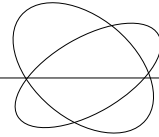


Roadmap Smart Grids Austria

Der Weg in die Zukunft der
elektrischen Stromnetze!

Pathway to the future of
electrical power grids!





Roadmap

Smart Grids Austria

Andreas Lugmaier, Helfried Brunner, Wolfgang Prügler, Nathalie Glück, Friederich Kupzog, Hubert Fechner, Ursula Tauschek, Thomas Rieder, Karl Derler, Thomas Mühlberger u.a.

Der Weg in die Zukunft der
elektrischen Stromnetze!
Pathway to the future of
electrical power grids!

Impressum

FEEI – Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie

Mariahilfer Straße 37-39, 1060 Wien, Österreich

Tel.: +43 1 588 39 0, Fax: +43 1 588 69 71, E-Mail: office@feei.at, www.feei.at

Österreichs E-Wirtschaft

Brahmsplatz 3, Postfach 123, 1041 Wien, Österreich

Tel.: +43 1 50198 0, Fax: +43 1 501 98 900, E-Mail: info@oesterreichsenergie.at, oesterreichsenergie.at

Inhalt



Einleitung	6
Executive Summary.....	8
1. Roadmap Smart Grids Austria.....	12
1.1 Motivation der Roadmap	12
1.2 Methodik: „Backcasting“	13
1.3 Aufbau der Roadmap	13
2. Definition und Nutzen von Smart Grids	14
2.1 Definition	14
2.2 Nutzen von Smart Grids	16
2.2.1 Allgemeiner Nutzen von Smart Grids	16
2.2.2 Nutzen von Smart Grids für die jeweiligen Fokusgruppen.....	17
3. Ausgangssituation für die Entwicklung von Smart Grids	20
3.1 Energieszenarien 2020 / 2050.....	20
3.1.1 Europäische und nationale Ziele.....	20
3.1.2 Treiber und Trends	21
3.2 Herausforderungen für das Stromsystem	25
3.3 Beispiele für Marktpotentiale und die Positionierung österreichischer Unternehmen.....	27
3.3.1 Beispiel für das netz- und energieseitige Marktpotential	27
3.3.2 Erzeugerseitige Marktpotentiale.....	27
3.3.3 Verbraucherseitige Marktpotentiale	28
3.4 Österreichische Position im internationalen F&E-Umfeld.....	29
3.4.1 Internationale Aktivitäten und Beispiele für Forschungsrahmenbedingungen	29
3.4.2 Österreichische Smart Grid Aktivitäten, Umfeld und Forschungsrahmenbedingungen	34
3.4.3 Österreichische Stärkefelder.....	37
4. Smart Grids Vision @ 2050	38
5. Anforderung an die Umsetzung.....	39
5.1 Was ist notwendig auf dem Weg zur Smart Grid Vision?.....	39
5.2 F&E-Handlungsbedarf und Fragen.....	39

5.2.1	Kunde und Markt / Regulierung	40
5.2.2	Systembetrieb- und -management.....	46
5.2.3	Kommunikations- und Informationsinfrastruktur.....	49
5.2.4	Intelligente Komponenten	54
5.3	Energiepolitische und organisatorische Herausforderungen.....	57
6.	Die Implementierungsstrategie – Österreichs Antworten und Aktivitäten.....	59
6.1	Nationale Technologie Plattform Smart Grids Austria.....	59
6.1.1	Ziele der NTP Smart Grids Austria.....	59
6.1.2	Struktur.....	60
6.2	Smart Grids Austria Implementierungsstrategie für F&E und Demonstration	61
6.2.1	Zeitlicher Verlauf und erwartete Kosten	61
6.2.2	Bereich Kunde & Markt / Regulierung.....	63
6.2.3	Bereich Systembetrieb und Management	66
6.2.4	Bereich Kommunikations- und Informationsinfrastruktur	68
6.2.5	Bereich Intelligente Komponenten	70
6.2.6	Motivation, Herausforderungen, Handlungsempfehlungen, Eigenleistungen und Nutzen der Implementierungsstrategie	72
7.	Zusammenfassung und Empfehlungen	76
7.1	Hintergrund	76
7.2	Definition, Nutzen und Kosten von Smart Grids	77
7.3	Österreichische Ausgangsbasis	78
7.4	Vision und Fokus der Roadmap Smart Grids Austria	78
7.5	F&E-Schwerpunkte der Roadmap.....	79
7.6	Die österreichische Smart Grids Implementierungsstrategie im Überblick.....	80
7.7	Empfehlungen für Politik, Regulativ und Fördergeber	82
	Autoren der Roadmap	87
	Quellenverzeichnis	90
	Referenzen	91

Einleitung



Die Roadmap Smart Grids Austria zeigt einen koordinierten, strukturierten und kontinuierlich abgestimmten Weg zu Smart Grids auf. Die Roadmap skizziert damit, welche Schritte an Innovationen notwendig sind, um die Vision einer auch in der Zukunft sicheren und nachhaltigen elektrischen Energieversorgung in Österreich zu verwirklichen. Der Weg von der aktuellen Ausgangssituation hin zu dieser Vision wird aus der Sicht der Technologieplattform Smart Grids Austria beschrieben. Diese Plattform ist ein Zusammenschluss von etwa 30 (Stand Dezember 2009) österreichischen Stakeholdern im Bereich der elektrischen Energieversorgung. Sie verfolgt das Ziel, gemeinsame Kräfte für zukünftig intelligentere Stromnetze zu bündeln, um eine energie- und kosteneffiziente Energieversorgung zu unterstützen.

Mit der Roadmap Smart Grids Austria ist es gelungen, entscheidende Faktoren für mögliche Wege in Richtung Smart Grids zu identifizieren. Die Mitglieder betrachten diese Roadmap als den ersten Schritt eines weiterführenden Prozesses zur Implementierung von Smart Grids in Österreich. Die Leser dieser Roadmap sind dazu eingeladen, diesen Entwicklungsprozess gemeinsam mit der Technologieplattform Smart Grids Austria in Zukunft intensiv weiterzuführen.

Nationale Technologieplattform Smart Grids Austria
www.smartgrids.at
koordinator@smartgrids.at

Vorstand NTP Smart Grids Austria (Dezember 2009)

Dipl.-Ing. Andreas Lugmaier

Koordinator und Vorstandsmitglied der österreichischen Technologieplattform Smart Grids Austria
Leiter des Bereiches Smart Grids der Siemens AG Österreich, Corporate Technology CEE

Dipl.-Ing. Dr. Klaus Bernhardt

Vorstandsmitglied (Vertreter der Industrie) der österreichischen Technologieplattform Smart Grids Austria
FEEI – Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie

Dipl.-Ing. Ursula Tauschek

Vorstandsmitglied (Vertreterin der Elektrizitätswirtschaft) der österreichischen Technologieplattform Smart Grids Austria
Leitung Bereich Netze
Oesterreichs Energie

Dipl.-Ing. Hubert Fechner

Vorstandsmitglied (Vertreter der Forschung) der österreichischen Technologieplattform Smart Grids Austria,
Leitung Institut für Erneuerbare Energie
FH Technikum Wien

Executive Summary



Eine funkt ionierende, leistungsfähige und effiziente Energieversorgungsinfrastruktur ist Basis für eine nachhaltige Entwicklung unserer Wirtschaft. Um auch zukünftig diese Basis in Österreich und der EU sicher zu stellen, werden und wurden im Energiebereich ambitionierte Ziele festgelegt.

Diese nationalen und europäischen Ziele, wie

- die Verringerung der CO₂-Emissionen,
- der Wunsch nach einer erhöhten Energieunabhängigkeit,
- die Erhöhung der Energieeffizienz und
- der geplante steigende Anteil an erneuerbarer Energie (34% erneuerbare Energie bis 2020 in Österreich, Masterplan Wasserkraft, etc.),

aber auch Entwicklungen wie

- die Anforderungen einer verstärkten Integration von dezentralen Stromerzeugungsanlagen,
- zielorientierte und optimierte (Re-) Investitionen in eine alternde Strominfrastruktur
- oder der steigende Stromverbrauch

bedeuten große Herausforderungen für die zukünftige österreichische und europäische Elektrizitätsversorgung. Zusätzlich wird in Zukunft die Stromversorgungsstruktur auch auf eine aktivere Integration der Stromkunden sowie auf größere Kapazitäten an dezentralen mobilen und stationären Speichermöglichkeiten vorbereitet werden müssen.

Die relevanten Akteure in der Stromversorgung und -bereitstellung müssen sich daher bereits heute die

Frage stellen, welche Lösungen für die kommenden Herausforderungen des Stromversorgungssystems der Zukunft existieren bzw. zu entwickeln sind. In diesem Zusammenhang ist es notwendig, ökonomisch sinnvolle Schritte zu setzen, um die bestehende Strominfrastruktur (Stromerzeugung, -übertragung und Stromverteilung bis hin zu intelligenten Verbrauchern und Speichern) an die zukünftig gestellten Anforderungen anzupassen.

Einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung dieser Ziele und Lösungsansätze im Energiebereich sollen in Zukunft intelligente Stromnetze (sogenannte Smart Grids) leisten.

Österreich verfügt bereits über großes Know-how, Produkte sowie Innovationen im Bereich der Smart Grids. Das gezielte Engagement in dieser Thematik bietet für österreichische Unternehmen sowie für die nationale Forschung die Chance, sich an die Spitze der Weiterentwicklungen der elektrischen Stromversorgungsstrukturen zu stellen und damit einen technologischen Wettbewerbsvorteil zu sichern. Auch wissenschaftliche Symposien mit der Thematik der Smart Grids dienen diesen Zwecken und sind in Zukunft integrierender Bestandteil der österreichischen Smart Grid Strategie. Dies wird jedoch nur durch forcierte technologische Innovationen und strategische Kooperation zu erreichen sein!

Die Europäische Technologieplattform Smart Grids schätzt, dass zwischen 2003 und 2030 ca. 16.000 Milliarden Dollar weltweit (~500 Milliarden Euro in Europa) für die Erneuerung und Erweiterung der elektrischen

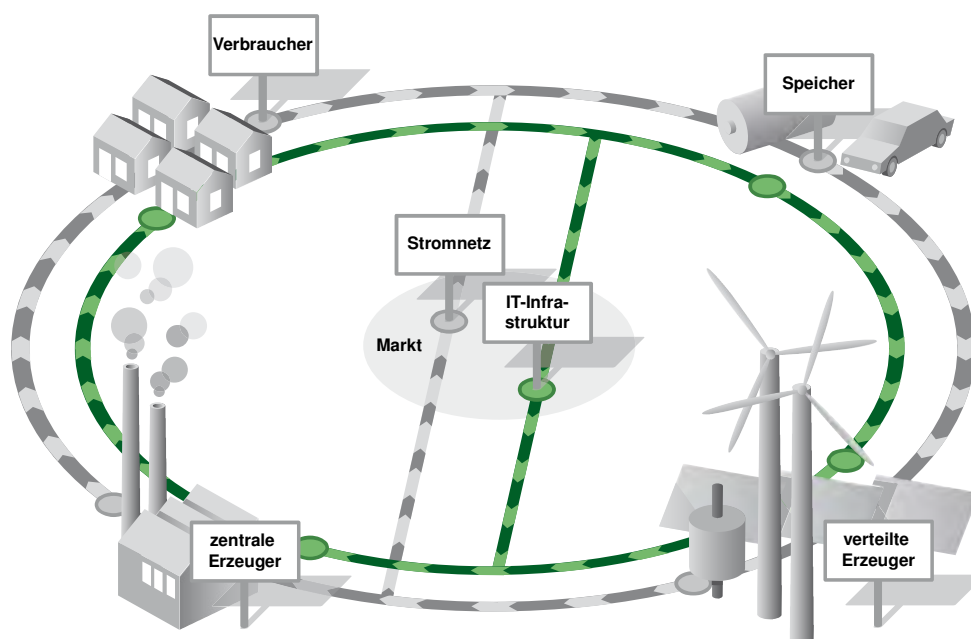


Abb. 1
Elemente des
Smart Grid:
Netzkomponenten
Erzeuger
Speicher
Verbraucher

Infrastruktur notwendig werden.¹ Aktuell bietet sich daher für innovative, in Österreich in diesem Themenbereich aktive Technologielieferanten, eine hervorragende Möglichkeit zur weltweiten Marktpositionierung.

Um diese bestehenden Chancen optimal nutzen zu können und eine Kooperationsstruktur für interessierte Unternehmen zu schaffen, wurde im Mai 2008 die Österreichische Smart Grids Technologieplattform (www.smartgrids.at) für alle nationalen Player aus Industrie, Energiewirtschaft und Forschung zur abgestimmten Behandlung der relevanten Innovations- und Forschungsthemen gegründet.

Die nationale Technologieplattform hat folgende Zukunftsvision zum Thema Smart Grids erarbeitet (vgl. auch Abbildung 1):

Smart Grids – Schlüssel
zur sicheren und nachhaltigen
Energieversorgung von morgen

Die wesentlichsten Punkte, welche dieser Vision zugrunde liegen, sind:

1. Zugang für jeden Kunden zu einer sicheren, kosteneffizienten und ökologischen Stromversorgung
2. Unterstützung eines kompetitiven, nachhaltigen und effizienten Marktplatzes
3. Positionierung der im Bereich Smart Grids aktiven österreichischen Technologie-Unternehmen an der Weltspitze

Der Weg, wie diese Vision in die Realität umgesetzt werden kann, wird in dieser Roadmap beschrieben. Die Roadmap Smart Grids Austria

- adressiert relevante nationale Schwerpunkte,
- beschreibt die wichtigsten Schlüsselaspekte für die Modernisierung der Stromnetze,
- unterstützt nationale Entscheidungsträger aus Politik, Ministerien und Forschungsfördereinrichtungen mit der Lieferung von fundierten Entscheidungsgrundlagen,
- stellt die Chancen, Herausforderungen und Auswirkungen, die sich aus Entwicklungsmöglichkeiten im Technologie-Bereich Smart Grids ergeben, dar und
- zeigt auf, welchen Weg Österreich gehen kann, um zukünftig ein Stromversorgungssystem basierend auf Smart Grids bereitzustellen.

Die in dieser Roadmap identifizierten Chancen der österreichischen Forschung und Industrie auf dem Gebiet der Smart Grids werden im internationalen Vergleich jedoch nur durch die Umsetzung folgender unterstützender Maßnahmen zu einem Erfolg geführt werden können:

1 Klare energiepolitische Vorgaben in Österreich und entsprechende Weichenstellungen

Hinsichtlich der energiepolitischen Ziele sind klare und auch zwischen allen relevanten Ministerien abgestimmte Vorgaben der österreichischen Bundesregierung notwendig, die nicht nur qualitative sondern auch quantitative Vorgaben beinhalten. Es braucht vor allem im Bereich der Stromerzeugung klare Bekenntnisse wie hoch und auf Basis welcher Energieträger der für die Erreichung der europäischen Ziele notwendige Anteil von erneuerbaren Energieträgern sein soll. Es bedarf einer qualitativen Vorgabe (soweit möglich) für den Energiemix in den kommenden Jahrzehnten, damit die österreichische Energieforschung notwendige Szenarien bilden kann und sich die Energiebereitstellung darauf einstellen kann. Ebenso bedarf es konkreter Vorgaben hinsichtlich der Energieeffizienz mit konkreten Fahrplänen hinsichtlich einer Erreichung der Klimaziele. Zudem erleichtern klare politische Vorgaben eine koordinierte Gestaltung und Ausrichtung der Forschungsrahmenbedingungen. Auch die Fördersysteme (Vergütung für Strom aus Erneuerbaren, Wohnbauförderung, Elektromobilität, etc.) sind auf diese Ziele abzustimmen.

Smart Grids bieten der Politik heute die Möglichkeit, durch ein Bündel an Maßnahmen die Weichen für eine zukünftig nachhaltigere, sichere und vor allem kosteneffiziente Energieversorgung zu stellen. Werden diese Maßnahmen versäumt, kann im langfristigen Kontext daraus nicht nur ein politischer sondern auch ein großer volkswirtschaftlicher Schaden resultieren. Vor allem ist es notwendig, Klarheit bei den rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen zu schaffen, sowie eine exakte Definition der Rechte und Pflichten der Akteure bezüglich Smart Grids zu definieren.

2 Kooperation und Schwerpunktsetzung in Technologie- und Forschungsfragen als entscheidender Erfolgsfaktor

Für eine optimale Abstimmung aller nationalen, EU- und weltweiten Aktivitäten und der Vermeidung von identen Vorhaben bedarf es insbesondere der Koordination, Abstimmung und Vernetzung der nationalen und europäischen Smart Grid Initiativen.

Im breiten Spektrum der Smart Grid Thematik wird die Schwerpunktsetzung auf ausgewählte technologische und ökonomische Forschungsfelder ein wesentliches Erfolgskriterium der beteiligten Firmen, Forschungseinrichtungen und Universitäten im internationalen Wettbewerb darstellen. Österreich verfügt bereits über eine breite Basis im Bereich Smart Grids, wobei der **Fokus**

der in Österreich aktuell in Entwicklung befindlichen Technologien im Bereich der intelligenten Stromverteilernetze (Smart Distribution Grids) liegt und im Hinblick auf die internationale Positionierung auch in diesem Bereich **gezielt ausgebaut werden muss**. Die „Interaktion“ der Steuer- und Regelmöglichkeiten der Netzinfrastruktur mit den Stromerzeugungsanlagen, Verbrauchern und Speichern durch eine zuverlässige Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) wird dabei im Mittelpunkt der Forschungsaktivitäten stehen.

Doch auch die ökonomischen Aspekte als Basis für den Markteintritt der Technologie bedürfen noch genauerer Betrachtung. Ein in Zukunft durch Automatisierungstechnik erweiterter Strommarkt wird neue Möglichkeiten und Geschäftsmodelle eröffnen, indem auch Ein- und Verkäufer von Energie mit geringerem Volumen selbstständig oder kooperativ („Pooling“) kommunizieren und agieren können.

3 Ausbauen von wettbewerbsfähigen Forschungsrahmenbedingungen

Bei der Initiierung und Durchführung von Forschungsprojekten und vor allem bei einer Kette von aufeinander aufbauenden Projekten von Grundlagenprojekten bis zu Demonstrationsprojekten ist die langfristige Kontinuität in den Forschungsrahmenbedingungen eine wichtige Voraussetzung. Die unterschiedlichen Forschungsvorhaben zu Einzelthemen (Netzbetrieb, Erzeugungstechnologien, Energieeffizienz, verbraucher- und erzeugerseitige Maßnahmen...), können daher nicht losgelöst voneinander betrachtet werden, sondern sind als zusammenhängende Einheit zu betrachten.

Eine Bündelung dieser Themen in sogenannten Leuchtturmprojekten ist jedoch nur dann möglich, wenn diese mit ausreichenden finanziellen Mitteln ausgestattet sind. Damit kann eine entsprechend ganzheitliche Betrachtung und internationale Sichtbarkeit generiert werden. Die Förderkriterien müssen einerseits transparent sein, andererseits stabil, damit nicht während einer Kette von Vorhaben Parameter geändert werden und damit Unsicherheit bei Beteiligten entsteht. Eine langfristige Konzeption der Förderpolitik ermöglicht eine entsprechende Planungssicherheit für Forschungs- und Entwicklungspartner sowie in der Personal- und Ressourcenplanung.

Aufgrund der vielen Einflussparameter und der schwierigen Erfassung von Netz-, Anlagen- und Komponentendaten im Detail sind daraus entwickelte numerische Modelle mit Unsicherheiten behaftet. Um diese Unsi-

cherheiten zu quantifizieren ist eine Validierung von Netzabschnitten im realen Betrieb für Analysen erforderlich. Netzbetreiber können Experimente aber nur zulassen, solange die Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Schrittweise müssen sich daher Entwickler und Wissenschaftler gemeinsam mit Netzbetreibern durch vertretbare Teilerperimente an die Lösungen herantasten. Die Praxisnähe des „Forschungspartners Netzbetreiber“ in Planung und Betrieb sowie der Zugang zum realen Netz ermöglichen erst eine effektive angewandte Forschung. Gemeinsam mit dem Ausbau der geeigneten Forschungsinfrastruktur, die als eine Kopplung von Simulationswerkzeugen und eine physische Netzinfrastruktur zu sehen sind, bietet sich eine einzigartige Möglichkeit des Technologietransfers vom Labor in die Praxis. Der Aufbau und Betrieb einer derartigen Forschungsinfrastruktur bedeutet einen Wettbewerbsvorteil Österreichs im Europäischen Forschungsumfeld erreichen zu können.

Nur durch intensive Kooperationen zwischen Industrie, Forschungsinstituten und Stromnetzbetreibern können somit die erwarteten Erfolge erreicht werden. Speziell unter diesem Gesichtspunkt ist anzumerken, dass derzeit Netzbetreiber sowie der Regulator in einem politischen Umfeld agieren müssen, in dem keine ausreichenden Innovationsanreize für Forschungs- und Demonstrationsaktivitäten existieren. Innovationsfreundliche Rahmenbedingungen für F&E und Demonstration von Smart Grids sind aber notwendig, damit gemeinsam mit den österreichischen Technologiepartnern Produkte und Lösungen entwickelt sowie validiert und damit nachhaltig hochwertige Arbeitsplätze in Österreich geschaffen werden können.

Um aus Sicht der Netzbetreiber, unter den Einschränkungen eines regulierten Marktes, die notwendigen Innovationen mittragen zu können, müssen Lösungen für Innovationsanreize für F&E erarbeitet und implementiert werden, welche es ermöglichen, die entstehenden Kosten für Innovatoren abzudecken. Relevante Inputs können dafür aus bereits realisierten Innovationsanreizsystemen wie z.B. in Dänemark oder Großbritannien kommen. Eine Möglichkeit wäre beispielsweise, die gesicherte Anerkennung der Kosten (Kapitel 6.2.1, Seite 62) für Netzbetreiber, welche nicht bereits durch öffentliche Förderungen in F&E oder Demonstrationsprojekten abgedeckt sind, in den Systemnutzungstarifen. Eine alternative Möglichkeit ist - entsprechend der Forderungen in der Energiestrategie Österreich² - außerhalb des bestehenden Regulierungssystems Innovationsanreizsysteme für F&E und Demonstration bei Netzbetreibern kurzfristig zu diskutieren und entsprechend umzusetzen.

1. Roadmap Smart Grids Austria

Durch diese Roadmap soll ein koordinierter, strukturierter und kontinuierlich abgestimmter Weg zu Smart Grids beschrieben und unterstützt werden. Die Roadmap möchte den Lesern aufzeigen, welche Schritte notwendig sind, um den Plan einer auch in der Zukunft sicheren und nachhaltigen elektrischen Energieversorgung in Österreich zu verwirklichen.

1.1 Motivation der Roadmap

Die aktuelle Situation im Bereich der elektrischen Energieversorgung ist gekennzeichnet durch Bestrebungen der CO₂-Reduktion, Steigerung der Importunabhängigkeit, Erhöhung der Energieeffizienz und signifikante Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger. In diesem Kontext werden intelligente Stromnetze zukünftig einen Schlüsselbeitrag zur Aufrechterhaltung oder sogar Verbesserung der heutigen Versorgungssicherheit und der Energie- und Kosteneffizienz des Netzbetriebes leisten. Auf Grundlage dieser sich international durchsetzenden Erkenntnis haben sich überregionale Initiativen zur Umsetzung des Smart-Grids-Gedankens formiert, wie z.B. die europäische Technologieplattform Smart Grids³, oder die US-Amerikanische „GridWise“-Initiative⁴.

Die österreichische Technologieplattform Smart Grids ist daher bestrebt, auch auf nationaler Ebene die relevanten Akteure zusammenzuführen und eine österreichspezifische Vision des Smart-Grids-Gedanken in einer Roadmap für Entscheidungsträger in Industrie, Forschung und Politik zur Verfügung zu stellen.

Dies begründet sich insbesondere durch folgende drei Erwägungen:

1. Spezifische organisatorische und technologische Ausgangsposition – Jedes Land hat spezifische organisatorische und technologische Strukturen, welche die potentielle Entwicklung und Implementierung von Smart Grids beeinflussen. Für Österreich spielt hier die ge-

ebene Netzstruktur (wenige urbane Ballungszentren, viele ländliche Netze, besondere Verhältnisse in Bergregionen) eine zentrale Rolle. Auf den österreichischen Stromerzeugungsmix mit seinem dominanten Wasserkraftanteil ist ebenso Rücksicht zu nehmen, wie auf die Rolle der Pumpspeicher in den organisatorisch getrennten Regelzonen in Österreich.

2. Fokussierung auf nationale Stärken – Für Österreich ist es sinnvoll, auf nationale Stärken zu setzen, um eine effiziente Nutzung der eingesetzten Mittel zu erzielen. Diese Stärken bestehen im Bereich der vorhandenen Infrastruktur der österreichischen Industrie sowie Forschungs- und Entwicklungslandschaft. Die in Österreich bereits durchgeführten und in der Durchführung stehenden Forschungs- und Entwicklungsprojekte liefern dazu wichtige Grundbausteine, damit Smart Grids erfolgreich initiiert werden können. Überregionale (in diesem Fall europäische) Smart-Grids-Ziele sind daher hinsichtlich nationaler Relevanz und Umsetzbarkeit zu bewerten.

3. Bessere Umsetzungschancen durch einfachere Entscheidungsprozesse – Nicht zuletzt ist es im kleineren nationalen Rahmen einfacher, mit weniger Kompromissen und effizienteren Entscheidungsabläufen genau platzierte Anstöße für die Entwicklung und Umsetzung von Smart Grids zu geben. Als wichtiger Erfolgsfaktor wird gesehen, dass eine Einbeziehung aller relevanten und interessierten Marktteilnehmer durchgehend gewährleistet ist. Eine Abstimmung, Integration und Harmonisierung mit EU-weiten und weltweiten Entwicklungen ist dabei ebenfalls von großer Relevanz und muss adressiert werden.

1.2 Methodik: „Backcasting“

Die in dieser Roadmap angewandte Methode ist die des „Backcastings“ von Szenarien der Energiesysteme im Jahr 2020 und 2050 (vgl. Kapitel 3.1). Im Gegensatz zum „Forecasting“, also Vorhersagen, wo aus Beobachtungen in der Vergangenheit und Gegenwart auf die weitere Entwicklung geschlossen wird, geht das „Backcasting“ von der Betrachtung eines für gegeben angenommenen Zukunftsszenarios aus und leitet daraus die Schritte ab, die zur Überwindung der Differenz vom heutigem Zustand zum Zukunftsszenario nötig sind.

In dieser Roadmap werden daher auf Basis der Szenarien aus Kapitel 3.1 Anforderungen an das zukünftige Energiesystem identifiziert. Die beschriebenen Szenarien sind dabei in unterschiedlicher Form durch „Forecasting“ entstanden, werden jedoch als exogene Parameter für die angewandte Methode des „Backcastings“ interpretiert. Daraus können Forschungsschwerpunkte für Österreich abgeleitet werden, die nötig sind, um die skizzierte Vision – in Bezug auf den derzeitigen Ausgangspunkt (Kapitel 3) – zu erreichen.

1.3 Aufbau der Roadmap

Entsprechend der Methode des „Backcastings“ ist diese Roadmap vierstufig aufgebaut:

► **Aufbau der Roadmap und Definition, sowie des Nutzens eines Smart Grids** (Kapitel 1 und 2)

In diesen Kapiteln wird der Hintergrund zum Aufbau der Roadmap beschrieben, der Begriff Smart Grids definiert, sowie deren Nutzen in allgemeiner Sicht, wie auch für die einzelnen Fokusgruppen dargestellt.

► **Ausgangssituation und Entwicklung im Bereich Smart Grids** (Kapitel 3)

In diesem Kapitel wird die Ausgangsposition in Bezug auf die erwarteten Energieszenarien (Ausgangspunkt für das „Backcasting“), existierende Trends, sowie die damit verbundenen Herausforderungen beschrieben. Auch auf bestehende Marktpotentiale und die österreichische Position im internationalen F&E-Umfeld wird eingegangen.

► **Smart Grids Vision @ 2050** (Kapitel 4)

Dieses Kapitel beschreibt die Vision der österreichischen Smart Grids.

► **Bestehende Anforderungen und relevante Antworten und Aktivitäten zum Thema Smart Grids aus österreichischer Sicht** (Kapitel 5)

Hier werden Anforderungen an die Umsetzung der Smart Grid Vision aus österreichischer Sicht beschrieben. Ausgehend von der Umsetzung der Vision und dem Nutzen der Chancen wird eine detaillierte Analyse des Handlungsbedarfs sowohl hinsichtlich aller F&E-Aspekte (technisch, wirtschaftlich und rechtlich), als auch der notwendigen Rahmenbedingungen vorgenommen.

► **Die Smart Grids Implementierungsstrategie** (Kapitel 6)

Im finalen Schritt werden die österreichischen Antworten auf offene Themen, sowie mögliche Aktivitäten und Beiträge im Rahmen einer F&E-Implementierungsstrategie detailliert dargestellt.

Die vorliegende Roadmap wird von der Nationalen Technologieplattform Smart Grids Austria als eines der zentralen Ergebnisse ihres Formierungsprozesses gesehen. Sie bildet die Grundlage für weitere gemeinsame Aktivitäten und Tätigkeiten der Plattform.

2. Definition und Nutzen von Smart Grids

2.1 Definition

Für eine gemeinsame Basis wird in dieser Roadmap unter dem Begriff Smart Grids folgendes verstanden:

„Das Smart Grid basiert auf einem intelligenten System, das es ermöglicht, energie- und kosteneffizient zwischen einer Vielzahl von Verbrauchern, Erzeugern und in Zukunft auch verstärkt Speichern ein Gleichgewicht herzustellen. Dieses Gleichgewicht wird durch das Management von Energieerzeugung, Energiespeicherung, Energieverbrauch und dem Stromnetz erreicht.“

Die Mitglieder der Technologieplattform Smart Grids

Austria haben sich daher auf folgende Definition eines intelligenten Stromnetzes geeinigt:

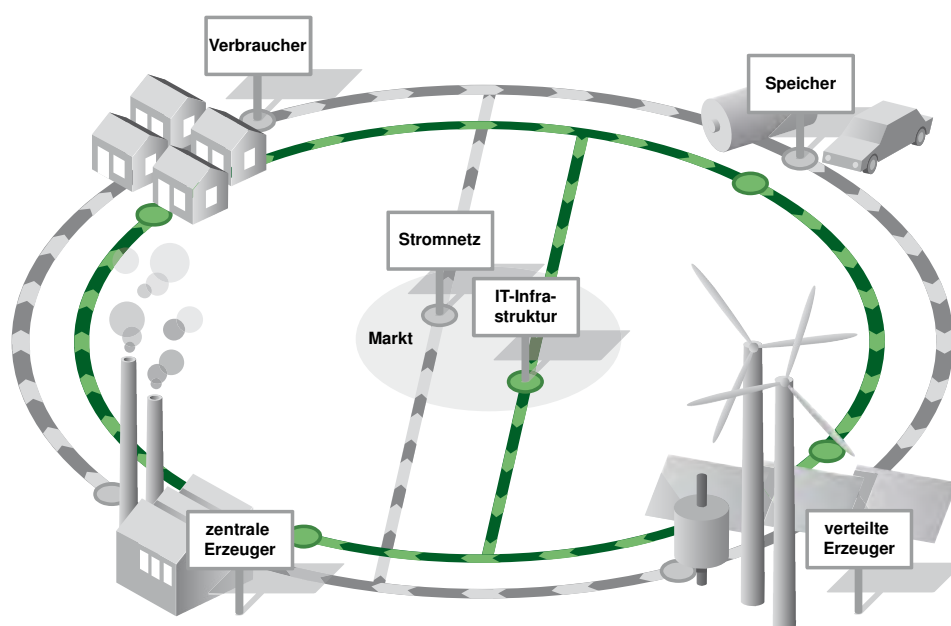
Smart Grids sind Stromnetze, welche durch ein **abgestimmtes Management** mittels zeitnaher und **bidirektionaler Kommunikation** zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern einen **energie- und kosteneffizienten Systembetrieb** für zukünftige Anforderungen unterstützen.

Abb. 2

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



Der Themenbereich Smart Grids ist also ein systembezogener Ansatz, der in Zukunft Auswirkungen sowohl auf das Übertragungsnetz, das Stromverteilernetz, die damit verbundenen Komponenten, auf Erzeugung, Verbrauch und Speicherung sowie auf den Strommarkt mit sich bringt. Grundsätzlich ist festzuhalten, dass einzelne Lösungsansätze im Themenbereich Smart Grids auch isoliert betrachtet und umgesetzt werden können – die einander in Hinblick auf die Machbarkeit nicht zwingend bedingen. Alle Ansätze im Bereich Smart Grids haben aber gemeinsam, dass auf Basis einer geeigneten und flächendeckenden Informations- und Kommunikationsinfrastruktur verschiedenste Daten und Informationen flächendeckend erfasst und verteilt werden können. Für eine kosteneffiziente Umsetzung ist die IKT-Infrastruktur synergetisch durch mehrere Anwendungen zu nutzen.

Zur detaillierten Übersicht und Untergliederung des Systemansatzes Smart Grids wurden in dieser Roadmap folgende Themenschwerpunkte definiert (siehe auch Abbildung 3):

1. Kunde & Markt / Regulierung
2. Systembetrieb & -management
3. Kommunikations- und Informationsinfrastruktur
4. Intelligente Komponenten

Für diese Smart Grid Themenschwerpunkte ist eine Betrachtung der jeweiligen technischen, ökonomischen und organisatorischen Aspekte notwendig.

Kunde & Markt / Regulierung

Das Themenfeld „Kunde und Markt / Regulierung“ fokussiert auf zwei Bereiche. Erstens auf neue Businessmodelle für den Elektrizitätsmarkt, mit einer Einbindung aller Smart Grids-Akteure in diesen Markt. Zweitens, auf

gesetzliche sowie regulatorische Rahmenbedingungen, welche Planungs- und Rechtsicherheit für die Smart Grid-Akteure implizieren.

Systembetrieb & -management

Dieses Themenfeld umfasst alle Aspekte einer systemischen Betrachtung der Planung und des Betriebes (insbesondere Netzmanagement) von Smart Grids mit einer Netzintegration von Kunden, Märkten, Informations- und Kommunikationsinfrastrukturen und intelligenten Komponenten.

Kommunikations- & Informationsinfrastruktur

Ein Schlüsselfaktor für Smart Grids ist die Generierung und Verarbeitung von Informationen aus dem Netz und die Übertragung dieser Informationen an entsprechende Managementsysteme bzw. an die einzelnen intelligenten Komponenten.

Intelligente Komponenten

Aus der systemischen Sicht ergeben sich für die Komponenten im Stromnetz unterschiedliche Anforderungen, um die Integration in ein Smart Grid zu ermöglichen. Diese Komponenten umfassen vor allem

- Netzbetriebsmittel
- Erzeuger
- Verbraucher
- Speicher und
- Messsysteme.

Die aus Sicht der österreichischen Smart Grids-Akteure relevanten Forschungsfragen zu den einzelnen Themenfeldern werden in Kapitel 5 im Detail beschrieben.

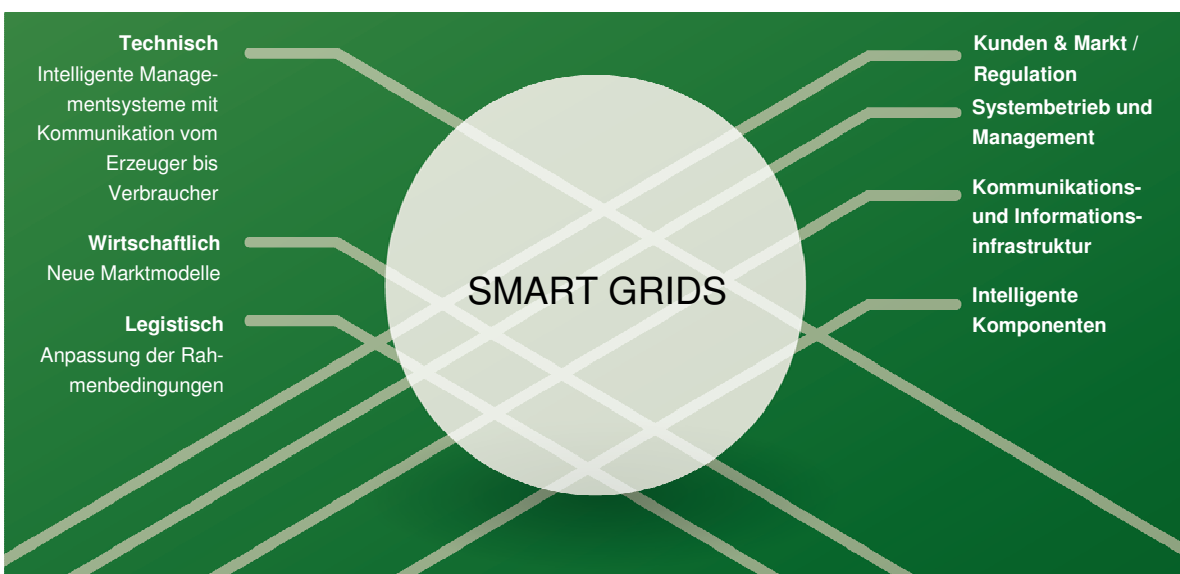


Abb. 3
Die vier Smart Grid Themenschwerpunkte (rechts) und deren drei Betrachtungswinkel (links)

2.2 Nutzen von Smart Grids

In diesem Unterkapitel wird aus Sicht der Autoren beschrieben, warum es Sinn macht, sich in Österreich mit dem Thema Smart Grids zu beschäftigen und welcher Nutzen von Smart Grids im Allgemeinen und für jede Fokusgruppe zu erwarten ist.

2.2.1 Allgemeiner Nutzen von Smart Grids

Intelligente Stromnetze

- bilden eine wesentliche Grundlage, um den angestrebten Anteil von erneuerbaren Energieträgern, die Ziele im Bereich Energieeffizienz und geforderte CO₂-Reduktionen bis 2020 zu erreichen,
- machen es möglich, den in Zukunft massiv steigenden Anteil an dezentraler Stromerzeugung in das bestehende Stromsystem zu integrieren und erreichen durch eine verbessertes Management von dezentraler Energieerzeugung, dezentralem Verbrauch und konventionellen Kraftwerken eine optimierte Bereitstellung von elektrischem Strom,
- bieten eine wesentliche Plattform für einen effizienteren Energieeinsatz, einer besseren Nutzung vorhandener Energie und für den Kunden eine Möglichkeit zur Nutzung neuer Dienstleistungen z.B. durch flexible Tarife, Teilnahme an neuen Marktmodellen, adaptierte flexible Eigenversorgungsanlagen, etc.,
- schaffen weitere Anreize für die Optimierung des Gesamtsystems – z.B. durch den Einsatz virtueller Kraftwerke, Optimierung der Investitionstätigkeiten, netzbasierte Preissignale

- sind besser steuerbar, warnen frühzeitig vor Netzengpässen, verfügen über Mechanismen zur Netzstabilisierung und liefern damit einen Beitrag zur Versorgungssicherheit.

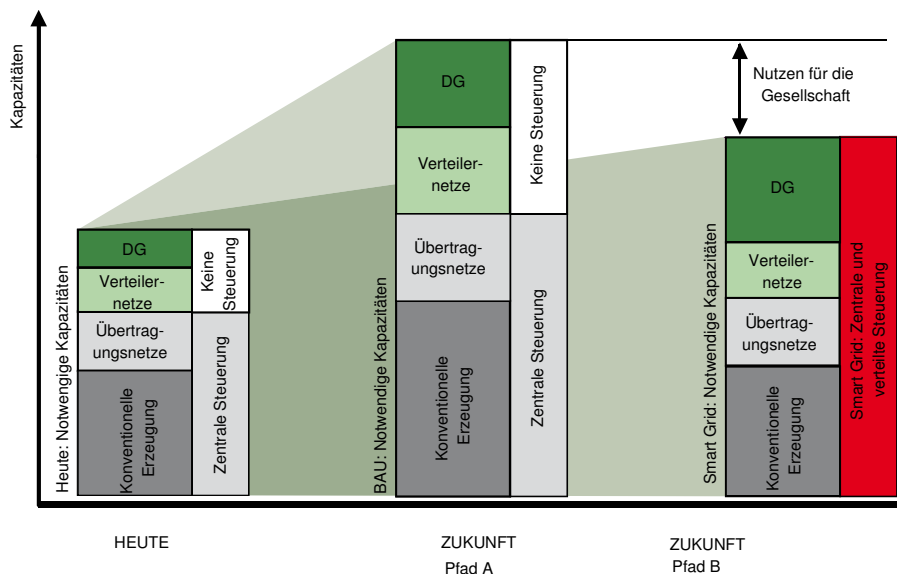
Eine offene Frage für den Gesamtnutzen von Smart Grids ist, wie sich die Systemkosten in Zukunft entwickeln könnten, wenn einerseits konventionelle Strategien wie bisher fortgesetzt werden, oder andererseits rechtzeitig alternative Maßnahmen gesetzt werden, um schrittweise einem Smart Grid näher zu kommen.

Sowohl internationale Projekte als auch internationale Experten (siehe Abbildung 4) gehen davon aus, dass die zukünftigen Anforderungen an die Stromsysteme (insbesondere der steigende Strombedarf) Mehrkosten für das Elektrizitätsversorgungssystem und als Folge auch für die Kunden verursachen werden.

Wie hoch diese Mehrkosten sein werden, hängt stark von der jeweiligen Systemauslegung und der historischen Entwicklung der Elektrizitätsversorgungssysteme ab. Auch für intelligente Netze werden Mehrkosten für das Elektrizitätsversorgungssystem erwartet, da die notwendigen Kapazitäten – sowohl für Stromerzeugung als auch deren Verteilung – steigen werden. In Summe werden Smart Grids Lösungen jedoch geringere notwendige Gesamtkapazitäten zugeschrieben, als wenn das Stromsystem wie bisher geplant und verstärkt wird (vgl. Abbildung 4).

Da eine verbesserte Abstimmung von Erzeugung, Verbrauch und Energiespeicherung durch Smart Grids ermöglicht wird, kann die bestehende Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur besser ausgelastet werden. Bereits durchgeführte Fallstudien lassen für Österreich erwarten, dass dies in vielen ländlichen Netzabschnitten

Abb. 4
Abschätzungen zu möglichen Kapazitätsentwicklungen mit Smart Grids (Entwicklungspfad A) bzw. bei Beibehaltung der bisherigen Strategien (Smart Grids (Entwicklungspfad B))
(siehe Quellenverzeichnis)



zu signifikanten Einsparungen im Vergleich zu konventionellen Maßnahmen (Business as Usual) führen kann (vgl. Abbildung 5).

Ob und wie hoch diese Kostenvorteile durch Smart Grids Lösungen in der Praxis umgesetzt werden können, gilt es in weiteren Systemstudien sowie durch Forschung und Demonstrationsprojekte zu klären. Jedenfalls dürfen die Kostenvorteile durch eingesparte Erzeuger- und Netzkapazitäten nicht durch die Kosten für Regler, Kommunikations- und Informationstechnologien, Steuerungseinheiten (Hard- und Software) und erhöhte Systembetriebskosten eines Smart Grids übertroffen werden.

Wichtig ist es dabei, die gesammelte Expertise, die innerhalb dieser Forschungsprojekte/-cluster und Demonstrationsprojekte gewonnen werden kann, schnellstmöglich und objektiv an die relevanten Akteure im Energiesystem weiterzugeben. Dies ermöglicht eine rasche Umsetzung sinnvoller Erkenntnisse in neuen Infrastrukturen, resultierenden Märkten sowie Arbeitsplätzen.

2.2.2 Nutzen von Smart Grids für die jeweiligen Fokusgruppen

Nutzen von Smart Grids für den Staat / Regierung / Ministerien

- Smart Grids schaffen die Infrastrukturgrundlagen für die Erreichbarkeit der nationalen und internationalen Energieziele, wie z.B. stärkerer Einsatz regional verfügbarer erneuerbarer Energieträger, verstärkte Energieeffizienzinformationen und Anreize zur Effizienz an Verbraucher (20-20-20 Klimaziele)
- Beitrag zur Netzstabilität und Versorgungssicherheit, zur Qualität der Energieversorgung und damit zur Grundlage für die Erzeugung von Wirtschaftsgütern
- Beitrag zur Reduktion der Abhängigkeit von Energieimporten

- Stärkung des Wirtschaftsstandortes Österreich durch Positionierung in Zukunftsmärkten und Schaffung sowie Sicherung von Arbeitsplätzen in Österreich
- Smart Grids bieten eine wesentliche Unterstützung bei der Umsetzung von Maßnahmen bei Verknappungserscheinungen im Rahmen der Energielenkung

Nutzen von Smart Grids für dezentrale Energieerzeuger (erneuerbare, wärmegeführte)

- Fallstudien zeigen, dass die Kosten für Netzzutritts- und Netzverstärkungsmaßnahmen durch die Implementierung von alternativen Netzregelungskonzepten (aktiver Netzbetrieb) für Smart Grid-fähige Erzeugungsanlagen tendenziell geringer sein können⁵. Derzeit unwirtschaftliche Erzeugerprojekte können damit rentabel werden.
- Die bestehende Infrastruktur ermöglicht durch die effizientere Nutzung den Anschluss einer höheren Dichte an dezentralen Energieerzeugern.
- Für dezentrale Energieerzeugungsanlagen können sich (bei gegebener Möglichkeit der Zwischenspeicherung von Primärenergie oder Elektrizität) zukünftig erhöhte Marktchancen aufgrund der kommunikationstechnischen Anbindung ergeben (Koordinierte Zu- und Abschaltung von Erzeugern und Verbrauchern je nach Energieangebot und -nachfrage, z.B. mit Unterstützung eines virtuellen Kraftwerks)

Nutzen von Smart Grids für Endverbraucher (Industrie, Gewerbe, Haushalt)

- Durch eine Vielzahl von neuen Ansätzen, Lösungen und Dienstleistungen wird Energieeffizienz gefördert und für den Kunden „umsetzbar gemacht“.
- Verbrauchsmanagementtechnologien in Industrie, Gewerbe und Haushalt ermöglichen die Teilnahme an Demand Side Management, Demand Response

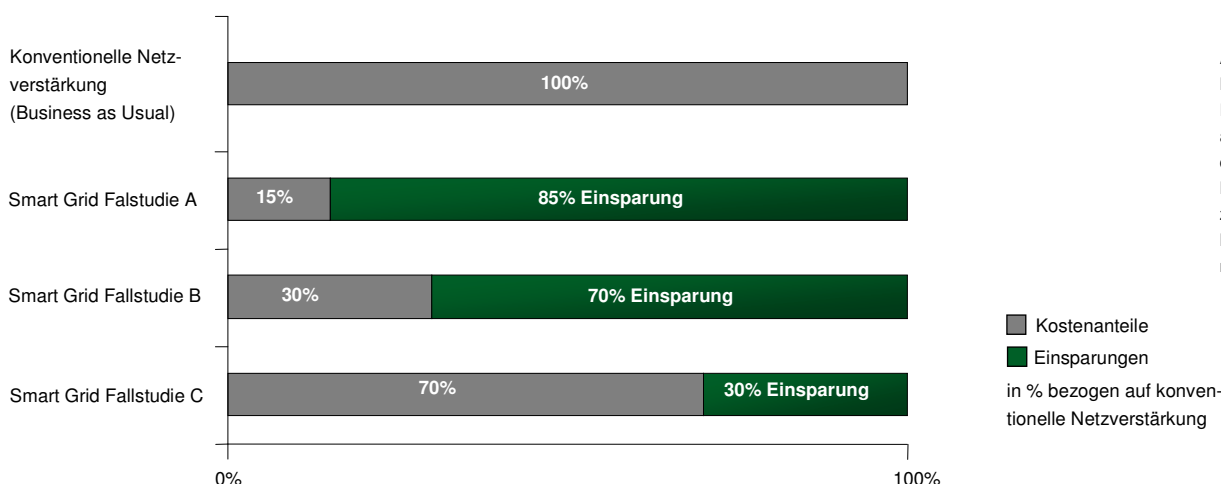


Abb. 5
Kostenanteile und Einsparungen für eine ausgewählte österreichische Smart Grid Lösung im Vergleich zu konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen

Aktivitäten, Energieinformationen, preisbasierten Tarifen und können Energieverlagerungspotential erschließen.

- Smart Home Systeme können gemeinsam neben Energiemanagementaktivitäten im Haushalt insbesondere Sicherheitsaspekte (Information bei Defekten von Geräten) oder aber Commodityaspekte (Haus über Internet vorheizen, automatische Beschaltung, etc.) unterstützen.
- Eine Massenanwendung von Elektromobilität wird durch den Einsatz von Smart Grid Technologien unterstützt.
- Über die Smart Grid Kommunikationsnetze besteht die Möglichkeit, Angebote energiefremder Serviceleistungen (z.B. Sicherheitskonzepte) zu nutzen.
- Zukünftige Smart Grid fähige Endgeräte ermöglichen automatisierte Vorgänge im Hintergrund, d.h. der Endkunde muss sich nicht um die intelligenten Vorgänge in seinem Haushalt, Betrieb, etc. selbst laufend aktiv kümmern, wenn er nicht möchte.
- Entsprechende intelligente IKT-Funktionalitäten ermöglichen den Industriebetrieben, wettbewerbsfähiger am liberalisierten Energiemarkt auftreten zu können, einerseits als flexibler Kunde und andererseits als Anbieter am Energiemarkt.
- Industriebetriebe besitzen komplexe Netze mit wachsender Komplexität in Herstellung, Betrieb und Belastung. Werden diese Anforderungen intelligent vernetzt, können sie optimiert und kostengünstiger betrieben werden.

Nutzen von Smart Grids für Übertragungsnetzbetreiber

- Smart Grid Technologien ermöglichen es, unterstützende Systemdienstleistungen (z.B. Regelleistung) für Übertragungsnetzbetreiber bereitzustellen.
- Bessere Nutzung der vorhandenen Transportkapazitäten durch Lastflusssteuerung (z.B. mittels FACTS)
- Neue und größere Transportkapazitäten – bei Punkt zu Punkt Übertragungsanforderungen (z.B. durch Hochspannungsgleichstromübertragung im Rahmen einer Anbindung von größeren Offshorewindparks)
- Nutzen von Smart Grids für Verteilnetzbetreiber
- Einsatz innovativer Netzmanagementkonzepte: Die Forderungen nach verstärkter dezentraler Einspeisung soll durch optimierten Leitungsausbau mit zu-

sätzlichen Kriterien erfüllt werden. Es können durch die Nutzung vorhandener Reserven durch stärkere Nutzung des zulässigen Spannungsbandes erhöhte Abnahme- und Einspeiseleistungen ausgeschöpft werden.

- Vermehrter Einsatz von Automatisierungstechnik und Fernwirkleinrichtungen ermöglichen einen detaillierten Überblick zu Betriebsparametern im Stromverteilernetz
- Die Auswirkung eines massiven Ausbaus von Elektromobilität auf das Verteilernetz wird durch den Einsatz von Smart Grid Technologien verringert.
- Dezentrale Einspeiser und viele kleine verteilte Verbraucher können effizient verbunden und betrieben werden und durch bedarfsgerechten Einsatz den Netzbetrieb unterstützen.

Nutzen von Smart Grids für nationale Technologieanbieter

- Nationale Technologieentwicklung in Österreich schafft Know-how-Aufbau, ermöglicht die Ansiedlung und Erweiterung von firmeninternen Kompetenzzentren für die jeweilige Smart Grid Technologie und sichert damit F&E-Arbeitsplätze in Österreich
- Eine erfolgreiche nationale Produkt- und Systementwicklung im Bereich Smart Grid Technologien ermöglicht den jeweiligen Unternehmen einen internationalen Technologievorsprung und bietet durch den Export dieser Produkte eine Chance für steigende Umsätze und Arbeitsplätze
- Erhöhung der Attraktivität Österreichs als Produktionsstandort für Smart-Grids-Produkte, da die integrierte Entwicklung eine schnellere time-to-market Umsetzung gewährleistet.
- Sicherung österreichischer Entwicklungs- und Produktionsstandorte im internationalen Konzernumfeld, Chancen für kleine und neue Unternehmen, im Smart-Grids-Bereich zu expandieren.

Nutzen von Smart Grids für die österreichische Forschung

- Forschung und Entwicklung: Die Ergebnisorientiertheit der am Prozess teilnehmenden Wirtschaft stellt eine rasche Umsetzung der F&E-Ergebnisse sicher.
- Umsetzung in Pilotprojekten: Die Ergebnisse aus Simulationen und grundlegenden Studien können dadurch auf Ihre Praxistauglichkeit getestet werden.

-
- Durch eine starke Positionierung des Smart Grids Themas in Österreich wird ermöglicht, dass in diesem Forschungsgebiet eine EU-weite Themenführerschaft angestrebt werden kann.
 - Durch eine koordinierte Vorgehensweise im Smart Grids Thema (z.B. Technologieplattform) wird eine bessere Vernetzung der Akteure in der Forschung erreicht, die positive Auswirkungen auf verwandte Themen haben wird.
 - Know-how Gewinn durch Untersuchungen der Grenzen des Systembetriebs von Smart Grids unter dem Aspekt der Netzsicherheit

3. Ausgangssituation für die Entwicklung von Smart Grids

3.1 Energieszenarien 2020 / 2050

Der steigende Stromverbrauch, die Anforderungen einer verstärkten Integration von dezentralen Stromerzeugungsanlagen, eine alternde Strominfrastruktur, sowie der Wunsch nach mehr Diversifizierung, Energieunabhängigkeit und Versorgungssicherheit stellen große Herausforderungen für die zukünftige österreichische und europäische Elektrizitätsversorgung dar. Auch prognostizierte Entwicklungen im Bereich der Elektromobilität und damit verbundene Möglichkeiten einer gesteuerten Batterieladung bzw. zum Einsatz als mobile Stromspeicher werden in diesem Zusammenhang oft diskutiert. Diese Gegebenheiten sowie die angestrebte Verringerung von CO₂-Emissionen in Form von konkreten Zielen im Energiebereich, werden durch eine Vielzahl an Richtlinien (z.B. die „20-20-20-Ziele“ der Europäischen Union⁶, EU-Gebäuderichtlinie⁷, Endenergieeffizienzrichtlinie⁸) forciert. Ergänzt werden sie durch nationale Ziele, wie z.B. der Erreichung eines 34%igen Anteils Erneuerbarer am Endenergieverbrauch in Österreich im Jahr 2020. Diese Prämissen, erweitert um die Forderung nach einer zeitnahen Energieverbrauchsinformation sowie einer flexibleren Tarifgestaltung beim Konsumenten, benötigen zusätzliches Management in den Stromversorgungsinfrastrukturen, Hardware, neue Geschäftsmodelle sowie regulatorische Adaptionen.

In diesem Zusammenhang zeigen Studien⁹, dass diesen neuen Anforderungen vor allem mit sogenannten intelligenten Stromnetzen, den Smart Grids begegnet werden

kann. Im Rahmen von Smart Grids Initiativen sind nicht nur dezentrale Erzeuger in ein intelligentes Netz einzubinden, sondern alle Verbraucher, die sich dazu eignen, das Energiesystem zu optimieren. Bei der Planung und Implementierung solcher Smart Grids Systeme dürfen der soziale Aspekt (Anforderungen seitens der Kunden), die Sicherheit, der Datenschutz sowie der übergeordnete politische Wille nicht vernachlässigt werden. Können Smart Grids all diesen Randbedingungen gerecht werden, so impliziert dies neue Märkte (z.B. für neue Materialien, Komponenten, Kommunikationsapplikationen, Speicheranwendungen, Softwarelösungen u.v.a.), Arbeitsplätze und Geschäftsmodelle für Unternehmen sowie für die Industrie. Smart Grids sind daher als Instrument zur Stärkung des Wirtschaftsstandorts Österreich sowie zur Erreichung der energiepolitischen Ziele zu betrachten.

3.1.1 Europäische und nationale Ziele

Am 12. Dezember 2008 hat sich das Europäische Parlament auf ein Klimapaket¹⁰ geeinigt. Dies umfasst die Erreichung folgender Ziele bis zum Jahr 2020:

- Senkung der Treibhausgasemissionen um 20%
- Einsparungen von 20% beim Energieverbrauch durch bessere Energieeffizienz
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf 20%

Die Punkte werden als 20-20-20-Ziele bezeichnet. Die drei Ziele sind eng miteinander verbunden und können nicht isoliert betrachtet werden. Beispielsweise kann der Anteil erneuerbarer Energieträger leichter erhöht werden, wenn durch Energieeffizienzmaßnahmen gleichzeitig der

Energieverbrauch gesenkt wird. Durch beide Maßnahmen gemeinsam wird wiederum der Ausstoß von CO₂ reduziert.

Für die weiteren Betrachtungen ist die Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien von besonderem Interesse, da ein steigender Anteil an Kraftwerken basierend auf erneuerbaren Energieträgern in die bestehende Netzinfrastruktur integriert werden muss. Zur Gewährleistung der hohen Versorgungssicherheit sind neue Lösungsansätze notwendig.

Im Weißbuch über erneuerbare Energieträger (siehe auch European Commission 2001¹¹) ist die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern von hoher Priorität. Dafür gibt es im Wesentlichen zwei Gründe, die oben bereits angeführt wurden:

- Für die Sicherheit der Energieversorgung ist eine Reduktion der Importabhängigkeit der EU im Energiebereich nötig. Es wird erwartet, dass ohne Gegenmaßnahmen die Importabhängigkeit von ca. 50% im Jahr 2004 bis 2030 auf 70% steigt. Im Elektrizitätsbereich kann diese Abhängigkeit durch Nutzung der erneuerbaren Energiequellen reduziert werden.
- Die Nutzung von erneuerbaren Energieträgern bei der Umwandlung in elektrische Energie wird auch einen großen Beitrag zur Erfüllung der Vorgaben im Kyoto Protokoll und damit für den Umweltschutz leisten.

Zur Verbesserung der Marktdurchdringung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen wurden im Rahmen der Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen alle Mitgliedsstaaten verpflichtet, nationale Richtziele für den Verbrauch von Strom aus erneuerbaren Energiequellen festzulegen. Durch Erreichung der nationalen Ziele soll es möglich sein das gesamteuropäische Richtziel von 12% des Bruttoinlandsenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energieträgern bis zum Jahr 2010 bereit zu stellen. Insbesondere

das Richtziel von 22,1% für den Anteil von Strom aus erneuerbaren Energiequellen am gesamten Stromverbrauch gilt es bis zum Jahr 2010 zu erreichen. Zweck der Richtlinie ist eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger im Elektrizitätsbinnenmarkt.

Der Referenzwert für den Anteil erneuerbarer Energieträger am gesamten Stromverbrauch für die Erreichung des nationalen Ziels von Österreich sieht folgendermaßen aus:

Ausgehend von der Annahme, dass im Jahr 2010 der Bruttoinlandsstromverbrauch 56,1 TWh betragen wird (dies entspricht dem Verbrauch im Jahr 1997), soll ein Anteil von 78,1%¹² an Strom aus erneuerbaren Energieträgern erreicht werden. Der Anteil an erneuerbaren Energieträgern im Referenzjahr 1997 betrug 70%. Die Steigerung des Stromverbrauches von 1997 bis 2010 wird in der nationalen Vorgabe für Österreich somit nicht berücksichtigt. Der Anteil an Erneuerbaren wird im Jahr 2010 letztendlich auf Basis des Stromverbrauches im Jahr 1997 errechnet.

Die legislative Entschließung des Europäischen Parlaments vom 17. Dezember 2008 zu dem Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen sieht – entsprechend den europäischen Klimazielen – eine Steigerung des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen am Endenergieverbrauch in Europa auf 20 % bis zum Jahr 2020 vor. Das nationale Ziel für Österreich wird in der Richtlinie, ausgehend von einem Anteil von 23,3% im Jahr 2005, auf einen Zielwert von 34% bis zum Jahr 2020 festgelegt.

3.1.2 Treiber und Trends

In Anlehnung an die zuvor beschriebenen Ziele untersuchen viele nationale sowie internationale Projekte mögliche Szenarien zur Entwicklung der zukünftigen Energiebereitstellung (meist als „Forecasts“ gestaltet). Diese Roadmap versucht in einem ersten Schritt, aus-

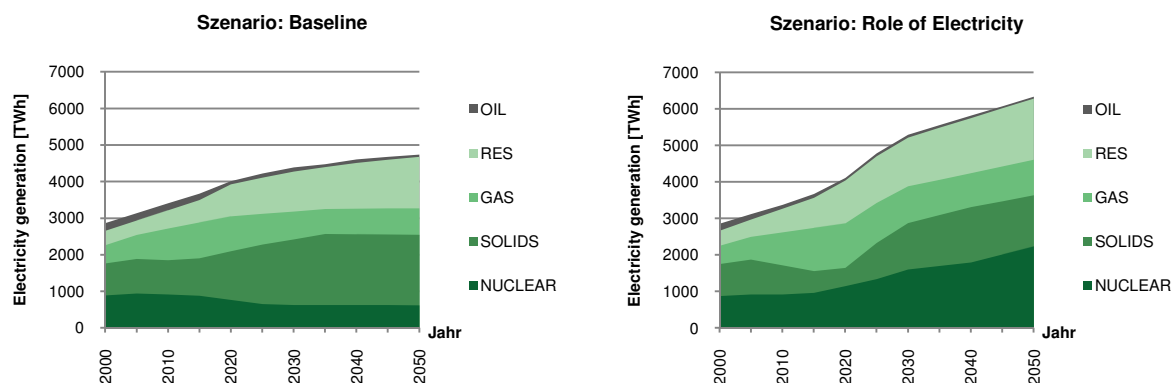
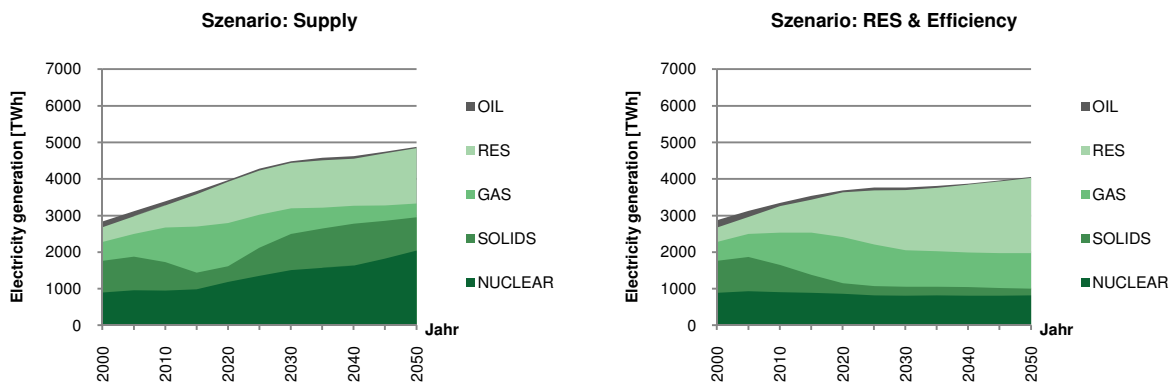


Abb. 6 Entwicklungsszenarien „Baseline“ und „Role of Electricity“ (bis 2050) zur Stromerzeugung aus unterschiedlichen Energieträgern in der EU (siehe Quellenverzeichnis)

Abb. 7
Entwicklungsszenarien „Supply“ und „RES & Efficiency“ (bis 2050) zur Stromerzeugung aus unterschiedlichen Energieträgern in der EU
(siehe Quellenverzeichnis)



gewählte Erkenntnisse aus diesen Forschungsstudien zu aggregieren und deren Bedeutung für Smart Grids via „Backcasting“ abzuleiten. Die folgenden Abbildungen stellen dabei lediglich eine knappe Auswahl an von unterschiedlichen Institutionen erarbeiteten Studien zu möglichen Entwicklungspfaden der zukünftigen Stromerzeugungsstruktur dar.

Abbildung 6 zeigt zwei von EURELECTRIC erarbeitete Szenarien zur Entwicklung der zum Einsatz kommenden Energieträger bei der Stromerzeugung bis 2050. Das erste Szenario „Baseline“ kommt vor allem durch die Annahme zustande, dass sich die Abhängigkeit Europas

von Primärenergieimporten weiter fortsetzt. In diesem Szenario nehmen daher Kohle (Solids), Gas und Öl eine zentrale Rolle in der Stromerzeugung ein, wobei ein stagnierender Anteil der Kernenergie beobachtet werden kann. Alternativ dazu reduziert sich der Anteil fossiler Energieträger im Szenario „Role of Electricity“ deutlich und führt zu einem starken Anstieg des Stromverbrauchs sowie der durch Kernkraftwerke erzeugten Elektrizität. Dies liegt vor allem an der Annahme, dass die EU die Abhängigkeit von fossilen Ressourcen verringert und die Elektrizität eine zentrale Rolle (z.B. auch im Transportsektor) einnimmt.

Die beiden weiteren Szenarien von EURELECTRIC liegen vor allem den Annahmen zugrunde, dass einerseits die EU-weiten Förderstrategien vor allem auf die Stromerzeugung unter Reduktion des CO₂-Ausstoßes sowie auf die Implementierung einer neuen Kernenergiestrategie abzielen („Supply“ Szenario). Im Gegensatz dazu wird im „RES & Efficiency“ Szenario der Fokus vor allem auf die Förderung Erneuerbarer und auf Energieeffizienzmaßnahmen gelegt. Die zeitliche Entwicklung innerhalb dieser Szenarien wird in Abbildung 7 illustriert.

Vergleichbare Ergebnisse zu diesen Szenarien sind auch im „Baseline“ Szenario der EU zu finden (vgl. Abbildung 8) Darin wird die Stromerzeugung in 2030 ebenfalls (im Vergleich zum Baseline Szenario aus Abbildung 7) mit etwa 4200 TWh prognostiziert, wobei die Entwicklung der einzelnen Energieträger kaum abweicht.

In Ergänzung dazu zeigt Abbildung 9 ein Entwicklungsszenario zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in den EU-27 Staaten bis 2030. Dieses Szenario wurde im Rahmen des EU Projekts „Futures-E: Deriving a Future European Policy for Renewable Electricity“ erarbeitet und prognostiziert im Jahr 2030 etwa 1230 TWh an erneuerbarer Stromerzeugung in EU-27. Dies entspricht einem Anteil von rund 27,8% gemessen am Gesamtstromverbrauch in 2030¹³.

Abb. 8
Entwicklungsszenario zur EU-weiten Stromerzeugung aus unterschiedlichen Energieträgern bis 2030
(siehe Quellenverzeichnis)

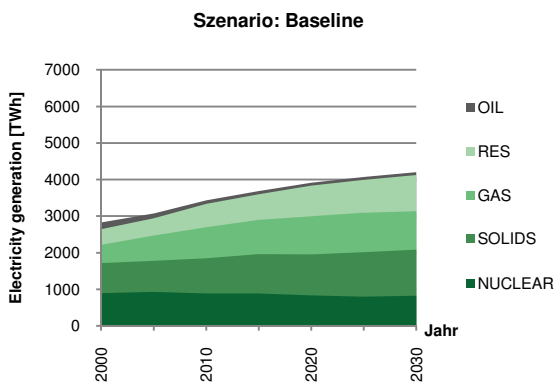


Abb. 9
Green-X Entwicklungsszenario zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in den EU-27 Staaten bis 2030
(siehe Quellenverzeichnis)

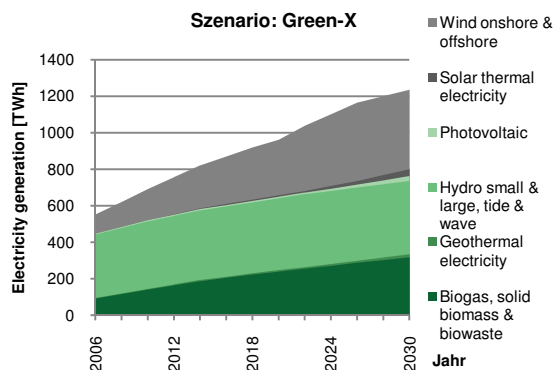




Abb. 10
Idee eines transeuropäischen Supergrids
(siehe Quellenverzeichnis)

Allen Szenarien – obwohl von sehr unterschiedlichen Institutionen mit unterschiedlichen Interessen verfasst – ist dabei gemein, dass die Stromerzeugung und damit der Stromverbrauch in Zukunft steigen wird. Auch der Anteil an erneuerbaren Energieträgern erhöht sich in allen Szenarien, womit auch als Folge der Steigerung des Anteils an volatiler Stromerzeugung mit weiteren negativen Auswirkungen auf den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zu rechnen ist. Dies erhöht die Anforderungen an die elektrischen Netze weiter und kann europaweit zu kritischen Engpässen führen, falls nicht bereits heute Vorsorgestrategien erarbeitet werden.

Aus der Sicht der Netzbetreiber stellt sich daher die Frage, welche Netzstrukturen in Zukunft Europa charakterisieren werden. Sind einerseits Ideen für ein transeuropäisches Supergrid mit hohen Übertragungskapazitäten für Europa erkennbar (siehe Abbildung 10) stehen demgegenüber auch klare Signale in Richtung eines Smart Grid basierten Stromsystems. Aus gesellschaftlicher Sicht sind vor allem jene Lösungen zu bevorzugen, die zu geringeren Kosten bei ausreichender Qualität der Versorgung die geforderten Energiedienstleistungen bereitstellen können. In diesem Kontext erscheinen daher vor allem Systeme geeignet zu sein, die als ausfallssicherer (kein „Single Point of Failure“), gesellschaftlich akzeptierter (z.B. eine Vielzahl an kleinen Infrastrukturmaßnahmen im Vergleich zu Großprojekten), kostengünstiger, diversifizierter (z.B. Möglichkeiten für viele Anbieter im Vergleich zu einem Monopolisten), nachhaltiger (z.B. regionale Nutzung vorhandener Energieträger)

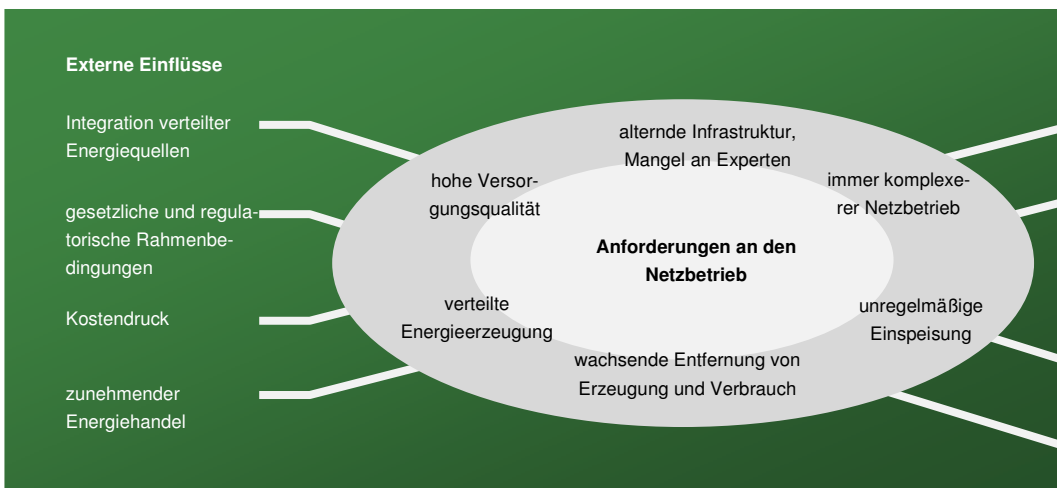
und effizienter (z.B. bessere Nutzung der vorhandenen Infrastruktur) im Vergleich zu Alternativsystemen gelten. Transeuropäische Supergrids werden zukünftig vor allem auch dann eine wesentliche Rolle spielen, wenn die Energiegewinnung aus Erneuerbaren in großer Konzentration genutzt wird, z.B. die Stromerzeugung aus Windenergie in großen Anlagen (Windparks) konzentriert an den Küsten oder die Stromerzeugung aus Photovoltaik (Solarparks)¹⁴, wodurch eine starke Netzanbindung an die Verbrauchszentren in Europa, Afrika oder Asien notwendig wird.

Die vollständige Erfassung und Abschätzung dieser Eigenschaften in hinreichender Qualität für Zeithorizonte in der fernen Zukunft ist nicht exakt möglich. Smart Grids wird jedoch bereits heute ein großes Potential zugeschrieben, einen Großteil dieser Anforderungen erfüllen zu können. Sie werden daher vor allem dahingehend ausgelegt, dass in Zukunft ein breites Spektrum an Einsatz- und Adaptionmöglichkeiten gegeben ist, um sich ändernden Anforderungen ohne großen Aufwand anpassen zu können. Welche Vorgaben dies vorantreiben bzw. welche möglichen Treiber und Trends dies beeinflussen werden – ohne den Anspruch auf Vollständigkeit zu erheben – sei in den folgenden Zeilen näher dargestellt. Unter Treibern sind dabei vor allem politische Vorgaben (Policies) zu verstehen, die ihre Wirkung in zukünftigen Trends (Szenarien) widerspiegeln.

Heutige Entscheidungen können daher unter gegebenen Voraussetzungen (z.B. der Kundenakzeptanz zur Um-

Abb. 11

Ein Überblick zur Zusammensetzung der derzeit gegebenen Treiber für Smart Grids; unterschiedliche Anforderungen liefern dabei die Randbedingungen für einen Smart Grids Systembetrieb (siehe Quellenverzeichnis)



setzung von Effizienzmaßnahmen) sehr deutliche Auswirkungen auf die Entwicklung der zukünftigen Energieversorgungssysteme nehmen, indem sie das Handeln der unterschiedlichen Akteure beeinflussen. Abbildung 11 zeigt eine Zusammenfassung wichtiger Einflussfaktoren, die die Smart Grids Entwicklung voranzutreiben versuchen. Diese unterschiedlichen „Motivationsgründe“ einer Smart Grids Implementierung erfordern daher eine Gesamtbetrachtung der Strombereitstellung unter Ableitung von Randbedingungen für den System-/Netzbetrieb der Zukunft.

Dabei geben vor allem externe Einflüsse auf die Energiebereitstellung (z.B. durch nachhaltige Technologien, Klimawandel, Energieregionen, Energieeffizienz u.v.a.) aber auch betriebliche Faktoren (z.B. durch zunehmenden Energiehandel, Wärmebedarfsentwicklung oder neue Industrien) den zukünftigen Weg vor. Auch steu-

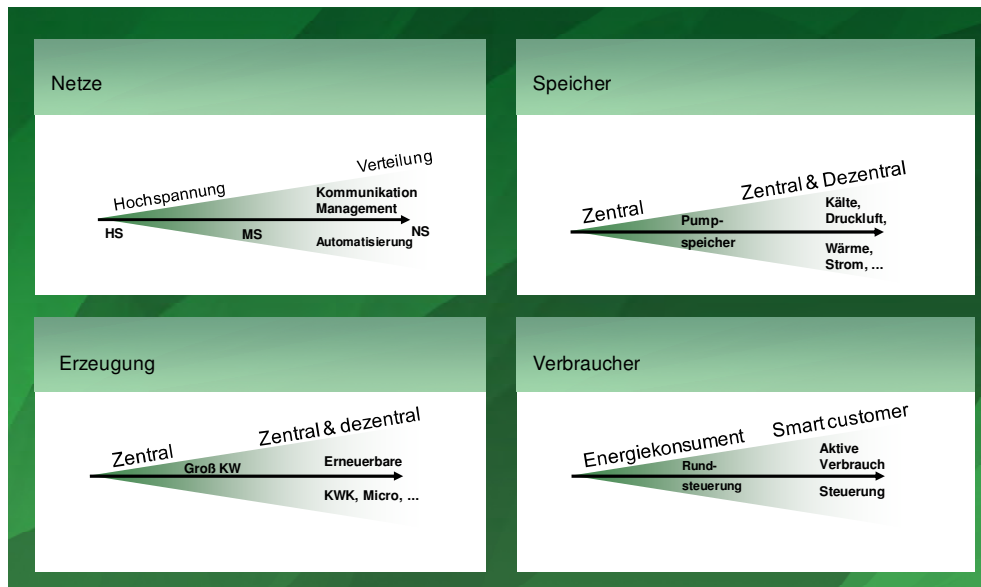
ernde Vorgaben z.B. durch den Regulator (Förderungen, Tarifierung) beeinflussen in diesem Zusammenhang zunehmend die Gestaltung des Energiesystems. Weitere Parameter, die die Implementierung von Smart Grids vorantreiben, können wie folgt angegeben werden:

- Technische Infrastruktur: verzögerter vs. verstärkter Ausbau
- Kundenwünsche: Autarkie, „Smart-Home“, saubere Energie, individuelle Dienstleistungen
- Technologische Entwicklungen: Elektromobilität, Miniaturisierung, neue Erzeugungsanlagen, Speicher, Regler, Automatisierung und alltagstaugliche Kommunikationstechnologien

Auch aus der Perspektive verschiedener Unternehmen bzw. Stakeholder besteht in diesem Zusammenhang eine ähnliche Sichtweise, wobei der Fokus der einzelnen

Abb. 12

Überblick zu möglichen Trends im Bereich von Smart Grids; unterschiedliche Entwicklungen liefern dabei unterschiedliche Anforderungen an einen Smart Grids Betrieb



Akteure natürlich auf die jeweiligen Kernkompetenzen gelegt wird. Innerhalb der Technologieplattform „Smart Grids Austria“ werden diese Kompetenzen bzw. zukünftigen Trends für Smart Grid Applikationen vor allem in Entwicklungen innerhalb der Bereiche Netze, Speicher, Erzeugung und Verbrauch gesehen (vgl. Abbildung 12 in Anlehnung an die Smart Grids- Definition in Kapitel 2).

Diese Entwicklungen/Trends im Netzbereich werden dahingehend abgeschätzt, dass eine Automatisierung der Netzkomponenten unter Anwendung von geeigneter Kommunikationsinfrastruktur neben den Übertragungsnetzen auch vermehrt in den Verteilernetzen zum Einsatz kommen wird. Ein geeignetes Einsatzmanagement für die notwendigen Komponenten ist daher zeitgerecht in die automatisierte Netzbetriebsführung einzubinden.

Auch weiterführende Entwicklungen im Speicherbereich sind in naher Zukunft zu erwarten. Dies soll einerseits die Bereitstellung von kurzfristiger Regelenergie für den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch im größeren Leistungsbereich (z.B. neue Pumpspeicher, Druckluftanlagen oder virtuelle Speicherkraftwerke) ermöglichen und andererseits auch eine Beeinflussung der Verbrauchscharakteristika durch kurzfristige Speicherung von Wärme und Kälte verwirklichen. Eine in Zukunft interessante Anwendung kann auch die gesteuerte Ladung von Elektrofahrzeugbatterien in Schwachlast- bzw. Überproduktionszeiten darstellen.

In Bezug auf die Erzeugungstechnologien wird sich der Trend hin zur Dezentralität weiter fortsetzen, wenn nicht sogar verstärken, da die Förderung erneuerbarer Energieträger politisch weiterhin unterstützt wird, um den Klimaschutzziele näher zu kommen. Auch Kleinstanlagen (z.B. Mikro-KWK Anlagen) könnten bei gegebener Förderung durchaus nennenswerte Gesamtkapazitäten im Niederspannungsbereich erreichen. Um diese Anlagen jedoch in einen Smart Grids Betrieb ein-

binden zu können, bedarf es einer Schnittstellendefinition, Einsatzplanung und entsprechend kosteneffizienter Kommunikationsanbindung.

Verbraucherseitig wird sich vor allem die Entwicklung in Richtung automatisierter Verbrauchssteuerungen fortsetzen, natürlich immer unter Berücksichtigung der Kundenanforderungen. Für zukünftige Interaktionen mit Verbrauchern können dabei durchaus neue Dienstleistungsmärkte und Interfaces im Alltagsbetrieb entstehen. Wiederum ist hierfür eine entsprechende Kommunikationsinfrastruktur unerlässlich.

Diese Treiber und Trends im globalen bzw. systemischen Kontext beeinflussen natürlich das derzeitige Stromsystem maßgeblich, worauf im nachfolgenden Abschnitt eingegangen wird.

3.2 Herausforderungen für das Stromsystem

Wird das historisch gestaltete Stromsystem betrachtet, (vgl. Abbildung 13 so wurden in der Vergangenheit vor allem zentral ausgerichtete Strukturen errichtet. Großkraftwerke versorgen dabei über ausreichend dimensionierte Übertragungs- und Verteilnetze die Verbraucher und regeln mit Speichern (z.B. Pumpspeicherkraftwerken) den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch.

Jedoch konnte in den letzten Jahrzehnten eine sich ständig erweiternde Stromversorgungsstruktur vor allem durch eine vermehrte Integration von kleineren und mittelgroßen Erzeugungsanlagen beobachtet werden. Diese Systemerweiterung liegt unter anderem auch daran, dass Stromerzeugungstechnologien auch im kleinen Leistungsbereich entweder durch Förderungen oder auch durch gegebene Marktreife laufend wirtschaftlicher wer-

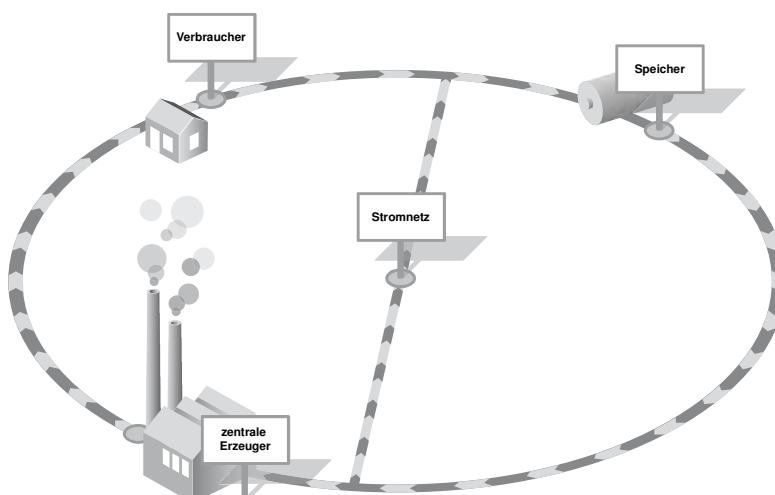
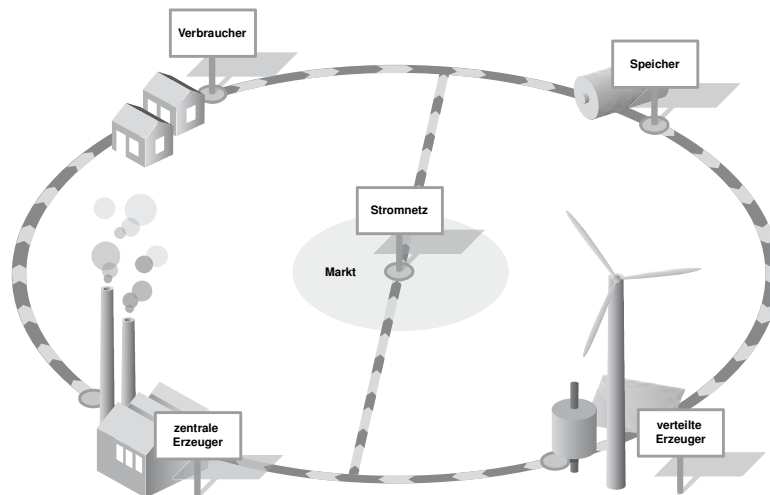


Abb. 13
Historisch zentral
ausgerichtetes
Elektrizitätssystem

Abb. 14
Aktuelles Stromver-
sorgungssystem



den. Abbildungen 13 bis 15 illustrieren dazu die Änderungen im Stromsystem beispielhaft.

Hierbei ist anzumerken, dass durch den beschriebenen Strukturwandel vor allem die Strominfrastrukturen an die Grenzen ihrer Belastbarkeit gelangt sind. Um diese Belastbarkeit zu erhöhen und damit den zukünftigen Anforderungen an die Strominfrastrukturen gerecht zu werden, erscheinen neben kostenintensiven Netzverstärkungen auch intelligentere Stromnetze (Smart Grids) eine geeignete Lösungsvariante zu sein. Die obersten Prämissen von Smart Grids adressieren dabei vor allem die möglichst effiziente Nutzung bestehender Infrastrukturen sowie die Realisierung von Kostenvorteilen gegenüber alternativen Lösungsansätzen.

Die zuvor erwähnten dezentralen Stromerzeugungsanlagen speisen ihren Strom überwiegend in die Mittel- und Niederspannungsnetze (Verteilernetze) ein, was zu wachsenden Anforderungen an das Management dieser Stromverteilernetze führt. Konträr dazu werden beispielsweise große Windparks, also ein Zusammenschluss von vielen Windkraftanlagen als Folge der hohen Erzeugungsleistung auch an das Hochspannungsnetz (höhere Spannungsebenen) angeschlossen. Damit sind neue Herausforderungen auch im Übertragungsnetz erkennbar (220 kV und darüber).

Die beschriebenen Herausforderungen können wie folgt beispielhaft subsumiert werden:

- Der Übergang vom passiven zum aktiven Verteilernetzbetrieb ist zu bewältigen.
- Größere Übertragungskapazitäten in Übertragungsnetzen werden notwendig.
- Neue Vertragsmodelle und Geschäftsmodelle sind notwendig .
- Integrierte, standardisierte und abgestimmte Kommunikationsschnittstellen müssen erforscht, implementiert und finanziert werden.
- Standards, Normen und Marktregeln für die Interaktion von Anlagen und Netzkomponenten müssen angepasst und implementiert werden.
- Komplexere Anforderungen für Errichtung, Wartung und Systembetrieb sind zu erfüllen.
- Die Bereitschaft zur Beteiligung an Demand Side Management und Demand Response Maßnahmen sowie die Frage der Kostenübernahme für die damit verbundene Infrastruktur sind in vielen Ländern noch ungeklärt.
- Adaptierte gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen sind zu entwerfen .
- Schaffung der notwendigen Rahmenbedingungen, um nationale Technologieentwicklung zu ermöglichen.

3.3 Beispiele für Marktpotentiale und die Positionierung österreichischer Unternehmen

Dieses Kapitel beschreibt den internationalen Hintergrund für eine überblicksmässige Gesamtmarktabschätzung im Bereich Smart Grids durch die Europäische Technologieplattform Smart Grids. Zusätzlich werden mit Hilfe von einigen Beispielen für Teilbereiche von Smart Grids die aktuell erwarteten Marktpotentiale dargestellt. Weiters wird ein detaillierter Überblick über die für die österreichische Industrie und Energiewirtschaft relevanten Technologiefelder und Dienstleistungen im Themenbereich Smart Grids gegeben.

Die Europäische Technologieplattform Smart Grids wurde im Jahr 2005 gegründet und erarbeitete in den letzten Jahren die Visionen, Strategien, Richtungsentscheidungen und wichtige Rahmenbedingungen sowie Empfehlungen im Technologiebereich intelligente Stromnetze, um damit Grundlagen für die zukünftige Marktimplementierung zu schaffen.

Intelligente Stromnetze (Smart Grids) bilden, laut dem Strategic Deployment Document (SDD)¹⁵ der Europäischen Smart Grids Technologieplattform, die notwendige Basis, um die Erreichung der Klimaschutzziele der EU für 2020 und damit auch der nationalen Ziele im Strombereich zu ermöglichen. Daher werden Technologien und Konzepte für den Einsatz in intelligenten Stromnetzen in Zukunft national und international stark an wirtschaftlicher Bedeutung gewinnen.

Die Europäische Smart Grids Technologieplattform schätzt, dass bis 2030 Investitionen in der Höhe von ca. 16.000 Milliarden Dollar weltweit (~500 Milliarden Euro in Europa, davon ein Großteil in Stromübertragung und Stromverteilung) für die Erneuerung und Erweiterung der elektrischen Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur hin zu intelligenten Stromnetzen notwendig werden.¹⁶

Die hier nachfolgend angeführten einzelnen Beispiele für Marktpotentiale in Smart Grid Teilbereichen basieren einerseits auf bestehenden Einschätzungen von im Smart Grid Umfeld tätigen Unternehmen und andererseits auf allgemein erhältlichen Marktstudien.

3.3.1 Beispiel für das netz- und energieseitige Marktpotential

In einer Potenzialstudie von trend:research¹⁷ wurde das Marktpotential von Leitsystemen zur Netz- und Anlagenführung auf Übertragungs- und Verteilnetzebene bis 2020 für Deutschland ermittelt. Die darin verwendeten Systeme sind durch folgende zentrale Merkmale gekennzeichnet bzw. erfüllen nachfolgende Funktionen:

- Netz- /Anlagenüberwachung (u.a. Überwachung der Zuverlässigkeit, auch bei Gebäuden)
- Netz- /Anlagensteuerung (u.a. Fernschalten, auch bei Gebäuden)
- Netz- /Anlagenregelung (u.a. Definition von Sollwerten, Umgehung von Mehrfachdefekten)
- Netz- /Anlagenanalyse (u.a. Bestimmung der Topologie)
- Überprüfung der Schaltungen (u.a. Lastflussrechnung)
- Optimierungen (u.a. Ermitteln von Spannungsprofilen, Optimierung des Nutzungsgrads bei Anlagen)
- Integrierte Fernwirk- und Automatisierungstechnik

Im progressiven Szenario wird von steigenden Energiepreisen, einer verstärkten Anforderung durch Offshore Windenergie, einer Nachfrage nach Demand Side Management und Demand Response, sowie von einer verbesserten Wirtschaftlichkeit der angebotenen Systeme ausgegangen.

3.3.2 Erzeugerseitige Marktpotentiale

Erzeugerseitig sind konkrete Marktpotentiale derzeit noch schwer quantifizierbar. Es kann aber als Anhaltspunkt laut den Projektergebnissen des Projektes DG DemoNetz¹⁸ beispielhaft abgeschätzt werden, dass sich durch den Einsatz von Smart Grid Technologien und mit entsprechenden Rahmenbedingungen eine signifikante Steigerung der betriebswirtschaftlich möglichen Integrationsdichte von dezentralen Stromerzeugungsanlagen in ausgewählten Netzgebieten erreichen lässt. Dies wird

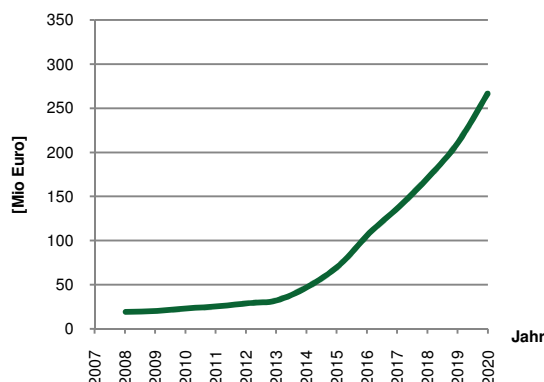
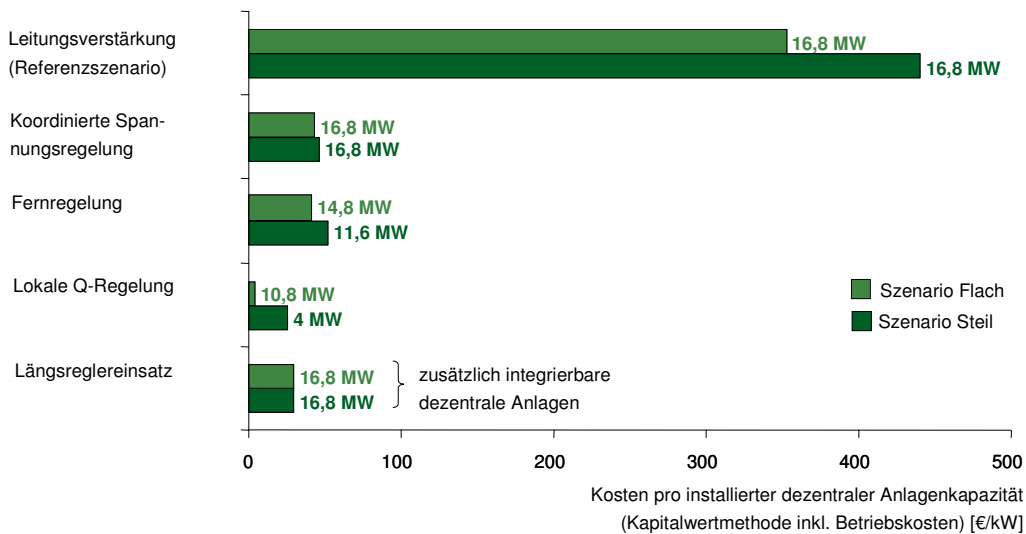


Abb. 15
Jährliches Marktvolumen Smart Grid geeigneter Leitsysteme (einschließlich Dienstleistungen) bis 2020
(siehe Quellenverzeichnis)

Abb. 16

Mögliche Kostenreduktion pro dezentral installierter kW im Vergleich zur konventioneller Leistungsverstärkung

(siehe Quellenverzeichnis)



vor allen dadurch erreicht, dass die Netzintegrationskosten für zusätzliche dezentrale Stromerzeugungsanlagen im Vergleich zu konventionellen Lösungen (Leitungsbau) deutlich sinken. Dieser Umstand ermöglicht es, neue Erzeugerkapazitäten an das Netz anzuschließen, für die sonst kein betriebswirtschaftlich kosteneffizienter Betrieb möglich wäre (vgl. Abbildung 16).

Des Weiteren ist eine Möglichkeit zur Teilnahme an neuen Marktmodellen (z.B. Ausgleichsenergiemarkt via „Anlagenpooling“) erst durch Kommunikationsanbindung und den geeigneten Einbau von entsprechenden Steuerungen/Regelungen möglich.

3.3.3 Verbraucherseitige Marktpotentiale

In der Potenzialstudie von trend:research wurde für Deutschland das Marktpotential von Smart Metering und Smart Home Systemen bis 2020 ermittelt (siehe auch Abbildung 17 und 18). Im progressiven Szenario wird von einer verstärkten Marktdurchdringung, im Speziellen durch den verstärkten Einsatz von Smart Home Techno-

logien in Altersresidenzen und Sozialeinrichtungen ausgegangen. Das Marktvolumen für Smart Home Technologien steigt auch hier im Referenzszenario moderat aber kontinuierlich an.

Bei beiden Szenarien wirkt sich die Zunahme an intelligenten Zählern in privaten Haushalten auf den Markt fördernd aus. Langfristig gewinnen bei Neuanschaffungen von Haushaltsgeräten intelligente und energieeffiziente Lösungen zunehmend an Bedeutung.

Mit Smart Grids eröffnet sich daher ein international relevantes Technologiefeld, das aufgrund des bereits bestehenden Know-hows der österreichischen Energie- und Kommunikationsindustrie Chancen bietet, sich in diesem Markt frühzeitig zu etablieren und zu positionieren.

Bei rechtzeitiger Entwicklung der Smart Grids Technologien in Österreich wird erreicht, dass diverse Hersteller der „enabling technologies“ (z.B. Leistungselektronik, Kommunikationstechnik, Smart Metering, elektrotechnische Komponenten wie Schutztechnik, etc.) sich am stark wachsenden internationalen „Smart Grids Markt“ positionieren können und damit hochqualifizierte F&E und Produktionsarbeitsplätze geschaffen werden.

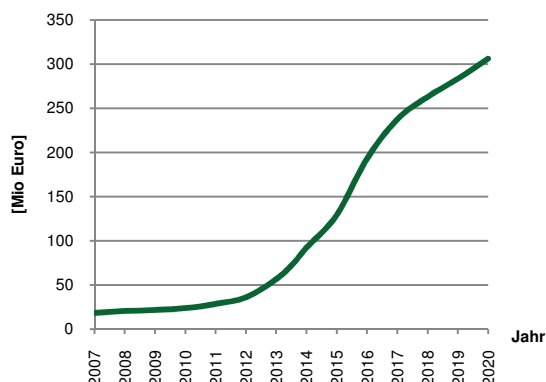
Österreichs Industrie verfügt bereits heute, insbesondere im Bereich der „Smart Distribution Grids“, der intelligenten Stromverteilernetze, über hohes technologisches Know-how sowie anerkannte innovative Produkte. Beispiele der Österreichischen Industrie und Energiewirtschaft für relevante Technologiefelder und Dienstleistungen im Themenbereich Smart Grids sind:

- Entwicklung und Produktion von Leistungshalbleitern und Mikrocontrollern
- Entwicklung, Produktion und Engineering von Fernwirk- und Automatisierungstechnik

Abb. 17

Jährliches Marktvolumen für Smart Home Technologien bis 2020

(siehe Quellenverzeichnis)



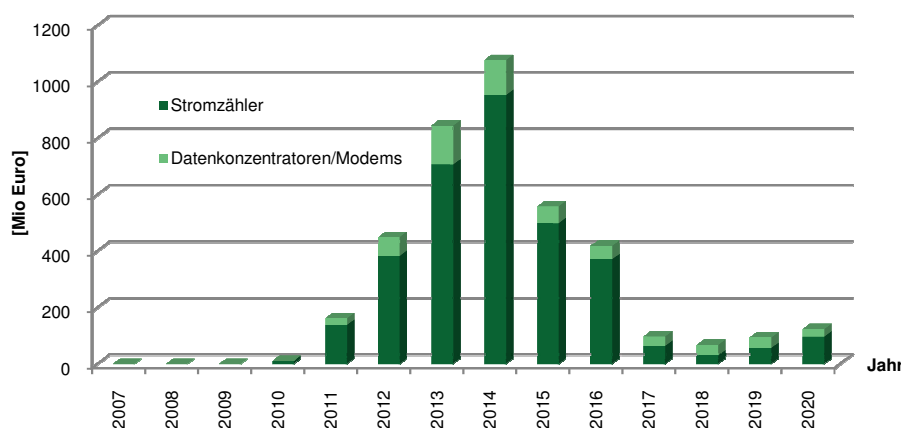


Abb. 18
Jährliches Marktvolumen für Smart Metering-Hardware
(siehe Quellenverzeichnis)

- Entwicklung, Produktion und Engineering von Smart Metering, Smart Home und Smart Buildings
- Entwicklung und Implementierung von Meter Data Management Lösungen und Smart Metering Dienstleistungen
- Entwicklung und Implementierung in den Bereichen Energie- und Netzmanagement, virtuelle Kraftwerke sowie Leittechniksysteme
- Entwicklung und Implementierung von Lösungen im Bereich Demand Side Management
- Entwicklung von Systemplattformen für Energiehandel und -management, Entwicklung von Kommunikationstechnologien für Smart Grids
- Entwicklung und Produktion von Energiespeichern
- Forschung, Entwicklung und erste Produktionen für Lösungen im Bereich der e-Mobilität
- Entwicklung und Produktion von dezentralen Erzeugungsanlagen
- Entwicklung und Produktion von Smart Grid fähigen Wechselrichtertechnologien

3.4 Österreichische Position im internationalen F&E-Umfeld

In diesem Abschnitt werden die internationalen Smart Grid Aktivitäten, wie z.B. Smart Grid Plattformen, Forschung im Bereich der Smart Grids und drei spezifische Fallbeispiele für innovative Forschungsrahmenbedingungen in Großbritannien, Dänemark und Deutschland dargestellt. Weiters werden die österreichischen Aktivitäten und das österreichische Umfeld skizziert.

3.4.1 Internationale Aktivitäten und Beispiele für Forschungsrahmenbedingungen

International steigt das Interesse am Konzept der Smart Grid Systeme, was man in erster Linie an der Bildung von Smart Grids Institutionen und Plattformen sowie der zunehmenden Zahl wissenschaftlicher Arbeiten,¹⁹ Projekte sowie Forschungsförderprogrammen über das Thema Smart Grids erkennen kann. Im Folgenden sind einige Smart Grids-relevante internationale Aktivitäten aufgelistet.

Weltweit

Auf U.S.-amerikanischer Ebene ist die Plattform „GridWise“ entstanden, eine von der Industrie gegründete Allianz (www.gridwise.org). Gemeinsam mit dem „U.S. Department of Energy’s Office of Electric Transmission and Distribution“ hat sich die GridWise Allianz das Vorhaben gesetzt, ein zuverlässiges und effizientes Elektrizitätssystem aufzubauen.²⁰ Weiters ist das Projekt „Smart Grid City“ der Universität von Colorado in Boulder, welches 2008 gestartet ist, ein Beispiel dafür, wie großflächige Implementierungsprojekte angewendet auf eine gesamte Stadt aussehen können.²¹

In Kanada hat die Vereinigung der unabhängigen Netzbetreiber (Independent Electricity System Operator – IESO) das Ontario Smart Grid Forum koordiniert, wobei Experten im Laufe von sechs Monaten das Thema Smart Grids aufgearbeitet haben.

In Japan beschäftigt sich die Organisation NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization)²² mit der großflächigen Integration von dezentraler Erzeugung.

Europa

In Europa wurde die Europäische Smart Grids Technologie Plattform ins Leben gerufen, zu deren Mitgliedern

hochkarätige Forscher, Vertreter unterschiedlicher Interessensgruppen sowie Regierungsvertreter und Regulatoren zählen (siehe www.smartgrids.eu).

Auf nationaler Ebene sind bereits große Erfahrungen mit großflächigen dezentralen Erzeugungsstrukturen in Dänemark gesammelt worden.

In Slowenien ist ebenfalls eine Technologieplattform Smart Grids gegründet worden²³, deren Ziel es ist, ein u.a. flexibles, zuverlässiges und wirtschaftliches Stromnetz und somit eine gesicherte Stromversorgung mittels gekoppelten Wissens aller Marktteilnehmer, von Forschung und Entwicklung sowie anhand von Demonstrationsprojekten auch in Zukunft zu garantieren.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) in Deutschland finanziert im Rahmen der Technologiepolitik der Bundesregierung einen neuen Forschungsschwerpunkt „E-Energy: IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“²⁴.

Großbritannien: Speziell in Form von Kooperationen zwischen den Universitäten und den Netzbetreibern nimmt das Thema Smart Grids eine wichtige Stellung ein. Führende Universitäten sind hier Universität Manchester, Imperial College London sowie die Strathclyde Universität in Glasgow.

Es ist klar erkennbar, dass Smart Grids international eine hohe Aufmerksamkeit geschenkt wird; eine Vielzahl von Institutionen und Industrie- und Forschungsaktivitäten hat sich inzwischen gebildet. Wenn Österreich eine Vorreiterrolle im Bereich Smart Grids einnehmen will, müssen die Rahmenbedingungen für Forschung und Entwicklung rasch verbessert werden (vgl. auch Kapitel 6).

Großbritannien

Um Anreize für den Anschluss von dezentralen Energieerzeugern auf Basis erneuerbarer Energien und kleiner Kraft-Wärme-Kopplungseinheiten zu schaffen, wurden von der britischen Regulierungsbehörde Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) unterschiedliche Maßnahmen gesetzt. Verteilnetzbetreiber erhalten ein so

genanntes „Hybrid Incentive“ für den Anschluss dezentraler Anlagen, das aus zwei Elementen besteht²⁵:

- Kosten, die durch den Anschluss dezentraler Anlagen entstehen, können zu 80% weitergegeben werden. Netzbetreiber erhalten damit einen Anreiz, das Netz zu „öffnen“ und bekannt zu geben, wo Anlagen aus Netzsicht besonders geeignet wären, um so dafür zu sorgen, dass dezentrale Anlagen – die angeschlossen werden müssen – an günstigen Standorten angeschlossen werden.
- Gleichzeitig erhalten Netzbetreiber einen positiven Anreiz für DG (Distributed Generation): Ihr erlaubtes Einkommen steigt mit der angeschlossenen Leistung (£/kW/a-Treiber), wobei nicht nur die Investitionskosten, sondern auch die Wartung berücksichtigt wird (£/kW/a).

Für den vermehrten Anschluss von dezentralen Energieerzeugungsanlagen sind Innovationen notwendig. Deshalb hat Großbritannien für die explizite Förderung von Forschungsaktivitäten im Netzbetrieb die folgenden, sich ergänzenden Maßnahmen initiiert²⁶:

- Innovation Funding Incentive
- Registered Power Zones

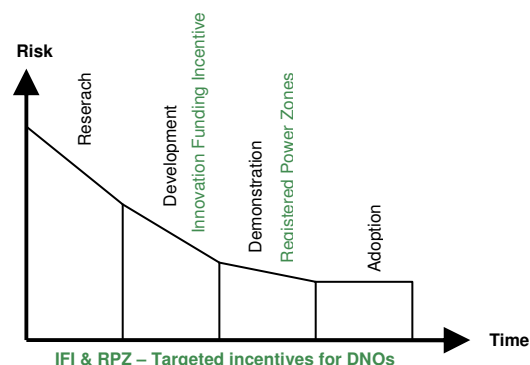
Die Maßnahme Innovation Funding Incentive (IFI) zielt darauf ab, F&E-Aktivitäten zu fördern, welche auf technische Aspekte von Netzplanung, -betrieb und -instandhaltung fokussieren. Das zentrale Ziel der IFI ist, durch Verbesserung der Effizienz von Betriebskosten und Investitionsausgaben, einen Nutzen für die Konsumenten zu generieren. Projekte, die durch die IFI gefördert werden, müssen die technische Entwicklung von Verteilnetzen verbessern, einen Nutzen für die Endverbraucher liefern (z.B. finanziell, Versorgungssicherheit und Qualität, Umwelt, Sicherheit) oder Aspekte des Asset Managements betrachten. Einem Verteilnetzbetreiber wird erlaubt, bis zu 0,5% seines jährlichen Erlöses für IFI Projekte zu verwenden und im ersten Jahr bis 90% und über die Laufzeit von 5 Jahren 80% der Kosten zu sozialisieren, d.h. auf die Kunden umzuwälzen²⁷.

Im Gegensatz dazu liegt der Fokus von Registered Power Zone (RPZ) in der Demonstration von kosteneffizienteren Möglichkeiten des Anschlusses und des Betriebes von dezentralen Erzeugungsanlagen. Sie sollen einen spezifischen Nutzen für die Erzeugungseinheiten und für die Endverbraucher im Allgemeinen liefern. Dies beinhaltet²⁸:

- Neue Entwicklungen und Technologien von Betriebsmitteln
- Neue Methoden für Netzplanung
- Neue Ansätze für den Netzbetrieb
- Einbindung von dezentraler Erzeugung, um die Versorgungssicherheit/-qualität zu verbessern

Abb. 19

Der Innovationsprozess im britischen Netzbetrieb
(siehe Quellenverzeichnis)



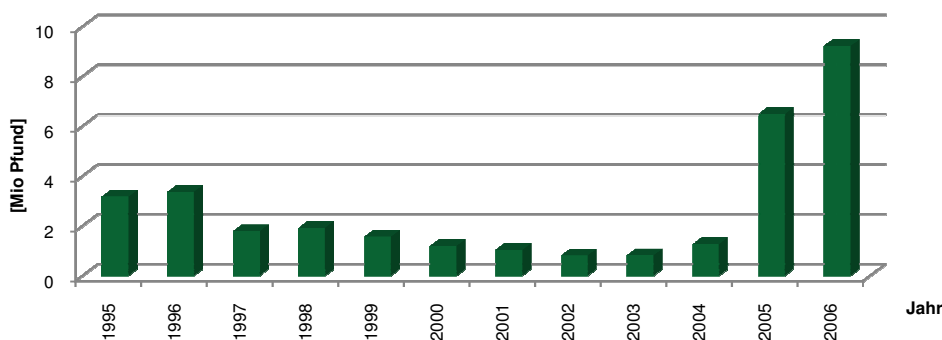


Abb. 20
 Forschungsausgaben bei britischen Verteilnetzbetreibern in M£
 (siehe Quellenverzeichnis)

Durch diese Maßnahmen soll es zu einer Risikominimierung bei der Umsetzung von Forschungsergebnissen kommen. Nach den ersten Konzepten in theoretischen Forschungsprojekten, sollen diese bei den Netzbetreibern in Form von Projekten innerhalb der Innovation Funding Incentive entwickelt werden. Diese Entwicklungen sollen in der Folge in den Registered Power Zones demonstriert und bei einer erfolgreichen Demonstration schließlich allgemein angewandt werden (vgl. dazu Abbildung 19).

Inwieweit die Maßnahmen greifen, konnte bereits unmittelbar nach deren Einführung im Jahr 2005 gezeigt werden. Es kam zu einer signifikanten Steigerung der Forschungsausgaben bei den Netzbetreibern (vgl. Abbildung 20) und zur Bildung von 3 Registered Power Zones, mit dem Ziel der Integration einer höheren Dichte an dezentralen Stromerzeugern²⁹.

Infolge des großen Erfolges dieser Maßnahmen und einer breiten Zustimmung, sind diese auch im Entwurf für den fünften „Distribution Price Control Review“ (DPCR5) vorgesehen, welcher von 2010 bis 2015 läuft³⁰.

In Großbritannien wird somit erfolgreich über Regulierungsansätze ein Impuls gesetzt, um bei den Netzbetreibern Forschung zu fördern und somit Lösungen für Methoden und Konzepte für die Integration einer hohen Dichte von dezentralen Energieerzeugern zu entwickeln und zu demonstrieren.

Dänemark

Dänemark ist ein besonderes Beispiel, da eine weitgehende Dezentralisierung der Erzeugungsstruktur dort schon Realität ist.

Aus Abbildung 21 ist ersichtlich, dass mit insgesamt 3857 MW dezentraler Erzeugungskapazität (d.h. Anschluss an 60 kV und darunter) gegenüber 3662 MW an zentralen Erzeugungskapazitäten (d.h. Anschluss an 150 kV und darüber) bereits über 50% der Erzeugungskapazität im Verteilnetz zu finden sind. Damit verbunden sind natürlich die zuvor beschriebenen Herausforderun-

gen für den Verteilnetzbetrieb. Man könnte Dänemark somit auch als weltweit größtes Forschungslabor für dezentrale Energieerzeugung bezeichnen.

Im Zuge eines energiepolitischen Abkommens hat sich die dänische Regierung auf zwei wesentliche Maßnahmen zur Erreichung der Energie und Klimaziele für die Periode von 2008 bis 2011 geeinigt³¹:

- 20% Anteil von erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch in Dänemark bis 2011
- bezogen auf 2006 soll bis zum Jahr 2011 der Gesamtenergieverbrauch um 2% sinken, bis zum Jahr 2020 um 4%

Das Ziel der Regierung ist es, die Ausgaben für Energieforschung und -entwicklung bis 2010 zu verdoppeln³². Die aktuellste Maßnahme ist die Initiierung des Energy Technology Development and Demonstration Programmes (EUDP). Ziel dieses Programms ist es, Energietechnologien den Weg zur Marktreife zu öffnen.³³

Folgende Technologien werden darin u.a. gefördert³⁴:

- Biomasse, Biotreibstoffe der zweiten Generation
- Windenergie und andere erneuerbare Energiequellen
- Wasserstoff- und Brennstoffzellen
- Energieeffiziente Lösungen und Demand Response
- Integration von Technologien in integrierte Systeme

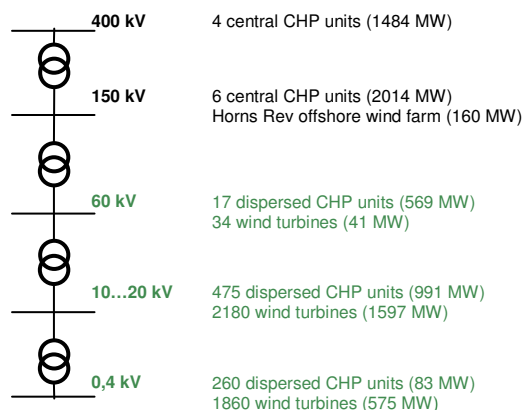


Abb. 21
 Verteilung der dänischen Erzeugungskapazität auf die Spannungsebenen
 (siehe Quellenverzeichnis)

Ziel des EUDPs ist es, Technologien von der Forschung bis zur Marktreife zu bringen, was auch eine Demonstrationsphase beinhaltet (siehe Abbildung 22).

Eine Besonderheit in der dänischen Energieforschung ist, dass Energinet.dk, der nationale Übertragungsnetzbetreiber, die Aufgabe der Finanzierung von Forschungsprojekten hat, die auf eine umweltfreundliche Energieerzeugung abzielen. Energinet.dk koordiniert im Elektrizitätsbereich dafür das sogenannte ForskEL³⁵ Programm. Die Finanzierung für die Forschung von umweltfreundlicher Energieerzeugung erfolgt über Zuschläge in den Netztarifen (DKK 0,004 per kWh) und die Forschung an der Entwicklung des Elektrizitätssystems aus den normalen Tarifen.

Das eigentliche langfristige Ziel ist, am Ende Elektrizität und Kraft-Wärme Kopplung zu 100% aus erneuerbaren Energien zu produzieren, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Im kürzeren Zeithorizont sollen die strategischen Ziele der dänischen Regierung erreicht werden. Dazu gibt es eine jährliche Ausschreibung mit einer Fokussierung auf unterschiedliche Themen. Im Jahr 2008 waren es zwei Themen: ³⁶

- Langfristige Ziele bis zum Jahr 2030 mit einem Fokus auf Innovation und Integration von Erneuerbaren Energietechnologien
- Kurzfristige Ziele mit einer fünfjährigen Perspektive fokussierend auf Umweltverbesserungen von bestehenden Technologien

Für kleine erneuerbare Erzeugungstechnologien wurde das ForskVE³⁷ Programm ins Leben gerufen, welches Erzeugungstechnologien wie Photovoltaik, Wellenkraft, Biogas etc. umfasst. Finanziert wird das Programm über einen Netztarifzuschlag von durchschnittlich DKK 0,007 per kWh.

Energinet.dk koordiniert die Ausschreibungen, nimmt jedoch nicht selbst daran teil. Dafür gibt es ein internes Forschungsprogramm namens ForskIn³⁸, welches über die normalen Netztarife finanziert wird.

Dansk Energi-NET, die Vereinigung der Verteilnetzbetreiber, stellt die Förderung von Forschungsprojekten, hinsichtlich eines effizienten Energieverbrauchs bereit. Das „Strategic Research Council“ ist zuständig für Energieforschungsprojekte im Bereich erneuerbarer Energietechnologien und Energieumwandlung mit einem Fokus auf problemorientierte und interdisziplinäre Forschung³⁹.

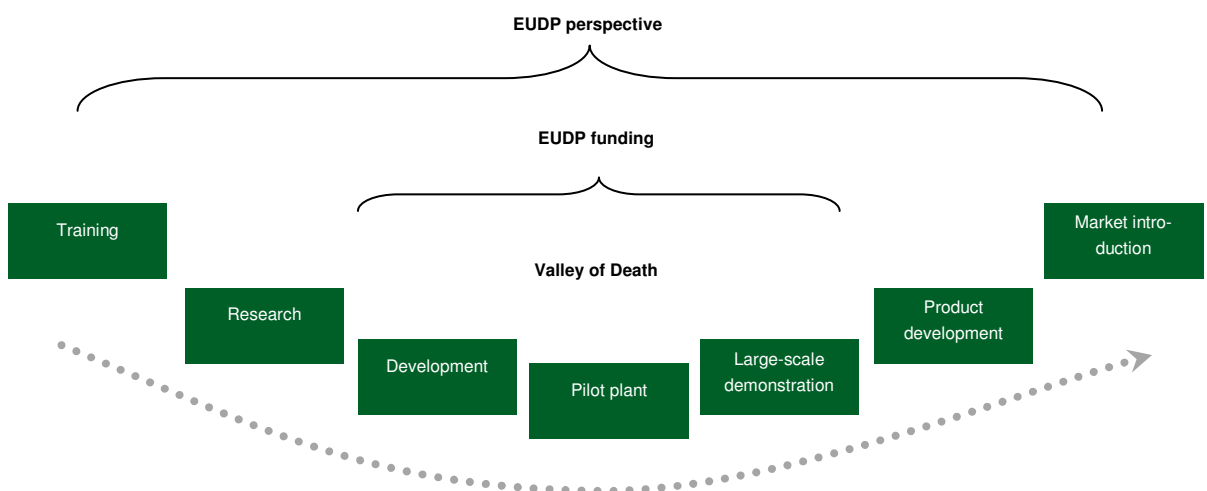
Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die dänische Regierung klare Vorgaben für die Energieforschung gibt, deren Finanzierung ermöglicht und die Verantwortung koordiniert auf unterschiedliche Organisationen verteilt. Besonders interessant ist, dass der staatliche Übertragungsnetzbetreiber selbst Forschungsprogramme koordiniert. Finanziert werden die Programme über die Netztarife selbst oder über Zuschläge zu den Netztarifen, d.h. sehr stark über staatliche und regulatorische Maßnahmen.

Deutschland

Wie aus den Bestrebungen zur Durchsetzung der EU 20-20-20-Klimaziele während der deutschen EU-Ratspräsidentschaft im Jahr 2007 ersichtlich war, wird von der deutschen Bundesregierung eine sehr engagierte Energie- und Klimapolitik betrieben. Das „Integrierte Energie- und Klimaprogramm“ (IEKP)⁴⁰ vom 5.12. 2007 legt den energiepolitischen Kurs für die kommenden Jahre fest; drei Kernziele sind darin bestimmt, die bis zum Jahr 2020 reichen: ⁴¹

- eine Steigerung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz

Abb. 22
EUDP und die Entwicklungskette von Energietechnologien
(siehe Quellenverzeichnis)



- ein wachsender Beitrag der erneuerbaren Energien zur Primärenergiebedarfsdeckung
- sowie eine Absenkung der Emission von treibhausrelevanten Spurengasen

Unter anderem wird im IEKP gefordert, den Anteil von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung von heute 12% auf 25% im Jahr 2020 zu erhöhen und den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion von 14% auf 25% bis 30% bis 2020, sowie deren Anteil an der Wärmeversorgung auf 14% zu steigern.

Die Ziele für den Anteil von erneuerbaren an der Stromerzeugung von 12,5% für 2010 wurden mit einem Anteil von 14% bereits im Jahr 2007 überschritten⁴².

In der neuen Fassung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG)⁴³ aus dem Jahr 2009 wird eine Erhöhung des Anteils von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 30% bis 2020 fixiert (vgl. EEG §1, Abs.2). Das EEG ist das zentrale Element zur Erreichung der erneuerbaren Ziele in der Stromerzeugung.

Im Gesetz wird auch der vorrangige Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien an das Netz sowie die vorrangige Abnahme, Übertragung, Verteilung und Vergütung dieses Stroms durch die Netzbetreiber und der bundesweite Ausgleich des abgenommenen und vergüteten Stroms geregelt (vgl. EEG §2).

Als Schlüssel zur Erreichung der Ziele des oben genannten IEKP werden von der deutschen Bundesregierung innovative Energietechnologien auf der Verbraucherseite sowie auch auf der Erzeugerseite gesehen. Aus diesem Grund wurden Forschung und Innovation zu einem Schwerpunkt des IEKP gemacht (vgl. Maßnahme 25).

Unter dem Namen „Technologieprogramm Klimaschutz und Energieeffizienz“, werden zentrale Maßnahmen des IEKP neu gebündelt. Dafür stehen von 2008 bis 2011 rund 446 Millionen Euro zur Verfügung⁴⁴.

Im Rahmen des 5. Energieforschungsprogramms werden zur Bestimmung der Forschungsfelder u.a. folgende Leitlinien zugrunde gelegt⁴⁵:

- Kontinuität: Langfristige Auslegung der Förderpolitik ermöglicht eine Berechenbarkeit und Planungssicherheit für Forschungs- und Entwicklungsarbeiten
- Fokussierung: Die Fördermittel werden für den Übergang zu einer nachhaltigen Energieversorgung besonders auf innovative, langfristig Erfolg versprechende Technologien konzentriert.
- Flexibilität: da die Fortschritte bei Forschung und Entwicklung nicht planbar sind, wird Vorsorge getroffen, um gegebenenfalls Mittel an strategischen Stellen neu zu konzentrieren, sobald Möglichkeiten für einen energiewirtschaftlichen Durchbruch zu einer nachhaltigen Energieversorgung erkennbar werden

Für die Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien, mit einem Fokus auf angewandter Forschung, Entwicklung und Demonstration, ist das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) verantwortlich. Einer der Schwerpunkte ist die **Netzintegration und Optimierung der Energieversorgungssysteme**. Dieser Punkt gewinnt, durch den im EEG geregelten vorrangigen Anschluss von Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, sowie deren vorrangige Abnahme, noch mehr an Bedeutung.

Einen wesentlichen Beitrag für den Betrieb zukünftiger Energiesysteme werden **Informations- und Kommunikationstechnologien** spielen⁴⁶. Aus diesem Grund wurde vom BMWi der neue Förderschwerpunkt mit dem Titel „E-Energy: IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ initiiert (wie bereits oben in Abschnitt 3.4.1). Dieser wurde von der Bundeskanzlerin zum nationalen Leuchtturmprojekt erklärt. Zentrales Ziel von E-Energy ist die Schaffung von Modellregionen, die zeigen, wie das Optimierungspotenzial von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) zur Erreichung einer wirtschaftlichen, sicheren und umweltverträglichen Stromversorgung genutzt werden kann. In regionalen Projekten werden IKT-Systemkonzepte entwickelt und erprobt. Die Systeme sollen das Elektrizitätsversorgungssystem von der Erzeugung über Transport und Verteilung bis hin zum Verbrauch optimieren.

Sechs Projekte gingen als Sieger einer als Technologie-wettbewerb geführten Ausschreibung hervor⁴⁷. Die Förderung der Projekte erfolgt in einer Partnerschaft des BMU und des BMWi. Das BMWi wird für vier Modellregionen bis zu 40 Mio. Euro bereitstellen und das BMU die Förderung von zwei weiteren Modellregionen mit bis zu 20 Mio. Euro übernehmen. Zusätzlich werden von den beteiligten Unternehmen Eigenmittel eingebracht und somit ergibt sich ein Gesamtbudget von etwa 140 Mio. Euro für die sechs Projekte. Die Projekte wurden Ende 2008 gestartet und werden bis 2012 abgeschlossen⁴⁸.

Die Projekte haben folgende Themenschwerpunkte zum Inhalt:

- Schaffung eines E-Energy-Marktplatzes, der den elektronischen Geschäfts- und Rechtsverkehr zwischen allen Marktteilnehmern ermöglicht
- Digitale Vernetzung und Computerisierung der technischen Systeme und Komponenten sowie der darauf beruhenden Prozessführungs- und Wartungsaktivitäten, so dass eine weitgehende Automation der Kontrolle, Analyse, Steuerung und Regelung des technischen Gesamtsystems gewährleistet ist
- Online-Kopplung von elektronischem Energie-Marktplatz und technischem Gesamtsystem, so dass eine zeitnahe, digitale Interaktion von Geschäfts- und Technikbetrieb sichergestellt wird

Die Vielzahl von beteiligten Unternehmen unterschiedlicher Themenbereiche aus Energiebranche, Wirtschaft, Industrie und Forschung zeigen, wie breit das Thema Energiesysteme der Zukunft gestreut ist. Die Unternehmen sollen zu einer kritischen Masse gebündelt werden.

Deutschland verfügt über eine sehr strukturierte und langfristig ausgerichtete Energiepolitik, mit einer Fixierung von quantitativen Zielen. Für die Unterstützung der Zielerreichung werden entsprechende Rahmenbedingungen in Forschung, Entwicklung und Demonstration geschaffen. Ein Schwerpunkt lag im Jahr 2008 in der Initiierung von großen Leuchtturmprojekten, mit dem Fokus auf der Demonstration des Einsatzes von IKT in zukünftigen Energiesystemen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass europaweit erst wenige Länder im Themenbereich Smart Grids aktiv sind, was bei einer frühzeitigen und konsequenten Positionierung Österreichs eine besondere Chance für die heimische Wirtschaft darstellt.

3.4.2 Österreichische Smart Grid Aktivitäten, Umfeld und Forschungsrahmenbedingungen

Dieses Kapitel zeigt einerseits den Status Quo der österreichischen Forschung und Entwicklung im Bereich Smart Grids im internationalen Vergleich und die vier Smart Grids F&E-Forschungsschwerpunkte in Österreich, welche anhand der bisherigen Stärken identifiziert wurden. Andererseits diskutiert dieses Kapitel die Potenziale der österreichischen Forschung und Entwicklung im Bereich Smart Grids, gegliedert in die vier Forschungsschwerpunkte. Hierbei werden offene Forschungsfragen

zu den Problemen aufgezeigt, deren Lösung für ein funktionierendes Smart Grids-System jedoch unabdingbar ist. Somit ist eine kontinuierliche Förderung und Forcierung der Smart Grids Forschungsthemen in der österreichischen Forschungslandschaft erforderlich, um hier eine Vorreiterrolle im internationalen Vergleich einnehmen zu können.

Forschungsrahmenbedingungen in Österreich

In Österreich wurde auf Empfehlung des Rates für Forschung und Technologie zur Stärkung des Zukunftsfelds „Forschung für Nachhaltige Entwicklung“ im Jahr 2004 die FORNE-Initiative (FORschung für Nachhaltige Entwicklung) ins Leben gerufen. Ziel war es, ein gemeinsames Zielsystem für die österreichische Nachhaltigkeitsforschung zu definieren, laufend weiterzuentwickeln und Schwerpunkte zu bilden⁴⁹.

Einen zentralen Stellenwert in der FORNE Initiative hatte das Impulsprogramm „Nachhaltig Wirtschaften“, welches drei thematische Programmlinien mit jeweiligen Ausschreibungen für die finanzielle Förderung von Forschungsprojekten umfasst:

- Haus der Zukunft
- Fabrik der Zukunft
- Energiesysteme der Zukunft

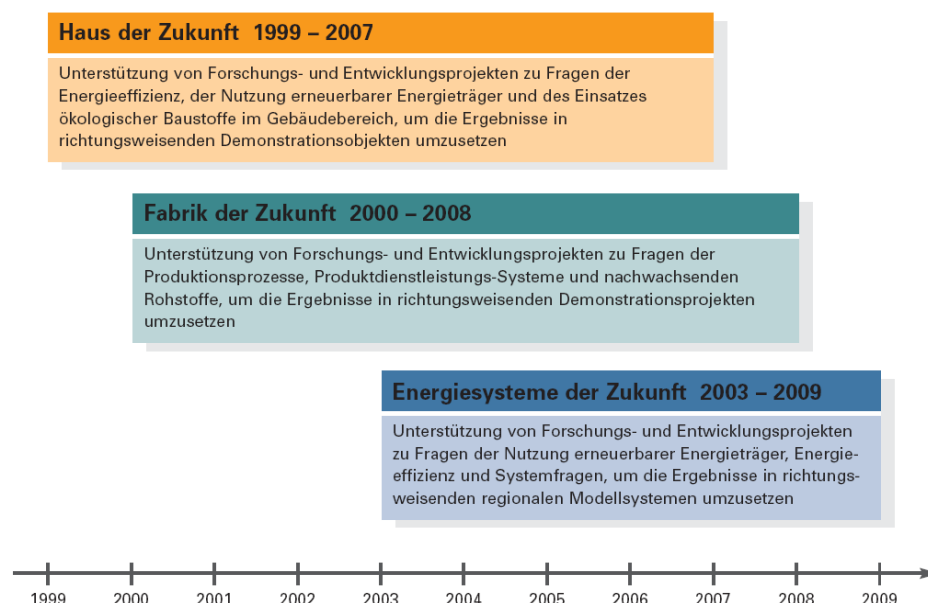
Die jeweiligen Schwerpunkte der Programmlinien sowie deren zeitlicher Horizont sind in Abbildung 23 dargestellt. Die Programmlinie „Haus der Zukunft“ wurde 2008 mit der Ausschreibung „Haus der Zukunft Plus“ fortgesetzt.

Die Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ mit ihren zwei Ausschreibungen war für den Bereich Smart

Abb. 23

Die Programmlinie Nachhaltig Wirtschaften

(siehe Quellenverzeichnis)



Grids die entscheidende Programmlinie, da sie direkt die Energiesysteme und damit auch die elektrischen Netze und die Integration von dezentralen Energieerzeugern adressierte.

Ziel der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ war die Erforschung von Systemfragen und die Entwicklung von Konzepten und Technologien sowie Implementierungsstrategien.

Durch einen Strategieprozess im Jahr 2005⁵⁰ entstand als Fortführung der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ mit ähnlichen Inhalten das Forschungs- und Technologieprogramm „Energie der Zukunft“.

Folgende Themenschwerpunkte wurden im Strategieprozess ENERGIE 2050 gesetzt:

- Strategische Forschung (Knowledge for policy making)
- Energiesysteme und Netze
- Biogene Brennstoffproduktion (Biobased Industrie)
- Energie in Industrie und Gewerbe
- Energie in Gebäuden
- Energieeffizienz und Endverbraucher

Ähnlich wie im europäischen Forschungsrahmenprogramm wurde den Energiesystemen und Netzen eine wesentliche Bedeutung zugesprochen.

In einem mehrstufigen Prozess sollen aus Grundlagenarbeiten ambitionierte Ideen und Konzepte entstehen und diese mit technologischen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten umgesetzt und schließlich mit Hilfe von Pilot- und Demonstrationsanlagen in Richtung Marktnähe geführt werden.

In der Programmlinie „Energie der Zukunft“ gab es nur eine einzige Ausschreibung, da es im Jahr 2007 durch die Gründung des Klima- und Energiefonds⁵¹ (KLI.EN) zu einer Umgestaltung der Forschungsrahmenbedingungen kam.

Der Klima- und Energiefonds wurde zur Steigerung der Energieeffizienz und Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger eingesetzt. Er gewährt Fördermittel, um die Erteilung von Aufträgen und die Finanzierung von Maßnahmen bestehender einschlägiger Finanzierungsinstrumente im Rahmen der folgenden Programmlinien⁵² umzusetzen:

- Forschung und Entwicklung im Bereich nachhaltiger Energietechnologien und Klimaforschung
- Forcierung von Projekten im Bereich des öffentlichen Personennah- und Regionalverkehrs, des umweltfreundlichen Güterverkehrs sowie von Mobilitätsmanagementprojekten
- Forcierung von Projekten zur Unterstützung der Marktdurchdringung von klimarelevanten und nachhaltigen Energietechnologien

Im Zuge der Tätigkeiten des Klima und Energiefonds wurde das Forschungs- und Technologieprogramm „Energie der Zukunft“ nach einer einzigen Ausschreibung in das Programm „Neue Energie 2020“ übergeführt. Die Inhalte und Strategien wurden in diesem Programm ähnlich wie in den beiden erstgenannten Programmlinien gesetzt. Das heißt, in einem mehrstufigen Prozess sollen letztendlich regionale Modellsysteme entstehen.

Zusammenfassend ist ersichtlich, dass die F&E-Schwerpunkte laufend adaptiert und an den aktuellen Stand der Forschung und Entwicklung angepasst werden. Wichtig ist vor allem, dass weiterhin eine Kontinuität in der Forschungsförderung und Programmdefinition für Forschungseinrichtungen, forschende Unternehmen und die Industrie zu erkennen ist, um Themenbereiche von der Grundlagenstudie bis hin zur Demonstrationsregion langfristig analysieren, entwickeln und testen zu können. Das übergeordnete Ziel, die nachhaltige Technologieentwicklung und eine damit verbundene Stärkung des Wirtschaftsstandorts Österreich unter Schaffung von Arbeitsplätzen, darf dabei selbstverständlich nicht vernachlässigt werden.

In diesem Hinblick ermöglicht die Nationale Technologieplattform Smart Grids Austria für die relevanten österreichischen Gremien als Ansprech- und Koordinationspartner zu fungieren, um mit den nationalen Akteuren Informationen, Ideen und Projektabsichten zeitgerecht auszutauschen und dadurch Beiträge für eine koordinierte Forschungslinie im Bereich der Smart Grids beizusteuern.

Forschung im Bereich der elektrischen Netze, vor allem wenn es um die Umsetzung von Ergebnissen in einem Demonstrationsprojekt geht, bedingt die Teilnahme von Netzbetreibern an den entsprechenden Projekten. Sie sind die einzigen, die im Besitz von Netzinfrastruktur sind und operativ in diese eingreifen können. Wie stehen nun Netzbetreiber zum Thema und welche Rahmenbedingungen haben sie? Die Experten innerhalb der Technologieplattform Smart Grids Austria betonen in diesem Zusammenhang folgende zentrale Punkte:

- Bei Netzbetreibern wird überwiegend nur in spezifischen Bereichen innerhalb einzelner Projekte oder in Form von Projektbeteiligungen geforscht. Dies umfasst aktuell vor allem Projekte zum Thema dezentrale Energieerzeugung.
- Grundsätzlich zählt die Forschung nicht zum Kerngeschäft der Netzbetreiber und daher sind die Personalressourcen für diesen Bereich begrenzt. Der Schwerpunkt liegt eher auf Kooperationen mit Forschungsunternehmen und Universitäten.

Wie hier erwähnt, werden auch bei den Netzbetreibern selbst einzelne Forschungsprojekte durchgeführt. 1991

wurde von der österreichischen Elektrizitätswirtschaft die Energieforschungsgemeinschaft⁵³ (EFG) mit Sitz im Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) gegründet. Die EFG koordiniert gemeinsame Projekte der österreichischen E-Wirtschaft und der österreichischen Wissenschaft. Sie initiiert darüber hinaus Kooperationen mit internationalen Gremien, koordiniert gemeinsame internationale F&E-Aktivitäten und berät bei der Nutzung nationaler wie internationaler Fördermittel bzw. der Teilnahme an Förderungsprogrammen der EU und anderer internationaler Organisationen. Die EFG bildet den administrativen Rahmen für die Durchführung von Gutachten bzw. thematisch ähnlich gelagerter kurzfristiger Schwerpunktthemen.

Die Forschungsprojekte der EFG werden in drei Bereiche gegliedert:

- Umwelt und erneuerbare Energien
- Effizienter Energieeinsatz, neue Energietechniken, Netze, Elektrizitätsversorgung
- Wirtschaftliches, rechtliches und gesellschaftliches Umfeld

Ein Großteil der Projekte wird nicht von den Elektrizitätsunternehmen selbst durchgeführt, sondern in Form von Forschungsaufträgen und Gutachten durch Universitäten oder andere Institute.

Österreichs Position im internationalen Umfeld

Auch international hat die österreichische Forschung im Themenbereich Smart Grids mittlerweile eine sehr gute Position erreicht. Mehr als 15 Beteiligungen an EU Forschungsprojekten seit 2002, die Teilnahme am „Network of Excellence – European Laboratory for Distributed Energy Resources „DER-Lab“, oder die Leitung des IEA ENARD Annex II „DG System Integration in Distribution Networks“ seien hier beispielhaft genannt.

DER Lab

Im Auftrag der Europäischen Kommission haben sich 2006 Europas führende Forschungsinstitute im Bereich der dezentralen Stromversorgung zu einem europäischen Network of excellence – “Distributed Energy Resources” (DER-LAB) zusammengeschlossen. Das AIT (vormals *arsenal research*) übernahm dabei, neben dem Koordinator ISET eine wesentliche Rolle in der Organisation und wissenschaftlichen Arbeit. 11 Europäische Forschungslabors (unabhängige Institute, Universitäten) werden darin als geeintes Europäisches Labor mit verschiedenen Standorten auftreten.

Ziel dieses Forschungsnetzwerkes ist es, weltweit die führende Rolle bei Forschung im Bereich der Integration von dezentraler Stromerzeugung in öffentliche Versorgungsnetze zu übernehmen.

Im Vordergrund der gemeinsamen F&E-Tätigkeiten im Bereich von Netzanbindung, Sicherheit, Betrieb und Kommunikation von dezentralen Stromerzeugungskomponenten und -systemen stehen dabei:

- Entwicklung gemeinsamer Anforderungen für die Strom-Einspeisung in öffentliche Netze
- Entwicklung von Qualitätskriterien
- Entwicklung von Testmethoden und -kriterien, sowie Zertifizierungsprozeduren
- Aktive Beiträge zur europäischen und internationalen Standardisierung
- Ausbildung, Wissenstransfer

IEA ENARD

Im Jahr 2006 wurde von der IEA das Implementing Agreement ENARD (Electricity Networks Analysis, Research and Development) gestartet. Darin sollen Lösungen erarbeitet werden, die den zukünftigen Anforderungen an Versorgungsnetze vor dem Hintergrund einer Erneuerung der Infrastrukturen, der Einbindung dezentraler Erzeugung und Erneuerbaren Energien sowie der Sicherung der Zuverlässigkeit entsprechen. Derzeit gliedert sich ENARD in 4 Teile (sog. Annexe):

- Annex I, Information Collation and Dissemination
- Annex II: DG System Integration in Distribution Networks
- Annex III: Infrastructure Asset Management
- Annex IV: Transmission Systems

Annex II befasst sich im Detail mit der Systemintegration von verteilten Erzeugern in Nieder- und Mittelspannungsnetzen. Dies beinhaltet unter anderem die technischen, wirtschaftlichen, organisatorischen und regulatorischen Aspekte von aktiven Verteilnetzen. Ziele von Annex II sind:

- Aufbau eines Wissensaustausches auf dem Gebiet der Systemintegration von dezentralen Energieerzeugern und existierenden Lösungen für einen aktiven Verteilnetzbetrieb zwischen den weltweiten Akteuren
- Entwickeln von Guidelines für Netzbetreiber und politische Entscheidungsträger, wie ein Übergang von einem passiven zu einem aktiven Netzbetrieb möglich ist
- Fördern der Implementierungsmöglichkeiten für aktive Verteilnetze als übergeordnetes Ziel

Der Fokus von Annex II liegt somit in der Erstellung von, auf einem regen internationalen Erfahrungsaustausch basierenden, Guidelines und Handlungsempfehlungen für Netzbetreiber und vor allem politische Entscheidungsträger, um entsprechende Rahmenbedingungen zu schaffen. Österreich ist durch die Leitung von Annex II (durch das AIT, vormals ‚arsenal research‘) sehr stark in diesen Prozess eingebunden.

3.4.3 Österreichische Stärkefelder

In welchen Themen liegen die Schwerpunkte der Österreichischen Projekte im Umfeld Smart Grids? Zur Klärung dieser Frage wurde im Rahmen der Nationalen Technologieplattform der Stand der relevanten österreichischen Forschung für Smart Grids im Sinne von bereits abgeschlossenen bzw. laufenden (nationalen und EU) F&E-Projekten und Know-how in Forschung, Energiewirtschaft und Industrie evaluiert und anschließend in 4 F&E-Schwerpunkte gegliedert.

Kunde & Markt / Regulierung

Der Themenschwerpunkt „Kunde und Markt / Regulierung“ fokussiert auf zwei Bereiche. Erstens auf neue Businessmodelle für den Elektrizitätsmarkt, mit einer Einbindung aller Smart Grids-Akteure in diesen Markt. Zweitens, auf gesetzliche sowie regulatorische Rahmenbedingungen, welche Planungs- und Rechtsicherheit für die Smart Grid-Akteure impliziert.

Systembetrieb & -management

Dieser Themenschwerpunkt umfasst alle Aspekte einer systemischen Betrachtung der Planung und des Betriebes (insbesondere Netzmanagement) von Smart Grids mit einer Integration von Kunden, Märkten, Informations- und Kommunikationsinfrastrukturen und intelligenten Komponenten in die Stromnetze.

Kommunikations- & Informationsinfrastruktur

Ein Schlüsselfaktor für Smart Grids ist die Generierung und Verarbeitung von Informationen aus dem Netz und



Abb. 24
Abgeschlossene und aktuelle nationalen & EU Smart Grid Projekte seit 2001 (Stand: November 2008)

die Übertragung dieser Informationen an entsprechende Managementsysteme bzw. an die einzelnen intelligenten Komponenten.

Intelligente Komponenten

Aus der systemischen Sicht ergeben sich für die Komponenten im Stromnetz unterschiedliche Anforderungen, um die Integration in ein Smart Grid zu ermöglichen.

Diese Komponenten umfassen vor allem:

- Netzbetriebsmittel
- Erzeuger
- Verbraucher
- Speicher
- Messsysteme

Abbildung 24 zeigt die Smart Grid F&E-Stärken in Österreich, bereits in vier F&E-Schwerpunkten eingeteilt, die in Kapitel 5 detailliert erläutert werden

Die größte Stärke liegt in Österreich eindeutig im Bereich „Kunde und Markt“, welchem bereits 25 Projekte zugeordnet werden konnten. 15 Projekte liegen im Bereich „Systembetrieb und -management“ und 10 Projekte sind im Bereich „Intelligente Komponenten“ abgeschlossen oder begonnen worden. Eine vergleichsweise noch geringe Anzahl von 4 Projekten wurde im Schwerpunkt „Kommunikations- und Informationsinfrastruktur“ gezählt.

4. Smart Grids Vision @ 2050

Die Roadmap zielt darauf ab, die Vision einer sicheren und nachhaltigen Energieversorgung von morgen durch Smart Grids zu verwirklichen.

Die wesentlichsten Punkte, welche dieser Vision zugrunde liegen, sind:

- Zugang für jeden Kunden zu einer sicheren, kosteneffizienten und ökologischen Stromversorgung
- Unterstützung eines kompetitiven, nachhaltigen und effizienten Marktplatzes
- Positionierung der im Bereich Smart Grids aktiven österreichischen Technologie-Unternehmen an der Weltspitze

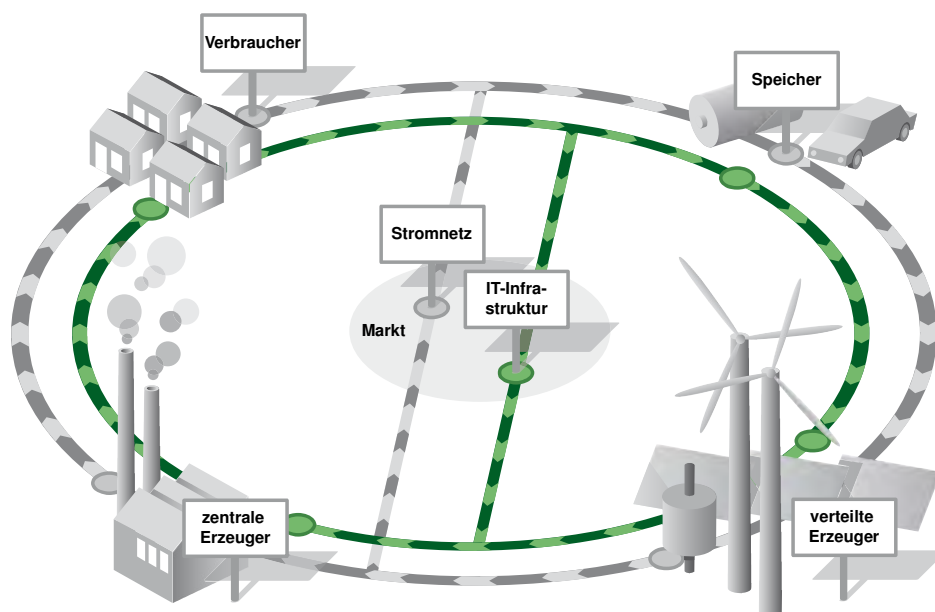
In einem Smart Grid werden Netzkomponenten, Erzeuger, Speicher und Verbraucher über Kommunikations-

netze miteinander verbunden. Dies ermöglicht einen Austausch von Daten und Informationen zwischen den Marktteilnehmern und den technischen Komponenten. Verschiedene koordiniert arbeitende Managementsysteme errechnen gemeinsam, durch Nutzung und Verarbeitung der Daten, eine energetische und wirtschaftliche Gesamtoptimierung des Energiesystems. Ein Smart Grid reagiert effizient und flexibel auf die Anforderungen der Netzteilnehmer. Das Smart Grid bietet somit die Basis für eine sichere, nachhaltige und durch entsprechende Marktplätze kosteneffiziente Energieversorgung.

Ausgehend von den internationalen Entwicklungen und den bestehenden Chancen haben die Vertreter der Nationalen Technologieplattform Smart Grids Austria, bestehend aus Industrie, Energiewirtschaft und Forschung sich entschlossen, gemeinsam und koordiniert die Entwicklung von Smart Grids entsprechend der Vision voranzutreiben.

Abb. 25

Smart Grids - Schlüssel zur sicheren und nachhaltigen Energieversorgung von morgen!



5. Anforderung an die Umsetzung

5.1 Was ist notwendig auf dem Weg zur Smart Grid Vision?

Je genauer man die aktuelle Erzeugung, den Verbrauch, die Speicherbeladung oder die aktuellen Belastungen des Stromsystems kennt, umso besser und genauer lassen sich Steuerungs- und Regelungsmaßnahmen ergreifen. Es ist daher ein Informationsaustausch zwischen den Komponenten bereitzustellen. Das bedeutet, eine Grundvoraussetzung für Smart Grids sind geeignete „Sensoren“, sowie die zur Übertragung erforderliche Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT).

Einzelne Kraftwerke kann man relativ einfach regeln. Eine Vielzahl an dezentral agierenden Kleinkraftwerken, Verbrauchern und Speichern jedoch nicht mehr. Die Idee ist nun, viele kleine Stromerzeuger zu gemeinsamen Kraftwerken (sogenannten virtuellen Kraftwerke) zu bündeln und diese gemeinsam mit Verbrauchern und Speichern (sogenannten „Virtual Power Systems“) zu betreiben. In Verbindung mit neuen Regelungsmöglichkeiten im Bereich der Netzinfrastruktur müssen die individuellen und dezentralen Einflüsse technisch beherrschbar gemacht werden.

Auf der Verbraucherseite sind intelligente Stromzähler „Smart Meters“ ein möglicher weiterer Bestandteil eines intelligenten Stromnetzes. Zusätzlich könnten in Zukunft weiterentwickelte Smart Metering Komponenten zur Messung von relevanten Parametern, zur Regelung und Steuerung der untersten Netzebene eine höhere Relevanz erhalten.

Ähnliche Synergien für den Aufbau intelligenter Netze können weitere Entwicklungen auf der Verbraucherseite darstellen, wenn beispielsweise unter dem Überbegriff „Smart Home“ die Haushalts- und Elektrogeräte durch aktive Bauteile und intelligente Managementkonzepte die

Verbrauchssteuerung und die Energieeffizienz wesentlich beeinflussen können.

In ähnlicher Weise kann zukünftig vielleicht durch eine hohe Anzahl von Elektroautos, von denen statistisch immer ein bestimmter Anteil zum Aufladen am Stromnetz angeschlossen ist, die Speicherung der aus (volatilen) erneuerbaren Energieträgern erzeugten Energie in den Batterien der Autos ermöglicht werden, um so die Zeitdifferenz zwischen Energieerzeugung und Energiebedarf auszugleichen.

Im aktuellen Strommarkt agieren vor allem Akteure, die im Bereich der Stromproduktion hohe Volumina handeln können. Ein in Zukunft durch Automatisierungstechnik erweiterter Strommarkt soll neue Möglichkeiten und Geschäftsmodelle eröffnen, indem auch Ein- und Verkäufer von Energie mit geringerem Volumen selbstständig oder kooperativ („Pooling“) kommunizieren und agieren können.

5.2 F&E-Handlungsbedarf und Fragen

Die Systemauslegung für den Betrieb und das Management eines Smart Grids wird neben betriebstechnischen Anforderungen wesentlich von kunden- und marktseitigen Anforderungen beeinflusst (vgl. Abbildung 26). Dabei sind vor allem geeignete Schnittstellen und der Informationsaustausch innerhalb des Smart Grids zu realisieren, die benötigt werden, um z.B. vielversprechenden Marktanwendungen ein breites Potenzial und weitgreifende Anwendungsgebiete zu ermöglichen sowie die Interaktion der einzelnen Akteure im Energiesystem sicherzustellen.

Weitere Einflussfaktoren auf den zukünftigen Systembetrieb, das Datenmanagement und die Auslegung der Leittechnik können im Datenschutz und der Sicherheit

der Datenübertragung gesehen werden. Darin muss der Missbrauch der in einem Smart Grid Betrieb gesammelten Informationen verhindert werden. Übergeordnet beeinflusst vor allem die Betriebsführung des Smart Grids (eine Kernkompetenz der Netzbetreiber mittels bereits in Anwendung stehender Betriebsmanagementsysteme) durch die Identifikation sich laufend ändernder Systemparameter (z.B. auch Unternehmensstrategien) die Gestaltung des Systembetriebs, sowie des Datenmanagements und der Leittechnik. Geeignete Planungstools sind erforderlich, um zukünftige Entwicklungen in die Entscheidungsfindung einfließen zu lassen. Auf diese Anforderungen wird in weiterer Folge reagiert und dabei aufgezeigt, welche technischen Möglichkeiten zur Umsetzung gegeben sind. Können Vorgaben nicht sofort erfüllt werden, so sind diese in einem iterativen Prozess zu gegebener Zeit zu adaptieren. Sobald diese Betriebskonzepte mit den Vorgaben seitens der Kunden, dem Markt, der Regulierung, dem Datenschutz, der Sicherheit und Betriebsführung in Einklang gebracht wurden, können Spezifikationen für eine zuverlässige Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT), die Komponentenentwicklung sowie für die Schutztechnik abgeleitet werden.

Manche dieser skizzierten Schlüsselfaktoren konnten für Smart Grids bereits identifiziert und spezifiziert werden. Für die noch fehlenden Facetten einer Smart-Grids-Umsetzung ist weitere Forschung, Entwicklung sowie die Sammlung von Erfahrungen aus Demonstrationsprojekten nötig, um die Spezifikationen für den Netzbetrieb der Zukunft konkreter ableiten zu können. Vor allem noch offene Forschungsfragen aus österreichischer Sicht werden daher in den folgenden Themenschwerpunkten diskutiert.

5.2.1 Kunde und Markt / Regulierung

Eine Weiterentwicklung und Neustrukturierung des Elektrizitätssystems und das Design neuer Produkte und Dienstleistungen haben auch maßgeblich Einfluss auf

den Markt oder es bedarf sogar der Entwicklung neuer Rahmenbedingungen, um eine funktionierende Basis für die Interaktionen zwischen allen Marktteilnehmern aufrechtzuerhalten. Weiters ist die Rolle der neuen Marktteilnehmer zu klären.

Die umfassendere Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnologien in der Organisation des Stromnetzes kann nicht nur ein effizienteres und flexibleres Management des Energiesystems ermöglichen, sondern auch die Grundlagen für eine Neugestaltung der Beziehungen zwischen den durch das Stromnetz miteinander verbundenen Marktteilnehmern schaffen. Diese sind insbesondere Netzbetreiber, Erzeuger (auch eine große Zahl dezentraler Erzeuger), Lieferanten und natürlich alle Stromkonsumenten (Haushalte, Gewerbe, Industrie).

Inwieweit die Potentiale von Smart Grids genutzt werden können, ist weiters nicht nur eine Frage der Einsetzbarkeit neuer Technologien, sondern ebenso eine Frage der Entwicklung neuer Produkte und Dienstleistungen (z.B. zur Verbesserung der Energieeffizienz in Kundenanlagen) und dem Auftreten von (eventuell auch neuen) Dienstleistern. Diese Dienstleister werden neue Formen von Beziehungen zu allen Marktteilnehmern – insbesondere den Kunden – pflegen. Und die Kunden werden ebenso neue auch „aktivere“ Rollen im zukünftigen Elektrizitätssystem einnehmen können.

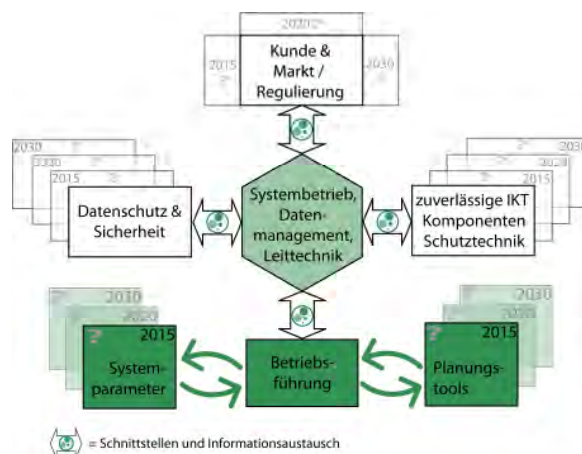
Einen wesentlichen Aspekt von funktionierenden Smart Grid Anwendungen bildet die effiziente und weitverbreitete Organisation von beeinflussbaren energetischen Anwendungen (wie z.B. jede Art von Speichern, virtuellen Kraftwerken, Energie-Marktplätzen). Eine umfassende Einbeziehung des Verbraucherverhaltens in Hinblick auf die Bereitstellung von Verbrauchsflexibilität bildet eine Voraussetzung/wesentliche Grundlage für Lastoptimierungen.

Das Stromnetz und die IKT-Infrastruktur stellen sicher, dass die Marktanforderungen problemlos funktionieren. Dazu ist aber über Verträge oder geeignete Marktregeln und technische Standards sicherzustellen, dass ein zuverlässiger und rückwirkungsfreier Betrieb aller Netznutzer gewährleistet bleibt. Die Schnittstellen sind vor allem auch so zu gestalten, dass eine Steigerung der Nutzerakzeptanz bei einfach gehaltener Bedienbarkeit und sicherer kommunikationstechnischer Anbindung erreicht werden kann. Darauf abgestimmt bedarf es der Implementierung einer überarbeiteten Marktgestaltung, wobei die Marktregeln je nach Möglichkeit auch mit Anreizsystemen gekoppelt werden sollen (z.B. einer Belohnung für energiesparende Maßnahmen im Nutzbereich).

Weiters hängt die Entwicklung des Smart Grids von der Weiterentwicklung der Regulierungsrahmenbedingungen ab, die das Angebot entsprechender neuer Produkte und Dienstleistungen ermöglichen und das

Abb. 26

Einflussfaktoren, die einen zukünftigen Smart Grid Betrieb beeinflussen werden; die einzelnen Anforderungen ändern oder entwickeln sich dabei mit der Zeit



Erreichen politischer Zielsetzungen, wie die Erreichung der Klimaziele durch Hebung des Anteils erneuerbarer Energieträger und verbesserte Energieeffizienz, sowie Versorgungssicherheit, unterstützen.

Das Kapitel Kunde und Markt ist somit in zwei Bereiche und die beschriebenen Unterbereiche gegliedert, die nachfolgend beschrieben werden.

Marktgestaltung

Es ist davon auszugehen, dass sich bei der Entwicklung der Marktgestaltung der Smart Grids mehrere Entwicklungsströme ergeben können:

- A) Eine Entwicklungsrichtung wird die Bildung von **Marktplattformen** beinhalten, welche vorwiegend den Regeln des freien Marktes zwischen den Marktteilnehmern folgen wird und z.B. für die Bereitstellung oder den Abruf von Energie oder Netzdienstleistungen der Regelzonenführer, etc. sorgen.
- B) Eine weitere Entwicklung kann auf eine Änderung der **Marktregeln** ausgerichtet sein. Dieses Konzept muss durch entsprechende Anerkennung oder Förderung von Kosten (Anreize) vorangetrieben werden.
- C) Als weiterer Punkt werden in diesem Kapitel die Entwicklung der **Dienstleistungen** und die Voraussetzungen dafür betrachtet.
- D) Schließlich benötigt man für das gelungene Zusammenspiel der Marktteilnehmer in der Umgebung von Plattformen, Regeln und Dienstleistungen passende **Marktplätze**, welche die **Smart Grid-Akteure** und **-Anwendungen** verknüpfen und wirtschaftlich koordinieren.

Kundenakzeptanz

Auf den Kunden als letztes Glied in der Marktteilnehmer-Kette, welche schließlich die zur Verfügung gestellten Produkte und Dienstleistungen konsumieren, muss besonderes Augenmerk gelegt werden.

- A) D.h. es bedarf sorgfältiger **Marktanalysen** hinsichtlich gesellschaftlicher Trends und Entwicklungen, Kundennutzen, Kundenwünschen und Kundenakzeptanz, sowie
- B) der Erhebung von Nutzungsformen mittels **Usability Studien** oder **Rollenmodellen**.
- C) Schließlich müssen die Anwendungen auch so gestaltet werden, dass die Kunden der **Implementierung von Smart Grid Anwendungen** zustimmen, besonders, wenn diese sich im privaten Bereich befinden sollen und die Versendung einer großen Menge an sensiblen Daten für die Umsetzung notwendig ist.

Zusammenfassend werden für die einzelnen Abschnitte jeweils sozio-ökonomischen Fragestellungen identifiziert, die sich im Rahmen der Weiterentwicklung konventioneller Stromnetze zu Smart Grids und den damit verbundenen Veränderungen der angeschlossenen Einrichtungen stellen. Insbesondere werden folgende Themenblöcke diskutiert:

- Welche Herausforderungen stellen Smart Grids an die Gestaltung und Regulierung von Märkten für neue Produkte und Dienstleistungen?
- Wie lässt sich eine hohe Motivation und Akzeptanz für Smart Grid-Technologien, Produkte und Dienstleistungen bei den diversen Endverbrauchergruppen erzielen?
- Wie können konkrete Smart Grids-Anwendungen ausgestaltet werden, um einen hohen Kundennutzen mit Zielen wie effiziente Stromnutzung oder hohe Versorgungssicherheit zu verbinden?
- Wie kann die Industrie dazu gebracht werden, Geräte zu erzeugen, welche grundsätzlich geeignet sind, in Smart Grid-Anwendungen Funktionen zu übernehmen?

Marktgestaltung

Für das Funktionieren des Marktes stellt eine Informationsinfrastruktur zwischen den Marktteilnehmern bis hin zu energetischen Anwendungen ein notwendiges Kriterium dar. Erst dadurch ist ein vollständiger Informationsfluss zwischen Erzeugern und Verbrauchern über Angebot und Nachfrage möglich. Dabei ist davon auszugehen, dass die einzelnen Marktteilnehmer ihren Bereich (z.B. nach Komfort, Gewinn bzw. Kosten) optimieren.

Das heißt, die Rahmenbedingungen für Marktplattformen und die Marktregeln müssen demnach so gestaltet werden, dass diese Einzeloptima auch zu einem Gesamtoptimum des Smart Grid-Systems unter Berücksichtigung der ursprünglichen Treiber und Ziele (in erster Linie diverser Klimaziele) führen. Bei der Entwicklung der Marktregeln ist zudem die Rahmenbedingung des liberalisierten Energiehandels, d.h. diskriminierungsfreier Kauf bzw. Verkauf von elektrischer Energie, entsprechend zu berücksichtigen.

A) Rahmenbedingungen für Marktplattformen

Die Handlungsspielräume der Akteure sind durch die technischen, vertraglichen, ökonomischen und organisatorischen Rahmenbedingungen bestimmt. Für diese Marktplattformen müssen neben den technischen und rechtlichen Verträgen sowie Marktregeln, ebenso organisatorische Anforderungen durch die oben eingangs erwähnten (neuen) Dienstleister erfüllt werden. Es liegt aber auch in den Händen dieser neuen Dienstleister, aktiv Produkte zu generieren, welche sowohl den Kun-

den als auch anderen Marktteilnehmern Vorteile bringen (win-win-Situationen).

Eine Umsetzung von neuen Dienstleistungen und Produkten ist in vielen Fällen schon heute grundsätzlich möglich. Der Grund weshalb noch keine Umsetzung erfolgt ist, liegt einerseits in den oben angeführten Rahmenbedingungen oder in der ungeeigneten Gestaltung von Rahmenbedingungen. Ein Dienstleister (Provider) kann für eine geeignete Gestaltung der Rahmenbedingungen sorgen.

Forschungsfragen zu Rahmenbedingungen für Marktplattformen

- Welche Rahmenbedingungen fördern/hemmen die Wirtschaftlichkeit der Implementierung neuer Marktplattformen in Smart Grids?
- Wie muss eine informationstechnische Plattform gestaltet werden? Wie wird auf dieser kommuniziert?
- Wie können diese Schlüsselfaktoren optimiert werden?
- Im Rahmen von Pilot-(Demo-)projekten soll geprüft werden, ob theoretische Annahmen in der Praxis umsetzbar sind.
- Was sind die Anforderungen von (neuen) Marktteilnehmern bzw. neuen Rollenbildern an die Marktplattform?

B) Gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen

Die Handlungsspielräume der Akteure hinsichtlich des Aufbaus und Managements dezentraler Netz-, IT- und Organisationsstrukturen hängen stark von den gesetzlichen Anreizen, der Regulierungspraxis und den Vertragsbeziehungen ab.

1) Anforderungen erhöhter dezentraler Einspeisung

Das Streben nach einer größtmöglichen dezentralen Einspeisung zur Nutzung der dezentralen Potenziale zur Energieerzeugung aus Erneuerbaren fordert die Anpassung von Regulierungsrahmenbedingungen. Insbesondere sind die Anreize für die Verteilernetzbetreiber, vermehrt dezentrale Erzeugungslasten zu integrieren, nicht gegeben. Für eine nähere Erläuterung der Rahmenbedingungen für die Netzbetreiber im Rahmen der Smart Grids wird auf Kapitel 6 verwiesen.

2) Marktregeln für ein optimales Gesamtsystem

Unter "Marktregeln" wird die "Summe aller Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen auf gesetzlicher oder vertraglicher Basis, die Marktteilnehmer im Elektrizitätsmarkt einzuhalten haben, um ein geordnetes Funktionieren dieses Marktes zu ermöglichen und zu gewährleisten" verstanden⁵⁴.

Bei der Implementierung von Smart Grid-Systemen muss die Qualität der Netzdienstleistung innerhalb geforderter Grenzen (z.B. nach EN 50 160 „Merkmale der Spannungsqualität in Stromnetzen“) bleiben. Durch eine optimale Verknüpfung von Lastverschiebungs- bzw. Speichermöglichkeiten bei der Erzeugung, soll versucht werden, die vorhandenen Ressourcen optimal zu nutzen.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Gestaltung der Vertragsbeziehungen zwischen dem Netzbetreiber und dem Kunden sowie dem Netzbetreiber und den Einspeisern, wobei der Kunde und der Einspeiser als „Prosumer“ ein und dieselbe Person sein können. Um komplizierten Streitfällen bei etwaigen Störungen vorzubeugen, müssen die Rahmenbedingungen der Rechtssicherheit für alle Marktteilnehmer praktikabel und überschaubar bleiben.

3) Demonstrationsprojekte und Innovationszonen

Zur weiteren Entwicklung und Erprobung entsprechender Regulierungsansätze können „Innovationszonen“ dienen, in denen in einem Netzgebiet beispielhaft technische Aspekte der Systemintegration in Zusammenhang mit neuen institutionellen und regulatorischen Rahmenbedingungen untersucht werden.

Nachdem heute die bisherigen Auflagen der Stromnetzregulierung (niedrige Kosten bei hoher Verfügbarkeit) durch weitere Punkte ergänzt werden (Erhöhung Anteil Erneuerbarer und Dezentralisierung) ist grundsätzlich zu untersuchen, wie solche Zielsetzungen Eingang in die Regulierungspraxis und -maßstäbe finden können. Vor allem im Hinblick auf die langfristige Perspektive dieser politischen Zielsetzungen sind neue und innovative Ansätze der Regulierung und der Unterstützung bei langfristiger Netz-Planung zu entwickeln.

Forschungsfragen zu gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen

- Inwieweit fügt sich ein Smart Grids System in die geltenden Marktregeln?
- Können die jetzt gültigen Marktregeln und auch gesetzliche Vorgaben wie die Unbundlingregelungen für Geschäftsmodelle bei dezentralen Erzeugern aufrecht erhalten werden oder müssen sie ergänzt oder angepasst werden?
- Wie müssen die Netzkosten zukünftig zwischen den Marktteilnehmern (Netzbetreiber, Stromverbraucher und Einspeiser) unter Berücksichtigung einer verursachergerechten Zuordnung sowie einer bewussten Sozialisierung von Kosten auf andere Marktteilnehmer

⁵⁴ „Prosumer“ bezeichnet Personen, die gleichzeitig Konsumenten (englisch *consumer*), als auch Produzenten (englisch *producer*) sind. Die alternative Bedeutung *professional consumer* ist hier nicht gemeint.

mer zur Unterstützung von Entwicklungen über die Netztarifizierung zugeordnet werden? Welche Entwicklungen sollten dabei durch welche anderen Marktteilnehmer nicht verursachergerecht mitgetragen werden? Wie muss die Kostenallokation gestaltet sein, damit diese fair und diskriminierungsfrei ist?

- Welche Anreize sind nötig, um die für die Implementierung von Smart Grids und somit für die Förderung der Dezentralisierung notwendigen Maßnahmen und Investitionen in die Verteilernetze durch die Verteilernetzbetreiber gewährleisten zu können?
- Welche regulatorischen Rahmenbedingungen sind notwendig, damit der Betrieb von kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen z.B. in Form von virtuellen Kraftwerken wirtschaftlich geführt werden kann?
- Forschung in „Innovationszonen“ und mit Hilfe von Demonstrationsprojekten, mit denen real mögliche Regulierungsansätze erprobt und technische Rahmenbedingungen getestet werden können (top down).
- Erforschung von Einflüssen neuer Ziele und technischer Rahmenbedingungen auf die Regulierungspraxis und gesetzlichen Maßstäbe (bottom up).

C) Neue Dienstleistungen und Marktplatz für Ancillary Services

Wie eingangs bereits beschrieben, ist die Entstehung neuer Dienstleister am Markt in Zusammenhang mit der Bildung neuer Beziehungen zwischen den Marktteilnehmern und deren Rollen zu erwarten.

Die Gruppe der Endkunden, die aber auch gleichzeitig dezentrale Erzeuger sein können (Prosumer), betreiben das Energiegeschäft meist neben Ihrer Profession. Daher ist anzunehmen, dass diese Gruppe zwar einen gesteigerten funktionellen Bedarf zur Teilnahme am Smart Grid System haben wird, allerdings dafür nicht mehr Zeit als bisher aufwenden wird können. Da sowohl die inhaltlichen als auch die zeitlichen Ressourcen beschränkt sein werden, müssen bzw. sollen den Kunden Dienstleistungen zur Verfügung gestellt werden, die deren Teilnahme am System innerhalb der zuvor genannten begrenzenden Rahmenbedingungen erlauben. Dabei geht es um Steuerung und Verkauf der in der Kundenanlage erzeugten Energie. Aber auch um Steuerung der Erzeugung für den Eigenbedarf.

Offen ist dabei, ob diese Dienstleistungen den Kunden in Form von automatischen Geräten und/oder Applikationen zur Verfügung gestellt werden, oder in Form von Verträgen, so genannten Service Level Agreements, wo der Kundenbedarf von speziellen Energie-Dienstleistern abgedeckt wird.

Je mehr auch die Konsumenten als aktive Marktteilnehmer agieren und somit ihr Verbrauchsverhalten gezielter steuern und sogar selbst Strom erzeugen und einspei-

sen, umso komplexer werden eben diese technischen Vorgänge und Anforderungen an die Netzbetreiber sowie an die Ancillary Services.

Ancillary Services sind Dienstleistungen, wie z.B. Bereitstellung von Regelleistung, Engpassleistung, Blindleistung oder Spannungskontrolle, welche für die reibungslose Übertragung und Verteilung von Strom und somit für die sichere Versorgung mit Strom unabdingbar sind.

Bei der Bereitstellung von Ancillary Services ist zwischen jenen Leistungen zu unterscheiden, welche irgendwo in einem Netzbereich (Regelzone) und solchen Leistungen, welche an bestimmten Punkten (Knoten) im Netz verfügbar sein müssen. Abhängig vom Ort der Bereitstellung können entweder Marktmechanismen genutzt werden oder es müssen regulatorische Maßnahmen eingesetzt werden.

Die Verantwortungsbereiche und Pflichten der Marktteilnehmer werden in den Technischen Organisatorischen Regeln (TOR)⁵⁵ festgelegt. Sollten aber in Zusammenhang mit Smart Grids die Ancillary Services verpflichtend etwa vom Verteilernetzbetreiber durchzuführen sein, stellt die Verrechenbarkeit dieser Dienstleistungen ein komplexes Problem dar.

Forschungsfragen zu neuen Dienstleistungen und Ancillary Services

- Können Marktmechanismen für neue Dienstleistungen genutzt werden oder sind regulatorische Maßnahmen geeigneter?
- Welche Anreizsysteme sind konkret notwendig, um den Verbraucher und Erzeuger so effizient wie möglich einzusetzen und die Verbrauchslasten mit der Erzeugung bestmöglich aufeinander abzustimmen und zwar ohne, dass die Kunden Komfort im Vergleich zur bisherigen Energiedienstleistung einbüßen?
- Wer muss die neuen Dienstleistungen bezahlen, d.h. wie werden die Kosten auf die Marktteilnehmer aufgeschlüsselt und wie können sich diese sowohl für Verbraucher als auch für Netzbetreiber sowie Energielieferanten rechnen?
- Wie sollten Geschäftsmodelle für diese neuen Dienstleistungen aussehen?
- Wie müssen die Verrechnungsmechanismen im Stromsystem (wie z.B. im Nieder- und Mittelspannungsnetz) gestaltet sein, dass diese transparent abgewickelt werden können und auch administrierbar bleiben?
- Inwieweit, und von wem darf in den Anlagenbetrieb eingegriffen werden?
- Welche Qualifikationen müssen von dezentralen Erzeugern erfüllt werden, damit diese am Ausgleichsenergiemarkt teilnehmen dürfen?

- Welche Qualifikation ist von den einzelnen Marktteilnehmern vorzuhalten?

D) Neue Marktanwendungen in Smart Grids

Im Bereich der Konzepte für Marktanwendungen für Smart Grid-Systeme stehen ebenfalls noch viele Fragen offen. Beispiele für bereits entwickelte Konzepte von Marktanwendungen sind das virtuelle Kraftwerk oder der Energie-Marktplatz. Auch der Bereich der Ancillary Services in Zusammenhang mit möglichen neuen Dienstleistungen scheint geeignet für den Ausgangspunkt neuer Marktanwendungskonzepte. Der Ruf sowohl nach Demonstrationsprojekten zur Erprobung und Perfektionierung bereits erarbeiteter Konzepte als auch nach der Entwicklung weiterer Smart Grid Marktanwendungen besteht.

Forschungsfragen zu Marktanwendungen

- Wie muss die Preisstruktur im Rahmen der Marktausgestaltung aussehen, damit eine Optimierung des Energiesystems möglich wird?
- Welche Marktregeln müssen bei den Marktanwendungen, wie z.B. am Energie-Marktplatz, herrschen, damit alle Marktteilnehmer trotz unterschiedlicher Interessen miteinander agieren können und die Marktanwendung (bzw. der Energie-Marktplatz) transparent und effizient funktioniert?
- Wie kann der Datenschutz in allen Bereichen der Marktanwendungen gewährleistet werden, damit das System von rechtlicher Seite her Bestand hat und parallel die Akzeptanz im Markt erzielt werden kann?
- Wie kann ein maximales Maß an Kundenakzeptanz erreicht werden, damit die Kunden bereit sind, am Markt aktiv teilzunehmen? Welche Anreize sind dafür nötig? Welche Möglichkeiten haben Energiekonsumenten, auf Anreize zu reagieren?
- Wie wird auf dem Markt kommuniziert und welche Informationsinfrastruktur benötigt man dazu?
- Welche effizienten Methoden und Werkzeuge sind notwendig, damit ein Massengeschäft kosteneffizient machbar wird?
- Wie kann die Verknüpfung einer neuen Marktanwendung wie beispielsweise dem Energie-Marktplatz mit anderen oder bereits bestehenden Marktplätzen gestaltet sein? Wird der Markt eine Ergänzung des bisherigen Marktsystems darstellen oder dieses ersetzen? Wie können Übergänge zu anderen Systemen reibungslos ablaufen bzw. welche Probleme können dabei auftreten?
- Wer hat die höheren Kosten der Kommunikation und des Aufwands der zentralen Steuerung einer Marktanwendung (wie z.B. dem virtuellen Kraftwerk) im

Vergleich zur ungekoppelten Betriebsweise der dezentralen Einspeiseanlagen zu tragen?

- Wie müssen die Anreizmechanismen gestaltet sein, damit der Besitzer einer dezentralen Anlage ein Eingreifen in die Anlagensteuerung seines (Klein-) Kraftwerkes durch den Betreiber der (zentralen) Marktanwendung (wie z.B. beim virtuellen Kraftwerk) akzeptiert?

Kundenakzeptanz

Ein wesentlicher Aspekt von Smart Grids ist, dass Kunden nicht nur – wie bisher – als passive Stromkonsumenten mit Energie beliefert werden. Smart Grids ermöglicht den Kunden eine aktivere Beteiligung bei der effizienteren Stromnutzung (z.B. am Energiemarkt), beim Lastmanagement oder sogar als eigener Erzeuger von Strom (z.B. über Photovoltaik oder Mikro-KWK-Anlagen, oder auch durch Abschaltung von Anlagen). Weiters können Smart Grids eine Plattform für das Angebot und die Nutzung neuer Produkte und Dienstleistungen darstellen. Damit sind jedoch häufig die notwendige Bereitschaft zu Verhaltensänderungen, der wahrgenommene Mehrwert von neuen Dienstleistungen und die Akzeptanz neuer Technologien und Produkte verbunden. Ein Dienstleister (Provider) könnte hier diesen Prozess vorantreiben, z.B. durch das Fungieren als Schnittstelle zwischen Erzeugern und Verbrauchern.

Neben der technischen Entwicklung und Implementierung neuer Produkte und Dienste bedarf es daher auch sozioökonomischer Forschung, um eine nutzerfreundliche Gestaltung von Smart Grids zu ermöglichen und Dienstleistungen und Produkte mit hoher Akzeptanz und hohem Mehrwert für Kunden anbieten zu können. Forschungsbedarf besteht beispielsweise bei den im Folgenden beschriebenen Bereichen.

A) Markt-Analysen

Um den Problemen und Möglichkeiten der Kundenakzeptanz systematisch auf den Grund gehen zu können, muss in einem ersten Schritt eine Ist-Analyse durchgeführt werden. Dazu sind im Rahmen verschiedener Projekte, bspw. auch des „IRON-Concept“ Projekts⁵⁶ bereits einige Fragen durchleuchtet worden, wie z.B. die mögliche Einteilung der Verbraucher in unterschiedliche Verbrauchsgruppen oder etwa die Analyse von Hürden der Kunden hinsichtlich Stromanbieterwechsel sowie die Untersuchung des Informationsniveaus der Kunden. Dabei hat sich vor allem herauskristallisiert, dass in etwa 15% Preisunterschied vorhanden sein muss, um ausreichend Anreiz für einen Anbieterwechsel zu haben, obwohl ein solcher Wechsel so gut wie keine Auswirkungen auf den Alltag hat. Daraus kann man ableiten, dass die Hürde für die Bereitschaft zur Änderung des eigenen Verbraucherverhaltens sowie zur aktiven Mitwirkung sehr groß ist. Jedoch zeigt sich bei der durchgeführten Befra-

gung der potentiellen Systemnutzer, dass die Befragten gegenüber elektronischen Helfern positiv eingestellt sind (mehr als die Hälfte aller Befragten). Über 80% der Befragten fordern aber, dass sich die Helfer binnen 3 Jahren amortisieren. Marktanalysen und Kundenbefragungen können sich über dieses Beispiel hinausgehend einer Reihe von anderen Themen widmen.

Forschungsfragen zu Marktanalysen

- Welche Produkte und Dienstleistungen unterstützen die Trends und Ziele (z.B. Klimaziele) am besten? Welchen abgeleiteten oder auch gewünschten Kundennutzen sollte man am besten unterstützen?
- Von welchen Smart Grid -bezogenen Produkten und Dienstleistungen erwarten sich Kunden einen besonderen Mehrwert? (z.B. Energieverbrauchsfeedback, Online-Energieberatung, lastabhängige Tarife in Kombination mit Lastmanagement, Möglichkeiten eigener Stromerzeugung und -nutzung; weitere nicht energiebezogene Dienstleistungen);
- Zu welchen Verhaltensänderungen wären Kunden unter welchen Bedingungen bereit? (z.B. Verschiebung der Nutzung bestimmter Geräte); Wie können Kunden am besten bei einer effizienteren Nutzung von Strom unterstützt werden?
- Welche Mehrkosten wären Kunden bereit, für bestimmte Technologien und Dienstleistungen zu tragen? (z.B. Verbrauchsfeedback).

B) Usability-Studien und Rollenmodelle

Sozioökonomische Forschung kann auch genutzt werden, um das Design und die Nutzungsformen von Smart-Grid-Diensten und von Smart-Grid-bezogenen Geräten und Produkten zu verbessern und nutzerfreundlich zu machen. Dazu muss z.B. erhoben werden, welche Ansprüche die Kunden im Detail an eine konkrete Dienstleistung und in weiterer Folge an ein Smart Grid System haben, wie aus den unten angeführten offenen Forschungsfragen zu erkennen ist. Eine mögliche Technik, dies zu erforschen, wären Rollen- oder Use-Case-Models. Mit diesen Rollen- und Handlungsbeschreibungen könnten die einzelnen Schnittstellen zwischen den Teilnehmern, die funktionale Anforderung an die Schnittstellen und ein gutes Bild von den jeweiligen Anforderungen der Marktteilnehmer generiert werden. Somit wäre es z.B. möglich, den „Kundenblick“, also die Sichtweise der Kunden in Form von Rollenmodellen zu ergründen, und herauszufinden, welche Rolle welche Information für bestimmte Tätigkeiten und Aktionen der anderen Marktteilnehmer benötigt. Aus den identifizierten Rollen können sich mögliche Use-Cases, Dienstleistungen und Marktanwendungen ergeben und man kann somit ein besseres Verständnis über die Rolle „Endkunde“ erlangen.

Forschungsfragen zu Usability Studien und Rollenmodellen

- Welche bekannten Rollen und welche neuen Rollen an Teilnehmern gibt es in einem Smart Grid System? Ändern sich einige bekannte Rollen inhaltlich oder funktionell?
- Was ist die Anforderung von neuen Rollen/Teilnehmern am Smart Grid System?
- Können diese neuen Anforderungen mittels dem Kunden zur Verfügung gestellter Technologie abgedeckt werden?
- Können diese neuen Anforderungen von bestehenden Marktteilnehmern schon abgedeckt werden und welche Geschäfts- bzw. Vertragsmodelle braucht man dazu?
- Sind Kunden bereit, etwas teurere Geräte zu erwerben, um damit spezielle Dienstleistungen und Kundennutzen resultierend aus Smart Grid-Anwendungen in Anspruch nehmen zu können? Wo liegt dabei die Kostenschwelle und wo die Informationsschwelle?
- Wie einfach muss die Bedienung der Geräte sein?
- Welcher Zeitaufwand wird maximal akzeptiert und wann fällt dieser (in Form von Bedienungsnotwendigkeit) an?
- Welche Umstände nehmen die Kunden bei Erwerb und Installation der erforderlichen Geräte (bzw. elektronischen Helfer) maximal in Kauf?
- Welche Einflüsse haben Faktoren wie (optisches) Design der Geräte, Zusatzfunktionen, Bautrends, etc. auf die Akzeptanz?

C) Implementierung und Weiterentwicklung von Smart-Grid-Anwendungen

Vor allem bei neuen Anwendungen für die es noch wenige Erfahrungen gibt, sind Marktstudien nur mit Einschränkungen aussagekräftig, da sich Erfahrungen, Einstellungen und Bedürfnisse oft erst im Zuge der tatsächlichen Anwendung von Produkten und Technologien herauskristallisieren und weiterentwickeln. Weiters sind Nutzungserfahrungen oft in beträchtlichem Ausmaß von den konkreten Implementierungsrahmenbedingungen abhängig (z.B. Ausgestaltung lastabhängiger Tarifstrukturen bei Lastmanagement in Haushalten).

Einer der wichtigsten Punkte bei Smart Grid -Anwendungen und zugleich Schnittstelle zu den Forschungsschwerpunkten „Systembetrieb und -management“ und „Informations- und Kommunikationsinfrastruktur“ sind die Datensicherheit und der Datenschutz. Für ein funktionierendes Smart Grid-System wird es notwendig sein, eine noch viel größere Menge an Daten zu generieren und zwischen den Marktakteuren zu übermitteln. Hier versteht sich von selbst, dass entsprechende Regeln, Maßnahmen und Vorgehensweisen für

den Datentransfer entwickelt werden müssen, welche die Datensicherheit und den Datenschutz für alle Marktteilnehmer nicht gefährden bzw. beeinträchtigen.

Aus sozio-ökonomischer Perspektive ist eine Durchführung von Feldversuchen von Bedeutung, die nicht nur technische Machbarkeit in den Mittelpunkt stellt, sondern auch sozialwissenschaftliche Aspekte der Kundenerfahrungen, Entwicklung von Bedürfnissen und begleitenden Maßnahmen untersucht. Ziel muss es sein, aus den Erfahrungen der *early adopters* zu lernen, um sowohl entsprechende Anwendungsformen als auch ein entsprechendes Umfeld für Smart Grids zu entwickeln, das zu hoher Akzeptanz, positiven Kundenerfahrungen und der Erreichung von Zielsetzungen wie effizienterer Energienutzung oder der Förderung dezentraler Erzeugung beiträgt.

5.2.2 Systembetrieb- und -management

In Bezug auf den Systembetrieb und das Management eines Smart Grids ist vor allem klar darzustellen, welche Auswirkungen neue Spezifikationen konkret auf aktuelle Systemapplikationen im Netzbetrieb haben werden. Dabei ist vor allem relevant, welche Lösungen bis wann entwickelt und in den Systembetrieb integriert werden können, ohne dabei den laufenden Betrieb einzuschränken bzw. zu unterbrechen. Weiters ist klar darzustellen, welche Hemmnisse in den technischen, wirtschaftlichen und legislativen Rahmenbedingungen identifiziert werden und wie entsprechende Abhilfemaßnahmen rechtzeitig zu gestalten sind. Daraus sind neue Systemspezifikationen für die Akteure im Energiesystem abzuleiten und deren Nutzen ist darzustellen.

Diese neuen Anforderungen müssen im Systembetrieb der Verteilernetze, der Erzeuger, der Energiespeicherung sowie im Management der gesammelten Daten zur Last- und Verbrauchssteuerung bestmöglich unterstützt, abgestimmt und nach vorgegebenen Kriterien optimiert werden. Dabei ist eine Vielzahl an Parametern zu berücksichtigen, um den intelligenten Systembetrieb und das Datenmanagement effizient in die Leittechnik der Netze integrieren zu können. Eine entsprechende Datenqualität und sichere Datenübertragung ist dafür sicherzustellen, um Fehler im Systembetrieb zu vermeiden und einem Datenmissbrauch personen-/unternehmensbezogener Informationen vorzubeugen.

Beispielsweise bedarf es bei der Implementierung diverser Möglichkeiten zur Steigerung von Energieeffizienz. Weiters sind (erzeuger- und verbraucherseitig) wirkungsgradverbessernde sowie Energie einsparende Maßnahmen Grundlage einer weitreichenden und sicheren Datenakquisition. Eine gesamtheitliche Optimierung der Energieaufbringungskette für Strom, Wärme, Kühlung und in Zukunft auch für die Mobilität ist ebenfalls anzustreben, muss jedoch auch informationstechnisch reali-

sierbar sein. Weiters sind zukünftige Anwendungsfelder von Energiespeichern hinsichtlich ihrer Kapazität, Flexibilität, Wirtschaftlichkeit und der Arbitrage in Energiemärkten vorzusehen, wobei auch die Nutzung der Potenziale und Möglichkeiten des Demand Side Managements nur durch schnelle und sichere Informationskanäle erreicht werden kann.

Auch die Bestimmung der Rückwirkungen, die der optimierte Betrieb eines Teilsystems auf die anderen Systembereiche hat sowie gegenseitige Abhängigkeiten als Bestimmungsgrößen eines zukünftigen Smart-Grid-Systembetriebs sind zu identifizieren. Die Definition von Randbedingungen in den einzelnen Teilsystemen (z.B. Spannungshaltung im Verteilernetzbetrieb) ist daher vorzunehmen, wobei die Einhaltung aller Randbedingungen für eine übergeordnete Optimierung des Gesamtsystems garantiert werden muss („Von den Teiloptima zu einem Gesamtoptimum“). Darüber hinaus bedarf es der Festlegung relevanter Messgrößen dieser einzelnen Systeme und Anwendungen, aus deren Einhaltung ein störungsfreier Gesamtbetrieb abgeleitet werden kann (für Netzbetrieb sowie Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinsatz).

Diese übergeordneten Fragen für einen gesamtheitlichen Smart-Grid-Systembetrieb werden im Folgenden weiter verfeinert, wobei vor allem die Anforderungen an die in Abbildung 26 illustrierten Bereiche dargestellt werden.

Planungs- und Simulationstools

Planungs- und Simulationstools sollen den Akteuren im Energiesystem automationsunterstützte Werkzeuge zur zukünftigen Systemplanung bzw. -auslegung (z.B. Netzplanung) und für zukünftige Entwicklungen im Energiesektor bereitstellen (z.B. Energieszenarien oder Simulationsmodelle zur Investitionsentwicklung der Konkurrenz). Dabei ist vor allem eine Unterstützung für die Entscheidungsfindung für kurzfristige aber auch langfristige Unternehmensstrategien anzustreben. Auf offene Forschungsfragen wird dabei im Folgenden eingegangen.

Forschungsfragen zu Planungs- und Simulationstools

Folgende Fragestellungen gilt es in weiteren Untersuchungen bzw. Forschungsprojekten zu beantworten, um daraus detaillierte Spezifikationen im Bereich von Planungs- und Simulationstools für Smart Grids abzuleiten:

- Wie kann die Analyse und Evaluierung der individuellen Energiebezugs- und Lieferverträge eine Grundlage für Planungstools liefern, um zukünftige Energievertragsverhandlungen (Bezugsprofile, Ausgleichsenergiekosten) zu optimieren? Wie können dabei Energie- und Infrastrukturkosten gesenkt sowie Einsparpotentiale für Kunden erreicht werden?

- Wie kann eine möglichst kostensparende Planung realisiert werden, ohne dabei die unternehmerische Langfristperspektive vernachlässigen zu müssen?
- Wie können in Zukunft die Fehler der Energiebedarfs- und Erzeugungsprognosen weiter minimiert werden?
- Wie kann der Aufwand für das Rechnungswesen sowie die Erstellung der benötigten Berichte möglichst automatisiert und damit der personelle Aufwand minimiert werden?
- Wie kann eine Einsatzplanung auch die Wartungsplanung inkludieren?
- Welches Planungssystem kann die Prognose der Primärenergieverfügbarkeit und Preisbildung in zufriedenstellender Form abbilden?
- Wie kann ein Modell eine Berücksichtigung von Grenzwerten, Betriebsbereichen, Wirkungsgradkurven, Leistungsänderungsgradienten, An- und Abfahrzeiten, Brennstoffverbrauchskurven, Brennwerten, Brennstoffkosten, usw. vereinen?
- Wie kann eine schnelle und leicht adaptierbare Prozesssimulation zur Untersuchung von Szenarien im Netz kostengünstig echtzeitfähig gemacht werden?
- Mit welchen Planungsansätzen, Modellen und Planungstools kann eine hohe Penetration von dezentralen Energieerzeugern im Netz, die dafür im Netzbetrieb notwendigen Regelungskonzepte, die Auswirkung auf Schutz- und Sicherheitskonzepte, etc. simuliert und damit die Auswirkung dieser Entwicklungen ausreichend und proaktiv abgeschätzt werden?
- Mit welchen Awareness-Systemen kann der zuverlässige Netzbetrieb unter „Smart-Grid-Bedingungen“ geplant und überwacht werden, um letztendlich großflächigen Netzausfällen vorzubeugen und im Black-Out-Fall eine rasche Wiederversorgung bestmöglich zu unterstützen?

Diese Sammlung an offenen Forschungsfragen, die sich mit der Zeit laufend ändern, beeinflusst neben den technisch gegebenen Systemparametern die Betriebsführung, die oft durch Betriebsmanagementsysteme realisiert wird. Der folgende Abschnitt sei daher dieser Thematik gewidmet.

Systemparameter und Betriebsmanagementsysteme

Energiemanagementsysteme für den Betrieb großer Netze werden schon lange eingesetzt – sowohl von Verteilnetz-, also auch von Übertragungsnetzbetreibern. Unter Betriebsmanagementsystemen sind Applikationen und Anwendungen zu verstehen, die im Bereich Erzeugung die KW-Einsatzplanung und den KW-Einsatz unterstützen, im Verteilnetz die Netzbetriebsplanung und den

Netzbetrieb, aber auch bei den Verbrauchern den Betrieb der Kunden-Energiemanagementsysteme. Alle diese Applikationen müssen, auch wenn sie für unterschiedliche Marktteilnehmer konzipiert sind, letztendlich hinsichtlich der gemeinsamen Anforderungen an das Gesamtsystem aufeinander abgestimmt und für ein friktionsfreies und regelkonformes Zusammenspiel gerüstet sein.

Damit kann die Optimierung der Energieversorgung nach energetisch, ökonomisch und ökologisch vorgegebenen Kriterien bis hin zum Endverbraucher erreicht werden. Die Herausforderung im Betrieb zukünftiger Energienetze ist die Berücksichtigung des ganzheitlichen energetischen Ansatzes des Querverbunds bei der Erzeugung von Strom, Wärme (Dampf, Warmwasser) und Kälte sowie die dafür benötigten Primärenergieträger und die resultierenden Emissionen. So kann mit dem betriebskostenoptimalen Einsatz der dezentralen Erzeugung gleichzeitig auch ein wichtiger Beitrag zur Umwelt- und Ressourcenschonung geleistet werden. Dies wird vor allem durch eine verbesserte Energieeffizienz erreicht, wodurch reduzierte CO₂-Emissionen und sinkende Energiebereitstellungskosten ermöglicht werden. Wichtig ist vor allem, dass die Systemanwendungen eine Steigerung der Versorgungssicherheit als primäre Randbedingung berücksichtigen und weitgehend sicherstellen. Wiederum gilt es daher, eine Vielzahl an offenen Forschungsfragen zu beantworten, die in den folgenden Abschnitten zusammengefasst dargestellt werden.

Forschungsfragen zu Betriebsmanagementsystemen

- Wie hoch ist das Potential von Betriebsmanagementsystemen zur Steigerung der Versorgungssicherheit und zur Reduktion von CO₂-Emissionen beizutragen?
- Wie können genauere Lastprognosen im Betriebsmanagement genutzt werden, um Energiebezüge vorausschauend abzubilden, um schon im Vorfeld Bedarfsspitzen durch alternative Bepaltungen vermeiden zu können? Wie kann dabei eine Begrenzung der Spitzenlast technisch umgesetzt und wirtschaftlich vertretbar werden?
- Wie kann ein systemgestütztes/automatisiertes Reporting, eine automatisierte Prognose, Optimierung, Störungserkennung und Netzplanung erreicht werden?
- Wie kann eine Einbindung des Energiemanagementsystems (EMS-Systems) an bestehende Leitsysteme (SCADA Systeme) realisiert werden?
- Wie kann sichergestellt werden, dass konstant ausgelastete Anlagen einen schadstoffärmeren Betrieb ermöglichen?
- Wie kann eine Optimierung des Einsatzes der Eigenenergieanlagen und der Bezugsverträge unter Berücksichtigung von Primärenergiekosten, Ver-

fügarkeiten und Emissionsgrenzen bewerkstelligt werden?

- Wie kann eine Automatisierung des Energie-Management-Prozesses z.B. durch zeitnahe Energieberichte ein frühzeitiges Erkennen von Störungen und ein zielorientiertes Reagieren ermöglichen?

Systembetrieb, Datenmanagement und Leittechnik

Unter Systembetrieb und Datenmanagement sind vor allem Tools bzw. Mechanismen zur optimalen Auslegung der Energiebereitstellung zu verstehen. Diese werden dabei in unterschiedliche Anwendungsbereiche (z.B. erzeuger-, verbraucher-, verteilernetzseitig) unterteilt, wobei die Optimierung nach energetischen, ökonomischen und damit verbundenen ökologischen Kriterien vorgenommen werden soll. Eine entsprechende Leittechnik ist daher vorzusehen und großflächig zu implementieren.

Weiters soll darauf geachtet werden, dass verbesserte Business Prozesse und der Einsatz von Industrie- und Bürostandards forciert wird, um einen reduzierten Trainingsaufwand für die Systemanwendungen und Betriebskonzepte erreichen zu können. Jedenfalls sind die technischen Möglichkeiten klar darzustellen und an das übergeordnete Betriebsmanagement sowie die Kunden weiterzuleiten, um die Anforderungen bilateral abstimmen bzw. anpassen zu können.

Im Folgenden wird im Einzelnen auf die bereits skizzierten Anforderungen an den Systembetrieb eingegangen und die damit verbundenen offenen Forschungsfragen werden jeweils gelistet.

Forschungsfragen zu verbraucherseitigen Maßnahmen

Folgende Fragestellungen gilt es in weiteren Untersuchungen bzw. Forschungsprojekten zu beantworten, um daraus detaillierte Spezifikationen im Verbraucherbereich für Smart Grids abzuleiten:

- Mit welchen Produkten und Dienstleistungen können die Trends und Ziele (z.B. Klimaziele) bestmöglich unterstützt und umgesetzt werden?
- Welche Mindestanforderungen müssen von der technischen Ausstattung energiegesteuerter Haushaltsgeräte erfüllt werden?
- Wie kann eine Energieeinsatzoptimierung und eine Steigerung der Energieeffizienz (CO₂-minimierter Einsatz von Ressourcen) vom Smart Grid verbraucherseitig beeinflusst werden?
- Wie sollen User-Portale zur Unterstützung der Kundenanforderungen bzw. als Kundeninformationssysteme gestaltet werden (einfache Usability unter ansprechendem Design)?
- Wie kann eine möglichst effiziente und kostengünstige Zusammenwirkung (mögliche Synergienutzung)

mit Smart Metering/Automated-Meter-Management erreicht werden?

Forschungsfragen zu erzeugerseitigen Maßnahmen

- Wie kann ein wirkungsgradoptimaler Einsatz von Erzeugeranlagen unter Beeinflussung durch ein Smart Grid erreicht werden?
- Welche Systemdienstleistungen (Frequenzregelung /Primär- /Sekundärregelung, Blindleistungsregelung, Spannungsregelung) können durch das Smart Grid genutzt und welche entsprechenden Anreizsysteme (z.B. Ausgleichszahlungen) für die Erzeuger geschaffen werden?
- Wie kann die Erprobung der Regelung und Steuerung mehrerer dezentraler Erzeuger im Verbundbetrieb durch virtuelle Kraftwerke forciert werden (eventuell auch mit Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit)?
- Wie können Synergien mit Smart Metering/Automated-Meter-Management im Erzeugerbereich genutzt werden?
- Bis wann ist mit der Marktreife neuer Technologien (Brennstoffzelle, Elektromobilität) zu rechnen?

Forschungsfragen zur Energiespeicherung

- Welche Speichertechnologien werden sich bis 2020 und in Projektion bis 2050 am Markt etablieren können?
- Wie kann ein übergeordnetes Speichermanagement (auf Industrie-, Haushalts-, Energieversorgungs- und in Zukunft auch auf Mobilitätsebene) durch Smart Grids ermöglicht/unterstützt werden?
- Welche Kapazitäten/Potentiale zur Energiespeicherung sind in Österreich gegeben bzw. erreichbar?
- Wie hoch ist die Flexibilität der Speichersysteme hinsichtlich Lade- und Entladezyklen unter der Berücksichtigung der Speicherwirtschaftlichkeit?
- Können Vehicle to Grid Applikationen/Steuerungen den Netzbetrieb aktiv unterstützen?

Forschungsfragen zu verteilernetzseitigen Maßnahmen

- Welche neuen U/I-Regelungskonzepte (ggf. über die Spannungsebenen modular und hierarchisch aufgebaut) inklusive der erforderlichen Datenerfassung und Datenübertragung können durch Smart Grids ermöglicht werden? Wie kann dabei eine Verteilnetzoptimierung mit neuen Planungskriterien eine Optimierung der Netzinvestitionen und Netzverluste ermöglichen? Welche Auswirkungen auf den Netzausbau (inkl. neue Rahmenbedingungen zur Sicherstellung der Systemnutzungstarife) und die Netzkosten sind durch Smart Grids zu erwarten?

- Wie kann der Inselbetrieb, die Rücksynchronisation ans UCTE-Netz (Umschaltung Regler-Parameter von Netz- auf Inselbetrieb) und eine Schwarzstart-Unterstützung in die Systeme der Verteilernetzbetreiber integriert werden?
- Wie kann eine Wirkleistungsregelung durch übergeordnete Netzregler fair auf alle Erzeuger aufgeteilt werden (Geschäftsmodelle im aktiven Netzbetrieb)? Wie koordiniert ein Smart Grid dabei die Fernüberwachung und Fernsteuerung von Leistungsschaltern unter automatischer Anpassung der Regelalgorithmen? Kann dabei ausreichende Sicherheit bei der Überwachung geboten werden (FACTS, SCADA Systeme)?
- Welchen Anforderungen müssen Störungsbehandlungsstrategien in einem Smart Grid Netzbetrieb genügen? Wie kann der Aufbau und die Einbindung von Smart Grids in „Awareness-Systeme“ z.B. zur Blackout-Erkennung vorgenommen werden?
- Können neue Smart Grid Planungs- und Simulationstools für die Beurteilung der Auswirkung von DEA im Netzbetrieb (z.B. SimTech-Labor, DERLab) den realen Netzbetrieb positiv mitgestalten? Welche neuen Anforderungen leiten sich daraus an die Netzplanungssoftware (z.B. NEPLAN) ab?
- Wie können Synergien mit Smart Metering/Automated-Meter-Management im Smart Grid Verteilernetzbereich genutzt werden?

Durch Betriebserfahrungen sind Vorschläge zu einer breit implementierbaren Standardisierung zu erarbeiten, wobei auch festzuhalten ist, wie groß der Unterschied zwischen der IST- und SOLL-Situation zum jeweiligen Zeitpunkt ist (gegenwärtig und zukünftig), um entsprechende Trends erkennen und Handlungsempfehlungen ableiten zu können. Zudem ist ein Zeitplan zur Umsetzung und Erarbeitung von Lösungen inkl. Berücksichtigung zeitlicher Abfolgen und wechselseitiger Abhängigkeiten zu erstellen. Die Identifikation und Ableitung von Anforderungen an intelligente Komponenten- und Schutzkonzepte und die zur Umsetzung erforderlichen Kommunikationseinrichtungen ist dabei darzustellen. In diesem Zusammenhang werfen bereits heute bekannte Anforderungen bzw. nötige Spezifikationen im Smart Grids Bereich Fragen auf, die in den folgenden Abschnitten näher behandelt werden. Mit einer laufenden Änderung und Adaption dieser Fragen und Anforderungen im Laufe der Zeit ist jedenfalls zu rechnen.

5.2.3 Kommunikations- und Informationsinfrastruktur

Der Informations- und Kommunikationsinfrastruktur kommt in einem Smart Grid eine besondere Bedeutung zu. Sie ist die entscheidende Komponente, welche die

Elemente des Stromnetzes miteinander verbindet, sie sich untereinander austauschen lässt, sie also miteinander vernetzt und so die Voraussetzung für technische „Intelligenz“ im Smart Grid schafft. Historisch gesehen haben sich die zwei großen Kontinent-umspannenden technischen Netze, Telekommunikationsnetze und Stromnetze, lange Zeit parallel entwickelt. Heute ist der Punkt erreicht, wo die Verflechtung so stark wird, dass Internettechnologien in einigen Ländern bereits Einzug in den Stromnetzbetrieb gefunden haben, z.B. zur zeitnahen Verbrauchsbestimmung oder für den Lastabwurf in kritischen Netzsituationen in den USA. Doch trotz der herausragenden Bedeutung der Informations- und Kommunikationsinfrastruktur ist sie immer nur ein Mittel zum Zweck. Außer in einigen Spezialbereichen, wie der *Power Line Communication* (PLC), hat die bisherige Entwicklung von Smart Grids sich wenig auf den Bereich der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) ausgewirkt. Vielmehr beginnt die rasante Entwicklung im Informationstechnologie-Bereich, sich auf den Stromnetzbereich auszuwirken (siehe z.B. den Einsatz von Powerline Communication – PLC). Daher stehen im Bereich der Informations- und Kommunikationsinfrastruktur in Smart Grids heute noch die Anwendungen stark im Vordergrund.

Zentrale IKT-Anwendungen im österreichischen Smart Grid

Hier sollen im Folgenden die Haupteinsatzbereiche und das Entwicklungspotential der Informations- und Kommunikationsinfrastruktur in einem Smart Grid diskutiert werden, wie es sich aus heutiger Sicht darstellt (vgl. Abbildung 27).

Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA)

ist die traditionelle Domäne von schmalbandigen Automationsnetzen in Stromnetzen, insbesondere in den höheren Netzebenen der Mittel- und Hochspannung. Über die SCADA-Infrastruktur werden Netzkomponenten mit den Leitstellen verbunden, so dass sie von zentralen Stellen aus fernüberwacht und ferngesteuert werden können. Hierfür traditionell im Netzbetrieb eingesetzte Kommunikationstechnologien sind Lichtwellenleiter (LWL), Richtfunk und auch Distribution Line Carrier (DLC), eine spezielle PLC-Form für das Verteilernetz. Zumeist sind in den höheren Netzebenen durchgängig LWL-Anbindungen vorhanden. Diese Standardtechnologie wird zukünftig insbesondere in Kombination mit den unten diskutierten Anwendungen ein Entwicklungspotential aufweisen. SCADA-Systeme sind Stand der Technik, jedoch müssen neue Anwendungen wie virtuelle Kraftwerke in bestehende Leitsysteme integriert werden. Dazu ist es notwendig, neue Betriebsführungskonzepte zu unterstützen. Die generelle Tendenz geht zu weniger „fit & forget“ und mehr aktivem Betrieb der Netze.

Aktive Verteilernetze ermöglichen die Integration einer hohen Dichte von verteilten Erzeugern in existierende Mittelspannungsnetze dadurch, dass sie Netzparameter (insbesondere die Netzspannung) an kritischen Punkten messen oder berechnen, und aktiv in die Regelung von Erzeugungsanlagen eingreifen, um z.B. punktuelle Spannungsbandabweichungen zu vermeiden und damit die Stabilität des Netzes zu gewährleisten sowie die Netzinfrastruktur effizient zu nutzen. Schlüsselement des aktiven Netzbetriebs ist die kommunikationstechnische Anbindung von Erzeugungseinheiten. LWL-Verbindungen sind eine zumeist zielführende Lösung, welche jedoch mit hohen Kosten verbunden ist. In vielen Fällen entsteht beim LWL-Ausbau jedoch ein Zusatznutzen. Für die kostengünstigeren Alternativen Richtfunk und *Distribution Line Carrier* (DLC) kann es technische Kriterien geben, welche deren Einsatz verhindern. So ist Richtfunk nicht unter allen topografischen Bedingungen einsetzbar. Sind im Netzstrang viele Trennstellen zu überbrücken, macht DLC nur begrenzt Sinn, da das Signal sehr oft durch Übersetzer aus dem Leiter aus- und wieder eingekoppelt werden muss.

Aktive Verteilernetze spielen eine wichtige Rolle bei der Integration von erneuerbaren Energieträgern in existierende Netzinfrastruktur. Insbesondere in Österreich, wo neben den urbanen Netzregionen insbesondere die ländlichen Verteilernetze die Standorte für neue Anlagen anbinden werden, sind aktive Regelmaßnahmen im Netz sehr attraktiv, um teuren Leitungsausbau in den oft langgestreckten Netzausläufern zu vermeiden oder zumindest zu verzögern.

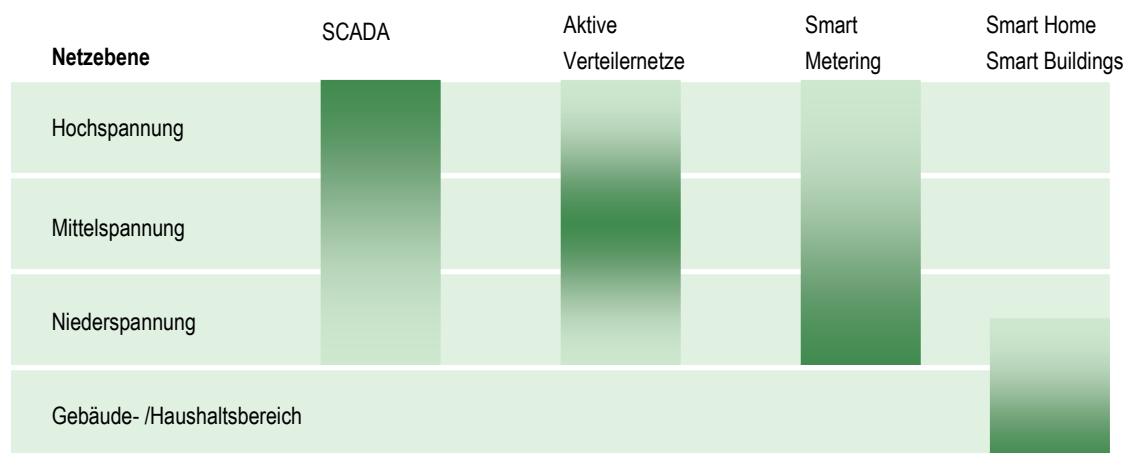
Smart Metering ist schließlich ein Thema, das bereits in der öffentlichen Diskussion angelangt ist, da Smart Meters in die Domäne der Energie-Endkunden vordringen. Obwohl die Ursprünge der Smart-Metering-Technologie im Fernauslesen von Zählern liegen, spielen beim heutigen *Smart Meter* noch andere Aspekte eine Rolle, wie

genauere Messdatenerfassung (Profizähler), Power-Quality-Monitoring und Fernschaltung von Lasten, sowie die Möglichkeit variabler Stromtarif-Strukturen. *Smart Meter* können kontinuierlich mit einem Datenerfassungsnetzwerk verbunden sein. Die Anbindung erfolgt über schmalbandige PLC oder Funkverbindungen zu Datenkonzentratoren (z.B. in Trafostationen), die dann über Kommunikationsnetze (z.B. LWL-Netze) untereinander zu verbinden sind. Diese Kommunikationsnetze z.B. zwischen den Trafostationen sind ein wichtiger Bestandteil des Smart Metering, fehlen aber derzeit in den meisten Stromnetzen noch weitestgehend.

Eine zukünftig vorstellbare flächendeckende Datensammlung im Niederspannungsnetz könnte in Grenzen eine weitergehende Optimierung der Netzstruktur unterstützen, sowie verbesserte Prognosen durch genauere und zeitnahe Verbrauchsanalysen erlauben. Smart Metering ist heute bereits in einigen europäischen Ländern flächendeckend umgesetzt, in Österreich existieren einige Pilotprojekte. Aufgrund der großen Anzahl von benötigten Geräten und gleichzeitig derzeit fehlenden Standards ist die Entwicklung im Bereich Smart Metering sicherlich die wirtschaftlich am stärksten herausfordernde der genannten IKT-Anwendungen in Smart Grids. Die derzeit stattfindenden technischen Weiterentwicklungen im Bereich der Kommunikationstechnik (z.B. DLC) wird deshalb allorts mit großem Interesse verfolgt.

Im Gebiet von Smart Metering und der Verteilnetzautomatisierung ist das technische Ziel im Detail zu prüfen, inwiefern die weitere aktive Erweiterung der integrierten Gesamtlösung zur Zählerfernauslesung, Datenerfassung und Datenaufbereitung innerhalb des elektrischen Verteilnetzes Gesamtsynergien für Smart Grids erhöht und wie weit die diskutierten neuen Möglichkeiten die geforderten Ziele aus der Klimapolitik hinsichtlich Energieeffizienz wirtschaftlich umsetzen können. Für den Ausbau des Einsatzbereiches von Smart

Abb. 27
Wirkungsbereiche der
IKT-Anwendungen



Metering für weitere Aufgaben, wie z.B. den integralen Einsatz im Bereich Netzplanung und Netzbetrieb ist noch viel Forschungsarbeit notwendig. Zudem ist der Bearbeitungsaufwand dafür erheblich, da enorme Datenmengen zu verarbeiten sind und die Planungsprozesse wesentlich komplexer werden.

Mögliche Vorteile für den Betrieb eines Verteilnetzes mit der Unterstützung von Smart Metering sind:

- Errechnung von Lastprofilen für das Lastmanagement, bessere Einbindung von dezentralen Stromerzeugungsanlagen in das Verteilnetz
- Integration einer Fernwirk- und Automatisierungsfunktionalität für das Mittel- bzw. Niederspannungsnetz
- dadurch Möglichkeit der Fehlerortung
- Möglichkeit der Erfassung der Netzauslastung insbesondere die Erweiterung der Metering Funktionalität um eine Funktion, die es ermöglicht, Messwerte aus allen Zählern zu gleichen Zeitstempeln zu sammeln, zu übertragen und zu speichern („Snapshotfunktion“),
- Möglichkeiten zur besseren Spannungsbandbewirtschaftung

Es existieren jedoch einige entscheidende offene Fragen, die noch zu klären sind:

- Wie groß ist das Aufwand/Nutzen-Verhältnis (in Bezug auf die Treiber, Klimaziele und allfällige Kundenvorteile durch neue Dienstleistungen) bei Smart Metering tatsächlich?
- Wer ist der Nutznießer der Vorteile? Wie soll die Kostentragung geregelt werden?
- Eine Standardisierung fehlt weitgehend (Technologien, Protokolle), jeder Erzeuger hat eigene Lösungen (Problem der Abhängigkeit z.B. bei Erneuerung)
- Kommunikationsstrecken von den Trafostationen zu den Übertragungsknoten fehlen weitestgehend noch.
- Die Rolle des Dateneigners (Verteilernetzbetreiber) mit Rechten und Pflichten ist festzulegen
- Die Datenqualitätssicherung ist noch zu entwickeln (bei Nutzung für Abrechnung aber auch für eine allfällige Unterstützung bei der Betriebsführung).
- Der Datenschutz der sensiblen Kundendaten ist noch nicht vollständig geregelt.
- Die Übertragungssicherheit ist aus Sicht der Verteilernetzbetreiber noch nicht ausreichend nachgewiesen (Vermeidung von externen Beeinflussungen, Fehlfunktionen)
- Der Erfassungsumfang bei Power Quality-Messungen ist bei Smart Metering noch sehr uneinheitlich

Smart Metering ist ein Aspekt von Smart Grids, der in Österreich kontrovers diskutiert wird. Insbesondere ist das Aufwand/Nutzen-Verhältnis für alle Beteiligten derzeit noch unzureichend beantwortet. Vor der breiten

Einführung von Smart Metering sind daher die oben aufgelisteten Fragen noch zu beantworten.

Smart Buildings werden in einem zukünftigen Smart Grid ebenfalls eine signifikante Rolle spielen. Schon heute macht der Stromverbrauch im Service-Sektor, der insbesondere durch Zweckbauten bestimmt wird, 20% des Gesamtstromverbrauches in Österreich aus (siehe Abbildung 28). Gewerblich genutzte Gebäude sind zu meist mit Gebäudeautomatisierungssystemen ausgestattet, welche den Gebäudebetrieb hinsichtlich Beleuchtung, Heizung, Kühlung, Belüftung etc. steuern und regeln. Der signifikante Anteil am Gesamtverbrauch, die trägen physikalischen Speicherprozesse im Gebäude und das Vorhandensein einer Automatisierungsinfrastruktur machen Zweckbauten zu idealen Kandidaten für den Übergang vom passiven Verbraucher zum aktiven Netzteilnehmer. In diesem Bereich ist ein großes Entwicklungspotential gegeben. Zwar wird der Gebäudeenergiebedarf durch bauphysikalische Maßnahmen bei Neubauten ständig verringert, jedoch ist eine Verschiebung von nicht-elektrischen Energieträgern hin zu höherem Stromverbrauch zu beobachten. Wärmepumpen und Lüftungsanlagen in Passivhäusern sind prominente Beispiele hierfür. Eine Ausnutzung der zeitlichen Flexibilitäten dieser Verbraucher für einen aktiven Netzbetrieb kann zu einem noch effizienteren Netzbetrieb führen. Weiters lassen sich in dieses Konzept auch intelligente Consumer-Produkte wie intelligente Weißware und vernetzte Haushaltsgeräte (Smart Home) integrieren. Wichtig hierbei ist eine hierarchische Managementstruktur, denn eine Steuerung von Millionen von Einzelgeräten ist aus Sicht des Smart Grids nicht umsetzbar. Wenn jedoch das Gebäude bzw. in einem ersten Schritt der großvolumige Zweckbau eine Organisationsinstanz darstellt, so ist ein Lastmanagement umsetzbar.

Kommunikationstechnologien und -Standards

Für die Kommunikation zwischen Netzteilnehmern in Smart Grids existieren eine Reihe verschiedener Services und Technologien.

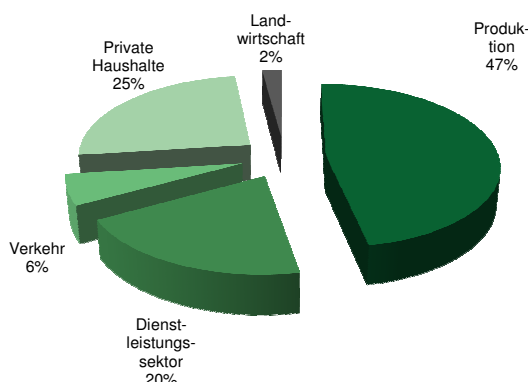


Abb. 28
Energieverbrauch in Österreich (2007), insgesamt 57.6 TWh
(siehe Quellenverzeichnis)

Tabelle 1
Übersicht über PLC-Systeme und deren Eigenschaften

	Schmalbandig mit geringer Datenrate	Schmalbandig mit hoher Datenrate	Breitbandig
Frequenz	9 – 148.5 kHz	9 – 500 kHz	1.5 – 50 MHz
Datenrate	< 10 kbps	> 50 kbps < 1 Mbps	> 10 Mbps
Technologie	FSK, BPSK, FFH, dual FSK keine oder schwache FEC	MCM / OFDM diff. coding, starke FEC	MCM / OFDM Bit loading FEC
Anwendungen	AMR, EIB, PLAN	REMPPLI, Energie-management	“Last mile” IP, VoIP, AV, HDTV

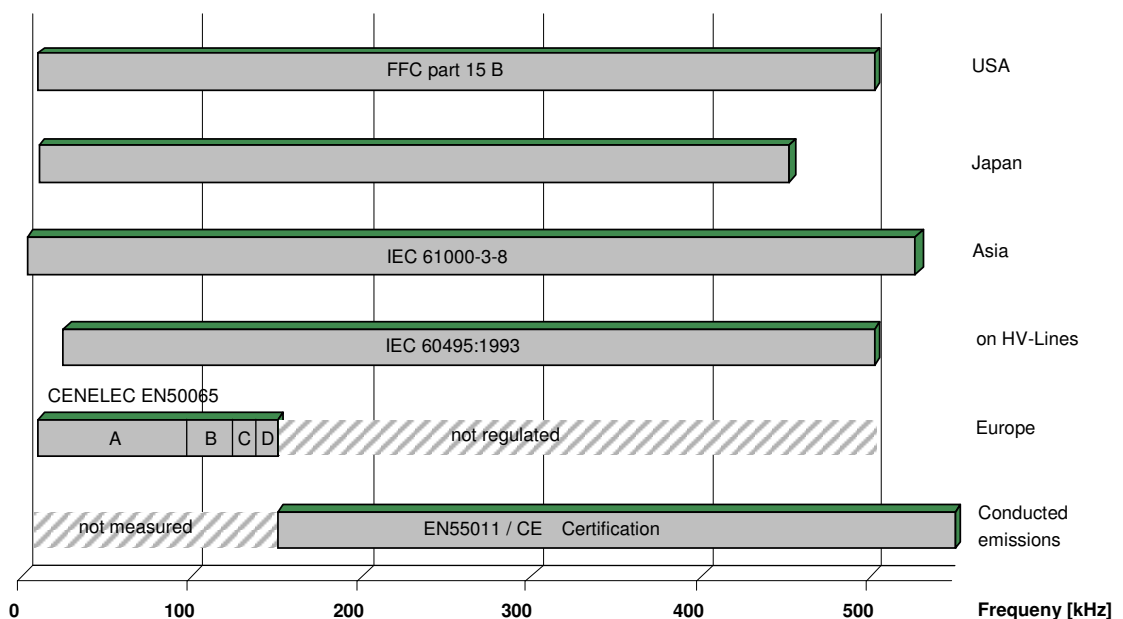
Zunächst besteht die Möglichkeit der Nutzung **öffentlicher Kommunikationsnetze**. Während in der Vergangenheit jeder Netzbetreiber seinen eigenen Kommunikationsbedarf durch eigene Infrastruktur abdeckte, hat der starke Ausbau von Provider-basierten Kommunikationsnetzen dazu geführt, dass Teile des Kommunikationsbedarfs über öffentliche Netze wie GSM, GPRS oder UMTS abgewickelt wurden. Diese waren nach der Privatisierung im Betrieb teilweise günstiger als die eigenen Kommunikationsnetze. Durch eine verstärkte Nutzung dieser öffentlichen Kommunikationsnetze durch verschiedene Nutzergruppen, nicht zuletzt auch durch private Endkunden, traten deren Schwächen jedoch deutlicher zutage: Verfügbarkeit, Erreichbarkeit und Unabhängigkeit – zentrale Anforderungen für den Netzbetrieb – waren der Anstoß für ein erneutes Umdenken. Inzwischen gehen das Bestreben der Elektrizitätsunternehmen je nach Anforderung an die jeweilige Anwendung auch wieder

Richtung Unabhängigkeit von Kommunikationsnetzbetreibern.

Eine oft genutzte Möglichkeit zum Aufbau netzeigener Kommunikationsinfrastruktur ist **drahtlose Kommunikation**. Funkstrecken lassen sich mit verhältnismäßig geringen Kosten errichten und mit wechselndem Bedarf flexibel anpassen. Allerdings ist zu beachten, dass die genutzten Frequenzbänder lizenziert werden müssen. Der Austausch von analogen durch digitale Systeme ermöglicht eine effektivere Nutzung der vorhandenen Bandbreite und höhere Übertragungsraten. Im Funkbereich sind jedoch insbesondere schmalbandige Technologien zu finden, da breitbandige Technologien wie WiMAX oder WLAN problematisch bezüglich Reichweite und Erreichbarkeit sind. Daher werden im kritischen Netzbetrieb vor allem sichere Punkt-zu-Punkt-Verbindungen eingesetzt. In jedem Fall erlauben zukunftsichere digitale Kommunikationsnetze IP-Kommunikation und sind so transparent in heterogenen Netzen basierend auf verschiedenen Übertragungsmedien einsetzbar. Zurzeit werden z.B. in Deutschland TETRA-Systeme in vielen Netzen eingebaut. Da die TETRA-Bandbreite auf 7,2 Kbit/s pro Zeitschlitz beschränkt ist, kann angenommen werden, dass TETRA vor allem als Ersatz für zugekaufte GSM/GPRS-Verbindungen eingesetzt werden wird. Grundsätzlich bedeutet der Aufbau von Tetra-Netzen auch hohe Investitionskosten.

Typische Anwendungen im Netzbereich sind Messdatenerfassung (Profilzähler, Haushaltszähler), Fernüberwachung von Trafostationen und sicherheits-relevante Anwendungen wie Ab- und Umschalten von Leitungen. In diesem Bereich ist weiterhin Entwicklungspotential

Abb. 29
Internationale Frequenzbänder für hochratige Schmalband-PLC



gegeben. Insbesondere durch die Entwicklung hin zu aktiven Verteilernetzen werden die zu übertragenden Daten immer kritischer. Die Entwicklung sicherer Funklösungen speziell für den Betrieb von Verteilernetzen wird als ein mögliches Entwicklungspotential in Österreich gesehen.

Der Bereich der **Powerline Communication** hat insbesondere durch die Entwicklung im Bereich Smart Metering wieder große Aufmerksamkeit erhalten. Funklösungen sind nicht in der Lage, jeden Zähler in jedem einzelnen Haushalt zuverlässig anzubinden. Über die Stromleitung besteht jedoch eine physische Verbindung. Aber auch in anderen Bereichen spielt PLC eine Rolle. Es lassen sich drei verschiedene Klassen unterteilen (siehe Tabelle 1): Schmalbandige PLC mit geringer Datenrate, schmalbandige PLC mit hoher Datenrate und breitbandige PLC.

Bei der schmalbandigen PLC mit geringer Datenrate handelt es sich um einfache Systeme ohne Kanalkodierung oder Kanal-Equalizing. Hier werden zumeist Standard-Feldbusprotokolle eingesetzt, z.B. EIB PowerNet für In-Haus-Automation oder LonWorks für Zählerfernauslesung. Für zuverlässige Echtzeitdatenübertragung sind diese Systeme nicht geeignet. Durch den Einsatz moderner Übertragungsverfahren wird schmalbandige PLC mit *hoher* Übertragungsrate erreicht. In Europa ist deren Einsatz in der Mittel- und Niederspannung nur im Bereich unter 148,5 kHz in den CENELEC-Bändern A, B, C und D reguliert (siehe Abbildung 29). Obwohl in diesen niederfrequenten Bändern die leitungsgebundene Störemission besonders kritisch ist, muss diese zum Erlangen einer CE-Zertifizierung nur für Frequenzen *über* 148,5 kHz gemessen werden. Daher kann es in den CENELEC-Bändern A, B, C und D zu Problemen mit leitungsgebundener Störemission von z.B. Windkraftanlagen kommen, wie Messungen in den Niederlanden gezeigt haben. Trotzdem ist der Bereich der CENELEC-Bänder unter 148,5 kHz und einzelne Frequenzbänder darüber der geeignete Ort für PLC-Kommunikationslösungen für Verteilnetzautomation. Für verbesserte Technologien und Systeme in diesem Bereich wird ein großes Entwicklungspotential in Österreich gesehen. Breitbandige PLC ist hingegen vor allem als Lösung für die „Last Mile“ für private Internetkunden ausgelegt und ist eher ungeeignet für den Transport von Mess- und Steuerdaten.

Es ist zu erwarten, dass in Zukunft der Ausbau von netzbetreibereigenen **Glasfasernetzen** in Österreich noch weiter vorangetrieben wird. Auch wenn der Ausbau der Glasfasernetze mit deutlich höheren Kosten verglichen mit dem Aufbau von Funkstrecken oder PLC-Verbindungen verbunden ist, so zeichnet sich die Glasfasertechnologie doch durch höchste Übertragungsraten und maximale Verfügbarkeit aus. Schon heute verfügen

die Mittelspannungsnetze in Österreich weitläufig über Glasfaser-Backbones, auch wenn bei weitem noch nicht jede Anlage direkt über Glasfaser angebunden ist.

Entwicklungsperspektiven und offene Forschungsfragen

Die Kommunikations- und Informationsinfrastruktur könnte im zukünftigen Smart Grid eine Reihe verschiedener Aufgaben zu erfüllen haben (einen Überblick bietet Abbildung 30).

Diese Aufgaben können nur flächendeckend erfüllt werden, wenn die entsprechende Infrastruktur dazu ausgebaut wird. Während in der Hochspannungsebene bereits eine durchgehende Kommunikationsinfrastruktur vorhanden ist, ist dies heute in der Mittel- und Niederspannungsebene des Stromnetzes noch nicht der Fall. Die Durchdringung wird von den oberen Netzebenen hin in die unteren erfolgen. Dieser Ausbau wird jedoch nur dann wirtschaftlich darstellbar sein, wenn er tatsächlich durch mehrere Anwendungen getrieben wird, wie oben skizziert.

Der Nutzen dieser Informations-Infrastruktur geht eng mit dem Nutzen von Smart Grids einher. Letztlich geht es darum, die vorhandene Stromnetzinfrastruktur möglichst effizient zu nutzen. Durch zeitnahe Daten aus dem Netzbetrieb ist dies deutlich besser möglich, als durch Schätzungen und Worst-Case-Betrachtungen, wie sie mangels Datenmaterial heute angewendet werden müssen.

Die wichtigsten Herausforderungen bei der Transition der Kommunikations- und Informationsinfrastruktur vom heutigen Zustand zur Basis eines wirklichen Smart Grids sind dabei die folgenden Forschungs- und Entwicklungsfragen:

- Wie kann **Interoperabilität** zwischen zukünftigen Kommunikationsteilnehmern gewährleistet werden? Wie werden Kommunikationsprotokolle und Profile national und international harmonisiert? In dieser Frage liegt eines der zentralen Interfaces zur europäischen Technologieplattform Smart Grids.
- Wie können **vorhandene Infrastrukturen** optimal mitgenutzt werden? Zu den vorhandenen Infrastrukturen zählen die existierenden Glasfaser- und PLC-Netze, aber auch z.B. Gebäudeautomationssysteme auf der Niederspannungsebene. Wenn das Smart Grid bis in die Niederspannung wächst, muss es dort an vorhandene Industrie- und Gebäudeautomatisierungsinfrastrukturen angekoppelt oder mit anderen Telekom-Dienstleistungen wie Kabel-TV, Datendienste, Internet-Telefonie – Voice over IP, etc. gekoppelt werden, um Parallelinfrastrukturen zu vermeiden und vorhandene Infrastrukturen sowie Synergien optimal zu nutzen.
- Wie können **Kommunikationsmedien** die Anforderungen der Smart Grids erfüllen? Hier ist insbesondere

- von Interesse, im Bereich der Powerline-Kommunikation noch bessere Lösungen zu finden.
- Wie müssen **Regelungs- und Steueralgorithmen** gestaltet sein und ineinandergreifen, damit ein stabiler, zuverlässiger und sicherer Betrieb von Smart Grids möglich ist?

5.2.4 Intelligente Komponenten

Ein Smart Grid ist ein systemischer Ansatz bei dem Einzelkomponenten im elektrischen Verteilnetz miteinander verbunden werden. Deshalb besteht zwischen der Entwicklung dieser Einzelkomponenten und dem Systembetrieb und -management ein enger Zusammenhang (vgl. Kapitel 5.2). Aus dem Betrieb und dem Management aus Smart Grids Sicht ergeben sich für die Komponenten im Verteilnetz unterschiedliche Anforderungen, um die Integration in ein Smart Grid zu ermöglichen. Dies umfasst Komponenten mit ihren Mess-, Steuer- und Regelungssystemen in folgenden Bereichen:

- Elektrisches Netz – Netzbetriebsmittel
- Erzeuger – Erzeugungstechnologien
- Verbraucher – Verbrauchertechnologien
- Speicher – Speichertechnologien

Die Anforderungen und sich daraus ergebenden Funktionalitäten müssen zukünftig von den Komponenten erfüllt bzw. bereitgestellt werden. Das heißt mit starken Synergien zur Systembetrachtung sind aus den Anforderungen des Systembetriebs und -managements Komponenten und Komponentenfunktionen zu entwickeln, die in das Gesamtsystem passen, die Funktionalität des Gesamtsystems bestmöglich unterstützen und auf diese keine negativen Rückwirkungen haben. Darüber hinaus stellt sich die Frage, wie bestehende oder zukünftige Funktionalitäten der Komponenten in das Gesamtsystem integriert werden können. Ziel ist es, entsprechende Lösungen zu entwickeln und in weiterer Folge in den Komponenten zu integrieren.

Hinsichtlich eines steigenden Energieverbrauchs und der geplanten CO₂-Reduktionen ist eine steigende Energieeffizienz des Betriebes der einzelnen Komponenten sicherzustellen. Dies sollte so weit wie möglich autonom erfolgen. Die effizienten Komponenten werden schließlich über Informations- und Kommunikationstechnologien in den intelligenten und effizienten Verteilernetzbetrieb eingebunden. Dazu sind definierte offene Schnittstellen in den Komponenten notwendig (vgl. auch Kapitel 5.2.3).

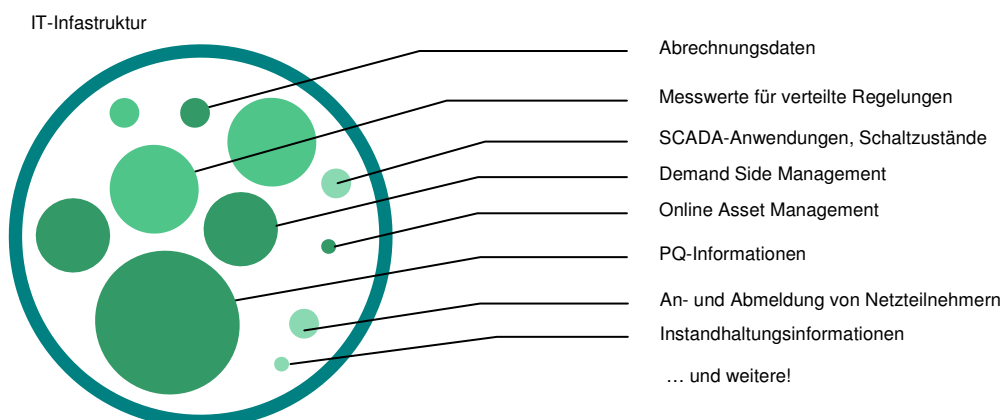
Die Herausforderungen und offenen Fragestellungen für Komponentenbereiche in einem Smart Grid sind im Folgenden dargestellt.

Netzbetriebsmittel

Für den Betrieb eines Smart Grids wird es notwendig sein, unterschiedlichste Daten aus dem Netz zur Verfügung zu stellen, die dann z.B. die Basis für neue Regelungs- und Schutzkonzepte darstellen. Diese Datenanforderungen für den Systembetrieb können erst durch den Einsatz entsprechender Messsensoren im Verteilnetz erfüllt werden, die derzeit nicht im zukünftig benötigten Ausmaß vorhanden sind. Vorteil in diesem Zusammenhang können mögliche Synergien im Aufbau der notwendigen Infrastruktur gemeinsam mit anderen Systemen sein, wie beispielsweise die Komponenten aus einem Monitoring der Versorgungsqualität oder Smart Meter, wo die hohen Investitionen für den großflächigen Aufbau der Sensoren und für die erforderliche Datenübertragung durch Mehrfachnutzung sich eher rechnen können. Die Messgeräte müssen die Funktionalitäten für die Messung der für den Systembetrieb benötigten Informationen besitzen, damit der Zustand der Verteilnetze geeignet erfasst werden kann.

Aus den Anforderungen in den Kapiteln 5.2.1. bis 5.2.3. gilt es abzuleiten, inwieweit im Bereich der elektrischen Betriebsmittel neue Anforderungen entstehen. Es muss untersucht werden, ob eine Entwicklung und vor allem

Abb. 30
Aufgaben der Kommunikations- und Informationsinfrastruktur im Smart Grid



der wirtschaftliche Einsatz im Verteilnetz für derartige Komponenten möglich ist.

Im Bereich der Schutzeinrichtungen entstehen neue Anforderungen. Durch die vermehrt bidirektionalen Stromflüsse im Verteilnetz, infolge einer steigenden Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen, können sich die Richtungen der Kurzschlussströme ändern. In Netzabschnitten mit vermehrt rotierenden Maschinen können die Kurzschlussströme steigen und in wechselrichterbasierten Systemen sogar sinken. Es ist notwendig, Schutzkonzepte zu überdenken (siehe Kapitel Systembetrieb) und neue Funktionalitäten in die Schutzkomponenten zu integrieren.

Der elektrische Anlagen- und Netzschutz stellt ein System dar, das nicht nur aus hochleistungsfähigen Einzelkomponenten besteht (wie z.B. Distanzrelais, Differenzialrelais, ...), sondern mit deren Hilfe auch ein Konzept („Schutzkonzept“) umgesetzt wird. Als neu zu klassierende Funktionalitäten ist neben den erweiterten Mess- und Monitorfunktionen speziell der Informationsaustausch zwischen diesen nicht nur notwendig, sondern auch durch moderne Technologien (LWL, Breitband, ...) auf breiter Anwendungsbasis möglich (vgl. Kapitel Kommunikationstechnik). Die Anforderungen an die Schutzsysteme erstrecken sich neben technischen Aspekten wie Mess-, Auswerte- und Auslösezeit auf informationstechnische Aspekte wie Zeitverhalten (speziell Real-Time-Anforderungen), Speicherkapazität und Datenkomprimierung.

Eine besondere Herausforderung liegt im Kostenaspekt der Komponenten und Systeme, nicht nur auf Einzelgeräte-Ebenen, sondern auch in der langfristig stabilen Festlegung der informationstechnischen Spezifikationen, damit nicht vor dem physikalischen Ende der energie-technischen Betriebsmittel unnötig hohe Investitionen in IKT-Software und -Hardware erforderlich sind (vgl. Kapitel Systembetrieb).

- Wie können neue Funktionalitäten für die Unterstützung des Betriebs von Smart Grids in Messsystemen (Power Quality Messung, Smart Metering...) integriert werden?
- Welche neue Anforderungen entstehen für Betriebsmittel im Verteilnetz und wie können neue Funktionalitäten implementiert werden (z.B. regelbarer Ortsnetztransformator)?
- Wie kann sichergestellt werden, dass konstant ausgelastete Anlagen einen schadstoffärmeren Betrieb ermöglichen?
- Was müssen Regler leisten, um die neuen U/I-Regelungskonzepte (ggf. über die Spannungsebenen modular und hierarchisch aufgebaut) inkl. erforderlicher Datenerfassung und Datenübertragung durch Smart Grids zu ermöglichen?

- Wie können Schutzkomponenten und -konzepte mit den neuen Anforderungen umgehen und welche Lösungsansätze müssen neu oder weiterentwickelt werden?

Erzeugertechnologien

Unter der Prämisse einer hohen Energieeffizienz sind dementsprechende Lösungen zur Wirkungsgradsteigerung bei Erzeugungsanlagen notwendig. Insbesondere bei thermischen Kraftwerken im kleinen Leistungsbereich muss eine Optimierung der Prozesse angestrebt werden (Mikro-KWK, Gasmotoren, Stirlingmotoren, ORC-Prozesse, solarthermische Stromerzeugung, Vergasung mit KWK...).

Smart Grids verlangen eine aktive Einbindung dieser effizienten Erzeugungstechnologien in den Systembetrieb. Dazu sind in den Komponenten die Schnittstellen zur IKT zu integrieren und die internen Regelungskreise zu entwickeln, die einerseits autonom sind andererseits auf Anfrage von Netzmanagementsystemen eine optimierte Wirk- und Blindleistungsregelung ermöglichen. Im Bereich der konventionellen Kraftwerkstechnologien wird die Entwicklung von Turbinenreglern und Blindleistungsreglern notwendig, die diese Anforderungen erfüllen und im Speziellen bei einem zukünftig steigenden Anteil von Erzeugern die über Wechselrichtersysteme einspeisen diese Funktionalitäten zu integrieren und Wechselrichter für eine optimierte Netzintegration zu entwickeln.

- Wie kann in den Prozessen der Kraftwerkstechnologien eine Effizienzsteigerung erreicht werden?
- Welche Schnittstellen zum Verteilnetz für einen Informationsaustausch braucht es und wie werden diese implementiert?
- Welche Lösungen für die Adaptierung der internen Kraftwerksregelkreise sind für ein autonomes bzw. auf Anfrage des Netzmanagementsystems Wirk- bzw. Blindleistungsmanagement notwendig?
- Wie können die Anforderungen aus dem Systembetrieb in den einzelnen Erzeugungstechnologien integriert werden?
- Welche Konzepte zur Verbesserung der Netzqualität können mit Wechselrichtersystemen umgesetzt werden?
- Wie kann die Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit bzw. die Rücksynchronisation ans UCTE-Netz innerhalb der Smart Grids automatisiert erfolgen?
- Marktreife neuer Technologien (Brennstoffzelle, Elektromobilität)

Verbrauchertechnologien

Als Basis für weitergehende Entwicklungen muss in erster Linie die Energieeffizienz der einzelnen Verbraucherkomponenten gesteigert werden.

Für ein Smart Grid ist es notwendig zu evaluieren, inwieweit Verbrauchertechnologien Lastverschiebungen erlauben und diese in der Folge zu entwickeln, damit sie in ein Gesamtsystem des Leistungs- und Energieausgleichs integriert werden können. Dies gilt vor allem für Verbraucher in Gewerbe und Industrie, da hier größere Leistungen beeinflusst werden können.

Der Bereich Verbrauchertechnologien auf Haushaltsebene kann in zwei wesentliche Gruppen unterteilt werden. Man kann zunächst bei Anwendungen im Haushalt ansetzen, bei denen der Kunde nichts davon merkt. Dazu zählen „neue intelligente“ Haushaltsgeräte, die eine Dienstleistung erfüllen (z.B. gewaschene Wäsche), aber in der Umsetzung z.B. einen zeitlichen Freiraum haben, der für Demand Side Management genutzt werden kann. Der zweite Bereich ist wesentlich schwieriger zu behandeln, da der Nutzer merklich beeinflusst werden kann. Der Smart Meter an sich erzeugt noch keine Energieeffizienz und spart auch keine kWh an elektrischer Energie. Erst durch die Miteinbeziehung des Kunden können die gewünschten Effekte erzielt werden. Als Grundlage sollten sozio-technische Untersuchungen durchgeführt werden, mit dem Ziel, geeignete Visualisierungskomponenten als Schnittstelle zum Kunden zu entwickeln. Denkbar wäre auch eine Entwicklung nach der Prämisse: „Wie kann ich den Kunden zu effizientem Verhalten motivieren?“ Natürlich gelten diese Überlegungen auch für Verbraucher in Industrie und Gewerbe.

Es wird erwartet, dass die Elektromobilität in Zukunft sehr stark wachsen wird. Damit wird im System eine sehr flexible Verbrauchertechnologie vorhanden sein (sie ist Speicher, Erzeuger und Verbraucher in einem). Bei Batteriespeichern in Verbindung mit Elektromobilität ist eine Verbesserung der Leistungsdichten sowie der Lebensdauern bei gleichzeitiger Kostenreduktion gefordert. Im Bereich der Batteriemanagementsysteme sind Laderegler und Schnittstellen zu entwickeln, die auf Basis der wirtschaftlichen und technischen Anforderungen aus dem Netzbetrieb eine optimierte Netzintegration der Elektroautos ermöglichen (siehe auch nächster Punkt).

- Wie kann die Energieeffizienz von Verbrauchertechnologien gesteigert werden?
- Inwieweit erlauben Verbrauchertechnologien die Flexibilisierung ihres Lastverhaltens (Demand Side Management, Demand Response, Lastverschiebungen...)?
- Welche Komponenten sind für eine Automatisierung des Verbraucherverhaltens notwendig?
- Welche Anforderungen sind für die Komponente Elektrofahrzeug zu implementieren?

Speichertechnologien

Hier stellt sich die Frage, inwieweit es möglich ist, Kraftwerke direkt als Speicher zu nutzen und andererseits

Elektrizitätsspeicher zu entwickeln und zu optimieren, um zusätzliche Freiheitsgrade im Netzbetrieb zu generieren.

Es ist zu klären, wie die Implementierung von Speicherfunktionen bei den einzelnen Erzeugungstechnologien technisch möglich ist. Bei Biomasse und Biogas geht es um die Implementierung von Primär- und Sekundärenergiespeichern und um Konzepte der Speicherbewirtschaftung. Durch das Kleinwasserkraftpotential in Österreich ist einerseits das technische Potential für die Entwicklung von kleinen Pumpspeicherkraftwerken in einem Leistungsbereich zu erheben, der einen technischen Anschluss an das Verteilnetz und somit eine Integration in das Verteilnetzmanagement ermöglicht und in weiterer Folge derartige Technologien zu entwickeln. Wie groß ist im Bereich der Photovoltaik das technische Potential für die Verbindung mit Speichertechnologien über sogenannte Hybridanlagen und wie können derartige Lösungen aussehen, um darauf basierend flexible PV Systeme zu entwickeln? Dazu ist eine Speicherung von elektrischer Energie notwendig.

Für eine direkte Speicherung der elektrischen Energie sind entsprechende energie- und kosteneffiziente Lösungen zu entwickeln. Insbesondere in Kombination von Erzeugern mit fluktuierender Einspeisung und Verbrauchern würde sich ein großes Potential zur Anpassung der Erzeugungs- und Lastgänge an die Anforderungen aus dem Netzbetrieb ermöglichen. Dabei handelt es sich um die Entwicklung, Wirkungsgradverbesserung und Optimierung von chemischen Speichern (Batterietechnologien), Supercapacitors aber auch rotierenden Speichern wie Flywheels. Batterietechnologien stellen den Schlüssel zur weiten Verbreitung der Elektromobilität und damit verbunden einer breiten Streuung von Speichern im elektrischen Netz dar.

Bei Batteriespeichern in Verbindung mit Elektromobilität ist eine Verbesserung der Leistungsdichten sowie der Lebensdauern bei gleichzeitiger Kostenreduktion gefordert. Im Bereich der Batteriemanagementsysteme sind Laderegler und Schnittstellen zu entwickeln, die auf Basis der wirtschaftlichen und technischen Anforderungen aus dem Netzbetrieb eine optimierte Netzintegration der Elektroautos ermöglichen.

Das übergeordnete Ziel bei der Entwicklung und Optimierung von Speichertechnologien stellt wiederum die Energieeffizienz der Komponenten und damit eine Wirkungsgradoptimierung dar.

Daraus leiten sich folgende Zukunftsfragen ab:

- Wie kann bei Speichertechnologien die Energieeffizienz erhöht werden?
- Ist es möglich Speicherkraftwerke auf Verteilnetzebene zu entwickeln und wie sehen derartige Lösungen aus?

- Wie können bei Kraftwerken Funktionalitäten für die Speicherung von Primär- bzw. Sekundärenergieträgern realisiert werden?
- Welche Lösungen für die direkte Speicherung von elektrischer Energie sind hinsichtlich eines optimierten Wirkungsgrades und einer Kosteneffizienz denkbar?
- Welche Rolle hat die Elektromobilität als Speichertechnologie und welche Funktionalitäten für den Systembetrieb kann sie anbieten?
- Welche Modelle für Hybridsysteme aus Speichern und Erzeugern sind möglich und wie sehen diese aus?

5.3 Energiepolitische und organisatorische Herausforderungen

Aus gesammelten Erfahrungen seitens der involvierten Unternehmen bei der Initiierung, Durchführung und Umsetzung von Forschungsprojekten sowie Implementierung von Forschungsergebnissen konnten folgende energiepolitischen und organisatorischen Herausforderungen zur Umsetzung der Smart Grid Vision identifiziert werden:

Klare energiepolitische Vorgaben und Visionen in Österreich

Hinsichtlich der energiepolitischen Ziele sind klare und auch zwischen allen relevanten Ministerien abgestimmte Vorgaben der österreichischen Bundesregierung notwendig, die nicht nur qualitative Vorgaben sondern auch quantitative beinhalten. Es braucht vor allem im Bereich der Stromerzeugung klare Bekenntnisse wie hoch und auf welchen Energieträgern basierend der für die Erreichung der europäischen Ziele notwendige Anteil von erneuerbaren Energieträgern sein soll. Es bedarf einer qualitativen Vorgabe (soweit möglich) für den Energiemix in den kommenden Jahrzehnten, damit die österreichische Energieforschung notwendige Szenarien bilden kann und sich die Energiebereitstellung darauf einstellen kann. Ebenso bedarf es konkreter Vorgaben hinsichtlich der Energieeffizienz mit konkreten Fahrplänen hinsichtlich einer Erreichung der Klimaziele. Zudem erleichtern klare politische Vorgaben eine koordinierte Gestaltung und Ausrichtung der Forschungsrahmenbedingungen. Auch die Fördersysteme (Vergütung für Strom aus Erneuerbaren, Wohnbauförderung, Elektromobilität, etc.) sind auf diese Ziele abzustimmen.

Unterschiedliche Zeithorizonte von Netzplanung, Anlagenplanung und legislativen Rahmenbedingungen

Eine Herausforderung stellen auch die unterschiedlichen Zeithorizonte im Zusammenhang mit der Planung und dem Betrieb elektrischer Netze dar. Netze werden auf 50 Jahre und mehr ausgelegt, viele der darin zu integrierenden dezentralen Erzeugungsanlagen jedoch auf 10-20 Jahre (z.B. Wind, Biomasse), andere Erzeugungsanlagen (z.B. PV, Wasser) auf bis zu 30, 40 oder mehr Jahre. Die Spanne der Lebensdauern von intelligenten Verbrauchsgeräten liegt im Bereich von Monaten bis zu Jahrzehnten. Übergeordnet sind die legislativen Rahmenbedingungen auf 4-5 Jahre (z.B. Regulierungsperiode) ausgerichtet, worauf die Unternehmen des Netzbetriebes ihre kurz- und mittelfristigen Strategien auch ausrichten. Diese unterschiedlichen Zeithorizonte sind nur schwer in Einklang zu bringen, müssten jedoch für eine langfristig sichere Planung verstärkt berücksichtigt werden.

Kontinuität in den Forschungsrahmenbedingungen hinsichtlich Programmkoordinatoren, Programmverwaltung und Forschungsbudgets

Bei der Initiierung und Durchführung von Forschungsprojekten und vor allem bei einer Kette von aufeinander aufbauenden Projekten von Grundlagenprojekten bis zu Demonstrationsprojekten ist eine langfristige Kontinuität in den Forschungsrahmenbedingungen eine wichtige Voraussetzung. Ein Fortführen bestehender und guter Ansätze ist zur Stärkung der Forschungslandschaft in Richtung „Smart Grid Anwendung“ mit hoher Priorität zu unterstützen.

Die Förderkriterien müssen einerseits transparent sein, andererseits auch stabil, damit nicht während einer Kette von Vorhaben die Bedingungen wechseln und damit Unsicherheit bei den beteiligten Partnern entsteht. Eine langfristige Auslegung der Förderpolitik ermöglicht eine Planungssicherheit für Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sowie in der Personal- und Ressourcenplanung.

Ermöglichung von Investitionen und Förderung von Leuchtturmprojekten

Aus systemischer Sicht gibt es unterschiedliche Forschungsvorhaben von Grundlagen bis zu Demonstrationsprojekten und verschiedenen Einzelthemen (Netzbetrieb, Erzeugungstechnologien, Energieeffizienz, Verbraucher- und Erzeugerseitige Maßnahmen...), die als ein Ganzes zu sehen sind. Eine Bündelung dieser Themen in sogenannten Leuchtturmprojekten ist nur möglich, wenn diese mit ausreichend finanziellen Mitteln ausgestattet sind. Damit kann eine ganzheitliche Betrachtung und eine internationale Sichtbarkeit generiert werden. Bei der Umsetzung von Projektergebnissen in

einem Demonstrationsbetrieb stellt die Förderrate von maximal 35% für Demonstrationsprojekte eine Herausforderung dar. Zudem sollte die Möglichkeit einer Absicherung von risikobehafteten Investitionen in Anlagen und Netze vorgesehen werden.

Möglichkeit zur Validierung von Projektergebnissen in geeigneten Testumgebungen

Neue Konzepte und Strategien für den Netzbetrieb können mittels Tools zur numerischen Netzsimulation entwickelt werden. Aufgrund der vielen Einflussparameter und der schwierigen Erfassung von Netz-, Anlagen- und Komponentendaten und daraus abgeleiteter Modelle, entsprechen die Ergebnisse nicht immer zu 100% der Realität. Deshalb müssen die Modelle und deren Ergebnisse erst durch Erfassung der realen Zustände validiert werden. Ideal wäre es aus Sicht der theoretischen Forschung die Modelle und die Ergebnisse im echten Netz zu testen. Dies bedingt eine Integration von neuen Methoden in den realen Netzbetrieb und stellt somit für die Netzbetreiber und letztendlich deren Kunden ein Risiko hinsichtlich der Versorgungsqualität in den dafür ausgewählten Netzabschnitten dar. Um dieses Risiko zu minimieren, gibt es zwei sich ergänzende Ansätze.

Einerseits ist eine Minimierung des Risikos und ein größeres Vertrauen in die Ergebnisse von Modellen und Konzepten aus numerischen Simulationen zu erwarten, wenn die Netzbetreiber aktiv in deren Entstehungsprozess eingebunden sind und die Erfahrung aus dem praktischen Netzbetrieb einfließen lassen.

Der zweite hilfreiche Ansatz wäre ein weiterer Ausbau der geeigneten Forschungsinfrastruktur, die eine Kopp-

lung von Simulationswerkzeugen und eine physische Netzinfrastruktur ermöglichen. Damit wäre partiell eine Validierung von Modellen und Konzepten im realitätsnahen Betrieb möglich und somit eine entsprechende Risikominimierung hinsichtlich des Einsatzes im echten Netz erreichbar. Mittels einer Echtzeit-Simulation von elektrischen Netzen und Komponenten sollen die völlig neuen technologischen und organisatorischen Anforderungen an das sich verändernde Stromversorgungssystem untersucht werden. Eine derartige Forschungsinfrastruktur kann einen Wettbewerbsvorteil Österreichs im Europäischen Forschungsumfeld bedeuten.

Im finalen Schritt des Entwicklungsprozesses von Produkten, die den Systembetrieb betreffen, ist allerdings der Testbetrieb in der realen Betriebsumgebung (Demonstration), also im realen Netz ein sehr relevanter und oftmals unumgänglicher Schritt.

Schaffung von Anreizen für Forschung und Demonstration bei den Netzbetreibern

Derzeit existieren geringe Anreize für Forschungs- und Demonstrationsaktivitäten bei den Netzbetreibern. Z.B. könnten klare Kriterien im Rahmen von Innovationsanreizmechanismen die Forschungs- und Demonstrationsaktivitäten sehr begünstigen. Wie erfolgreich derartige Ansätze sein können, zeigen sowohl die massive Steigerung der Forschungsausgaben nach Einführung der Innovation Funding Incentives und der Registered Power Zones in Großbritannien als auch die regen Forschungstätigkeiten der Netzbetreiber in Dänemark (siehe auch Kapitel 3.4.1).

6. Die Implementierungsstrategie – Österreichs Antworten und Aktivitäten

Auf dem Weg zum intelligenten Stromnetz steht die österreichische Industrie und Energiewirtschaft wie bereits erwähnt vor großen Herausforderungen und Chancen. Österreich verfügt im Bereich der intelligenten Stromnetze über:

- eine Industrie mit hohem technologischen Know-how
- anerkannte Produkte und Innovationen
- ergänzende und aktive F&E-Institutionen
- innovative Stromnetzbetreiber und Energieversorger

Um die in diesem Bereich in der Zukunft bestehenden wirtschaftlichen Chancen in Österreich verstärkt nutzen zu können, wurde einerseits die „Nationale Technologieplattform Smart Grids Austria“ im Mai 2008 mit Unterstützung des Klima und Energiefonds und der Ministerien etabliert. Andererseits werden in diesem Kapitel österreichische Antworten auf die sich ergebenden Anforderungen, sowie möglichen Aktivitäten und Beiträge im Rahmen einer nationalen Implementierungsstrategie für Smart Grids im Detail dargestellt. In der Implementierungsstrategie wird dabei aus heutiger Sicht beschrieben, welche detaillierten F&E- und Demonstrations-Aktivitäten inhaltlich und zeitlich bis nach 2020 in Österreich umgesetzt werden können. Darüber hinaus wird sowohl eine Abschätzung der damit verbundenen notwendigen Investitionen, der Rahmenbedingungen und des Nutzens dieser Forschungsaktivitäten und Rahmenbedingungen dargestellt.

6.1 Nationale Technologie Plattform Smart Grids Austria

Die Nationale Technologieplattform (NTP) Smart Grids Austria ist ein Zusammenschluss von wichtigen Stakeholdern im Bereich der elektrischen Energieversorgung.

Sie verfolgt das Ziel, gemeinsame Kräfte für zukünftige intelligentere Stromnetze zu bündeln, um einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb zu unterstützen.

Synergien der Stakeholder aus Industrie, Energiewirtschaft und Forschung werden so effizient genutzt. Österreichische Kompetenz im Bereich Smart Grids soll durch Leuchtturmprojekte gestärkt und international sichtbar gemacht werden.

6.1.1 Ziele der NTP Smart Grids Austria

- Vernetzung der wesentlichen nationalen Akteure im Bereich intelligenter Stromnetze (Smart Grids) aus Industrie, Energiewirtschaft und Forschung.
- Darauf aufbauend werden die für die koordinierte und zielorientierte F&E, Demonstration und Markteinführung relevanten Parameter für Smart Grids definiert, abgestimmt, bekannt gemacht und deren Umsetzung wird unterstützt.
- Letztlich ist es das Ziel, die österreichische Wettbewerbsfähigkeit und Systemkompetenz der Energie- und Kommunikationsindustrie in Kooperation mit der heimischen Elektrizitätswirtschaft zu stärken und damit hochqualifizierte Arbeitsplätze zu schaffen und zu erhalten, sowie eine nachhaltige und sichere Stromversorgung in Österreich zu unterstützen.

Die NTP Smart Grids Austria sucht zur Erfüllung dieser Ziele einen engen Kontakt mit der Europäischen Technologieplattform Smart Grids (www.smartgrids.eu) und deren österreichischen Vertretern, sowie Abstimmung,

Anbindung, Einbindung und Integration in die bestehenden europäischen Aktivitäten.

Die NTP Smart Grids Austria bietet sich als Schnittstelle zwischen nationalen Forschungs-, technologischen Entwicklungs-, Disseminations- und Demonstrationsaktivitäten und jenen der EU sowie Aktivitäten in der Internationalen Energie Agentur (IEA), CIGRE, CIRED, Eurelectric, etc. an.

Die Kooperation von in Österreich aktiven Unternehmen im Bereich der Stromversorgungswirtschaft und Forschungsinstitutionen bietet die Möglichkeit, die sich ergebenden Chancen auf den internationalen Energietechnikmärkten bestmöglich zu nutzen. Sie ermöglicht es, Technologien nicht nur aus dem Ausland zuzukaufen, sondern selbst an deren Entwicklung teilzunehmen und damit die Chance auf einen neuen Exportmarkt für die österreichische Industrie zu erarbeiten.

Je früher Österreich sich technologisch im Themengebiet Smart Grids positioniert, desto höher sind die Chancen für die österreichische Industrie, entscheidende Anteile am Weltmarkt zu besetzen.

In einigen Bereichen wird die technologische Entwicklung auch schon in frühen Stadien Standardisierungsprozesse erfordern. Die Mitwirkung österreichischer Experten in

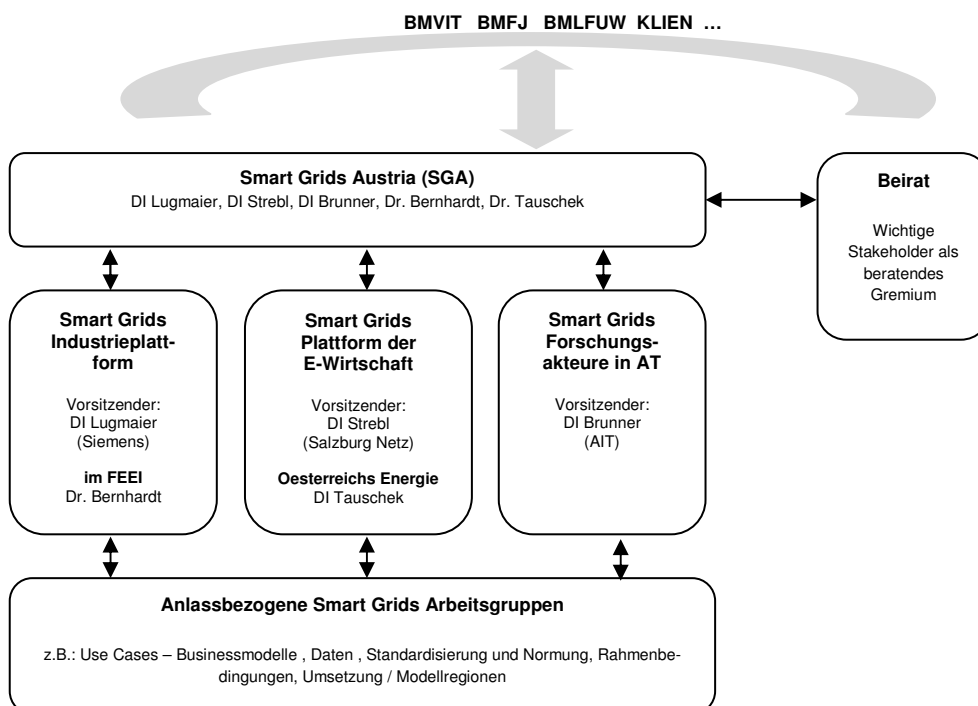
Cenelec und IEC Komitees ist auch ein wesentlicher Bestandteil dieser Positionierung. Österreich muss sich hier mit seiner Expertise auf hohem Niveau einbringen und dadurch auch sicherstellen, dass die nationalen Entwicklungen im Einklang mit denen in anderen Ländern der EU wie auch weltweit stehen.

6.1.2 Struktur

Die NTP Smart Grids Austria schafft durch die Vernetzung der relevanten Akteure eine gemeinsame Kooperationsbasis für die anstehenden Herausforderungen und stellt eine Koordination der notwendigen zukünftigen Aktivitäten im Themengebiet intelligente Stromnetze sicher. Dafür war es notwendig, im Rahmen der Nationalen Technologieplattform Smart Grids Austria eine gemeinsame Managementstruktur während der Aufbauphase (Mai 2008 – Dezember 2009) der Technologieplattform sowie darüber hinaus zu schaffen. In Abbildung 31 ist die Struktur dargestellt, welche über die Aufbauphase hinaus die Erreichung der Ziele ermöglichen wird.

Mit Stand Dezember 2009 waren die in Tabelle 2 aufgelisteten Unternehmen in der NTP Smart Grids Austria aktiv, wobei von der Plattform eine Einladung zur Teilnahme für weitere interessierte und aktive Unternehmen im Bereich Smart Grids besteht.

Abb. 31
Struktur der NTP
Smart Grids



6.2 Smart Grids Austria Implementierungsstrategie für F&E und Demonstration

Die hiermit vorliegende F&E-Implementierungsstrategie der Nationalen Technologieplattform Smart Grids Austria zeigt, wie aus heutiger Sicht der Plattform die Smart Grids Vision durch detaillierte F&E- und Demonstrations-Aktivitäten inhaltlich und zeitlich bis nach 2020 in Österreich umgesetzt werden kann.

Darüber hinaus wird sowohl eine Abschätzung der damit verbundenen notwendigen Investitionen, der F&E-Rahmenbedingungen, Eigenleistungen und Nutzen dieser Forschungsrahmenbedingungen für alle Akteure dargestellt.

6.2.1 Zeitlicher Verlauf und erwartete Kosten

Im breiten Spektrum der Smart Grids Thematik bedeuten die österreichischen Schwerpunktsetzungen auf ausgewählte technologische und ökonomische Forschungsfelder ein wesentliches Erfolgskriterium im internationalen Wettbewerb.

Die österreichischen Smart Grids Implementierungsstrategie im Überblick

Für die Erstellung der Implementierungsstrategie wurden die vier Implementierungsschwerpunkte im Bereich der intelligenten Verteilernetze – angelehnt an die F&E-Themenfelder aus Kapitel 5: Systembetrieb & -management, Kommunikations- & Informationsinfrastruktur, Intelligente Komponenten, Kunde & Markt / Regulierung – in Subkategorien unterteilt. Um daraus die forschungs- und demonstrationsfokussierte Implementierungsstrategie der Nationalen Technologieplattform Smart Grids Austria – also die zu setzenden Schwerpunkte – definieren zu können, wurde eine Excel-basierte Fragebogenerhebung unter den Mitgliedern der Nationalen Technologieplattform Smart Grids Austria und ausgewählten weiteren Industrie- und Forschungsakteuren im Bereich Smart Grids durchgeführt. Darin wurde jeweils zwischen f (für Forschung) oder d (für Entwicklung & Demonstration) sowie zwischen kurzfristig, mittelfristig, langfristig und Maßnahmen nach 2020 unterschieden. Basis für die Implementierungsstrategie sind daher in Summe 1337 Nennungen (siehe Tabelle 3 und 4), die einleitend als aggregierte Ergebnisse und danach als detaillierte Darstellung der vier F&E-Themenfelder präsentiert werden.

Industrie
Alcatel-Lucent Austria AG
BEA Electric GmbH
ECOENERGEN Ges.m.b.H.
Fronius International GmbH
Infineon Technologies AG
SCHRACK TECHNIK GMBH
Siemens AG
TTTech Computertechnik AG
ubitronix system solutions gmbh
Netzbetreiber, Energiewirtschaft
BEWAG NETZ
Energie AG Oberösterreich Netz GmbH
EVN AG
KELAG Netz
Linz Strom Netz GmbH
Salzburg Netz GmbH
Stromnetz Steiermark GmbH
TIWAG-Netz AG
Oesterreichs Energie
Verbund (Österreichische Elektrizitätswirtschafts-AG)
VKW-Netz AG
Wien Energie Stromnetz
Forschung & Entwicklung
AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Fachhochschule Technikum Wien
FH Oberösterreich
IFZ Graz
Technische Universität Wien – Energy Economics Group
Technische Universität Wien – Institut für Computertechnik
TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen
Konsument, Nutzer
Haslinger & Gstrein GmbH & CO KG

Tabelle 2
Mitglieder der Nationalen Technologieplattform Smart Grids Austria mit September 2009

Tabelle 3 zeigt zusammenfassend die nationalen Schwerpunktsetzungen für eine erfolgreiche Smart Grids Technologieentwicklung in Österreich aus Sicht der Plattform. Dabei wurden im Detail folgende Aspekte behandelt:

- Der zeitliche Rahmen: Kurz- (2010 – 2012), mittelfristig (2013 -2015), langfristig (2016 – 2020) und über 2020 hinaus
- Die Trennung nach (f) Forschung/Experiment und (d) Entwicklungs- und Demonstrationsinteressen
- Gewichtete Fokussierung auf einzelne Unterbereiche entlang der vier Smart Grid Themenbereiche der Implementierungsstrategie

Die Kernaussagen dieser Analyse sind in Abbildung 33 zusammengefasst dargestellt.

Abb. 33

Kernaussagen der Implementierungsstrategie Smart Grids Austria

Inhaltliche Kernaussagen

1. **Alle vier Smart Grid F&E-Bereiche** sind für die österreichische Technologieentwicklung im Bereich der intelligenten Verteilernetze **relevant**. Einzelne Bereiche werden jedoch unterschiedlich stark eingeschätzt, womit sich Schwerpunkte herauskristallisieren. Diese Aufteilung sollte bei der Budgetierung von zukünftigen Forschungs- und Demonstrationsprogrammen entsprechend berücksichtigt werden. Das zeitlich optimierte Zusammenspiel und die Integration aller vier sind essentiell. Dabei sollen einerseits die bereits vorhandenen Stärken in Österreichs Smart Grid Unternehmen und Institutionen und andererseits die identifizierten Potentiale in Forschung, Entwicklung und Demonstration bestmöglich genutzt werden.

2. Die **Hauptschwerpunkte** der Interessen im Bereich Smart Distribution Grids sind im Bereich des Systembetriebs und Managements (insbesondere Planungs- und Simulationstools, Systembetrieb, gefolgt von Betriebsmanagementsystemen) und den Intelligenten Komponenten gegeben. Der Bereich Verbrauchertechnologien ist als Themenschwerpunkt aufgrund der Nähe zu der hier integrierten Smart Metering und Elektromobilitäts-Thematik stark in den Vordergrund getreten. Eine enge Abstimmung mit Elektromobilitäts-Aktivitäten ist daher wichtig, wobei Lösungen für Aspekte eines Smart Grids mit oder ohne eine rasche Durchdringung von E-Autos notwendig werden.

3. **Kurzfristig überwiegt** in allen Interessensbereichen **Forschung und Entwicklung**, **mittelfristig** treten aber **Demonstrationsinteressen** in den Vordergrund und erstrecken sich insgesamt fast in allen Subkategorien bis über 2020 hinaus. Langfristig bis 2020 und darüber hinaus ist allerdings aus heutiger Sicht und Einschätzung ein Rückgang der Forschungs- und Demonstrationsinteressen zu erwarten. Für diese Zeitpunkte werden bereits Markteintritte in einzelnen Entwicklungsbereichen erwartet. Andererseits liegt teilweise noch zu wenig Information vor, um exakte Aussagen treffen zu können. Der Fokus auf den kurzfristigen Zeitraum wird auch durch momentan auftretende Fragestellungen im operativen Umfeld und aktuelle Herausforderungen, sowie von unterstützenden oder hemmenden Rahmenbedingungen und Innovationsanreizen im Regulierungssystem beeinflusst.

Finanzielle Kernaussagen

1. Für die **Umsetzung der „Implementierungsstrategie Smart Grids Austria“** für F&E und Demonstrationsprojekte werden bis **2020 Kosten von ca. 290 Millionen Euro** erwartet.

2. Für **Förderstellen** wurden **Gesamtkosten von ca. 150 Millionen Euro bis 2020 errechnet**, wobei mehr als die Hälfte davon bis 2015 erforderlich ist, anschließend jedoch auf Grund von technologischer Marktreife ein Rückgang der Förderkosten für Smart Grids erwartet wird.

3. Für die relevanten Akteure (Technologieunternehmen, Energiewirtschaftsunternehmen) bedeutet dies einen **Eigenbeitrag von ca. 140 Millionen Euro** bis 2020 (ca. 50% der Gesamtkosten). Laut Einschätzung entfallen davon ca. 50% auf Technologieunternehmen- und ca. 50% auf Energiewirtschaftsunternehmen. In den nächsten Jahren (2010 – 2015) entspricht dies pro Jahr jeweils etwa 10 Millionen Euro an Kosten für die jeweilige Akteurssparte. Um die Industrie- und Energiewirtschaftsunternehmen zur Leistung dieses Eigenanteils zu bewegen, ist die Einführung entsprechend langfristiger und gesicherter F&E Rahmenbedingungen notwendig.

4. Durchschnittlich werden laut dieser Abschätzung bis 2020 jährlich etwa 14 Mio. Euro an Fördermitteln für F&E und Demonstrations- / Leuchtturmprojekte im Bereich Smart Grids benötigt. Entsprechend der in der Implementierungsstrategie beschriebenen Verteilung, wird kurz- und mittelfristig mit einem höheren Förderbedarf (bis zu 20 Mio. Euro pro Jahr) gerechnet. **In Relation zu den gesamten F&E Ausgaben in Österreich entsprechen 20 Mio. Euro ca. 0,4% der gesamten jährlichen F&E Ausgaben (Jahr 2007, 6,87 Mrd. EURO, Quelle Statistik Austria). Aktuell werden ca. 5 bis 10 Mio. Euro an Mitteln für F&E und Demonstrations- / Leuchtturmprojekte pro Jahr in Österreich vergeben.**

Kategorie		Forschung & Entwicklung (f)					Demonstration (d)				
Gesamtsumme	Name	Summe	kurzfristig	mittelfristig	langfristig	>2020	Summe	kurzfristig	mittelfristig	langfristig	>2020
18%	Kunde & Markt / Regulierung	9%	7%	3%	0%		9%	2%	5%	2%	0%
44%	Systembetrieb und Management	22%	14%	7%	1%	1%	22%	4%	11%	6%	2%
12%	Kommunikations- und Informationsinfrastruktur	6%	4%	2%	0%		6%	1%	3%	1%	1%
25%	Intelligente Komponenten	12%	8%	3%	0%	0%	14%	2%	6%	5%	1%

Tabelle 3
Implementierungsstrategie Smart Grids Austria: Ergebnisauswertung der Erhebung. Die Ergebnisse (alle f- und d-Nennungen) in den einzelnen Interessensbereichen ergeben über die gesamte Laufzeit 100%.

Kosten der Implementierungsstrategie

Basierend auf dem inhaltlichen Feedback zur Implementierungsstrategie und der nachfolgend beschriebenen Annahmen wurde eine Kostenschätzung bis 2020 für F&E- und Demonstrationsprojekte ermittelt (siehe zur Methodik Tabelle 4). Die Ergebnisse der Kostenabschätzung sind in Abbildung 33 dargestellt.

Im folgenden werden die vier F&E-Themenbereiche der österreichischen Smart Grids Implementierungsstrategie diskutiert.

6.2.2 Bereich Kunde & Markt / Regulierung

Im Themenbereich Kunde & Markt / Regulierung liegen die Schwerpunkte der F&E und Demonstrationsaktivitäten einerseits im Subbereich „Kundenakzeptanz, Verbrauchsverhalten und neue Produkte & Dienstleistungen“ sowie andererseits im Subbereich „Marktgestaltung und Geschäftsmodelle“.

- Kurzfristig besteht eindeutig noch F&E Bedarf. Mittel- bis langfristig ist verstärkt mit einem erhöhten Demonstrationsbedarf zu rechnen.
- Neue Markt- und Geschäftsmodelle sind unabdingbar, da mit deren Hilfe herausgefunden werden soll, ob eine Kundenakzeptanz erzielbar ist (Bedürfnisse) und um anschließend die entsprechende Produktentwicklung durchzuführen.
- Unterstützende oder hemmende Rahmenbedingungen und Innovationsanreize im Regulierungssystem beeinflussen maßgeblich die weitere Entwicklung von Smart Grids.

Subbereich Kundenakzeptanz, Verbrauchsverhalten, neue Produkte & Dienstleistungen

Änderungen im Energiesystem und Auswirkungen auf Kunde & Markt / Regulierung

Es soll in erster Instanz ermittelt werden, welche langfristigen Änderungen des Energiesystems (Energimix, Technologien) und des Verbraucherverhaltens (Trends, Usability der Verbraucherportale) in Österreich zu erwar-

ten sind. Auch völlig neue Konzepte zur Energiebereitstellung und Verrechnung (z.B. Bonus Malus Systeme, „Schwarmverhalten“ vgl. E-Energy) sollen untersucht werden und dafür notwendige Förderstrategien, Rahmenbedingungen sowie Standards vor allem im Zusammenhang mit Smart Grids und E-Mobility abgeleitet werden. Aufbauend darauf ist festzustellen, welche Datenmanagementsysteme geeignet sind, um individuelles Verbrauchsverhalten mit dem Systembetrieb der Zukunft (vgl. „Themenschwerpunkt Systembetrieb und Management“) effizient vereinen zu können. Parallel dazu sind Änderungen der Rahmenbedingungen (z.B. regulatorische Bestimmungen, Rahmenbedingungen für einen intelligenten Systembetrieb, Qualitätsanforderungen im Netzbetrieb, adäquate Rechtsbasis) zu berücksichtigen.

Verbrauchs- und Erzeugungsflexibilität und Akzeptanz von Smart Grids

Die Verbraucher aus Industrie, Gewerbe und Haushalt sind es, die schlussendlich Produkte und Dienstleistungen in einem Smart Grid System nachfragen sollen. Sozioökonomische Forschung ist notwendig, um eine hohe Motivation und Akzeptanz für Smart Grid- Technologien, Produkte und Dienstleistungen (z.B. Intelligente Haushaltsgeräte, E-Mobilität) bei den einzelnen Endverbrauchergruppen zu erzielen. Weiters muss mittels sozioökonomischer Methoden untersucht werden, welcher Grad an Verbrauchsflexibilität möglich ist und wie dieser genutzt werden kann.

Damit eine höchstmögliche Anzahl dezentraler und somit u.a. erneuerbarer Stromerzeugungseinheiten in das Versorgungssystem integriert werden kann, gilt es ebenfalls, effektive und ausreichende Akzeptanz von Smart Grids bei den Kraftwerksbetreibern zu schaffen. Denn diese müssen gleichfalls bereit sein, ein hohes Maß an Flexibilität einzubringen, um eine Balance zwischen Erzeugungs- und Verbrauchslasten möglich zu machen.

Zu klären ist auch, wie die Kosten für erforderliche Anlagendaptionen im Kraftwerks- und Industriebereich abgedeckt werden können. Zum Teil wird technischer Nachrüstbedarf im Bereich Leittechnik bestehen, insbesondere aber auch bei Industrieanlagen kann die Erhöhung der Flexibilität bestehender Anlagen gegenüber der

Tabelle 4

Kostenabschätzung
Implementierungsstra-
tegie Smart Grids
Austria

Forschungs- u. Entwicklungsprojekte	667 Nennungen
geschätzte durchschnittl. Kosten pro Projekt	0,45 Mio €
durchschnittl. Kooperationsfaktor	3 Partner
durchschnittl. Anteil Förderung	80%
Demonstrationsprojekte	633 Nennungen
geschätzte durchschnittl. Kosten pro Projekt	1,5 Mio €
durchschnittl. Kooperationsfaktor	5 Partner
durchschnittl. Anteil Förderung	40%
Gesamtkosten aller Projekte	290 Mio €
davon Forschung & Entwicklung	100 Mio €
davon Demonstration	190 Mio €
davon Erbringung durch Partner (Eigenanteil)	140 Mio €
davon Förderanteil gesamt	150 Mio €
Förderung pro Jahr	14 Mio €
betrachteter Zeitraum	2010 bis 2020

herkömmlichen lastganggeglätteten Betriebsweise Investitionen in der Industrieanlage zur Abdeckung der Anforderung bei künftig hohen Spitzenleistungen bedeuten. Eine entsprechende Kosten/Nutzen-Relation ist dafür im Vorfeld abzuleiten.

Erwartete Auswirkungen

- Effizientere Gestaltung des Energiesystems zur Erreichung der Klimaziele und Realisierung der Kundenwünsche zu volkswirtschaftlich sinnvollen Kosten
- Möglichkeit der Nutzenmaximierung für die Verbraucher bei gleichzeitiger Maximierung der Verbrauchsflexibilität und Energieeffizienz
- Möglichkeit zur Erreichung von notwendiger Akzeptanz für Smart Grids und zur effizienteren Gestaltung des Energiesystems bei Verbrauchern und Erzeugern
- Marketingkonzepte für die Vermarktung von neuen/zusätzlichen Dienstleistungen aufbauend auf Smart Grids und die Erzeugung von Bereitschaft für die Annahme neuer Rahmenbedingungen bei Verbrauchern und Erzeugern

Subbereich Marktgestaltung

Rollen der Marktteilnehmer und deren Interaktion

Die genauen Rollen und Interaktionen der Marktteilnehmer und vor allem deren Rechte und Pflichten in einem Smart Grid System müssen identifiziert und analysiert werden. Weiters ist wichtig, geeignete Vertragsbedin-

gungen und Regeln zu entwickeln, um ein reibungsloses Interagieren und einen funktionierenden Markt ermöglichen zu können.

Um einen maximalen Nutzen der Verbraucher in einem Smart Grid mit effizienter Stromnutzung und hoher Versorgungssicherheit zu verknüpfen, müssen konkrete Smart Grid Anwendungen, wie z.B. intelligente Applikationen in Unternehmen oder Haushalten entwickelt werden. Um diesen Nutzen und die potentielle Nachfrage zu identifizieren, ist die Durchführung von durch Marktmodelle motivierten „Usability“ Studien und die Entwicklung von Rollenmodellen, sogenannter „User-case-models“, notwendig.

Erwartete Auswirkungen

- Ermöglichung der bestmöglichen Anpassung und Ausrichtung von Produkten und Dienstleistungen auf die Verbraucher
- Entwicklung adäquater Regeln und Verträge für alle Marktteilnehmer im Smart Grids System, was ein reibungsloses Funktionieren des Marktes und (Inter-)Agieren der Teilnehmer unterstützt

Marktanwendungen sowie Netz- und Trading-Dienstleistungen

Hierbei müssen potentielle Marktanwendungen (wie z.B. „Bidding Systems“) und Netz- und „Trading“-Dienstleistungen (Aggregatoren) auf ihre Funktionen und wirtschaftlichen Potentiale untersucht werden. Weiters ist es wichtig, herauszufinden, inwieweit regionale Märkte entstehen und betrieben werden können.

Wie wird der Marktplatz in Zukunft gestaltet sein? Vorhandene Marktanwendungskonzepte wie z.B. der Energie-Marktplatz oder das virtuelle Kraftwerk müssen weiterentwickelt und auf ihre Funktionalität und Transparenz, unter Berücksichtigung aller Datenschutzfragen in realer Umgebung getestet werden. Weiter ist es unter Umständen notwendig, neue regulatorische Rahmenbedingungen für das reibungslose Funktionieren der Marktanwendungen durch Signalvorgabe des Smart Grids zu finden und umzusetzen.

Welche Dienstleistungen (z.B. zukünftige Ancillary Services) werden in Zukunft am Energiemarkt nachgefragt bzw. angeboten werden können? Das Management eines komplexen Smart Grid Systems mit einer Vielzahl an verknüpften Erzeugern, Verbrauchern und Händlern, schafft die Möglichkeit, neue Dienstleistungen und somit Geschäftsmodelle einzusetzen. Hier soll eine genaue Analyse der Potentiale und Modelle, sowie der möglichen Gestaltung von Verrechnungsmechanismen und Kosten-/Nutzenbetrachtungen erfolgen.

Erwartete Auswirkungen

- Mögliche Demonstrationsfähigkeit neuer Marktanwendungen und Netz- und Trading-Dienstleistungen, welche auch für einen regionalen Einsatz entwickelt werden
- Design von Verrechnungsmechanismen zur Abwicklung der Markttransaktionen

Volkswirtschaftliche Effekte und Treiber von Märkten der Zukunft

Die Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen von Smart Grids ist nötig, um die Treiber und Effekte in Märkten in einem Smart Grid System der Zukunft prognostizieren bzw. beeinflussen sowie lenken zu können. Diese Erkenntnisse bilden die Grundlage für die Entwicklung neuer regulatorischer Rahmenbedingungen und unterstützen die Erreichung des Wohlfahrtsoptimums. Dafür müssen in Österreich aber noch,entsprechende Studien durchgeführt werden.

Die volkswirtschaftliche Forschung könnte dann parallel zu weiteren Smart Grids Forschungsbereichen erfolgen und diese während der gesamten F&E-Projektlaufzeiten (insbesondere jener der Grundlagenstudien) begleiten.

Erwartete Auswirkungen

- Aufbau umfassender volkswirtschaftlicher Forschungskompetenz im Smart Grids Bereich in Österreich und Möglichkeit der Entwicklung von Methoden zur Erforschung von volkswirtschaftlichen Effekten, Treibern und Trends eines zukünftigen Smart Grids Systems
- Begleitung und Unterstützung aller Smart Grids F&E-Projekte mit volkswirtschaftlichen Methoden und Analysen
- Ableitung von Ergebnissen und Schlussfolgerungen bzw. Empfehlungen aus anderen Smart Grids Projekten auf deren volkswirtschaftliche Effekte und Treiber und deren Auswirkungen auf die Gesamtwohlfahrt

Subbereich Anpassung legislatischer sowie regulatorischer Rahmenbedingungen und Marktanforderungen

Design geeigneter Marktregeln und Verträge

Die einzelnen Marktakteure streben nach der Optimierung ihrer Bereiche (z.B. nach Kosten, Gewinn, Komfort). Die intelligente Verknüpfung aller Marktteilnehmer, vom großen Erzeuger bis hin zu vermehrt dezentralen Produktionseinheiten sowie auf der Verbraucherseite vom Großkunden bis hin zum kleinsten Endverbraucher sorgt für komplexe Interaktionen im Markt. Für ein optimales Gesamtsystem und reibungslose Interaktionen bedarf es einheitlicher Marktregeln und Verträge.

Die Handlungsspielräume hinsichtlich des Aufbaus und Managements dezentraler Netz-, IT- und Organisationsstrukturen hängen stark von den technischen, vertraglichen, ökonomischen und organisatorischen Rahmenbedingungen ab. Hier bedarf es der Findung eines optimierten Designs der Marktregeln (z.B. Adaption der Grid Codes, Möglichkeiten der Interaktion Smart Grid und Markt, Steuerung von Erzeugung z.B. Curtailment und Verbrauch, z.B. Lastverschiebung) und Verträge, um ein Smart Grid System abwickeln zu können.

Erwartete Auswirkungen

Definition geeigneter Marktregeln und Verträge

Kostenallokation und regulatorische Anreizsysteme für alle Marktteilnehmer

Definition von Anreizen für die Implementierung von Smart Grids und somit für die Förderung der für die Dezentralisierung notwendigen Maßnahmen und Investitionen in die Verteilernetze durch die Verteilnetzbetreiber. Erforschung möglicher Allokationsmechanismen und Methoden zur Aufteilung der Netzkosten auf die Marktteilnehmer unter Berücksichtigung einer verursachergerechten Zuordnung sowie einer bewussten Sozialisierung.

Kategorie		Forschung & Entwicklung (f)					Demonstration (d)				
Gesamtsumme	Name	Summe	kurzfristig	mittelfristig	langfristig	>2020	Summe	kurzfristig	mittelfristig	langfristig	>2020
100%	Kunde & Markt / Regulierung	52%	37%	14%	1%	0%	48%	10%	28%	8%	2%
35%	Kundenakzeptanz, Verbrauchsverhalten und neue Produkte/Dienstleist.	20%	12%	7%	1%	0%	15%	3%	9%	2%	1%
29%	Marktgestaltung	17%	12%	5%	0%	0%	12%	2%	8%	2%	0%
10%	Anpassung legislatischer sowie regulatorischer Rahmenbed. und Marktanf.	3%	3%	0%	0%	0%	6%	2%	3%	1%	0%
27%	Geschäftsmodelle	12%	10%	2%	0%	0%	15%	4%	8%	3%	0%

Tabelle 5
Implementierungsstrategie Smart Grids Austria: Ergebnisauswertung der Erhebung im Themenbereich Kunde & Markt / Regulierung

Erwartete Auswirkungen

Empfehlungen und Vorschläge für ein geeignetes regulatorisches Regime zur optimalen Anreizgebung hinsichtlich einer effizienten und effektiven Implementierung von Smart Grids

Subbereich Geschäftsmodelle

Erwartete Auswirkungen

- Design und Erprobung von Smart Grids-Geschäftsmodellen für alle Marktteilnehmer (Netzbetreiber, (neue) Dienstleister, Vertrieb, dezentrale Erzeuger, Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Ressourcen, Prosumers, usw..) und somit
- Erreichung einer wirtschaftlich umsetzbaren und für die Unternehmen aussichtsreichen sowie interessanten Basis für die Implementierung von Smart Grid Konzepten
- Erreichung umfassender Akzeptanz und Bereitschaft bei agierenden Unternehmen und allen anderen Stakeholdern
- Kontrolle der (zukünftigen) Wirtschaftlichkeit bei der Umsetzung von neuen Produkten und Dienstleistungen (Cost-Benefit-Prinzip)

6.2.3 Bereich Systembetrieb und Management

Im Themenbereich Systembetrieb und Management liegt der Fokus auf den beiden Unterbereichen „Planungs- und Simulationstools“ und „Systembetrieb“. Das Betriebsmanagementsystem als Werkzeug für den künftigen Systembetrieb mit Smart Grid Lösungen schließt unmittelbar an Fragen des Systembetriebs an.

- Kurzfristig besteht vor allem F&E Bedarf, aber auch bereits eine Relevanz für beginnende Demonstrationsprojekte. Mittelfristig ist verstärkt mit einem Demonstrationsbedarf zu rechnen.
- Im kurzfristigen Zeitraum ist ein starker Fokus auf Planungs- und Simulationstools sowie den System-

betrieb zu erkennen (5,7 und 5,2% der Gesamtneuerungen). Dies liegt vor allem an der großen Anzahl an möglichen Forschungsthemen, die im Fragebogen angeführt wurden.

- In Bezug auf Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte wird mittelfristig eine steigende Tendenz (von etwa 3,5% bis 10,9%) in allen drei Forschungssubkategorien erwartet. Nach diesem Zeitpunkt werden die Nennungsanteile wieder geringer und sinken aus heutiger Sicht bis 2020 auf etwa 6,2% ab.
- Zur Umsetzung der gänzlich neuen und vielfältigen Möglichkeiten im Bereich des Systembetriebes ist eine strukturierte und abgestimmte Entwicklung, begleitet von internationalen Standardisierungsprozessen notwendig.
- Die rasche Umsetzung auch der Demonstrationsprojekte ist – auch im internationalen Fokus – wichtig, um österreichische Stärken auszubauen und die relevanten Beiträge zu Klimazielen zu zeigen.

Subbereich Planungs- und Simulationstools

Systemauswirkung von Energieszenarien (auf regionaler Ebene)

Die Smart-Grid-Ansätze, einschließlich aller Auswirkungen auf Schutzkonzepte und IKT-Anforderungen müssen durch einfache Werkzeuge in der Planung angewendet werden können. Zu klären ist, welche Daten benötigt werden und wie diese erfassbar und zugänglich sind. Zudem sollten für eine jeweilige Gesamtsystembetrachtung auch unterschiedliche Investitionsoptionen aufgezeigt werden (z.B. in Form einer „Easy-Check“ Methode, die Grenzkosten von unterschiedlichen Netzintegrationsstrategien ableitet).

Die Prognose der Entwicklung von Lasten und Erzeugungseinheiten ist insbesondere Grundlage für längerfristig erforderliche große Netzentwicklungsschritte. Es sind Methoden für die Prognose von regionalen Energieszenarien zu entwickeln, sowie die dafür erforderlichen Datengrundlagen zu definieren.

Tabelle 6
Implementierungsstrategie Smart Grids Austria: Ergebnisauswertung der Erhebung im Themenbereich Systembetrieb und Management

Kategorie		Forschung & Entwicklung (f)					Demonstration (d)				
Gesamtsumme	Name	Summe	kurzfristig	mittelfristig	langfristig	>2020	Summe	kurzfristig	mittelfristig	langfristig	>2020
100%	Systembetrieb und Management	50%	30%	15%	3%	2%	50%	8%	25%	14%	3%
41%	Planungs- und Simulationstools	21%	13%	6%	1%	1%	20%	3%	11%	5%	1%
17%	Betriebsmanagementsysteme	8%	6%	2%	1%	0%	9%	2%	5%	2%	1%
42%	Systembetrieb	21%	12%	7%	2%	1%	21%	3%	9%	7%	2%

Die Kombination unterschiedlicher Simulationstools unabhängiger Unternehmen ist dabei anzustreben (mit offenen und nach Möglichkeit neu entwickelten standardisierten Datenschnittstellen unter Berücksichtigung bereits vorhandener Applikationen und Lösungen wie z.B. zwischen Netzinformationssystemen und SCADA-Systemen als Datenquellen).

Erwartete Auswirkungen

Möglichkeit einer auf den langfristigen wie auch mittelfristigen Bedarf präziser abgestimmten Systemplanung. Damit kann eine verbesserte Infrastrukturdimensionierung erfolgen, was die Kostenoptimierung ermöglichen soll.

Smart-Grids-Optimierungstools (Netzkosten, Kraftwerkseinsatz, Rechnungswesen)

Weitere Verbesserungen der Optimierungstools in der Energieerzeugung (Kraftwerkseinsatzplanung), im Energievertrieb der Energie- und Infrastrukturkosten, für unternehmensinterne Prozesse (z.B. Rechnungswesen, Berichtslegung), in der Einsatz- sowie der Wartungsplanung sowie zur echtzeitfähigen Prozesssimulation sind für Smart Grid Systemauslegungen zu entwickeln. Ziel ist, deren Einsatz möglichst automatisiert und mit geringem personellen Aufwand sicherzustellen. Dabei müssen offene und standardisierte Schnittstellen unter Berücksichtigung bereits vorhandener Applikationen und Lösungen bedacht werden.

Erwartete Auswirkungen

Kosten- und Aufwandsoptimierung im täglichen Netzbetrieb, Schaffung neuer Regeln für die Umsetzung.

Regionale Prognosetools (Primärenergie, Preise, Erzeugung, Lasten)

Aufbauend auf Erfahrungen in der Übertragungsnetzebene sind in einem ersten Schritt auch für die unteren Netzebenen neue Konzepte zur regionalen Datenerfassung (regionale Messsysteme z.B. Wind und Wetterdaten, internationale Energiepreise, Erzeugung, Lasten, Strommix, Kraftwerksdaten etc.) sowie Auswerte- und verbesserte Prognosealgorithmen in Kombination mit Smart Grids zu entwickeln (mit offenen und nach Möglichkeit neu entwickelten standardisierten Schnittstellen unter Berücksichtigung bereits vorhandener Applikationen und Lösungen). In diesen Tools sollten zudem mögliche Ausfälle von Erzeugungs-, Speicher- sowie Verbrauchereinheiten berücksichtigt werden, um eine möglichst genaue Intra-Day-Prognose auf regionaler Ebene zu ermöglichen. Auf die Anforderungen von Tools und Datenmanagementsystemen für Marktplätze (z.B. Ausgleichsenergiemarkt) ist dabei zu achten. Im Anschluss an regionale Untersuchungen sind im weiteren Forschungsverlauf Konzepte und Möglichkeiten zur

Kombination regionaler Messwerte zu erarbeiten (Bildung von Awareness-Systemen, rechtzeitiges Bewusstsein zu z.B. wetterbedingten Änderungen in der Erzeugung). Deren Anwendbarkeit gilt es dabei ebenfalls zu demonstrieren.

Erwartete Auswirkungen

Eine verbesserte Prognosequalität durch Reduktion der Prognosefehler als Folge neuer Datenbereitstellung. Eine Reduktion von Ausgleichsenergiekosten und Backup-Kapazitäten wird langfristig angestrebt.

Subbereich Betriebsmanagementsysteme (SCADA, EMS, GIS)

Betriebsmanagementsysteme

Für die Einbindung der verteilten Komponenten in einen aktiven Verteilnetzbetrieb müssen geeignete Prozesse in den Managementsystemen definiert werden. Moderne EMS (Energiemanagementsysteme) SCADA-Systeme (Supervisory Control and Data Acquisition) müssen die vielfach vorgeschlagene Erbringung von Systemdienstleistungen durch dezentrale Erzeugungsanlagen unterstützen. Dies betrifft vor allem die Bereiche Versorgungsqualität, einschließlich lokaler Inselbetriebsfähigkeit sowie die verbesserte automatische Fehlerklärung und -ortung.

Erwartete Auswirkungen

Integration von Smart Grids Applikationen in den täglichen Netzbetrieb. Ein Beitrag dezentraler Erzeugungsanlagen zur Versorgungssicherheit und Netzautomatisierung könnte durch neue Möglichkeiten im Systembetrieb, in Form einer Verbesserung der Versorgungsqualität oder Einsparungen in überlagerten Systemen einen zusätzlichen Nutzen bringen.

Subbereich Systembetrieb-Konzepte

Es ist zu erproben, welche neuen Spannungsregelungs-, Schutz- und Engpassmanagementkonzepte im realen Netzbetrieb ausgewählter Mittelspannungsnetzabschnitte technisch funktionieren und wie diese unter Anwendung neuer Anreizsysteme (z.B. alternative Kostenallokation, Ausgleichszahlungen für Erzeuger, neue Geschäftsmodelle) für die Netznutzer attraktiv werden können. Ergänzend dazu muss beantwortet werden, welchen Mehrwert eine Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit der Netze generieren kann. Zudem besteht Klärungsbedarf, inwieweit die Marktregeln zu adaptieren sind, um den Einsatz von Netzdienstleistungen seitens der Erzeuger und Verbraucher im täglichen Netzbetrieb zu ermöglichen. In mehreren Bereichen ist eine Konkurrenzsituation zwischen Netzdienstleistungen und Energiemarkt gegeben. Z.B. im Fall der zeitlichen Verschiebung einer Last kann das lokale, netzbedingte Bedürfnis im Gegensatz zu

einer Angebotssituation am Energiemarkt stehen. Zur Lösung dieser Konflikte werden geeignete Marktregeln und Marktmodelle zu entwickeln sein.

Weiters gibt es bis dato noch keine Untersuchung der gesammelten Erfahrungen innerhalb dieser ersten Demonstrationsprojekte über die Möglichkeit, inwieweit die Konzepte auch in Niederspannungsnetzen Anwendung finden können.

Erwartete Auswirkung

Die Demonstrationsprojekte sollen den Weg für den Einsatz neuer Spannungsregelungskonzepte im realen Verteilernetzbetrieb ebnen und marktreife Produkte/Lösungen hervorbringen. Demoprojekte müssen so gestaltet werden, dass die Erkenntnisse und Ergebnisse aus diesen Demonstrationsprojekten für den Systembetrieb entsprechend auf andere Netzbereiche leicht übertragbar sind.

Subbereich Regionen-übergreifender Einsatz von Smart Grids

Demonstrationsprojekte zur Erprobung des koordinierten Einsatzes (automatisiert) von Smart Home-, Verbraucher- und E-Mobility-Applikationen. In Zusammenarbeit mit dem Energievertrieb werden Steuersignale vorgegeben, die für die Erzeugung innerhalb gesamter Mittel- und Niederspannungsnetze (koordinierter Zusammenschluss regionaler Verteilernetzabschnitte durch geeignete Leittechnik) eine koordinierte Betriebsweise mit Speichertechnologien und Demand Side Management ermöglichen. Die Funktionsweise des Gesamtkonzepts soll demonstriert sowie eine Optimierung des Gesamtsystembetriebs erreicht werden, wobei auch unterschiedliche Kundengruppen adressiert werden können (z.B. durch divergierende Qualitätsanforderungen könnte eine „2 Klassen Elektrizitätsgesellschaft“ entstehen). Zudem ist die Beeinflussung des Energiemarktes zu klären.

Erwartete Auswirkung

Erste großflächigere Umsetzungen der Best Practice Smart Grid Lösungen aus den Vorgängerprojekten. Erfassung des tatsächlichen Nutzens von Smart Grids durch reale Messung und Kundeneinbeziehung; Identifikation unterschiedlicher Kundengruppen bzw. -kategorien.

Subbereich Energiespeicherung und Systembetrieb

Aufgrund der laufenden Weiterentwicklung von Speichertechnologien bedarf es der begleitenden Kapazitäts- und Potentialanalyse mobiler und stationärer Energiespeichertechnologien. In diesem Zusammenhang ist ein laufend angepasstes Speichermanagement unter sukzessiver Erweiterung der Flexibilität des Speichereinsatzes

in Synergie zu Smart Grids zu untersuchen. Auch auf geändertes Verbraucherverhalten ist entsprechend zu reagieren und eine geeignete Berechnung einer gesicherten Leistung durch Elektromobilitätsspeicher ist zu gewährleisten (z.B. durch geeignete Methoden der Wahrscheinlichkeitsrechnung). Sobald sich genügend Speicher z.B. auch in Form von Elektrofahrzeugen im Einsatz befinden, sind entsprechende Demonstrationsprojekte zu initiieren, um die zuvor entwickelten Lösungen im kombinierten Mobilitäts- und Smart Grid-Betrieb großflächig zu testen.

Erwartete Auswirkung

Demonstration und Praxistest zur Verschmelzung von Mobilitäts- und Stromsystem unter Feldtest der Batteriesysteme.

6.2.4 Bereich Kommunikations- und Informationsinfrastruktur

Im Smart Grid Themenfeld Kommunikations- und Informationsinfrastruktur sind die F&E Interessen in allen vier Unterbereichen gleich verteilt.

- Kurzfristig besteht vor allem noch F&E Bedarf; Mittelfristig ist verstärkt mit einem Demonstrationsbedarf zu rechnen.
- Erstellung eines Masterplans IKT und Energieinfrastruktursystemausbau -Verschiedene Anwendungen (Energie, Telekommunikation, Dienstleistungen über Energie hinaus) und Akteure müssen gemeinsam IKT-Infrastrukturen nutzen können. Dazu müssen entsprechende Standards existieren. Ein erster Schritt in diese Richtung ist Smart Metering. Bereits jetzt müssen die richtigen Weichen für eine zukünftige synergetische Nutzung der Infrastruktur gestellt werden.
- Datenschutzrechtliche Fragestellungen müssen berücksichtigt und Lösungen weiterentwickelt werden
- Ein weiterer Fokus liegt auf der Frage, inwiefern zentrale oder dezentrale Steuerungen / Regelungen im Smart Grid sinnvoll sind und ob bzw. wie Smart Metering dazu schon einen Beitrag liefern kann.

Subbereich Infrastruktur: Smart Services im Smart Grid

Das Smart Grid wird im Wesentlichen durch die Möglichkeit des Datenaustauschs über eine integrale Kommunikationsinfrastruktur definiert. „Smarte“ Applikationen, die letztlich das Smart Grid ausmachen, können nur mit Hilfe von „Smart Services“, welche von dieser Infrastruktur angeboten werden, realisiert werden. Unterschiedliche Akteure nutzen gemeinsam dasselbe Datennetz. Unterschiedliche Anwendungen setzen unterschiedliche Servi-

Kategorie		Forschung & Entwicklung (f)					Demonstration (d)				
Gesamtsumme	Name	Summe	kurzfristig	mittelfristig	langfristig	>2020	Summe	kurzfristig	mittelfristig	langfristig	>2020
100%	Kommunikations- und Informationsinfrastruktur	48%	33%	13%	3%	0%	52%	7%	28%	11%	6%
31%	Infrastruktur: Smart Services im Smart Grid	13%	9%	4%	0%	0%	18%	4%	11%	2%	1%
25%	Kommunikation im Smart Grid	10%	8%	2%	0%	0%	14%	2%	6%	4%	2%
16%	Datenmanagement und -verarbeitung im Smart Grid	9%	6%	2%	1%	0%	7%	1%	4%	1%	1%
28%	Dezentrale intelligente Regel- und Steuerungsarchitekturen	16%	9%	4%	2%	0%	12%	1%	6%	4%	2%

Tabelle 7
Implementierungsstrategie Smart Grids Austria: Ergebnisauswertung der Erhebung im Themenbereich Kommunikations- und Informationsinfrastruktur

ces voraus (z.B. zeitkritische Anfrage, zeitkritische Messwertübertragung etc.). Die zugrundeliegende Infrastruktur ist inhomogen und wird schrittweise ausgebaut, wann immer die Anforderungen an den angebotenen Servicelevel steigen.

In diesem Zusammenhang sind die folgenden Fragen zu beantworten:

- **Ausbaustrategien:** Wie muss die Kommunikationsinfrastruktur gestaltet sein, um schrittweise den wachsenden Anforderungen von „smarten“ Applikationen gerecht zu werden? Wird z.B. das Netz für zeitkritische Aufgaben verwendet, so müssen Übertragungsverzögerungen reduziert und die Messaging-Verfahren modifiziert werden. Dies ist gemeinsam mit ökonomischen Aspekten zu betrachten. Wie können Entscheidungshilfen für Investitionsstrategien für (im Maximalfall) die nächsten 40 Jahre aussehen?
- Wie können **gezielte Investitionsanreize** für die Kommunikationsinfrastruktur aussehen, um den Ausbau dieser Infrastruktur voranzutreiben? Da Nutzer und Serviceanbieter unterschiedliche Akteure im Smart Grid sein können, ist es wichtig, die Kommunikationsanforderungen der unterschiedlichen Netzteilnehmer aufeinander abzustimmen. Ein Netzbetreiber wird zunächst nur in Infrastrukturen investieren, die ihm selbst zu Gute kommen. Für zusätzliche „Smart Services“ für andere Netzteilnehmer (z.B. Anlagenbetreiber) gilt es, Investitionsanreize zu schaffen, damit die Infrastruktur tatsächlich eine Mehrfachnutzung erfährt und somit effizient eingesetzt wird.
- Wie können **vorhandene Infrastrukturen** optimal mitgenutzt werden? Zu den vorhandenen Infrastrukturen zählen die existierenden Glasfaser- und PLC-Netze, aber auch z.B. Gebäudeautomationssysteme auf der Niederspannungsebene. Wenn das Smart Grid bis in die Niederspannung wächst, muss es dort an vorhandene Industrie- und Gebäudeautomatisierungsinfrastrukturen angekoppelt oder mit anderen Telekom-Dienstleistungen wie Kabel-TV, Datendienste, Internet-Telefonie, etc. verbunden werden, um Parallelinfrastrukturen zu vermeiden und Synergien zwischen Inf-

rastruktur-Anwendungen optimal zu nutzen. Vor allem ist auch die Nutzbarkeit der entstehenden Smart-Metering-Netze für andere Zwecke zu untersuchen.

- Wie sehen Auswirkungen der stärkeren Verflechtung von Strom- und Datennetzen hinsichtlich **Ausfallsicherheit** aus?

Subbereich Kommunikation im Smart Grid

Neben Fragen zum Einsatz und Ausbau der Infrastruktur gilt es, geeignete skalierbare Verfahren und Technologien für die Datenkommunikation auszuwählen bzw. weiterzuentwickeln. Dabei spielen die folgenden Fragen eine große Rolle:

- Wie können neue **Kommunikationsmedien** die Anforderungen an die Smart Grids Infrastruktur optimal erfüllen? Hier ist es z.B. von Interesse, im Bereich der Powerline- und Funkkommunikation noch bessere Lösungen zu finden. Dabei spielen Fragen der Erreichbarkeit, aber auch der Koexistenz verschiedener Systeme und der Energieverbrauch der Kommunikation selbst eine Rolle. Zentrales Ziel muss es aber sein, in diesem Bereich Speziallösungen zu vermeiden und hohe Stückzahlen zu erreichen. Damit ist ein Vorantreiben der Standardisierung verbunden.
- Wie kann **Interoperabilität** zwischen zukünftigen Kommunikationsteilnehmern gewährleistet werden? Welche Standards werden dafür benötigt? Der Europäischen Technologieplattform Smart-Grids kommt aus Sicht der NTP in diesem Zusammenhang eine bedeutende Rolle zu.
- Wie kann ein **sicherer Zugang, sichere Übertragung und Datenintegrität** bei der Kommunikation über das Smart Grid (ggf. auch über das Internet) gewährleistet werden?

Subbereich Datenmanagement und -verarbeitung im Smart Grid

Informationen werden im Smart Grid in Form von Daten ausgetauscht bzw. zur Verfügung gestellt. Durch die

Liberalisierung des Strommarktes und die sich dadurch ergebenden unterschiedlichen Rollen bzw. Akteure sind eine Vielzahl unterschiedlicher Datenquellen und -senken entstanden. Das Smart Grid bietet die prinzipielle Möglichkeit eines Austauschs jeglicher Daten, unter der Voraussetzung offener Schnittstellen und ausreichender Übertragungskapazität. Darüber hinaus ist unter Berücksichtigung des Datenschutzes jedoch nicht jeder Austausch zulässig.

Hierzu gehören Untersuchungen in den Bereichen:

- Zukünftige **Businessprozesse** im Smart Grid (in Abhängigkeit zu möglichen Marktmodellen) im Rahmen zukünftiger Energiemärkte
- Design und Standardisierung **offener Schnittstellen** zur Unterstützung der Businessprozesse (aufbauend auf Ergebnissen aus dem Bereich Kunde und Markt)
- Datenmodelle und **Data Ownership**: Wo werden Daten erfasst, wo verarbeitet und wer hat das Recht, Daten zu verarbeiten bzw. weiterzureichen? Die Verbindung von technischen und rechtlichen Fragen zur Interaktion im Smart Grid. Eng damit verbunden sind auch **Datenschutzfragen**.

Subbereich dezentrale intelligente Regel- und Steuerungsarchitekturen

Der verstärkte Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnik im Netz führt dazu, dass hochverteilte elektrotechnische Prozesse, die in der Vergangenheit rein aufgrund von physikalischen Parametern (z.B. Spannungshaltung) geregelt wurden, nun zusätzlich auch explizit als vernetzte Regelsysteme betrieben werden. Dadurch ergeben sich Fragen zum IT-Design der entsprechenden Regel- und Steuerungssysteme:

- Wie können Millionen von kleinen Erzeugern und Lasten effizient und stabil ins Netzmanagement (Verteil- und Übertragungsnetz) integriert werden (**Managementstrukturen für hochverteiltes Demand Side Management, Storage Management und Supply Side Management**)?
- Wie müssen, aufbauend auf den vorhergehenden Punkt, **Regelungs- und Steueralgorithmen** gestaltet sein und ineinandergreifen, damit ein stabiler, zuverlässiger und sicherer Betrieb von Smart Grids (Verteil- und Übertragungsnetz) auch in weiterer Zukunft möglich sein wird? Hierzu gehören auch Untersuchungen zur Abwägung von Regelgüte und Kommunikationsaufwand. Eine Abkehr von der aktuellen Regelgröße „Frequenz“ würde dann in Zukunft einen Paradigmenwechsel auf UCTE/ENTSO-E Ebene benötigen.
- Welche **Organisationsebenen** und Rechnerarchitekturen werden für die IT-Infrastruktur gebraucht? Ist eine hierarchische Sichtweise analog zur Organisation der Netzbetriebsmittel sinnvoll, oder sind fla-

che Organisationsstrukturen mit lokalen Entscheidung sinnvoller?

6.2.5 Bereich Intelligente Komponenten

Im Smart Grid Themenfeld der Intelligenten Komponenten liegt der Fokus auf den Verbrauchertechnologien. Der Bereich Verbrauchertechnologien ist aufgrund der Nähe zur hier integrierten Smart Metering und e-Car Thematik stark in den Vordergrund getreten. Eine enge Abstimmung mit e-Car Aktivitäten ist daher relevant, wobei Lösungen für Aspekte eines Smart Grids mit oder ohne rasche Durchdringung mit E-Fahrzeugen schon kurzfristig notwendig werden.

- Kurzfristig besteht noch F&E Bedarf. Mittel- bis langfristig ist verstärkt mit einem Demonstrationsbedarf zu rechnen. Es ist auch klar zu erkennen, dass auch nach 2015 relevante F&E Aspekte notwendig werden können (vor allem durch neue Vorgaben aus dem Bereich Systembetrieb und Management). Dieser mögliche zusätzliche Forschungsbedarf ist hier nicht abgebildet.
- Intelligente Erzeuger und Verbrauchertechnologien müssen über angepasste Schnittstellen effektiv und effizient mit Smart Grids verbunden werden. Forschungsbedarf besteht jedenfalls im Bezug auf die Integration dieser Schnittstellen in die jeweiligen Anwendungen
- Die Bereiche Erzeuger- und Speichertechnologien werden von den Mitgliedern der Technologieplattform nicht im großen Umfang adressiert. Die Verteilung der thematischen Schwerpunktsetzung ist daher auch als Einschätzung der Plattformmitglieder zu sehen.

Subbereich Systemische Fragestellungen

Die Auswirkung der angeschlossenen Komponenten, auf das Netz und die Spannungsqualität gemäß den entsprechenden Normen und Standards ist zu verifizieren und gegebenenfalls anzupassen. Es ist zu untersuchen, wie ein optimierter Einsatz solcher Komponenten zu einer Verbesserung der Versorgungsqualität beitragen kann. Bei Bedarf sind Aktivitäten in Richtung Normung und Standardisierung zu initiieren, damit Komponenten geringer Leistung im Sinne von „Plug & Play“ oder im Sinne von „Fit & Inform“ und ohne Einzelbeurteilung durch die Netzbetreiber ans Netz angeschlossen werden können.

Des Weiteren ist bei allen nachfolgend angeführten Komponenten zu gewährleisten, dass es entsprechend den Anforderungen aus dem Systembetrieb und der IKT, Schnittstellen für eine Einbindung in ein Kommunikationsnetzwerk gibt.

Subbereich Netzbetriebsmittel

Zur Ermittlung der Daten für den Systembetrieb ist der Einsatz entsprechender Messsensoren im Verteilnetz notwendig, die derzeit nicht im zukünftig benötigten Ausmaß vorhanden sind. Vorteil in diesem Zusammenhang können mögliche Synergien im Aufbau der notwendigen Infrastruktur gemeinsam mit anderen Systemen sein. Z.B. müssen die Messgeräte die Funktionalitäten für die Messung der für den Systembetrieb benötigten Informationen besitzen, damit der Zustand der Verteilnetze geeignet erfasst werden kann.

Aus den Anforderungen des Systembetriebs gilt es abzuleiten, inwieweit im Bereich der elektrischen Betriebsmittel, also der Primärtechnik, neue Anforderungen entstehen. Es muss untersucht werden, ob eine Entwicklung und vor allem der wirtschaftliche Einsatz im Verteilnetz für derartige Komponenten möglich ist.

Aufgrund der sich ändernden Gegebenheiten im elektrischen Energiesystem ist es notwendig, Schutzkonzepte zu überdenken und auch die Schutzgeräte als Messwert- und Meldungsgeber voll zu integrieren (siehe Kapitel 6.2.1.4 Intelligente Komponenten; Netzbetriebsmittel)

Erwartete Auswirkungen

Entwicklung von Netzbetriebsmitteln, welche die Anforderungen aus dem Systembetrieb eines Smart Grids erfüllen. Konkrete Anforderungen an Standardisierung und Normung.

Subbereich Erzeugungstechnologien

Unter der Prämisse einer hohen Energieeffizienz sind dementsprechende Lösungen zur Wirkungsgradsteigerung bei Erzeugungsanlagen notwendig. Insbesondere bei thermischen Kraftwerken im kleinen Leistungsbereich muss eine Optimierung der Prozesse angestrebt werden (Kleinwasserkraft, Mikro-KWK, Gasmotoren, Stirlingmotoren, ORC-Prozesse, solarthermische Stromerzeugung, Vergasung mit KWK, usw.).

Smart Grids verlangen eine aktive Einbindung dieser effizienten Erzeugungstechnologien in den Systembetrieb. Dazu sind in den Komponenten die Schnittstellen zur IKT zu integrieren und die internen Regelungskreise zu entwickeln, die einerseits autonom andererseits auf Anfrage von Netzmanagementsystemen eine optimierte Wirk- und Blindleistungsregelung ermöglichen. Im Bereich der konventionellen Kraftwerkstechnologien wird die Entwicklung von Turbinenreglern und Blindleistungsreglern notwendig, die diese Anforderungen erfüllen. Im Speziellen bei einem zukünftig steigenden Anteil von Erzeugern, die über Wechselrichtersysteme einspeisen, werden diese Funktionalitäten zu integrieren bzw. entwickeln sein. Zur netzverträglichen Einspeisung einer zunehmenden Menge einphasiger PV Anlagen bis 5 kVA sind kleinere dreiphasige Wechselrichter von 3 kVA aufwärts zu entwickeln.

Erwartete Auswirkungen

Optimiertes Design und optimierter Betrieb von Erzeugungsanlagen (hinsichtlich Energiedargebot und Nachfrage, Markt, Umweltauswirkung und Anforderungen aus dem Netzbetrieb).

Subbereich Verbrauchertechnologien

Für ein Smart Grid ist es notwendig, das Potential zu ermitteln, inwieweit Verbrauchertechnologien sowie das Nutzerverhalten Lastverschiebungen erlauben bzw. ob eine Akzeptanz beim Nutzer erreichbar ist. In der Folge gilt es, diese Potentiale nutzbar zu machen und in ein Gesamtsystem des Leistungs- und Energieausgleichs zu integrieren. Dies gilt vor allem für Verbraucher in Gewerbe und Industrie, da hier größere Leistungen beeinflusst werden können.

Es wird erwartet, dass die Elektromobilität in Zukunft sehr stark wachsen wird. Damit wird im System eine sehr flexible Verbrauchertechnologie vorhanden sein.

Smart Grids verlangen eine effektive Einbindung der geeigneten Verbrauchstechnologien in den Systembe-

Kategorie		Forschung & Entwicklung (f)					Demonstration (d)				
Gesamtsumme	Name	Summe	kurzfristig	mittelfristig	langfristig	>2020	Summe	kurzfristig	mittelfristig	langfristig	>2020
100%	Intelligente Komponenten	46%	31%	12%	2%	1%	54%	6%	24%	18%	5%
20%	Generelle Fragestellungen	8%	5%	2%	0%	0%	12%	2%	5%	4%	1%
13%	Netzbetriebsmittel	5%	4%	1%	0%	0%	8%	1%	4%	3%	0%
9%	Erzeugungstechnologien	4%	4%	0%	0%	0%	5%	1%	4%	1%	0%
41%	Verbrauchertechnologien	19%	14%	4%	1%	0%	22%	2%	10%	7%	3%
17%	Speichertechnologien	10%	5%	4%	1%	1%	7%	0%	2%	4%	1%

Tabelle 8
Implementierungsstrategie Smart Grids Austria: Ergebnisauswertung der Erhebung im Themenbereich Intelligente Komponenten

trieb. Dazu sind in den Komponenten die Schnittstellen zur IKT zu integrieren und der Datenaustausch sowie das interne Management der Anwendung auf eine optimierte Teilnahme an Marktplattformen auszurichten.

Erwartete Auswirkungen

Entwicklung von effizienten Verbrauchertechnologien, die über flexibles Verbrauchsverhalten verfügen, um in die Energiemärkte sowie in den Netzbetrieb integriert werden zu können.

Subbereich Speichertechnologien

Hier stellt sich die Frage, inwieweit es möglich ist, Kraftwerke und Verbraucher direkt als Speicher zu nutzen und andererseits Elektrizitätsspeicher zu entwickeln und zu optimieren, um zusätzliche Freiheitsgrade im Netzbetrieb zu generieren.

Es ist zu klären wie bei den einzelnen Erzeugungstechnologien die Implementierung von Speicherfunktionen technisch erfolgen kann (z.B. bei Biomasse und Biogas sind vor allem Primärenergiespeicher einzusetzen). In der Folge sind Konzepte der Speicherbewirtschaftung (Kraftwerksprozesse) zu entwickeln. Durch das Kleinwasserkraftpotential in Österreich ist einerseits das technische Potential für die Entwicklung von kleinen Pumpspeicherkraftwerken in einem Leistungsbereich zu erheben, um in weiterer Folge derartige Technologien zu entwickeln.

Wie groß ist im Bereich der Photovoltaik das technische Potential für die Verbindung mit Speichertechnologien über sogenannte Hybridanlagen und wie können derartige Lösungen aussehen, um darauf basierend flexible PV Systeme zu entwickeln? Dazu ist eine Speicherung der elektrischen Energie notwendig. Für eine direkte Speicherung der elektrischen Energie sind entsprechende energie- und kosteneffiziente Lösungen zu entwickeln. Insbesondere in Kombination von Erzeugern mit fluktuierender Einspeisung und Verbrauchern würde sich ein großes Potential zur Anpassung der Erzeugungs- und Lastgänge an die Anforderungen aus dem Netzbetrieb ergeben. Dabei handelt es sich um die Entwicklung, Wirkungsgradverbesserung und Optimierung von chemischen Speichern (Batterietechnologien), Supercapacitors aber auch rotierenden Speichern (Flywheels).

Batterietechnologien stellen den Schlüssel zur weiten Verbreitung der Elektromobilität und damit verbunden einer breiten Streuung von Speichern im elektrischen Netz dar.

Bei Batteriespeichern in Verbindung mit Elektromobilität ist eine Verbesserung der Leistungsdichten sowie der Lebensdauern bei gleichzeitiger Kostenreduktion gefordert. Im Bereich der Batteriemanagementsysteme sind Laderegler und Schnittstellen zu entwickeln, die auf

Basis der wirtschaftlichen und technischen Anforderungen aus dem Netzbetrieb eine optimierte Netzintegration der Elektroautos ermöglichen.

Das übergeordnete Ziel bei der Entwicklung und Optimierung von Speichertechnologien stellt wiederum die Energieeffizienz der Komponenten dar.

Erwartete Auswirkungen

Entwicklung und Integration von Speichern zur Erhöhung der Flexibilität im Energiesystem und zur Kompensation von fluktuierenden Energieerzeugern.

6.2.6 Motivation, Herausforderungen, Handlungsempfehlungen, Eigenleistungen und Nutzen der Implementierungsstrategie

Dieses Unterkapitel beschreibt die Motivation, bestehende Herausforderungen, Handlungsempfehlungen, Eigenleistungen und erwarteten Nutzen der Smart Grid F&E-Implementierungsstrategie aus Sicht der Akteure der Nationalen Technologieplattform Smart Grids Austria.

Motivation der Akteure, Smart Grids in der Zukunft voranzutreiben

- Eine wesentliche Motivation der an der NTP Smart Grids beteiligten Technologieunternehmen ist es, die Entwicklung von Smart Grids aktiv mit zu gestalten und damit bestehende wirtschaftliche Chancen zu nützen. Dazu wird rechtzeitig ein Fokus auf die österreichischen Stärken im Technologiefeld Smart Grids gelegt und bislang wenig erprobte Technik weiterentwickelt bzw. verbessert.
- In elektrischen Netzen besteht teilweise bereits akuter Handlungsbedarf infolge von Problemstellungen bei der Einbindung dezentraler Stromerzeugungseinheiten (wie beispielsweise Spannungshaltung). Smart Grids sollen zu diesen Problemstellungen Lösungen liefern. Dazu müssen sowohl der technische als auch der wirtschaftliche Nutzen der Lösungsansätze identifiziert und dargestellt werden.
- Eine weitere Motivation für das Thema Smart Grids ist die erwartete Zukunft der Elektromobilität im Verkehrssystem. Die an der Plattform beteiligten Unternehmen wollen die Einbindung von E-Mobilität ins Netz zeitgerecht ermöglichen.
- Eine Kooperation der Industrie mit Vertretern aus der E-Wirtschaft und Forschung im Bereich der Smart Grids generiert ein hohes technologisches Know-How und erlaubt die Entwicklung weltweit anerkannter Produkte und Innovationen. Damit werden sowohl der Wirtschafts- als auch der Wissenschaftsstandort Österreich nachhaltig gestärkt.
- Kundeninteressen wie z.B. die erweiterte Möglichkeit der Netzanbindung von erneuerbaren Energiesystemen, die Unterstützung von Energieeffizienz,

die Unabhängigkeit von Energieimporten sowie die Nutzung umweltfreundlicher Technologien können als Treiber für eine Implementierung von Smart Grids gesehen werden.

Bestehende Herausforderungen

- Die Technologieentwicklungen im Bereich Smart Grid bringen, insbesondere bei der Industrie, hohe Entwicklungskosten mit sich. Damit ist die Fragestellung von Innovation fördernden Rahmenbedingungen verbunden.
- Aus Sicht des Netzbetreibers kann noch nicht abgeschätzt werden, inwieweit Smart Grids Antworten auf alle zukünftigen Herausforderungen (z.B. massive Integration dezentraler Energie, etc.) liefern werden können.
- Eine weitere Herausforderung ist die Datensicherheit im Zuge des gesteigerten Informationsflusses in Smart Grids.
- Große Herausforderungen sind die Planung und der Betrieb eines zukünftigen Smart Grid – dem Netzbetrieb, an dem Netznutzer vielleicht sogar persönlich aktiv teilnehmen werden. Man spricht dann von einem sozio-technischen System, welches auf Grund der Mitwirkung der sozialen Komponente nicht deterministisch ist (entspricht das tatsächliche Kundenverhalten dem erwarteten/geplanten Verhalten?).
- Die Koordination der nationalen und europäischen Initiativen ist vor dem Hintergrund der optimalen nationalen Anbindung an internationale Entwicklungen sowie des Verhinderns von Parallelarbeiten notwendig.
- Für Forschungsprojekte wird ein möglichst geringer Bürokratieaufwand gewünscht, um den administrativen Aufwand für längerfristige Forschungsvorhaben (bis zu 5 Jahren) gering zu halten. Eine Vollfinanzierung für Forschungspartner (Universitäten, Fachhochschulen, außeruniversitäre Forschungseinrichtungen) ist dabei wie bisher sicherzustellen, wobei kooperative Projekte mit Industrie und Energieversorgern im Smart Grids Bereich besonderen Stellenwert erlangen sollen.
- Weiters ist in Smart Grids Forschungsprogrammen von einer strikt vorgegebenen Abfolge der Projektarten (Grundlagenforschung, industrielle Forschung, experimentelle Entwicklung bis hin zu Demonstrationsprojekten) Abstand zu nehmen, da durch die gesammelten Erfahrungen in Demonstrationsprojekten völlig neue Forschungsthemen erkannt werden können. Der reale Betrieb von Smart Grid Lösungen muss jedoch in Demonstrationsprojekten innerhalb „echter“ Netze und Energiesysteme demonstriert werden.
- Für Demonstrationsprojekte sind die relevanten Rahmenbedingungen für die einzelnen Akteure durch die Politik so anzupassen, dass damit eine breite Teilnahme aller notwendigen Akteure möglich wird. Besonders für die Teilnahme von Verbrauchern aber auch Betreibern von Erzeugungsanlagen ist begleitend eine Bewusstseinsbildung zu Smart Grids notwendig.
- Nur durch intensive Kooperationen zwischen Industrie, Forschungsinstituten und Stromnetzbetreibern können somit die erwarteten Erfolge erreicht werden. Speziell unter diesem Gesichtspunkt ist anzumerken, dass derzeit Netzbetreiber sowie der Regulator in einem politischen Umfeld agieren müssen, in dem keine ausreichenden Innovationsanreize für Forschungs- und Demonstrationsaktivitäten existieren. Innovationsfreundliche Rahmenbedingungen für F&E- und Demonstration von Smart Grids sind aber notwendig, damit gemeinsam mit den österreichischen Technologiepartnern Produkte und Lösungen entwickelt sowie validiert und damit nachhaltig hochwertige Arbeitsplätze in Österreich geschaffen werden können.
- Um aus Sicht der Netzbetreiber, unter den Einschränkungen eines regulierten Marktes, die notwendigen Innovationen mittragen zu können, müssen Lösungen für Innovationsanreize für F&E erarbeitet und implementiert werden, welche es ermöglichen, die entstehenden Kosten für Innovatoren abzudecken. Relevante Inputs können dafür aus be-

Handlungsempfehlungen für Politik, Regulativ und Fördergeber

- Smart Grids bieten der Politik heute die Möglichkeit, Weichen für eine zukünftig nachhaltigere, sichere und vor allem kosteneffiziente Energieversorgung auf Basis erneuerbarer lokaler Ressourcen zu stellen. Werden diese Maßnahmen versäumt, kann im langfristigen Kontext nicht nur ein politischer sondern auch ein großer volkswirtschaftlicher Nachteil zu Tage treten.
- Vor allem bei den rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen sowie einer exakten Definition der Rechte und Pflichten der Akteure bezüglich Smart Grids ist Klarheit notwendig. Einerseits müssen entsprechende Rahmenbedingungen für alle Marktteilnehmer geschaffen werden. Andererseits gilt es, die tatsächlichen Effekte und Auswirkungen in Pilotprojekten zu überprüfen. Daher ist ein weiteres Forcieren der Vernetzung betroffener Stakeholder über Plattformen und Arbeitsgruppen dringend erforderlich.
- In Bezug auf die notwendige Planungs- und Investitionssicherheit für Unternehmen, ist ein rechtzeitiger Hinweis für vorgesehene Änderungen bereitzustellen (z.B. bei regulatorischen Rahmenbedingungen, Marktregeln, Vorschriften).

reits realisierten Innovationsanreizsystemen wie z.B. in Dänemark oder Großbritannien kommen. Eine Möglichkeit wäre beispielsweise, die gesicherte Anerkennung der Kosten (Kapitel 6.2.1, Seite 62) für Netzbetreiber, welche nicht bereits durch öffentliche Förderungen in F&E oder Demonstrationsprojekten abgedeckt sind, in den Systemnutzungstarifen. Eine alternative Möglichkeit ist - entsprechend der Forderungen in der Energiestrategie Österreich⁵⁷ - außerhalb des bestehenden Regulierungssystems Innovationsanreizsysteme für F&E und Demonstration bei Netzbetreibern kurzfristig zu diskutieren und entsprechend umzusetzen.

- Im Allgemeinen ist darauf zu achten, dass die Smart Grids Thematik bereits durch eine starke Präsenz an voruniversitären Bildungseinrichtungen (z.B. AHS, HTL) als Thema der Zukunft positioniert wird, um für einen aufstrebenden Smart Grids Markt genügend hochqualifiziertes Personal für die noch nötigen Entwicklungsarbeiten bereitstellen zu können. Dementsprechende Initiativen könnten seitens der Forschungseinrichtungen auch durch bereichsübergreifende Projekte (z.B. Architektur, Energie, ICT, Design, Informatik) bzw. neue Studiengänge ergänzt werden, um eine spartenübergreifende Implementierung von Smart Grids durch breit gefächertes Expertenwissen zu unterstützen und eine stärkere Einbindung österreichischer Forschung in europäische Programme zu ermöglichen.

Eigenleistungen für eine Smart Grids Implementierung aus Akteurssicht

Industrie

- Der größte Kostenanteil im Rahmen des Produktentwicklungsprozesses wird immer von Industrieunternehmen zu tragen sein. Die Vertreter der in Österreich im Bereich Smart Grid tätigen Technologieprovider sind, unter der Voraussetzung der im Vorfeld angeführten Rahmenbedingungen bereit, Eigenleistungen in einem hohen Ausmaß für Technologieentwicklungen in Österreich einzubringen.
- Zusätzlich zu Technologieentwicklungen sieht die Industrie die Relevanz, Universitäten, Fachhochschulen und Forschungsinstitute in Österreich im Rahmen von direkten Kooperationen zu unterstützen. Diese Bereitschaft besteht insbesondere im Bereich von direkten Vorträgen aus der Wirtschaft, sowie geförderten Dissertationen und Diplomarbeiten, Praktika als auch des zur Verfügung Stellens von Produkten für Laborausstattung und Lehraktivitäten.

Netzbetreiber

- Vor allem die Mitarbeit in Gremien, das Bereitstellen der Infrastruktur sowie die Bereitstellung betriebli-

cher Erfahrung kann als Eigenleistung seitens der Netzbetreiber genannt werden.

- Projekte größeren Umfangs (z.B. große Leuchtturmprojekte wie E-Energy in Deutschland, oder das Cell-Controller-Projekt in Dänemark) durch Netzbetreiber (mit) zu finanzieren und das Entwicklungs- und Investitionsrisiko einzugehen, erfordert jedenfalls die vorherige Einführung eines Investitionsanreizsystems für Netzbetreiber (neue gesetzliche Grundlage), um die damit verbundenen Kosten im Tarif vollständig berücksichtigt zu bekommen. Damit würde auch der Einstieg in die Thematik für andere Marktteilnehmer erheblich erleichtert.

Forschungseinrichtungen

- Große materielle Eigenleistungen seitens der Universitäten – vor allem in finanzieller Hinsicht – sind auch in Zukunft kaum vorstellbar, da keine alternativen Einnahmequellen zur Quersubventionierung zur Verfügung stehen. Im Gegensatz dazu können manche außeruniversitäre Forschungsinstitute in relativ geringem Umfang auf Eigenmittel (direkte Bundesmittel) zurückgreifen, um Detailthemen, die am Beginn von Innovationszyklen stehen, zu behandeln (vgl. Finanzierungsstruktur Austrian Institute of Technology). Diese Mittel sind jedoch auch stark limitiert und können daher eher als Initialzündung für spätere Forschungsprojekte verstanden werden.
- Ein wichtiger Beitrag zu Smart Grids wird von der Forschungsseite in der Aus- und Weiterbildung innerhalb der jeweiligen Lehrtätigkeit gesehen. Durch den Einsatz und durch die Erprobung neuer Technologien auf universitärer Ebene sollen neue Erkenntnisse gewonnen werden, welche in zukünftige Projekte einfließen.
- Neue Vorlesungen und Laborübungen in engem Bezug zu Smart Grids Themen sind daher vorstellbar und erstrebenswert. Weitere Eigenleistungen können wie bisher im Rahmen von Projektbeteiligungen von durch Bundesmittel finanzierte Assistenten- und Professorenstellen gesehen werden, insofern es die Projekte erlauben, den Forschungs- und Publikationsauftrag zu erfüllen. Übergeordnet wird versucht werden, Kooperationen mit weiteren internationalen High Level Institutionen im Bereich Smart Grids zu initiieren, um einen laufenden Know-how Transfer durch Studentenaustauschprogramme bzw. den Austausch von wissenschaftlichem Personal weiter voranzutreiben.

Erwarteter Nutzen und offene Fragen zu Smart Grids aus Akteurssicht

- Es wird ein Beitrag zur langfristigen Sicherung der Energieversorgung erwartet, indem – hinsichtlich

der gegebenen Ressourcenknappheit – rechtzeitig mit der Substitution fossiler Energieträger am Anteil der Gesamtenergieaufbringung durch erneuerbare Energien (wie z.B. Wasserkraft, Wind, Biomasse, Solar) erfolgt.

- Dazu wird es notwendig sein, Win-Win-Situationen für die beteiligten Akteure, in Form neuer Geschäftsmodelle und in der Abwicklung bzw. Gestaltung neuer Marktplätze, zu generieren. Dies muss mit einer verbesserten Informationsbasis zum jeweiligen Status des Energiesystems sowie mit einer nutzergerechten Aufbereitung der Informationen zur Verbesserung des Energiebewusstseins einhergehen. So können Smart Grids einen Beitrag zur effizienten und sparsamen Verwendung von Energie sowie der Möglichkeit zur verbesserten Integration von erneuerbaren Energieträgern und der Verbesserung der Fehlerlokalisierung im System leisten.

Neue Möglichkeiten werden auch in der Elektromobilität gesehen.

- Zudem kann durch Smart Grids ein Beitrag zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung (Versorgungssicherheit) geleistet werden, welcher die Grundlage für den Technologiestandort Österreich ist, womit die Sicherung hochwertiger Arbeitsplätze einhergeht. Dies wird verbunden sein mit einem entscheidenden Anteil von Smart Grid Technologien am Weltmarkt. Diese Smart Grids Technologien ermöglichen neue Applikationen, neue Dienstleistungen und neue Möglichkeiten des Energiemanagements (Kombination mit In-House-Computer-Netzwerken und Entertainment), die für den Kunden durch Nutzung von Synergieeffekten (Breitband Internet, Kommunikationsinterfaces, Fernsteuerung) einen Mehrwert generieren können.

7. Zusammenfassung und Empfehlungen

7.1 Hintergrund

Eine funktionierende, leistungsfähige und effiziente Energieversorgungsinfrastruktur ist Basis für eine nachhaltige Entwicklung unserer Wirtschaft. Um auch zukünftig diese Basis in Österreich und der EU sicher zu stellen, werden und wurden im Energiebereich ambitionierte Ziele festgelegt.

Diese nationalen und europäischen Ziele, wie

- die Verringerung der CO₂-Emissionen
- der Wunsch nach einer erhöhten Energieunabhängigkeit
- die Erhöhung der Energieeffizienz und
- der geplante steigende Anteil an erneuerbarer Energie (34% erneuerbare Energie bis 2020 in Österreich, Masterplan Wasserkraft, etc.)

aber auch Entwicklungen wie

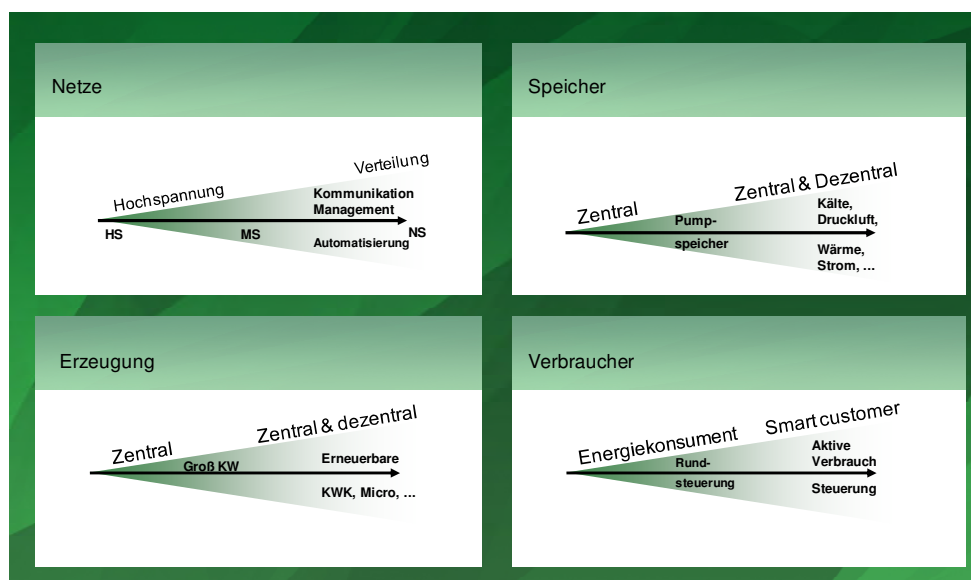
- die Anforderungen einer verstärkten Integration von dezentralen Stromerzeugungsanlagen
- zielorientierte und optimierte (Re-) Investitionen in eine alternde Strominfrastruktur
- oder der steigende Stromverbrauch

bedeuten große Herausforderungen für die zukünftige österreichische und europäische Elektrizitätsversorgung. Zusätzlich wird in Zukunft die Stromversorgungsstruktur auch auf eine aktivere Integration der Stromkunden sowie auf größere Kapazitäten an dezentralen mobilen und stationären Speichermöglichkeiten (z.B. Pumpspeicherkraftwerke kleinerer Leistung, Elektromobilität,) vorbereitet werden müssen (vgl. Abbildung 34).

In Österreich werden aktuell ca. 65% des Strombedarfes aus erneuerbarer Energie (vor allem Großwasserkraft) gedeckt. In Zukunft wird aufgrund der gesetzten Ziele neben Stromeffizienzmaßnahmen noch eine stärkere Inlandsstromerzeugung mit einem steigenden Anteil an

Abb. 34

Überblick zu möglichen Trends im Bereich von Smart Grids; unterschiedliche Entwicklungen liefern dabei unterschiedliche Anforderungen an einen Smart Grids Betrieb



erneuerbarer Energie und sehr effizienten Kraftwärmekopplungsanlagen notwendig sein, um den Bedarf an Strom nachhaltig zu decken.

Erneuerbare und/oder wärmegeführte Stromerzeugungsanlagen haben jedoch besondere Charakteristika:

- Die Energieträger (Wind, Sonne, Wasserführung, Wärmebedarf, etc.) unterliegen Schwankungen und daher ist auch der Stromertrag daraus schwankend.
- Sie unterliegen bei der Nutzung geografischen Einschränkungen (Wasserkraft, Wind, Biomasse, Gasleitung, etc...) und Strom kann aufgrund der Verfügbarkeit der Ressourcen überwiegend nur in räumlich weit verteilten Strukturen (also dezentral) gewonnen werden.
- Anlagen in niedrigeren Spannungsebenen arbeiten derzeit überwiegend ohne Systemmanagement und direkte Anbindung an zentrale Steuerungs- und Überwachungseinrichtungen.

Zusätzlich wird in Zukunft die Stromversorgungsstruktur auch auf interaktivere Stromkunden, sowie auf die größeren Mengen an dezentralen mobilen und stationären Speichermöglichkeiten, vorbereitet werden müssen. Und selbst wenn das Gesamtenergiesystem der Zukunft wesentlich energieeffizienter sein wird, ist dennoch von einer verstärkten Nachfrage nach Energiedienstleistungen auf Basis von elektrischem Strom auszugehen, da Strom die hochwertigste zur Verfügung stehende Energieform darstellt.

Die relevanten Akteure in der Stromversorgung und -bereitstellung müssen sich daher bereits heute die Frage stellen, welche Lösungen für die Herausforderungen des Stromversorgungssystems der Zukunft existieren bzw. zu entwickeln sind. In diesem Zusammenhang ist es not-

wendig, ökonomisch sinnvolle Schritte zu setzen, um die bestehende Strominfrastruktur (Stromerzeugung, -übertragung und Stromverteilung bis hin zu intelligenten Verbrauchern und Speichern) an die zukünftig gestellten Anforderungen anzupassen.

7.2 Definition, Nutzen und Kosten von Smart Grids

Intelligente Stromnetze

- bilden eine wesentliche Grundlage, um den angestrebten Anteil von erneuerbaren Energieträgern, die Ziele im Bereich Energieeffizienz und geforderte CO₂-Reduktionen bis 2020 zu erreichen
- ermöglichen, den in Zukunft massiv steigenden Anteil an dezentraler Stromerzeugung in das bestehende Stromsystem zu integrieren und erreichen durch eine verbesserte Kombinierbarkeit von dezentraler Energieerzeugung, dezentralem Verbrauch und konventionellen Kraftwerken eine optimierte Bereitstellung von elektrischem Strom
- bieten eine wesentliche Plattform für einen effizienteren Energieeinsatz, eine bessere Nutzung vorhandener Energie und dem Kunden eine Möglichkeit zur Nutzung neuer Dienstleistungen z.B. Teilnahme an neuen Marktmodellen, adaptierte flexible Eigenversorgungsanlagen, etc.
- schaffen weitere Anreize für die Optimierung des Gesamtsystems – z.B. durch den Einsatz virtueller Kraftwerke, Optimierung der Investitionstätigkeiten, netzbasierte Preissignale etc.

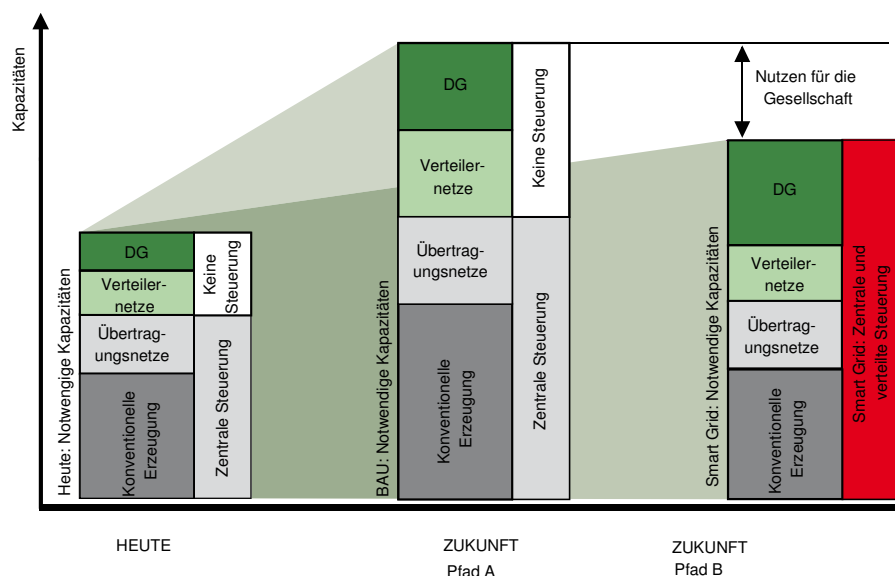


Abb. 35
Abschätzungen zu möglichen Kapazitätsentwicklungen mit Smart Grids (Entwicklungspfad A) bzw. bei Beibehaltung der bisherigen Strategien (Smart Grids (Entwicklungspfad B))
(siehe Quellenverzeichnis)

- sind besser steuerbar, können beitragen Netzengpässe frühzeitig zu erkennen, verfügen über Mechanismen zur Netzstabilisierung und liefern damit einen Beitrag zur Versorgungssicherheit

Sowohl internationale Projekte als auch internationale Experten (siehe Abbildung 35) gehen davon aus, dass die zukünftigen Anforderungen an die Stromsysteme (insbesondere der steigende Strombedarf) Mehrkosten für das Elektrizitätsversorgungssystem und als Folge auch für die Kunden verursachen werden. In Summe können Smart Grids Lösungen jedoch geringere notwendige Gesamtkapazitäten ergeben, als wenn das Stromsystem wie bisher geplant und verstärkt wird (vgl. Abbildung 16).

7.3 Österreichische Ausgangsbasis

Österreich verfügt bereits über großes Know-how, Produkte sowie Innovationen im Bereich Smart Grids, wobei der Fokus der in Österreich entwickelten Technologien im Bereich der intelligenten Stromverteilernetze (Smart Distribution Grids) liegt.

Das gezielte Engagement in dieser Thematik bietet für österreichische Unternehmen sowie die nationale Forschung die Chance, sich an die Spitze der Weiterentwicklungen der Netzinfrastruktur hin zu Smart Grids zu stellen und damit einen technologischen Wettbewerbsvorteil zu sichern. Auch wissenschaftliche Symposien mit der Thematik der Smart Grids dienen diesen Zwecken und sind in Zukunft integrierender Bestandteil der öster-

reichischen Smart Grid Strategie. Dies setzt jedoch forcierte technologische Innovationen und strategische Kooperation voraus!

Die Europäische Technologieplattform Smart Grids schätzt, dass zwischen 2003 und 2030 ca. 16.000 Milliarden Dollar weltweit (~500 Milliarden Euro in Europa) für die Erneuerung und Erweiterung der elektrischen Infrastruktur notwendig werden. Aktuell bietet sich daher für innovative, in Österreich in diesem Themenbereich aktive Technologielieferanten eine hervorragende Möglichkeit zur weltweiten Marktpositionierung.

Um diese bestehenden Chancen optimal nutzen zu können und eine Kooperationsstruktur für interessierte Unternehmen zu schaffen, wurde im Mai 2008 die Österreichische Smart Grid Technologieplattform www.smartgrids.at für alle nationalen Player aus Industrie, Energiewirtschaft und Forschung zur abgestimmten Behandlung der relevanten Innovations- und Forschungsthemen gegründet.

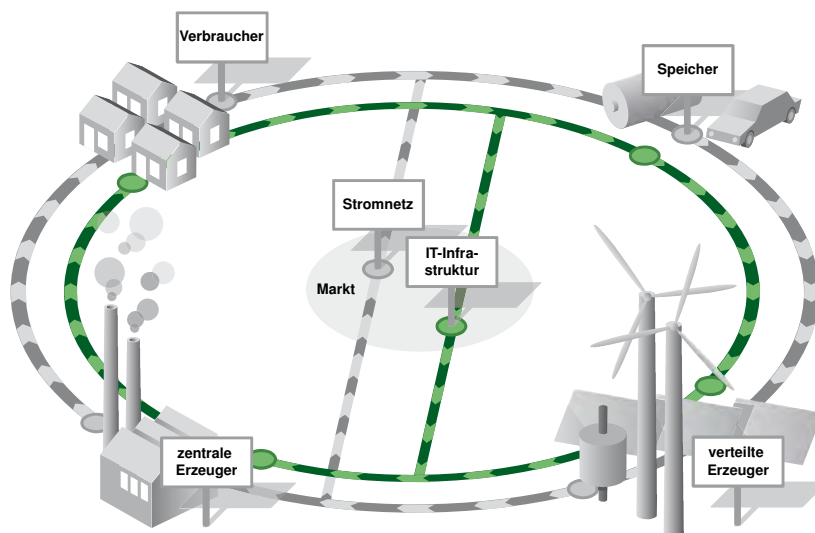
7.4 Vision und Fokus der Roadmap Smart Grids Austria

Die nationale Technologieplattform hat folgende Zukunftsvision zum Thema Smart Grids erarbeitet. Die wesentlichsten Punkte, welche dieser Vision zugrunde liegen, sind (siehe auch Abbildung 36):

- Zugang für jeden Kunden zu einer sicheren, kosteneffizienten und ökologischen Stromversorgung
- Unterstützung eines kompetitiven, nachhaltigen und

Abb. 36

Smart Grids - Schlüssel zur sicheren und nachhaltigen Energieversorgung von morgen!



effizienten Marktplatzes

- Positionierung der im Bereich Smart Grids aktiven österreichischen Technologie-Unternehmen an der Weltspitze

Der Weg, wie diese Vision in die Realität umgesetzt werden kann, wird in dieser Roadmap beschrieben.

Die Roadmap Smart Grids Austria

- adressiert relevante nationale Schwerpunkte
- beschreibt die wichtigsten Schlüsselaspekte für die Modernisierung der Stromnetze
- unterstützt nationale Entscheidungsträger aus Politik, Ministerien und Forschungsfördereinrichtungen mit der Lieferung von fundierten Entscheidungsgrundlagen
- stellt die Chancen, Herausforderungen und Auswirkungen, die sich aus Entwicklungsmöglichkeiten im Technologie-Bereich Smart Grids ergeben, dar und zeigt auf, welchen Weg Österreich gehen kann, um zukünftig ein Stromversorgungssystem mit Smart Grids bereitzustellen

gewirtschaft und Industrie evaluiert und anschließend in vier F&E-Themenfelder gegliedert (siehe Abbildung 37). Für diese Smart Grid Themenschwerpunkte ist eine Betrachtung der jeweiligen technischen, ökonomischen und organisatorischen Aspekte notwendig.

Kunde & Markt / Regulierung

Der Themenschwerpunkt „Kunde und Markt / Regulierung“ fokussiert auf zwei Bereiche. Erstens auf neue Businessmodelle für den Elektrizitätsmarkt, mit einer Einbindung aller Smart Grids-Akteure. Zweitens, auf gesetzliche sowie regulatorische Rahmenbedingungen, welche Planungs- und Rechtsicherheit für die Smart Grid-Akteure impliziert.

Systembetrieb & -management

Dieser Themenschwerpunkt umfasst alle Aspekte einer systemischen Betrachtung der Planung und des Betriebes (insbesondere Netzmanagement) von Smart Grids mit einer Integration von Kunden, Märkten, Informations- und Kommunikationsinfrastruktur und intelligenten Komponenten in die Stromnetze.

Kommunikations- & Informationsinfrastruktur

Ein Schlüsselfaktor für Smart Grids ist die Generierung und Verarbeitung von Informationen aus dem Netz und die Übertragung dieser Informationen an entsprechende Managementsysteme bzw. an die einzelnen intelligenten Komponenten.

Intelligente Komponenten

Aus systemischer Sicht ergeben sich für die Komponenten im Stromnetz unterschiedliche Anforderungen, um die Integration in ein Smart Grid zu ermöglichen. Diese

7.5 F&E-Schwerpunkte der Roadmap

In welchen Themen liegen die Schwerpunkte der Österreichischen Projekte im Umfeld Smart Grids?

Zur Klärung dieser Frage wurde im Rahmen der Nationalen Technologieplattform der Stand der relevanten österreichischen Forschung für Smart Grids im Sinne von bereits abgeschlossenen bzw. laufenden (nationalen und EU) F&E-Projekten und Know-how in Forschung, Ener-

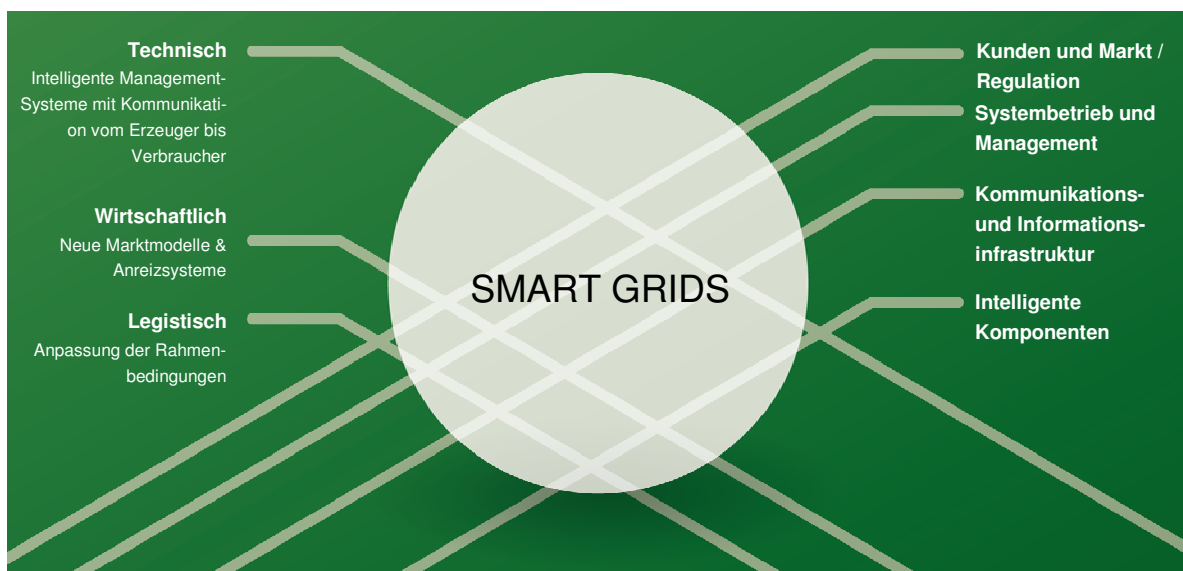


Abb. 37
Die vier Smart Grid Betrachtungsbereiche und Themenfelder

Komponenten umfassen vor allem Netzbetriebsmittel, Erzeuger, Verbraucher, Speicher und Messsysteme.

Smart Grid Systembetrieb

Die Systemauslegung für den Betrieb und das Management eines Smart Grids wird neben betriebstechnischen Anforderungen wesentlich von kunden- und marktseitigen Anforderungen beeinflusst (vgl. Abbildung 38). Dabei sind vor allem geeignete Schnittstellen und der Informationsaustausch innerhalb des Smart Grids zu realisieren, die benötigt werden, um z.B. vielversprechenden Markt-anwendungen ein breites Potenzial und weitgreifende Anwendungsgebiete zu ermöglichen sowie die Interaktion der einzelnen Akteure im Energiesystem sicherzustellen.

Weitere Einflussfaktoren auf den zukünftigen Systembetrieb, das Datenmanagement und die Auslegung der Leittechnik können im Datenschutz und der Sicherheit der Datenübertragung gesehen werden. Darin muss die Integrität der in einem Smart Grid Betrieb gesammelten Informationen sicher gestellt werden. Übergeordnet beeinflusst vor allem die Betriebsführung des Smart Grids (eine Kernkompetenz der Netzbetreiber mittels bereits in Anwendung stehender Betriebsmanagementsysteme) durch die Identifikation sich laufend ändernder Systemparameter (z.B. auch Unternehmensstrategien) die Gestaltung des Systembetriebs, sowie des Datenmanagements und der Leittechnik. Geeignete Planungstools sind erforderlich, um zukünftige Entwicklungen in die Entscheidungsfindung einfließen zu lassen. Auf diese Anforderungen wird in weiterer Folge reagiert und dabei aufgezeigt, welche technischen Möglichkeiten zur Umsetzung gegeben sind. Können Vorgaben nicht sofort erfüllt werden, so sind diese in einem iterativen Prozess zu gegebener Zeit zu adaptieren. Sobald diese Betriebskonzepte mit den Vorgaben seitens der Kunden, des Marktes, der Regulierung, des Datenschutzes, der Sicherheit und der Betriebsführung in Einklang gebracht wurden, können Spezifikationen für eine zuverlässige

Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT), die Komponentenentwicklung sowie für die Schutztechnik abgeleitet werden.

7.6 Die österreichische Smart Grids Implementierungsstrategie im Überblick

In diesem Kapitel werden österreichische Antworten auf die sich ergebenden Anforderungen im Bereich Smart Grids, sowie möglichen Aktivitäten und Beiträge im Rahmen einer nationalen Implementierungsstrategie im Detail dargestellt. Dabei wird aus heutiger Sicht beschrieben, welche detaillierten Smart Grid relevanten F&E- und Demonstrations-Aktivitäten inhaltlich und zeitlich bis nach 2020 in Österreich umgesetzt werden können.

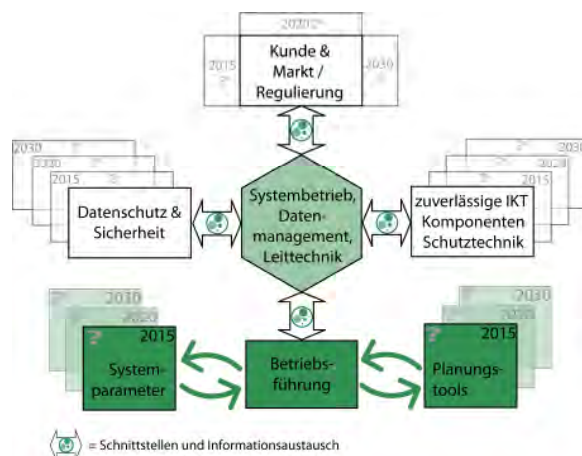
Für die Erstellung der Implementierungsstrategie wurden die vier Implementierungsschwerpunkte im Bereich der intelligenten Verteilernetze in Subkategorien unterteilt. Um die zu setzenden Schwerpunkte definieren zu können, wurde eine Fragebogenerhebung unter den Mitgliedern der Nationalen Technologieplattform Smart Grids Austria und ausgewählten weiteren Industrie- und Forschungsakteuren im Bereich Smart Grids durchgeführt. Basis für die Implementierungsstrategie sind daher in Summe 1337 Nennungen, die als aggregierte Ergebnisse der vier F&E-Themenfelder präsentiert werden (vgl. Abbildung 39).

Tabelle 9 zeigt zusammenfassend die nationalen Schwerpunktsetzungen für eine erfolgreiche Smart Grids Technologieentwicklung in Österreich aus der Sicht der Plattform. Dabei wurden im Detail folgende Aspekte behandelt:

- Der zeitliche Rahmen: Kurz- (2010 – 2012), mittel- (2013 -2015), langfristig (2016 – 2020) und über 2020 hinaus
- Die Trennung nach (f) Forschungs-, und experimentellen (d) Entwicklungs- und Demonstrationsinteressen
- Gewichtete Fokussierung auf einzelne Unterbereiche entlang der 4 Smart Grid Themenbereiche der Implementierungsstrategie

Abb. 38

Einflussfaktoren, die einen zukünftigen Smart Grid Betrieb beeinflussen werden; die einzelnen Anforderungen ändern oder entwickeln sich dabei mit der Zeit



Kategorie		Forschung & Entwicklung (f)					Demonstration (d)				
Gesamtsumme	Name	Summe	kurzfristig	mittelfristig	langfristig	>2020	Summe	kurzfristig	mittelfristig	langfristig	>2020
18%	Kunde & Markt / Regulierung	9%	7%	3%	0%		9%	2%	5%	2%	0%
44%	Systembetrieb und Management	22%	14%	7%	1%	1%	22%	4%	11%	6%	2%
12%	Kommunikations- und Informationsinfrastruktur	6%	4%	2%	0%		6%	1%	3%	1%	1%
25%	Intelligente Komponenten	12%	8%	3%	0%	0%	14%	2%	6%	5%	1%

Tabelle 9
Implementierungsstrategie Smart Grids Austria: Ergebnisauswertung der Erhebung. Die Ergebnisse (alle f- und d-Nennungen) in den einzelnen Interessensbereichen ergeben über die gesamte Laufzeit 100%.

Kernaussagen der österreichischen Smart Grids Implementierungsstrategie für F&E und Demonstration

- Alle 4 Smart Grid F&E-Bereiche sind für Österreich in der Technologieentwicklung im Bereich der intelligenten Verteilernetze relevant. Einzelne Bereiche werden jedoch unterschiedlich stark eingeschätzt, womit sich Schwerpunkte herauskristallisieren. Diese Aufteilung sollte bei der Budgetierung von zukünftigen Forschungs- und Demonstrationsprogrammen entsprechend berücksichtigt werden. Das zeitlich optimierte Zusammenspiel und die Integration aller vier Smart Grid F&E-Bereiche sind essentiell. Dabei sollen einerseits die bereits vorhandenen Stärken in Österreichs Smart Grid Unternehmen und Institutionen und andererseits die identifizierten Potentiale in Forschung, Entwicklung und Demonstration bestmöglich genützt werden.
- Die Hauptschwerpunkte der Interessen im Bereich Smart Distribution Grids liegen im Bereich des Systembetriebs und -managements (insbesondere Planungs- und Simulationstools, Systembetrieb, gefolgt von Betriebsmanagementsystemen) und den intelligenten Komponenten gegeben. Der Bereich Verbrauchertechnologien ist als Themenschwerpunkt aufgrund der Nähe zu der hier integrierten Smart Metering und Elektromobilitäts-Thematik stark in den Vordergrund getreten. Eine enge Abstimmung mit Elektromobilitäts-Aktivitäten ist daher wichtig, wobei Lösungen für Aspekte eines Smart Grids mit oder ohne einer raschen Durchdringung von E-Autos notwendig werden.
- Kurzfristig überwiegt in allen Interessensbereichen Forschung und Entwicklung, mittelfristig treten aber Demonstrationsinteressen in den Vordergrund und erstrecken sich insgesamt fast in allen Subkategorien bis über 2020 hinaus. Langfristig bis 2020 und darüber hinaus ist allerdings aus heutiger Sicht und Einschätzung ein Rückgang der Forschungs- und Demonstrationsinteressen zu erwarten. Für diesen Zeitpunkt werden bereits Markteintritte in einzelnen Entwicklungsbereichen erwartet. Andererseits liegt

teilweise noch zu wenig Information vor, um exakte Aussagen treffen zu können. Der Fokus auf den kurzfristigen Zeitraum wird auch durch momentan auftretende Fragestellungen im operativen Umfeld und aktuelle Herausforderungen, sowie von unterstützenden oder hemmenden Rahmenbedingungen und Innovationsanreizen im Regulierungssystem beeinflusst.

Kernaussagen zu den Kosten der österreichischen Smart Grids Implementierungsstrategie für F&E und Demonstration

Basierend auf dem inhaltlichen Feedback zur Implementierungsstrategie und der nachfolgend beschriebenen Annahmen wurde folgende Kostenschätzung bis 2020 für F&E und Demonstrationsprojekte ermittelt

- Für die Umsetzung der „**Implementierungsstrategie Smart Grids Austria**“ für F&E und Demonstrationsprojekte werden **bis 2020 Kosten von ca. 290 Millionen Euro erwartet.**
- Für die relevanten Akteure (Technologieunternehmen, Energiewirtschaftsunternehmen) bedeutet dies einen **Eigenbeitrag von ca. 140 Millionen Euro bis 2020 (ca. 50% der Gesamtkosten).** Laut Einschätzung entfallen davon ca. 50% auf Technologieunternehmen- und ca. 50% auf Energiewirtschaftsunternehmen. In den nächsten Jahren (2010

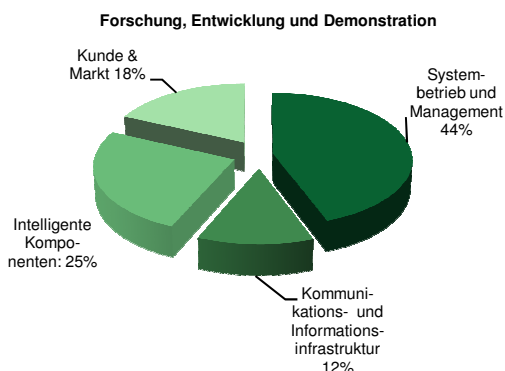


Abb. 39
Implementierungsstrategie Smart Grids Austria - Ergebnisauswertung der Erhebung: Verteilung aller f- und d-Nennungen auf die 4 Smart Grids Themenfelder über die gesamte Laufzeit.

Tabelle 10
Kostenabschätzung
Implementierungsstra-
terie Smart Grids
Austria

Forschungs- u. Entwicklungsprojekte	667 Nennungen
geschätzte durchschnittl. Kosten pro Projekt	0,45 Mio €
durchschnittl. Kooperationsfaktor	3 Partner
durchschnittl. Anteil Förderung	80%
Demonstrationsprojekte	633 Nennungen
geschätzte durchschnittl. Kosten pro Projekt	1,5 Mio €
durchschnittl. Kooperationsfaktor	5 Partner
durchschnittl. Anteil Förderung	40%
Gesamtkosten aller Projekte	290 Mio €
davon Forschung & Entwicklung	100 Mio €
davon Demonstration	190 Mio €
davon Erbringung durch Partner (Eigenanteil)	140 Mio €
davon Förderanteil gesamt	150 Mio €
Förderung pro Jahr	14 Mio €
betrachteter Zeitraum	2010 bis 2020

– 2015) entspricht dies pro Jahr jeweils etwa 10 Millionen Euro an Kosten für die jeweilige Akteurssparte. Um die Industrie- und Energiewirtschaftsunternehmen zur Leistung dieses Eigenanteils zu bewegen, ist die Einführung entsprechend langfristiger und gesicherter F&E-Rahmenbedingungen notwendig.

- Für **Förderstellen** wurden Gesamtkosten von ca. **150 Millionen Euro bis 2020** errechnet, wobei mehr als die Hälfte davon bis 2015 erforderlich ist, anschließend jedoch auf Grund von technologischer Marktreife ein Rückgang der Förderkosten für Smart Grids erwartet wird.
- **Durchschnittlich** werden laut dieser Abschätzung bis 2020 **jährlich etwa 14 Mio. Euro an Fördermitteln** für F&E und Demonstrations/Leuchtturmprojekte **im Bereich Smart Grids benötigt**. Entsprechend der in der Implementierungsstrategie beschriebenen Verteilung, wird kurz- und mittelfristig mit einem höheren Förderbedarf (bis zu 20 Mio. Euro pro Jahr) gerechnet. In Relation zu den gesamten F&E-Ausgaben in Österreich entsprechen 20 Mio. Euro ca. 0,4% der gesamten jährlichen F&E-Ausgaben (Jahr 2007, 6,87 Mrd. EURO, Quelle Statistik Austria). **Aktuell werden ca. 5 bis 10 Mio. Euro an Mitteln für F&E und Demonstrations-/Leuchtturmprojekte pro Jahr in Österreich vergeben.**

7.7 Empfehlungen für Politik, Regulativ und Fördergeber

Die in dieser Roadmap identifizierten Chancen der österreichischen Forschung und Industrie auf dem Gebiet der Smart Grids werden im internationalen Vergleich nur durch die Umsetzung folgender unterstützender Maßnahmen zu einem Erfolg geführt werden können:

1 Klare energiepolitische Vorgaben in Österreich und entsprechende Weichenstellungen

Klare energiepolitische Vorgaben und Visionen in Österreich – Hinsichtlich der energiepolitischen Ziele sind klare und auch zwischen allen relevanten Ministerien abgestimmte Vorgaben der österreichischen Bundesregierung notwendig, die nicht nur qualitative sondern auch quantitative Vorgaben beinhalten. Es braucht vor allem im Bereich der Stromerzeugung klare Bekenntnisse wie hoch und basierend auf welchen Energieträgern der für die Erreichung der europäischen Ziele notwendige Anteil von erneuerbaren Energieträgern sein soll. Es bedarf einer qualitativen Vorgabe (soweit möglich) für den Energiemix in den kommenden Jahrzehnten, damit die österreichische Energieforschung notwendige Szenarien bilden kann und sich die Energiebereitstellung darauf einstellen kann. Ebenso bedarf es konkreter Vorgaben hinsichtlich der Energieeffizienz mit konkreten Fahrplänen hinsichtlich einer Erreichung der Klimaziele. Zudem erleichtern klare politische Vorgaben eine koordinierte Gestaltung und Ausrichtung der Forschungsrahmenbedingungen. Auch die Fördersysteme (Vergütung für Strom aus Erneuerbaren, Wohnbauförderung, Elektromobilität, etc.) sind auf diese Ziele abzustimmen.

Entsprechende Weichenstellung für eine zukünftig nachhaltigere, sichere und vor allem kosteneffiziente Energieversorgung – Smart Grids bieten der Politik heute die Möglichkeit, Weichen für eine zukünftig nachhaltigere, sichere und vor allem kosteneffiziente Energieversorgung zu stellen. Werden diese Maßnahmen versäumt, kann im langfristigen Kontext nicht nur ein politischer sondern auch ein großer volkswirtschaftlicher Schaden zu Tage treten. Vor allem wirtschaftliche und technische Rahmenbedingungen sowie eine exakte Definition der Rechte und Pflichten der Akteure bezüglich Smart Grids sind zu erarbeiten.

- Einerseits müssen entsprechende Rahmenbedingungen für alle Marktteilnehmer geschaffen werden,

um den Wettbewerb am Energiemarkt durch Smart Grids steigern zu können.

- Andererseits gilt es, die tatsächlichen Effekte und Auswirkungen in auf andere Regionen übertragbaren Pilotprojekten zu überprüfen. Daher ist ein weiteres Forcieren der Zusammenarbeit betroffener Stakeholder über Plattformen und Arbeitsgruppen essenziell.

2

Kooperation und Schwerpunktsetzung in Technologie- und Forschungsfragen als entscheidender Erfolgsfaktor

Für eine optimale Abstimmung aller nationalen, EU- und weltweiten Aktivitäten und der Vermeidung von identischen Vorhaben bedarf es insbesondere der Koordination, Abstimmung und Vernetzung der nationalen und europäischen Smart Grid Initiativen (z.B. SET Plan, Neue Forschungsrahmenprogramme)

Im breiten Spektrum der Smart Grid Thematik werden die Schwerpunktsetzungen auf ausgewählte technologische und ökonomische Forschungsfelder ein wesentliches Erfolgskriterium der beteiligten Firmen, Forschungseinrichtungen und Universitäten im internationalen Wettbewerb darstellen. Österreich verfügt bereits über eine breite Basis im Bereich Smart Grids, wobei der Fokus der in Österreich entwickelten Technologien im Bereich der intelligenten Stromverteilernetze (Smart Distribution Grids) liegt und im Hinblick auf die internationale Positionierung auch in diesem Bereich gezielt ausgebaut werden muss.

Folgende technologische Voraussetzungen sind für alle Forschungsaktivitäten, aber auch für eine breite zukünftige Implementierung im Bereich intelligenter Verteilnetze (Smart Distribution Grids) relevant:

- **„Information“ – über den jeweils aktuellen Zustand der relevanten Indikatoren und Fähigkeit zur Kommunikation im gesamten Stromnetz** – Je genauer man die aktuelle Erzeugung, den Verbrauch, die Speicherbeladung oder die aktuellen Belastungen des Stromsystems kennt, umso besser und genauer lassen sich Steuerungs- und Reglungmaßnahmen ergreifen. Es ist daher ein Informationsaustausch zwischen den Komponenten bereitzustellen. Das bedeutet, eine Grundvoraussetzung für Smart Grids sind geeignete „Sensoren“ sowie die zur Übertragung erforderliche Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT).
- **„Interaktion“ – Steuer- und Regelmöglichkeit der Netzinfrastruktur sowie der Stromerzeugungsanlagen und (in Zukunft wachsend) der Verbraucher und Speicher** – Einzelne Kraftwerke kann

man relativ einfach regeln. Eine Vielzahl an dezentral agierenden Kleinkraftwerken, Verbrauchern und Speichern jedoch nicht mehr. Die Idee ist nun, viele kleine Stromerzeuger zu gemeinsamen Kraftwerken (sogenannten virtuelle Kraftwerken) zu bündeln und diese gemeinsam mit Verbrauchern und Speichern (sogenannten „Virtual Power Systems“) zu betreiben. In Verbindung mit neuen Regelungsmöglichkeiten im Bereich der Netzinfrastruktur müssen die individuellen und dezentralen Einflüsse technisch beherrschbar gemacht werden. Zusätzlich könnten in Zukunft weiterentwickelte Smart Metering Komponenten zur Messung von relevanten Parametern, Regelungen und Steuerung der untersten Netzebene eine höhere Relevanz erhalten.

Ähnliche Synergien für den Aufbau intelligenter Netze können weitere Entwicklungen auf der Verbraucherseite darstellen, wenn beispielsweise unter dem Überbegriff „Smart Home“ die Haushalts- und Elektrogeräte durch aktive Bauteile und intelligente Managementkonzepte die Verbrauchssteuerung und die Energieeffizienz beeinflussen können. In ähnlicher Weise kann künftig durch eine hohe Anzahl von Elektroautos, von denen statistisch immer ein bestimmter Anteil zum Aufladen am Stromnetz angeschlossen ist, die Speicherung der aus (volatilen) erneuerbaren Energieträgern erzeugten Energie in den Batterien der Autos möglich werden, um so die Zeitdifferenz zwischen Energieerzeugung und Energiebedarf zu überbrücken.

- **„Integration“: Neue Ansätze im Strommarkt** – Im aktuellen Strommarkt agieren vor allem Akteure, die im Bereich der Stromproduktion hohe Volumina handeln können. Ein in Zukunft durch Automatisierungstechnik erweiterter Strommarkt kann neue Möglichkeiten und Geschäftsmodelle eröffnen, indem auch Ein- und Verkäufer von Energie mit geringerem Volumen selbstständig oder kooperativ („Pooling“) kommunizieren und agieren können.

3

Ausbauen von wettbewerbsfähigen Forschungsrahmenbedingungen

Kontinuität in den Forschungsrahmenbedingungen hinsichtlich Programmkoordinatoren, Programmverwaltung und Forschungsbudgets

- Bei der Initiierung und Durchführung von Forschungsprojekten und vor allem bei aufeinander aufbauenden Projekten von Grundlagenprojekten bis zu Demonstrationsprojekten ist die langfristige Kontinuität in den Forschungsrahmenbedingungen

eine wichtige Voraussetzung. Ein Fortführen bestehender guter Ansätze ist zur Stärkung der Forschungslandschaft in Richtung Anwendung mit hoher Priorität zu unterstützen.

- Für Forschungsprojekte ist ein möglichst geringer Bürokratieaufwand wünschenswert, um den administrativen Aufwand für längerfristige Forschungsprogramme (bis zu 5 Jahren) gering zu halten.
- Bei Smart Grids Forschungsprogrammen sollte von einer strikt vorgegebenen Abfolge der Projektarten (Grundlagenforschung, industrielle Forschung, experimentelle Entwicklung bis hin zu Demonstrationsprojekten) Abstand genommen werden, da durch die in Demonstrationsprojekten gesammelten Erfahrungen völlig neue Forschungsthemen erkannt werden können.
- Die Förderkriterien müssen einerseits transparent sein, andererseits auch stabil, damit nicht während einer Kette von Vorhaben die Bedingungen wechseln und damit Unsicherheit bei den beteiligten Partnern entsteht. Eine langfristige Auslegung der Förderpolitik ermöglicht eine gewisse Planungssicherheit für Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sowie in der Personal- und Ressourcenplanung.
- Eine Vollfinanzierung für Forschungspartner (Universitäten, Fachhochschulen, außeruniversitäre Forschungseinrichtungen) ist dabei wie bisher sicherzustellen, wobei kooperative Projekte mit Industrie und Energieversorgern im Smart Grids Bereich besonderen Stellenwert erlangen sollten.
- Erhöhung der öffentlichen F&E-Mittel für den Bereich Smart Grids

Möglichkeit zur Validierung von Projektergebnissen in geeigneten Testumgebungen

- Aufgrund der vielen Einflussparameter und der schwierigen Erfassung von Netz-, Anlagen- und Komponentendaten im Detail sind daraus entwickelte numerische Modelle mit Unsicherheiten behaftet. Um diese Unsicherheiten zu quantifizieren sind Netzabschnitte im realen Betrieb zum Experimentieren erforderlich. Netzbetreiber können Experimente aber nur zulassen, solange die Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Schrittweise müssen sich daher Entwickler und Wissenschaftler gemeinsam mit Netzbetreibern durch vertretbare Teilerperimente an die Lösungen herantasten. Die Praxisnähe des „Partners Netzbetreiber“ in Planung und Betrieb sowie der Zugang zum realen Netz ermöglichen die angewandte Forschung. Gemeinsam mit dem Ausbau der geeigneten Forschungsinfrastruktur, die als Kopplung von Simulationswerkzeugen und physischer Netzinfrastruktur zu sehen sind, bietet sich eine einzigartige Möglichkeit des Technologietransfers vom Labor in die Praxis. Eine derartige Forschungsinfrastruktur kann einen Wettbewerbsvorteil Öster-

reichs im Europäischen Forschungsumfeld bedeuten.

- Im finalen Schritt des Entwicklungsprozesses von Produkten, die den Systembetrieb betreffen, ist allerdings der Testbetrieb in der realen Betriebsumgebung (Demonstration), also im realen Netz, ein sehr relevanter und oftmals notwendiger Schritt.

Ermöglichung von Investitionen und Förderung von Leuchtturmprojekten

– Aus systemischer Sicht gibt es unterschiedliche Forschungsvorhaben von Grundlagen- bis zu Demonstrationsprojekten und verschiedenen Einzelthemen (Netzbetrieb, Erzeugungstechnologien, Energieeffizienz, verbraucher- und erzeugerseitige Maßnahmen, ...). Eine Bündelung dieser Themen in sogenannten Leuchtturmprojekten ist jedoch nur dann möglich, wenn diese mit ausreichend finanziellen Mitteln ausgestattet sind. Damit kann eine entsprechende kritische Masse an Projekten, eine ganzheitliche Betrachtung und damit eine internationale Sichtbarkeit generiert werden.

Bei der Umsetzung von Projektergebnissen in einem Demonstrationsbetrieb stellt die Förderrate von maximal 35% für Demonstrationsprojekte eine Herausforderung dar. Zudem sollte die Möglichkeit einer Absicherung von risikobehafteten Investitionen in Anlagen und Netzen vorgesehen werden.

Schaffung von Anreizen für Forschung und Demonstration bei den Netzbetreibern

– Nur durch intensive Kooperationen zwischen Industrie, Forschungsinstituten und Stromnetzbetreibern können somit die erwarteten Erfolge erreicht werden. Speziell unter diesem Gesichtspunkt ist anzumerken, dass derzeit Netzbetreiber sowie der Regulator in einem politischen Umfeld agieren müssen, in dem keine ausreichenden Innovationsanreize für Forschungs- und Demonstrationsaktivitäten existieren. Innovationsfreundliche Rahmenbedingungen für F&E und Demonstration von Smart Grids sind aber notwendig, damit gemeinsam mit den österreichischen Technologiepartnern Produkte und Lösungen entwickelt sowie validiert und damit nachhaltig hochwertige Arbeitsplätze in Österreich geschaffen werden können.

Um aus Sicht der Netzbetreiber, unter den Einschränkungen eines regulierten Marktes, die notwendigen Innovationen mittragen zu können, müssen Lösungen für Innovationsanreize für F&E erarbeitet und implementiert werden, welche es ermöglichen, die entstehenden Kosten für Innovatoren abzudecken. Relevante Inputs können dafür aus bereits realisierten Innovationsanreizsystemen wie z.B. in Dänemark oder Großbritannien kommen. Eine Möglichkeit wäre beispielsweise, die gesicherte Anerkennung der Kosten (Kapitel 6.2.1, Seite 62) für Netzbetreiber, welche nicht bereits durch öffentliche Förderungen in F&E oder Demonstrationsprojekten abgedeckt sind, in den Systemnutzungstarifen. Eine

alternative Möglichkeit ist - entsprechend der Forderungen in der Energiestrategie Österreich⁵⁸ - außerhalb des bestehenden Regulierungssystems Innovationsanreizesysteme für F&E und Demonstration bei Netzbetreibern kurzfristig zu diskutieren und entsprechend umzusetzen.

Ausbildung im Bereich Smart Grids – Im Allgemeinen ist darauf zu achten, dass die Smart Grids Thematik bereits durch eine starke Präsenz an voruniversitären Bildungseinrichtungen (z.B. AHS, HTL) als Thema der Zukunft positioniert wird, um in Zukunft für einen aufstrebenden Smart Grids Markt genügend hochqualifiziertes Personal bereitstellen zu können. Dementsprechende Initiativen könnten seitens der Forschungseinrichtungen auch durch bereichsübergreifende Projekte (z.B. Archi-

tektur, Energie, ICT, Design, Informatik usw.) bzw. neue Studiengänge ergänzt werden, um eine spartenübergreifende Implementierung von Smart Grids durch breit gefächertes Expertenwissen zu unterstützen und eine stärkere Einbindung österreichischer Forschung in europäische Programme zu ermöglichen. Die Industrie erkennt hier eine Relevanz, Universitäten, Fachhochschulen und Forschungsinstitute in Österreich im Rahmen von direkten Kooperationen zu unterstützen. Diese Interaktion ist insbesondere im Bereich von direkten Vorträgen aus der Wirtschaft sowie geförderten Dissertationen und Diplomarbeiten, Praktika und des zur Verfügung Stellens von Produkten für Laborausstattung und Lehraktivitäten zu sehen.

Autoren der Roadmap





Andreas Abart
Energie AG
Oberösterreich Netz
GmbH



Maria Aigner
TU Graz IFEA



Franz Auinger
FH OOE F&E GmbH

Heinz Bachinger
Stromnetz Steiermark



Wolfgang Bauer
Siemens - EA SYS AMIS



Wolfgang Baumgartner
Schrack Technik GmbH



Angela Berger
Siemens CT CEE



Helfried Brunner
Austrian Institute of
Technologie



Jan Cupal
VERBUND

Tobias Danninger
Energie AG
Oberösterreich



Karl Derler
Linz Strom Netz
GmbH



Alfred Einfalt
TU Wien - Institut für
Elektrische Anlagen
und Energiewirtschaft



Hubert Fechner
FH Technikum Wien,
Erneuerbare Urbane
Energiesysteme



Lothar Fickert
TU Graz IFEA



Natalie Glück
FH Technikum Wien,
Erneuerbare Urbane
Energiesysteme

Thomas Haslinger
Haslinger&Gstrein
GmbH&CoKG



Anton Heher
Siemens CT CEE



Martin Heidl
Fronius International
GmbH,
Solarelektronik



Stephan Hutterer
FH OOE F&E GmbH



Friederich Kupzog
TU Wien - Institut für
Computertechnik



Andreas Lugmaier
Siemens CT CEE

Thomas Mühlberger
Fronius International
GmbH,
SolarelektronikH



Reinhard Nenning
VKW-Netz AG



Peter Nowotny
Siemens CT CEE





Wolfgang Orasch
Wien Energie
Stromnetz GmbH



Herbert Pairitsch
INFINEON
Technologies Austria
AG



Wolfgang Pell
VERBUND

Markus Plankensteiner
TTTech
Computertechnik AG



Johannes Pohn
BEA Electrics GmbH



Wolfgang Prügler
TU Wien - Energy
Economics Group



Christian Raunig
TU Graz IFEA



Thomas Rieder
Salzburg Netz GmbH



Harald Rohracher
Interuniversitäres
Forschungszentrum -
IFZ Graz

Thilo Sauter
Österreichische
Akademie der
Wissenschaften



Kurt Schauer
Wallner&Schauer
GmbH – der
Zukunftsberater



Armin Selhofer
Oesterreichs Energie



Heinz Sitter
KELAG Netz GmbH



Philip Späth
Albert-Ludwigs-
University Freiburg



Johannes Stadler
Alcatel-Lucent Austria
AG

Herbert Strobl
TIWAG-Netz AG



Monika Sturm
Siemens - E MET
SERV



Hans Taus
Wien Energie
Stromnetz GmbH



Ursula Tauschek
Oesterreichs Energie



Maximilian Urban
EVN



Dietmar Weingant
Schrack Technik
GmbH

Bertram Weiss
VERBUND



außerdem:

Adam Dixon, Ecoenergen **Walter Eckhart**, Bea Electrics **Christoph Schaffner**, ubitronix
system solution GmbH **Alexander Schenk**, Siemens E SYS AMIS **Thomas Lemmerer**,
Siemens E IM **Roman Mann**, Schrack Technik GmbH **Wolfgang Simacek**, Siemens E A SYS S

Quellenverzeichnis

- Abb. 4, Abb. 35 vgl. Djapic et al. (2007): Taking an Active Approach. IEEE power & energy magazine July/August 2007, S. 70
- Abb. 6, Abb. 7 EURELECTRIC-Projekt "RoE" Projections for 2050, Seite 54
<http://www2.eurelectric.org/content/Default.asp?PageID=729>
- Abb. 8 European Energy and Transport; Trends to 2030 – update 2007
http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030_update_2007/energy_transport_trends_2030_update_2007_en.pdf
- Abb. 9 Gustav Resch, Christian Panzer, Mario Ragwitz, Thomas Faber, Claus Huber, Max Rathmann, Gemma Reece, Anne Held, Reinhard Haas (2009): Scenario report "20% RES by 2020 – Scenarios on future European policies for RES-Electricity". Report of the European research project futures-e, Energy Economics Group (EEG), Vienna University of Technology, Austria
www.DESERTEC.org
- Abb. 10
- Abb. 11 Siemens AG
- Abb. 15, Abb. 17, Abb. 18 Potenzialstudie Smart Grids – Intelligente Netze für eine sichere Stromversorgung, Anforderungen, Technologien, Marktpotentiale der Firma trend:research, März 2008. Mit freundlicher Genehmigung der Firma trend:research.
- Abb. 16 E&I, Fallstudie Vorarlberg, Dezember 2008, Springer Verlag
- Abb. 19 Evans, G. (2004). Regulatory Challenges for Renewable & Distributed Generation in the UK. Birmingham: ENIRDGnet, UK National Seminar, Monday 18. Oktober 2004
- Abb. 20 Evans, G. (2007). Innovation & Integration – The UK's Approach to DG. Wien Tagungsbeitrag 2. Internationales Symposium Verteilte Stromerzeugung und intelligente Netze, 17. Oktober 2007
- Abb. 21 vgl. P. Lund, The Danish Cell Project – Part 1: Background and General Approach, IEEE Power Engineering General Meeting, Juni 2007
- Abb. 22 energy 08 - research, development, demonstration. Denmark: Annual report on Danish energy research programmes published in cooperation between Energinet.dk, the Danish Energy Agency/the EUDP Secretariat, the Danish Energy Association, the Programme Commission on Sustainable Energy and Environment under the Danish Council for Strategic Research and the Danish National Advanced Technology Foundation, November 2008, S.65
- Abb. 23 BMVIT
- Abb. 28 Statistik Austria (www.statistikaustria.at)

Referenzen

- ¹ European Smart Grids Technology Platform; Strategic Research Agenda for Europe's Electricity Networks of the future; Brussels; 2007
- ² Energiestrategie Österreich, Seite 94 und 95; Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend; Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien, März 2010, www.energiestrategie.at, zuletzt besucht 06/2010
- ³ <http://www.smartgrids.eu/>, zuletzt besucht 04/2010
- ⁴ <http://www.gridwise.org/>, zuletzt besucht 04/2010
- ⁵ A. Lugmaier, H. Brunner, Leitfaden für den Weg zum aktiven Verteilernetz, Schriftenreihe 13a/2008, BmVIT, <http://www.nachhaltigwirtschaften.at/publikationen/view.html/id656>, zuletzt besucht 04/2010
- ⁶ 20% CO₂ Emissionsreduktion im Vergleich zu 1990, 20% Anteil der Erneuerbaren Energie am Bruttoendenergieverbrauch in 2020 und 20% Verbesserung der Energieeffizienz bis zum Jahr 2020 im Vergleich zum Szenario „Business as Usual“ (vgl. http://ec.europa.eu/deutschland/press/pr_releases/index_7558_de.htm und http://ec.europa.eu/energy/efficiency/index_en.htm) zuletzt besucht 04/2010
- ⁷ 2002/91/EG, Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG (vgl. http://www.kfw-foerderbank.de/DE_Home/Klimaschutzfonds/PDF_Dokumente_Klimaschutzfonds/eu_emissionshandelsrichtlinie.pdf, zuletzt besucht 04/2010)
- ⁸ Endenergieeffizienzrichtlinie 2006/32/EG (vgl. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2006:114:0064:0064:DE:PDF>, zuletzt besucht 04/2010)
- ⁹ z.B. e-Energie; BMWA Deutschland, 2007 (vgl. <http://www.e-energie.info/>, zuletzt besucht 04/2010)
- ¹⁰ Europäisches Parlament Pressemitteilung: EP verabschiedet Klimapakete. 20081216IPR44857 http://www.europarl.europa.eu/pdfs/news/expert/infopress/20081216IPR44857/20081216IPR44857_de.pdf (zuletzt besucht 04/2010)
- ¹¹ European Commission (2001), Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan: Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger, Europäische Kommission, DG XVII, Brüssel, KOM/97/0599 endg.
- ¹² 4 114. Bundesgesetz: 2. Ökostromgesetz-Novelle 2008 (vgl. http://ec.europa.eu/energy/library/599fi_de.pdf, zuletzt besucht 04/2010)
- ¹³ Für weitere Informationen sei auf www.futures-e.org verwiesen, zuletzt besucht 04/2010
- ¹⁴ vgl. DESERTEC Projekt; www.desertec.org/de, zuletzt besucht 04/2010
- ¹⁵ European Technology Platform SmartGrids, Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future, http://www.smartgrids.eu/documents/SmartGrids_SDD_FINAL_APRIl2010.pdf (zuletzt besucht 04/2010)
- ¹⁶ European Smart Grids Technology Platform; Strategic Research Agenda for Europe's Electricity Networks of the Future; Brussels; 2007
- ¹⁷ Potenzialstudie Smart Grids – Intelligente Netze für eine sichere Stromversorgung, Anforderungen, Technologien, Marktpotentiale in Deutschland der Firma trend:research, März 2008
- ¹⁸ Vgl. z.B. Kupzog, Brunner, Prügler, Pfajfar, Lugmaier: DG DemoNet-Concept – A new Algorithm for active Distribution Grid Operation facilitating high DG penetration, 5th International IEEE Conference on Industrial Informatics (INDIN 2007), Wien, 2007
- ¹⁹ Vgl. z.B. Djapic et al. (2007); Massoud Amin, Wollenberg (2005)
- ²⁰ Vgl. GridWise™ Action Plan, <http://www.gridwise.org/pdf/actionplan.pdf> vom 11.01.2009
- ²¹ Vgl. <http://smartgridcity.xcelenergy.com/>, zuletzt besucht 04/2010
- ²² Vgl. <http://www.nedo.go.jp/english/index.html>, zuletzt besucht 04/2010
- ²³ Vgl. <http://www.smartgrids.si/eng/>, zuletzt besucht 04/2010
- ²⁴ siehe auch <http://www.e-energie.info/>, zuletzt besucht 04/2010
- ²⁵ vgl. Electricity Distribution Price Control Review: Final Proposals. OFGEM, Office of Gas and Electricity Markets, November 2004, S.42ff
- ²⁶ siehe auch Electricity Distribution Price Control Review: Final Proposals. OFGEM, Office of Gas and Electricity Markets, November 2004, S.46ff
- ²⁷ vgl. Evans, G. (2004). Regulatory Challenges for Renewable & Distributed Generation in the UK. Birmingham: ENIRDGnet, UK National Seminar, Monday 18. Oktober 2004
- ²⁸ vgl. Evans, G. (2004). Regulatory Challenges for Renewable & Distributed Generation in the UK. Birmingham: ENIRDGnet, UK National Seminar, Monday 18. Oktober 2004
- ²⁹ vgl. Ault, G. (2008). Distributed Generation System Integration in Distribution Networks in the UK. Wien: Tagungsbeitrag 3. Internationales Symposium Verteilte Stromerzeugung und intelligente Netze, Mai 2008.
- ³⁰ siehe auch OFGEM (2008). Electricity Distribution Price Control Review Policy Paper. OFGEM, Office of Gas and Electricity Markets, Ref. 159/08, Dezember 2008, S.35ff

- ³¹ vgl. DEA (2008). Agreement between the government (Liberals and Conservatives), Social Democrats, Danish People's Party, Socialist People's Party, Social Liberals and New Alliance on Danish energy policy for the years 2008-2011. Denmark: 21 February 2008
- ³² vgl. Energy08 (2008). energy 08 - research, development, demonstration. Denmark: Annual report on Danish energy research programmes published in cooperation between Energinet.dk, the Danish Energy Agency/the EUDP Secretariat, the Danish Energy Association, the Programme Commission on Sustainable Energy and Environment under the Danish Council for Strategic Research and the Danish National Advanced Technology Foundation, November 2008, S.4
- ³³ vgl. The Danish Example - towards an energy efficient and climate friendly economy. Denmark: Ministry of Climate and Energy, April 2008, S.5.
- ³⁴ vgl. Energy08 (2008). energy 08 - research, development, demonstration. Denmark: Annual report on Danish energy research programmes published in cooperation between Energinet.dk, the Danish Energy Agency/the EUDP Secretariat, the Danish Energy Association, the Programme Commission on Sustainable Energy and Environment under the Danish Council for Strategic Research and the Danish National Advanced Technology Foundation, November 2008, S.66
- ³⁵ <http://www.energinet.dk/en/menu/R+and+D/The+ForskEL+programme/The+ForskEL+programme.htm>, zuletzt besucht 04/2010
- ³⁶ vgl. Energy08 (2008). energy 08 - research, development, demonstration. Denmark: Annual report on Danish energy research programmes published in cooperation between Energinet.dk, the Danish Energy Agency/the EUDP Secretariat, the Danish Energy Association, the Programme Commission on Sustainable Energy and Environment under the Danish Council for Strategic Research and the Danish National Advanced Technology Foundation, November 2008, S.30ff
- ³⁷ <http://www.energinet.dk/en/menu/R+and+D/The+ForskVE+programme/ForskVE.htm>, zuletzt besucht 04/2010
- ³⁸ <http://www.energinet.dk/en/menu/R+and+D/Energinet+dk+R+and+D/Energinet+dk+R+and+D.htm>, zuletzt besucht 04/2010
- ³⁹ vgl. Energy08 (2008). energy 08 - research, development, demonstration. Denmark: Annual report on Danish energy research programmes published in cooperation between Energinet.dk, the Danish Energy Agency/the EUDP Secretariat, the Danish Energy Association, the Programme Commission on Sustainable Energy and Environment under the Danish Council for Strategic Research and the Danish National Advanced Technology Foundation, November 2008, S.103
- ⁴⁰ siehe auch <http://www.bmw.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkt-fuer-ein-integriertes-energie-und-klimaprogramm,property=pdf,bereich=bmw,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt besucht 04/2010
- ⁴¹ vgl. BMWi (2008). Klimaschutz und Energieeffizienz - Forschung, Entwicklung und Demonstration moderner Energietechnologien. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), November 2008, S.6
- ⁴² vgl. BMU (2008). INNOVATION DURCH FORSCHUNG Jahresbericht 2007 zur Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Februar 2008, S.8
- ⁴³ Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49, Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften, ausgegeben zu Bonn am 31. Oktober 2008
- ⁴⁴ siehe BMWi (2008). Klimaschutz und Energieeffizienz - Forschung, Entwicklung und Demonstration moderner Energietechnologien. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), November 2008, S. 8
- ⁴⁵ vgl. BMWi (2005). Innovation und neue Energietechnologien Das 5. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Juli 2005, S.17ff
- ⁴⁶ siehe auch Franz, O., Wissner, M., Büllingen, F., Gries, C., Cremer, C., Klobasa, M., Sensfuß, F., Kimpeler, S., Baier, E., Lindner, T., Schäffler, H., Roth, W., Thoma, M. (2006). Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy). Bad Honnef: Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Dezember 2006
- ⁴⁷ siehe auch www.e-energie.info, zuletzt besucht 02/2010
- ⁴⁸ vgl. BMWi (2008). Klimaschutz und Energieeffizienz - Forschung, Entwicklung und Demonstration moderner Energietechnologien. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), November 2008, S. 6
- ⁴⁹ vgl. Paula, M., Smoliner, C., Tiefenthaler, B. (2004). FORschung für Nachhaltige Entwicklung FORNE - Rahmenstrategie 2004 plus, Wien: BMBWK, BMLFUW, BMWA 2004
- ⁵⁰ vgl. BMWA/BMViT (2007). Forschungs- und Technologieprogramm Energie der Zukunft 1. Ausschreibung - Leitfaden für die Projekteinreichung Version 2.0. Wien: Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Juli 2007, S. 8
- ⁵¹ BGBl. I Nr. 40/2007: Klima- und Energiefondsgesetz (KLI.EN-FondsG), ausgegeben am 6. Juli 2007
- ⁵² vgl. KLI.EN-FondsG §2
- ⁵³ Vgl. dazu auch EFG Leitlinien: <http://www.veoe.at/10.html?&L=0>, zuletzt besucht 04/2010
- ⁵⁴ vgl. § 7 Z 24 Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz, EIWOG
- ⁵⁵ Vgl.: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/marktregeln/tor>, zuletzt besucht 04/2010
- ⁵⁶ Enbericht Forschungsprojekt IRON-Concept, BmViT, S. 30 ff
- ⁵⁷ Energiestrategie Österreich, Seite 94 und 95; Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend; Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien, März 2010, www.energiestrategie.at, zuletzt besucht 06/2010
- ⁵⁸ Energiestrategie Österreich, Seite 94 und 95; Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend; Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien, März 2010, www.energiestrategie.at, zuletzt besucht 06/2010

Kontakt: Koordinator der Nationalen Technologieplattform Smart Grids Austria
koordinator@smartgrids.at

smartgrids.at



FFG

