

IEA Smart Grid Action Network ISGAN - Annex 3: Erstellung von Kosten-Nutzen-Analysen und Entwicklung von Kosten-Nutzen-Tools

Arbeitsperiode 2013-2015

A. Kollmann,
S. Moser

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

39/2015

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 Smart Grid Action Network ISGAN - Annex 3: Erstellung von Kosten-Nutzen-Analysen und Entwicklung von Kosten-Nutzen-Tools

Arbeitsperiode 2013-2015

Dr. Andrea Kollmann, Dr. Simon Moser
Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz

Linz, Juni 2015

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie



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 gewährleistet wird.

Dipl. Ing. Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

1. Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	4
2	Einleitung.....	6
3	Hintergrundinformation zum Projektinhalt	7
3.1	Struktur und Organisation.....	7
3.2	Aufgaben und Ziele des ISGAN-Annex 3.....	7
3.3	Ziele und Methoden der österreichischen Beteiligung	9
4	Ergebnisse des Projektes	11
4.1	Task I: “Assess Current Network Maturity Model and Tools Available”	11
4.1.1	ISGAN-Annex 3 Fragebögen.....	12
4.2	Task II: Assess Current Benefit-Cost Analytical Methodologies and Tools	18
4.2.1	Die Smart Grids – Kosten und Nutzen Bibliographie	20
4.3	Task III: Develop Toolkits to Evaluate Benefit-Costs at the Technology or Subsystem Level 21	
5	Vernetzung und Ergebnistransfer	24
6	Schlussfolgerungen.....	25
7	Verzeichnisse	27
7.1	Literaturverzeichnis	27
7.2	Abbildungsverzeichnis.....	27
7.3	Tabellenverzeichnis	27
8	Anhang: Questionnaires for Smart Grid.....	28
8.1	Smartness Questionnaire	28
8.2	ISGAN Annex 3: Smartness Questionnaire	29

1 Kurzfassung

Die Europäische Union hat sich im Klima- und Energiepaket 2020 ehrgeizige energiepolitische Ziele gesetzt, die auf den drei Säulen - klimafreundliche Wirtschaft, Energieeffizienz und erneuerbare Energieträger - aufbauen. Damit sollen der vorschreitende Klimawandel eingedämmt, die Wettbewerbsfähigkeit der Europäischen Union gestärkt und die Energieimportabhängigkeit gesenkt werden. Zur Erreichung dieser Ziele ist es notwendig eine Energieinfrastruktur zu schaffen, die sich kontinuierlich den sich dynamisch entwickelnden wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen anpassen kann und dabei ein hohes Potential an Flexibilität, Steuer- und Regelbarkeit aufweist.

Derartige Energienetze werden als Smart Grids bezeichnet. In diesen Netzen werden neue, smarte Technologien eingesetzt, die das Verhalten und das Zusammenspiel aller Akteure auf den nationalen wie auch internationalen Energiemärkten organisiert können. Die Bewertung der Kosten und Nutzen, der in Smart Grids eingesetzten Technologien in Hinblick auf ihren Beitrag zur Steigerung der Gesamteffizienz des Energiesystems, ist gerade in Anbetracht der aktuellen Entwicklung der Energiemärkte essentiell.

Für die Auswahl der bestgeeigneten Maßnahmen zur Neustrukturierung bzw. Modernisierung des Netzes wird daher ein objektives betriebswirtschaftliches, volkswirtschaftliches und ökologisches Bewertungssystem benötigt, welches es ermöglicht verschiedene Systemlösungen miteinander zu vergleichen. Ein derartiges Bewertungssystem kann nationalen Stakeholdern als objektive Entscheidungsgrundlage für Investitionen dienen und Nachholbedarf sowohl in technologischer, wissenschaftlicher aber auch organisatorischer Hinsicht aufzeigen.

Um gewährleisten zu können, dass ein solches Bewertungssystem keine spezifische österreichische Lösung darstellt, sondern den nationalen Stakeholdern auch die Möglichkeit gibt, Lösungsansätze mit internationalen Erfahrungen zu vergleichen, engagiert sich das Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie seit Mitte des Jahres 2013 in der Arbeitsgruppe *Annex 3: Benefit & Cost analysis and Toolkits* des International Smart Grid Action Networks (ISGAN).

Im Rahmen von ISGAN beschäftigen sich in dieser Arbeitsgruppe Experten aus 12 Ländern mit der Analyse bereits vorhandener Bewertungsmodelle und entwickeln Vorschläge für deren Adaption und Weiterentwicklung. Ziel der Arbeiten im ISGAN-Annex 3 ist es, den Stand der Technik dieser verschiedenen Herangehensweisen systematisch zu sichten, laufend aktuell zu halten und weiterführende Vorschläge für einen möglichst praktikablen Einsatz der Modelle zu machen.

Dabei ist es ein besonderes Ziel der Annex 3-Arbeitsgruppe, sogenannte Toolkits zu entwickeln, mit denen einzelne Technologien, die in Smart Grids Projekten eingesetzt werden, während und nach Abschluss der Projektlaufzeit hinsichtlich ihrer Kosten und Nutzen bewertet werden können. Diese Toolkits sollen einerseits so einfach und praktikabel wie möglich sein, und andererseits zuverlässige und vergleichbare Ergebnisse gewährleisten.

Durch die Mitarbeit an diesen Arbeiten und durch das Einbringen der österreichischen Erfahrungen wird sichergestellt, dass die internationalen Methodenentwicklungen an die nationalen Stakeholder disseminiert werden. Zudem werden aus der Arbeit im Annex 3 und aus den dort vermittelten Erfahrungen anderer Länder nationale Arbeitserfordernisse und Handlungshinweise abgeleitet. Damit trägt die Beteiligung am ISGAN-Annex 3 wesentlich zur Entwicklung des Forschungsschwerpunkts Smart Grids in Österreich bei.

Ziel des vorliegenden Berichtes ist es, einen Überblick der bislang unternommenen Arbeiten der Arbeitsgruppe ISGAN-Annex 3 zu geben und aufzuzeigen, wie zukünftige Smart Grids Projekte in Österreich bewertet werden können.

Summary

The European Union has set itself ambitious energy objectives in the climate and energy package 2020 that focus on three pillars: a low-carbon economy, energy efficiency and renewable energy sources. This strategy aims at slowing the ongoing climate change, strengthening the competitiveness of the European Union and reducing the energy import dependency. To achieve these objectives it is necessary to create an energy infrastructure that can adapt to the continuous changes in the political landscape as well as to economic and technical conditions, thereby having a high potential of flexibility and controllability.

Such energy networks are called smart grids. In these networks, new, smart technologies are used, which can organize the behavior and interaction of all stakeholders at the national and international energy markets. The evaluation of the costs and benefits of the technologies used in smart grids in terms of their contribution to the overall efficiency of the energy system is essential, especially in the light of the current, dynamic development of the energy markets.

For choosing the best possible measures for restructuring and modernization the network, an objective evaluation system which allows the comparison of different system solutions from a business, economic as well as ecologic perspective is needed. Such a system may serve national stakeholders as an objective basis for investment decisions and can show how to foster further technological, scientific and also organizational developments.

It needs to be ensured that such a system is not a specific Austrian solution, but that national stakeholders also have the opportunity to make comparisons with international solutions and approaches. Therefore, the Energieinstitut at the Johannes Kepler University of Linz has been committed to working in *Annex 3: Benefit & Cost Analysis and toolkits* of the International Smart Grid Action Network (ISGAN) on behalf of the Federal Ministry for Transport, Innovation and technology since the middle of 2013.

As part of the ISGAN network, experts from 12 countries analyze existing valuation models and develop proposals for their adaptation and further development in the Annex 3 working group. The aim of the work in ISGAN-Annex 3 is to systematically explore the state of the art of these different approaches so as to be up to date about current efforts and to make further proposals for the practical application of the models. It is a particular object of the Annex 3 Working Group to develop so-called toolkits with which individual technologies that are used in Smart Grids projects (during and after the project period) can be assessed in terms of their costs and benefits. These toolkits are intended both to be as simple and practical as possible, and to ensure reliable and comparable results.

Through the involvement in this work and the possibility to introduce the Austrian experience it is guaranteed that the international development of methods is disseminated to the national stakeholders. In addition, national requirements and action points are derived from the work in Annex 3 and from the experiences of other countries. Therewith, the participation in ISGAN-Annex 3 contributes significantly to the development of the research area of smart grids in Austria.

The aim of this report is to provide an overview of the work undertaken so far in ISGAN-Annex 3 and to show how future smart grid projects in Austria can be assessed.

2 Einleitung

Die Europäische Union hat sich im Klima- und Energiepaket 2020 ehrgeizige energiepolitische Ziele gesetzt, die auf den drei Säulen - klimafreundliche Wirtschaft, Energieeffizienz und erneuerbare Energieträger - aufbauen. Durch die Erreichung dieser Ziele sollen der vorschreitende Klimawandel eingedämmt, die Wettbewerbsfähigkeit der Europäischen Union gestärkt und die Energieimportabhängigkeit gesenkt werden. Ein wesentlicher Aspekt dieser Entwicklungen ist die Frage, welche Technologien und Innovationen eingesetzt werden sollen, um die für die Zielerreichung notwendige Energienetzinfrastruktur zur Verfügung zu stellen und nach welchen Entscheidungskriterien diese ausgewählt werden sollen.

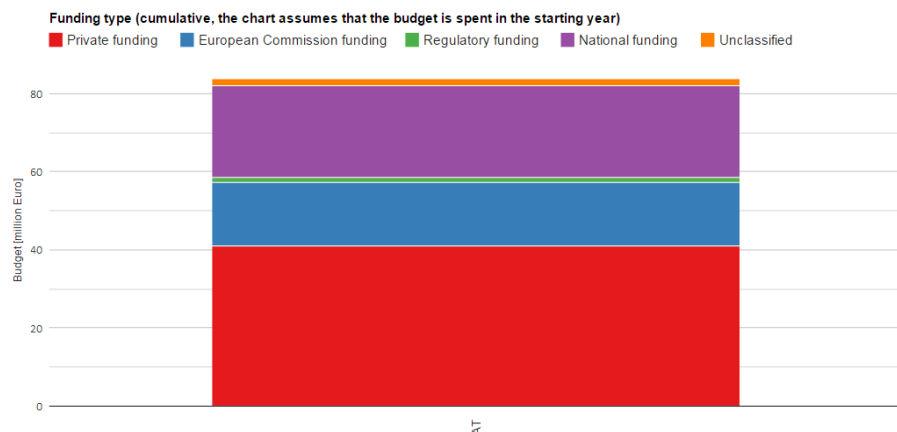
Ausgehend vom aktuellen status-quo ist es notwendig Energienetze zu schaffen, die ein hohes Potential an Flexibilität, Steuer- und Regelbarkeit aufweisen. Diese zukünftigen Netze werden als Smart Grids bezeichnet:

Smart Grids sind Stromnetze, welche durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb für zukünftige Anforderungen unterstützen. [1]

Für die Auswahl der bestgeeigneten Maßnahmen zur Neustrukturierung bzw. Modernisierung der Energienetze hin zu Smart Grids wird ein objektives Bewertungssystem benötigt, das es ermöglicht verschiedene, potentielle Systemlösungen aus betriebswirtschaftlicher, volkswirtschaftlicher und/oder ökologischer Perspektive miteinander zu vergleichen.

Solche Bewertungssysteme (oder auch eine zusammenhängende Gruppe von einzelnen Bewertungsmodellen) sind wichtige Tools für private und politische Entscheidungsträger, Interessensvertreter und Regulatoren. Sie können Bedarf an Technologien, Organisationsstrukturen, Regelwerken, Gesetzen, Forschung etc. aufzeigen und Stakeholdern auf allen Ebenen als objektive Grundlage zur Entscheidungsfindung dienen.

Abbildung 2-1:
Finanzierung von Smart Grids Projekten, Smart Grids Inventory JRC [2]



Bewertungsmodelle gewinnen laufend an Relevanz, insbesondere weil das Ausmaß der Investitionen in Smart Grids Technologien für die kommenden Jahren als sehr hoch eingeschätzt wird: innerhalb der Europäischen Union wird von einer Gesamtinvestitionssumme in Smart Grids bis zum Jahr 2020 von 56 Milliarden Euro [3] ausgegangen; für die Vereinigten Staaten von Amerika belaufen sich die aktuellen Schätzungen auf bis zu 334 Milliarden Euro [4] bis zum Jahr 2030. In Österreich wurden im Jahr 2014 (kumulierte) Forschungsmittel von über 80 Millionen Euro im Bereich Smart Grids investiert (siehe Abbildung 2-1).

In den vergangenen Jahren wurden bereits elaborierte Vorschläge für Bewertungsmodelle entwickelt: den Anfang machte das US-amerikanische Electric Power Research Institute (EPRI), das im Jahr 2010 einen „Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects“ [4] präsentierte. Im Jahr 2012 stellte das Joint Research Center der Europäischen Union die „Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grids“ [5] vor.

Diese Methode basiert auf den Arbeiten von EPRI und adaptiert deren Vorgehensweise für die europäischen Rahmenbedingungen und Energiemärkte.

Neben diesen beiden Methodenvorschlägen gibt es eine Reihe weiterer Bewertungsmodelle [6], Software-Lösungen [7] und im Zuge universitärer Forschung entwickelte Ansätze [8], [9]. Alle genannten Methoden haben spezifische anwendungsrelevante Vor- und Nachteile, setzen unterschiedliche Schwerpunkte, unterscheiden sich in ihren Zielsetzungen und den gesetzten Systemgrenzen.

Ziel der Arbeiten im ISGAN-Annex 3 ist es, den Stand der Technik dieser verschiedenen Herangehensweisen systematisch zu sichten, laufend aktuell zu halten und weiterführende Vorschläge für einen möglichst praktikablen Einsatz der Modelle zu machen. Dabei ist es ein besonderes Ziel der Annex 3-Arbeitsgruppe sogenannte Toolkits zu entwickeln, mit denen einzelne Technologien, die in Smart Grids Projekten eingesetzt werden, während und nach Abschluss der Projektlaufzeit hinsichtlich ihrer Kosten und Nutzen bewertet werden können. Diese Toolkits sollen einerseits so einfach und praktikabel wie möglich sein, und andererseits zuverlässige und vergleichbare Ergebnisse gewährleisten.

Nach dieser kurzen Einführung in das Thema werden im folgenden Kapitel 3 die Arbeitsschwerpunkte und Ziele des ISGAN-Annex 3 vorgestellt. Anschließend werden in Kapitel 4 die Inhalte und Ergebnisse der österreichischen Beteiligung dargestellt und in Kapitel 5 der bisherige Ergebnistransfer. Der Bericht wird in Kapitel 6 mit Schlussfolgerungen und einem Ausblick auf zukünftige Aktivitäten abgeschlossen.

3 Hintergrundinformation zum Projekthinhalt

3.1 Struktur und Organisation

Im Jahr 2011 wurde das International Smart Grid Action Network (ISGAN) gegründet, dessen Ziel und Aufgabe es ist eine Plattform für die internationale Zusammenarbeit von Regierungen und Experten zu sein, im Rahmen derer die Entwicklung von intelligenten Stromnetztechnologien, Anwendungen und Systemen vorangetrieben werden kann.

Im Rahmen von ISGAN wurden sieben Subprojekte definiert. Eines dieser Projekte ist **ISGAN-Annex 3 Benefit & Cost Analyses and Toolkits**. Aktuell (Juni 2015) sind 12 Länder (Italien, Österreich, Frankreich, Indien, Korea, Mexiko, Russland, Südafrika, Spanien, Schweden, Schweiz, USA) und die Europäische Kommission (vertreten durch das JRC Petten) an den Arbeiten im Annex 3 beteiligt. Die inhaltliche Leitung des Annex 3 liegt bei Italien.

3.2 Aufgaben und Ziele des ISGAN-Annex 3

The objective of Annex 3 is to develop a global framework and related analyses that can identify, define, and quantify in a standardized way the benefits that can be realized from the demonstration and deployment of smart grids technologies and practices in an electricity system. The Annex will leverage existing knowledge and experience gained in different participating countries (e.g. in the U.S. through the DOE-EPRI methodology and computational tool, the EU through its approach based on Key Performances Indicators, etc.), as well as current international efforts underway and cooperation among major smart grids stakeholders globally.[10]

Der ISGAN-Annex 3 wurde eingerichtet, um die Nutzen und Kosten von Smart Grids Technologien, smarten Energiesystemen aber auch neuen Praktiken und Dienstleistungen aus bottom-up und top-down Sicht zu evaluieren. Für diese Evaluierungen werden im ISGAN-Annex 3 Bewertungsmodelle und Toolkits entwickelt, die es erlauben, auf globaler, nationaler und regionaler Ebene Investitionen in

intelligente Energieinfrastrukturen zu bewerten und zu vergleichen. Damit soll es möglich werden, spezifische Geschäftsmodelle zu entwickeln und vorhandene Ressourcen optimal einzusetzen.

Zielgruppe für die entwickelten Modelle sind Regulatoren, Energieunternehmen und andere relevante Stakeholder. Ein weiteres Ziel der Arbeiten des Annex 3 ist es die „Smartness“ eines Energienetzes zu bewerten, wobei hierfür auf zwei bestehende Bewertungsmethoden zurückgegriffen wird: das Smart Grid Maturity Model (SGMM) [11], und das KUL Smartness Model [8] (siehe Kapitel 4.1).

Der ISGAN-Annex 3 ist (Stand März 2014) in vier Haupttasks unterteilt:

Task I: Assess Current network maturity models and Tools available

Ziel dieses Tasks ist die systematische Erfassung der verschiedenen verfügbaren Methoden, Algorithmen und Werkzeuge für die Bewertung der *Smartness* von Elektrizitätsnetzen (siehe Kapitel 4.1) sowie das Aufzeigen von Lücken und Überschneidungen zwischen den einzelnen verfügbaren Ansätzen. Basierend auf dieser Sammlung bestehender Bewertungsmodelle werden jene Methoden identifiziert, die sich am besten für die Erreichung der ISGAN-Annex 3 Ziele eignen. Task 1 ist in die folgenden fünf Subtasks unterteilt:

Subtask 1.1: Collecting and comparing maturity frameworks and tools

Subtask 1.2: Trial application of two network maturity analysis tool and results discussion

Subtask 1.3: Guidelines for the development of a new ISGAN simplified maturity analysis tool

Subtask 1.4: Development of the questionnaire for the assessment of the level of smartness of transmission and distribution networks

Subtask 1.5: Development of a minimum data set to support smartness measurement of T&D networks with KPIs

Task II: Assess Current Benefit-Cost Analytical Methodologies and Tool

Ziel dieses Tasks ist es die bestehenden Kosten-Nutzen-Bewertungsmodelle systematisch zu sichten und jene Modelle zu identifizieren, die am besten für die Ziele des ISGAN-Annex 3 geeignet sind. Task 2 ist in zwei Subtasks unterteilt:

Subtask 2.1: Collecting and comparing cost-benefits frameworks and tools

Subtask 2.2: Update of the cost-benefits frameworks and tools collection wrt the latest upgrades

Task III: Develop Toolkits to Evaluate Benefit-Costs at the Technology or Sub-system Level

Ziel ist die Entwicklung der Rahmenbedingungen und Toolkits für die Bewertung der Nutzen und Kosten von Smart Grids Demonstration & Deployment Projekten auf Ebene einzelner, smarterer Technologien. Dabei wird der Fokus darauf gelegt, Bewertungsmethoden und -werkzeuge zu finden, die eine vergleichende Analyse verschiedener Systemlösungen erlauben.

Subtask 3.1: Guidelines for the development of a new ISGAN cost-benefits analysis tool

Subtask 3.2: Development of a simplified ISGAN cost-benefits analysis toolkit

Task 4: Further developments: Quantitative Regional and system-level Benefit-Cost Analysis

Im Rahmen von Task 4 werden bestehende Bewertungsansätze evaluiert und neue Lösungen entwickelt um langfristige (bis zum Jahr 2050) Evaluierungen der Kosten und Nutzen von Investitionen in Smart Grids vornehmen zu können. Dabei wird die Frage im Fokus stehen, welche Annahmen über die zukünftige Entwicklung ganzer Energiesysteme (auf nationaler aber auch regionaler Ebene) getroffen werden müssen (Nachfrage, Angebot, Energiemix, Preise, Diskontsätze etc.)

Subtask 4.1: Application of ISGAN cost-benefits analysis toolkits to pilot projects

3.3 Ziele und Methoden der österreichischen Beteiligung

Die aktuelle Relevanz von Smart Grids-Technologien und die Kosten und Nutzen ihrer Implementierung in ein nachhaltiges und von dezentralen Einspeiseanlagen gekennzeichnetes Elektrizitätsversorgungsnetz ist an der Fülle von wissenschaftlichen Projekten in diesem Themenfeld erkennbar. Österreich ist hier international ein Vorreiter bei der Entwicklung und Erforschung von smarten Energiesystemen und der Umsetzung von Demonstrationsprojekten (siehe Abbildung 3-1).

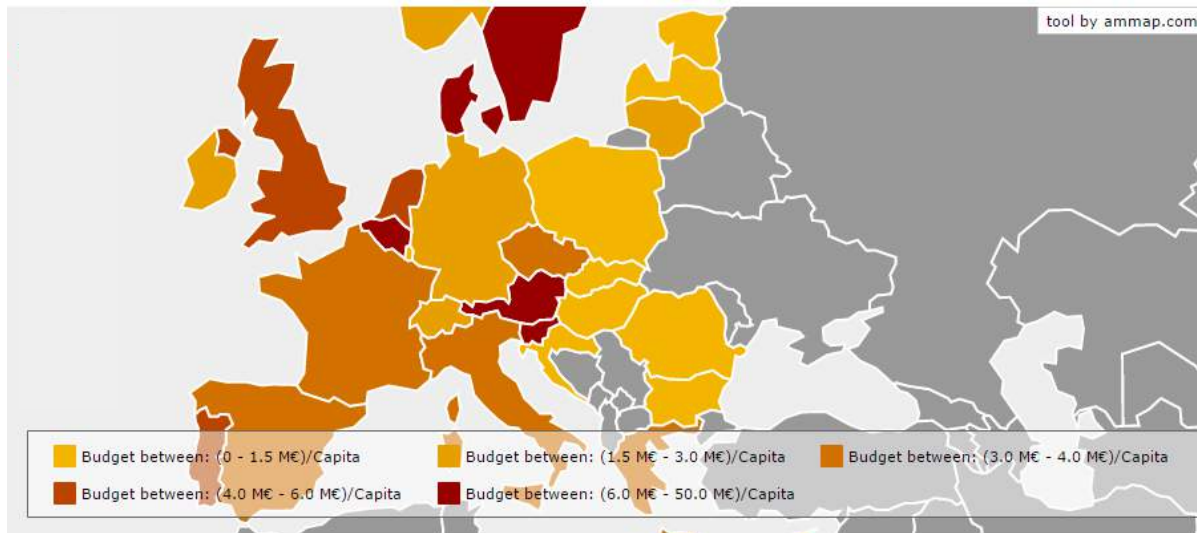


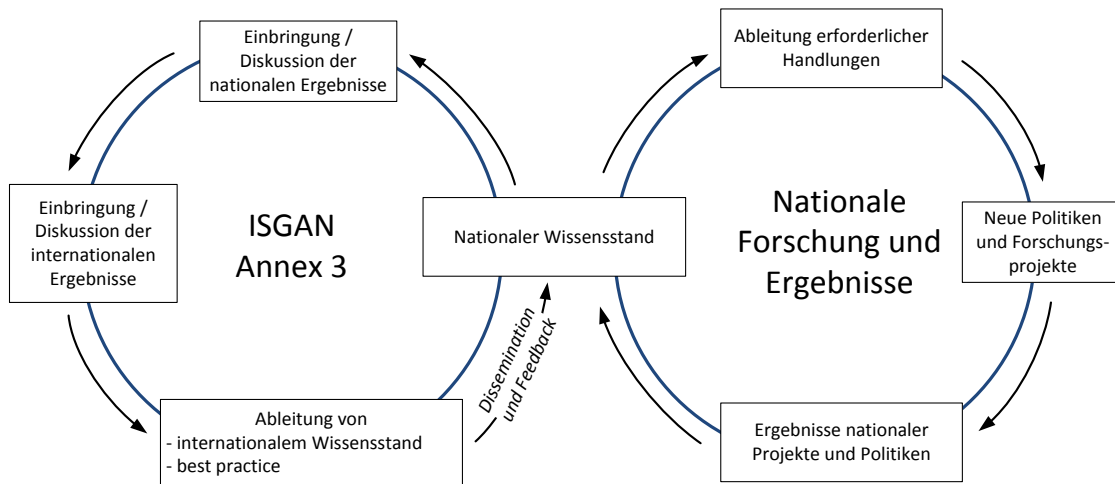
Abbildung 3-1: Smart Grids R&D und Demonstrationsprojekte in Europa; Quelle: eurelectric, Smart Grids Portal (dl: 11/2014); <https://portal.smartgridprojects.eu/Pages/Map.aspx>

Die Methoden zur Kosten-Nutzen-Analyse (costs-benefit analysis, CBA), die im ISGAN-Annex 3 entwickelt werden, sollen ein Instrument zur Abschätzung des Effekts von Investitionen in die *Smartness* von Stromnetzen, von neuen Geschäftsmodellen und auch von (bisher / aktuell / zukünftig einschränkenden) Regulierungen darstellen. D.h. es können im Zeitablauf Investitionen in Smart Grids bewertet werden. Idealerweise kann zusätzlich aber auch ein Querschnittsvergleich z.B. zwischen entwickelten Ländern vorgenommen werden.

Mit einem solchen Bewertungstool kann Nachholbedarf sowohl in technologischer aber auch organisatorischer Hinsicht aufgezeigt werden, wodurch eine Fokussierung der nationalen Energieforschung erzielt werden kann: Vorteile, Errungenschaften, best-practise Strategien, die in anderen Ländern erreicht wurden, können als Anhaltspunkt für die Ausrichtung der nationalen Forschung herangezogen werden.

Der Know-How-Transfer nach Österreich wird als wichtigste Aufgabe der Vertretung im ISGAN-Annex 3 wahrgenommen. Zwar kann sich Österreich mit seinen vielfältigen Projektergebnissen und -erfahrungen stark in die Arbeit einbringen, primär ist es das Ziel Erfahrungen, Vergleichswerte und Informationen nach Österreich, so direkt wie möglich zu den betroffenen und interessierten Stakeholdern, fließen zu lassen. Aus der Arbeit im Annex 3 und aus den dort vermittelten Erfahrungen anderer Länder können Arbeitserfordernisse und Handlungshinweise spezifisch für die österreichische Smart Grids Landschaft abgeleitet werden, wodurch die Beteiligung am ISGAN-Annex 3 wesentlich zur Entwicklung des Forschungsschwerpunkts Smart Grids in Österreich beiträgt.

Dieser Know-How-Transfer ist insbesondere auch daher wichtig, da er es erlaubt, die bisher vorherrschende Schwerpunktsetzung auf technische und technologische Entwicklungen zu erweitern und ökonomische, ökologische aber auch soziale Aspekte der Entwicklung hin zu Smart Grids mit zu berücksichtigen. Dadurch kann die Basis für eine effiziente und aus einer umfassenden Sichtweise resultierende Umwelt,- Energie- und schlussendlich auch Forschungspolitik gelegt werden.



Das Energieinstitut an der JKU Linz ist nicht nur sehr gut mit anderen Akteuren der österreichischen Energiebranche verknüpft, sondern ist als eines der größten außeruniversitären Forschungsinstitute im Bereich Energie auch selbst federführend in eine Vielzahl von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekten involviert. Dadurch ist es möglich, die Ergebnisse österreichischer Smart Grids Projekte in die Arbeiten im Annex 3 einzubringen und abzuleiten, welche neuen internationalen Methoden für Österreich von Interesse sein können bzw. müssen neue Ergebnisse im Licht der österreichischen Rahmenbedingungen hinsichtlich ihres Mehrwerts für die nationale Situation betrachtet werden. Dissemination und Feedback sind Grundvoraussetzungen, um einen neuen nationalen Wissensstand zu schaffen (siehe auch Kapitel 5).

Formell ist die Vertretung der österreichischen Interessen in vier Bereiche geteilt:

1. Teilnahme an Meetings
2. Vor- und Nachbereitung der Meetings
3. Überprüfung der Ergebnisse auf Praxistauglichkeit in Österreich
4. Nationale Dissemination der Ergebnisse

4 Ergebnisse des Projektes

Österreich ist international Vorreiter bei der Demonstration und Implementierung intelligenter Energietechnologien. Dies zeigt sich vor allem in der Fülle an Forschungsvorhaben, die in den vergangenen Jahren erfolgreich umgesetzt wurden, sowie den Smart Grids Pionier- und Testregionen (siehe Abbildung 4-1).

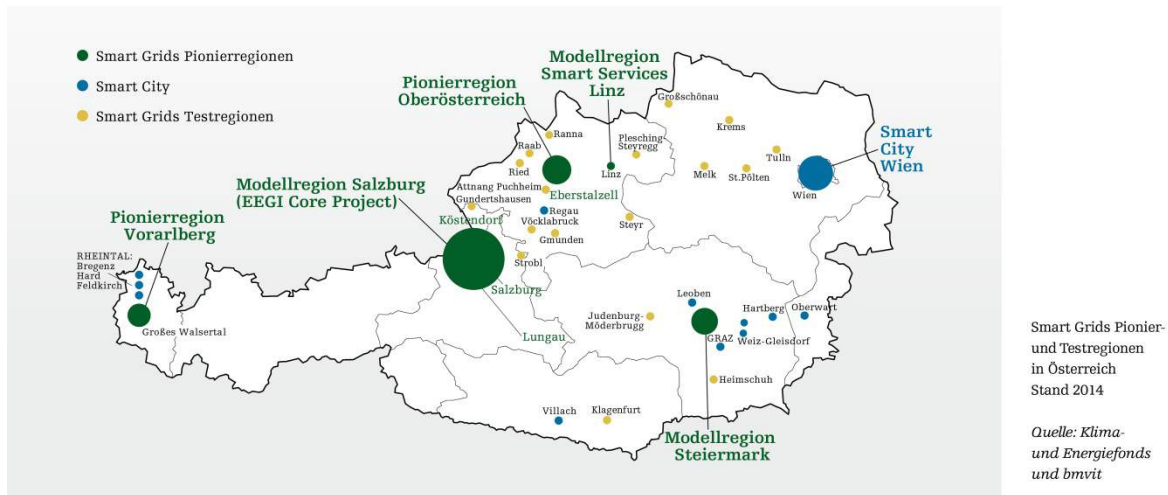


Abbildung 4-1: Smart Grids Pionier- und Testregionen in Österreich, Stand 2014. Quelle: [12]

Aktuell fehlt es jedoch noch an einem objektiven, praktikablen Bewertungsmodell mit dem die Kosten und Nutzen der Investitionen in Smart Grids objektiv beurteilt und miteinander verglichen werden können. Das Ziel des österreichischen Engagements in ISGAN Annex 3 ist es, die aktuellen Entwicklungen bei der Erarbeitung zuverlässiger Kosten-Nutzenmodelle zu beobachten, eigene Erfahrungen einzubringen und die nationalen Stakeholder über die im Annex 3 gewonnenen Erkenntnisse laufend auf aktuellem Stand zu halten.

Um diese Ziele zu erreichen, wurden die folgenden Schritte gesetzt:

1. Aktive Teilnahme an den Annex 3 Arbeiten
2. Literaturrecherche und Aufbereitung
3. Nationale Dissemination

Die Ergebnisse dieser Arbeiten werden im Folgenden dargestellt.

4.1 Task I: “Assess Current Network Maturity Model and Tools Available”

Der Fokus von Task I liegt auf der Evaluierung der *Smartness* von Elektrizitätsnetzwerken. Um bestimmen zu können, ob und wie smart ein Netz ist, wurden in der Arbeitsgruppe zwei Fragebögen erstellt, die an alle ISGAN-Partnerländer verteilt werden sollen. Das Ziel ist es eine einheitliche Datenbasis zu finden, die als Grundlage für die Erarbeitung eines Annex 3-Bewertungstoolkits dienen kann.

Die Fragebögen bauen auf einem Modell auf, das an der Katholieke Universiteit Leuven (KUL) von Dupont, Meuus und Belman [8] entwickelt wurde und im Folgenden als *KUL Smartness Modell* bezeichnet wird. Die Idee des KUL Smartness Modells ist es, entlang von sechs verschiedenen Kategorien Key Performance Indicators (KPIs) zu definieren, mit denen beurteilt werden kann, ob ein Elektrizitätsnetz smart ist oder nicht. Die Auswertung der KPIs soll es Entscheidungsträgern ermöglichen jene Bereiche der Entwicklung hin zu Smart Grids zu identifizieren, in denen Aufholbedarf gegeben ist. Durch eine möglichst genaue a-priori Definition der KPIs soll in weiterer Folge auch internationale Vergleichbarkeit zwischen einzelnen Übertragungs- bzw. Verteilnetz gegeben sein.

Die sechs Kategorien für die KPIs entwickelt wurden sind¹:

- 1) Enabling informed participation by customers
- 2) Accommodating all generation and storage options
- 3) Selling more than kWh
- 4) Providing more power quality
- 5) Optimizing assets and operating efficiently
- 6) Operating resiliently to disturbances, attacks and natural disasters

Nach Abschluss der Annex-internen Arbeiten an den beiden Fragebögen, die beide online implementiert wurden, war es die Aufgabe der Annex-Mitglieder einen ersten Praxistest mit nationalen Energienetzbetreibern durchzuführen. In Österreich erklärte sich ein Stromnetzbetreiber bereit, den Fragebogen zu beantworten. Die Ergebnisse dieses Probelaufes sowie die Fragen und Herausforderungen, die dabei auftraten (bspw. mehrdeutig formulierte Fragen) wurden an den Annex-Leiter zurückgemeldet. Darüber hinaus wurde der Fragebogen durch das EI-JKU für das gesamte österreichische Stromnetz (soweit Daten verfügbar waren) beantwortet. Dafür wurde der Fragebogen in Microsoft Excel übertragen, wodurch die Möglichkeit gegeben war, Anmerkungen zu den einzelnen statistischen Kennwerten hinzuzufügen und somit für das interessierte Fachpublikum die Nachvollziehbarkeit der einzelnen Daten zu gewährleisten. Die ersten Ergebnisse dieser Fragebogenimplementierung wurden dem *Executive Committee* von ISGAN bei der Jahrestagung in Johannesburg, Südafrika (23.-27. März 2015) vorgestellt. Das Ex-Co hat einer Verbreitung des Fragebogens an die ISGAN-Mitgliedsländer zugestimmt, bevor diese Befragungsrunde gestartet wird, werden jedoch noch die Rückmeldungen der Probebefragung eingearbeitet.

4.1.1 ISGAN-Annex 3 Fragebögen

Wie einleitend angeführt wurde, hat das Energieinstitut an der JKU Linz die beiden Fragebögen mit denen die Smartness eines Elektrizitätsnetzes bestimmt werden soll, für das gesamte österreichische Netz ausgearbeitet. Hierzu ist einschränkend anzumerken, dass die Fragebögen grundsätzlich für einzelne Netzbereiche gedacht sind, und daher für diese Bearbeitung nicht alle vorhandenen Fragen relevant waren. Dennoch können die im Folgenden präsentierten Ergebnisse einen ersten Eindruck des Zugangs, der im KUL Smartness Modell gewählt wurde, geben.

Der erste Fragebogen, das **preface questionnaire**², dient der Erhebung allgemeiner Kennzahlen, dem policy-Kontext im jeweiligen Land, sowie dem betrachteten Übertragungs- und/oder Verteilnetz.

Er unterteilt sich in die drei Bereiche

- Part 1: General Information
- Part 2: Policy Context
- Part 3: General Info about the Grid under Scrutiny

¹ Auf eine Übersetzung der Kategorien wurde verzichtet, da sich diese in genau diesem Wortlaut auch in weiteren Arbeiten des ISGAN-Annex 3 wiederfinden.

² https://docs.google.com/forms/d/1wV5MxlfAOXCVqr8_hKyXujo4tMglt3KK-NVe8sSIG8s/edit?usp=sharing

Tabelle 4-1: Das ISGAN Preface questionnaire – das öffentliche Netz in Österreich

IEA-ISGAN Annex 3 questionnaires Information for the whole AUSTRIAN PUBLIC ELECTRICITY GRID Preface Questionnaire		
Policy Context: General information about the system		Source, Remarks
How many customers are served by the electricity system?	5,965,369	E-Control
What is the load served?	60,103 [GWh]	E-Control
Is the electricity system vertically integrated?	NO	EI-JKU
If NOT, are network activities (transmission, distribution) separated from generation?	YES	EI-JKU
Is distribution network operated by DSOs (separated from TSO)?	YES	EI-JKU
Is there an electricity market in place?	YES	EI-JKU
If YES, what is the share of demand eligible for the market?	100 [%]	EI-JKU
Are support schemes for RES in place?	YES	EI-JKU
What is the share of RES energy [MWh] wrt total system load [MWh]?	65 [%]	E-Control; RES share in electricity generation in relation to gross inland consumption
Are support schemes for EV in place?	YES	EI-JKU
General info about the grid under scrutiny		
Is it a transmission network?	*	*
Is it a distribution network?	*	*
How many km of HV (High Voltage) lines are there?	6,500 [km]	E-Control; Overhead and cable; 380 & 220 kV
How many km of MV (Medium Voltage) lines are there?	79,500 [km]	E-Control; Overhead and cable; 1 kV - 110 kV
How many km of LV (Low voltage) lines are there?	169,100 [km]	E-Control; Overhead and cable; > 1kV
How many HV customers are served?	5,965,369 [Meter]	E-Control
How many MV customers are served?	**	**
How many LV customers are served?	**	**
What is the load served?	60,103 [GWh]	E-Control
Is the grid connected to the main/continental network?	YES	EI-JKU

Anmerkungen: *: nicht relevant bei der Betrachtung des gesamten öffentlichen Netzes; **: keine offiziellen Statistiken verfügbar. Quellen: bei Angabe „E-Control“ wurden die letztverfügbaren Daten, die in den offiziellen Statistiken auf der Webseite der E-Control (www.e-control.at) zur Verfügung gestellt werden, verwendet. Bei Angabe EI-JKU handelt es sich um eine Antwort, die auf Basis der Kenntnisse des AUT@ISGAN Projektteams des Energieinstituts an der JKU Linz gemacht wurde.

Der zweite Fragebogen, das **smartness questionnaire**³, beschäftigt sich gezielt mit Smart Grids Technologien, Dienstleistungen und Produkten und entspricht in seinem Aufbau den in [8] präsentierten Kategorien nach denen die Smartness eines Stromnetzes beurteilt werden kann.

- Part 1: Enable informed Participation by Customers
- Part 2: Accommodate all Generation and Storage Options
- Part 3: Sell More than kWhs
- Part 4: Provide Power Quality for the 21th century
- Part 5: Optimize Assets and Operate Efficiently
- Part 6: Operate Resiliently to Disturbances, Attacks and Natural Disasters

³ <https://docs.google.com/forms/d/1KduJoX9rLUhPs2I3ZVRTYLIJw7TwdbzaYbJVwgND1uc/edit?usp=sharing>

IEA-ISGAN Annex 3 questionnaires Information for the whole AUSTRIAN PUBLIC ELECTRICITY GRID Smartness questionnaire				
				Source, Remarks
PART 1: ENABLE INFORMED PARTICIPATION BY CUSTOMERS				
Advanced Meters	Percentage of advanced meters installed wrt total meters	250,000	[Meter]	E-Control
	Percentage of total demand served by advanced meters	4	[%]	no official statistics; estimation by EI-JKU
Dynamic Pricing	Percentage of customers enabled to dynamic pricing (day ahead)	0	[%]	EI-JKU
	Percentage of customers really involved in dynamic pricing	0	[%]	EI-JKU
	Percentage of load (in terms of capacity) served by dynamic pricing	0	[%]	EI-JKU
Dynamic Pricing - at local level, DSO	Percentage of customers at DSO perimeter really involved in dynamic pricing	0	[%]	Expert
	Percentage of consumer load capacity at DSO perimeter participating in DP [MW] wrt total load [MW]	0	[%]	Expert
Dynamic Pricing - at global level, TSO	Percentage of customers at T&D perimeter really involved in dynamic pricing	0	[%]	Expert, EI-JKU
	Percentage of consumer load capacity at T&D perimeter participating in DR [MW] wrt total load [MW]	0	[%]	Expert, EI-JKU
Dynamic Pricing - Market design	Indirect electrical energy storage through the use of heat pumps	YES		EI-JKU
Local Generation & Prosumer	Total electrical energy locally (decentralized) produced [MWh] wrt total electrical energy consumed (limit for DG set to 10 MW) [MWh]	32.5	[%]	Statistik Austria; Share of renewables (according to calculations for EU Renewable Directive)
	Percentage of prosumers (household customers with a DER production)	1	[%]	E-Control; Estimation by EI-JKU, All PV installations/all customers; only plants registered
	Percentage of customers (non-households) with a DER production			
Privacy issues	Are privacy & security issues covered by policy/regulations/legal provisions?	YES		EI-JKU
PART 2: ACCOMMODATE ALL GENERATION AND STORAGE OPTIONS				
Distributed Generation (DG) and storage	Pumped Storage Hydro plants installed capacity [MW] wrt RES plants installed capacity [MW]	134	[%]	Österreichs Energie, E-Control; calculation by EI-JKU
	Electrochemical storage installed capacity [MW] wrt DG installed capacity [MW]	**		EI-JKU; no statistics about electrochemical storage
	Indirect storage (heat pumps; partially programmable generation) [MW] wrt DG [MW]	**		EI-JKU; 210,000 heat pumps installed; no data about total load
EVs	Percentage shares of on-road light duty vehicles, comparing PHEVs	0.07	[%]	Statistik Austria, data for 2014
	Is recharging controlled?	NO		EI-JKU
	Is bidirectional charging possible?	NO		EI-JKU
	Number of recharging poles (public; private) wrt total household customers	0.06	[%]	https://e-tankstellen-finder.com/ Estimation by EI-JKU
DER interconnections	Is there a standard for interconnecting DG?	YES		Expert
	If Y, the standard in use is	TOR D2		Expert
	Is it a company solution?	NO		Expert
	Are there specific technical provisions for interconnection of DG (minimum technical requirements for being connected to the grids)	YES		Expert
	If Y, the standard in use is	TOR D2		Expert
	Is it a company solution?	NO		Expert

PART 3: SELL MORE THAN kWhs			
New Energy Services	Are new energy services (any type of energy service aimed at optimizing bills) offered to customers?	YES	EI-JKU
	Are these services offered by retailers/aggregators/DSO/other parties?	YES	EI-JKU
	Number of customers served by ESCO's wrt total customers	*	EI-JKU
	Amount of energy served by ESCO's [MWh] wrt total energy (load) [MWh]	*	EI-JKU
Flexibility	Number of customers (passive users; prosumers) offering flexibility to aggregators wrt total customers	0 [%]	EI-JKU
	Flexibility that aggregators can offer to other market players [Mwh] wrt total load [MWh]	0 [%]	EI-JKU, from end-customer point of view
	To what extent are storage and DG able to provide ancillary services, as percentage of the total offered ancillary services	0 [%]	EI-JKU
	Percentage of storage and DG that can be modified vs total storage and DG	0 [%]	EI-JKU
Support Mechanism	Are there incentives for smart grid projects?	YES	EI-JKU; Specific funding is available
	Are there incentives for smart grid deployment?	YES/NO	EI-JKU; regulatory needs, legal obligation for smart meter rollout is in place
PART 4: PROVIDE POWER QUALITY FOR THE 21ST CENTURY			
Microgrid	Number of microgrids in operation wrt total number of grid	0 [%]	EI-JKU
	Total grid capacity of Microgrid [MW] wrt the capacity of the entire grid [MW]	0 [%]	EI-JKU
	Microgrid deployment	0 [%]	EI-JKU; but research ongoing
Quality of Service	System Average Interruption Duration Index (SAIDI)	47.58 [min]	E-Control; Value for the year 2013
	If there is a limit for SAIDI, what is the value?	NO	EI-JKU
	Is it a regulatory limit or a voluntary target?	[-]	EI-JKU
	System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)	0.964	E-Control; Value for the year 2013
	If there is a limit for SAIFI, what is the value?	no	EI-JKU
	Is it a regulatory limit or a voluntary target?	[-]	EI-JKU
	Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI)	49.365 [min]	E-Control; Value for the year 2013
	If there is a limit for CAIDI, what is the value?	NO	EI-JKU
	Is it a regulatory limit or a voluntary target?	*	EI-JKU
	Momentary Average Interruption Frequency Index (MAIDI)	[-]	Value is not published by Regulator
	If there is a limit for MAIDI, what is the value?	NO	No limit in Austria
	Is it a regulatory limit or a voluntary target?	*	NO
Expected Energy Not Supplied (EENS) for the last year	**	EI-JKU; Value is not published by Regulator	

PART 5: OPTIMIZE ASSETS AND OPERATE EFFICIENTLY			
T&D automation	Percentage of transmission network substations applying automation technologies		average values not useful; depends on specific grid
	Percentage of HV/MV substations (including HV busses) applying automation technologies		
	Percentage of MV/LV substations (including MV busses) applying automation technologies		
Dynamic line rating	Percentage of km of transmission circuits operated under dynamic line rating	0 [%]	Expert; EI-JKU
Efficiency	Percentage technical loss factor for transmission networks	3 - 6 [%]	TU Graz-IFEA [13]
	Percentage non-technical loss factor for transmission networks	**	EI-JKU; value unknown; probably neglectable
	Percentage technical loss factor for distribution networks	3-6 [%]	TU Graz-IFEA [13]
	Percentage non-technical loss factor for distribution networks	**	EI-JKU; value unknown; probably neglectable
PART 6: OPERATE RESILIENTLY TO DISTURBANCES, ATTACK AND NATURAL DISASTER			
Advanced Sensors	Percentage of transmission grid elements that can be remotely monitored and controlled in real time	100 [%]	Expert
	Percentage of transmission substations equipped with advanced measurement technologies	100 [%]	Expert
Information exchanges	Percentage of transmission level synchrophasors measurement points shared multilaterally	** **	
	Performances of the communication channels towards grid elements in term of bandwidth	** **	
	Performances of the communication channels towards grid elements in term of response speed availability	** **	
	Is the DSO operational center connected with the TSO?	YES	Expert
	Is it an always-on connection?	YES	Expert
Standards	Information interchange for network automation is managed by means of a standard solution If Y, the standard in use is Is it a company solution? Is it a proprietary solution?		Specific to respective transmission or distribution grid
	Information interchange for AMI is managed by means of a standard solution If Y, the standard in use is Is it a company solution? Is it a proprietary solution?		
	Information interchange for EV charging infrastructure is managed by means of a standard solution If Y, the standard in use is Is it a company solution? Is it a proprietary solution?		
Self-healing procedures	Percentage of automated decision making within protection schemes for Transmission Network based on wide area monitoring (the percentage is calculated based on the number of substations)	** **	
	Percentage of operational distribution grid that employs advanced outage restoration schemes that automatically resolve (self-heal) or reduce the magnitude of unplanned outages (the percentage is calculated based on the number of substations)	** **	

PART 7: FUNDING AND INVESTMENTS FOR SMART SOLUTIONS

R&D programs and funding	Total investments in R&D smart grid projects/total cost of the projects	Specific for transmission or distribution system operator; aggregated number see Chapter 2 of this report.
	Amount of financing received from EU/Total cost of projects	
	Amount of financing received from public national funds/Total cost of projects	
	Amount of financing received from private funds/Total cost of projects	

Anmerkungen: *: nicht relevant bei der Betrachtung des gesamten öffentlichen Netzes; **keine offiziellen Statistiken verfügbar. Quellen: bei Angabe „E-Control“ wurden die letztverfügbaren Daten, die in den offiziellen Statistiken auf der Webseite der E-Control (www.e-control.at) zur Verfügung gestellt werden, verwendet. Bei Angabe EI-JKU handelt es sich um eine Antwort, die auf Basis der Kenntnisse des AUT@ISGAN Projektteams des Energieinstituts an der JKU Linz gemacht wurde. Bei Angabe „Expert“ handelt es sich um die Einschätzung eines Stromnetzexperten eines österr. Netzbetreiber, der sich bereit erklärt hat, den Fragebogen testweise auszufüllen.

Der aktuell vorliegende *Smartness Fragebogen* soll, nach seiner Überarbeitung im Sommer 2015 an Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber in Österreich ausgesandt werden. Auf Basis der Rückmeldungen der Netzbetreiber kann dann im weiteren Verlauf der Kooperation im ISGAN-Annex 3 eine Einordnung der Smartness einzelner Netze im internationalen Vergleich gemacht werden. Die Auswertung der Ergebnisse soll durch Spinnennetzdiagramme erfolgen, die Vorstellung der Arbeitsgruppe zu dieser Auswertung ist in der folgenden Abbildung illustriert,

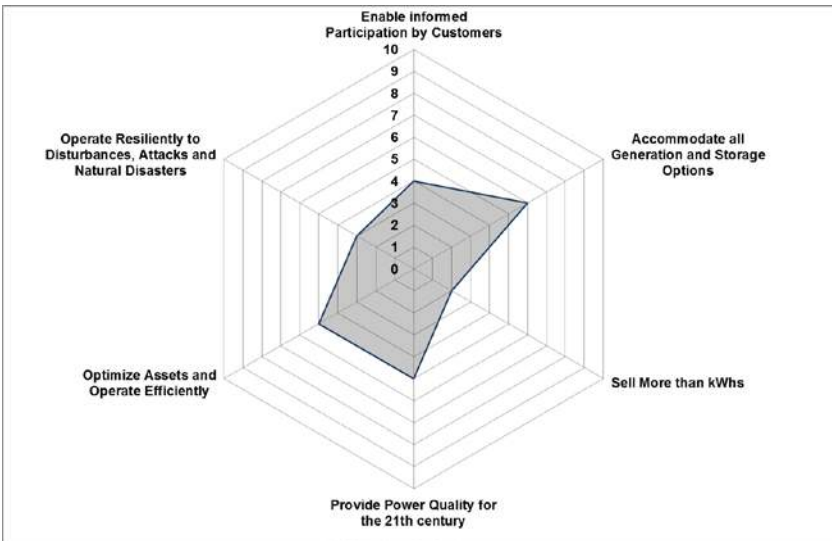


Abbildung 4-2: Beispiel für die geplante Illustration der Ergebnisse

Das EI-JKU hat durch die Er- und Ausarbeitung dieser beiden Fragebögen, der zugehörigen Literatur und der Diskussionen mit anderen Annex 3-Mitgliedern die folgende Erkenntnis gezogen: Key Performance Indikatoren sind ein adäquates Mittel um den Grad der Erreichung eines Zieles, hier die Entwicklung hin zu Smart Grids, zu beurteilen. Um sie zielführend einsetzen zu können, bedarf es einer genauen Zieldefinition sowie einer besonders genauen Definition der einzelnen Indikatoren. Dies ist bislang im Annex 3 gut, aber noch nicht perfekt gelungen. Dies liegt einerseits an der Art und Erfassungsweise der verfügbaren Daten (bspw. gibt es in Österreich keine offizielle Statistik über EV-Ladestationen) und andererseits in der Heterogenität der einzelnen Netzes, aus der die Schwierigkeit entsteht, einheitliche Kennwerte zu finden.

Österreichische Smart Grid Projekte werden aktuell nicht nach einheitlichen Key Performance Indikatoren bewertet; aus Sicht des EI-JKU sollte darüber eine nationale Diskussion angestoßen werden. Auf diese Weise könnten die vielfältigen Beiträge, die nationale Forschungsprojekte zur Weiterentwicklung der Energienetze liefern, besser quantitativ erfasst werden.

4.2 Task II: Assess Current Benefit-Cost Analytical Methodologies and Tools

Die ISGAN-Annex 3 Arbeiten an Modellen zur Bewertung der Kosten und Nutzen von Investitionen in Smart Grids fokussieren die Frage, wie die beiden bereits vorhandenen und sehr nahe verwandten Bewertungsmethoden, die EPRI [4] und (aufbauend auf diesem Modell) das JRC [5] entwickelt haben. Die von diesen beiden Organisationen entwickelten Bewertungsansätze sind als Richtlinien formuliert, die eine schrittweise Bewertung einzelner Smart Grids Projekte ermöglichen sollen. Sie definieren die Rahmenparameter der Analyse und die einzelnen Kategorien in denen Nutzen und Kosten entstehen können. Damit legen sie ein Werkzeug vor, dessen genaue Ausgestaltung dem einzelnen Anwender obliegt. Die folgende Abbildung illustriert die vom JRC vorgeschlagene Vorgehensweise.

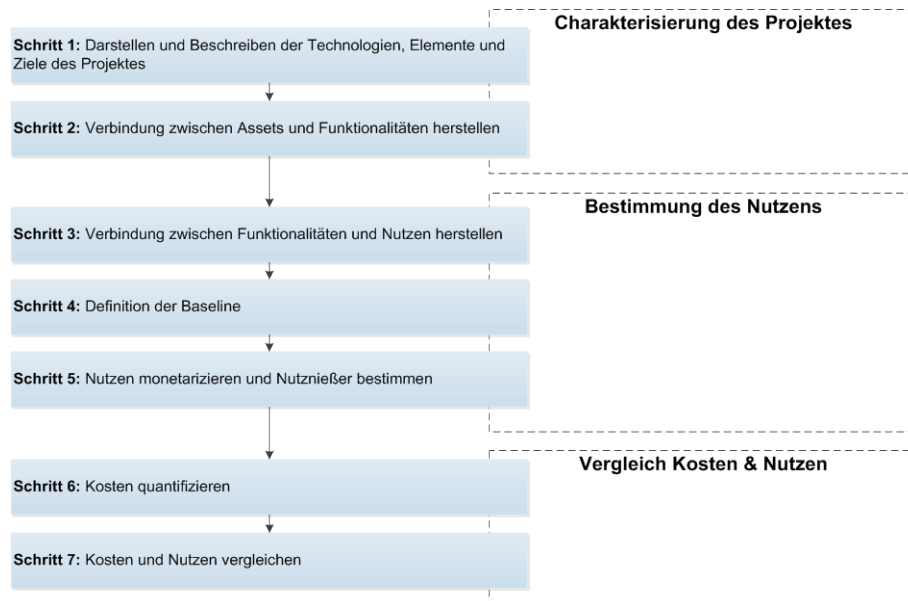


Abbildung 4-3: Vorgehensweise bei der Anwendung des vom JRC entwickelten Kosten-Nutzen Bewertungsmodell

Zusätzlich zu diesen sieben Analyseschritten gilt es im Vorfeld die Rahmenbedingungen der Analyse festzulegen. Dazu müssen für die folgenden Parameter Annahmen getroffen werden.

- Diskontrate
- Zeitraum der Betrachtung
- Zeitplan für die Implementierung
- Einfluss der regulatorischen Rahmenbedingungen auf Annahmen und Berechnungsparameter
- Makroökonomische Faktoren
- Eingesetzte Technologien
- Spitzenlastverschiebungen und Verbrauchsreduktion
- Elektrizitätsnachfrage

Hat man diese Parameter bestimmt, so beginnt die eigentliche Bewertung des Projektes nach den oben gezeigten Einzelschritten. Bei der Nutzung dieses Ansatzes auf ein reales Smart Grids Projekt wird die Komplexität der Anwendung deutlich; auch werden die Einschränkungen ersichtlich.

So gilt es zunächst, den einzelnen Assets, dies sind die eingesetzten Technologien, Elemente etc. („alle die Dinge in die investiert wird“) Funktionalitäten zuzuweisen. Diesen Funktionalitäten wiederum werden Nutzen zugeordnet. Um die tatsächlichen Kosten und Nutzen des Smart Grid Projektes bestimmen zu können, ist es dann (Schritt 4) notwendig eine Baseline zu definieren, die eine Situation abbildet, in der das Projekt nicht umgesetzt wird. Anschließend werden die Nutzen monetarisiert, die Kosten erfasst und beides wird zueinander in Verhältnis gesetzt.

Die folgende Abbildung illustriert die Vorgehensweise für die Bewertung der Funktionalität „Fernauslesbarkeit“, die durch den Ersatz eines herkömmlichen Zählers durch einen Smart Meter entsteht.



Abbildung 4-4: Ablauf der Kosten-Nutzen Analyse nach der Methode des JRC (Darstellung analog zu JRC, Übersetzung aus dem Englischen)

Die vom JRC vorgeschlagene Formel zur Bestimmung des Wertes der reduzierten Zählerablesekosten lautet:

$$\text{Value (€)} = [\text{Cost with local meter readings (€)}]_{\text{Baseline}} - [\text{Estimated cost of obtaining local 'disperse meter readings (€)}]_{\text{SGProject}}$$

where

$$[\text{Cost with local meter readings (€)}]_{\text{Baseline}} = [\# \text{ of clients in LV} * \text{Historical meter reading cost/client/year (€)}]$$

$$[\text{Estimated cost of obtaining local 'disperse' meter readings (€)}]_{\text{SGProject}} = [\# \text{ of clients in LV} (\# \text{ clients}) * \% \text{ of clients not included in the roll-out} (\%) * \text{Average disperse reading cost per client (€/\# clients)}] + [\# \text{ of clients in LV} (\# \text{ clients}) * \% \text{ of clients included in the roll-out} (\%) * \text{Communications failure rate} (\%) * \text{Average disperse reading cost per client (€/\#clients)}]$$

Vergleichbare Algorithmen liegen für eine Reihe von Funktionalitäten im Bericht des JRC vor. Die Formel zeigt die Schwierigkeiten auf, die in der praktischen Anwendung der JRC-Methoden liegen. So muss für jede Funktionalität eine Systemgrenze bestimmt werden, es gilt eine Fülle von Daten zu erheben, einzelne Technologien liefern mehr als eine Funktionalität, die wiederum mehr als nur einen Nutzen stiften kann, nicht jede Nutzenkategorie kann monetär bewertet werden. Kritiker der Methode werfen auch ein, dass die Zuordnung von Assets zu Funktionalitäten nicht in jedem Fall einfach möglich ist; insbesondere liegen auch keine standardisierten Listen von Assets und zuzuordnenden Funktionalitäten vor. Gleiches gilt für die einzelnen Nutzenkategorien. In der folgenden Tabelle werden die Nutzenkategorien dargestellt, die EPRI in ihrem Methodendokument aufgelistet hat und die vom JRC übernommen wurden. Nicht beinhaltet in dieser Liste sind nicht-monetäre Nutzen.

Tabelle 4-2: Die Nutzen von Smart Grids nach EPRI [4] (übersetzt aus dem Englischen)

Kategorie	Subkategorie	Nutzen
	Markterlöse	Energieerlöse Kapazitätserlöse Systemdienstleistungserlöse
Wirtschaftliche Aspekte	Bessere Ressourcenauslastung	Optimierter Betrieb von Erzeugungsanlagen Verzögerung bei Kapitalinvestitionen in Erzeugungskapazitäten Reduktion der Systemdienstleistungskosten Reduktion von Engpassmanagementkosten
	Kapitaleinsparungen (in Übertragungs- und Verteilnetze)	Verzögerung von Kapitalinvestitionen in Übertragungs- und Verteilnetze Reduktion von Anlagenausfällen
	Betriebs- und Managementeinsparungen (Übertragungs- und Verteilnetze)	Reduktion der Instandhaltungskosten Reduktion der Betriebskosten Reduktion der Zählerablesekosten
	Reduktion nicht-technischer Verluste	Reduktion nicht-technischer Verluste
	Energieeffizienz	Reduktion von technischen Verlusten
	Einsparungen bei Stromkosten	Reduktion der Stromkosten
Zuverlässigkeit	Versorgungsunterbrechungen	Reduktion längerfristiger Versorgungsunterbrechungen Reduktion großflächiger Versorgungsunterbrechungen Reduktion der Versorgungswiederherstellungskosten

	Versorgungsqualität	Reduktion kurzfristiger Versorgungsunterbrechungen Reduktion von Spannungseinbrüchen und - überhöhungen
Umweltaspekte	Luftemissionen	Reduktion von CO ₂ -Emissionen Reduktion von SO _x , NO _x and PM-2.5 Emissionen
Sicherheitsaspekte	Energieversorgungssicherheit	Reduktion des Ölverbrauchs Reduktion großflächiger Blackouts

Im Zuge der Arbeiten am ISGAN-Annex 3 hat sich das EI-JKU detailliert mit den von EPRI und JRC ausgearbeiteten Richtlinien zur Bewertung der Kosten und Nutzen von Investitionen in Smart Grids auseinandergesetzt. Die Stärke der vorgeschlagenen Methode und der beiden zugehörigen Berichte liegt zweifelsohne darin, System in die grundsätzliche Herangehensweise an eine Bewertung zu bringen. Jedoch fehlt die Praktikabilität der Methode, wie (aus Sicht der Autoren) auch aus dem obigen Beispiel (Abbildung 4-4) hervorgeht. Dort ist der wesentliche Kostenfaktor „*average disperse reading cost per client*“, die Frage welche Kosten hier mitberücksichtigt werden, wird jedoch nicht im Detail spezifiziert.

Die Vorgehensweise, die in ISGAN-Annex 3 gewählt wird und die in diesem Bericht in Kapitel 4.3 beschrieben ist, stellt daher aus Sicht des EI-JKU einen notwendigen nächsten Schritt zur Überführung der EPRI/JRC-Methode hin zu einem pragmatischen und praktikabel einsetzbaren Toolkit dar.

4.2.1 Die Smart Grids – Kosten und Nutzen Bibliographie

Für Österreich hat die Entwicklung von Kosten-Nutzen Bewertungsmodellen eine hohe Bedeutung, da es national noch keine einheitlichen Methoden gibt und es daher äußerst schwierig ist, die Ergebnisse unterschiedlicher relevanter Smart Grids Projekte in Österreich zu vergleichen. Um eine Basis für die Erstellung eines Österreich-spezifischen Zuganges zu schaffen, hat das Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz eine umfassende Literatur- und Projektrecherche durchgeführt, die den Schwerpunkt auf nationale Projekte legt, dabei aber auch europäische und außereuropäische Projekte umfasst. Ziel dieser Recherche war es Projekte nach den folgenden Gesichtspunkten zu identifizieren:

- 1) Werden in dem Projekt Aussagen über Nutzen und Kosten von Smart Grids relevanten Anwendungen, Technologien und Dienstleistungen aus volkswirtschaftlicher und/oder betriebswirtschaftlicher Sicht gemacht?
- 2) Können aus dem Projekt Verbindungen zwischen Investitionen und Funktionalitäten gewonnen werden?
- 3) Liefert das Projekt Beiträge zum besseren Verständnis von Kosten-Nutzen Bewertungsmethoden?
- 4) Kann aus den Ergebnissen des jeweiligen Projektes eine Aussage über die Kosten und Nutzen der im jeweiligen Projekt untersuchten Smart Grids relevanten Anwendungen, Technologien und Dienstleistungen im Falle eines up-scalings oder eines Einsatzes in anderen Fällen/Ländern/Regionen getroffen werden?

Das Ergebnis der Recherche ist eine – in Microsoft Excel implementierte – Liste von Projekten, aus denen Erkenntnisse für die Bewertung der Kosten und Nutzen von Investitionen in Smart Grids gewonnen werden können. Für alle Projekte liegen die folgenden Informationen vor:

- **Thema:** alle Projekte wurden beschlagwortet um dem Nutzer die Möglichkeit zu geben, aus der Liste, die für die jeweilige Fragestellung relevanten Projekte zu finden (siehe Tabelle 4-3).
- **Titel / Name des Projektes:** Lang- und Kurztitel des Projektes, in der jeweiligen Originalsprache.
- **Autoren / Projektteam:** Angabe der Projektumsetzer. Zusätzlich wurde eine Liste aller identifizierter Unternehmen, Forschungseinrichtungen etc. erstellt, die an den untersuchten Projekten gearbeitet haben. Das xls-File enthält auch ein Tabellenblatt mit weiteren Daten zu diesen Unternehmern (Ort, Webseite).

- **Land:** Angabe zu dem Land in dem das Projekt umgesetzt wurde; bzw. Land aus dem der Projektleiter stammt.
- **Status:** Angabe zum Status des Projektes, wann es abgeschlossen wurde oder ob es noch läuft.
- **Warum soll ich das lesen:** Kurze Beschreibung der Projekthalte, der Forschungsfragen, Ziele, Nutzen, Visionen: soweit aussagekräftige Kurzfassungen/Abstracts der Projekte verfügbar waren, wurden diese in gekürzter Variante verwendet. Waren keine aufzufinden, so hat das EI-JKU die Projekthalte kurz zusammengefasst. Alle Beschreibungen, auch jene für englische Projekte, sind in Deutsch wiedergegeben.

Tabelle 4-3: Schlagwörter in der Smart Grids Bibliographie

Building Management	New Energy Services
Demand Response	Guideline
Load Management	ICT
CB analysis	New Market Model
Policy Report	Intelligent Control Concept
Consumer Integration	Active Network Control
Visualization	Microgrid
Smart Metering	Benefits of SG
Economic Assessment	Impact Analysis
Demand Side Management	Smart Heat Grids
Legal Issues	

Die Projektliste wird auf nachhaltigwirtschaften.at allen Interessierten zur Verfügung gestellt. Aufgrund der Dynamik der Projektlandschaft wird im Rahmen der kommenden ISGAN-Annex 3 Periode ein halbjährliches Update vorgenommen.

4.3 Task III: Develop Toolkits to Evaluate Benefit-Costs at the Technology or Subsystem Level

Wie bereits diskutiert, stellt die praktische Anwendung der Kosten-Nutzen Bewertung nach der Methode von EPRI bzw. dem JRC den Nutzer vor eine ganze Reihe von Herausforderungen. Insbesondere die Zuordnung der Investitionen (Assets) zu Funktionalitäten ist schwierig. In ISGAN-Annex 3 wurde daher der Ansatz verfolgt einen praktikableren Weg für die Kosten-Nutzen Bewertung zu finden und dabei direkt Investitionen (Assets) Nutzenkategorien zuzuordnen. Dadurch wird der Umweg über Funktionalitäten vermieden, jedoch muss darauf geachtet werden, dass es nicht zu Doppelzählungen von Nutzen kommt. Auf Basis dieser Vereinfachung wurden Vorschläge (Toolkits) für sechs verschiedene Smart Grids Systemlösungen entwickelt, die auf einfache Art und Weise in Microsoft Excel implementiert wurden. Ziel der Arbeiten war und ist es diese Vorgehensweise auf ihre Anwendbarkeit für reale Smart Grids Projekte zu testen. Im Folgenden werden die sechs Toolkits überblickshaft dargestellt.

Da die Inhalte der Tools auf Englisch gestaltet werden, wird auf eine Übersetzung der einzelnen Bestandteile im Folgenden verzichtet.

Toolkit 1: Speicher auf Übertragungsebene

Ziel: Kosten-Nutzenanalyse von Energiespeichern, die an ein Übertragungsnetz angeschlossen sind.

Inputparameter:

- Storage size (MWh, MW) and installation costs
- Yearly hours of avoided higher request of conventional Automatic Grid Control (AGC) (h/y)
- Specific cost for reinforcing the transmission grid (\$/MW)
- Specific cost for voltage regulation (\$/MW)
- Avoided curtailment of RES generation (MWh/y)
- L/f control and AGC requirements
- Marginal prices (day-ahead market (DAM), ancillary services market (ASM) and RES subsidies

Dienstleistungen und zugehörige Nutzen:

- L/f control and synthetic inertia
- AGC
- Voltage regulation
- Mitigation of RES curtailment (grid congestions)
- Investment deferral (transmission capacity)

Toolkit 2: Speicher auf Mittelspannungsebene (Storage on MV distribution grids)

Ziel: Kosten-Nutzenanalyse von Energiespeichern, die an ein Mittelspannungsverteilnetz angeschlossen sind.

Inputparameter:

- Storage size (MWh, MW) and installation costs
- Specific cost for reinforcing the distribution grid (\$/MW)
- Specific cost for voltage regulation (\$/MW)
- Avoided curtailment of DG plants (MWh/y)
- L/f control and AGC requirements
- Marginal prices (DAM, ASM) and DG subsidies

Dienstleistungen und zugehörige Nutzen:

- Voltage regulation
- Increase of Hosting Capacity and investment deferral (distribution capacity)
- Mitigation of DG curtailment (grid congestions)*
- L/f control and synthetic inertia
- AGC

Toolkit 3: Speicher auf Niederspannungsebene (Storage on LV distribution grid)

Ziel: Kosten-Nutzenanalyse von Energiespeichern in Niederspannungsnetzen

Inputparameter:

- Storage size (kWh, kW) and installation costs
- Yearly number of avoided transient interruptions and voltage dips
- Yearly number of avoided short and long interruptions
- Mean duration of the interruptions
- Rated power of MV/LV transformer (kVA)
- Specific cost of transient interruptions and voltage dips (\$/int)
- Specific cost of short and long interruptions (\$/int)
- L/f control requirements

Dienstleistungen und zugehörige Nutzen:

- Improve the continuity of service (SAIFI+SAIDI)
- Improve the quality of supply
- L/f control and synthetic inertia

Tabelle 4-4: Beispiel für die Umsetzung von Toolkit 3

Inputs	Value	[Unit]
Storage size in kW	100	[kW]
Storage size in kWh	25	[kWh]
Storage type	Sodium Nickel	[-]
Storage cost	45,000	€
yearly # of avoided transient interruptions and severe voltage dips	25	
yearly # of avoided short and long interruptions	12	
Mean duration of the interruptions	3	[min]
Rated power of MV/LV transformer	100	[kVA]
specific cost of transient interruptions and voltage dips (\$/int)	4	[€/kW]
specific cost of short and long interruptions (\$/int)	0,18	[€/min/kW]
L/f control requirements	0,015	

CB Analysis of an energy storage device installed on a LV distribution grid	[in €]
Improve the continuity of service (SAIFI)	2,400.0
Improve the continuity of service (SAIDI)	324.0
Improve the quality of supply	5,000
L/f control and synthetic inertia	2,365
TOTAL	10,089.2

Toolkit 4: Smart automation system

Ziel: CB Analysis of a smart automation system applied to a MV distribution network

Inputparameter:

- Characteristics of Primary Substation (number of busbars, number of feeders)
- Yearly number of avoided transient interruptions and voltage dips
- Yearly number of avoided short and long interruptions
- Value of interrupted power for each event (MW)
- Specific cost of transient interruptions and voltage dips (\$/int)
- Specific cost of short and long interruptions (\$/int)
- Specific cost of automation solutions
- It is automation or remote control?

Dienstleistungen und zugehörige Nutzen:

- Improve the continuity of service (SAIFI+SAIDI)
- Improve the quality of supply

Toolkit 5: Advanced ICT System

Ziel: CB Analysis of a smart grid applied to a MV distribution network

Inputparameter:

- Characteristics of Primary Substation
 - number of busbars & number of feeders;
 - rated power of HV/MV transformer & rated voltage
- Hosting capacity with passive network
- Equivalent hour of DG plants
- Costs of connection DG plants
- Info of the project:
 - number of GD plants/storage involved in the project
 - presence of control system (Y/N)
 - bidirectional communication systems and standard protocols (Y/N)
 - participation of DSO to ASM (Y/N)

Dienstleistungen und zugehörige Nutzen:

- Increase of Hosting Capacity and investment deferral (distribution capacity)
- Mitigation of DG curtailment (grid congestions)*

- Voltage regulation - AGC (eventually)

Toolkit 6: AMI

Ziel: CB Analysis of AMI applied to a distribution network

Inputparameter:

- N° of installed smart meters & N° of meters afferent to a concentrator
- ToU price scheme (Y/N)
- Annual N° and type of remotizable operations different from readings
- Remote transactions: consumption reading (registers and intervals), supply activation/deactivation, change of the subscribed power, change of the ToU tariff, max allowed power level reduction (Y/N)
- Demand response (Y/N)
- Cost of each type of remotizable meter operations (\$)
- Communications failure rates for meter readings and for meter operations (%)

Dienstleistungen und zugehörige Nutzen:

- Reduction of demand curve
- Reduction of meter reading and operations costs
- Reduced electricity losses & increase of energy efficiency
- Deferred distribution, transmission and generation capacity investments

Diese einfachen, jedoch praktikablen Toolkits müssen nun Praxistests unterzogen werden, die zeigen werden, in welchen Bereichen sie bereits einsetzbar sind und in welchen Bereichen noch Handlungsbedarf besteht. In der ISGAN-Annex 3 Arbeitsgruppe wurde ein erster Praxistest bereits diskutiert und evaluiert. Die Anwendung des Toolkits auf die Evaluierung des Projektes GREEN-ME (Grid integration of REnewables Energy sources in the North-MEditerranean) brachte das Ergebnis, dass die Bewertung der Investition in diesem einzelnen Smart Grid Projekt aus Sicht des Netzbetreibers nicht ausreichend hohen Nutzen zeigt, insbesondere dann nicht, wenn das Ausmaß des Investitionsrisikos berücksichtigt wird. Aus systemischer, gesamtwirtschaftlicher Sicht jedoch, hat die Investition einen positiven Kosten-Nutzen Saldo. Dies ist ein wesentlicher Aspekt, der in den kommenden Monaten in den Toolkits berücksichtigt werden wird, da er u.a. die Notwendigkeit öffentlicher Förderungen begründen kann.

5 Vernetzung und Ergebnistransfer

Die im Bereich Smart Grids aktiven österreichischen Akteure aus Politik, Verwaltung, Regulierung, Forschung und Unternehmen sind eng vernetzt und stehen in laufendem Austausch miteinander. Diese Vernetzung wird insbesondere durch die Forschungs-, Technologie- und Innovations- (FTI-) Strategie Smart Grids 2.0 des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit) ermöglicht.

Die Arbeitsgruppe *Smart Grids 2.0* ist Teil des breiter angelegten Strategieprozess Smart Energy des bmvit, der unter anderem auch das Innovationsfeld Smart Cities umfasst und dessen Ergebnisse in die FTI-Strategie des Bundes einfließen werden.⁴ Das Energieinstitut an der JKU Linz ist in dieser Arbeitsgruppe durch Dr. Andrea Kollmann vertreten, wodurch ein kontinuierlicher Austausch und Ergebnistransfer stattfinden kann. Weiters ist das EI-JKU Mitglied der Nationalen Technologieplattform Smart Grids Austria und stellt auch auf diesem Wege sicher, dass alle relevanten Ergebnisse aus ISGAN-Annex 3 umgehend zu den österreichischen Stakeholdern gelangen.

⁴ <http://www.nachhaltigwirtschaften.at/results.html/id7514>

Die Dissemination der Ergebnisse, insbesondere des Fragebogens sowie der Bibliographie zu Kosten und Nutzen von Investitionen in Smart Grids wird im Rahmen der nachhaltigwirtschaften.at Plattform des bmvit erfolgen. Auf dieser Webseite werden systematisch alle für den Strategieprozess Forschungs-, Technologie- und Innovations- (FTI-) Strategie Smart Grids 2.0 relevanten und unterstützenden Forschungsergebnisse und Publikationen veröffentlicht. Die Aktivitäten des EI-JKU in den oben genannten Expertengruppen wird die optimale Plattform für eine öffentlichkeitswirksame Bekanntmachung dieser Webseite bieten.

Durch die Einbindung der Ergebnisse in die öffentlichkeitswirksamen, laufenden Aktivitäten des bmvit kann zudem am besten sichergestellt werden, dass die Projektergebnisse und Erfahrungen mit Smart Grids Kosten-Nutzen Bewertungsmodellen die österreichischen Stakeholder erreichen. Diese Zielgruppe sind einerseits öffentliche Entscheidungsträger bzw. Institutionen wie das bmvit und die Regulierungsbehörde E-Control.

Auch für den Klima- und Energiefonds sind die Ergebnisse des ISGAN-Annex 3 dahingehend von Bedeutung als Modelle aufgezeigt werden, wie systematische, miteinander vergleichbare Benchmarks für die Ergebnisse von durch den KLIEN geförderten Forschungsprojekten möglich gemacht werden können.

Für die österreichische Forschungslandschaft, sowohl im universitären, als auch im außeruniversitären Bereich liefern die Ergebnisse Arbeitsgrundlagen sowohl in der Konzeption eines Smart Grids relevanten Forschungsprojektes als auch in der Bewertung der Projektergebnisse. Schlussendlich, richtet sich die Arbeit in ISGAN-Annex 3 an Elektrizitätsnetzbetreiber, sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilnetzebene, für die mit den in Annex 3 entwickelten Toolkits ein Werkzeug entwickelt werden soll, das es ihnen erlaubt verschiedene Smart Grids Systemlösungen miteinander zu vergleichen, Investitionsentscheidungen zu beurteilen und – dadurch das bei Anwendung der Toolkits internationale Vergleichbarkeit gegeben ist – diese auch mit Investitionsentscheidungen, die in anderen Ländern für ähnliche Anwendungsfälle getätigt wurden, zu vergleichen.

6 Schlussfolgerungen

Für die Auswahl der bestgeeigneten Maßnahmen zur Neustrukturierung bzw. Modernisierung des Elektrizitätsnetzes hin zu einem Smart Grid wird ein objektives betriebswirtschaftliches, volkswirtschaftliches und ökologisches Bewertungssystem benötigt, welches es ermöglicht verschiedene Systemlösungen miteinander zu vergleichen. Ein solches Bewertungssystem kann nationalen Stakeholdern als objektive Entscheidungsgrundlage für Investitionen dienen und Nachholbedarf sowohl in technologischer, wissenschaftlicher aber auch organisatorischer Hinsicht aufzeigen. Die Mitarbeit an der ISGAN-Annex 3 Arbeitsgruppe gewährleistet, dass ein solches Bewertungssystem keine spezifische österreichische Lösung darstellt, sondern den nationalen Stakeholdern auch die Möglichkeit gibt, Lösungsansätze mit internationalen Erfahrungen zu vergleichen. Die Zusammensetzung der Arbeitsgruppe mit Vertretern aus 12 verschiedenen Ländern erlaubt Einblicke in internationale Aktivitäten in der Erforschung verschiedener Smart Grids Systemlösungen, die einem Außenstehenden nicht möglich wären. Insbesondere daher nicht, da die Arbeitsergebnisse mit einer mindestens sechsmonatigen Publikationssperre belegt sind.

Die österreichische Smart Grids Forschungslandschaft entwickelt sich sehr dynamisch, dabei ist Österreich insbesondere auch durch seine Smart Grids Pionierregionen international führend und Vorreiter bei der realen Demonstration der Nutzen, die Smart Grids für die Weiterentwicklung der Energiemärkte bringen können. Jedoch werden österreichische Smart Grid Projekte aktuell nicht nach einheitlichen Key Performance Indikatoren bewertet; aus Sicht des EI-JKU sollte darüber eine nationale Diskussion angestoßen werden. Auf diese Weise könnten die vielfältigen Beiträge, die nationale Forschungsprojekte zur Weiterentwicklung der Energienetze liefern, besser quantitativ erfasst werden.

Die Vertretung der österreichischen Interessen wird im Rahmen des Folgeprojektes IEA-ISGAN Annex 3 (FFG-Nr.: 848114) vom Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz bis zum Jahr 2018 weitergeführt. Für das kommende Jahr 2015 ist eine engere Zusammenarbeit mit den österreichischen Vertretern im ISGAN-Annex 4 geplant. Dafür gab es bereits im Februar 2015 Vorgespräche und Diskussion über ein gemeinsames White Paper in dem die Bedeutung von Informations- und Kommunikationstechnologien sowie den durch diese erfassbaren Daten analysiert werden soll. Die Vertreter des ISGAN-Annex 3, des Annex 4 sowie des Annex 7 stehen bezüglich der weiteren Arbeiten an diesem White Paper in direktem Kontakt mit Herrn Michael Hübner (bmvit) dem österreichischen Delegierten zum *Executive Committee* von ISGAN.

Die ISGAN-Annex 3 Arbeitsgruppe plant bis Anfang 2016 einen Policy Report zu den Toolkits zu verfassen, der daraufhin ausgerichtet sein wird, Aspekte, die nicht in der EPRI / JRC Methode berücksichtigt werden, aufzuzeigen und Lösungen zu präsentieren. Weiters steht die Disseminierung der beiden Smartness Fragebögen und deren systematische Auswertung auf dem Programm. Im Verlauf des Sommers 2015 ist das nächste Arbeitsgruppentreffen geplant, in dem die einzelnen Schritte und die Aufgabenverteilung für das kommende Jahr genauer festgelegt werden.

Das Energieinstitut an der JKU Linz hat es sich zum Ziel gesetzt die Smart Grids Bibliographie weiter zu entwickeln, laufend zu ergänzen und neue Erkenntnisse in die Arbeiten der Smart Grids 2.0 Strategie des bmvit einzubringen. Im Fokus des Engagements des EI-JKU in ISGAN-Annex 3 steht somit weiterhin 1) die konstruktive Begleitung und Sicherstellung der Relevanz und Praktikabilität der Ergebnisse für Österreich, die dadurch erreicht wird, dass die methodischen Ergebnisse der ISGAN-Annex 3 Workshops laufend mit Stakeholdern diskutiert werden und 2) das Einbringen der österreichischen Erkenntnisse auf diesem Gebiet in die laufende Tätigkeit des IEA-ISGAN.

7 Verzeichnisse

7.1 Literaturverzeichnis

- [1] Definition der österreichischen Technologieplattform zum Thema Smart Grids (www.smartgrids.at).
- [2] JRC (laufend) Smart Grids Observatory. <http://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-grids-observatory>
- [3] Pike Research, 2011. "Smart Grids in Europe, Pike Research Cleantech Market Intelligence, available from <http://www.pikeresearch.com/research/smartgrids-in-europe>.
- [4] EPRI (Electric Power Research Institute), 2011. "Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid - A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid", EPRI report, available from http://www.smartgridinformation.info/pdf/3272_doc_1.pdf
- [5] JRC (2012) Guidelines for conducting a cost-benefit analysis if Smart Grid projects. http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses/files/documents/guidelines_for_conducting_a_cost-benefit_analysis_of_smart_grid_projects.pdf
- [6] EURELECTRIC (2012) The Smartness Barometer - How to quantify smart grid projects and interpret results. http://www.eurelectric.org/media/27000/the_smartness_barometer_cba_final-2012-030-0197-01-e.pdf
- [7] EA Technology. <http://www.eatechnology.com/>
- [8] See f. e. Dupont, B.; Meeus, L.; Belmans, R., "Measuring the "smartness" of the electricity grid," Energy Market (EEM), 2010 7th International Conference on the European , vol., no., pp.1,6, 23-25 June 2010.
- [9] Livieratos, S. Vogiatzaki, V.E., and Cottis, P. G. (2013) A Generic Framework for the Evaluation of the Benefits Expected from the Smart Grid. Energies 2013, 6, 988-1008.
- [10] Workplan des ISGAN ANNEX 3, nicht öffentlich verfügbar.
- [11] Carnegie Mellon University: <http://www.sei.cmu.edu/smartgrid/tools/index.cfm>
- [12] Nationale Technologieplattform Smart Grids (2015) Technologieroadmap Smart Grids Austria. <http://www.smartgrids.at/roadmap/>
- [13] Brandauer, W., Schmutzner, E. und Fickert, L. (2012) Smart Loss Reduction – Steigerung der Effizienz von Verteilnetzen. Forschungsprojekt gefördert durch den Klima- und Energiefonds. http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2012/files/lf/LF_Brandauer.pdf

7.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Finanzierung von Smart Grids Projekten, Smart Grids Inventory JRC	6
Abbildung 3-1: Smart Grids R&D und Demonstrationsprojects in Europa	9
Abbildung 4-1: Smart Grids Pionier- und Testregionen in Österreich, Stand 2014	11
Abbildung 4-2: Beispiel für die geplante Illustration der Ergebnisse	17
Abbildung 4-3: Vorgehensweise bei der Anwendung des vom JRC entwickelten Kosten-Nutzen Bewertungsmodell.....	18
Abbildung 4-4: Ablauf der Kosten-Nutzen Analyse nach der Methode des JRC	19

7.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1: Das ISGAN Preface questionnaire – das öffentliche Netz in Österreich	13
Tabelle 4-2: Die Nutzen von Smart Grids nach EPRI [3] (übersetzt aus dem Englischen)	19
Tabelle 4-3: Schlagwörter in der Smart Grids Bibliographie	21
Tabelle 4-4: Beispiel für die Umsetzung von Toolkit 3	23

8 Anhang: Questionnaires for Smart Grid

8.1 Smartness Questionnaire

ISGAN Annex 3: Preface

The following questionnaire is aimed at collecting technical information about the level of smartness of electricity grids. The questionnaire is referred to real life distribution (transmission) grids, and consists mainly in quantitative questions, that can be answered based on homogeneous information related to:

- 1) A specific distribution grid (minimum consistence: at least one HV/MV substation)
- 2) A specific transmission grid
- 3) A whole distribution grid belonging to / operated by a single Company (DSO)
- 4) A whole transmission grid belonging to / operated by a single Company (TSO)
- 5) A set of distributions grids considered at a national/regional level
- 6) A set of transmission grids considered at a national/regional level

Before entering the questionnaire, the respondent should declare the case he refers to (1-6).

Policy context; general info about the system

The use of data gathered is influenced by the general policy framework to which the data refer: to this aim, some preliminary information are needed on this subject. Even if the respondent belongs to cases 1 to 4, this preliminary information is referred to the national (regional) level.

1. How many customers are served by the electricity system? (#)
2. What is the load served? (yearly energy, MWh)
3. Is the electricity system vertically integrated? (Y/N)
4. If N, are network activities (transmission, distribution) separated from generation? (Y/N)
5. Is distribution network operated by DSOs (separated from TSO)? (Y/N)
6. Is there an electricity market in place? (Y/N)
7. If Y, what is the share of demand eligible for the market? (%)
8. Are support schemes for RES in place? (Y/N)
9. What is the share of RES energy wrt total system load (MWh/MWh: %)
10. Are support schemes for EV in place? (Y/N)

General info about the grid under scrutiny

In order to make a correct use of the answers to the questionnaire, some preliminary information about the specific grid under scrutiny are needed.

1. Is it a transmission network (Y/N)
2. Is it a distribution network (Y/N)
3. How many km of HV lines are there?
4. How many km of MV lines are there?
5. How many km of LV lines are there?
6. How many HV customers are served? (#)
7. How many MV customers are served? (#)
8. How many LV customers are served? (#)
9. What is the load served? (yearly energy, MWh)

10. Is the grid connected to the main/continental network (Y/N) [N= the grid covers a geographical island which is not connected to the main/continental network]

8.2 ISGAN Annex 3: Smartness Questionnaire

Part 1: ENABLE INFORMED PARTICIPATION BY CUSTOMERS

Advanced meters

By installing advanced metering infrastructure, bi-directional communication ensures that energy consumption data, grid conditions, and real-time price information can be exchanged between the different parties.

- A) Percentage of advanced meters installed wrt total meters [%]
B) Percentage of total demand served by advanced meters [%]

Only numerical answers are allowed. Validity range for question A) from 0 to 100 Validity range for question B) from 0 to 100

Dynamic pricing

Dynamic pricing signals give customers the opportunity to participate in the electric power systems. Real-Time-Pricing (RTP) tariffs are transmitted to the customers (residential, industrial, commercial), who can make informed decisions resulting in greater demand response.

- A) Percentage of customers enabled to dynamic pricing [%]
B) Percentage of customers really involved in dynamic pricing _[%]_
C) Percentage of load (in terms of capacity) served by dynamic pricing [%]

Only numerical answers are allowed. Validity range: from 0 to 100

Dynamic pricing – at local level, DSO

Because Dynamic Pricing (DP) influences energy consumption, it forms an indicator for the level of active involvement of the customer in the energy system. In response to changes in the electricity price, end- consumers adapt their usual energy consumption pattern (price demand response). This can result in load shifting and reduced costs through the smoothing of peak power consumption. An electricity grid is smart when it accommodates this behavior.

Dynamic pricing - at local level, TSO

- A) Fraction of consumers contributing in DR [%]
B) Percentage of consumer load capacity participating in DR [MW/MW %]

Only numerical answers are allowed. Validity range: from 0 to 100. At global level, TSO

- A) Fraction of consumers contributing in DR [%]
B) Percentage of consumer load capacity participating in DR [MW/MW %] *Only numerical answers are allowed. Validity range: from 0 to 100*

Dynamic pricing - Market design

Indirect electrical energy storage through the use of heat pumps [Y/N]

Local generation & Prosumers

Distributed generation located in the premises, or building of the end-consumers, is penetrating the electricity market. In an intelligent grid an end-consumer not only buys electricity from the grid, but he can also deliver electricity to the grid becoming a “prosumer” in the electricity system. Bidirectional power flows are integrated in the electricity system, without jeopardizing the grid stability.

- A) Total electrical energy locally (decentralized) produced versus total electrical energy consumed (limit for DG set to 10 MW) [MWh/MWh %]
- B) Percentage of prosumers (household customers with a DER production) [%]
- C) Percentage of customers (non-households) with a DER production [%]

Only numerical answers are allowed. Validity range: from 0 to 100

Privacy issues

Electricity use patterns could lead to disclosure of not only how much energy customers use but also to deduce information about specific activities of the customers. It might also be possible to discover what types of appliances and devices are present by compromising either the customer’s home area network or the AMR network. Also, increases in power draw might suggest changes in business operations. Such energy-related information could support criminal targeting of homes or provide business intelligence to competitors. [1] Handley M, Ning L, Frincke D, Khurana H, “Smart Grid Security Issues”, Building Security In copublished by the IEEE Computer And Reliability Societies, January February 2010, pp81-85

- A) If applicable: are privacy & security issues covered by policy/regulations/legal provisions? [Y/N]

Part 2: ACCOMMODATE ALL GENERATION AND STORAGE OPTIONS

Distributed generation (DG) and storage

Because of the intermittent nature of distributed generation, a mass implementation of these resources should be accompanied with storage and flexible loads to solve the problem of variability

- A) Pumped Storage Hydro plants installed capacity wrt RES plants (TN+DN) [MW/MW %]
- B) Electrochemical storage installed capacity wrt DG [MW/MW %]
- C) Indirect storage (heat pumps; partially programmable generation) wrt DG [MW/MW %]

Only numerical answers are allowed. Validity range: from 0 to 100

EVs

EVs are electric vehicles with batteries that can be recharged. This allows customers to recharge their vehicles during off-peak hours and to sell energy to the grid operators during peak hours when prices are high. This helps reducing the peak load and thus also the cost of the power/energy provided.

- A) Percentage shares of on-road light duty vehicles, comparing PHEVs [%]

- B) Is recharging controlled/uncontrolled? [Y/N]
- C) Is bidirectional charging possible? [Y/N]
- D) Number of recharging poles (public; private) wrt total household customers

Validity range for question A) from 0 to 100 Validity range for question C) from 0 to 100 Validity range for question D) from 0 to 100

DER interconnections

Distributed Energy Resources (DER) consist of DG, the storage of electrical (and thermal) energy and/or flexible loads. These resources are rapidly integrating into the electricity system, therefore standard distributed resource interconnection policies should be designed. Please write your answer(s) here: Assuming that 10 MW is the limit for DG

- A) Is there a standard for interconnecting DG? [Y/N]
 - If YES, report the name of the standard
 - If YES, is this standard company specific? [Y/N]
- B) Are there specific technical provisions for interconnection of DG (minimum technical requirements for being connected to the grids) [Y/N]
 - If YES, report the name of the standard
 - If YES, is this standard company specific? [Y/N]

Part 3: SELL MORE THAN kWhs

New energy services

In a smart grid, new services “beyond the meter” (energy efficiency assessment, optimizing energy bills,) are offered to customers. In literature, these services are typically performed by an Energy Service Company (ESCO). This is a natural or legal person that delivers energy services and/or other energy efficiency improvement measures in the user’s facility or premises. By integrating the new services in the smart grid, the resulting added value can be captured.

- A) Are new energy services (any type of energy service aimed at optimizing bills) offered to
- B) Are these services offered by retailers/aggregators/DSO/other parties? [Y/N]
- C) Number of customers served by ESCO’s wrt total customers %
- D) Amount of energy served by ESCO’s wrt total energy (load) [MWh/MWh %]

Only numerical answers are allowed. Validity range: from 0 to 100

Flexibility

In an intelligent grid, new market arise on which flexibility becomes a product that can be traded. New market players like aggregators will act as an intermediary between several electricity generators and other players in the electricity system by gathering flexibility and contributions of customers to build active demand services.

- A) Number of customers (passive users; prosumers) offering flexibility to aggregators wrt total customers
- B) Flexibility that aggregators can offer to other market players wrt total load [MWh/MWh %]
- C) To what extent are storage and DG able to provide ancillary services, as percentage of the

total offered ancillary services [%]

D) Percentage of storage and DG that can be modified vs total storage and DG [MW/MW %]

Only numerical answers are allowed. Validity range for questions from 0 to 100

Support mechanism

A smart grid holds great potential for enabling new products, services and markets. Because this incorporates investments and risk, public and private interests should support the evolution towards a smart grid. A regulatory framework should stimulate smart grid behavior and appropriate funding should be found encouraging the proper integration of the new products and markets.

Please write your answer(s) here:

A) Are there incentives for smart grid projects? [Y/N]

B) Are there incentives for smart grid deployment? [Y/N]

Only numerical answers are allowed. Validity range: from 0 to 100

Part 4: PROVIDE POWER QUALITY FOR THE 21ST CENTURY

Microgrid

A microgrid (limited to MV/LV grids) consists of an integrated distribution system with interconnected loads and DER which operates connected to the main power grid with coordinated control, providing sources of reliable power quality, capable of operating also in a self-healing way (island).

A) Number of microgrids in operation

B) Capacity of microgrid [MW]

C) Total grid capacity of Microgrid to the capacity of the entire grid [MW/MW %]

Only numerical answers are allowed.

Validity range for question A) from 0 to 99999 Validity range for question B) from 0 to 99999 Validity range for question C) from 0 to 100

Part 5: OPTIMIZE ASSETS AND OPERATE EFFICIENTLY

T&D automation

In a smart grid, automation occurs at all levels of the electricity grid from transmission to end-user. This way, components are monitored, coordinated and operated from remote locations. State of the art power technologies are used to operate the system closer to its capacity and stability constraints, eventually leading to a more efficient operation of the electricity grid.

A) Percentage of transmission network substations applying automation technologies [%]

B) Percentage of HV/MV substations (including HV busses) applying automation technologies [%]

C) Percentage of MV/LV substations (including MV busses) applying automation technologies [%]

Only numerical answers are allowed. Validity range from 0 to 100

Dynamic line rating

Dynamic line ratings form a tool for enhancing the capacity of the electrical grid. It uses actual weather conditions, surface temperature monitoring, tension monitoring, and loading conditions to rate the impact on the transmission grid. This increases the utilization of assets by operating the grid closer to its capacity.

- A) Percentage of km of transmission circuits operated under dynamic line rating [%]
Only numerical answers are allowed. Validity range for question B) from 0 to 100

Efficiencies

Smart grid optimizes operating efficiency and asset utilization by applying advanced information and communication technologies. An intelligent grid should lead to a more efficient operation of generation facilities and to less energy losses in the transmission and distribution system.

- A) Percentage technical loss factor for transmission networks [MWh_losses/MWh_delivered]
B) Percentage technical loss factor for DN [MWh_losses/MWh_delivered]
Validity range for questions: from 0 to 100

Part 6: OPERATE RESILIENTLY TO DISTURBANCES, ATTACK AND NATURAL DISASTER

Advanced sensors

Wide Area Measurement Systems (WAMS) apply advanced-technology infrastructure that is used for an increased observability of the electricity grid. This leads to an increased situational awareness with a level of exploitation closer to stability limits and an improved control of the network. Problems can be tracked and solved in a rapid and efficient way, making the grid less susceptible to disturbances.

- A) Percentage of transmission grid elements that can be remotely monitored and controlled in real time [%]
B) Percentage of transmission substations equipped with advanced measurement technologies [%]

Only numerical answers are allowed. Validity range for question A) from 0 to 100 Validity range for question B) from 0 to 100; Validity range for question C) from 0 to 99999

Information exchanges

The integration of advanced sensors throughout the electricity grid makes the development on an information architecture indispensable. System status information should be exchanged between all relevant market players. Information exchange between national TSOs, day-to-day data exchanges between TSO and DSO, and an interconnected information process between the customers and the grid should be set in place in order to counter any disturbances.

- A) Percentage of transmission level synchrophasors measurement points shared multilaterally [%]
B) Performances of the communication channels towards grid elements in term of bandwidth [%]
C) Performances of the communication channels towards grid elements in term of response speed availability [%]
D) Is the DSO operational center connected with the TSO? [Y/N]

E) Is it an always-on connection? [Y/N]

Only numerical answers are allowed. Validity range for question A) from 0 to 99999 Validity range for question B) from 0 to 100 Validity range for question C) from 0 to 100 Validity range for question D) from 0 to 100 Validity range for question E) from 0 to 100

As well as in a traditional electricity grid, T&D reliability is one of the key aspects of a smart electricity grid. In all circumstances, the reliability has to be assured. Please write your answer(s) here:

- A) System Average Interruption Duration Index (SAIDI) [min/year]
- B) If there is a limit for SAIDI, what is the value?
- C) Is it a regulatory limit or a voluntary target?
- D) System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) [interruption/year]
- E) If there is a limit for SAIFI, what is the value?
- F) Is it a regulatory limit or a voluntary target?
- G) Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI) [min/year]
- H) Momentary Average Interruption Frequency Index (MAIDI) [interruption/year]
- J) Expected Energy Not Supplied (EENS) for the last year [MWh/year]

Only numerical answers are allowed. Validity range from 0 to 99999

Standards

Because of the high interconnected nature of the communication standards, European standards for monitoring, controlling and automation become necessary. European standards in line with the ongoing National Institute of Standards and Technology (NIST) approach in the US should be specified to avoid all kind of malfunctions in the electricity grid.

A) Information interchange for network automation is managed: by means of a standard solution (Y/N)

If Y, the standard in use is_ by a company solution (Y/N)

by a proprietary solution (Y/N)

B) Information interchange for AMI is managed: by means of a standard solution (Y/N)

If Y, the standard in use is_ by a company solution (Y/N)

by a proprietary solution (Y/N)

C) Information interchange for EV charging infrastructure is managed: by means of a standard solution (Y/N)

If Y, the std in use is_ by a company solution (Y/N)

by a proprietary solution (Y/N)

Self-healing procedures

The grid is capable of implementing Special Protection System (SP) procedures.

Please write your answer(s) here:

- A) Percentage of automated decision making within protection schemes for Transmission Network based on wide area monitoring (the percentage is calculated based on the number of substations) [%]
- B) Percentage of operational distribution grid that employs advanced outage restoration schemes that automatically resolve (self-heal) or reduce the magnitude of unplanned outages (the percentage is calculated based on the number of substations) [%]

Only numerical answers are allowed. Validity range from 0 to 100

FUNDING AND INVESTMENTS FOR SMART SOLUTIONS

R&D programs and funding

Performance level of R&D and demonstration project activity

Please write your answer(s) here:

- A) Total investments in R%D smart grid projects/total cost of the projects [€/€ %]
- B) Amount of financing received from EU/Total cost of projects [€/€ %]
- C) Amount of financing received from public national funds/Total cost of projects [€/€ %]
- D) Amount of financing received from private founds/Total cost of projects [€/€ %]

Only numerical answers are allowed. Validity range from 0 to 100