

# IEA Analyse, Forschung und Entwicklung von Stromnetzen

H. Brunner

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

## 51/2013

## **Impressum:**

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:  
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien  
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter  
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

# IEA Analyse, Forschung und Entwicklung von Stromnetzen

DI Helfried Brunner, MSc,  
DI Matthias Stifter, DI Benoit Bletterie  
Austrian Institute of Technology

DI Hubert Fechner, MAS, MSc  
Fachhochschule Technikum Wien

Dr.-Ing. Albrecht Reuter  
Fichtner IT Consulting AG

Wien, September 2012

**Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie**

**IEA FORSCHUNGS  
KOOPERATION**

Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie



## Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Programm FORSCHUNGSKOOPERATION INTERNATIONALE ENERGIEAGENTUR. Es wurde vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie initiiert, um Österreichische Forschungsbeiträge zu den Projekten der Internationalen Energieagentur (IEA) zu finanzieren.

Seit dem Beitritt Österreichs zur IEA im Jahre 1975 beteiligt sich Österreich aktiv mit Forschungsbeiträgen zu verschiedenen Themen in den Bereichen erneuerbare Energieträger, Endverbrauchstechnologien und fossile Energieträger. Für die Österreichische Energieforschung ergeben sich durch die Beteiligung an den Forschungsaktivitäten der IEA viele Vorteile: Viele Entwicklungen können durch internationale Kooperationen effizienter bearbeitet werden, neue Arbeitsbereiche können mit internationaler Unterstützung aufgebaut sowie internationale Entwicklungen rascher und besser wahrgenommen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements der beteiligten Forschungseinrichtungen ist Österreich erfolgreich in der IEA verankert. Durch viele IEA Projekte entstanden bereits wertvolle Inputs für europäische und nationale Energieinnovationen und auch in der Marktumsetzung konnten bereits richtungsweisende Ergebnisse erzielt werden.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist es, die Projektergebnisse einer interessierten Fachöffentlichkeit zugänglich zu machen, was durch die Publikationsreihe und die entsprechende Homepage [www.nachhaltigwirtschaften.at](http://www.nachhaltigwirtschaften.at) gewährleistet wird.

Dipl. Ing. Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie



# INHALTSVERZEICHNIS

<b>1. Kurzfassung</b>	<b>5</b>
<b>2. Abstract</b>	<b>7</b>
<b>3. Einleitung</b>	<b>9</b>
<b>3.1 Hintergrund</b>	<b>9</b>
<b>3.2 Bedeutung und Relevanz der Mitarbeit</b>	<b>9</b>
<b>3.3 Vorarbeiten und Anbindung an bestehende Aktivitäten</b>	<b>11</b>
<b>3.4 Schwerpunkte in der Mitarbeit und Gestaltung des Implementing Agreements</b>	<b>12</b>
<b>3.5 Aufbau des Berichts</b>	<b>13</b>
<b>4. Übersicht IEA Implementing Agreement ENARD</b>	<b>13</b>
<b>4.1 Ziele und Mission von IEA ENARD</b>	<b>13</b>
<b>4.2 Struktur und Organisation von IEA ENARD</b>	<b>14</b>
<b>4.3 Vernetzung mit anderen IEA Implementing Agreements</b>	<b>15</b>
<b>5. Ziele</b>	<b>16</b>
<b>6. Inhalte und Ergebnisse</b>	<b>17</b>
<b>6.1 Annex I – Datensammlung und Dissemination</b>	<b>18</b>
<b>11. Workshop zum Thema “Markets and Regulation – Financing the Smart Grid”, Madrid, Union Fenosa Distribution, Madrid, Spain, 28.- 29. September 2010</b>	<b>22</b>
<b>6.2 Annex II: Dezentrale Stromerzeuger – Systemintegration in Verteilnetze</b>	<b>22</b>
6.2.1 Inhalte und Methode	22
6.2.2 IEA ENARD Annex II Beteiligungen	24
6.2.3 IEA ENARD Annex II Definitionen	24
6.2.4 Vorteile von aktiver Integration dezentraler Energieressourcen und Smart Grids	26
6.2.5 Herausforderungen	27
6.2.6 Status von Aktiven Verteilnetzen in den IEA ENARD Annex II Mitgliedsländern	28
6.2.7 Ziele und Vision für den zukünftigen Netzbetrieb mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung	32
6.2.8 Technische und organisatorische Barrieren	33

6.2.9 Handlungsempfehlungen für die zukünftige Integration von dezentralen Energieressourcen	35
<b>7. Schlussfolgerungen und Ausblick</b>	<b>38</b>
<b>8. Meetings, Workshops und Konferenzen:</b>	<b>38</b>
<b>9. Dissemination</b>	<b>40</b>
<b>10. IEA ENARD Berichte und weiterführende Informationen</b>	<b>41</b>

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

<i>Abbildung 1: Internationale Vernetzung</i>	11
<i>Abbildung 2: Organigramm IEA IA ENARD</i>	14
<i>Abbildung 3: Interaktion von technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen</i>	28

## TABELLENVERZEICHNIS

<i>Tabelle 1: An IEA ENARD Annex II beteiligte Länder, Organisationen und Experten</i>	24
<i>Tabelle 2: Status Aktive Verteilnetze in den IEA ENARD Annex II Mitgliedsländern</i>	30



# 1. Kurzfassung

Die Strukturen für die Elektrizitätsversorgung stehen vor massiven Veränderungen und Herausforderungen, denen vorrangig im Kontext von Versorgungssicherheit und verstärkter dezentraler Ausrichtung der Energieversorgung Aufmerksamkeit zu schenken ist. Aktive Verteilnetze, "smart grids" stellen einen möglichen Lösungsansatz dar, wenn durch vielfältige Strom-Einspeisungen in den unteren Spannungsebenen (z.B. durch Biogas, Kleinwasserkraft, Windenergie, Photovoltaik, Kraft-Wärmekopplungen etc...) vermehrt die Stromerzeugung von Großkraftwerken ergänzt wird. Sie liefern Ansätze und Lösungen um an den unteren Spannungsebenen vor allem die Aufnahmekapazität für dezentrale Energieerzeugung, basierend auf erneuerbaren Ressourcen, zu erhöhen.

Die damit verbundenen technisch/wirtschaftlich/regulatorischen Herausforderungen können nur in einer internationalen Wissenschaftskooperation effizient gelöst werden. Das Implementing Agreement ENARD (Electricity Networks Analysis, Research and Development) der Internationalen Energie Agentur (IEA) ist eine F&E-Plattform, die das bedeutende Thema der im Wandel befindlichen Elektrizitätsinfrastrukturen auf internationaler Ebene bearbeitet.

Österreich initiierte im Jahr 2008 den ersten fachlichen Annex – „Annex II - DG System Integration in Distribution Networks“ – und setzt diverse Impulse zur aktiven Mitarbeit im Executive Committee (ExCo).

Das wesentliche Ziel der Beteiligung war, durch Vorbereitung und Leitung der IEA ENARD Aktivitäten, Österreich international im Themenbereich „Aktive Verteilnetze, Integration von Erneuerbaren Energiequellen in Stromnetze“ weltweit führend zu positionieren und der heimischen Wirtschaft einen klaren Wettbewerbsvorteil zu schaffen.

Aus österreichischer Sicht war die Mitarbeit geprägt durch hohes Engagement innerhalb des Annex I, welcher als Definitions-Plattform für die Entwicklung weiterer F&E-Annexe dient. Vor jedem ExCo Meeting wurden „Annex I Workshops“ durchgeführt, die neue Fragestellungen im Themenbereich von ENARD diskutieren und den Bedarf für eine F&E Plattform (Annex) ermitteln. Der inhaltliche Schwerpunkt innerhalb von IEA ENARD lag bei der Definition, Leitung und Forschungsmitarbeit an Annex II „Distributed Generation Integration in Distribution Networks“.

Als zentrales Ergebnis der Aktivitäten innerhalb von Annex II wurden 15 konkrete Handlungsempfehlungen für die zukünftige Integration von dezentralen Energieressourcen definiert. Sie basieren auf der Analyse des aktuellen Status in den Mitgliedsländern, der Vision und den Barrieren hinsichtlich der aktiven Integration von verteilten Energieressourcen in elektrische Verteilnetze.

Konkret wurde auch die Zusammenarbeit mit anderen Ländern, speziell mit Deutschland und der Schweiz, in der aus den Aktivitäten resultierenden DACH-Kooperation, vertieft. Im Zuge der Definition des Joint Programme on Smart Grids der European Energy Research Alliance (EERA) wurde in einem gemeinsamen Workshop die Zwischenergebnisse aus IEA ENARD Annex II diskutiert und im Work Programme aufgenommen und integriert. Dies stärkte die Position des AIT innerhalb der EERA im Bereich Smart Grids. Das Austrian Institute of Technology konnte seine Sichtbarkeit so weit stärken, dass sie als eine von nur 15 Organisation in das Executive Committee der EERA aufgenommen wurde. Die Aktivitäten bilden eine Basis bzw. ein Ergänzung zu den Bemühungen Österreichs im Bereich der Integration erneuerbarer Energieträger in Verteilnetze bzw. Smart Grids strategisch und inhaltlich für die Umsetzung der Strategic Energy Technology Plan Inhalte zu positionieren. Die Ergebnisse aus IEA ENARD Annex II wurden intensiv mit der nationalen Technologieplattform Smart Grids Austria und deren Mitglieder aus Forschung, Netzbetrieb und Industrie diskutiert und abgestimmt.

Die Aktivitäten von IEA ENARD werden ab 2012 in das Internationale Smart Grid Action Network (ISGAN) integriert. Innerhalb ISGAN ist es geplant, aufbauend auf den Arbeiten in IEA ENARD Annex II, das Thema Integration von dezentralen Energieressourcen in elektrische Verteilnetze auch mit österreichischer Beteiligung weiterzuführen.

## **2. Abstract**

Due to increasing decentralization of electricity supply and related issues regarding security and quality of supply, the structures of electricity supply are faced with massive changes and challenges. Active distribution network – smart grid – is a possible solution, if due to massive electricity generation in lower voltage levels (e.g. biogas, small hydro power, wind energy, photovoltaics, combined heat and power generation) increasingly bulk power generation is going to be complemented. It delivers approaches and solutions for increasing the hosting capacity of distribution networks.

The related technical, economical and regulatory challenges can only be solved efficiently by international research cooperation. The Implementing Agreement ENARD (Electricity Networks Analysis, Research and Development) within the International Energy Agency (IEA) is a R&D platform, which is going to work on the topic of changing electricity infrastructures at an international basis.

In 2008 Austria initiated the first technical Annex – “Annex II on DG System Integration in Distribution Networks” and was setting impulses for the active contribution within the Executive Committee (ExCo).

The specific objective of the contribution was to position Austria in a world-wide leading role and to gain a competitive advantage for its economy in the field of renewable resources integration in electricity networks, via preparation and leading of IEA ENARD activities. From Austrian perspective the contribution was done by high engagement in Annex I, which serves as definition platform for additional R&D Annexes. In the forefront of each ExCo-Meeting Annex I Workshops were organized to discuss new issues in the topics of ENARD and to identify the necessity of new R&D Annexes. The thematic focus of Austria within ENARD was on the definition, lead and research contribution of and within Annex II on “Distributed Generation Integration in Distribution Networks”.

As main result of the activities 15 concrete recommendations for the future integration of distributed energy resources were defined. They are based on the analysis of the current status and readiness of active distribution networks in the participating countries, the vision and the barriers for an active integration of distributed energy resources in distribution networks.

Based on the activities cooperation with other countries, in particular with Germany and Switzerland via the DACH cooperation was established and intensified. In course of European Research Alliance (EERA) Joint Program on Smart Grid definition in a joint workshop the intermediate results of Annex II were discussed and integrated in the work program. This supported the position of Austria within EERA, resulting in the admittance of the Austrian Institute of Technology as member of the EERA Executive committee as one of just 15 research institutes. The activities are the basis and addition to the efforts to

post Austria strategically and thematically in the field of renewable energy resources integration in distribution networks and Smart grid within the implementation of the Strategic Energy Technology Plan (SET Plan).

By 2012 the IEA ENARD activities are going to be integrated in the International Smart Grid Action Network (ISGAN). Based on the work in IEA ENARD Annex II Austria is going to continue its contribution in the topic of distributed renewable energy resources integration in distribution networks.

## **3. Einleitung**

### **3.1 Hintergrund**

Die Strukturen für die Elektrizitätsversorgung stehen vor massiven Veränderungen und Herausforderungen, denen vorrangig im Kontext von Versorgungssicherheit und verstärkter dezentraler Ausrichtung der Energieversorgung Aufmerksamkeit zu schenken ist. Treiber dieser Veränderungen sind folgende technische, wirtschaftlich und regulatorische Faktoren: Steigender Strombedarf, alternde Infrastrukturen, notwendige Ergänzung zukünftig erforderlicher Erzeugungskapazitäten, Liberalisierung des Strommarktes, Dezentralisierung der Stromerzeugung, Einbau erneuerbarer Energiequellen, verstärkter Einsatz kleinerer Kraft/Wärmekopplung, neue Akteure am Stromerzeugungsmarkt, aktive Konsumenten (demand side management), vermehrter transeuropäischer Stromhandel, Auswirkungen von klimatischen Veränderungen auf die Erzeugungsstruktur, wobei dies alles unter Beibehaltung der hohen Versorgungssicherheit (Vermeidung von „black-outs“) und Versorgungsqualität umzusetzen sein wird.

Aktive Verteilnetze - "smart grids" - stellen einen möglichen Lösungsansatz dar, wenn durch vielfältige Strom-Einspeisungen in den unteren Spannungsebenen (z.B. durch Biogas, Kleinwasserkraft, Windenergie, Photovoltaik, Kraft-Wärmekopplungen etc...) vermehrt die Stromerzeugung von den Großkraftwerken ergänzt wird. Sie liefern Ansätze und Lösungen um an den unteren Spannungsebenen vor allem die Aufnahmekapazität für dezentrale Energieerzeugung, basierend auf erneuerbaren Ressourcen, zu erhöhen.

Die damit verbundenen technisch/wirtschaftlich/regulatorischen Herausforderungen können nur in einer internationalen Wissenschaftskooperation effizient gelöst werden.

Das Austrian Institute of Technology ist durch langjährige Aktivitäten im Bereich der Integration dezentraler Stromerzeuger in elektrische Verteilnetze vor allem im Rahmen von EU Forschungsprogrammen als internationaler Akteur bekannt und geschätzt. Auch national wurden und werden durch diverse Projekte in Kooperation mit großen österreichischen Netzbetreibern Impulse gesetzt (z.B. Projekt DG DemoNetz Konzept).

### **3.2 Bedeutung und Relevanz der Mitarbeit**

In der Internationalen Energieagentur (IEA) wurde im Herbst 2006 mit IEA ENARD ein Forschungsprogramm gestartet (Implementing Agreement), das sich dem Thema der elektrischen Stromnetze widmet. Durch Vorbereitung dieser Aktivitäten bestand die Chance Österreich international im Themenbereich „Aktive Verteilnetze, Integration von Erneuerbaren Energiequellen in Stromnetze“ weltweit führend zu positionieren und der heimischen Wirtschaft einen klaren Wettbewerbsvorteil zu schaffen.

Das BMVIT war gemeinsam mit den hier beteiligten Akteuren eine treibende Kraft, um diesen zukunftssträchtigen F&E Schwerpunkt in Österreich mit internationaler Sichtbarkeit zu positionieren. Konkret wurde darauf basierend auch die Zusammenarbeit mit anderen Ländern (speziell mit Deutschland und der Schweiz in der aus den Aktivitäten resultierenden DACH-Kooperation) auf beiden Ebenen – fachlich und strategisch – vertieft.

Im Zuge der Definition des Joint Programme on Smart Grids der European Energy Research Alliance (EERA) wurde in einem gemeinsamen Workshop die Zwischenergebnisse aus IEA ENARD Annex II diskutiert und im Work Programme aufgenommen und integriert. Dies stärkte die Position des AIT innerhalb der EERA im Bereich Smart Grid. Das Austrian Institute of Technology konnte seine Sichtbarkeit so weit stärken, dass sie als eine von nur 15 Organisation in das Executive Committee der EERA aufgenommen wurde.

Der bevorstehende Wandel der Energieversorgungsstrukturen betrifft die Stromnetze in besonderer Weise – die Chancen dabei zu erkennen, kann für Österreich nur bedeuten, sich vorrangig in internationalen Kooperationen in ausgewählten Nischen einen besonderen Platz zu sichern, um einzelnen österreichischen Unternehmen sowie der Energiewirtschaft durch Anbindung an internationale Vorreiteraktivitäten die Möglichkeit der frühen Marktpositionierung zu bieten. Dies wurde mit den Aktivitäten bei IEA ENARD intendiert. Die Aktivitäten bilden eine Basis bzw. ein Ergänzung zu den Bemühungen Österreichs im Bereich der Integration erneuerbarer Energieträger in Verteilnetze bzw. Smart Grids strategisch und inhaltlich für die Umsetzung der SET Plan Inhalte zu positionieren. Die Ergebnisse aus IEA ENARD Annex II wurden intensiv mit der nationalen Technologieplattform Smart Grids Austria und deren Mitglieder aus Forschung, Netzbetrieb und Industrie diskutiert und abgestimmt.

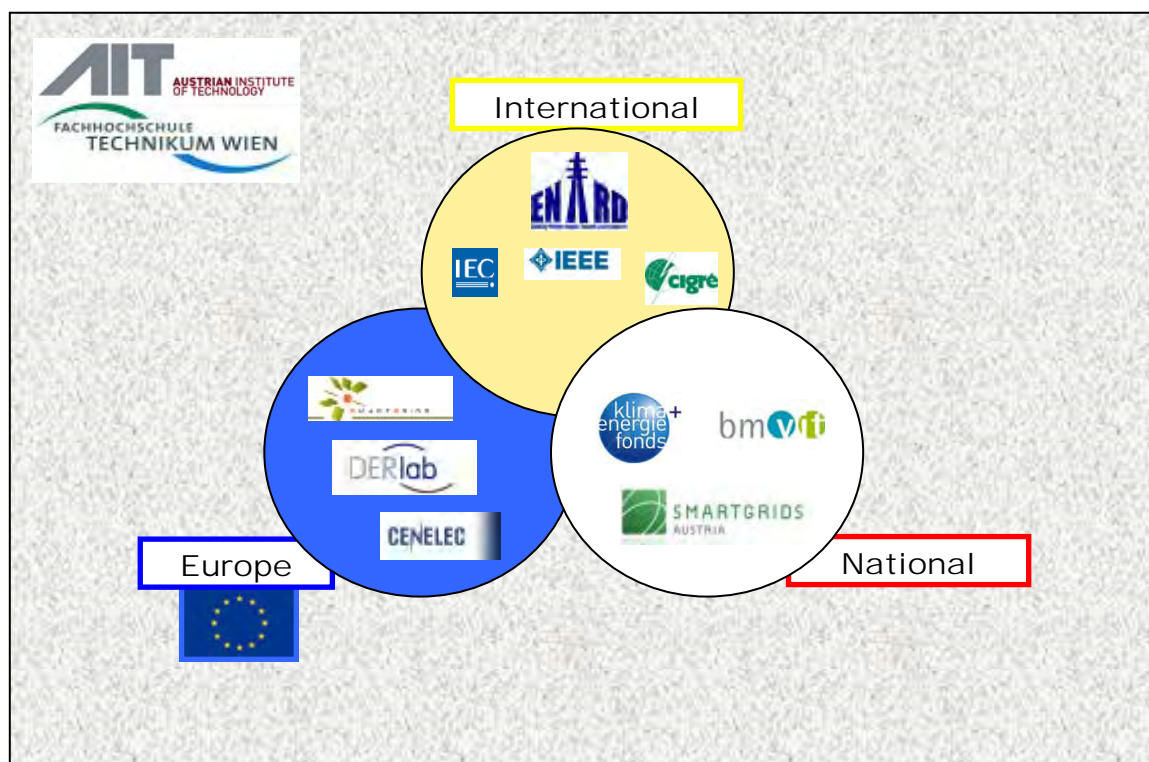
Folgende österreichische Wirtschaftsbereiche wurden mit der Mitarbeit an IEA IA ENARD adressiert:

- Hersteller von Komponenten verteilter Stromerzeugung (Bioenergie, Wind, PV, Geothermie, Kleinwasserkraft, Kraft-Wärme-Kopplung, ...) inklusive deren Zulieferer
- Leistungselektronik-Branche
- Kommunikationstechnologien
- Energiemanagementsysteme
- Zählerindustrie (Monitoring, Metering,...)
- Elektrotechnische Komponenten (Schutztechnik,...)
- ...

### 3.3 Vorarbeiten und Anbindung an bestehende Aktivitäten

Diese internationale F&E Anbindung ergänzt in optimal synergetischer Weise die vielfachen nationalen F&E Aktivitäten im Bereich der Integration von erneuerbaren Stromerzeugern in die Stromnetze (diverse Projekte aus „Energie der Zukunft“; Neue Energien 2020), sowie die bestehenden Europäischen Aktivitäten, allen voran die Beteiligung am EU Network of Excellence „European Laboratory for Distributed Energy Resources“ DER-Lab.

Die laufenden Kontakte und die gute Zusammenarbeit mit der Fachabteilung des BMVIT gewährleistet dauerhafte Impulse aus der internationalen F&E Szene und stellt somit sicher, dass die nationalen Aktivitäten im Bereich F&E der elektrischen Netze in die internationale Szene gut eingebettet sind. In einigen Themenbereichen hat Österreich die Chance europaweit bzw. international ganz vorne mit dabei zu sein. (z.B. hohe Verbreitung von Photovoltaik-Strom in den Netzen)



**Abbildung 1: Internationale Vernetzung**

Als Beispiele nationaler F&E sind zu nennen:

#### Rein National:

- Projektbündel Smart Grids Modellregion Salzburg
- Projektkette DG DemoNetz (gemeinsam mit Salzburg AG, Energie AG Oberösterreich, Vorarlberger Kraftwerke, TU Wien)

- Umsetzung des SIMTECH-Labors, als das nationale Forschungslabor für Fragen der „aktiven Verteilnetze“
- Die Österreichische Technologieplattform „Smart Grids“
- ...

#### Europäisch:

- Das EU-Network of Excellence „DER-Lab (Distributed Energy Resources Laboratory)“
- Anbindung an die Europäische Technologieplattform Smart Grids, auch über die nationale Plattform
- EU-Energie-Infrastruktur – Vernetzungsprojekt DERRi
- Bestehende Mitarbeit in Ausschüssen der CENELEC

Beim EU Network of Excellence „Distributed Energy Ressources Laboratories“ – DER-LAB, wurde ein europäisches Labornetzwerk geschaffen, das den Anspruch hat, weltweit führend bei der Entwicklung von Standards und Regelungen im Bereich Netzintegration von verteilten Stromerzeugern zu sein.

#### International:

- Mitarbeit in der Fachnormung bei IEC
- Anbindung an CIGRE Aktivitäten
- IEEE Mitgliedschaft

### **3.4 Schwerpunkte in der Mitarbeit und Gestaltung des Implementing Agreements**

Aus österreichischer Sicht war die Mitarbeit geprägt durch hohes Engagement innerhalb des Annex I, welcher als Definitions-Plattform für die Entwicklung weiterer F&E-Annexe diente. Vor jedem ExCo Meeting werden „Annex I Workshops“ durchgeführt, die neue Fragestellungen im Themenbereich von ENARD diskutieren und den Bedarf für eine F&E Plattform (Annex) ermitteln. Der Inhaltliche Schwerpunkt innerhalb von IEA ENARD lag bei der Definition, Leitung und Forschungsmitarbeit an Annex II „Distributed Generation Integration in Distribution Networks.“

Im Auftrag des BMVIT wurden als nationale Vertreter DI Hubert Fechner (Österreichischer Vertreter im Exekutive Komitee Alternate ExCo) und Dr. Albrecht Reuter benannt.

DI Helfried Brunner, MSc (Austrian Institute of Technology) wurde als Operating Agent für Annex II, DG System Integration in Distribution Networks benannt.



### 3.5 Aufbau des Berichts

Nach der Einführung in das Thema und der Darstellung der internationalen Vernetzung und Bedeutung für Österreich, wird in der Folge das Implementing Agreement ENARD selbst, mit seinen Strukturen, Schwerpunkten und Zielen vorgestellt. Im Anschluss werden die konkreten Inhalte und Ergebnisse der österreichischen Beteiligung dargestellt und der Bericht mit Schlussfolgerungen und einem Ausblick auf zukünftige Aktivitäten abgeschlossen.

## 4. Übersicht IEA Implementing Agreement ENARD

IEA-ENARD ist die weltweit erste Plattform an internationalen Experten, die sich speziell mit der zukünftigen Entwicklung der Stromnetze beschäftigt. In den 4 aktiven Annexen arbeiten Experten 13 Ländern zusammen. Österreich ist an 2 Tasks (I, II) aktiv und in leitender Funktion beteiligt.

### 4.1 Ziele und Mission von IEA ENARD

Konkret heißt es zu den Zielen von ENARD (Übersetzung aus dem Englischen):

*Das Ziel von ENARD ist es sich als berufene Quelle für umfassende und unbefangene Informationen, Daten und Rat, wie zum Beispiel für Regierungsvertreter, Politiker und Industrievertretern, zu einschlägigen Fragestellungen der derzeitigen und erwarteten Entwicklungen in elektrischen Übertragungs- und Verteilnetzen zu entwickeln. Die Entwicklung von ENARD wird auch zur Erfüllung des IEA G8 Gleneagles Programms beitragen.*

*Folgendes sind die Ziele von ENARD:*

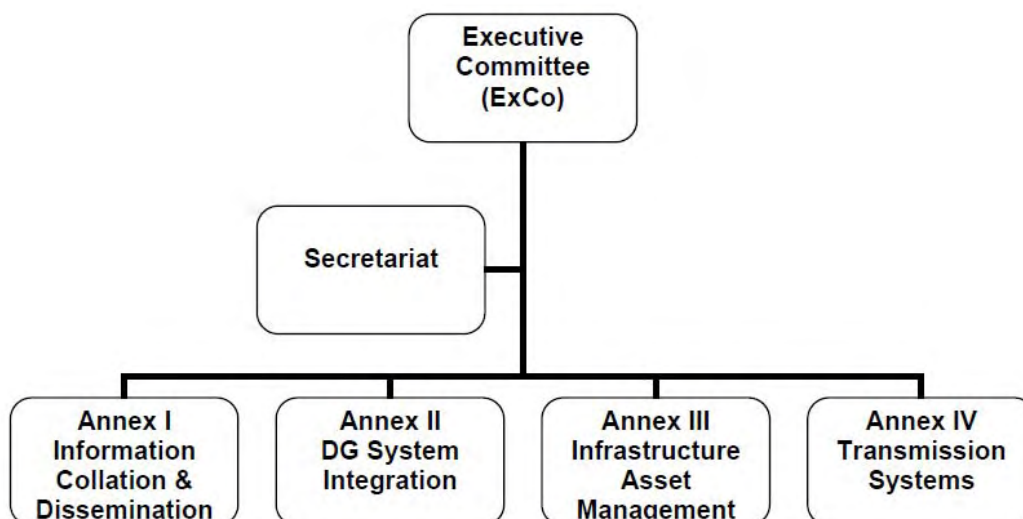
- Sammlung, Austausch und Bekanntmachung von Informationen und Daten bezüglich der derzeitigen und erwarteten Entwicklungen in elektrischen Übertragungs- und Verteilnetzen innerhalb der beteiligten Länder und assoziierten Programmaktivitäten*
- Tiefgreifende Überprüfung und Analyse von zugehöriger Fragestellungen in Forschung und Entwicklung (F&E), Design, Betrieb und Management in Übertragungsnetzen*
- Komplementäre Überprüfung und Analyse eine Reihe von Kernfragestellungen bezüglich F&E, Design, Betrieb und Management in Verteilnetzen*
- Tiefgreifende Überprüfung und Analyse von gängigen und erwarteten regulatorischen Rahmenbedingungen und deren Auswirkung auf die wirtschaftliche Evaluierung und Optimierung des Netzbetriebsmittelpportfolios*

## 4.2 Struktur und Organisation von IEA ENARD

ENARD wird als Implementing Agreement innerhalb des Energietechnologie- und F&E-Rahmens der Internationalen Energieagentur durchgeführt. Die Managementstruktur für IEA ENARD wurde folgendermaßen definiert (Übersetzung aus dem Englischen):

- *Ein Executive Committee (ExCo), welches Vertreter aller teilnehmenden Länder umfasst ("die Teilnehmer"). Das ExCo ist verantwortlich für die laufende Entwicklung eines operativen Fahrplans für ENARD, die Identifikation, Priorisierung und Auswahl spezifischer Arbeitsbereiche für die Analyse und Überprüfung, periodische Überprüfung der operativen Annexe und die begleitende Berichtslegung zur End Use Working Party (EUWP) und zum Committee on Energy Research and Technology (CERT). Die ExCo-Vertreter reflektieren und aktualisieren die übergeordneten Kernziele von ENARD*
- *Das ENARD Sekretariat unterstützt das ExCo in der Erfüllung ihrer Aufgaben*
- *Eine Serie von spezifischen, operative Annexen, jeder mit einem eigenen Operating Agent, für den Ablauf des Arbeitsprogramms (Programme of Work – PoW) in den spezifischen Gebieten. Verschiedene ENARD Teilnehmer werden in mehr oder weniger der operative Annexen teilnehmen.*

In Abbildung 2 sind diese Organisationsstruktur und die einzelnen Annexe innerhalb des Programms dargestellt.



**Abbildung 2: Organigramm IEA IA ENARD**

Wie oben dargestellt lag der Schwerpunkt der österreichischen Aktivitäten an einer Beteiligung bzw. Leitung von Annex 1 und Annex II. Der Fokus von Annex I wurde folgendermaßen definiert:

*Der Fokus von Annex I im ersten Jahr bezieht sich auf Organisation und Dokumentation des Workshops "Markets & Regulation – financing the Smart Grids", die Abwicklung der Teilaufgabe Information und die laufende Wartung sowie Entwicklung der ENARD Website.*

*Annex I ist auch verantwortlich für die Förderung und Bewerbung des ganzen Implementing Agreements, die Unterstützung von Annex II, III und IV und die Förderung neuer Nachfolgeannexe, soweit diese als geeignet befunden werden.*

Der Fokus des technischen Annex II wurde folgendermaßen definiert (Übersetzung aus dem Englischen):

*Der Fokus von ANNEX II liegt bei der Systemintegration von dezentralen Energieerzeugungsquellen (distributed energy resources – DER) in Nieder- und Mittelspannungsnetze inklusive technischer, organisatorischer, regulativer Aspekte und entsprechendem aktivem Verteilnetzbetrieb.*

#### Anmerkung zu den Finanzierungsmodellen der einzelnen Annexe:

Die Delegierten aus Österreich haben eine Diskussion über die unterschiedlichen Finanzierungswege der Annexe angestoßen. Während Österreich bei Annex II die cost shared Methode gewählt hat und damit für die Koordinationsarbeiten selbst aufkommt, basieren die anderen Annexe auf der task shared Methode, die von allen Teilnehmern einen Beitrag für die Koordinationsarbeiten abverlangt. Dies wird von der Österreichischen Seite als nicht gerecht empfunden. Das ist ein Mitgrund warum sich Österreich an keinem der weiteren Annexe beteiligt hat.

### **4.3 Vernetzung mit anderen IEA Implementing Agreements**

Anders als bei üblichen Implementing Agreement der IEA wurde bei IEA ENARD eine übergreifende Struktur und Vernetzung mit anderen Implementing Agreements in denen die Fragen der Netzintegration von Erneuerbaren Bedeutung haben, angestrebt.

Im Detail zählen dazu insbesondere folgende Implementing Agreements

- IEA PVPS (Photovoltaik, aktive österr. Teilnahme durch das Austrian Institute of Technology und ExCo-Vertreter Hubert Fechner)
- IEA Wind (keine österr. Vertretung)
- IEA Bioenergy (vorrangig Task 37, Biogas)
- IEA DSM (Demand Side Management, aktive österr. Teilnahme durch die Grazer Energieagentur und das Austrian Institute of Technology)

Hubert Fechner wurde vom IEA PVPS ExCo beauftragt, die Kooperation zwischen den beiden Aktivitäten einzurichten (als IEA-PVPS-ENARD „liaison officer“), und diesbezüglich eine Task-Force zu leiten, die die besonderen Aspekte der Photovoltaik bei der Einbindung in Niederspannungsnetze berücksichtigt („High penetration of PV in electricity networks“). Diese Aktivitäten führten zu einem weiteren von Österreich geleiteten IEA Task (PVPS-Task 14). Darüber hinaus arbeitet Hubert Fechner in der IEA internen Electricity Coordination Group, koordiniert von Hugo Chandler und David Elzinga, aktiv mit.

Auch mit dem IEA DSM Programm bestand/besteht ein intensiver Austausch, speziell der Task XVII: „Integration of Demand Side Management, Distributed Generation, Renewable Energy Sources and Energy Storages“, in dem das Austrian Institute of Technology aktiv mitarbeitet, ist hierbei als die zentrale Synergie zu betrachten.

## **5. Ziele**

Innerhalb des Forschungsauftrages zur österreichischen Beteiligung an IEA ENARD wurden folgendes zentrales Ziele definiert:

*Durch Vorbereitung und Leitung der IEA ENARD Aktivitäten Österreich international im Themenbereich „Aktive Verteilnetze, Integration von Erneuerbaren Energiequellen in Stromnetze“ weltweit führend zu positionieren und der heimischen Wirtschaft einen klaren Wettbewerbsvorteil zu schaffen.*

Durch die Anbindung an diese weltweite Forschungsplattform sollen dem Thema der Umstrukturierung der elektrischen Energieversorgung wesentliche Impulse gegeben werden. Fragen der technischen-wissenschaftlichen Lösungen von Problemen bei dezentraler Versorgung über Fragestellungen bei organisatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen sollen durch die Zusammenarbeit mit diesem internationalen Expertenpool wesentliche Impulse erfahren. Die notwendigen Umstrukturierungen und Anpassungen an die neuen Erfordernisse in Österreichs Elektrizitätswirtschaft sollen dadurch erleichtert werden.

Durch die Mitarbeit an und Leitung von IEA ENARD Aktivitäten könnten wesentliche Impulse für die Erreichung der dargestellten Ziele erreicht werden. Wie in Kapitel 3 dargestellt, konnte die Sichtbarkeit der österreichischen Aktivitäten deutlich gesteigert werden und wesentliche Impulse für einen österreichischen Beitrag zur Erreichung der Ziele des europäischen Strategic Energy Technology Plan (SET Plan) gesetzt werden.

- Etablierung der Zusammenarbeit mit anderen Ländern, speziell mit Deutschland und der Schweiz in der aus den Aktivitäten resultierenden DACH-Kooperation

- Stärkung der Position Österreichs und des AIT innerhalb der European Energy Research Alliance (EERA). Das Austrian Institute of Technology ist als eine von nur 15 Organisation in das Executive Committee der EERA aufgenommen worden und maßgeblich an der Definition des zukünftigen Arbeitsprogramms und an der inhaltlichen Forschungskooperation beteiligt (im Speziellen in den Joint Programms (JP) Smart Grid, Photovoltaic und Smart Cities).
- Mit den nationalen Forschungsprojekten im Bereich der Integration dezentraler Energieerzeugung in Stromnetze und deren Darstellung und Analyse könnte sich Österreich auch innerhalb der European Electricity Grid Initiative (EEGI) positionieren und daraus resultierende Beteiligungen an EU Projekten generieren (EcoGrid, Grid+, iGREENGrid) und damit gewährleisten das die Ergebnisse aus Projekten mit Beteiligungen von Industrie und Forschung auch von Österreich aus die europäischen Energiezukunft gestalten können.
- Innerhalb der nationalen Technologieplattform Smart Grids Austria und deren Mitglieder aus Forschung, Netzbetrieb und Industrie wurden die Ergebnisse intensiv diskutiert und abgestimmt. Damit wurde gewährleistet, dass für die Österreichische Industrie einerseits die Aktivitäten transparent sind, aber andererseits von ihr auch aktiv mitgestaltet werden kann.

## 6. Inhalte und Ergebnisse

Wie bereits oben dargestellt lagen die Schwerpunkte der österreichischen Aktivitäten an einer Beteiligung bzw. Leitung von Annex I und Annex II. Der Fokus von Annex I wurde folgendermaßen definiert (Übersetzung aus dem Englischen):

*Der Fokus von Annex I im Jahresvorlauf bezieht sich auf Organisation und Dokumentation des Workshops "Markets & Regulation – financing the Smart Grids", die Abwicklung der Teilaufgabe Information und die laufende Wartung und Entwicklung der ENARD Website. Annex I ist auch verantwortlich für die Förderung und Bewerbung des ganzen Implementing Agreements, die Unterstützung von Annex II, III und IV und die Förderung neuer Nachfolgeannexe, soweit diese als geeignet befunden werden.*

Der Fokus von Annex II lag auf folgendem Inhalt (Übersetzung aus dem Englischen):

*Der Fokus von ANNEX II liegt bei der Systemintegration von dezentralen Energieerzeugungsquellen (distributed energy resources – DER) in Nieder- und Mittelspannungsnetze inklusive technischer, organisatorischer, regulatorischer Aspekte und entsprechendem aktivem Verteilnetzbetrieb.*

Zur Durchführung der inhaltlichen Arbeit wurden die einzelnen Annexe folgenderweise organisiert: Der Operating Agent (OA) ist verantwortliche für das gesamte technische und

administrative Management der Tätigkeiten innerhalb eines Annexes und für die Einbindung der Entscheidungen des IEA ENARD Executive Committees. Die Tätigkeiten sind auf drei Ebenen organisiert: Annex, Task und Activity. Der OA, die Task Leader und die Activity Leader haben folgende Verantwortung:

**Operating Agent:**

- Koordination, Zeitplanung und Kommunikation zwischen den Tasks
- Unterstützung der Task und Activity Leader
- Vorbereitung, Leitung und Zusammenfassung der Annex Meetings (halbjährlich)
- Berichtslegung gegenüber dem IEA ENARD Executive Committee (Status und jährliche Berichte)
- Koordination und anstoßen von Publikationen technischer Berichte und anderer Veröffentlichungen

**Task Leader:**

- Koordination, Zeitplanung und Kommunikation zwischen den Activities
- Unterstützung der Activity Leader innerhalb eines Tasks
- Berichtslegung und Koordination gegenüber dem OA auf Task Level

**Activity Leader:**

- Planung und Vorbereitung der Activities
- Koordinierung der inhaltlichen Arbeit und Kommunikation mit anderen Teilnehmern
- Erstellen und Übermitteln von Berichten an den Task Leader und OA.

In den folgenden Kapiteln werden die Inhalte und Ergebnisse der österreichischen Beteiligung an IEA ENARD dargestellt.

## **6.1 Annex I – Datensammlung und Dissemination**

Annex I., diente vor allem als die Definitions-Plattform für die Entwicklung weiterer F&E-Annexe.

Via Fragebögen wurde in der ersten Phase in den teilnehmenden Ländern die Grundlage der Stromsysteme und der auf sie zukommenden Veränderungen erhoben.

Vor jedem ExCo Meeting wurden „Annex I Workshops“ durchgeführt, die neue Fragestellungen im Themenbereich von ENARD diskutieren und den Bedarf für eine F&E Plattform (Annex) ermitteln.

Ausführliche (jeweils ca. 25 Seiten umfassende) Ergebnisprotokolle sind diesem Bericht beigelegt, weswegen hier nur in aller Kürze auf diese Workshops eingegangen wird.

Die vollständigen Protokolle aller Workshops (ca. 300 Seiten) sind auf der Homepage [www.iea-igsaw](http://www.iea-igsaw) unter „ENARD“ downloadbar.

### **1.Workshop zu “Distribution Systems and End User Aspects” am 28. September 2006 bei CESI in Mailand**

22 Experten aus 10 Ländern nahmen daran teil – zwei Kernthemen und „priority areas“ wurden bei diesem sehr grundsätzlich gehaltenen Workshop identifiziert:

- “here and now” – today’s networks;
- “new systems” – tomorrow’s networks

### **2.Workshop on DG System Integration and New Business Models” durchgeführt Arsenal Research, Vienna, Austria, 20th-21st March 2007**

Dieser Workshop war der Startpunkt für die Gründung von Annex II, als ersten aktiven Annex in ENARD. Die Initiative für diesen Workshop sowie die thematische Gestaltung wurde von Österreich, unter Leitung des späteren Annex II Leiters DI Helfried Brunner übernommen.

### **3.Workshop zu „Managing an Aging Infrastructure“ - Reed Messe, Wien, 21.Mai 2007**

33 Experten aus 16 Ländern nahmen an diesem Workshop teil, der in Verbindung mit der in Wien stattfindenden CIGRE Tagung stattgefunden hat.

### **4.Workshop zu “Economic, Regulatory & Market Issues” in Leuven am 13.-14.6.2007**

Die Keynote wurde von Hrn. Paul Bulteel, Outgoing Secretary General, Eurelectric gehalten mit dem Titel: The Role of Electricity:- A New Path to Secure and Competitive Energy in a Carbon Constrained World”

- Session 1 beschäftigte sich mit dem Einfluss von Großstörungen auf Investitionsplanung. Die Keynote Address dazu hielt ENARD ExCo Chair Stig Goethe
- Session 2 mit dem Titel “Regulatorische und Genehmigungsaspekten” wurde von Emmanuel Cabau, Electricity and Gas Unit, DGTREN, European Commission eingeleitet.
- Session 3 “Finanzierung von Kapazitäten” von Córne Meeuwis, Manager, Market and Regulation, TenneT, Netherlands
- Session 4: “Die Marktintegration von Erneuerbarer Energie, Keynote address: Gitte Agerbæk, Energinet.dk, CEO von ETSO

## **5. Workshop zu “Transmission Systems” Trondheim, September 2007**

Aus diesem Workshop wurde u.a. die Idee konkretisiert einen eigenen Annex „Transmission“ innerhalb von ENARD zu starten.

## **6. Workshop zu “Intelligent Distribution Networks, micro-Grids and Active Network Management” im April 2008 in Capenhurst, U.K.**

Dieser Workshop stellte einen Meilenstein in der Entwicklung von ENARD dar, da die generelle Ausrichtung des Gesamthemas hierbei im Mittelpunkt stand – aus diesem Grund soll hier ausführlicher auf die Ergebnisse eingegangen werden.

Operating Agent John Baker formuliert zu den Erkenntnissen diese Workshops einleitend: “Die generelle Erkenntnis, dass die Transformation des Elektrizitätssystems in eines, das auf die bedeutende Einbindung dezentraler Stromquellen durchgängig ermöglicht, vergleichbar ist mit dem Entschluss der USA eine Mondlandung durchzuführen.“

Zentrale Ergebnisse dieses Workshops waren:

- Der generell unterschiedliche Zugang bzw. die unterschiedlichen treibenden Faktoren in den USA und in Europa – CO2 Reduktion (Europa) bzw. Sicherstellung der Funktionalität Sicherheit, Zuverlässigkeit in den USA.
- Die Schlüsselrolle die Smart Metern im Kontext von Konsument und speziell dem Übergang von Konsumenten zu “Prosumern” zukommt; Die unterschiedlichen Arten des Handlungs- und Finanzierungsbedarfs, die erforderlich sind, um diesen Übergangsprozess zu managen
- Die zentrale Notwendigkeit von F&E von Studien, Tests bis zu Demo-Aktivitäten
- Die Herausforderungen mit dynamischen Markt-Rahmenbedingungen und deren progressive Weiterentwicklung in den letzten Jahrzehnten hin zu Liberalisierung, regulierten Märkten und dem Aufbrechen traditioneller Wertschöpfungsketten
- Speziell der Auflösung der Verbindung zwischen Erzeugung und Verteilung
- Die Anwendung neuer Technologien
- Die zentrale Rolle von Kommunikation und neuer Standardisierung
- Erwartete intelligente Trends bei der Elektrifizierung am Beispiel der E-Mobilität mit dem grundsätzlichen Potential der systemischen Speichernutzung
- Die Unterscheidung zwischen kommerziellen und technischem “virtuellen Kraftwerk“
- Der zu erwartende Übergang von von “Distribution Network Operators” (Verteilnetzbetreibern) zu „Distribution System Operators“



(Verteilungsbetreiber), verantwortlich auch für diverse Zusatzservices („ancillary services“)

### **7. Gemeinsame Teilnahme an der Grids Week USA in Washington vom 20.-22.9.2008**

wobei die U.S. Sichtweise der Smart Grids Diskussion starke Impulse geben konnte. Anstelle eines Workshops stand hier der Austausch vor allem mit den ExpertInnen aus den USA im Vordergrund.

### **8. Workshop zu “Communications and Control” in Visby, Schweden am 5. und 6.**

#### **Mai 2009**

Zentrale Ergebnisse dieses Workshops waren:

- Die Wichtigkeit der Verbindung von Energie- und Telekom-Sektor
- Die Auswirkung von Erneuerbaren bzw. Dezentralen Erzeugern auf die Anforderungen für die unterstützenden Informations- und Kommunikationstechnologien, Intelligente Control- und Supporting Techniken
- Zusammenarbeit in Programmen wie GridWise, IntelliGrid und dem EU Forschungsrahmenprogramm
- Die Schlüsselrolle von ENARD bei Verbindung und Benchmarking von unterschiedlichen internationalen Ansätzen.

### **9. Workshop on Balancing, Fredericia, Dänemark, 20. und 21. Oktober 2009**

50 Experten aus 13 Ländern kamen zusammen, um das Thema des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage („Balancing“) in einem stark von fluktuierenden Erneuerbaren Einspeisern geprägten Markt zu diskutieren.

Den Schwerpunkt der Diskussion bildeten Markt und Regulationsmechanismen, besonders auf das dänische Beispiel wurde verstärkt Bezug genommen, da durch die hohen Anteile an Windenergie das Thema des Lastausgleichs in Dänemark als Modell gesehen werden kann.

### **10. Workshop zum Thema “Electricity Grids – a key enabler in the delivery of a sustainable energy policy” Paris, 28. April 2010**

85 Delegierte aus 19 Ländern kamen in Frankreich (Paris, nahe dem IEA Headquarter) zusammen, um den Kontext der Energiepolitik im Zusammenhang mit der erforderlichen Veränderung der Stromnetze zu diskutieren. Dieser Workshop wurde gemeinsam mit der „Electricity Coordination Group“ der IEA veranstaltet.

## **11. Workshop zum Thema “Markets and Regulation – Financing the Smart Grid”,**

### **Madrid, Union Fenosa Distribution, Madrid, Spain, 28.- 29. September 2010**

80 Teilnehmer aus 16 Ländern kamen zu diesem letzten Workshop in der Reihe der ENARD Aktivitäten, bevor die Fusion mit ISGAN und Überführung der ENARD Aktivitäten in ISGAN beschlossen wurde.

Die sehr klaren Botschaften diese Workshops waren:

- eine „Smart policy“ und „Smart regulation“ ist für die Umsetzung von Smart Grids unerlässlich.
- Innovationen bei Technologien, Finanzierung und Management Techniken sind unerlässlich
- Die Notwendigkeit den Konsumenten in den Prozess einzubeziehen
- Die Notwendigkeit für koordinierte Ausbildungsprozesse vom Konsumenten über die gesamte Wertschöpfungskette bis zurück zum Kraftwerksbetreiber

## **6.2 Annex II: Dezentrale Stromerzeuger – Systemintegration in Verteilnetze**

### **6.2.1 Inhalte und Methode**

Durch den steigenden Anteil an erneuerbaren Energieträgern im elektrischen Verteilnetzen werden technische Fragestellungen in Verbindung mit dem bidirektionaler Leistungsfluss wie Versorgungsqualität, Verfügbarkeit, Stabilität, Aufnahmekapazität des Netzes, Netzbetrieb und Netzplanung wieder in den Vordergrund gestellt. Annex II konzentriert sich vor diesem Hintergrund auf die aktive Integration von verteilten Energieerzeugern in den Betrieb elektrischer Netze.

Die wesentlichen Ziele von Annex II sind:

- Aufbau und Austausch von Wissen über DER (Distributed Energy Resources) Integration und existierender Ansätze für aktiven Verteilnetzbetrieb unter globalen Akteuren in elektrischen Verteilnetzen
- Entwicklung von Guidelines für Netzbetreiber und politische Entscheidungsträger wie man den Wandel vom passiven zum aktiven Verteilnetzbetrieb bewältigen kann
- Vorantreiben von Möglichkeiten zur Implementierung von aktiven Verteilnetzen

Dafür wurde der Annex in drei Tasks, mit folgenden Teilzielen, organisiert (Übersetzung aus dem Englischen):

- Task 1: Aspekte für die Aktivierung von Distribution Netzwerks (Aspects for Activation of Distribution Networks)

*Ziele sind gemeinsame Definitionen (gemeinsame Sprache), Bereitstellung von technischen Referenzen, Empfehlungen für Systemarchitekturen, Planungswerkzeugen, bewährten Praktiken und Erfahrungen.*

*Barrieren von Systemarchitekturen und Planungsmethoden werden identifiziert; Best-Practice-Beispiele und Empfehlungen werden entwickelt.*

- Task 2: Betrieb und Regelung von aktiven Verteilnetzen (Operation and Control of Active Distribution Networks)

*Förderung der Entwicklung von Regelungs- und Betriebsstrategien, welche zur Verbesserung der Verfügbarkeit, und der Betriebseigenschaften von aktiven Verteilnetzen herangezogen werden können.*

- Task 3: Überschneidende Fragestellungen, wechselseitige Beziehungen und Dissemination (Cross Cutting Issues, Interrelation and Dissemination)

*Entwicklung einer klaren Vision für aktive Verteilnetze und Evaluierung der Mikro- und Makroökonomischen Vorteile; Verbreitungsaktivitäten für aktive Verteilnetze; Stärken der Zusammenarbeit mit relevanten Akteuren um Doppelgleisigkeiten zu verhindern.*

Zur Erreichung der Ziele von IEA ENARD Annex II wurde folgender methodischer Ansatz gewählt:

- Identifikation von Ländern und Regionen mit DER Integration und existierenden aktiven Verteilnetzen, wie auch der Vergleich von Wissen und Erfahrungen in diesen Gebieten, um international vergleichbare Informationen über die verschiedenen Ansätze zur Integration von dezentraler Energieerzeugung, Stromspeichern und flexiblen Verbrauchern in Verteilnetzen, zur Erhöhung des Nutzen von verteilter Erzeugung und Demand Response, zu sammeln. Dies soll zur Beherrschung von Problemen, welche durch die fluktuierende dezentrale Einspeisung (hauptsächlich basierend auf erneuerbaren Energieträgern) im physikalischen elektrischen Verteilnetz, wie auch auf den Strommärkten, beitragen.
- Identifikation und Definition von Konzepten zur aktiven Netzintegration unter Berücksichtigung von lokalen Faktoren, um Handlungsempfehlungen abzuleiten.
- Zusammenfassen und verbreiten von Beispielen und Empfehlungen für den Wandel von passiven zu aktiven Verteilnetzen
- Erarbeiten einer Studie über existierende Ansätze und Definitionen von Anforderungen für neue Konzepte

## 6.2.2 IEA ENARD Annex II Beteiligungen

Zur Durchführung der Arbeit waren unter österreichischer Leitung am Annex II insgesamt 17 Experten aus 11 Ländern beteiligt. Eine Übersicht der beteiligten Länder, Organisatoren und Experten ist in Tabelle 1 dargestellt. Besonders hervorzuheben ist, dass sich auch der IEA ENARD Chairman Stig Goethe aktiv an der inhaltlichen Arbeit in Annex II beteiligt hat.

**Tabelle 1: An IEA ENARD Annex II beteiligte Länder, Organisationen und Experten**

<b>IEA ENARD ANNEX II - Participating Countries, Organisations and Experts</b>		
<b>Status March 2010</b>		
<b>COUNTRY</b>	<b>ORGANISATION</b>	<b>NAME</b>
Austria	Austrian Institute of Technology	Matthias Stifter
		Helfried Brunner
		Benoit Bletterie
Belgium	KU Leuven	Johan Driesen
	VITO	Daan Six
Denmark	Energinet.dk	Carsten Strunge
France	ERDF	Eleonore Chabid
Finland	Tampere University of Technology	Kari Mäki
	VTT	Seppo Hänninen
Italy	ERSE	Chiara Michelangeli
Norway	SINTEF Energy Research	Astrid Petterteig
Spain	Union Fenosa Distribucion	Christina del Teso
Sweden		Stig Goethe
	Svensk Energie	Matts Taper
Switzerland	Bacher Energie	Rainer Bacher
		Willi Rohr
United Kingdom	EA Technology	Simon Wilson

## 6.2.3 IEA ENARD Annex II Definitionen

Zu Beginn der Tätigkeiten war es notwendig die einzelnen Begriffe, die im Zusammenhang mit der Integration dezentraler Energieressourcen in elektrische Verteilnetze verwendet werden genauer zu definieren. Dies erleichterte die weitere Zusammenarbeit, da gewährleistet werden konnte, dass alle beteiligten Länder eine gleiche Sichtweise haben. Die Definitionen erfolgten in enger Abstimmung mit der nationalen Technologieplattform Smart Grids Austria (freie Übersetzung aus dem Englischen).

### **Dezentrale Stromerzeugung (Distributed Generation)**

Dezentrale Stromerzeugung (Distributed generation - DG) umfasst Stromerzeuger im kleinen Leistungsbereich, welche an Mittel- und Niederspannungsnetze angeschlossen sind.

### **Verteilte Energieerzeugungsquellen (Distributed Energy Resources)**

Verteilte Energieerzeugungsquellen (Distributed Energy Resources - DER) umfassen dezentrale Stromerzeuger und zusätzlich Energiespeicher und flexible Lasten, welche mit geregelten Mittel- und Niederspannungsnetzen verbunden sind. Verteilte Energieerzeugungsquellen werden als Quelle für Wirkleistung gesehen.

### **Aktive Verteilnetze (Active Networks)**

Aktive Verteilnetze verwenden Monitoring und Regelungsmechanismen, um unter Einbeziehung von Erzeugern, Lasten und Speichern, während des Betriebs aktiv Netzparameter zu beeinflussen. In einem aktiven Verteilnetz können die Lasten, Erzeuger und Speicher in Echtzeit über Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) geregelt werden.

(Anmerkung: Ein passives Netz ist der derzeit üblichste Weg um Nieder- und Mittelspannungsnetze zu betreiben: In einem passiven Netz sind die einzelnen Abzweige mit dem Transformator verbunden und dieser ist die dominierende, wenn nicht sogar einzige Quelle, um Leistung in den Abzweig zu übertragen und das einzige Mittel zur Regelung des Abzweigzustandes (e.g. Spannungsregelung).)

### **Intelligente Netze (Smart Grid)**

Intelligente Netze auf der Mittel- und Niederspannungsebene sind aktive Stromnetze mit einem koordinierten Management, basierend auf einer bidirektionalen Kommunikation zwischen

- Komponenten verteilt im Netz
- Erzeugungseinheiten
- Speichern und
- Konsumenten

um einen umweltfreundlichen, energie- und kosteneffizienten Betrieb zu ermöglichen, welcher bereit ist für zukünftige Herausforderungen im Energiesystem.

## 6.2.4 Vorteile von aktiver Integration dezentraler Energieressourcen und Smart Grids

Aktive Verteilnetze und Smart Grids führen zu neuen Ansätzen des Betriebs elektrischer Verteilnetze. Aktive Verteilnetze gehen von einem neuen Ansatz aus mittels Steuerungs- und Regelungsmechanismen, die während des Betriebs des Netzes Spannungen aktiv beeinflussen, Reserven besser zu nutzen. Dazu ist es notwendig, Netzteilnehmer und Netzkomponenten über Informations- und Kommunikationstechnologien in den Regelmechanismus einzubeziehen.

Zumindest in der Hoch- und Höchstspannungsebene gestaltet sich der Netzausbau zunehmend als schwierig. Nicht nur dadurch, dass es sich um einen regulierten Bereich handelt ist es schwierig Investoren zu finden, sondern auch durch die langen Genehmigungsverfahren. Die Entwicklung von neuen Monitoring- und Regelungsansätzen ist eine vielversprechende Alternative. Damit soll durch aktive Verteilnetze mit einem minimalen Aufwand an Netzausbau folgendes erreicht werden:

- Ermöglichen eines größeren Beitrags von dezentraler Energieerzeugung (Erneuerbare Energiequellen und Kraft-Wärme-Kopplung)
- Bewältigung des steigenden Stromverbrauchs auf Konsumentenseite

Innerhalb IEA ENARD Annex II wurden folgende mögliche Vorteile von aktiven Verteilnetzen und Smart Grids identifiziert:

- Aktive Verteilnetze sind eine Voraussetzung für die Erreichung eines hohen Anteils an erneuerbaren Energieträgern, erhöhter Energieeffizienz und die geforderte CO<sub>2</sub> Reduktion
- Aktive Verteilnetze erlauben die Integration eines höheren Anteils an dezentraler Energieerzeugung (basierend auf erneuerbaren Energieträgern) in die vorhandene Netzinfrastruktur. Durch die verbesserte Interaktion von dezentraler Erzeugung und Verbrauch auf Verteilnetzebene, kombiniert mit konventioneller Energieerzeugung, wird eine optimierte Elektrizitätsbereitstellung erreicht.
- Die Kosten für die aktive Netzintegration dezentraler Einspeiser können niedriger sein als die Kosten für einen Netzausbau und dies führt zu einer optimalen Ausnutzung der bestehenden Betriebsmittel.
- Aktive Verteilnetze sind eine Plattform für effizienten Verbrauch von Energie, bessere Nutzung vorhandener Energie und neuer Märkte, sowie Dienstleistungen (z.B. flexible Tarife, neue Geschäftsmodelle für Konsumenten, Speicher und Erzeuger).
- Aktive Verteilnetze können mögliche technische Beschränkungen im Netz verhindern (z.B. Verletzung der Spannungsgrenzen und Übertragungskapazitäten) und somit die bestehende Infrastruktur maximal ausnutzen.
- Aktive Verteilnetze ermöglichen die Einbindung von Kunden über flexiblen Verbrauch (z.B. über erweiterte Smart Meter Infrastruktur).

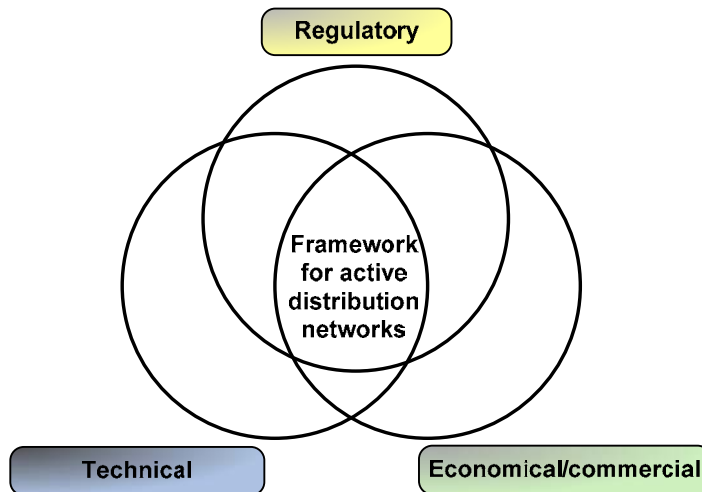
- Aktive Verteilnetze können die Versorgungssicherheit (dies ist z.B. ein Haupttreiber für Smart Grids in den USA) und –qualität erhöhen. Beides sind Grundlagen für eine effiziente Produktion von Wirtschaftsgütern.
- Aktive Verteilnetze geben, durch die systemische Sichtweise auf Verbraucher Speicher und Erzeuger, Anreize um das gesamte Energiesystem zu optimieren.
- Aktive Verteilnetze können zur Reduktion der Importabhängigkeit von Energie beitragen (wesentliches Ziel innerhalb der Europäischen Union).
- Aktive Verteilnetze können zur Integration einer hohen Dichte an plug-in-hybrids und Elektrofahrzeugen beitragen

### **6.2.5 Herausforderungen**

Die Umsetzung von aktiven Verteilnetzen bedarf eines systemischen Ansatzes. Sie beeinflussen das Übertragungsnetz, das Verteilnetz, einzelne Netzkomponenten, Erzeugung, Verbrauch, Speicher, wie auch Energiemärkte und damit verbundene Geschäftsmodelle. Durch die Tatsache, dass es sich beim elektrischen Netz um einen regulierten Bereich handelt spielen auch rechtliche und regulatorische Aspekte eine große Rolle. Für die Planung und den Betrieb von elektrischen Netzen ist daher die systemische Betrachtung folgender drei Teilbereiche notwendig:

- Technische Rahmenbedingungen
- Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
- Regulatorische Rahmenbedingungen

Um neue Lösungen für den aktiven Verteilnetzbetrieb zu finden, muss die starke gegenseitige Abhängigkeit der drei Aspekte berücksichtigt werden. Geschäftsmodelle werden stark von den nationalen und europäischen Rahmenbedingungen und den Vorgaben der Regulierungsbehörden beeinflusst. Neue regulatorische (z.B. neue Netzanschlussbedingungen) Rahmenbedingungen wie auch Geschäftsmodelle (z.B. für virtuelle Kraftwerke) können wiederum Treiber für technologische Entwicklungen sein. Es können aber auch neue Technologien und Innovationen, die neue Funktionalitäten mit sich bringen, die Basis für neue regulatorische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen sein (siehe auch Abbildung 3).



**Abbildung 3: Interaktion von technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen**

Diese systemische Sichtweise führt eine Vielzahl von Herausforderungen mit sich:

- Eine optimale Entwicklung von technischen Lösungen für den Übergang vom passiven zum aktiven Verteilnetzbetrieb muss gefunden werden.
- Komplexere Anforderungen für Wartung und Betrieb des elektrischen Netzes müssen erfüllt werden.
- Möglicherweise sind höhere Übertragungskapazitäten gefordert.
- Es gibt den Bedarf von neuen Vertragsbeziehungen zwischen Netznutzern, Stromlieferanten und begleitenden Geschäftsmodellen.
- In vielen Ländern ist die Bereitschaft sich an Demand Side Management (DSM) und Demand Response zu beteiligen gering und die Fragestellung wer für Ausgaben der notwendigen Infrastruktur aufkommen soll nicht geklärt
- Standards und Marktregeln für die Interaktion und Integration von Erzeugungseinheiten, Verbrauchern, Speichertechnologien und Netzbetriebsmittel müssen eingeführt oder adaptiert werden.
- Integrierte und standardisierte Kommunikationsschnittstellen müssen implementiert und auch finanziert werden.
- Angepasste rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen müssen entwickelt werden

### **6.2.6 Status von Aktiven Verteilnetzen in den IEA ENARD Annex II Mitgliedsländern**

Mittels eines umfangreichen Fragebogens wurde innerhalb der Annex II Mitgliedsländer der aktuelle Status von aktiven Verteilnetzen erhoben. Der aktuelle Status und der



Fortschritt von aktiven Verteilnetzen sind aus Tabelle 2 ersichtlich. Die einzelnen Maßnahmen für einen aktiven Verteilnetzbetrieb in diesem Überblick basieren auf Diskussionen bezüglich der Integration dezentraler Energieerzeugung in technischer, wirtschaftlicher und regulatorischer Hinsicht. Die Maßnahmen in Tabelle 2 können daher in vier unterschiedliche Themenblöcke eingeteilt werden:

- Active Networks (Technical point of view)
- Integration of consumers into network operation (Consumer involvement)
- Economic measures (Economy)
- Regulatory and grid policy measures

Der verwendete Farbcode für die Darstellung des Status in den einzelnen Ländern wurde wie folgt definiert:

	measure not available or used and not expected in future (from current point of view)
	measure not available or used but possible alternative for the future (from current point of view)
	measure partly available or used and expected for the future (from current point of view)
	measure available and used
	no information available

Die generelle Aussage zum Status von aktiven Verteilnetzen innerhalb der ENARD Annex II Mitgliedländer ist, dass sie bisher in keinem Land breit umgesetzt wurden. Die meisten Maßnahmen sind nur teilweise eingeführt (Studien und Pilotversuche), aber vielfach wird ein breiterer Einsatz in der Zukunft erwartet. Daher gibt es derzeit einen Mangel an praktischen Erfahrungen und Best-Practice-Beispielen.

**Tabelle 2: Status Aktive Verteilnetze in den IEA ENARD Annex II Mitgliedsländern**

Topic	Measures	ENARD Annex II Country											Description
		Austria	Finland	Spain	Italy	Switzerland	Sweden	Norway	Denmark	UK	Belgium	France	
Active Networks	Commercial planning and design tools for active distribution network	Ongoing research projects	Ongoing research projects	Ongoing research projects	Ongoing research projects		Pilots are under evaluation	Ongoing research	Research	None known	ongoing research projects	Ongoing research projects	Are planning and design tools for active network operation on commercial bases available?
	Distribution automation	Currently just in HV	HV, MV	HV, MV	HV, MV	HV, MV	HV, MV	HV	HV, Some MV	HV, MV	HV, some MV	HV, MV	Is there distribution system automation or remote control respectively available?
	MV and LV load control	Ripple	Ripple	Ripple	no	Ripple	Radio		None	Radio	ripple	Ripple (boilers)	Availability and use of load control for network operation aspects in LV and MV networks?
	Distribution storage	None (studies)	None	None (studies)	None	Some small hydro storage	Some (hydro)	Some small hydro storage	None (studies)	Pilots	none (research projects)	None (studies)	Availability and use of storage technologies for network operation aspects in Distribution networks?
	Distribution islanding	Some during faults, projects planned	None yet, ongoing pilots	None (studies)	None (studies)	In emergency situation	None	Some small hydro storage	Islands during cable maintenance or repair	None	none (research projects)	Some (hydro plants in the alps)	Availability and use of intended islanding operation of distribution networks and network areas respectively?
	Dynamic circuit rating on distribution level		None	None	None	None	None		None	Pilots	none	None	Real-time system that calculates, based on measured values, how much power can flow at the moment through a certain distribution line (/ cable)
	Distributed generation constraint schemes	Only by DNO in emergency situation	Possible (studies)	None	Remote tripping by DNO in emergency situation for previously agreed plants	Emergency only	None, but DNO has never the less ordered down Wind P on Gotland in times of excess of power	Some	In markets by BRP	Some	not really, some bilateral agreements with BRPs	None	Any mechanism that allows to dynamically modify by another person than the owner of a distributed generation unit the output power of the distributed generation unit.
	DG participating in voltage control (active and reactive power control)	Possible (studies) sometimes fixed set points	Possible (studies)	Yes (power factor)	None (studies)	None	Some (hydro)	Some	Some, but not online	Dependent on size	none (research projects)	None (but to be implemented within a couple of years)	Are distributed generation units participating on voltage control on distribution network level?
	Feedback voltage control	Possible (studies)	some line drop compensation	None	"Current compound" control in OLTC in HV/MV substations	No	No	Ongoing research	Studies + demo	HV, MV, load-based	HV/MV + research	some line drop compensation	Distribution voltage control based on feedback of current (line drop compensation) or voltage measurements in the network
Information and Communication Technologies in distribution networks	Partly at MV level but not for DER	On MV and also on LV level	Studies	Some	There are some test projects	Pilots yes	Some	MV grid, not with DER	For active networks, not for Smart Grids	HV/MV, emerging test projects	Advanced Control System implemented in MV	Is in distribution grids already information and communication technology available for using it in context of active network operation?	
Consumer (Involvement)	AMR with bidirectional communication	Ongoing pilot projects	Rapidly increasing		Some	Large independent consumers are already equipped with AMR devices	All consumers unidirectional some bidirectional	Increasing	Some emerging	Domestic by 2020	emerging	Ongoing pilot projects	Widely used Automated Metering with bidirectional communication at end user level
	Hourly or more often remote meter reading	Projects ongoing	Large customers, smaller increasing	All consumers by 2018	All MV consumers, LV 95% by 2011	Large independent consumers are already equipped with AMR devices	for all HV consumers	> 100 MWh all by 2016	All >100.000 kWh/year + more	>100kW, Domestic by 2020	> 100 kVA	MV customers + some LV	Is meter reading in short time intervals (less than 1 hour) available?
	Remote disconnect	Mainly in MV in emergency case	Increasing with smart meters	All consumers by 2018	For contract management purposes only	Some consumers	No	Some loads, DER in emergency	Studies	Industrial, through connection agreements	no	None	Is remote disconnection of loads by distribution network operators used?
	Demand side management (demand response, load control)	Studies	Studies	Studies	Studies	No (only load shedding in emergency situations)	Yes and No recently (Febr 2010) price 10 folded for certain hours and energy intense industries shut down	Pilots and research	Studies	Major energy users	research test projects	Major energy users not the responsibility of the DNO	Are demand side management measures like demand response and load shifting used in a wide range?
	Supplier freedom		Free choice	Free choice	Yes	Only for customers with a yearly consumption > 100 MWh	free choice for all			Free choice	Free choice	Free choice	Is a free choice of energy supplier on distribution system level available?
Economy	Community energy trading			None	?	no				None	no	None	Is energy trading within a regional community possible?
	Reserve services managed by third parties		None	None	no	no	no	Some	Some	Some	no, plans to investigate	None	Commercial entities sell reactive power and ancillary services from multiple providers or generators. (Currently it is usually handled directly between TSO and generation unit operator)
	dynamic energy prices at distribution system level		None				HV consumers	Can be chosen	Studies		no, research projects	for major consumer?	Are dynamic electricity prices for consumers available ?
	dynamic network tariffs at distribution system level		Studies	None		no	no	DG has to pay for variable losses	Studies	None	no, research projects	None	Are dynamic network tariffs for consumers available ?
	Fixed tariffs for DER	for green electricity	Planned (2011)	Feed in tariffs	Various regimes, depending on the source (feed-in tariffs for renewables) and size of plants	For new renewable energy generation	no	local agreement with DNO <3 MW	Small RES	<5MW, fixed for 25 years	TGC but artificial feed in as for some technologies guaranteed price	Yes (wind PV, CHP, waste, biogas...)	Are the fixed feed in tariffs for DER available in the country?
Market tariffs for DER	yes (for example PV plants which are not in the fixed tariff (the amount of fixed tariff for PV devices has a cap))		Yes	Aggregators for smaller units	yes (for example PV plants which are not in the fixed tariff (the amount of fixed tariff for PV devices has a cap))	yes but also supporting schemes	>3MW		Aggregators for smaller units	yes, for > 10kVA and no net metering; contract with supplier	Mainly for CHP	Are market tariffs for Distributed Energy Resources used?	

Regulatory	Unbundled DNO	Yes if less than 100000 costumers, above vertical integration is possible		Yes	Yes	yes (bookkeeping)	yes		By law	Regional monopolies separate from suppliers	yes	Yes (subsidiary)	Is the distribution system operator unbundled?
	DG Integration incentives for DNOs	Curently no incentives	No	Curently no incentives	no	no	no		Yes, but still some barriers	Capacity incentives	no	Obligation, no incentives	Are there any incentives for DNOs concerning DG system integration (i.e. additional income for each KW installed DG capacity)?
	DC Integration incentives to participate in markets	partly profitable	No	by means of tariff	no	no	no	possible for all >3MW must participate	Possible for all. Mandatory >5MW		TGC	No	Are there any incentives for DG to participate in markets? Maybe it is more profitable.
	DG Integration incentives for TSO power system balancing	Ongoing research projects	None	None	no	The concept of the "virtual power plant" is mentioned in the grid rules documents but it is not used nowadays	no		Possible for all through BRP	Unknown	no	Dispachable install.	How well or how ready are DG used for Power System Balancing - manual reserves, automatic reserves, frequency reserves?
	National markets are coupled with neighbouring market areas		Nordpool	MIBEL	no	no	Nordpool	Nordpool	Nordpool + DE	No coupling	BELPEX (BE) + Powernext (FRA) + APX (NL), plans for coupling with Germany and Luxemburg	No coupling	How well or how ready are national markets to be coupled implicitly with neighbouring markets (not auctioned)?
	National markets are ready for real-time markets (1-5 minute price intervals)			None	unknown	no				Unknown	not yet	None	How well or how ready are national markets to shift to real-time markets (1-5 minute price intervals)?
Active Network Readiness Level													General Status of Active Networks in the different countries

<b>comment</b>	measure not available or used and not expected in future (from current point of view)
<b>comment</b>	measure not available or used but possible alternative for the future (from current point of view)
<b>comment</b>	measure partly available or used and expected for the future (from current point of view)
<b>comment</b>	measure available and used
<b>unknown</b>	no information available

### **6.2.7 Ziele und Vision für den zukünftigen Netzbetrieb mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung**

Die verschiedenen Maßnahmen für aktive Verteilnetze werden als integraler Bestandteil für die Erreichung der Ziele für den zukünftigen Netzbetrieb mit einem hohen Anteil an dezentraler Energieerzeugung gesehen.

Die entscheidenden Treiber für die Entwicklung von Verteilnetzen kommen von außerhalb des tatsächlichen Verteilnetzbetriebs. Am wichtigsten ist dabei der Klimawandel und der damit verbundene Bedarf die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Dies resultiert in einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieressourcen und verteilter Erzeugung. In manchen Ländern ist ein weiterer Treiber die Reduktion von langen Versorgungsunterbrechungen.

Das effiziente Nutzen der bestehenden Netzinfrastruktur wird entscheidend für die Zukunft. Aktive Verteilnetze erscheinen als notwendige Lösung für die nahe Zukunft.

- Netze werden effizienter, wenn der Verteilnetzbetreiber in der Lage ist mehr Verantwortung für den Betrieb aktiver Netze und den aktiven Einsatz von dezentralen Energieerzeugern zu übernehmen.
- Aktive Verteilnetze ermöglichen:
  - den Anschluss einer höheren Dichte dezentraler Energieerzeugung in die bestehende Netzinfrastruktur ohne Erhöhung der tatsächlichen Netzkosten
  - eine bessere Ausnutzung der bestehenden Netzinfrastruktur
  - eine verbesserte Versorgungssicherheit
- Aktive Verteilnetze benötigen dafür:
  - angepasste technische Anforderungen für dezentrale Erzeugungseinheiten und Lasten
  - bessere Kommunikation zwischen Netzbetreiber, dezentraler Erzeugungseinheit und aktiver Last
  - erweiterte Regelungs- und Managementsysteme für Verteilnetzbetreiber
  - neue Techniken für Ausgleichsenergiebereitstellung (z.B. aktive Lasten)
  - eine Intensivierung der Einbindung von Endkunden
  - neue Schutzstrategien und Schutzkomponenten
  - neue Regulierungs- und Marktmodelle, welche dem Netzbetreiber die notwendigen Regelungsmaßnahmen ermöglichen (Spannungsregelung, Blindleistungsregelung...)

Für IEA ENARD Annex II ergibt sich folgende Vision für die Systemintegration von dezentralen Energieressourcen:

Die Vision für die Systemintegration von dezentralen Energieressourcen ist es Lösungen für eine sichere und nachhaltige Elektrizitätsversorgung mit aktivem Verteilnetzbetrieb zu finden und zu etablieren. Die wesentlichen Anforderungen, die dieser Vision zu Grunde liegen sind:

- Zugang zu einer sicheren, kosteneffizienten und nachhaltigen Energieversorgung für alle Netznutzer und –kunden.
- Unterstützung eines wettbewerbsorientierten, nachhaltigen und effizienten Marktplatzes

### **6.2.8 Technische und organisatorische Barrieren**

Die Herausforderungen für eine groß angelegte Entwicklung von aktiven Verteilnetzen variieren sehr stark zwischen den einzelnen Mitgliedsländern. Einige gemeinsame Fragestellungen konnten beispielsweise bei der Planung der Netzintegration von dezentralen Erzeugern identifiziert werden. Unter Berücksichtigung von Umweltaspekten scheint der Prozess der Planung von neuen dezentralen Anlagen zu langsam zu sein. Groß angelegte Investitionen in dezentrale Erzeugung können von öffentlichen Förderungen abhängen, welche im Zuge der langen Verfahren zur Anschlussbeurteilung ablaufen können. Die verlangte Genehmigung für den Netzanschluss kann dabei zu viel Zeit einnehmen. Zusätzlich benötigen notwendige Investitionen in die Netzinfrastruktur üblicherweise von der Planung bis zur Durchführung sehr viel Zeit: Investoren und Netzbetreiber müssen auf diese Entscheidungen warten.

Fixe Einspeisetarife sind ein deutlicher Anreiz für dezentrale Energieeinspeisung, aber in vielen Fällen sind sie eine Barriere für die aktive Integration in des Netz und den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch (der Markt soll der physikalischen Dynamik im Netz folgen). Die unterschiedlichen Fördermaßnahmen und Grade der Förderung von dezentraler Energieerzeugung variieren auf regionaler, nationaler und internationaler Ebene. Dies behindert oft die Entwicklung von langfristigen Strategien.

In den meisten Fällen beruhen die Planungsgrundlagen von Netzbetreibern auf traditionellen worst-case-Annahmen, welche von einer Netzanschlussbeurteilung von dezentralen Erzeugern entsprechend der schwierigsten Lastsituationen ausgehen. Flexiblere Netzanschlussbedingungen erlauben einen Anschluss einer höheren Dichte von dezentralen Erzeugungsanlagen, erfordern aber gleichzeitig auch einen aktiveren Netzbetrieb durch den Netzbetreiber.

Generell ist dezentrale Energieerzeugung für den Netzbetreiber in jenen Gebieten eine Herausforderung, wo bisher nur wenige Anlagen angeschlossen waren. Das ist eine Barriere, welche die Entwicklung von zusätzlichem Know-how erfordert. Es kann auch darauf geschlossen werden, dass Netzbetreiber stärkere Anreize für den Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen brauchen. Derzeit gibt es klare Gegensätze zwischen Effizianzorderungen und F&E-Möglichkeiten für einen Netzbetreiber. Dabei spielen Regulatoren eine entscheidende Rolle. Aktuell sehen Verteilnetzbetreiber dezentrale Energieerzeugung eher als Nachteil denn als Möglichkeit für zukünftige Chancen. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass Verteilnetzbetreiber eine entscheidende Rolle für die Entwicklung von aktiven Verteilnetzen spielen werden.

Die technischen Beschränkungen in Verteilnetzen sind überall dort eine Herausforderung wo der Anteil an dezentraler Stromerzeugung im Steigen begriffen ist. Es ist aber auch ein langsamer Anstieg eine Barriere, da das Bewusstsein dafür geringer ist und daher auch der Wandel in Richtung aktiver Verteilnetze schwerer zu erreichen ist. Technische Beschränkungen können immer gelöst werden, aber die Berücksichtigung von wirtschaftlichen Aspekten macht die Situation noch komplexer. Dezentrale Energieerzeugung wird in vielen Fällen mit unterschiedlichen Maßnahmen gefördert, aber die damit verbundene Netzintegration und der notwendige Netzausbau brauchen mehr Aufmerksamkeit.

Der Smart Meter ist ein möglicher Enabler für die Systemintegration von dezentraler Stromerzeugung. Für die Unterstützung der Netzintegration von dezentralen Einspeisern ist ein flexibler Smart Meter mit bidirektionaler Kommunikation notwendig. Barrieren bezüglich Smart Meters und Lösungen im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologien sind:

- Die Kosten für Smart Meter und wer dafür aufkommt. Das Ziel sollte sein die Infrastruktur mehrfach zu nutzen.
- Geschäftsmodelle für die Lieferung von Messdienstleistungen (liberalisiertes Messwesen)
- Netzbetreiber, dezentrale Erzeugungsanlagen und Verbraucher sollten alle profitieren

In vielen Fällen wird die Energiepolitik als wesentliche Herausforderung gesehen. Klare Anforderungen und Visionen fehlen, regulatorische Rahmenbedingungen werden oft als instabil gesehen und die langfristige Gewährleistung von Förderungen ist oft unsicher. Derzeit scheint hinsichtlich Bekämpfung der Klimawandels und den begleitenden Maßnahmen zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen viel zu passieren. Die Rolle der

verschiedenen Marktteilnehmer beziehungsweise die regulatorischen Strukturen sind international nicht klar definiert.

Die folgenden Herausforderungen müssen gelöst werden:

- Unklare Schnittstellen zwischen Verteilnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern
- Es gibt zu viele unterschiedliche Fördermaßnahmen für Netze und erneuerbare Energien, sowie Modelle zur Marktteilnahme
- Unsichere regulatorische Rahmenbedingungen für langfristige Investitionen in elektrische Netze
- Unklare Abgeltung von F&E-Aufwendungen von Netzbetreibern und rechtliche Sicherheit bzw. Ausnahmen für Demonstrationsprojekte und Feldtests
- Benchmarking von Verteilnetzbetreibern ohne Berücksichtigung von F&E Aufwendungen

Aus Sicht des Strommarktes können folgende Barrieren identifiziert werden:

- Aggregatoren am Markt sind nicht klar definiert
- Es gibt keine Märkte für erweiterte Netzdienstleistungen, welche von dezentralen Erzeugern auf Verteilnetzebene geliefert werden. Derzeit berücksichtigen Märkte nur die Hochspannungsebene
- Unterschiedliche Netzanschlussregime (deep, shallow...). Wer wird für die Kosten des Netzanschlusses und des Netzausbaus aufkommen?
- Wer zahlt für die Netzverluste und wie können diese reduziert werden? Verschieden Optionen sind möglich (sozialisieren oder verursachergerecht)

### **6.2.9 Handlungsempfehlungen für die zukünftige Integration von dezentralen Energieressourcen**

Als zentrales Ergebnis der Aktivitäten innerhalb von Annex II wurden folgende Handlungsempfehlungen, für die zukünftige Integration von dezentralen Energieressourcen, definiert. Sie basieren auf der Analyse des aktuellen Status in den Mitgliedsländern, der Vision und den Barrieren hinsichtlich der aktiven Integration von verteilten Energieressourcen in elektrische Verteilnetze.

- Für die langfristige Planung von zukünftigen Stromnetzen und Ansätzen des Netzbetriebs **sind klare nationale und internationale Energiestrategien notwendig**. Diese müssen sowohl Versorgungssicherheit (für die langfristige Netz- und Erzeugungsentwicklung) berücksichtigen als auch für alle beteiligten Akteure vorhersehbar sein. Eine klare Position und Vision für den zukünftigen

Strommix ist notwendig (welcher Umfang an erneuerbaren Energieträgern? Zu welchem Grad sollen die einzelnen Länder autark sein (per Jahr oder per Sekunde)?). Daraus können klare Anforderungen für zukünftige Verteilnetze definiert werden.

- Von einer globalen Perspektive machen zu viele unterschiedliche Regulierungsmodelle es schwer Regeln zu harmonisieren, um stabile Voraussetzungen für langfristige Investitionen zu erreichen. Daher **ist eine klare Struktur und auch Langfristigkeit von Regulierungsmodellen gefordert**. Das ist notwendig, da sich immer wieder ändernde Rahmenbedingungen als kritischer Unsicherheitsfaktor für langfristige Investitionen in elektrische Netze herausstellen.
- Ein **klarer Umgang mit Ausgaben für F&E sowie Demonstrationsprojekte** bei Verteilnetzbetreibern und damit verbundene rechtliche Sicherheit für Demonstrationsprojekte und Feldtests ist gefordert (z.B. Benchmarking von Verteilnetzbetreibern ohne Berücksichtigung der F&E Ausgaben).
- Fixe Einspeisetarife sind ein deutlicher Anreiz für dezentrale Energieeinspeisung, aber in vielen Fällen sind sie eine Barriere für die aktive Integration in des Netz und den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch (der Markt soll der physikalischen Dynamik im Netz folgen). **Die unterschiedlichen Fördermaßnahmen und Grade der Förderung von dezentraler Energieerzeugung** (regional, national und international) **müssen harmonisiert werden**.
- **Die Märkte müssen soweit wie mögliche der Dynamik in den Versorgungsnetzen folgen** und müssen für die aktive Integration von dezentralen Energieressourcen in elektrische Verteilnetze ausgelegt werden. Folgende Akteure müssen dabei berücksichtigt werden:
  - Aggregatoren im Markt müssen klar definiert werden (Balancing Responsible Parties – BRP, Aggregators, ESCO types...)
  - Neue Netzdienstleistungen auf Verteilnetzebene sind notwendig. Zukünftig sind neue Markt- und Geschäftsmodelle für Akteure im Verteilnetz nötig
  - Harmonisierung von verschiedenen Netzanschlussregimen (deep, shallow...) ist notwendig. Wer wird für die Kosten des Netzanschlusses und des Netzausbaus aufkommen?
- **Neue Vertragsmodelle und Geschäftsmodelle müssen eingeführt werden**, um die unterschiedlichen technischen und wirtschaftlichen Interessen von Netzbetreibern und Betreibern von dezentralen Erzeugungsanlagen berücksichtigen zu können (Versorgungssicherheit und –qualität vs. Maximierung der Einspeisung).



- Generell wird der Stromverbrauch steigen, neue Arten von Verbrauchern und Komponenten werden eingeführt und der Anteil dezentraler Stromerzeugung wird steigen. Vor diesem Hintergrund wird die effiziente Nutzung der Stromnetze zukünftig von großer Bedeutung. Netze werden effizienter betrieben, wenn **der Verteilnetzbetreiber in der Lage ist mehr Verantwortung für den Betrieb aktiver Netze und den aktiven Einsatz von dezentralen Energieerzeugern und Demand Response zu übernehmen.**
- **Der Smart Meter ist ein möglicher Enabler für die Systemintegration von dezentraler Stromerzeugung.** Ein flexibler Smart Meter mit bidirektionaler Kommunikation kann in zukünftigen Netzen als Sensor und Aktor fungieren. Die offenen Fragen sind:
  - Die Kosten für Smart Meter und wer dafür aufkommt. Das Ziel sollte sein die Infrastruktur mehrfach zu nutzen.
  - Geschäftsmodelle für die Lieferung von Messdienstleistungen (liberalisiertes Messwesen)
  - **Netzbetreiber, dezentrale Erzeugungsanlagen und Verbraucher sollten alle profitieren**
- Messungen, Kommunikation, Regelungsansätze und damit verbundene Standardisierung (Schnittstellen und Netzanschlussbedingungen) sind essentiell für den Aufbau von aktiven Verteilnetzen. **Harmonisierte technische Anforderungen und Standards** (für dezentrale Energieerzeugung, Kommunikation und Smart Metering Infrastruktur) **sind notwendig**, um die Versorgungsqualität und –sicherheit in zukünftigen aktiven Verteilnetzen zu gewährleisten.
- Es muss ein größerer Fokus auf die **Schnittstelle zwischen Verteilnetz und Übertragungsnetz** gelegt werden.
- Der Einsatz von Speichern und regelbaren Lasten (z.B. Elektrofahrzeuge) muss erhöht werden. **Neue Applikationen** (wie Elektrofahrzeuge) **sollten nicht nur als neue Last gesehen werden, sondern als weitere Möglichkeit für einen aktiven Betrieb.**
- **Blindleistung- und Spannungsbandmanagement gewinnen immer mehr an Bedeutung.**
- **Neue und erweiterte Schutzstrategien und Schutzkomponenten** sind in Netzen mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung notwendig.
- Durch die steigende Komplexität müssen für den zukünftigen Netzbetrieb bei Verteilnetzbetreibern und Ausbildungsstätten **zusätzliches Know-how bzw. zusätzliche Kompetenzen** aufgebaut werden.

- **Mehr Demonstrationsprojekte sind gefordert**, um die notwendigen Erfahrungen und praktischen Beispiele für den zukünftigen Netzbetrieb zu sammeln.

## **7. Schlussfolgerungen und Ausblick**

Innerhalb der IEA ENARD II Aktivitäten wurde festgestellt, dass international nur sehr wenige Lösungen zur aktiven Integration von dezentralen Energieressourcen auch bereits praktisch in den Netzen implementiert wurden. Es gibt eine Vielzahl von theoretischen Projekten und einige Pilotprojekte sowie Feldtests. Eine breite Implementierung von aktiven Verteilnetzen ist weltweit jedoch noch nirgends zu finden. Daher war es innerhalb der Aktivitäten noch nicht möglich generell Best Practice Lösungen zu identifizieren. Daher ist eine weiterer Know-how Transfer und Austausch auf diesem Gebiet notwendig, da in den nächsten Jahren ein Anstieg der Anzahl von Demonstrationsprojekten und damit auch die Generierung von Erfahrungswerten erwartet werden kann.

Eine wesentliche zukünftige Fragestellung ist auch die Integration von Elektromobilität in elektrische Verteilnetze. Dies wurde innerhalb der Arbeiten von Annex II noch nicht adressiert. Deren aktive Integration in Verteilnetze und deren Betrieb und damit verbundene Forschungsprojekte müssen zukünftig aber auf jeden Fall berücksichtigt werden.

Legistische und regulatorische Aspekte wurden als eine der größten Herausforderungen für die Integration einer hohen Dichte an dezentralen Energieressourcen in Verteilnetzen identifiziert. Daher sollten zukünftig Aktivitäten die sich mit den damit verbundenen Fragestellungen beschäftigen intensiviert werden.

Beim ersten "Clean Energy Ministerial (CEM) am 19. und 20. Juli 2010 in Washington D.C., wurde von den Energie- und Umweltministern aus 23 Ländern und Vertretern der Europäischen Union das International Smart Grid Action Network gegründet. Es dient als ein Werkzeug um den globalen Wandel hin zu einer sauberen Energieaufbringung zu gewährleisten. Die Aktivitäten von IEA ENARD werden ab 2012 in ISGAN integriert. Innerhalb dieser Aktivitäten ist es geplant, aufbauend auf den Arbeiten in IEA ENARD Annex II, das Thema Integration von dezentralen Energieressourcen in elektrische Verteilnetze auch mit österreichischer Beteiligung weiterzuführen.

## **8. Meetings, Workshops und Konferenzen:**

Folgende Meetings, Workshops und Konferenzen wurden im Rahmen des Forschungsauftrages von den Projektmitarbeitern gestaltet, geleitet bzw. aktiv an ihnen mitgearbeitet:

- IEA ENARD – Kick-off Meeting zu Annex II – “DG System Integration in Distribution Networks” im Parkhotel Schönbrunn in Wien, im Rahmen der Smart Grid Week 2008, 13. und 14. Mai 2008:.
- ExCo Meeting: 5th ExCo Meeting was held in Washington, USA, 22<sup>nd</sup> to 23<sup>rd</sup> September 2008
- IEA ENARD Annex 2: 8<sup>th</sup> and 9<sup>th</sup> December 2008 Annex II second workshop in London
- IEA ENARD Annex 2: On May 27<sup>th</sup> and 28<sup>th</sup> 2009 the third Annex II meeting was held in Fredericia, Denmark, organised and hosted by Energinet.dk.
- IEA ENARD Annex 2: On December 9<sup>th</sup> and 10<sup>th</sup> 2009 the fourth Annex II meeting was held in Zürich, Switzerland, organised and hosted by Bacher Energie
- ExCo Meeting: 6th ExCo Meeting was held in Visby, Sweden, May 6<sup>th</sup>-7<sup>th</sup> 2009
- IEA Annex 1 Workshop on Communications and Control, Visby, 20<sup>th</sup> May 2009
- Vernetzungsworkshop IEA ENARD Annex II mit dem Joint Programm Smart Grids der European Energy Research Alliance, 9.9-10.9.2009 in Antwerpen
- IEA Annex 1 Workshop on Balancing, Fredericia, 20<sup>th</sup> October 2009
- ExCo Meeting: 7th ExCo Meeting was held in Fredericia, Denmark, October 21<sup>st</sup> - 22<sup>nd</sup> 2009
- Vernetzungsworkshop IEA ENARD Annex II mit der Smart Grid DACH Kooperation im Rahmen eines Smart Grid Workshops, 25.11.-27.11.2009 in Berlin
- IEA ENARD Annex 2: On March 3<sup>rd</sup> and 4<sup>th</sup> 2010 the a Annex II meeting was held in Leuven Belgium, organised and hosted by KU Leuven
- IEA Annex 1 Workshop on “Electricity Grids – a key enabler in the delivery of a sustainable energy policy”, Paris, Wednesday 28th April 2010
- ExCo Meeting: 8th ENARD Executive Committee (ExCo) Meeting in Paris, France, 29<sup>th</sup> to 30<sup>th</sup> of April 2010
- ExCo Meeting: 9th ENARD Executive Committee (ExCo) Meeting in Madrid, Spain, 29<sup>th</sup> to 30<sup>th</sup> September 2010
- Diskussion der IEA Annex II Ergebnisse und Recherche von Smart Grid Aktivitäten in den USA, 13.10-20.10.2011 in Austin, San Francisco und innerhalb der Grid Week 2010 in Washington (Workshop mit NIST)
- IEA ENARD Annex 2: On November 3<sup>rd</sup>, 2010 in Vienna Annex II Workshop on Dissemination Activities
- ExCo Meeting: 10th ENARD Executive Committee (ExCo) Meeting in Phoenix, USA, 24<sup>th</sup> to 25<sup>th</sup> of March 2011
- The final results of IEA ENARD Annex II were presented within the international Smart Grid Week 2011, 24<sup>th</sup> to 27<sup>th</sup> of May 2011 in Linz

- ExCo Meeting: 11th ENARD Executive Committee (ExCo) Meeting in Scheveningen, Netherlands, 19<sup>th</sup> to 21<sup>st</sup> of October 2011

Aus österreichischer Sicht war die Mitarbeit geprägt durch hohes Engagement innerhalb des Annex II „Distributed Generation Integration in Distribution Networks“.

## 9. Dissemination

[1] Helfried Brunner, Hubert Fechner, “IEA ENARD Annex II: An International Activity in Electricity Networks R&D and selected Austrian Activities in DG Integration”, Präsentation der Annex II Aktivitäten bei der 31st IAEE International Conference in Istanbul, 18.-20. Juni 2008, Special session “Integration of Renewable Energy Sources into the electricity grid”

[2] Seppo Kärkkäinen, Matthias Stifter, Präsentation IEA ENARD Annex II Aktivitäten innerhalb des IEA DSM Task 17 Workshop zum Thema “Integration of DR, DG, Energy Storages and Smart Grid Technologies”, Petten, Niederlande 9. Juli 2008

[3] Brunner Helfried, IEA Vernetzungsworkshop, Präsentation der IEA ENARD Annex II Zwischenergebnisse, Wien, 30. Oktober 2008

[4] Brunner Helfried, “The Market Potential for Solar Energy and it’s Impact on the DE Market - Technical, Economic and Regulatory Aspects Decentralised Energy Conference and Expo”, Amsterdam, Neatherlands, DECEX Europe 2008, 28<sup>th</sup> and 29<sup>th</sup> of October

[5] Baker J., Brunner H., Sinclair J., Uhlen K., Cirio D., ENARD: International Colloboration in Electricity Networks R&D, CIRED 2009, 9<sup>th</sup> to 11<sup>th</sup> June, Prag, Czech Republic

[6] Brunner Helfried, Smart Grids Week 2009, Präsentation der IEA ENARD Annex II Aktivitäten, 13.-15. Mai 2009, Salzburg

[7] Brunner Helfried, Workshop EU Projekt ADINE: Smart Grid Demonstration in Distribution Networks Presentation of IEA ENARD Annex II Activities and Results, 17<sup>th</sup> of February 2010, Tampere, Finland

[8] Brunner Helfried, IEA ENARD – Annex II: DG System Integration into Distribution Networks, IEA ENARD Grid Policy Workshop, Paris, 28<sup>th</sup> April 2010

[9] Brunner Helfried, IEA ENARD Annex II Abschlusspräsentation auf der Smart Grids Week 2011, 24. bis 27. Mai 2011, Linz, Austria

[10] Final Report IEA ENARD Annex II online verfügbar unter: [http://www.iea-enard.org/Resources/s/w/4/20111027%20Report%20IEA%20Enard%20Annex%20II\\_final.pdf](http://www.iea-enard.org/Resources/s/w/4/20111027%20Report%20IEA%20Enard%20Annex%20II_final.pdf)

## **10. IEA ENARD Berichte und weiterführende Informationen**

Weiterführende Informationen zum Implementing Agreement ENARD sind auf der eigens dafür eingerichteten Website zu finden ([www.iea-enard.org](http://www.iea-enard.org) )

Die detaillierten Inhalte von IEA ENARD sind im Programme of Work (PoW) unter folgendem Link verfügbar (inklusive Programme of Work Annex II): <http://www.iea-enard.org/downloadfile.aspx?ID=698>

Der Abschlussbericht von IEA ENARD Annex II, mit dem Fokus auf der Integration dezentraler Energieressourcen in elektrische Verteilnetze, ist ebenfalls auf der oben angeführten Website verfügbar unter: [http://www.iea-enard.org/Resources/s/w/4/20111027%20Report%20IEA%20Enard%20Annex%20II\\_final.pdf](http://www.iea-enard.org/Resources/s/w/4/20111027%20Report%20IEA%20Enard%20Annex%20II_final.pdf)