

Handlungsfelder zur Weiterentwicklung des Institutionellen Rahmens für Smart Grids in Österreich

Bremer Energie Institut
Forschungsinstitut für
Regulierungsökonomie an der
Wirtschaftsuniversität Wien

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

7/2014

Impressum:

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

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

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

Handlungsfelder zur Weiterentwicklung des Institutionellen Rahmens für Smart Grids in Österreich

Bremer Energie Institut
Forschungsinstitut für Regulierungsökonomie
an der Wirtschaftsuniversität Wien

Beirat

Energie-Control GmbH (E-Control)
Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH (RTR-GmbH)
Österreichs Energie- AG Smart Grids
Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie (FEEI)
Eurelectric
FH Technikum Wien
B.A.U.M. Consult GmbH
Klima- und Energiefonds

Wien, Dezember 2012

Inhaltsverzeichnis

1	Zielsetzung und Hintergrund der Studie	4
2	Themenschwerpunkte.....	12
2.1	Roles, Responsibilities & Regulation	12
2.1.1	Governance in Smart Systems	12
2.1.2	Steuerung der Lastflüsse durch Entgelte/Bepreisung	18
2.1.3	Investitionsvermeidung: Netzausbau versus Smartness	23
2.2	Konvergenz von Energiesystemen und IKT/Telekommunikation	27
2.2.1	Infrastruktur für Datentransport	28
2.2.2	Datenmanagement.....	32
2.2.3	Datenzugang für Dienstleistungsentwickler.....	36
3	Zusammenfassend: Die Matrix	41
	Literatur.....	44

1 Zielsetzung und Hintergrund der Studie

Das zentrale Ziel dieser Studie ist die Identifizierung möglicher Problemfelder im institutionellen Rahmen von Smart Systems in Österreich und die Herausarbeitung des aktuellen Aktionsbedarfs, um diese Problemfelder zu adressieren. Aufbauend auf dem identifizierten Aktionsbedarf wurden Handlungsempfehlungen erarbeitet. Diese Empfehlungen basieren auf einer kritischen Darstellung der einschlägigen Argumente, unter Zuhilfenahme beispielhafter internationaler Erfahrungen. Diese internationalen Beispiele dienen als Inspiration für potenzielle Ansätze in Österreich. Jedoch gilt es zu beachten, dass der bestehende institutionelle Rahmen in Österreich nicht uneingeschränkt mit nationalen Regelungen in anderen europäischen Ländern übereinstimmt. Daher ist eine umfassende Übertragung der internationalen Ansätze auf Österreich nicht immer möglich. Ein eventueller Anpassungsbedarf müsste daher in weiterführenden Untersuchungen spezifiziert werden. Dies ist im Rahmen der vorliegenden Studie nicht abgedeckt. Die identifizierten Handlungsempfehlungen bilden die Grundlage für die Diskussion über mögliche Lösungsansätze in den einzelnen Handlungsfeldern.

Unter dem Begriff Institution wird das von Menschen gestaltete Regelsystem verstanden, das die politische, ökonomische und soziale Interaktion strukturiert (North 1991, S. 97). Dabei kann zwischen informellen Regeln wie Bräuchen, Tradition, Verhaltensregeln und formalen Regeln wie Gesetzen und Eigentums- und Handlungsrechten und -pflichten unterschieden werden (North 1991, S. 97). Im Rahmen dieser Studie wird auf die formalen Institutionen abgezielt. In bildlicher Sprache kann man sagen, dass es sich bei einer Institution um den Regelrahmen handelt, der das Spielfeld absteckt, innerhalb dessen die Akteure agieren können. Dieses Verständnis vom institutionellen Rahmen liegt dieser Studie zugrunde.

Der gesamte institutionelle Rahmen wird dabei durch Maßnahmen der Ordnungspolitik gesetzt. Die Ordnungspolitik unterscheidet zwei wesentliche Handlungsebenen. Diese Handlungsebenen beziehen sich zum einen auf die Art einer Maßnahme und zum anderen auf die institutionelle Ebene, auf der eine Maßnahme ergriffen wird. Die Art der Maßnahmen kann unterschieden werden in Struktur- und Verhaltensmaßnahmen. Verhaltensmaßnahmen werden in Form von Ge- und Verboten dazu verwendet, das Verhalten der Akteure zu lenken, unter der Annahme, dass der institutionelle Rahmen gesamtwirtschaftlich falsche Anreize setzt. Durch Verhaltensmaßnahmen werden die Anreize an sich nicht verändert. Strukturmaßnahmen hingegen greifen die Anreizstruktur auf. Ein Beispiel ist die Fusionskontrolle. Ein Fusionsverbot ist eine Strukturmaßnahme, da eine marktbeherrschende Stellung vermieden wird. Ein Verbot des

Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung ist hingegen eine Verhaltensmaßnahme. Neben der Art der Maßnahme wird in der Ordnungspolitik auch unterschieden, welche institutionelle Ebene eigentlich für eine Intervention zuständig ist. Für den Zweck dieser Studie wird zwischen drei ordnungspolitische Ebenen im gesamten institutionellen Rahmen differenziert:

- 1) Gesetz- bzw. Ordnungsgeber,
- 2) Regulierer und
- 3) Regelungen.

Gesetze haben den Nachteil, dass sie unflexibel und nicht kontextabhängig sind. Für eine flexible ordnungspolitische Anpassung stehen daher die beiden anderen Ebenen im Fokus. So kann eine verzerrte Anreizstruktur häufig durch die Regulierungsbehörde angegangen werden. Allerdings gilt in Österreich, wie in vielen anderen Ländern auch, das ordnungspolitische Leitprinzip, dem Markt weitest gehenden Freiraum zu lassen und nur das Notwendigste zu regulieren. Daher muss nicht zwangsläufig jede Anpassung über die Regulierungsinstanz angegangen werden. Vielmehr ist es in vielen Fällen möglich durch Regelungen die Anreizstruktur selbst zu adressieren und somit den Aufsichtsbedarf durch den Regulierer wesentlich zu verringern. Die Interaktion kann dann auf der Marktebene erfolgen, so dass Regelungen als zusätzliche institutionelle Ebene verstanden werden können. Der entscheidende Vorteil dabei ist, dass mit einer anreizgerechten Anpassung der Regelungen die Akteure innerhalb des Regelrahmens frei agieren können, jedoch durch den Regelrahmen gleichzeitig volkswirtschaftliche Effizienz gewährleistet werden kann, ohne dass beständiger Eingriffsbedarf für den Regulierer besteht. Basierend auf dieser Einschätzung fokussiert sich die vorliegende Studie auf den institutionellen Rahmen und damit auf die Anreizstruktur.



Abbildung 1: Der ordnungspolitische Rahmen und seine Ebenen

Als Hintergrund dieses Ansatzes können die Erfahrungen zum Aufbau des Telekommunikationssektors in Österreich herangezogen werden. Zwar hat sich dieser Sektor in den letzten Jahren sehr dynamisch entwickelt. Es hat sich jedoch auch gezeigt, dass ohne eine Anpassung des institutionellen Rahmens für den Telekommunikationssektor der Markt wesentliche Kriterien wie z. B. den diskriminierungsfreien und kostenorientierten Zugang zu Daten, Diensten oder Marktplätzen, und damit einen umfassenden Wettbewerb, nicht in dem Umfang garantiert hätte, wie dies seit Liberalisierungsbeginn (1997/1998) durch die sektorspezifische ex ante Regulierung ermöglicht wird. So ist der Wettbewerb im österreichischen Markt für mobile und festnetzgebundene Dienstleistungen im europäischen Vergleich als sehr intensiv einzustufen (ECTA, 2010, S. 11; Europäische Kommission, 2012). Fraglich ist derzeit, inwiefern es einer ähnlichen Anpassung im institutionellen Rahmen für Smart Grids bedarf.

Das grundlegende Verständnis von Smart Grids in dieser Studie orientiert sich an der Definition der nationalen Technologieplattform Smart Grids Austria. Gemäß dieser Definition handelt es sich dabei um „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“ (SmartGrids Austria, 2011, S. 14). Die Europäische Kommission beschreibt high level Services, die ein Smart Grid liefern soll (EUC 2011). Daneben werden Funktionalitäten des intelligenten Netzes definiert, die zur Erbringung dieser Services erforderlich sind (EUC, 2011). Unter Smartness wird in dieser Studie im Wesentlichen die Implementierung dieser Funktionalitäten verstanden. Dabei ist zu beachten, dass erwartet wird, dass sich neben den von der Kommission genannten Funktionalitäten in Zukunft neue Funktionalitäten entwickeln werden. Die Smart Grid Infrastruktur und der institutionelle Rahmen sollten diese Entwicklung zulassen und unterstützen (EUC, 2011).

Im Kontext der Entwicklung zu „Smart Grids“ werden sich auch die Märkte weiterentwickeln, auf denen die Akteure des Stromsystems interagieren. Zusammengefasst können diese beiden Sphären – „Smart Grids“ und „Smart Markets“ – als „Smart System“ verstanden werden. Dieses weitere Verständnis wurde auch vom VDE aufgegriffen. Demnach kann unter einem Smart System ein Rahmen verstanden werden, in dem neben den IKT- und Stromnetzanforderungen auch die Verantwortlichkeiten, Marktregeln, Geschäftsmodelle, Tarifstrukturen sowie Anreizsysteme definiert und aufeinander abgestimmt werden (VDE, 2012). Grundsätzlich kann zudem davon ausgegangen werden, dass ein Smart System sich nicht nur auf die Strom-, sondern auf die Energieversorgung im Allgemeinen bezieht. Allerdings fokussieren sich die Ausführungen zunächst nur auf den Strombereich.

Die folgende Abbildung illustriert die verschiedenen Ebenen, die in einem Smart System relevant sind. Im Kern der Betrachtung der vorliegenden Studie steht der Netzbe-

reich, der sich im Zentrum der Abbildung wiederfindet. So wird adressiert, welche neuen Ansätze mit Bezug zu diesem Kernbereich bisher diskutiert werden und welche institutionellen Anforderungen sich daraus für den Netzbereich, aber auch über diesen hinaus für die anderen Ebenen des Smart System, ergeben.

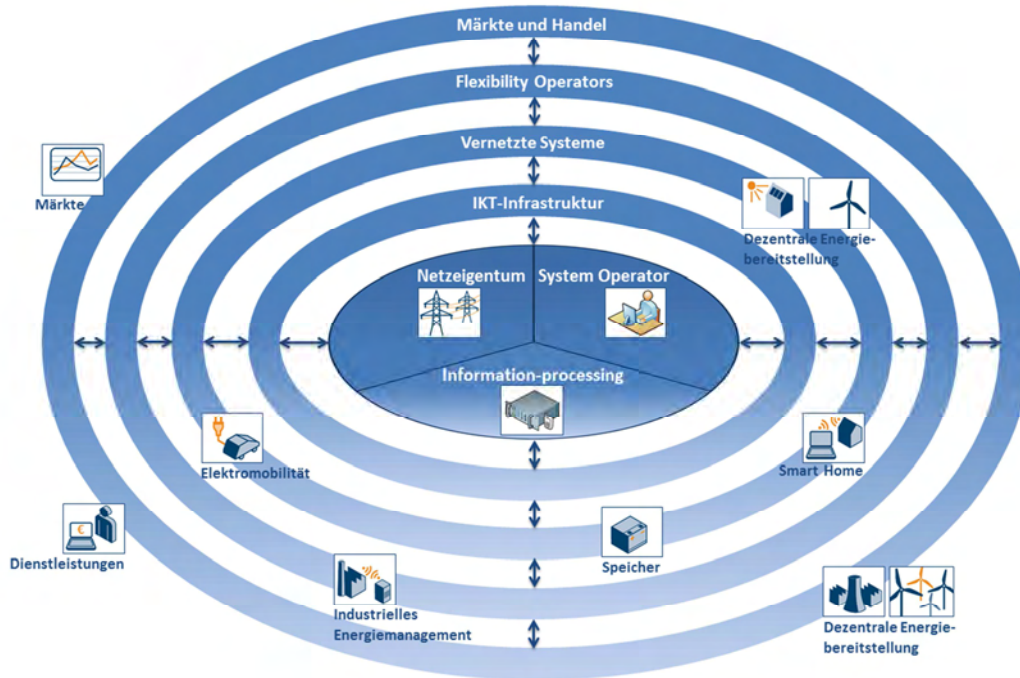


Abbildung 2: Die verschiedenen Ebenen des Smart System

Quelle: Eigene Abbildung, basierend auf (acatech, 2012)

Die Studie orientiert sich damit an der Aufteilung der Wertschöpfungskette im Stromsektor in die zwei Bereiche: Netz und Markt. Die folgende Abbildung greift die Abgrenzung des Kernbereichs Netz von den anderen Bereichen auf.

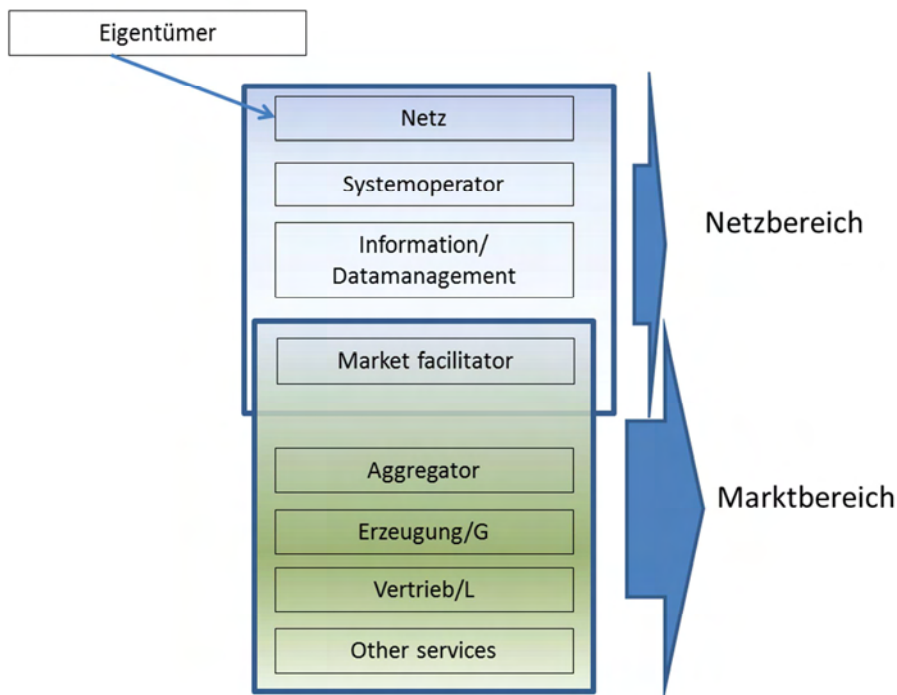


Abbildung 3: Die Wertschöpfungskette im Stromsektor

Der Netzbereich konstituiert die physikalische Plattform, auf der die Aktivitäten aller Akteure aufbauen. Dieser Bereich kann weitestgehend als monopolistisch charakterisiert werden. Aus diesem Charakteristikum leitet sich ab, dass der Eingriffs- und Aufsichtsbedarf im Netzbereich nach wie vor sehr hoch ist.

Wie anhand der Abbildung deutlich wird, ist der Netzbereich in drei separate Unterbereiche aufgeteilt:

1. die eigentliche Netzinfrastruktur (bzw. deren Eigentum),
2. Systembetrieb (system operation) und
3. Informations-/Datenmanagement (inkl. der benötigten IKT-Infrastruktur).

Aktuell liegt in vielen Ländern die Verantwortung für den gesamten Netzbereich vollständig beim Netzbetreiber. Dieser ist Eigentümer des Netzes und betreibt es basierend auf einem umfassenden Informations- und Datenmanagement. Der Marktbereich umfasst hingegen die kommerziellen Geschäftsfelder mit Erzeugung und Vertrieb. Bereits heute entwickeln sich hier neue Dienstleistungen und Anbieter, wie etwa Contracting. Vorausgesetzt, dass die wesentlichen Rahmenbedingungen für den Markt gesetzt sind, kann davon ausgegangen werden, dass der Marktbereich weitgehend ohne Regulierung auskommt. Wesentlich ist, dass ein neutraler Zugang der Marktakteure zu den Einrichtungen des Netzbereichs gesichert ist, um die effektive und effiziente Entwicklung von Geschäftsmodellen im Marktbereich sicherzustellen. Das Daten- und Informationsmanagement dient hier als Schnittstelle zwischen Netz und Markt. Diese Schnittstelle wird mit der zunehmenden Komplexität der Smart Systems immer be-

deutsamer. In der aktuellen Diskussion zu Smart Systems in Österreich werden drei Netzzustände unterschieden, die jeweils einer unterschiedlich weitreichenden Intervention durch institutionelle Regeln bedürfen. Dem Daten- und Informationsmanagement kommt hier insbesondere die Rolle zu, marktbasierende Interaktionen zu ermöglichen, d. h. die Grundlage für den Normalbetrieb (grün) zu legen und eine Plattform für die marktbasierende Bereitstellung von Systemdienstleistungen (gelb) zu bieten. Im Bereich kritischer Netzzustände (rot) sind Marktmechanismen nur eingeschränkt nutzbar. Zur Sicherung des Betriebs liegen zentrale Eingriffsrechte hier beim Systembetreiber.

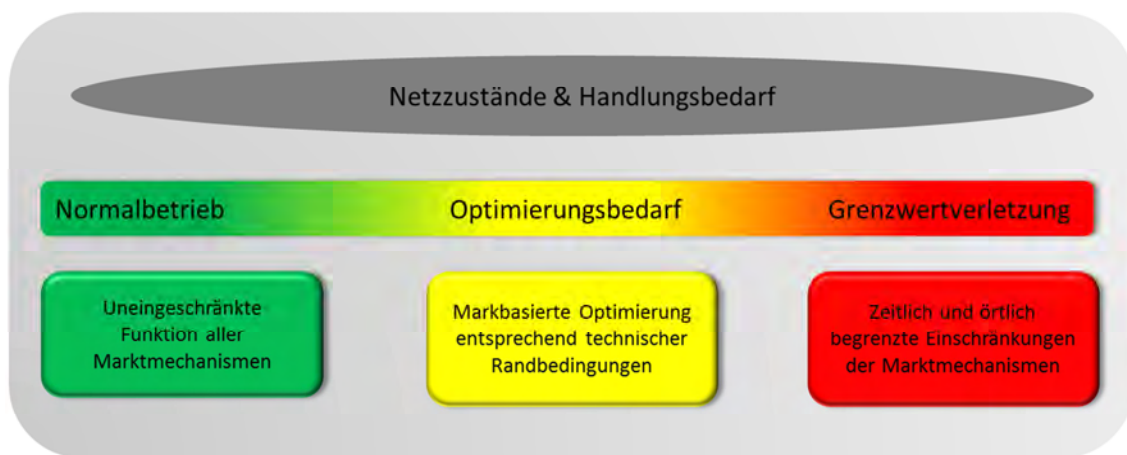


Abbildung 4: Die drei Netzzustände und der Handlungsbedarf zur Sicherung des Betriebs in Smart Grids

Im Rahmen des Daten- und Informationsmanagements werden die wesentlichen Daten gesammelt, verarbeitet und als Information verteilt. Diese Ebene umfasst im Grunde wiederum drei Teilbereiche:

1. Infrastruktur für den Datentransport,
2. Datenmanagement und
3. Datenzugang für Dienstleistungsentwickler.

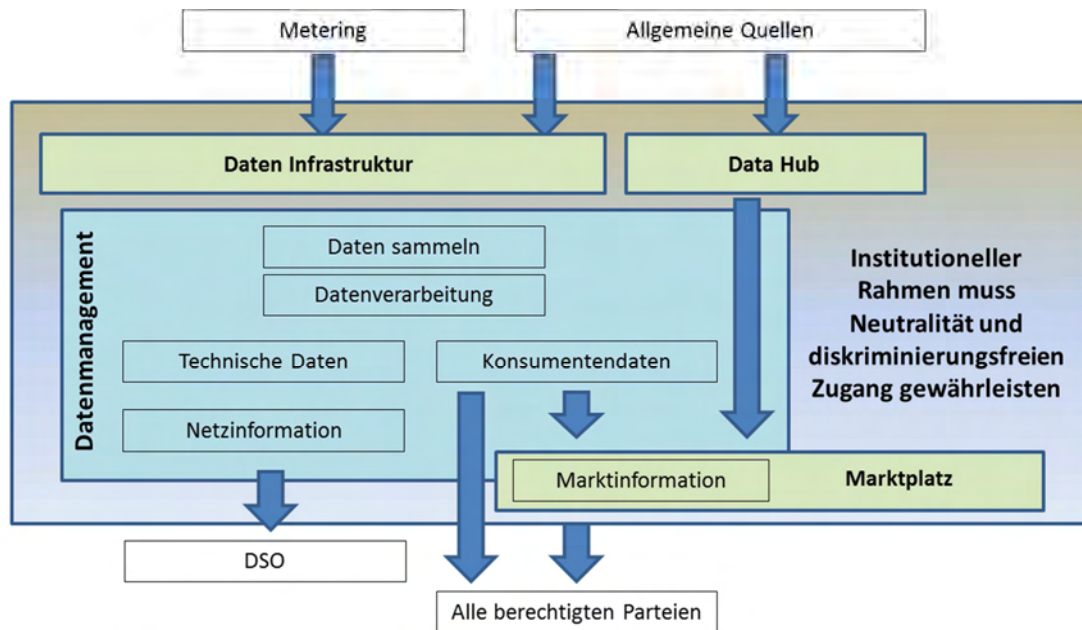


Abbildung 5: Die Informations- und Datenmanagementebene

Der Informations- und Datenmanagementebene kommt sowohl in technischer wie auch institutioneller Sicht eine elementare Funktion im Smart System zu. Zum einen sollte diese Ebene Datensicherheit und Datenschutz garantieren. Zum anderen sollte für potenzielle Marktakteure der Zugang zu relevanten Daten geschaffen werden, basierend auf weitestgehender (aber zielführender) Daten- und Informationstransparenz, einem diskriminierungsfreien Zugang, sowie standardisierten Datenformaten. Der diskriminierungsfreie Zugang zu den Informationen ist aus wettbewerbspolitischer Sicht eine wesentliche Voraussetzung und bedarf aus diesem Grund besonderer Beachtung. Eurelectric (Lorenz, 2012, S. 12) beschreibt die Rolle der Netzbetreiber als „market facilitator“ sehr treffend und betont, dass diese eine „... transparent and non-discriminatory data dispatch platform“ beinhaltet. Demnach ist die zentrale Frage, wie die Transparenz und Diskriminierungsfreiheit einer solchen Plattform garantiert wird.

Standardisierte Datenformate ermöglichen die Implementierung von Schnittstellen unabhängig davon, in welchem Netzgebiet sich ein Kunde befindet und sind u. U. Voraussetzung dafür, dass sich Geschäftsmodelle für Drittanbieter realisieren lassen, da diese ansonsten viele Einzellösungen entwickeln müssten. Daher stehen die Datenmanagement- und Informationsebene und ihre drei Teilbereiche im Fokus des zweiten Abschnitts, der sich der Schnittstelle zwischen Netz- und Marktbereich widmet.

Die genaue Ausgestaltung der Informations- und Datenmanagementebene ist derzeit noch weitgehend offen. Es gibt Anhaltspunkte, dass die innerhalb der EU bestehenden Marktmodelle bisher keine strukturierte Informationsebene beinhalten und die Zugangsbestimmungen der Akteure zu entsprechenden Informationen in den Mitgliedsstaaten variieren. Weitere Untersuchungen sind notwendig, um mehr Klarheit in diesem Punkt zu schaffen. Vor diesem Hintergrund identifiziert die Studie folgende Bereiche

als institutionelle Problemfelder, die weiterer Aufmerksamkeit der zuständigen Akteure bedürfen. Bei dieser Liste handelt es sich um eine Auswahl aus einer Vielzahl von Problemfeldern, die basierend auf Expertengesprächen und dem Hintergrund der Studie getroffen wurden:

1. Roles, Responsibilities and Regulation

1.1. Governance in Smart Systems

Das System befindet sich in einem Spannungsfeld zwischen einer abgestimmten, optimalen Entwicklung des Gesamtsystems und dem diskriminierungsfreien Zugang für alle Parteien. Welche Governance Struktur geht am besten mit diesem Spannungsfeld um?

1.2. Steuerung der Lastflüsse durch Entgelte/Bepreisung

Die zunehmenden dezentralen Strukturen erfordern eine bessere Abstimmung zwischen Erzeugern und Abnehmern. Wie kann eine flexible Entgeltsystematik zu einer effizienten Koordination beitragen?

1.3. Investitionsvermeidung: Netzausbau versus Smartness

Potenziell können verschiedene Formen von Smartness zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen beitragen. Fraglich ist, ob über das derzeitige Anreizsystem, mit seinen Nebenbedingungen der Effizienz und Versorgungssicherheit, hinausgehende Anreize benötigt werden.

2. Konvergenz von Energiesystemen und Informations- & Kommunikationstechnologie (IKT)

2.1. Infrastruktur für Datentransport

Es ist derzeit noch ungeklärt, welche Technologie und welche Akteure zur Organisation des Datentransports in Smart Systems aus volkswirtschaftlicher Sicht optimal sind. Die institutionelle Herausforderung ist, ein technologie- und anbieterneutrales Spielfeld zu schaffen, auf dem sich immer die optimale Lösung entwickeln kann.

2.2. Datenmanagement

Die Datenverwaltung ist der zentrale Aspekt im Smart System. Die institutionelle Neutralität im Bereich der Datenverwaltung ist aus verschiedenen Gründen wesentlich. Fraglich ist, wie diese gewährleistet werden kann.

2.3. Datenzugang für Dienstleistungsentwickler

Die Einbindung von Dienstleistungsentwicklern in das Smart System kann die Innovationsdynamik in einem Markt wesentlich erhöhen. Fraglich ist, wie in den entwickelnden Marktplätzen im Smart System ein barrierefreier Zugang dieser Akteure sichergestellt werden kann.

2 Themenschwerpunkte

2.1 Roles, Responsibilities & Regulation

Der erste Themenschwerpunkt fokussiert sich auf den Netzbereich. Steigende Anteile dezentraler Erzeugung und nachfrageseitiger Flexibilität verändern die Anforderungen an die Rolle der Verteilnetzbetreiber in Smart Systems. Die Rolle des DSO wird aktiver. Eine Zusammenarbeit mit und Koordination von den (dezentralen) Akteuren ist notwendig, da deren Aktivitäten einen großen Einfluss auf das Verteilnetz haben. Zudem wächst die Bedeutung der „Grid Communication“. Die Bereitstellung von Informationen für den Netzbetreiber und andere Dienstleister wird immer wichtiger (EU EG 3, 2011, S. 28/29). Hier lassen sich drei aktuelle Herausforderungen identifizieren, die jeweils in den folgenden Unterkapiteln aufgegriffen werden. Zum einen ist fraglich, wie die (de)zentralen Plattformen zur Datenverwaltung organisiert werden sollen (2.1.1). Zum anderen gilt es Mechanismen zu entwickeln, die eine Koordinierung zwischen den dezentralen Strukturen ermöglichen (2.1.2). Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob und wie seitens der Regulierung ein über das derzeitige System hinausgehender Anreiz gesetzt werden soll, um durch die Einbindung von IKT den Netzausbau zu optimieren (2.1.3).

2.1.1 Governance in Smart Systems

Hintergrund

Durch die Entwicklung hin zum Smart System wird das Stromverteilnetz zunehmend zu einer Plattform für viele dezentrale Akteure. Eine wesentliche Herausforderung besteht vor diesem Hintergrund darin, barrierefreie und neutrale (dezentrale) Plattformen zur Koordinierung im Smart System zu etablieren. Dieser Bedarf leitet sich aus der zunehmenden Anzahl von Akteuren ab, die wiederum auf das steigende kommerzielle Interesse in Smart Systems zurückzuführen ist. Dieser steigende kommerzielle Aspekt bedingt Strukturen im Hinblick auf die Verwaltung und den Zugriff auf Daten, um Neutralität und Barrierefreiheit sicherstellen zu können. Die gesicherte Diskriminierungsfreiheit wird z. B. auch von Eurelectric betont (vgl. Lorenz 2012, S. 12).

Dieses Problem und das sich daraus ergebende Spannungsfeld zwischen Neutralität und Koordination sind nicht neu, sondern wurden bereits ausführlich im Kontext der Übertragungsnetze diskutiert. Neu ist, dass diese Diskussion nun allmählich die Verteilnetzebene erreicht. Zwar ist im Rahmen des dritten Energiebinnenmarktpaketes in Richtlinie 2009/72/EG der institutionelle Rahmen für die Verteilnetze festgeschrieben worden und die Mitgliedsstaaten wurden aufgefordert, Smart Grids zu fördern, wo dies sinnvoll ist. Allerdings wurden diese Rahmenbedingungen nicht vor dem Hintergrund

von Smart Systems entwickelt. Aus den Diskussionen der EU Task Force Smart Grids¹ geht hervor, dass aus diesem Grund die Thematik zur Governance schnell an Relevanz für die Entwicklung von Smart Systems gewinnt. Die „Mapping & Gap Analyse“ der European Electricity Grids Initiative (Hribernik et al. 2012, S. 16) weist zudem darauf hin, dass die technischen Herausforderungen für virtuelle Kraftwerke (VPP) und Energiedienstleistungen weitgehend gemeistert sind, während die Beziehungen zwischen den Akteuren und der institutionelle und ökonomische Rahmen insbesondere auf lokaler Ebene ein wichtiges Thema sind (Resch & Pier 2012, S. 35/36). Neben der generellen Organisationsform ist eine zentrale Frage, welche Akteure Zugriff zu welchen Daten benötigen.

Die aktuelle Diskussion zur Governance greift mehrere Modelle auf, die im Folgenden kurz skizziert werden. Eine detaillierte Analyse der verschiedenen Modelle ist notwendig. Dabei sollten auch die Vor- und Nachteile von strukturellen Lösungen und Verhaltensregulierung berücksichtigt werden. Für die Bewertung sollten Anforderungen an die Modelle definiert werden, die z. B. in Form von Szenarien berücksichtigen, wie der Markt zukünftig aussehen soll. Wesentlich bei der Bewertung dieser Modelle ist, dass zum einen eine möglichst effiziente Koordination zwischen den Marktakteuren und dem Netzbetreiber ermöglicht wird, jedoch gleichzeitig die Neutralität des Netzbetreibers gesichert bleiben muss. Die folgenden Beispiele beziehen sich primär auf unterschiedliche institutionelle Lösungen zur Organisation des Austauschs von Informationen in Smart Systems. Inwiefern das technische Datenmanagement davon berührt wird und ob die Art der Organisation (zentral vs. dezentral) ebenfalls die Art der Speicherung der Informationen (zentral vs. dezentral), determiniert, muss in einem späteren Dialog spezifiziert werden.

Das erste Modell basiert auf dem Ansatz „DSO as market facilitator“ (vgl. Lorenz 2012). Hier liegt die umfassende Netzverantwortung beim Verteilnetzbetreiber (DSO) (vgl. Abbildung 5). Ein weitgehend ähnliches Konzept wird im US-amerikanischen Kontext von Fox-Penner (2010, S. 189) unter der Bezeichnung „energy service utility“ (ESU) skizziert. Das wesentliche Charakteristikum dieses Modells ist, dass die gesamte Netzverantwortung beim DSO liegt und dieser gleichzeitig im kommerziellen Bereich aktiv ist. Im Grunde ist dieses Modell eine Verfestigung des gegenwärtigen institutionellen Rahmens. Dieses Modell sichert ein hohes Maß an Koordination, jedoch bleibt unklar, wie die Neutralität gesichert wird. Die zentrale Frage ist, ob die generelle Anforderung an die Netzbetreiber, Neutralität und Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten, ausreicht, oder ob eine klare Trennung zwischen reguliertem und liberalisiertem Bereich erfolgen sollte.

¹ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm

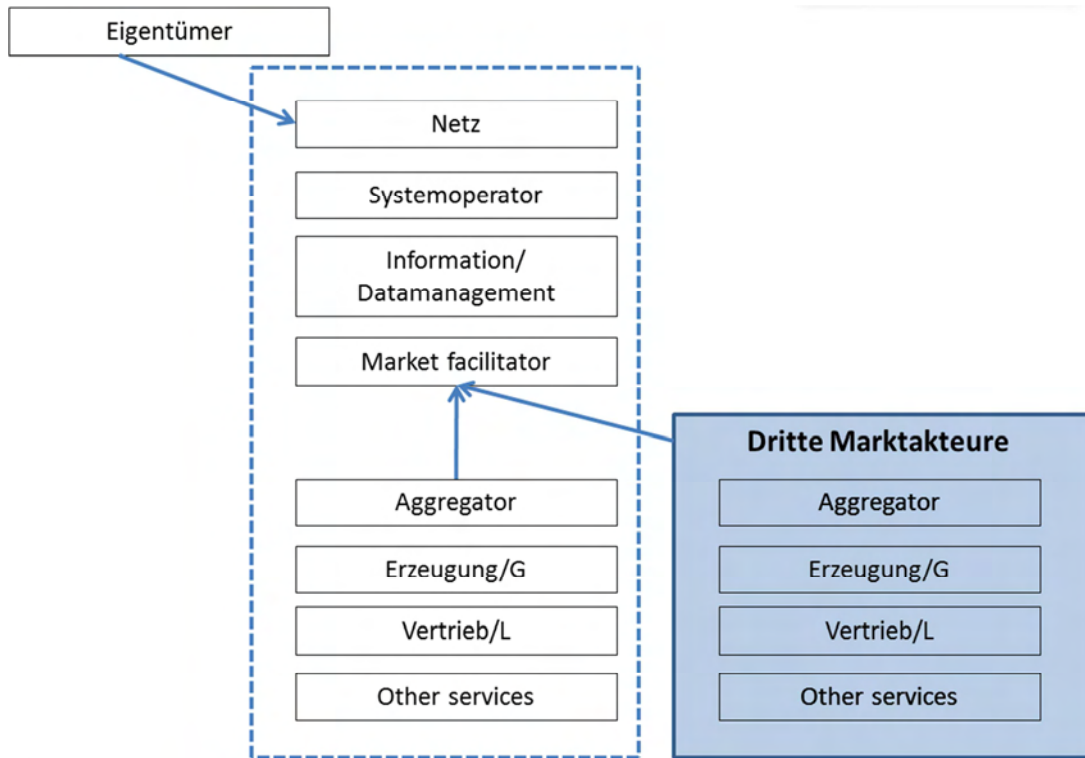


Abbildung 6: DSO als „market facilitator“.

Die klassische Alternative ist in Abbildung 6 dargestellt. Dieses zweite Modell beruht auf der Vorstellung, dass der DSO die Plattform (also den Netzbereich) bereitstellt, jedoch nicht im kommerziellen Bereich aktiv wird. Fox-Penner (2010, S. 175) bezeichnet dieses Modell als den „Smart Integrator“. In Europa gibt es ein solches Modell eigentlich nur in den Niederlanden, da hier auch die Eigentumsentflechtung auf Verteilnetzebene weitestgehend umgesetzt wurde. Im Vergleich zum gegenwärtigen Energiebinnenmarktpaket erfordert dieses Modell wesentliche Veränderungen. Zwar sichert das Modell Neutralität, jedoch wird die Koordination zwischen der Netz- und der Marktebene wesentlich erschwert. Internationale Erfahrungen (z. B. Neuseeland) und auch die theoretische Literatur (Agrell & Bogetoft, 2011 und Friedrichsen, 2012) suggerieren, dass der Koordinationsverlust schwerer wiegt als die gewonnene Neutralität, insbesondere für ein sich entwickelndes Smart System.

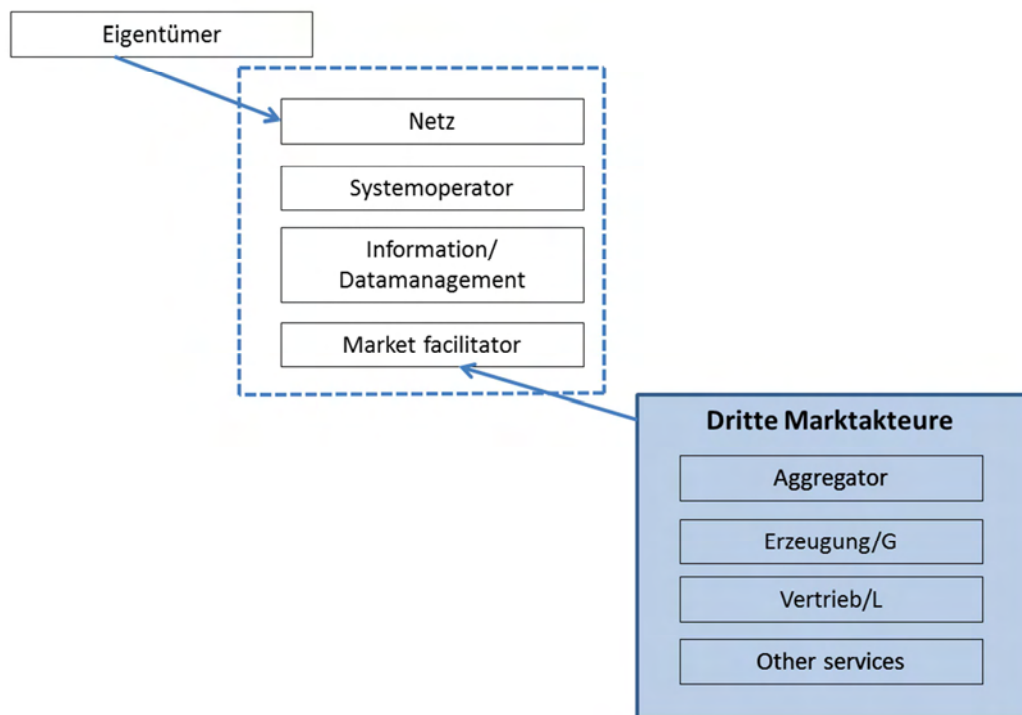


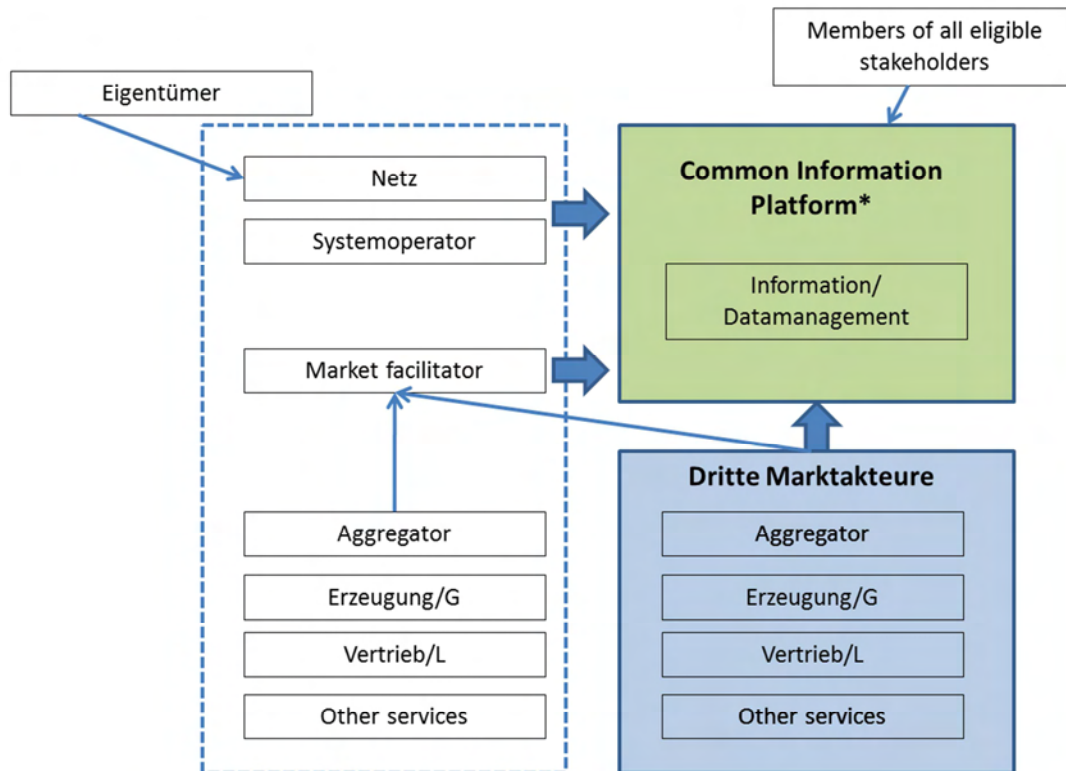
Abbildung 7: Der Netzbetreiber als „Smart Integrator“

Da in einem sich entwickelnden System der Koordinierungsbedarf entscheidend ist, erscheint es sinnvoll, in der Entwicklungsphase möglichst viel Integration zuzulassen und weitestgehend auf Einschränkungen zu verzichten, soweit Neutralität sichergestellt ist. Die Kernthematik in dem Spannungsfeld zwischen Koordination und Neutralität liegt im Bereich „Information/Datenmanagement“. Dieser Bereich bildet die Grundlage für die weiteren Entwicklungen im Smart System.

Um einen hohen Grad an Koordination bei gleichzeitiger Neutralität zu gewährleisten, könnte eine Common Information Plattform (CIP) eingerichtet werden. Eine solche CIP wäre eine not-for-profit Institution, deren Mitglieder sich aus den Stakeholdern eines Smart Systems konstituieren. Es wäre denkbar, dass sich je Versorgungsgebiet eines Netzbetreibers auch eine CIP etabliert. Dementsprechend bedeutend wäre auch die Rolle eines Netzbetreibers in der jeweiligen CIP. Eine CIP ist im Grunde nicht mehr als ein Entscheidungsgremium. Es führt die Aufgaben (Datentransport, Datenmanagement und Multi-Service Portal) nicht notwendigerweise selbst aus, sondern

- 1) stellt die Spielregeln auf,
- 2) sichert Datenschutz und Datensicherheit,
- 3) kann als Schlichtungsstelle auftreten,
- 4) sichert, dass der Zugang zu Information diskriminierungsfrei ist und
- 5) schreibt bei Bedarf einzelne Aufgaben diskriminierungsfrei aus. Diese einzelnen Aufgaben können durchaus beim DSO oder aber auch bei Dritten anfallen, je nach dem, was dem CIP-Board sinnvoller erscheint.

Diese Vorstellung einer CIP ist in Abbildung 7 dargestellt. Die Plattform ist damit eine Stakeholdervertretung an der alle Akteure, wie der DSO, Aggregatoren, Erzeugung (G), Vertrieb (L) und other services teilnehmen. Die CIP ist wiederum Ansprechpartner in Bezug auf Informationen für sowohl dritte Marktakteure als auch Netzbetreiber/Systemoperator.



* CIP ist eine neutrale Institution, die den Rahmen für das Datenmanagement setzt, jedoch nicht unbedingt eine ausführende Funktion, wie etwa Datenspeicherung, übernehmen muss.

Abbildung 8: Common Information Plattform (CIP)

Lage in Österreich und internationale Erfahrungen

In Österreich ist im Zuge des rechtlichen Unbundlings der Netzbereich vom Marktbereich weitestgehend auf juristischer Ebene getrennt. Darüber hinaus ist im Rahmen des organisatorischen Unbundlings der Daten- und Informationsfluss zwischen dem Netz- und dem Marktbereich zumindest in dem Fall verhindert, in dem es sich nicht um diskriminierungsfrei zugängliche Informationen für alle Marktakteure handelt. Diese informationelle Entflechtung kann als eine firewall zwischen den Bereichen Netz und Markt verstanden werden. Allerdings fallen einige der ca. 130 Verteilnetzbetreiber unter die de-minimis-Regelung und sind somit von den Anforderungen des rechtlichen und operationellen Unbundling ausgenommen. Neutralität und Diskriminierungsfreiheit sind in Österreich gesetzlich festgeschrieben und gelten für alle Verteilernetzbetreiber, z. B. für Smart Meter Daten oder die Wechsellplattform. Es ist abzuwarten, ob

diese gesetzliche Vorschrift in der Praxis fruchtet, oder ob eine strukturelle Lösung erforderlich wird.

In der Praxis wurden in Österreich bisher erste Erfahrungen mit dem Aufbau von Smart Grids unter dem gegebenen institutionellen Rahmen gemacht. So legt etwa die Smart Grid Modellregion Salzburg den Fokus der Umsetzung auf die Entwicklung der Technik und der Analyse des Kundenverhaltens und der Kundenakzeptanz. Institutionelle Fragestellungen sind bisher gering untersucht. Der Verteilnetzbetreiber übernimmt i.d.R. eine zentrale Rolle. In den Projekten DG Demonetz und DG Demo LV der Modellregion Salzburg sind beispielsweise die Stabilisierung des Netzes und Maßnahmen wie Verteilnetzautomatisierung und Spannungsführungskonzepte zentral. Die Regelung erfolgt(e) durch den Netzbetreiber (Resch & Pier 2012, Strebl 2012). Die Erfahrungen aus den Modellregionen orientieren sich also derzeit vermehrt an dem „DSO as market facilitator“-Modell.

International finden sich verschiedene Ansätze, die zumeist ebenfalls zentral organisiert sind.

In Dänemark befindet sich beispielsweise aktuell ein zentraler Data Hub im Eigentum des TSO im Aufbau. Alle Marktparteien sind dazu verpflichtet, ihre Daten an den Data Hub zu liefern, dieser stellt sie kostenlos für alle Marktparteien (im Rahmen der Datenschutzbestimmungen) zur Verfügung. Die DSOs sind dafür verantwortlich, die Daten zu liefern und tragen die Verantwortung für die Richtigkeit der Daten.

In Ontario/Canada wurde ebenfalls ein zentrales System aufgebaut, jedoch basierend auf einem Independent Electricity System Operator (IESO). Bereits 4,5 Millionen intelligente Zähler wurden in Haushalten installiert. Die Daten dieser Zähler werden in einem zentralen System gespeichert und verwaltet, dem Meter Data Management and Repository (MDM/R). Über diese zentrale Plattform werden 80 Retailer und andere Marktakteure mit Daten über den stündlichen Verbrauch der Nutzer versorgt und ein Time-of-use-Tarifsystem (TOU) betrieben. Der IESO ist ein Beispiel für das CIP-Modell.

Die E-Energy Projekte in Deutschland verfolgen unterschiedliche Ansätze. Ein Kernpunkt der Projekte ist die Koordination über einen (dezentralen) Markt. Es werden unterschiedliche Ansätze bezüglich des Marktbetriebs und der Steuerung gewählt. Im Projekt MeRegio laufen z. B. die Daten beim Verteilnetzbetreiber zusammen und die aktuelle Energieverfügbarkeit beeinflusst den Preis. In den Projekten RegModHarz und eTelligence wird dagegen eine neue Rolle für den Betrieb der Marktplattform vorgesehen. Der Netzbetreiber ist ebenfalls Akteur auf dem Marktplatz. Um auch für kleine Akteure den diskriminierungsfreien Zugang zu sichern, wird z. B. im Projekt moma die (neue) Rolle des Aggregators vorgesehen und auf Automatisierung gesetzt. Auch in RegModHarz ist die neue Rolle des Poolkoordinators von zentraler Bedeutung (B.A.U.M. 2012, S. 11).

Aktionsempfehlung 1

Mit der Entwicklung von Smart Systems muss sich auch der organisatorische Rahmen im Bereich der Energieversorgung weiterentwickeln. Insbesondere die steigende Anzahl von neuen Akteuren soll gleichberechtigt integriert und so über den Wettbewerb die Innovationskraft dritter Akteure ausgeschöpft werden. Es gilt, den großen Abstimmungsbedarf zwischen den dezentralen Akteuren zu organisieren und den diskriminierungsfreien Zugang zu wesentlichen Einrichtungen des Smart Systems wie beispielsweise Daten sicherzustellen. Darüber hinaus sollte spezifiziert werden, welche Akteure im welchen Umfang Zugang zu Daten haben bzw. überhaupt benötigen. Basierend auf einer Definition der Anforderungen an eine institutionelle Lösung zur Organisation der Smart Systems sollten die derzeit auf der EU-Ebene diskutierten unterschiedlichen Modelle hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile analysiert und ihrer Anwendbarkeit auf die österreichische Situation (bspw. auf Basis einer Szenario Analyse im Hinblick auf die verschiedenen Entwicklungsmöglichkeiten des Marktes im Smart System) geprüft werden.

2.1.2 Steuerung der Lastflüsse durch Entgelte/Bepreisung

Hintergrund

In den Stromnetzen wird inzwischen der Strom nicht mehr nur ‚von oben nach unten‘ durchgeleitet. Das Verteilnetz wird vielmehr immer stärker zur Energieinsel mit Autobahnen zur Außenwelt. Durch den Zuwachs an erneuerbaren Energien, dezentraler Erzeugung und an flexibler Nachfrage sowie durch Smart Systems im Allgemeinen werden künftig Netzinvestitionen nötig. Eine optimierte Abstimmung zwischen Einspeiser und Abnehmer könnte einen Beitrag dazu leisten, vermeidbare Investitionen tatsächlich zu vermeiden und die Auslastung der Netze zu verbessern. Es ist volkswirtschaftlich ineffizient, das Netz für die maximale Last auszubauen, obwohl die maximale Last nur in wenigen Stunden benötigt wird.

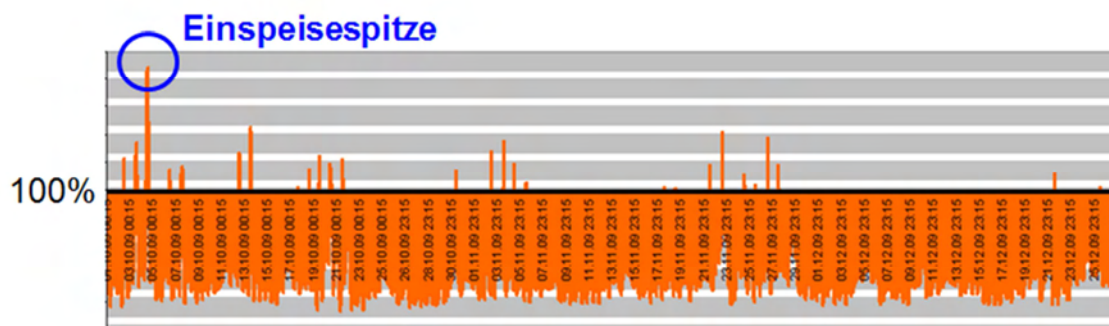


Abbildung 9: Einspeiseleistung vs. aktuelles Netzaufnahmevermögen

(Ausschnitt aus Wolfram, 2011)

Die Steuerung von Einspeisung und Abnahme kann durch differenzierte Bepreisung von Netzen und Energie erreicht werden. Innovationen in den Bereichen IKT und innovatives Netzmanagement ermöglichen in Zukunft komplexere Entgeltsystematiken. Die zeitnahe Umsetzung einer adäquaten Entgeltsystematik ist deshalb entscheidend für die effiziente Entwicklung und das Funktionieren von Smart Systems. Entsprechende Bepreisungsmodelle gewinnen inzwischen weltweit an Bedeutung.²

Grundsätzlich könnte eine Flexibilisierung zum einen im Netzbereich (Netzentgelte) ansetzen oder sich auf den Marktbereich (Stromtarife) beziehen. Dabei stellen die Netzentgelte für den Endkunden allerdings nur einen Anteil dar, die Steuermöglichkeiten sind daher begrenzt. Um eine stärkere Wirkung zu erreichen, müssten sowohl Netzentgelt wie Energiepreis flexibilisiert werden. Insbesondere im Netzbereich ist die Beteiligung der Einspeiseseite an den Netzentgelten eine Voraussetzung für die Steuerung von Einspeisern durch Netzbepreisung. In einer Versorgungskette, bei der Einspeisung, Netz und Abnahme in einer unumgänglichen und symmetrischen vertikalen Beziehung stehen, fallen Kosten und Entgelte letztendlich bei den Endverbrauchern an, unabhängig davon, wo in der Kette die Entgelte abverlangt werden (Kostenüberwälzung). Im Smart System kann das Netz als Bindeglied immer stärker umgangen werden, während gleichzeitig die eindeutige Abgrenzung von Einspeiser und Abnehmer verschwimmt. Die zunehmende Asymmetrie in der Versorgungskette bedingt einen steigenden Bedarf an (zeitlicher, örtlicher und mengenmäßiger) Steuerung der Einspeiser und Abnehmer. Dementsprechend rückt auch die stärkere Einbindung der Einspeiseseite in die Netzentgelte in den Vordergrund.

Weiterhin zeichnet sich ab, dass Netzanschluss und -kapazität in Zukunft die Netzbewertung als Treiber für Netzentwicklung ablösen werden. Immer öfter haben größere

² Vgl. z. B. "Distribution Pricing and Tariff Structure" Panel bei der Jahrestagung 2011 der IEEE Power & Energy in Detroit. Zudem wird für die Jahrestagung 2012 in San Diego ein Panel zu "Dynamic Pricing for Distribution Networks" geplant.

Kunden oder Gruppen von Kunden (als Netzinseln) eine fast ausgeglichene Energiebilanz, dabei verringert sich die maximal über das Netz bezogene Leistung aber unter Umständen nicht wesentlich. Meist (z. B. bei fluktuierender Einspeisung von Solaranlagen) wird aber ein Ausgleich durch das Netz weiterhin erforderlich sein. Die gesamte Netznutzung ist also gering, die Nachfrage nach Netzkapazität unter Umständen aber sehr groß. Eine „Durchschnittsbepreisung pro kWh“ setzt Anreize, die Netznutzung weiter zu verringern und ist deshalb nicht länger zielführend. Dynamische Bepreisung, wie etwa Kapazitätsbepreisung („flat rates“ für das Netz) und die Bepreisung der Netznutzung in Extremfällen (Spitzenlasttarifizierung), scheint eher geeignet, die Kosten für das Netz zu decken und verursachergerecht zu verteilen.³

Dynamische Energiebepreisung kann darüber hinaus einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten. Erneuerbare Quellen stellen Energie an bestimmten Orten zeitweise zu extrem niedrigen Grenzkosten zur Verfügung, während zu anderen Zeiten die Nachfrage durch teure Back-Up Kapazität befriedigt werden muss. Zeitlich und örtlich variable Preise können die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien signalisieren und flexible Nachfrage dazu anreizen, gezielt diese zeitweise bzw. lokal günstig verfügbare Energie aufzunehmen. Progressive Tarife erzeugen darüber hinaus Anreize zur Energieeinsparung im Allgemeinen. Die effektive Umsetzung dynamischer Bepreisung für die verschiedenen Nutzer ist noch recht unklar; eine optionale, also freiwillige Einordnung der unterschiedlichen Nutzer in verschiedene Tarifstrukturen erscheint vielversprechend. Zu klären ist aber insbesondere, welche Anreize die einzelnen Akteure (Einspeiser, Abnehmer, Netzbetreiber, Energielieferanten, etc.) haben bzw. bräuchten, um die gewünschte Koordination im System zu erreichen. In diesem Zusammenhang sind die institutionellen Rahmenbedingungen hinsichtlich der Tarifgestaltung mit der Möglichkeit von variablen und flexiblen Netzentgelten und Energiepreisen entscheidend.

Der Zuwachs an erneuerbaren Energien, dezentraler Erzeugung und flexibler Nachfrage und das Entstehen von Smart Systems haben darüber hinaus massive Auswirkungen auf die Interaktion zwischen den Netz- und Wertschöpfungsebenen. Insofern diese im Eigentum unterschiedlicher Firmen (Netzbetreiber, Energielieferanten, -versorger) sind, werden netz- und stufenübergreifende Effekte nicht firmenintern abgestimmt, sondern müssen vertraglich und über Preissignale internalisiert werden. Die Zielsetzung von Preisdifferenzierung im Energiebereich kann dabei auch der Netzoptimierung entgegenlaufen. Deshalb ist auch die Kaskadenstruktur der Netzentgelte und Energiepreise zwischen den Ebenen entscheidend für eine optimale Netzentwicklung.

³ Spitzenlasttarifizierung für das Netz ist jedoch nicht unmittelbar intuitiv, weil sich die Netzkosten nicht dynamisch verändern. Gemäß des aus der Volkswirtschaftslehre bekannten Konzepts der Opportunitätskosten oder der Kapazitätsbepreisung spiegelt jedoch unterschiedliche Tarifizierung lediglich die unterschiedlichen Kapazitätsansprüche bzw. die unterschiedliche Benutzung wider.

Ein Problem der zeitlichen und örtlichen Dynamisierung von Tarifen sind die Verteilungseffekte. Es ist zu klären, wie damit umgegangen wird, dass es sowohl Gewinner wie auch Verlierer bei dynamischen Tarifen geben könnte. In der Debatte werden z. B. soziale Gerechtigkeit und regionale Ungleichbehandlung genannt. Diese Themen müssen adressiert werden. Möglicherweise können die Tarife z. B. so gestaltet werden, dass zwar eine Verbesserung, aber keine Verschlechterung gegenüber dem Basistarif möglich ist. Gleichbehandlung steht dabei möglicherweise im Widerspruch zu Verursachungsgerechtigkeit.

Lage in Österreich und internationale Erfahrungen

Im EIWOG ist prinzipiell die Kostenrefektivität der Systemnutzungsentgelte angelegt. Diese sollen zudem „gewährleisten, dass elektrische Energie effizient genutzt wird und das Volumen verteilter oder übertragener elektrischer Energie nicht unnötig erhöht wird.“ In Österreich werden die Netznutzungsentgelte vom Regulierer für einzelne Netzebenen und Netzgebiete einheitlich festgelegt. Es findet eine Differenzierung nach Saison (Sommer, Winter) und Tageszeit (HT, NT), sowie auf niederen Ebenen eine Unterscheidung nach (nicht) gemessenen und (nicht) unterbrechbaren Kunden statt (§52 (1)5 EIWOG). Unterbrechbare Verträge, also reduzierte Entgelte für die Einräumung von Steuerungsrechten, sind Abnehmern gegenüber erlaubt. Darüber hinaus haben die Verteilnetzbetreiber jedoch keinen Spielraum für flexible Vertrags- und Tarifgestaltung, selbst auf freiwilliger Basis. Die Kosten für Systemnutzung werden hauptsächlich von den Abnehmern getragen. Die G(eneration)-Komponente, also der Beitrag der Erzeugerseite, hat aktuell in der Praxis wenig Bedeutung. Dementsprechend sind die Steuermöglichkeiten auf der Einspeiseseite stark eingeschränkt.

Beim Netzanschluss besteht ein geringer Spielraum für kostenreflektive Bepreisung, jedoch nur hinsichtlich des unmittelbaren Netzanschlusses; Kosten für anfallende Verstärkungen im nachgelagerten Netz finden hierbei keine Berücksichtigung. Insgesamt ermöglicht der Regelrahmen in Österreich also flexible Netzbepreisung in geringem, mit Hinblick auf Smart Systems möglicherweise zu geringem Ausmaß.

Im Rahmen des Projektes DG Demonetz wurde die aktuelle Struktur der Systemnutzungsentgelte als Barriere für innovativen Netzbetrieb identifiziert. Intelligente Spannungsregelungskonzepte können einen stärkeren Zubau von dezentralen Einspeisern ohne Netzverstärkung ermöglichen. Es wird jedoch Handlungsbedarf in Bezug auf die Verteilung der Kosten auf die Anlagenbetreiber und die Struktur der Nutzungsentgelte gesehen. Es wird insbesondere eine größere Leistungsorientierung der Tarife vorgeschlagen (Resch & Pier, 2012, S. 25–27).

Die Energiepreise variieren in Österreich je nach Versorger (ergo auch Versorgungsgebiet), vereinzelt (und insbesondere für größere oder spezielle Abnehmer: Industrie, Elektroheizungen, Wärmepumpen) findet auch eine zeitliche und last-abhängige Diffe-

renzung statt. Üblicherweise wird Energie beim Endkunden jedoch pro verbrauchter Kilowattstunde einheitlich abgerechnet. Auch hier besteht also erhebliches Potenzial für eine kostenreflektive und ergo investitionsoptimierende Flexibilisierung der Bepreisung.

In einigen Ländern und in Teilen der USA kommt auf der Übertragungsnetzebene mit nodal pricing bereits heute ein Bepreisungssystem für Energie zum Einsatz, das örtlich und zeitlich differenziert auch den Zustand des Netzes miteinbezieht. Dies kommt der kurzfristigen Optimierung des Systembetriebs zugute, langfristige Auswirkungen auf Investitionsentscheidungen sind jedoch umstritten. In Großbritannien findet eine örtlich differenzierte und zeitlich dynamische Bepreisung auf Verteilnetzebene statt. Sie soll Signale sowohl für einen effizienten Systembetrieb als auch für optimale langfristige Investitionsentscheidungen von Einspeisern und Abnehmern liefern. Darüber hinaus genießt dieses Thema in der Fachliteratur neuerdings große Aufmerksamkeit (vgl. Kockar et al., 2011).

Im Rahmen der E-Energy Projekte in Deutschland werden verschiedene dynamische Tarife getestet. Neben verbrauchs- und zeitvariablen Tarifen mit dem Ziel, eine Lastreduktion oder -verschiebung zu erreichen, werden auch Tarife getestet, die in Abhängigkeit von weiteren Größen wie z. B. Netzlast oder Residuallast schwanken. Diese Tarife haben eine Lastverlagerung zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zum Ziel. Erste Erfahrungen aus den Projekten zeigen, dass die Anreize, die über flexible Tarife gesetzt werden können, teilweise stark genug sind, um Verbrauchssenkungen oder Lastverschiebungen zu erreichen. Neben dem Primäranreiz durch Kosteneinsparungen nannten Teilnehmer des Feldtests als Motivation das Gefühl, zum Klimaschutz und zur vermehrten Einspeisung erneuerbarer Energien beizutragen (moma 2012, S. 3). Zudem bevorzugen Kunden geringe Komplexität und risikoarme Tarife (Paetz & Dütschke, 2012). Die Tarifgestaltung wird durch die fixen Netztarife begrenzt (Resch & Pier, 2012, S. 44–45). Variable Netzentgelte werden vorgeschlagen, um Einspeisung und Nachfrage aus Netzsicht beeinflussen zu können (moma 2011, S. 228). In eTelligence werden dynamische Netztarife getestet, um die Netzauslastung ortsbezogen beeinflussen zu können und so Kosten zu senken.

Aktionsempfehlung 2

Durch den ansteigenden Anteil der erneuerbaren Energien steigt auch der Investitionsbedarf in die Netzinfrastruktur. Eine optimierte Abstimmung zwischen Einspeiser und Abnehmer könnte einen Beitrag dazu leisten, die Investitionen zu optimieren und die Auslastung der Netze zu verbessern, d. h. Netze auszubauen, wo dies nötig ist und Ausbau zu vermeiden wo dies möglich ist. Es gilt zu prüfen, an welcher Stelle die Flexibilisierung am effizientesten ansetzen könnte, bei den Netzentgelten oder den Tarifen am Markt. Aufbauend auf dieser Betrachtung sollten bereits vorhandene gesetzlich zugelassene Möglichkeiten für eine differenzierte Entgelt-systematik weitgehend flexibilisiert, Erzeuger miteinbezogen, verhandelte Lösungen und differenziertere Energiepreise zugelassen werden, um das vorhandene Potential zu mobilisieren und die Entwicklung von Geschäftsmodellen zu ermöglichen. Möglichkeiten und Grenzen der Tarifgestaltung sollten unter Berücksichtigung unerwünschter Effekte (z. B. soziale und regionale Ungleichbehandlung) analysiert und entsprechend festgelegt werden.

2.1.3 Investitionsvermeidung: Netzausbau versus Smartness

Hintergrund

Die Integration von dezentraler Erzeugung aus erneuerbaren Energien bedingt einen umfassenden Um- und Ausbau der Verteilnetze. In der Regulierungsdiskussion liegt dementsprechend der Schwerpunkt der Debatte auf den Investitionsanreizen für diesen Um- bzw. Ausbau. Die Idee hinter Smart Systems ist hingegen die Vermeidung von Netzausbau. Eine intelligente Steuerung der Netze (Smartness) kann den Um- und Ausbaubedarf im Netzbereich senken, jedoch nicht grundsätzlich vermeiden. Smartness zur Netzausbauvermeidung kann mehrere Formen annehmen. Zum einen kann Smartness auf der technischen Ebene durch die Installation von Hardware oder Software in das Netz integriert werden. Beispiel hierfür wären etwa die Netzsteuerungsoptimierung, E-mobility oder anderweitige Speicher. Zum anderen kann Smartness auf der administrativen Ebene in die Verteilnetze integriert werden. Insbesondere die zeitlich und geographisch optimierte Steuerung von Einspeisung und Last kann mit hierzu geeigneten Tarifstrukturen zur Netzentlastung beitragen. Diese beiden Dimensionen von Smartness sind eng miteinander verbunden. So zeigt sich z. B. bei der Einführung der Elektromobilität, dass diese durch intelligente Steuerung in das Netz integriert werden muss, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Dies gilt zumindest spätestens dann, wenn Elektromobilität einen signifikanten Marktanteil erreicht.

Eine solche Integration von Elektrofahrzeugen könnte zu einem Anpassungsbedarf im Regelungsrahmen führen, insbesondere wenn die Ladung der Fahrzeuge auch in bestehende Energiemärkte, z. B. durch Aggregatoren, integriert werden soll (Rezania/Prügler, 2012, S. 1). Diese Interdependenz zwischen der technischen und administrativen Ebene von Smartness findet sich häufig, jedoch gilt es auch diese beiden Ebenen aus institutioneller Sicht zu unterscheiden, da sie sich auch unterschiedlich auf Akteure, Anreize und Kosten auswirken können. Zum Beispiel kann ein Speicher von einem Dritten mit einem eigenständigen Geschäftsmodell realisiert werden, während variable Netznutzungsentgelte zwangsläufig vom Netzbetreiber festgelegt werden müssen.

Das Kernproblem im institutionellen Rahmen von Smart Systems mit Bezug zur Anreizregulierung lässt sich wie folgt zusammenfassen: Wenn die Netzentgeltregulierung Anreize zum Netzausbau setzt, hat der Netzbetreiber u. U. nur bedingt Anreize auch Netzausbauvermeidung in Betracht zu ziehen. Dieser Anreiz, zu viel in die Netze zu investieren, ist in der Literatur bekannt als „gold plating“ (vgl. Averch/Johnson, 1962). Um dem entgegenzuwirken und eine Balance zwischen Investitions- und Effizienzreizen zu schaffen, kann eine Bewertung der Investitionen vorgenommen werden. Dies kann z. B. über Einzelfallbetrachtungen oder über Effizienzvergleiche der Netzbetreiber wie Benchmarking geschehen. Demnach wird das zentrale Problem der nahen Zukunft die Gestaltung eines für Smart Grids geeigneten Benchmarkings sein; dieses Thema ist auch in der akademischen Literatur weitgehend ungeklärt.

Grundsätzlich gilt, dass für Smartness, sowohl auf technischer als auch auf administrativer Ebene, noch ein wesentliches Potenzial für Weiterentwicklungen und Innovationen besteht. Ob überhaupt und inwiefern Innovationen bzw. F&E-Ausgaben für die intelligente Steuerung von Netzen angemessen von der Regulierungssystematik abgedeckt werden, ist eine kontroverse Debatte. Drei wesentliche Fragen stellen sich in diesem Diskurs aus institutioneller Sicht (vgl. Bauknecht, 2011). Erstens, wer ist für Innovationen zuständig, die Netzbetreiber oder Dritte? Zweitens, sollten „Innovationsgewinne“ besser oder länger geschützt werden als dies im vollkommenen Wettbewerb der Fall wäre? Was wäre das Pendant zu Patenten als Schutzmechanismus? Drittens, wie sollte das Benchmarking mit Innovationen umgehen?

Mit der zunehmenden Dezentralisierung der Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen in Smart Systems wird eine optimale Abwägung von dezentralen Investitionsentscheidungen zunehmend zu einem Problem. Das Dilemma lässt sich anhand des folgenden Beispiels illustrieren: Wenn ein Dritter (z. B. ein Windanlagenbetreiber) in Speicher investiert und damit einen Teil des Netzausbaus vermeidet, gleichzeitig aber der Netzbetreiber im Grunde an dem Netzausbau verdienen würde, wäre die Investition in Speicher nicht im Interesse des Netzbetreibers. Anders sähe es aus, wenn der Netzbetreiber selbst in Speicher investieren würde.

Lage in Österreich und internationale Erfahrungen

In Österreich wurde die Thematik zu Netzinvestitionsanreizen grundlegend angegangen. Die Verordnung SNT-VO 2010 zur Regulierung erlaubt, dass die Netzbetreiber anfallende Investitionskosten (auf Ist-Kostenbasis) zeitgleich und ohne explizite Effizienzprüfung von e-control in die Erlösobergrenze weiterreichen (der sogenannte Investitions- und Betriebskostenfaktor). So wird sichergestellt, dass der Erlösrückfluss möglichst schnell nach der Investition beginnt. Das aktuelle System bevorzugt daher kapitalintensive Investitionen. Eine Unterscheidung zwischen konventionellen Investitionen und Investitionen in „Smartness“ ist nicht vorzunehmen, da sowohl Investitionen in klassischen Netzausbau, wie auch in „Smartness“ im Rahmen des Investitionsfaktors auf Buchwertbasis anerkannt werden. Netzbetreiber haben also Anreize, auch ‚smarte‘ Investitionen zu tätigen, wenn diese dazu beitragen, den vorgeschriebenen Kostenpfad einzuhalten. Der Investitionsbewertung kommt daher eine tragende Rolle im aktuellen Regulierungsrahmen zu. Die Effizienzprüfung der Investition erfolgt später im Rahmen des Benchmarking. In einem Benchmarking („Vergleichswettbewerb“) wird die relative Effizienz der Netzbetreiber untereinander ermittelt und als Basis für die erforderliche Effizienzsteigerung genommen. Zentrale Punkte dabei sind die Bewertung von langfristigen Investitionen und die Definition geeigneter Outputparameter für Smart Systems. Wie in anderen Ländern, ist derzeit weitgehend offen, wie das Benchmarking der zukünftigen Smart Systems auszusehen hat, um deren Effizienz adäquat anzuerkennen, so dass effiziente Investitionen gefördert, aber ineffiziente vermieden werden (Vermeidung von „gold-plating“). Wie bereits erwähnt, ist das Zusammenspiel von sogenannten Investitions- und Betriebskostenfaktoren, die die Kostenentwicklungen während der Regulierungsperiode abbilden, und des ex-post Benchmarking entscheidend, um einen effizienten Netzausbau zu gewährleisten.

Inwiefern ein Potenzial für den Einsatz von Smartness zur Netzausbauvermeidung besteht, wurde im Rahmen der Roadmap Smart Grids Austria beispielhaft in verschiedenen Szenarien vorgestellt. In der folgenden Darstellung werden drei Szenarien zu einem beispielhaften Potenzial für Smart Grids in Österreich illustriert. Die Details zu den Szenarien finden sich in der Roadmap Smart Grids Austria.

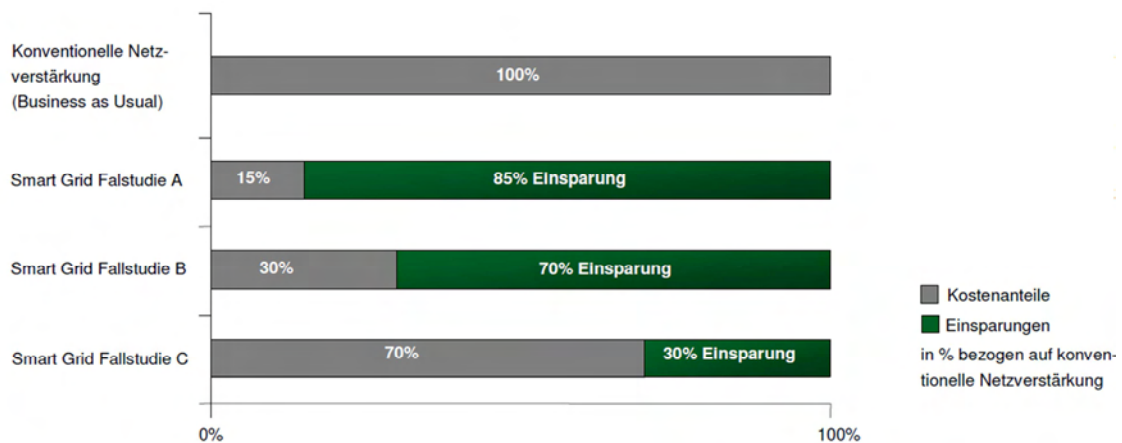


Abbildung 10: Kostenanteile und Einsparungen für eine ausgewählte österreichische Smart Grid Lösung im Vergleich zu konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen (Smart Grids Austria, 2010, S. 17)

Auch durch die Leistungsbegrenzung von PV-Anlagen kann Netzausbau optimiert werden. Derzeit muss das Netz für eine 100%ige Abnahme der Spitzenerzeugung aller Anlagen ausgelegt sein. Diese Spitze wird jedoch selten erreicht. Für die Energie AG-PV-Anlage Solar-Campus in Eberstalzell wurde ermittelt, dass praktisch nicht mehr als 85 % der installierten kWp Leistung erreicht werden. Bei einer Begrenzung der Abnahme auf 70 % der Leistung wäre der Jahresertrag um nur 3 % reduziert. Gesamtwirtschaftlich betrachtet, ist diese wirtschaftliche Ertragseinbuße gegenüber dem Ausbau der Netzinfrastruktur oder aufwändigen Steuerungslösungen gering (Energie AG – Tenschert 2012).

Das Regulierungssystem im United Kingdom (UK) (namens RIIO; vgl. Ofgem 2010) ermöglicht bereits heute eine stärkere Integration von Smartness in das Netz. Der Unterschied zu dem Modell in Österreich liegt in der Quintessenz darin, dass der Investitionsbedarf ex ante in die Erlösobergrenze eingerechnet wird. So ist der zeitnahe Erlösrückfluss der Investition gesichert. Aufbauend auf dieser grundlegenden Struktur setzt ein System mit „sliding scales“ Anreize dafür, unter Zuhilfenahme von Smartness immer die kostengünstige Lösung umzusetzen. Die sliding scales bewirken, dass der Netzbetreiber einen Teil der Einsparungen der vermiedenen Investitionen als Zusatzgewinn, wie auch in Österreich (durch Unterschreiten des Kostenpfades) behalten darf.

Das UK kennt eine weitgehende Entflechtung der Verteilnetze. Zur Koordinierung der Investitionsanreize werden locational network charges eingesetzt.

Aktionsempfehlung 3a:

Durch den steigenden Anteil dezentraler erneuerbarer Energien steigt der Bedarf die Stromnetze auszubauen. Dieser Ausbau wird mit hohen Kosten einhergehen, die auf einem effizienten Niveau gehalten werden sollen. Durch die Implementierung von Smartness, in Ergänzung zum klassischen Netzausbau, können Netzinvestitionen optimiert werden. Es sollte geprüft werden, ob der derzeitige institutionelle Rahmen in Österreich genügend Anreize für die Implementierung von Smartness aufweist und bei Bedarf über eine Verstärkung von punktuellen Anreizen nachgedacht werden. Wie die Investitionsbewertung vorgenommen und in der Regulierung operationalisiert werden sollte, ist zu diskutieren. Dies betrifft die weitere Ausgestaltung des Benchmarkings bzw. die Entwicklung von Alternativen.

Aktionsempfehlung 3b:

Die Entwicklung hin zum Smart System führt zu einer heterogenen Akteursstruktur, die zusätzlich durch die unterschiedlichen Handlungsebenen bis hinunter zum Prosumenten auf die Haushaltsebene differenziert wird. Es ist zu erwarten, dass unterschiedliche Anreize für dezentrale Akteure im Smart System nicht in allen Fällen zu einer optimalen Gesamtsystementwicklung führen. In solchen Fällen sollten Vertragsstrukturen oder Kooperationen, als Ausnahmeregelungen von den allgemeinen Grundsätzen, die Anreize regeln dürfen.

2.2 Konvergenz von Energiesystemen und IKT/Telekommunikation

Durch die Entwicklung hin zu Smart Systems nähern sich die Bereiche Energie und IKT verstärkt einander an und es gilt, die Schnittstellen der unterschiedlichen Systeme zu definieren. Als wesentlich wurden hier drei Schnittstellen identifiziert. Zum einen ist fraglich, wie der Datentransport (2.2.1) und gleichzeitig das Datenmanagement (2.2.2) organisiert werden können. Aufbauend auf diesen Rahmenbedingungen stellt sich die Frage, wie eine geeignete Marktplattform organisiert werden kann, um insbesondere IKT-gestützte Services im Smart System anbieten zu können (2.2.3).

2.2.1 Infrastruktur für Datentransport

In Hinblick auf den in Smart Systems erforderlichen Datentransport stehen grundsätzlich sowohl die Infrastrukturnetze der Energieversorger als auch die der elektronischen öffentlichen Kommunikationsnetzbetreiber zur Verfügung. Für die Abwicklung des Datentransports stellen sich daher zum einen die Frage der ökonomischen Effizienz sowie zum anderen institutionelle Fragen der faktischen Zugangsmöglichkeiten und technischen Schnittstellen und Datenformate.

Hintergrund

Aus institutioneller Sicht gilt es, mit Bezug zum Datentransport zwei Leitprinzipien einzuhalten. Zum einen die Technologieneutralität, wonach grundsätzlich die verschiedenen Technologien, sowohl leitungsgebundene als auch drahtlose, als Option in Betracht zu ziehen sind. Mit Bezug zum Smart Grid und Smart Metering stellt sich insbesondere die Frage, welche Technologie für die Datenübertragung genutzt werden sollte. Eine wesentliche Herausforderung besteht zudem darin, dass durch die Erweiterung der Diskussion von Smart Grids hin zu Smart Systems eine Integration der intelligenten Messung von Gas, Wärme und Wasser in das Smart Metering eine ökonomisch sinnvolle Option darstellen könnte.

Ein zweites wesentliches Prinzip ist die Anbieterneutralität, die durch den institutionellen Rahmen gewährleistet werden sollte. Durch die zunehmende Vernetzung der IKT mit dem Energiebereich treten viele verschiedene Akteursgruppen auf den Markt, von Telekommunikationsunternehmen über neue Dienstleister bis hin zu den Verteilnetzbetreibern. Grundsätzlich sollte es allen Akteuren offen stehen, die Infrastruktur aufzubauen bzw. existierende Infrastruktur zu nutzen. Wesentlich ist hier nur, dass grundlegende Eigenschaften eingehalten werden, um den reibungslosen Betrieb der Stromnetze sicherzustellen (Zeitverhalten, Bandbreite, Ausfallsicherheit, Datensicherheit etc.).

Die Frage, welche Technologie oder welche Kombination von Technologien zum Aufbau von Smart Grids in Österreich genutzt werden soll, ist derzeit Gegenstand von Forschungsinitiativen und Feldversuchen. Im Zusammenhang mit der Einführung von Smart Metering stehen Netzbetreiber konkret vor der Herausforderung adäquate Technologien auszuwählen bzw. zu entscheiden, welche Leistungen beim Aufbau und Betrieb der Systeme gegebenenfalls von Drittanbietern zugekauft werden.

Verschiedene Argumente werden in diesem Zusammenhanggeführt. Im Folgenden werden kurz zwei wesentliche Positionen skizziert. Dabei wird nicht der Anspruch auf eine umfassende und vollständige Darstellung erhoben. Die Darstellungen dienen lediglich zur Illustration der Thematik anhand von Argumenten aus der Branche, die

nicht die Meinung der Autoren widerspiegeln. Eine detaillierte Analyse der Argumente kann im Rahmen dieser Studie nicht erfolgen.

So wäre es möglich, dass Energieversorgungsunternehmen (EVU) den Datentransport grundsätzlich unabhängig von den öffentlichen Kommunikationsnetzen abwickeln könnten. Zwar gibt es auf Seiten der EVU hier eine gewisse und vor allem von der Unternehmensgröße abhängige Heterogenität, doch bleibt insgesamt eine starke Tendenz zu erwarten, den Datentransport möglichst selbstständig abzudecken. Ein Argument zur Nutzung eigener, geschlossener Systeme, das von EVU angeführt wird, bezieht sich auf die Gewährleistung der Ausfalls- und Datensicherheit. Demzufolge könnte diese bei einer Integration von mehreren Infrastrukturen, zumal wenn beim Datentransport auch auf öffentliche Infrastruktur zurückgegriffen würde, durch den Netzbetreiber nicht mehr gewährleistet werden. Beim Sicherheitsaspekt müssen u.a. Fragen der Ausfallssicherheit und der Abhörsicherheit unterschieden werden. Beide Aspekte könnten, gemäß der Einschätzung von Netzbetreibern, nur mit eigenen Infrastrukturen gewährleistet werden. In diesem Zusammenhang fällt auf, dass offenbar derzeit etwa 70 % der laufenden Smart Meter Vorhaben der Verteilnetzbetreiber in Österreich auf der Powerline Carrier (PLC)⁴-Technologie basieren, (Preisel, 2012, S. 92).

Die Sichtweise und Interessenslage von Kommunikationsnetzbetreibern unterscheidet sich erwartungsgemäß relativ deutlich von derjenigen eines typischen Netzbetreibers. So wurde von Vertretern der Telekommunikationsbranche die Zukunftsfähigkeit (Schlagwort „future proof“) und technische Zuverlässigkeit der verfügbaren PLC-Systeme in Zweifel gezogen, einerseits vor dem Hintergrund der gesetzlich spezifizierten Vorgaben zur Ausstattung von 95 Prozent der österreichischen Haushalte mit intelligenten Stromzählern bis Ende 2019 (Quality of Service Parameter wie Datenvolumen, Erreichbarkeit/Auslesezeiten, Sicherheitsthematik) als auch im Hinblick auf zukünftig zu bewältigenden wachsenden Herausforderungen (z.B. gegenseitige Störeinflüsse bestimmter zunehmend implementierter technischer Systeme, eventuell steigende Anforderungen wie z.B. Echtzeitfähigkeit). Moderne breitbandige Kommunikationsnetze im Mobilfunk und Festnetz würden hingegen vielfach höhere Datenübertragungsleistungen bei einem vergleichbaren Sicherheitsniveau erzielen. In elektronischen Kommunikationsmärkten verfüge man bereits über jahrelange Erfahrung im Umgang mit Sicherheitsaspekten der Datenübertragung mit entsprechend hoch entwickelten

⁴ Als Trägerfrequenzanlage bezeichnet man eine Vorrichtung zur Sprach- oder Datenübertragung über vorhandene Kommunikations- oder Stromnetze. Trägerfrequenzanlagen verwenden die Trägerfrequenztechnik, ein Verfahren, um Übertragungswege mehrfach auszunutzen. Die Signale werden dabei über eine oder mehrere Trägerfrequenzen zusätzlich auf die Leitung moduliert. Die Übertragung über Nachrichten und Telefonnetze ist häufig als Trägerfrequenztechnik und bei Stromnetzen als PowerLAN oder Powerline Communication (PLC) bekannt. (Quelle: <http://de.wikipedia.org/wiki/Tr%C3%A4gerfrequenzanlage>). Schon seit den 30er Jahren übertragen die Energieversorger in ihren Hochspannungsnetzen Steuersignale. Die Bandbreite des Stromkabels ist jedoch äußerst beschränkt. So müssen sich ca. 50 bis 150 Nutzer einer Ortsnetzstation eine Bandbreite von 2 MBit/s teilen (Quelle: <http://www.elektronik-kompodium.de/sites/kom/0310061.htm>).

Lösungskonzepten (closed networks, virtuelle Kanäle, diverse Verschlüsselungstechnologien). Auf Basis jahrelanger Erfahrungen würden beispielsweise im Mobilfunk deutlich sensiblere Daten erfolgreich übertragen (etwa, Übermittlung von Bankdaten vs. haushaltsbezogener Smart Meter Daten).

In Hinblick auf potentielle Netzinvestitionen stünden breitbandige Kommunikationsnetze bereits zur Verfügung bzw. wären die inkrementellen Netzausbaukosten, um den effizienten Datentransport in Smart Systems zu gewährleisten sehr gering. Dazu gehörten auch die komparativen Vorteile im technischen Außendienst (work-force management) beim konkreten Roll-out der erforderlichen zusätzlichen Netzwerkkomponenten.

Mit Bezug zur funktechnischen Umsetzung stellt sich jedoch die Herausforderung, dass die Frequenzen, die für die Datenübertragung benötigt werden, begrenzt verfügbare Ressourcen sind, die in ihrer Nutzung auch nicht durch Landesgrenzen beschränkt sind. Fraglich ist derzeit, wie unter den gegebenen Regelungen zur Frequenznutzung die Anforderungen an die Datenübermittlung erfüllt werden können. Hier muss aus technischer Sicht die Machbarkeit abgewogen werden, insbesondere vor dem Hintergrund einer effizienten Frequenznutzung und Beurteilung der Störwahrscheinlichkeiten.

Es ist derzeit unklar, inwiefern EVU an einer Integration von Strom- und Datennetzen in Form einer marktorientierten Kooperation mit Kommunikationsbetreibern interessiert sein werden, auch falls die Kooperation einen Effizienzgewinn darstellen würde. Für die Mehrzahl der (größeren) EVU ist von eher geringem Kooperationsinteresse auszugehen. Gleichzeitig ist nicht geklärt, inwiefern EVU Anreize zur Investition in die Errichtung eigener, zukunftsfähiger Kommunikationsnetzinfrastruktur haben bzw. eine diesbezügliche Notwendigkeit sehen. Fragen der Datensicherheit wären im Falle einer Integration von Infrastrukturen freilich noch gesondert zu behandeln, doch sind diese auch im Falle eines ausschließlichen Transports über Energienetze keinesfalls geklärt. Umgekehrt dürften die Effizienzvorteile der Kommunikationsnetze beim Management des Datentransports deutlich dominieren.

Die Frage, welche Technologie konkret zur Anwendung gebracht werden sollte, muss im Einzelfall geprüft werden. Die grundsätzliche Eignung der verschiedenen technologischen Optionen wird aktuell auch auf europäischer Ebene analysiert. Insbesondere im Hinblick auf weitere zu diskutierende Rahmenbedingungen im regulatorischen und rechtlichen Kontext wäre eine sachliche Darstellung der Technologien durch ihre Bedarfsträger und Institutionen eine Voraussetzung, um im Sinne einer raschen und effizienten Lösungsfindung möglichst schnell voranzukommen. Denn im regulatorischen Kontext ist die Implementierung von effizienten Lösungen vorrangig, ohne sich auf eine bestimmte Technologie festzulegen. Von unmittelbarer Bedeutung ist, dass zum einen Technologieneutralität und zum anderen Anbieterneutralität im institutionellen

Rahmen gewährleistet sind. Die Governancestruktur sollte so eingerichtet sein, dass diese beiden Leitprinzipien garantiert sind, damit im Einzelfall kontextabhängig die optimale Lösung gewählt werden kann. Aus institutioneller Sicht stellt sich hier die Frage, wie diese Evaluierung der verschiedenen Technologien organisiert werden soll. Möglich wäre, dass dies durch jeden Akteur inhouse eigenständig übernommen wird. Um eine neutrale Bewertung vorzunehmen wäre es aber auch denkbar, eine Plattform zu etablieren, auf der die unterschiedlichen Stakeholder gemeinsam eine Bewertung vornehmen.

Lage in Österreich und internationale Erfahrungen

Der aktuelle Regelungsrahmen für die Dateninfrastruktur zur Einführung intelligenter Messgeräte in Österreich lässt teilweise offen, welche Art der Infrastruktur genutzt wird. Wesentlich ist hier die intelligente-Messgeräte-Anforderungs-VO 2011 (IMA VO 2011) vom 25. Oktober 2011. §3 Abs. 1 dieser Verordnung legt fest, dass eine bidirektionale Kommunikationsanbindung für intelligente Zähler zur Verfügung stehen muss, nicht jedoch welcher Art diese zu sein hat.

In der Erläuterung zur IMA VO 2011 und der dort enthaltenen Definition von Smart Metern wird die Technologieneutralität insbesondere in Bezug auf die Dateninfrastruktur zusätzlich betont. Anzumerken ist jedoch, dass die Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung 2012 (IME-VO) des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend vom 24.04.2012 einen Passus enthält, dass eine leitungsgebundene Übertragung beim Roll-out in Betracht zu ziehen ist.

In Bezug auf den aktuellen Markt zeigt sich, dass nationale EVU neben den Möglichkeiten der Powerlinetechnologie nur partiell über eigene Kommunikationsnetze (bspw. Salzburg AG, Energie AG etc.) verfügen. In Hinblick auf das Interesse an Kooperationen mit Betreibern von Kommunikationsnetzen sind teils sehr heterogene Geschäftsmodelle zu beobachten. Nationale Kommunikationsnetzbetreiber sehen sich selbst als potentielle Dienstleister für EVU im Datentransport, wobei aber rein auf Basis freiwilliger Marktarrangements, d. h. ohne weitere spezifische Zugangsregulierungen, mittelfristig mit einem relativ geringen Marktanteil zu rechnen ist.

In Frankreich hat die Regulierungsbehörde (French Commission for Regulation of Energy) die Technologie für den Smart Meter Rollout festgeschrieben. Zunächst wird die PLC-Technologie zum Datentransport auf der Verteilnetzebene verwendet. Nach einer Bündelung der Daten werden diese dann über Mobilfunk (GPRS) an das nationale Datenmanagementsystem übertragen. Verantwortlich für den Aufbau der Infrastruktur wird der Energieversorger ERDF sein (Antipolis, 2011, S. 8).

Aktionsempfehlung 4:

Die kommunikationstechnische Vernetzung der Akteure hat im Smart System eine wesentliche Funktion um Informationen zwischen den relevanten Akteuren auszutauschen. Fraglich ist derzeit, wie die benötigte Infrastruktur zum Datentransport aufgebaut werden soll, insbesondere im Hinblick auf die zu verwendende Technologie. Um gesamtwirtschaftliche Effizienz im Datentransport gewährleisten zu können, müssen die beiden Leitprinzipien 1) der Technologieneutralität und 2) Anbieterneutralität, unter besonderer Berücksichtigung der volkswirtschaftlichen Optimalität, eingehalten werden. Die genauen Anforderungen an die Technologie sollten definiert und die bestehenden Optionen evaluiert werden. Dieser Evaluationsprozess sollte Neutralität gewährleisten. Daher sollte geprüft werden, welcher institutionelle Ansatz die beste Lösung darstellt, um eben diese Neutralität sicherzustellen.

2.2.2 Datenmanagement

Aufbauend auf den Überlegungen des Datentransports auf Ebene der physischen Infrastrukturen (und der entsprechenden Übertragungsprotokolle) stellt sich in einem nächsten Schritt die Frage der relativen Effizienz in der Abwicklung des Datenmanagements. Neben den Effizienzüberlegungen und regulatorischen Zugangsfragen sind freilich auch hier die Sicherheitsaspekte im Datenmanagement von ganz wesentlicher Bedeutung. Da Sicherheitsaspekte aber bereits in Abschnitt 2.2.1 erwähnt wurden, werden diese nachfolgend nicht erneut angeführt.

Hintergrund

Aus institutioneller Sicht fokussiert sich die Diskussion zum Datenmanagement in Smart Systems insbesondere auf die Frage, welcher Akteur die Datensammlung und -verwaltung organisiert. Hier sind verschiedene Ansätze denkbar. Grundsätzlich gilt, dass theoretisch ein bereits an der Diskussion beteiligter Akteur, wie etwa Verteilnetzbetreiber oder Telekommunikationsunternehmen, oder aber eine dritte Partei das Datenmanagement organisieren könnte. Aktuell werden primär drei Modelle für das Datenmanagement und den Informationsaustausch zwischen den verschiedenen Marktparteien diskutiert:

- **Bilaterale Kommunikation**
Die Marktakteure kommunizieren direkt miteinander, basierend auf standardisierten Kommunikationswegen. Dieses Modell findet aktuell am häufigsten Anwendung, etwa in Italien, Spanien, Deutschland etc.
- **Zentrale Kommunikationsplattform**
Die Marktakteure schicken ihre Nachrichten und Datensätze zu einer zentralen Stelle, die jedoch die Daten nicht speichert, sondern nur validiert und dann an den entsprechenden Empfänger weiterleitet. Dieses Modell wurde beispielsweise in den Niederlanden aufgebaut und kann als „Clearing House“ verstanden werden (vgl. zu diesem Punkt Fokkema, 2012, S. 5).
- **Zentraler Data Hub**
Die Datensätze der verschiedenen Marktakteure werden zentral in einer gemeinsamen Datenbank gespeichert, dem Data Hub. Über diesen Data Hub wird zudem der Informationsaustausch zentralisiert. Die Akteure kommunizieren nicht untereinander, sondern mit dem Data Hub. Dieses Modell findet sich in Kanada, Ontario.

Aktuell wird in Österreich diskutiert, welche Marktpartei das Datenmanagement im Smart System organisieren könnte. Ähnlich wie bei Fragen des Datentransports wird seitens der Kommunikationsbranche vorgebracht, dass EVU im Bereich des Datenmanagements bzw. in der Aggregation von großen Datenmengen sowie dem damit verbundenen „billing“ und der „CRM Systeme“ über weitaus geringere Expertise und know-how verfügen als Telekommunikationsdiensteanbieter oder andere Diensteanbieter (wie Datenbankspezialisten). Mittelfristig würden zudem die Anforderungen an das Datenmanagement aufgrund zu erwartender massiver Zuwächse in den zu verarbeitenden Datenvolumina noch deutlich größer werden.

Diesbezügliche Kritik an der Notwendigkeit eines umfangreichen Datenmanagements und am Potenzial darauf basierender Geschäftsmodelle bezieht sich beispielsweise bei Smart Meter Daten vor allem auf ein womöglich nur relativ geringes einhergehendes Energieeinsparpotenzial und damit geringe finanzielle Anreize bei den Haushalten. Im Rahmen der E-Energy Projekte wurden in Feldtests beispielsweise Einsparungen im Privatbereich von bis zu 5 %, im Projekt eTelligence sogar bis zu 10 % erreicht (B.A.U.M. 2012, S. 17). In Bezug auf das Potenzial zur Verschiebung der Last zeigte sich in E-Energy, dass 5–10 % des Stromverbrauchs in Haushalten beeinflussbar sind. Auch wenn dies wenig erscheint, ist es für Verteilnetzbetreiber möglicherweise ein wichtiger Beitrag zur Entlastung in kritischen Netzsituationen (B.A.U.M. 2012, S. 20).

Ähnlich wie bei der Thematik des Datentransports dürfte auch oder gerade im Bereich des Datenmanagements das Potenzial freiwilliger Marktarrangements zwischen EVU

und Kommunikationsnetz- und diensteanbietern limitiert sein. Wiederum steht hier das Interesse vieler EVU nach Unabhängigkeit potentiell effizienteren Marktkooperationen entgegen, sofern keinerlei Zugangsmöglichkeiten zu den geschäftsmodellrelevanten Daten geschaffen werden. Damit wären dann aber auch die in Abschnitt 2.3 beschriebenen Geschäftsmodelle und die einhergehenden Produktinnovationen (Stichwort Smart home Lösungen, Verbraucherportale, ...) zumindest in naher Zukunft gefährdet. Eine der wesentlichsten Lehren aus dem Bereich der Regulierung von elektronischen Kommunikationsmärkten besteht darin, dass mit der Öffnung von Netzen mit bottleneck Charakter in Form diverser Zugangsregulierungen, im weiteren Liberalisierungsverlauf eine Fülle von – regulatorisch ursprünglich gar nicht intendierten – Geschäftsmodellen auf Diensteebene erst ermöglicht wurden, die inzwischen weit über das Portfolio klassischer Kommunikationslösungen hinausgehen („over-the-top players“).

Es ist wichtig, dass die durch den Wettbewerbsdruck (*interplatform competition*) hervorgerufene Innovationsdynamik sich bei der Abwicklung des Datenmanagements entfalten kann. In einem Smart System wird Datenmanagement aus Effizienz-, Sicherheits- und technischen Gründen wohl auf dezentraler Ebene in einer Hand sein, sodass der Wettbewerbsdruck nicht „im Markt“, sondern „für den Markt“ ist. Um den Wettbewerbsdruck „for the market“ zu ermöglichen, muss Anbieterneutralität zunächst gesichert sein.

Um diese Anbieterneutralität zu sichern, könnte auf der CIP aufgesetzt werden.

Einleitend wurde unter 2.1.1 das Daten- und Informationsmanagement in drei Teilbereiche unterteilt und die Common Information Plattform (CIP) als Grundlage für diese Ebene vorgestellt. Wenn die institutionelle Neutralität der CIP gewährleistet ist, kann das Board der CIP, welche sich aus den Stakeholdern konstituiert, die eigentlichen Aufgaben bestellen bzw. ausschreiben. Das Board selbst wäre „nur“ ein Entscheidungsgremium und führt selbst nichts aus.

Für die Datenverwaltung ist institutionelle Neutralität aus folgenden Gründen wichtig:

- Vorwürfe von Dritten bezüglich eines diskriminierenden Verhaltens können durch die CIP überprüft werden, da auf der Daten- und Informationsebene die Aktionen des System Operators datentechnisch zusammenfließen und damit überprüfbar sind. Die CIP funktioniert in dem Sinne als Schlichtungsstelle.
- Bei der Datenverwaltung werden die Daten als Informationen verteilt. Es sollte sichergestellt sein, dass gleiche Parteien gleichen Zugang zu derselben Information haben. Gleichzeitig muss aber nicht jede Partei Zugriff auf alle Information haben. Die Informationsverteilung sollte zielführend und sachgerecht sein. Bildlich gesprochen sollte eine „information firewall“ um die neutrale Datenverwaltung herum liegen, anstatt innerhalb des Netzbereichs.

- Die kundensensiblen Daten sollten mit größter Vorsicht behandelt werden. Da viele solcher Daten kommerziell interessant sind, wäre eine Option, die existierenden kommerziellen Anreize zur datenschutzwidrigen Verwendung der Informationen schlicht zu entfernen.

Lage in Österreich und internationale Erfahrungen

Von Seiten der Kommunikationsnetz- und dienstebetreiber wird das Geschäftsfeld des Datenmanagements aufgrund des seitens EVU nur ansatzweise vorhandenen Kooperationsinteresses allenfalls als mittelfristiges Expansionsfeld gesehen. Vordergründig geht es für Kommunikationsnetz- und dienstebetreiber um die Klärung von Fragen des Datentransports bzw. inwiefern hierin auf Basis freiwilliger Marktlösungen überhaupt erste Geschäftsmodelle etabliert werden können.

Die e-control hat die gesetzliche Verpflichtung, die von den Netzbetreibern an den Lieferanten zu übermittelnden Datenformate sowie die Aufbereitung der Daten für den Kunden (Webportal, Informationsblatt) festzulegen. Dies wurde in der Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs-VO 2012 – DAVID-VO 2012 – in Bezug auf die Daten im Umfeld von intelligenten Zählern für Verbraucher spezifiziert. Gemäß dieser Verordnung liegt die Verantwortung zum Datenmanagement bei den Netzbetreibern und das Eigentum der Daten bei den Kunden. Eine Einbindung von Dritten ist derzeit nicht vorgesehen. Es gibt somit bereits gesetzliche und regulatorische Zugangsverpflichtungen und erste Festlegungen für Datenformate sowie Schnittstellen für die Datenübertragung im Kontext von Smart Metering.

Auch im Rahmen des deutschen Modellprojektes moma wird vorgeschlagen, die Rolle für Aufbau und Betrieb der Dateninfrastruktur dem Verteilnetzbetreiber zuzuschlagen, da dieser seine Infrastruktur ohnehin diskriminierungsfrei bereitstellen muss und zudem zur Sicherstellung einer stabilen Energieversorgung „unmittelbaren und schnellen Zugriff auf alle für den stabilen und sicheren Netzbetrieb relevanten Daten benötigt“ (moma 2011, S. 226).

In Kanada wurde ein anderer Weg eingeschlagen, indem die Verantwortung für das Datenmanagement bei einem unabhängigen Dritten liegt. Dort wird durch den Independent Electricity System Operator (IESO) ein zentrales Datenmanagementsystem verwaltet, das Meter Data Management and Repository (MDM/R). Dort fließen die Informationen aus 4,5 Millionen Smart-Meters zusammen und 80 Retailer werden über diese Plattform mit Informationen versorgt.

Aktionsempfehlung 5:

Dem Daten- und Informationsmanagement kommt im Smart System die Aufgabe zu, den relevanten Akteuren im System Zugang zu Daten zu ermöglichen, für die eine entsprechende Ermächtigung vorliegt. Grundlegend gilt es zu klären, welcher Akteur das Datenmanagement betreibt und wie dieser berechtigten Dritten den Zugang zu den Daten zu ermöglichen hat. Um Effizienz im Datenmanagement gewährleisten zu können, kann angesichts der marktstrukturellen Charakteristika nur bedingt auf freiwillige Marktlösungen vertraut werden. Entsprechende regulatorische Zugangsverpflichtungen bzw. Schnittstellen in der Übergabe und im Management von Smart System-relevanten Daten sollten daher zumindest grundsätzlich aus Effizienzgesichtspunkten und vor dem Hintergrund des gesamtwirtschaftlichen Potentials von damit einhergehenden innovativen Geschäftsmodellen angedacht werden. Der Datenschutz ist bei der Entwicklung von Zugangsverpflichtungen oder Schnittstellen zu berücksichtigen.

2.2.3 Datenzugang für Dienstleistungsentwickler

Hintergrund

Informationen sind für zwei zentrale Bereiche in Smart Systems von Bedeutung: Auf der einen Seite dienen die Informationen über aktuelle Einspeisungen, Ausspeisungen und Netzzustand dem Netzbetreiber, der die physikalische Netzstabilität sicherstellen muss. Auf der anderen Seite sind die Informationen Grundlage für wettbewerbliche Dienstleistungen. Viele (neue) Dienstleistungen werden erst über intelligente Zähler und IKT-Anwendungen ermöglicht. Diese Informationen sind damit die Grundlage, um verschiedene Dienstleistungen („services“) zu entwickeln.

Wesentlich ist, dass der Zugang von Marktakteuren zu den Daten, für die sie eine Zugangsberechtigung des Kunden haben, diskriminierungsfrei geregelt wird.

Es ist derzeit noch offen, wie sich die wettbewerblichen Dienstleistungen und die grundlegenden Strukturen der Märkte in Smart Systems entwickeln könnten. Grundlegend ist zunächst die Frage nach dem organisatorischen Rahmen zu stellen. Zwar ist es denkbar, dass sich ein zentraler Markt etabliert. In der aktuellen Diskussion zeigt sich jedoch, dass sich, insbesondere aus Gründen der Daten- und Systemsicherheit

(vgl. BNetzA, 2011, S. 44), voraussichtlich dezentrale Marktplätze in Smart Systems entwickeln werden, zumindest in den Energiesystemen mit mehr als einer Handvoll DSOs. Kosten- und liquiditätsbedingt erscheint es absehbar, dass sich je Smart System nur maximal ein Marktplatz behaupten kann. Je dezentraler sich dabei die Struktur entwickelt, desto höher wird die Anforderung an die Kompatibilität der Märkte, um ein geeignetes Kundenpotenzial für Dienstleistungen zu generieren, welches sich über mehrere dezentrale Marktplätze erstreckt. Daher gilt es zu klären, wer die Marktplätze und den Zugang zu diesen schafft, betreibt und koordiniert. Es erscheint sinnvoll, dass die Verantwortung zum Aufbau und Betrieb der Marktplätze von der gleichen Institution übernommen wird, die bereits die Datensammlung (siehe 2.1.1.) organisiert. Wesentlich ist hier, dass keine Zweifel an der Neutralität des Betreibers bestehen.

Das Schlagwort „plug-and-play“ (oder auch open-platform) fasst die aktuelle Diskussion um den Zugang und die Koordination zu den dezentralen Marktplätzen zusammen (vgl. EU SGTF EG3, 2012a, S. 42). Die Idee ist, dass eine Dienstleistung, die für einen Marktplatz entwickelt wurde, auch auf allen anderen Marktplätzen angewendet werden kann bzw. der Kunde seinen Serviceanbieter wechseln kann ohne z. B. sein Home-Management-System wechseln zu müssen. Diese „plug-and-play“-Fähigkeit bezieht sich nicht nur auf die technische Anwendbarkeit, etwa von verschiedenen demand-response-Angeboten, sondern auch insbesondere auf die benötigten Prozesse zur Abstimmung zwischen Anbieter und Kunde. Fraglich ist vor dem Hintergrund des hohen Koordinierungsbedarfs, ob sich effiziente dezentrale Marktplätze ohne staatlich vorgegebene Rahmenbedingungen entwickeln werden. Grundsätzlich gilt es zu vermeiden, dass Markteintrittsbarrieren zu den einzelnen Marktplätzen für Dritte bestehen. Solche Barrieren könnten sich zum Beispiel durch nicht definierte Datenschnittstellen ergeben, die es einem Dritten erschweren seine Dienstleistung auf dem Markt anzubieten. So haben die Erfahrungen aus dem Bereich „Stromanbieterwechsel“ im nordischen Elektrizitätsmarkt (Norwegen, Finnland, Schweden und Dänemark) gezeigt, dass ein barrierefreier Zugang zu dezentralen Märkten für Anbieter von Dienstleistungen (in diesem Falle Retailer) ineffizient sein kann, wenn die Schnittstellen zwischen diesen Märkten nur unzureichend definiert sind (vgl. NordReg, 2012, S. 5). Daher hat der Regulierer hier genaue Schnittstellen definiert.

Ein ähnliches Vorgehen hat sich in Bezug auf „Apps“ im Smartphone-Bereich als erfolgreich erwiesen. So müssen Apps nicht für jedes Smartphone neu erarbeitet werden, sondern basieren auf einer definierten Datenschnittstelle (bzw. open standards) die es ermöglicht eine App auf allen Smartphones zu nutzen, die zu dieser Schnittstelle kompatibel sind. Dieses Vorgehen hat nicht nur für den Kunden den Vorteil, dass er die freie Wahl bezüglich des Endgeräts hat, sondern der Plattformbetreiber kann so auch das Innovationspotenzial dritter Serviceanbieter erschließen. Beispielsweise wurde im Falle von Apple ein wesentlicher Anteil der Apps, die im Apple App Store angeboten werden, nicht von Apple selbst, sondern von Dritten entwickelt.

Ein ähnliches Vorgehen wäre bei dem Aufbau von Marktplätzen in Smart Systems möglich. Grundlage eines solchen Konzeptes wäre die Definition von Mindest-Datensätzen, die in einem einheitlichen Format zur Verfügung gestellt werden müssten. Die Etablierung von offenen Standards als einheitliche Formatgrundlagen für alle Marktplätze, wie sie auch für die Entwicklung von Apps im Telekommunikationsbereich eingesetzt werden, würde dann auch die koordinierte Weiterentwicklung der Marktplätze ermöglichen (vgl. eurelectric, 2012, S. 25). Der Bedarf für diese koordinierenden Funktionen steigt mit dem Grad der Dezentralisierung des Datenmanagementsystems und damit der Anzahl der Marktplätze an.

Lage in Österreich und internationale Erfahrungen

In Österreich hat sich gezeigt, dass der Stromanbieterwechsel zwar durch den institutionellen Rahmen grundsätzlich ermöglicht, in der Praxis jedoch kaum vollzogen wurde. Um die Richtlinie 2009/72/EG in Bezug auf die Sicherstellung eines maximal drei Wochen dauernden Lieferantenwechsels auf Grundlage des EIWOG 2010 umzusetzen, wurde für den Stromanbieterwechsel in Österreich eine zentrale Plattform etabliert, über die der Wechselprozess abgewickelt wird. Seitens der E-Control wurden die Prozesse der Datenermittlung spezifiziert, Schnittstellen zwischen den verschiedenen Akteuren definiert und Zeiträume für die Datenlieferung festgelegt. Über diesen Ansatz wird es für jeden Anbieter möglich, diskriminierungsfrei jeden Kunden in Österreich zu erreichen. Es wäre denkbar, ähnliche Vorgaben für die Entwicklung von Schnittstellen zwischen den Marktplätzen in Smart Systems zu machen, etwa in Bezug auf standardisierte Datensätze, zu verwendende Codes etc. So könnte sichergestellt werden, dass die Entwickler von Dienstleistungen einen barrierefreien Zugang zu allen Kunden im System hätten.

In Österreich wird im Rahmen der DAVID-VO bereits geregelt, welche Daten an intelligenten Zählern erhoben und gespeichert werden müssen und wie die Verbrauchsinformation für den Kunden auszusehen hat. Daten- und Informationsabfragen gemäß § 3 DAVID-VO (Darstellung der Verbrauchsdaten durch den Netzbetreiber) sind für den Endverbraucher und vom Endverbraucher bevollmächtigte Dritte auf der Website in speicher- und druckbarer sowie maschinenlesbarer Form zur Weiterverarbeitung bereitzustellen. Zudem kann für die Informationen gemäß § 3 DAVID-VO (...Verbrauchsdaten...) je nach technischer Möglichkeit vorgesehen werden, dass jenes von der e-control gemäß § 2 DAVID-VO (Übermittlung der Daten vom Netzbetreiber an den Lieferanten) definierte Format zum Download auf der Website des Netzbetreibers gemäß § 3 DAVID-VO (...Verbrauchsdaten...) zur Verfügung gestellt wird. Damit wurde in Österreich ein Schritt hin zu dem System gemacht, wie es derzeit auch schon in den USA existiert.

In den USA startete mit „Green Button“⁵ eine Initiative, die ein standardisiertes, konsumenten- und computer-freundliches Format für Smart Meter Daten einführt, das die Kunden auf Knopfdruck downloaden ("Green Button") und Dienstleistern zur Verfügung stellen können. Die Initiative entwickelte sich als Antwort der Industrie auf die Herausforderung von White House Chief Technology Officer Aneesh Chopra: „A Challenge – Design a “Green Button”“. Die Industrie sollte Energiedaten besser für Konsumenten zugänglich machen und dafür ein einheitliches Format finden, dem alle Versorger zustimmen (Chopra, 2011, S. 9). Die Green Button Daten sind so organisiert, dass Anwendungen auf Computern, Tablets oder Smart Phones einfach auf die Information zugreifen können, die sie benötigen. Dadurch wird es wesentlich einfacher für Dritte Dienstleistungen auf Basis dieser Daten anzubieten, da sie kein maßgeschneidertes System für jeden Versorger oder Netzbetreiber entwickeln müssen. Für (Software-)Entwickler eröffnet sich ein attraktiver Markt. In den ersten fünf Monaten hatten sich bereits mehr als ein Dutzend Apps unter Nutzung der Green Button Daten entwickelt.⁶ Die Kunden entscheiden, mit wem sie die Daten teilen. Green Button verwendet dabei “best practices” in Bezug auf Datenschutz und -sicherheit.

Im E-Energy Projekt eTelligence wurde die Eignung des Standards IEC CIM – Common Information Model zur Integration der Systemebenen des Smart Grids untersucht und positiv bewertet. Vorteile existierten insbesondere für parallele Entwicklungen basierend auf definierten Common Interfaces oder für die Integration von Subsystemen und Anwendungen (Rohr et al. 2011, S. 59).

Im E-Energy Modellprojekt RegModHarz wird eine Marktplattform untersucht, die Schnittstelle der Smart Grid Aktivitäten ist. Sie soll zudem dem Zweck der Information und Motivation der Bevölkerung dienen. Das Projekt beschreibt eine Plug-and-Play Lösung zur Einbindung dezentraler Erzeuger in ein virtuelles Kraftwerk (Rohrig 2011).

In Spanien wurde im Rahmen der Marktliberalisierung festgeschrieben, dass die DSOs ein definiertes Datenset, welches im Rahmen von regulativen Maßnahmen festgeschrieben wurde, im Rahmen einer öffentlichen Internet Plattform zur Verfügung stellen müssen. Diese Anforderungen entsprechen weitestgehend der DAVID-VO.

⁵ <http://www.greenbuttondata.org>

⁶ Energy.gov <http://energy.gov/articles/green-button-data-more-power-you>

Aktionsempfehlung 6:

Dienstleistungsentwickler können die Innovationskraft in einem Markt wesentlich erhöhen. Der diskriminierungsfreie Zugang von Marktteilnehmern zu Daten, wenn diese durch den Kunden freigegeben sind, bildet die Grundlage für die Entwicklung von innovativen Dienstleistungen. Um die Entwicklung von innovativen Energiedienstleistungen durch Dritte und deren Einbettung in ein breites Portfolio innovativer Dienste unter Nutzung der Informationen des Smart Systems zu ermöglichen und zu fördern, sollten daher analog zum Stromwechselfortal (oder den Green Buttons in USA) grundlegende Schnittstellen und Kommunikationsstandards für die Marktplätze in Smart Systems definiert werden. Grundlegend gilt es hier zunächst zu klären, welche Daten (bspw. personenbezogene oder aggregierte Daten) für welchen Akteur relevant sind und in welcher Datenqualität diese vorliegen sollten. Bei den Festlegungen sollten die internationalen Entwicklungen berücksichtigt werden. Der Datenschutz ist zu beachten.

3 Zusammenfassend: Die Matrix

NR.	Herausforderung	Ansätze in anderen Länder	Aktionsempfehlung
1	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Informations- und Datenmanagement muss barrierefrei und neutral organisiert werden 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ NL: zentraler Data Hub, betrieben von DSOs ➤ DK: zentraler Data Hub, betrieben von TSO ➤ CA: zentraler Data Hub, von einem unabhängigen Dritten betrieben ➤ GER: zentrale Lösungen mit DSO in MeRegio, zentrale Lösung über Dritte in RegModHarz & eTelligence 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ großen Abstimmungsbedarf zwischen dezentralen Akteuren organisieren ➤ diskriminierungsfreien Zugang sichern ➤ spezifizieren, welche Akteure im welchen Umfang Zugang zu Daten haben bzw. benötigen ➤ derzeit auf der EU-Ebene diskutierte Modelle zur Organisation des Smart Systems hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile analysieren und ihrer Anwendbarkeit auf die österreichische Situation prüfen
2	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Ausbau EE bedingt massive Netzinvestitionen ➤ Eine optimierte Abstimmung zwischen Einspeisern und Abnehmern könnte Investitionen teilweise vermeiden und Auslastung der Netze erhöhen 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ UK: örtlich differenzierte und zeitlich dynamische Bepreisung auf Verteilnetzebene ➤ GER: moma Modellregion testet verbrauchs- und zeitvariablen Tarif, alternative Tarife in Abhängigkeit von weiteren Größen wie z. B. Netzlast oder Residuallast ➤ USA: nodal pricing auf ÜNB Ebene 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ prüfen, an welcher Stelle die Flexibilisierung am effizientesten ansetzen könnte, bei den Netzentgelten oder den Tarifen am Markt. ➤ bereits vorhandene gesetzlich zugelassene Möglichkeiten für eine differenzierte Entgeltsystematik weitgehend flexibilisieren, Erzeuger miteinbeziehen, verhandelte Lösungen und differenziertere Energiepreise zulassen ➤ Möglichkeiten und Grenzen der Tarifgestaltung unter Berücksichtigung unerwünschter Effekte (z. B. soziale und regionale Ungleichbehandlung) analysieren und festlegen

Zusammenfassend: Die Matrix

3	<ul style="list-style-type: none"> ➤ steigender Anteil dezentraler erneuerbarer Energien erhöht Bedarf die Stromnetze auszubauen ➤ Dieser Ausbau soll auf einem effizienten Niveau gehalten werden ➤ Implementierung von Smartness, in Ergänzung zum klassischen Netzausbau, könnte Netzinvestitionen optimieren 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ UK: teilweise Anrechnung von Investitionen durch sliding scales möglich 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ prüfen, ob der derzeitige institutionelle Rahmen in Österreich genügend Anreize für die Implementierung von Smartness aufweist ➤ bei Bedarf über eine Verstärkung von punktuellen Anreizen oder die weitere Ausgestaltung des Benchmarkings (bzw. Alternativen zu diesem) nachdenken ➤ diskutieren, wie die Investitionsbewertung vorgenommen und in der Regulierung operationalisiert werden sollte ➤ prüfen, ob in Einzelfällen Anreize nicht zu optimalen Gesamtsystementwicklung führen. Wenn dem so ist, sollte über Vertragsstrukturen oder Kooperationen als Ausnahmeregelungen von den allgemeinen Grundsätzen diskutiert werden
4	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Daten haben eine wesentliche Funktion im Smart System und müssen den relevanten Akteuren zugänglich gemacht werden ➤ um gesamtwirtschaftliche Effizienz im Datentransport gewährleisten zu können, müssen die beiden Leitprinzipien 1) der Technologieneutralität und 2) Anbieterneutralität, unter Berücksichtigung der volkswirtschaftliche Optimalität, eingehalten werden. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ FR: French Commission for Regulation of Energy hat für die ersten Phasen des Smart Meter Rollout die zu verwendende Technologie auf den verschiedenen Netzebene bzw. Aggregationslevel vorgegeben 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Anforderungen an die Technologie zum Datentransport definieren und bestehende Optionen evaluieren ➤ Evaluationsprozess sollte Neutralität gewährleisten ➤ prüfen, welche institutionelle Lösung die beste Lösung darstellt, um Neutralität sicherzustellen

5	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Daten- und Informationsmanagement hat Funktion alle Akteure im System miteinander zu verknüpfen und den Zugang zu Daten, für die eine Ermächtigung vorliegt, zu ermöglichen 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ CA: zentrales Datenmanagement durch ISEO, Datenlieferung gemäß dessen standardisiertem Anforderungsprofil ➤ GER: Modellprojekt moma schlägt DSO als zentralen Akteur für das Datenmanagement vor 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ klären, welcher Akteur das Datenmanagement betreibt und wie dieser berechtigten Dritten den Zugang zu den Daten zu ermöglichen hat ➤ regulatorische Zugangsverpflichtungen bzw. Schnittstellen in der Übergabe und im Management von Smart System-relevanten Daten sollten aus Effizienzgesichtspunkten und vor dem Hintergrund des gesamtwirtschaftlichen Potenzials von damit einhergehenden innovativen Geschäftsmodellen andenken ➤ Datenschutz berücksichtigen
6	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Dienstleistungsentwickler können die Innovationskraft in einem Markt wesentlich erhöhen ➤ diskriminierungsfreier Zugang von Marktteilnehmern zu Daten, wenn diese durch den Kunden freigegeben sind, bildet die Grundlage für die Entwicklung von innovativen Dienstleistungen ➤ Dienstleister brauchen diskriminierungsfreien Zugang zu Daten, wenn sie seitens der Kunden dazu berechtigt sind 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ ES: gesetzlich festgeschriebenes Datenset, das auf einer öffentlichen Internetplattform zur Verfügung gestellt werden muss ➤ GER: Modellprojekt RegModHarz beschreibt eine Plug-and-Play Lösung zur Einbindung dezentraler Erzeuger ➤ USA: „Green Button“ als definiertes Datenformat, das Kunden herunterladen und für Apps nutzen können 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ analog zum Stromwechselfportal (oder den Green Buttons in USA) grundlegende Schnittstellen und Kommunikationsstandards für die Marktplätze in Smart Systems definieren ➤ klären, welche Daten (bspw. personenbezogene oder aggregierte Daten) für welchen Akteur relevant sind und in welcher Datenqualität diese vorliegen sollten ➤ bei den Festlegungen sollten die internationalen Entwicklungen berücksichtigt werden ➤ Datenschutz berücksichtigen

Literatur

- Aaberg L., 2012, A centralized solution: The Danish DataHub, Danish Energy Regulatory Authority, NordReg
- Acatech, 2012, Future Energy Grid – Informations- und Kommunikationstechnologien für den Weg in ein nachhaltiges und wirtschaftliches Energiesystem, München
- Ackermann, T., 2004. Distributed Resources in a Re-Regulated Market Environment. Ph.D. thesis, KTH, Stockholm.
- Agrell & Bogetoft, 2011, Smart-grid investments, regulation and organization, Core Discussion paper 2011/72, December 2011, Center for Operations Research and Econometrics.
- Antipolis, S., 2011, Smart Metering, IEA DSM Workshop, Paris
- Averch, H., Johnson, L.L., 1962, Behavior of the Firm under Regulatory Constraint, American Economic Review, 52(5), p. 1052 – 1069.
- Baldick, R., & Kahn, E., 1993. Network Costs and the Regulation of Wholesale Competition in Electric Power. Journal of Regulatory Economics, 5(4), 367–384.
- Bauknecht, D., 2011, Incentive Regulation and Network Innovations, IRIN Working Paper/EUI Working Paper RSCAS 2011/02, European University Institut, Robert Schumann Centre for Advanced Studies
- B.A.U.M., 2012, Smart Energy made in Germany – Zwischenergebnisse der E-Energy-Modellprojekte auf dem Weg zum Internet der Energie
- Brunekreeft, G., Meyer, R., 2009, Entflechtung auf den europäischen Strommärkten: Stand der Debatte, UNECOM Discussion Paper, Bremen
- Brunner, H., 2012, DG DemoNet Smart LV Grid – Increasing the DER Hosting Capacity of Distribution Networks – Voltage Control from Simulation to Field Test, Präsentation am 17.04.2012 im Rahmen des Workshops “Die Evolution der Elektrizitätsnetze – ein Status Quo”, WienEIWOG 2010, Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
- Chopra, A., 2011, Chopra, A. 2011, Remarks to GridWeek, Präsentation von White House Technology Officer Aneesh Chopra am 15.09.2011 auf der Grids Week.
- Energie AG – Tenschert 2012 Persönliche Mitteilung.
- eurelectric, 2012, Customer-centric Retail Markets: A Future-Proof Market Design, eurelectric policy paper, Brüssel

EU EG 3 2011, EU Commission Task Force for Smart Grids Expert Group 3: Roles and Responsibilities of Actors involved in the Smart Grids Deployment, EG3 Deliverable, 04. April 2011

Europäische Kommission (EUC), 2012, Digital Agenda Scoreboard, Brüssel

Europäische Kommission (EUC) 2011, Commission Staff Working Document – Definition, expected services, functionalities and benefits of smart grids. COM(2011) 202 FINAL.

European Competitive Telecommunications Association (ecta), 2010, ECTA Regulatory Scorecard 2009 – Executive Summary, Brüssel

Fox-Penner P., 2010, Smart Power – Climate Change, the Smart Grid, and the Future of Electricity Utilities, Washington, Island Press

Friedrichsen N., 2012, Governing smart grids: the case for an independent system operator, European Journal of Law and Economics, 2012, DOI: 10.1007/s10657-012-9345-0.

Hribernik et al., 2012 Mapping und Gap Analyse aktueller Smart Grid Demonstrationsprojekte in Europa, Bericht der EEGI Member States Initiative "A pathway towards functional projects for distribution grids", Berichte aus Energie- und Umweltforschung 14/2012

Kockar et al., 2011, Dynamic Pricing in Highly Distributed Power Systems of the Future", Power and Energy Society General Meeting 2011, IEEE.

Lorenz G.; 2012, European Distribution Networks in Transition to a Low-Carbon Economy, Presentation, Smart Regulation For Smart Grids, 20 June 2012, Brussels

moma 2012, Ergebnisse der Abschlussbefragung im Praxistest 2, Stand: 26.03.2012, verfügbar unter: www.modellstadt-mannheim.de/moma/web/media/pdf/Kurzergebnisse_Praxistest_2.pdf

moma 2011, Modellstadt Mannheim Arbeitspaket 5, AS5.5 Untersuchung des technischen, energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmens.

NordReg, 2008, Harmonized supplier switching model, Helsinki

North D.C.; 1991, Institutions, The Journal of Economic Perspectives 5(1), pp. 97-112.

Ofgem, 2010, "RIIO: a new way to regulate energy networks – final decision", October 2010, Ofgem.

Paetz & Dütschke, 2012, Dynamische Stromtarife – nur gesetzliche Pflicht oder Kundenwunsch? http://www.meregio.de/pdf/SIV_News_01-2011.pdf

- Piccolo, A., & Siano, P., 2009. Evaluating the Impact of Network Investment Deferral on Distributed Generation Expansion. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 24(3), 1559–1567.
- Pollitt, M. 2010, Does electricity (and heat) network regulation have anything to learn from fixed line telecoms regulation? *Energy Policy* 38(3), 1360–1371.
- Preisel, M., Wimmer, W., Frey, D., Huser, A., 2012, SMART METERING consumption – Eigenverbrauch von Stromzählern, *BMVIT Schriftenreihe Berichte aus Energie und Umweltforschung Nr 44/2012*
- Privacy by design (Pbd), 2012, *Building Privacy into Ontario’s Smart Meter Data Management System: A Control Framework*, Toronto
- Resch, C. & Pier, C., 2012, *Smart Grids D–A–CH Taskforce Geschäftsmodelle – Fortschrittsbericht 2012*, *Berichte aus Energie- und Umweltforschung* 15/2012
- Rezania R., Prügler W., 2012, *Business models for the integration of electric vehicles into the Austrian energy system*, *EEM12–European energy market*, Florence
- Rohr et al., 2011, *Using CIM for Smart Grid ICT integration*, *IBIS Issue* 1 (6).
- Rohrig, K., 2011, *Eine ganze Region geht als Kraftwerk ans Netz RegModHarz – E-Energy Modellregion*, Präsentation auf der Hannovermesse 2011.
- SmartGrids Austria, 2010, *Roadmap: „Der Weg in die Zukunft der elektrischen Stromnetze“*, Wien
- Strebl, M., 2012, *Kurze Vorstellung der Smart Grids Modellregion Salzburg*, Präsentation am 17.04.2012 im Rahmen des Workshops “Die Evolution der Elektrizitätsnetze – ein Status Quo”, Wien
- VDE, *Smart Energy – Vom Smart Meter zum Smart Grid*, 2010, Frankfurt am Main
- Wolffram P., 2011, *Aufbruchstimmung im Verteilnetz – Mit angezogener Handbremse*, *IRIN–Abschlusskonferenz*, Berlin