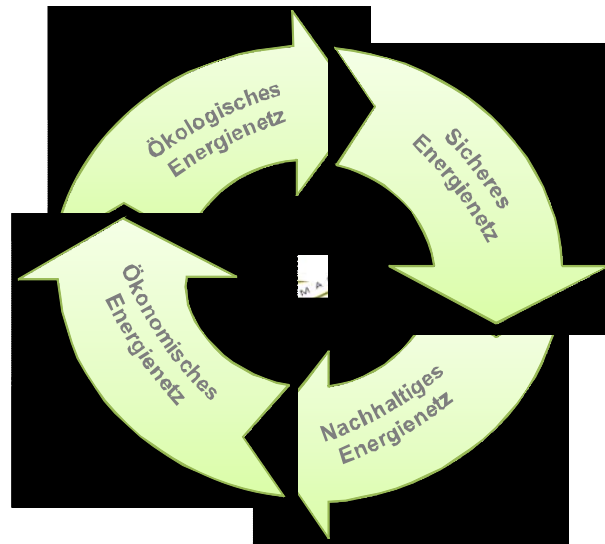


Abbildung 1: SmartGrid Ziele

Ein intelligentes Konzept des SmartGrids im Verteil- und Übertragungsnetz hat neben der Massenintegration von kleinen verteilten, erneuerbaren Strom erzeugenden Anlagen im Verteilnetz und somit der CO<sub>2</sub>-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-diskriminierenden Netzanschlusses und –zugangs für alle, auch kleine Netznutzer
- Aufgrund der Tatsache, dass die verteilte Stromspeisung der neuen Kraftwerke zu einer regional verbesserten Ausgeglichenheit zwischen Erzeugung und Verbrauch führen, indirekt die Optimierung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten zur Unterstützung des transkontinentalen europäischen Strommarktes und zur Vereinfachung der koordinierten Planung und Entwicklung der nationalen, regionalen und der europäischen Netzinfrastruktur.

Die grösste Herausforderung besteht darin, für die massenhafte Integration von verteilten neuen erneuerbaren Erzeugungsanlagen aus den heutigen Stromnetzen sowohl auf Übertragungs- als auch Verteilnetz-Spannungsniveau, ein SmartGrid zu machen.

Welches sind die aktuellen regulatorischen, wirtschaftlichen und technischen Barrieren auf dem Weg zum SmartGrid?

### 3. Zielsetzung und Umfang des Projektes

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

Zur Analyse der Situation und bedingt durch diese heutige grossen nationalen Unterschiede im Energiebereich 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

Das Projekt ist in drei 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

Gemäss Projektauftrag sind in Task 2 die folgenden Herausforderungen mit den drei Meilensteinen (Aktivitäten) zu untersuchen:

Task 2 (Switzerland)			
	Activity 2.1 (Finland)	Activity 2.2 (Denmark)	Activity 2.3 (Austria)
<b>Goal</b>	• Surveying technical, economical and organisational operation and control approaches	• Commerical market regulatory	• Guidelines and recommendations
<b>Objectives</b>	National experiences in the field of active distrib. netw. in terms of: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Type of services provided (parallel or islanding operation)</li> <li>• Active network operation and control concepts and tools</li> <li>• Distribution automation, i.e.               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Fault location &amp; isolation</li> <li>• Switching planning</li> <li>• Load management</li> <li>• Voltage regulation</li> </ul> </li> <li>• Metering aspects</li> <li>• System balancing / power quality</li> <li>• Black start availability</li> <li>• (Dis-)connection to main grid</li> <li>• Ancillary services</li> </ul>	The commercial market investigation includes the following aspects: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Analysis of the existing relationships between               <ul style="list-style-type: none"> <li>• DNOs and generators/loads</li> <li>• Suppliers and customers</li> </ul> </li> </ul>	Based on the analysis of national experience, guidelines and recommendations for <ul style="list-style-type: none"> <li>• The organisational framework</li> <li>• Business models</li> <li>• Operation and control of active network will be developed</li> </ul>
<b>Deliverables</b>	• Report	• Report	• Report

Abbildung 3: IEA ENARD Annex II Task 2

Die Aktivität 2.1 (Teilprojektleitung: Finnland) im Rahmen des IEA ENARD Annex II Task 2 ist den technischen Herausforderungen bei der Integration von sehr vielen verteilten neuen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen gewidmet. Die Aktivität 2.2 (Teilprojektleiter: Dänemark) geht auf die Markt-Aspekte im Zusammenhang mit der Integration von vielen neuen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen ein. Im Rahmen der Aktivität 2.3 (Teilprojektleiter: Österreich) werden schlussendlich die gesetzgeberischen bzw. regulatorischen Aspekte auf dem Weg zur Massenintegration von verteilten neuen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen hinterleuchtet.

## 4. Vorgehensweise

Der Projektverlauf ist in fünf Meilensteine unterteilt



Abbildung 4: 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 neuen erneuerbaren Kraftwerkwerken 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 SmartGrid Ziele

In diesem Arbeitsschritt wurden die verschiedenen gesetzlichen/regulatorischen, Marktbezogenen und technischen Ziele eines SmartGrids mit dem Ziel der Einbindung von verteilten neuen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen 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 Anbindungen an seine Nachbarn verfügt: Aus solch unterschiedlichen Startpunkten entstehen unterschiedliche Akzente für die SmartGrids Landschaft. Aufgrund dieser Verschiedenheit wird auch die Möglichkeit eines Clustering einzelner Länder bezüglich unterschiedlicher SmartGrids Ziele untersucht.

### 4.3 GAPs

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

### 4.4 Konzeptsynthese / -analyse

In diesem Arbeitsschritt sollen die unterschiedlichen Möglichkeiten vom aktuellen Zustand auf dem Weg zum SmartGrid für die massenhafte Einbindung von verteilten Erzeugungsanlagen ausgearbeitet werden –auch wieder unter gesetzgeberischen/regulatorischen, Markt- und technologischen Aspekten und soweit möglich, unter Einbezug der Energieperspektiven der Länder. Dabei soll auch auf die einzelnen „Teilnehmer bzw. Stakeholders“ eingegangen werden wie beispielsweise Regulatoren, Gesetzgeber, Investoren, Konsumenten, Erzeuger, Netzgesellschaften, Energieunternehmen und Netzbetreiber. Insbesondere soll in diesem Arbeitsschritt auch untersucht werden, ob aufgrund der unterschiedlichen gesetzgeberischen/regulatorischen, Markt- und technologischen Ausgangslage in den einzelnen IEA E-

NARD Annex II Mitgliedsländern ähnliche Lösungsansätze existieren und deshalb ein Clustering von Ländern erstellt werden kann.

## 4.5 Empfehlungen

In diesem Arbeitsschritt sollen die in der Konzeptsynthese/-analyse gefundenen Lösungsansätze, einer SWOT-Analyse unterzogen werden, um eine möglichst effiziente Vorgehensweise zu finden. Dabei soll beschrieben werden, wie die zwar international vernetzten, aber länderspezifischen Stromsysteme zum SmartGrid kommen könnten. Ziel ist es dabei, die Massenintegration von neuen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen zu erreichen. Aufgrund der Resultate der SWOT-Analyse wird für das weitere Vorgehen eine Handlungsempfehlung für den Weg zum SmartGrid abgeleitet werden.

## 4.6 Zusätzliche Betrachtungen

Um weitere relevante Informationen zum Thema SmartGrids zu gewinnen, wurden zwei zusätzliche Themenkomplexe im Rahmen des IEA ENARD Annex II Projekts durch die Schweizer Konsortiumsmitglieder behandelt:

- Vergleich der Niederspannungs-Grid-Codes der teilnehmenden Best-Practice Länder
- Überblick über relevante SmartGrids Aktivitäten in den USA

### 4.6.1 Vergleich der Niederspannungs-Grid-Codes

Mit einem Vergleich der Niederspannungs-Grid-Codes sollen die aktuell gültigen Bedingungen der einzelnen Länder verglichen werden, um daraus übergeordnete Schlussfolgerungen für den Anschluss und die Integration verteilter Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz machen zu können.

Das folgende Bild gibt einen Überblick über die installierte Kapazität aus Windkraftwerken, der häufigsten Form von erneuerbaren Energieanlagen, in Europa wieder.

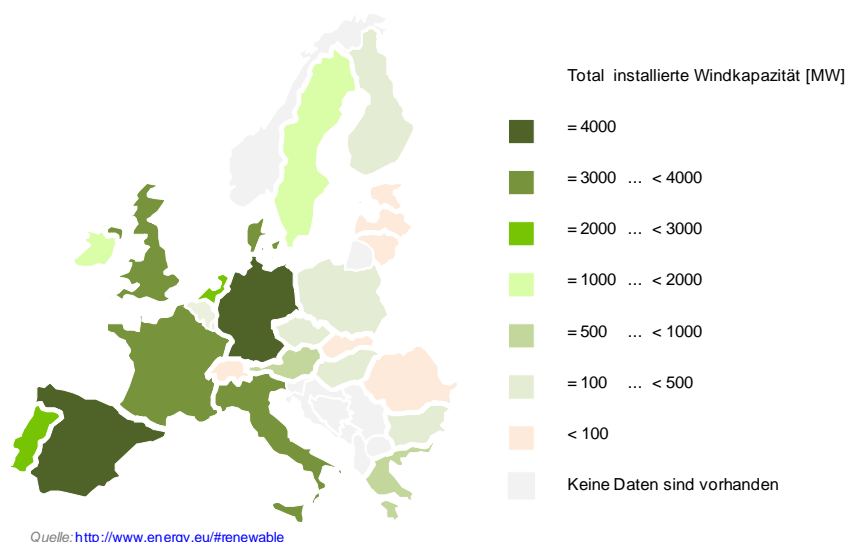


Abbildung 5: Total pro Land installierte Windkapazität [MW] Ende 2008

Daraus wird ersichtlich, dass die installierte Kapazität von Windenergieanlagen in den einzelnen Ländern Europa stark unterschiedlich ist.

Das nächste Bild stellt die installierte Kapazität aus Sonnenkraftwerken, der zweithäufigsten Form von erneuerbaren Energieanlagen, in Europa dar.

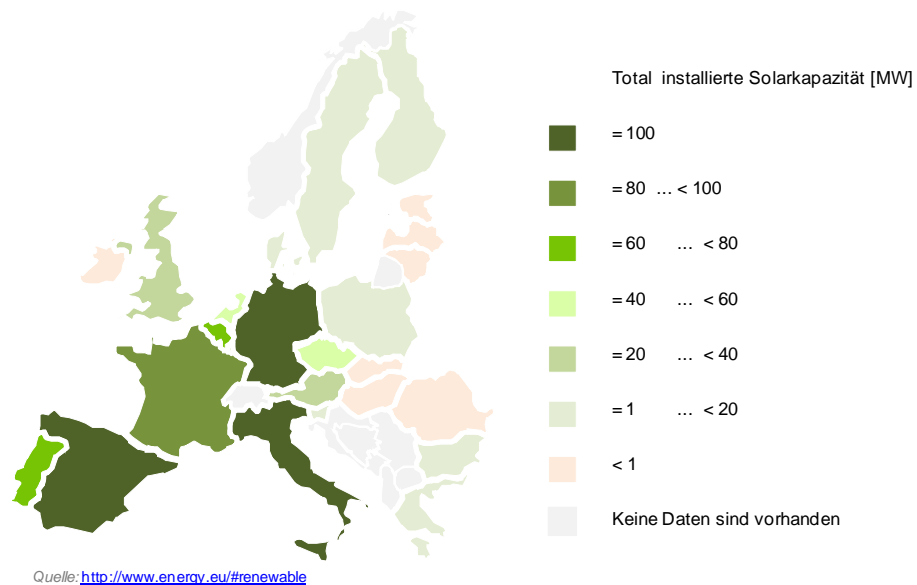


Abbildung 6: Total pro Land installierte Sonnenkapazität [MW] (Ende 2008)

Es liegt der Schluss nahe, dass die Niederspannungs-Grid-Codes der Länder mit grosser installierter Wind- bzw. Sonnenkapazität die ausgereiftesten Anforderungen für die Netzanbindung von solchen neuen erneuerbaren Erzeugungsanlagen haben. Deshalb werden im Rahmen dieses Arbeitsschritts die Niederspannungs-Grid-Codes von Deutschland, Spanien und Dänemark miteinander verglichen.

#### 4.6.2 Überblick über die relevanten SmartGrid Aktivitäten in den USA

Um weitere relevante Informationen zur Thematik Integration von vielen verteilten Erzeugungsanlagen zu gewinnen, wurde in einem speziellen Bericht die SmartGrids Situation in den USA hinterleuchtet. Insbesondere wird in diesem Report auf die SmartGrid Pilotprojekte in den USA (z.B. Boulder) eingegangen. Ziel dabei ist es, einen Überblick über die Erfahrungen beim Aufbau der Pilotprojektanlagen sowie die ersten Erkenntnisse aus dem Testbetrieb dieser Pilotanlagen zu erhalten und daraus relevante Schlüsse für zukünftige Pilotprojekte zu ziehen.

### 5. Resultate

Um einen guten Überblick über die aktuelle regulatorische, wirtschaftliche und technische Situation in den einzelnen Ländern zu erhalten, wurden von den ENARD-Annex II Mitgliedern massgeschneiderte Fragebögen erstellt. Damit sollen auch gesetzgeberische/regulatorische Fragen betreffend der Strategie in der Energiepolitik der einzelnen Länder analysieren.

## 6. Herausforderungen und nächste Schritte

Die grössten Herausforderungen beim Projekt liegen im fehlenden Wissen bzw. der ungenügenden Kenntnis

- a) der Anforderungen des technischen Energie- bzw. Elektrizitätssystems als Ganzes für eine jederzeit und überall sichere Versorgung,
- b) beim Einpassen dieses Systems in einen gesetzlichen Rahmen, in dem Markt- sowie Nachhaltigkeitsziele konsequent verfolgt werden.

Erfahrungen und Wissen liegen wohl in einzelnen Disziplinen oder Teilgebieten vor. Die Gesamtsicht ist jedoch bisher wenig fortgeschritten.

Stellen anfänglich bei einigen wenigen verteilten Erzeugungsanlagen die Regeln für den Netzanschluss die grösste Herausforderung dar, rücken bei der Massenausrollung von verteilten Erzeugungsanlagen ganz neue System-Integrationsherausforderungen in den Vordergrund.

Wie soll beispielsweise als Ersatz eines Grosskraftwerks der Betrieb von vielen kleinen Erzeugungsanlagen systemtechnisch gleich sicher wie bisher und effizient koordiniert werden? Wie kann in Zukunft die Batterie von Elektrofahrzeugen zum Ausgleich der Verbrauchs- und Erzeugungsschwankung (Bilanzgruppen-Fahrplan- und Regelzonen-Energie) optimal eingesetzt werden?

Folglich treten mit einer zunehmenden Anzahl von verteilten Erzeugungsanlagen (vor allem im Verteilnetz angeschlossen) und bei schrittweiser Abschaltung von CO<sub>2</sub>-ausstossenden Grosskraftwerken (vor allem im Übertragungsnetz bzw. in den höheren Spannungsebenen des Verteilnetzes angeschlossen) neue Herausforderungen an ein sicheres, effizientes und nachhaltiges Gesamtenergiesystem auf – vom Anschluss von verteilten Erzeugungsanlagen ans Verteilnetz bis hin zur sicheren und effizienten Führung des Verteilnetzes, aber auch des übergeordneten Übertragungsnetzes.

Die Komplexität bei den regulatorischen und wirtschaftlichen Aspekten liegt einerseits darin, genügend Anreize für Innovationsprojekte zu schaffen und andererseits die unterschiedlichen energiepolitischen Strategien der Länder, aber auch der Länderverbünde (EU) ebenfalls zu berücksichtigen. So gibt es beispielsweise Länder, für welche politisch ein hoher Grad von inländischer Stromautarkie, bzw. von ausländischer Unabhängigkeit der Stromversorgung essentiell ist. Wie stark diese Unabhängigkeit auf lokaler, nationaler oder auch z.B. europäischer Ebene sein soll, ist grundsätzlich offen und wird Gegenstand politischer Diskussionen sein.

Ob diese Unabhängigkeit in Form von im jeweiligen Land natürlich vorhandener nachhaltiger Primärenergie, deren langfristiger Speicherung im Lande selber oder ob die erneuerbare Primärenergie durch (nachhaltigen) Transport auf sicheren Energieträgern von teilweise weitentfernten Orten bis ins Lande selber geschehen soll, ist aktuell ungeklärt.

Der Beibehalt bzw. Aufbau einer solchen nationalen oder sogar geographisch lokalen Energie- bzw. Stromerzeugungsautarkie scheint jedoch den angestrebten neuen erneuerbaren Grosskraftwerken in klimatisch vorteilhaften Regionen wie beispielsweise das Desertec-Projekt (Solarzellen in der nordafrikanischen Wüste) und auch die grossen Windkraftanlagen in der Nordsee zu widersprechen. In beiden Regionen kann Primärenergie technisch gesehen sehr effizient z.B. in Strom (aber auch in Wärme) umgewandelt werden. Diese hohe Effizienz ist z.B. in Zentraleuropäischen Ländern rein aufgrund der weniger ausgeprägten klimati-

schen Bedingungen bezüglich Wind und Sonne nicht erreichbar. Es muss jedoch auch darauf hingewiesen werden, dass dieser Vorteil der effizienten Energiekonversion in Wind- bzw. Sonne-intensiven Regionen durch höhere Verluste aufgrund notwendiger weiträumiger Energietransporte teilweise reduziert wird. Hier sind neue transkontinentale Netzkonzepte wie HVDC gefragt.

Die Anforderungen an ein CO<sub>2</sub>-freies Energiesystem sind vielfältig, die Realisierungskonzepte wirken aus heutiger Sicht oft widersprüchlich. Die Lösungen basieren auf einer Kombination von politischen, systemtechnischen, technologischen, Markt- und umwelttechnischen Konzepten.

Klar ist, dass nur mit der richtigen Technologie und einer integrierenden Systemtechnik weltweit neue Lösungen realisierbar sind, die zur versorgungstechnisch sicheren, umwelttechnisch nachhaltigen und wirtschaftlich bezahlbaren Realisierung von massiv vielen erneuerbaren Energieproduktionsstätten beitragen können.

Die erste Phase des IEA ENARD Annex II Projekts soll im Jahr 2010 abgeschlossen werden. Berichte zu den einzelnen Themen werden dann präsentiert werden.