

## Dokumentation

# Experten-Workshop Smart Grid

RWE • Essen, 16. September 2011

---

Dokumentation  
Experten-Workshop Smart-Grid

RWE • Essen, 16. September 2011

Herausgeber: Arbeitsgruppe 2 im Nationalen IT-Gipfel (AG2) – Projektgruppe Smart Grid  
Leitung: Gabriele Riedmann de Trinidad, Deutsche Telekom AG

Gastgeber: Dr. Andreas Breuer, RWE Deutschland AG  
Kerstin Straube, T-Systems International GmbH

Verantwortlich: Jens Mühlner, T-Systems International GmbH

Redaktion: Jens Mühlner, T-Systems International GmbH  
Wolfgang Dorst, BITKOM

---

# Inhalt

Vorwort .....	4
Agenda des Tages .....	6
Impulsvortrag 1: Elektrische Versorgungsnetze heute und in der Zukunft – Welchen Beitrag kann IKT leisten? .....	7
Impulsvortrag 2: IKT im Verteilnetz .....	11
Impulsvortrag 3: Anforderungen an die IKT-Sicherheit .....	15
Impulsvortrag 4: Smart Grids: Zukünftige Herausforderungen für Versorgungsnetze .....	18
Arbeitsergebnisse der Gruppe 1 „E-Mobility“ .....	22
Arbeitsergebnisse der Gruppe 2 „Rating Engine“ .....	26
Arbeitsergebnisse der Gruppe 3 „IP-MPLS Protokoll“ .....	32
Zusammenfassung/Ausblick .....	36
Teilnehmerliste .....	37
Abbildungsverzeichnis .....	38
Ansprechpartner .....	39

# Vorwort

Kaum ein infrastrukturelles Thema wird in der öffentlichen Wahrnehmung derart intensiv diskutiert, wie der erforderliche Umbau der Energienetze. Die deutsche Energiewende setzt alle Beteiligten zusätzlich unter Handlungsdruck. Dabei war der Ausbau der erneuerbaren Energien in



**Kerstin Straube**  
VP Technical Management - End2End Smart Energy  
T-Systems International GmbH

Deutschland auch zuvor bereits eine Erfolgsgeschichte. In den letzten zehn Jahren hat sich ihr Anteil mehr als verdreifacht. Und diese Erfolgsgeschichte soll weitergehen. Die EU-Richtlinie für erneuerbare Energien verlangt bis 2020 einen Anteil von 20 Prozent Strom aus regenerativen Quellen, das deutsche Energiewirtschaftsgesetz sogar 30 Prozent. Und geht es nach dem Willen der Bundesregierung, liegt der Anteil 2050 bei rund 80 Prozent. Die Regierung macht in ihrem

Energiekonzept 2050 aber auch deutlich, dass das intelligente und hochkomplexe Stromnetz der Zukunft nur mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) zu realisieren ist. Um diese Aufgabe zu meistern, ist die enge Zusammenarbeit der Energiebranche mit Unternehmen der IKT-Wirtschaft erforderlich.

Diese Zusammenarbeit voran zu bringen und zu konkretisieren, hat sich die **Projektgruppe (PG) Smart Grid** der Arbeitsgruppe 2 des Nationalen IT-Gipfels zum Ziel gesetzt. Ein wesentlicher Ansatzpunkt ist es, nicht alle notwendigen technischen Lösungen und Prozesse neu erfinden zu müssen. Vielmehr soll soweit wie möglich und sinnvoll auf Erfahrungen zurückgegriffen werden,

die beispielsweise die Telekommunikationsindustrie bei der Umstellung auf digitale Netze und flexiblere, internationale Geschäftsmodelle gemacht hat. Auf Grundlage dieses Ansatzes hat die PG Smart Grid Erfahrungsberichte der IKT-Branche aus früheren Infrastrukturprojekten gesammelt und daraus vier Use Cases definiert und in Arbeitsgruppen vertieft. Deren weitere Überprüfung und Detaillierung



**Dr. Andreas Breuer**  
Leiter Neue Technologien/Projekte  
RWE Deutschland AG

sowie der gemeinsame Blick auf die Situation und Anforderungen der Energieversorger, war Ziel und Gegenstand des ersten gemeinsamen Smart-Grid-Experten-Workshops am 16. September 2011 bei RWE in Essen.

Wir freuen uns sehr über das große gegenseitige Interesse, die intensive und offene Diskussion, sowie über Ergeb-

nisse, die uns eine Orientierung für die weiteren gemeinsamen Schritte auf dem Weg zur Umsetzung intelligenter Stromnetze in Deutschland geben.

Als Grundlage des gemeinsamen Verständnisses schließen wir uns zunächst der folgenden Definition des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) an: *„Der Begriff ‚intelligentes Stromnetz‘ (engl. ‚Smart Grid‘) umfasst die kommunikative Vernetzung der vielen Akteure des Energiesystems von der Erzeugung über den Transport, die Speicherung und die Verteilung bis hin zum Verbrauch. Grundgedanke ist, jedes Gerät, das an das Stromnetz angeschlossen ist, in das System aufzunehmen. So entsteht ein integriertes Daten- und Energienetz mit völlig neuen Strukturen.“*

Die damit einhergehende neue Komplexität ist nicht zu unterschätzen. Smart Grids werden nur beherrschbar sein, wenn Datennetze Hand in Hand mit Stromnetzen arbeiten. Und dabei geht es nicht allein um das Netzmanagement. Auch die unterstützenden Geschäftsanwendungen müssen auf die neuen Anforderungen umgestellt werden. So gilt es zum Beispiel wesentlich häufiger zu erfassen, welche Haushalte wie viel Strom zu welchem Tarif einspeisen und verbrauchen. Allein mit der viertelstundengenauen Erfassung entsteht nicht mehr wie bisher ein Datensatz pro Jahr und Haushalt, sondern 35.000 Datensätze. Bei nur 1 Million Kunden sind das bereits 35 Milliarden Datensätze im Jahr. Allein für die Abrechnungssysteme ergeben sich daraus ganz neue Dimensionen.

„Smart Grid“ steht exemplarisch für den Wandel der Energiewirtschaft insgesamt. Der Wandel ist vielfältig, zeichnet sich jedoch durch zwei wesentliche Grundzüge aus: Das Energiesystem soll zukünftig stärker dezentral aufgebaut sein und flexibler auf Angebot und Nachfrage reagieren. Dezentralität resultiert beispielsweise aus der Förderung der regenerativen Energien auf Ebene der einzelnen Verbraucher. Flexibilität wird durch den höheren Anteil an stochastischer Energieerzeugung, insbesondere durch Sonnenenergie und Windkraft erforderlich. Im Fokus der öffentlichen Diskussion stehen Investitionen in eine grünere Stromerzeugung oder in den erforderlichen Ausbau der Stromnetze. Dieser Wandel ist für die Öffentlichkeit transparent. Weniger offenkundig, doch ebenso notwendig, ist der Wandel, wie unser Energiesystem gesteuert und betrieben wird. In Zukunft werden Steuerung und Betrieb ebenfalls durch einen größeren Grad an Dezentralität geprägt sein. Entscheidend bleibt dabei das Ziel, das im internationalen Vergleich hohe Niveau der Versorgungsqualität in Deutschland auch in der Zukunft zu erhalten.

Der Entwicklungsstand von Energieversorgungsunterneh-



Abbildung 1:  
Teilnehmer des Workshops

men hinsichtlich des Einsatzes von IKT in operativen Prozessen über alle Spannungsebenen hinweg ist zu vergleichen mit dem Entwicklungsstand der Telekommunikation vor einigen Jahren. Der Schritt in die vollständig digitale Welt muss erst noch vollzogen werden. Wesentliche Voraussetzung für diese Entwicklung ist es, zukunftsfähige Technologien zum Einsatz zu bringen, die keinen Bruch mit der bestehenden Welt erforderlich machen, sondern eine Evolution ermöglichen. Bestehende Systeme müssen integriert und migriert werden können. Die gesamte Infrastruktur muss darüber hinaus auch weiterhin durch ein leistungsfähiges Sicherheitssystem geschützt werden. Und die zu installierende Infrastruktur muss kosteneffizient wartbar und zukunftsfähig sein.

Die Umstellung auf allen Ebenen ist eine Herkulesaufgabe. Aber weiter zu machen, wie bisher, ist keine Option. Alle Beteiligten müssen aufeinander zugehen und gemeinsam an einem schnellen und effizienten Weg zur Realisierung

arbeiten. Das dies möglich ist, zeigt in erfolgreicher Weise dieser Workshop. Einen Tag haben rund 40 Experten gemeinsam über Möglichkeiten und fachliche Ansatzpunkte der Zusammenarbeit gesprochen. Nachdem vier Impulsvorträge einen Blick in die Ausgangssituation und Perspektiven am Beispiel des Energieversorgers RWE gaben, wurden die zuvor erarbeiteten Use Cases **E-Mobility, Rating Engine** und **IP-MPLS Protokoll** in drei Arbeitsgruppen vertieft diskutiert.

Die Ergebnisse dieses Tages finden Sie in dieser Dokumentation. Wir bedanken uns sehr herzlich bei allen Teilnehmern und hoffen, damit dem weiteren Dialog eine fundierte fachliche Grundlage geben zu können. Wir werden den IT-Gipfel-Prozess auch weiterhin nutzen, um gemeinsam die Zukunft anzugehen.

Kerstin Straube • Dr. Andreas Breuer

# Agenda des Tages

## Gemeinsames Plenum

10:00 Uhr	Begrüßung	Fr. Straube (DTAG) / Dr. Breuer (RWE)
10:05 Uhr	Übersicht und Abgrenzung Übertragungsnetz und Verteilnetz	Hr. Eckenroth (RWE)
10:30 Uhr	IKT im Verteilnetz (Prozessnetz / Telekommunikationsnetz)	Hr. Kasper und Hr. Buchholz (RWE)
10:50 Uhr	Zukünftige Entwicklungen (Smart Grid, E-DeMa, etc.)	Hr. Theisen (RWE)
11:15 Uhr	Anknüpfungspunkte aus Sicht IKT-Branche / Vorstellung/ Überblick der Use Cases	Fr. Straube (DTAG)

## Gruppenarbeit:

### Gruppe 1 „E-Mobility“

11:30 Uhr	Gruppenarbeit Vorstellung der Use Cases	
	a) <b>Number Portability</b>	Dr. Matzdorf (Alcatel-Lucent)
	b) <b>Roaming in Mobilfunknetzen</b>	Hr. Kuijpers (Ericsson)
13:00 Uhr	Lunch	
13:30 Uhr	Diskussion und Zusammenfassung der Ergebnisse	

### Gruppe 2 „Rating Engine“

11:30 Uhr	Gruppenarbeit Vorstellung des Use Cases <b>Rating Engine</b> anschließend Diskussion	Hr. Drzisga (Nokia Siemens Networks)
13:00 Uhr	Lunch	
13:30 Uhr	Diskussion & Zusammenfassung der Ergebnisse	

### Gruppe 3 „IP/MPLS Protokoll“

11:30 Uhr	Gruppenarbeit Vorstellung des Use Cases <b>IP/MPLS Protokoll</b> anschließend Diskussion	Hr. Dorst (BITKOM)
13:00 Uhr	Lunch	
13:30 Uhr	Diskussion & Zusammenfassung der Ergebnisse	

## Gemeinsames Plenum

16:00	Uhr	Präsentation der Arbeitsergebnisse aus den Gruppen	Themenverantwortliche
16:45	Uhr	Zusammenfassung der Ergebnisse	Fr. Straube / Dr. Breuer
17:00	Uhr	Ende	

## Impulsvortrag 1:

# Elektrische Versorgungsnetze heute und in der Zukunft – Welchen Beitrag kann IKT leisten?



Lutz Eckenroth

**Der erste Vortrag der Plenarsitzung am Vormittag geht auf die zentralen Aufgaben elektrischer Netze heute und in der Zukunft ein. Kernaspekte sind der bisherige Aufbau von elektrischen Netzen und die Anforderungen, die bei der Netzplanung berücksichtigt wurden und werden. Thema sind auch Veränderungen, die das Versorgungssystem der Zukunft prägen und welche Beiträge kann und muss IKT im zuverlässigen Versorgungssystem der Zukunft leisten?**

**Der erste Vortrag der Plenarsitzung am Vormittag geht auf die zentralen Aufgaben elektrischer Netze heute und in der Zukunft ein. Kernaspekte sind der bisherige Aufbau von elektrischen Netzen und die Anforderungen, die bei der Netzplanung berücksichtigt wurden und werden. Thema sind auch Veränderungen, die das Versorgungssystem der Zukunft prägen und welche Beiträge kann und muss IKT im zuverlässigen Versorgungssystem der Zukunft leisten?**

Die Netze der elektrischen Energieversorgung werden analog ihrer Aufgabe in zwei logische Bereiche aufgeteilt:

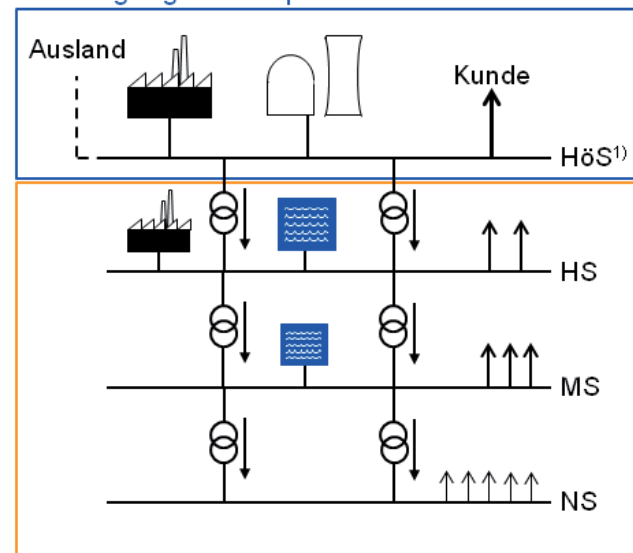
- Das **Übertragungsnetz** (auch Transportnetz genannt) wird mit einer Spannung von 380 kV und 220 kV (Höchstspannung, HöS, 36.000 km in Deutschland) betrieben und dient dem Anschluss großer Erzeugungseinheiten (zum Beispiel Großkraftwerke) und großer Verbraucherlasten (zum Beispiel Industrie). Daneben stellt es die Verbindungen zu den ausländischen Netzen her, die ursprünglich für die gegenseitige Reserve-Stellung gebaut wurden, mittlerweile aber sehr stark vom internationalen Energiehandel nachgefragt werden und immer wieder Engpässe darstellen.
- Unterhalb dieser Netzebene liegen die **Verteilnetze** mit üblichen Spannungen von
  - 110 kV (Hochspannung, HS, 76.000 km),
  - 10 bis 20 kV (Mittelspannung, MS, 507.000 km) und
  - 0,4 kV (Niederspannung, NS, 1.160.000 km).

Maßgeblich für die Anschlussebene einer Erzeugungseinheit oder einer Last ist die Anschlussleistung. Je höher die Anschlussleistung, desto höher auch die Netzanschlussebene. Die überwiegende Einspeisung in den höheren Netzebenen (durch zentrale konventionelle Kraftwerke) führte, wie in Abbildung 2 dargestellt, zu einem gerichteten Lastfluss in die unterlagerten Ebenen zu den dort überwiegend angeschlossenen Lasten. Dadurch ließ sich der Lastfluss gut prognostizieren, die Netze und deren Schutz-

richtungen entsprechend auslegen, sowie die Netzführung durch einige wenige Beobachtungspunkte mit ausreichenden Informationen versorgen.

Die Anforderungen an die Netzplanung, die auch heute weiterhin gelten, lassen sich damit zum sogenannten Dreieck der elektrischen Energieversorgung zusammenfassen (siehe Abbildung 3): Erstens muss die Versorgungssicherheit gewährleistet sein, das heißt zu jeder Zeit muss das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Last gewährleistet werden und die Energie muss unterbrechungsfrei bereitgestellt werden. Zweitens ist die Energieversorgung so umweltschonend wie möglich zu realisieren. Dies betrifft sowohl die Erzeugung, den Verbrauch, als auch die Netze selber, hier zum Beispiel ihren Flächenverbrauch und die elektromagnetische Verträglichkeit. Drittens muss die Energieversorgung wirtschaftlich sein. Dies gilt sowohl für die betriebs- wie auch die volkswirtschaftlichen Aspekte. Diese drei Ziele stehen mitunter im Konflikt zueinander und

## Übertragungs-/Transportnetz



## Verteilnetz

<sup>1)</sup> HöS: Höchstspannung (380+220 kV), HS: Hochspannung (110 kV), MS: Mittelspannung (10-30 kV), NS: Niederspannung (0,4 kV)

Abbildung 2:  
Bisherige Nutzung der Netzebenen



Abbildung 3:  
Zieldreieck der Energieversorgung

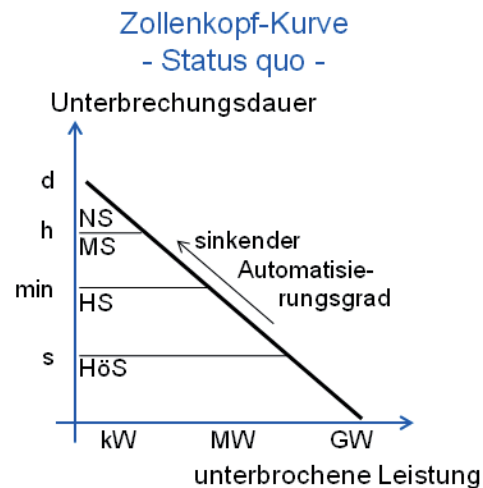


Abbildung 4:  
Zollkopf-Kurve zur Bestimmung zulässiger Versorgungsunterbrechungen

müssen gegeneinander abgewogen werden, und deren Bewertung unterliegt nicht zuletzt auch politischen und gesellschaftlichen Entwicklungen.

Greifen wir uns das Ziel der Versorgungssicherheit heraus. Sie wird im Wesentlichen durch die Faktoren Unterbrechungshäufigkeit, Unterbrechungsdauer und nicht zeitgerecht gelieferte Energie beschrieben. Die Energie ist proportional zum Produkt aus Leistung und Dauer, daher sind Störungen mit steigender Leistung auch immer schneller zu beheben. Dieser Zusammenhang wird qualitativ in der sogenannten Zollkopf-Kurve in Abbildung 4 dargestellt, die in der Netzplanung bislang eine wesentliche Randbedingung darstellte.

Neben diesem eher netztechnischen Aspekt kommt noch die erforderliche Ausbalanzierung zwischen Last und Einspeisung hinzu. Dieses Gleichgewicht wird jedoch durch Kraftwerksausfälle, Prognosefehlern bei der Last und Einspeisung erneuerbarer Energiequellen und andere Faktoren gestört. Diese Störungen führen primär zu Frequenzabweichungen und können zu einem (regionalen) Kollaps der Energieversorgung führen.

Zum schnellen Ausgleich werden heute in erster Linie vorgehaltene Reserven in laufenden konventionellen Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt, die sehr schnell zur Bereitstellung von sogenannter Regellenergie abgerufen werden können.

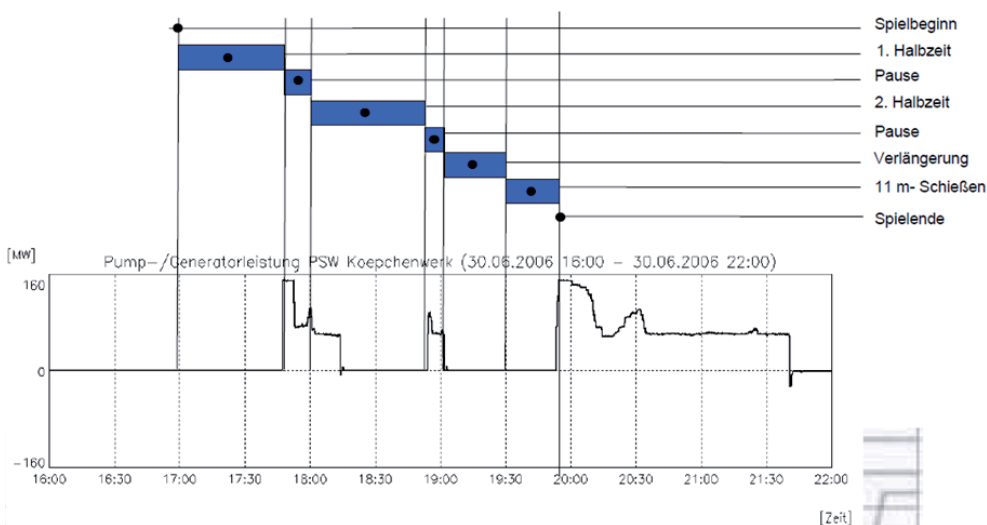


Abbildung 5:  
Regelleistungsbereitstellung eines Pumpspeicherkraftwerks  
(Quelle: S. Molfese, RWE Power AG)



Als Beispiel für einen solchen Abruf haben wir den Einsatz des Pumpspeicherkraftwerks in Herdecke zum Zeitpunkt des WM-Viertelfinalspiels Argentinien–Deutschland 2006 (Sie erinnern sich vielleicht an „Lehmanns Zettel“) herausgegriffen (siehe Abbildung 5). Mit Beginn der Halbzeitpause wurde spontan die maximale Regelleistung von 153 MW abgerufen. Wesentlicher Grund hierfür war sicherlich das bundesweit synchrone Verhalten der Fernsehzuschauer, die sowohl kurzfristig elektrische Verbraucher eingeschaltet und danach durch den Griff in den Kühlschrank dessen Nachkühlung in Gang gesetzt haben.

Mit Beginn der zweiten Halbzeit lief das Pumpspeicherkraftwerk mit reduzierter Leistung noch nach. Grund hierfür war nach unserer Kenntnis der Strombedarf der Pumpen in der öffentlichen Wasserversorgung, der nach rund 15 Minuten aber abgeschlossen war.

Die Pause zur Nachspielzeit führte erneut zu einem Regelenergieabruf, wenn auch nicht in voller Leistungshöhe des Kraftwerks. Nachspielzeit und das anschließende Elfmeterschießen fesselten die Zuschauer wohl noch stark am Geschehen, denn erst mit Ende des Elfmeterschießens stieg der Regelenergiebedarf wieder stark an und hielt auch über 1,5 Stunden an.

Dieses Beispiel zeigt, dass Reserveenergie zu jedem Zeitpunkt in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen muss (und dies in positiver wie negativer Richtung), da das Verbraucherverhalten nur innerhalb gewisser Grenzen prognostizierbar ist. Die steigende Integration dargebotsabhängiger Einspeiser erhöht zukünftig den Reservebedarf zur Absicherung von Prognosefehlern. Gleichzeitig wird sich auch die Änderungsgeschwindigkeit aufgrund der Volatilität der erneuerbaren Energiequellen erhöhen und so flexiblere Regelkraftwerke erfordern.

Zudem wird ein deutlich höherer Kommunikationsbedarf zwischen den Netzbetreibern und den Betreibern konventioneller wie erneuerbarer Kraftwerke erforderlich, um möglichst schnell auf die Anforderungen reagieren zu können. Da der Anteil der konventionellen Kraftwerke am Erzeugungspark aufgrund der Energiewende sinken wird, werden künftig die erneuerbaren Energiequellen für einen Ausgleich der Leistungsungleichgewichte eine Rolle spielen müssen.

Die aktuellen und zukünftigen Herausforderungen für das elektrische Versorgungssystem lassen sich wie folgt umreißen: Die politisch forcierte Einbindung erneuerbarer Energiequellen verdrängt konventionelle Kraftwerke aus dem Markt, es sinkt also deren Anzahl. Gleichzeitig muss eine Vielzahl neuer Einspeiser mit größtenteils geringer Einzelleistung eingebunden werden. Der Anschluss der erneuerbaren Energiequellen – vorzugsweise im Verteilnetz – und deren mitunter sehr starke lokale Konzentration führen

## Zukünftige Struktur der elektrischen Versorgung

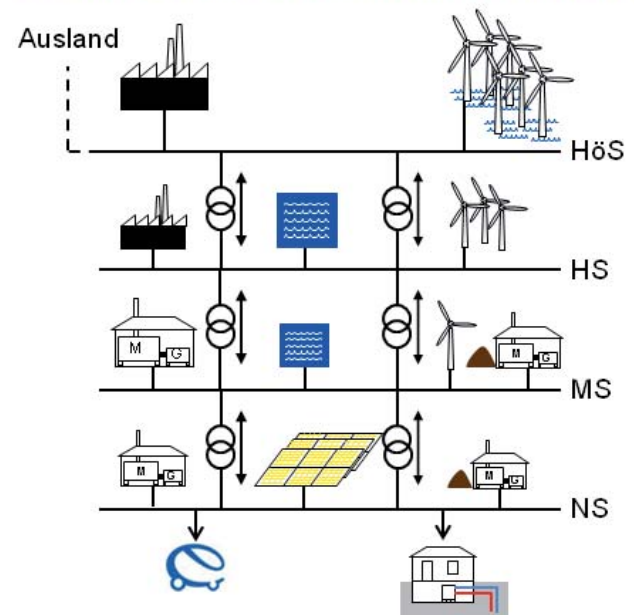


Abbildung 6:  
Künftige Nutzung der Netzebenen

zu Rückflüssen in die überlagerten Netzebenen, wenn die Leistung nicht mehr erzeugungsnah aufgenommen werden kann.

Damit werden andere Netzkonzepte erforderlich, die gegenüber der heutigen Standardinstallationen auch Rückflüsse sicher beherrschen können. Zudem muss das Netz besser beobachtbar sein, da (lokale) kritische Situationen nicht mehr durch die Überwachungseinrichtungen in den höheren Netzebenen sicher erfasst oder detektiert werden können. Zudem ändert sich die Nachfrage und das Nachfrageprofil auf Kundenseite.

Effizienzsteigerungen reduzieren die Nachfrage und gleichzeitig müssen neue (idealerweise steuerbare) Verbraucher wie Wärmepumpen und E-Mobility in das Versorgungssystem integriert werden (siehe Abbildung 6).

All diese Anforderungen an die elektrische Energieversorgung erfordern die Entwicklung moderner Kommunikationskonzepte, wobei sich die wesentlichen Treiber und damit die Herausforderungen an die IKT nach den unterschiedlichen Versorgungsaufgaben der Netzebenen unterscheiden, wobei sich die Änderungen der unterlagerten Netzebenen jeweils auch mit als Herausforderung für die überlagerten Netzebenen darstellen.

Hoher Bedarf an IKT besteht in den NS-Netzen zur intelligenten Laststeuerung in Abhängigkeit der erneuerbaren Einspeiser. Wesentliche Treiber sind hier der Ausbau der PV, vermehrter Einsatz von Smart Metern, die steigende Bedeutung der E-Mobilität und elektrischer Wärmepumpen.

Insbesondere in ländlichen und damit oftmals lastschwachen Regionen treten zunehmend Rückspeisungen in die überlagerten Netzebenen auf. Die zentralen Herausforderungen an die IKT sind damit die Kommunikation und Datenaufbereitung der Smart Meter, die Unterstützung regionaler Marktplätze (wie zum Beispiel im Projekt EDeMa der RWE) durch geeignete Kommunikationsprotokolle und -systeme unter Berücksichtigung von Datenschutz und -sicherheit, die perspektivische Steuerung von Wärmepumpen und die Koordination der Ladung von E-PKW.

In den Mittelspannungsnetzen sind besonders in ländlichen Netzen unterschiedlich große erneuerbare Einspeiser (zum Beispiel Windenergieanlagen und -parks), große PV-Anlagen (zum Beispiel Aufdachinstallationen in der Landwirtschaft) und Biomasseanlagen zu integrieren. In städtischen Netzen dürften BHKW mit Nahwärmenetzen und die Ladung größerer E-PKW-Gruppen (zum Beispiel in Parkhäusern) die wesentlichen Treiber sein.

IKT kann und muss hier für das Lastmanagement, insbesondere großer Verbraucher, die Systemintegration virtueller Kraftwerke und den optimierten Einsatz von Einspeisungen und Lasten (wie im Projekt SmartCountry der RWE) eine Überwachungs- und Steuerungsfunktion übernehmen.

Gerade in ländlichen Regionen macht die weite räumliche Ausdehnung der Netze und eine lokale Konzentration von erneuerbaren Einspeisern eine erhöhte Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit erforderlich. So stehen zum Beispiel in Rheinland-Pfalz ausgewiesene Windpotenzialflächen von 1.300 MW einer regionalen Netzlast außerhalb der Lastschwerpunkte von 60 MW gegenüber. Hier wird besonders die Kommunikation mit den Windparks erforderlich werden, sowohl um die aktuelle Situation zu beobachten, als auch gegebenenfalls in die Erzeugung eingreifen zu können.

Die wesentlichen Herausforderungen im Übertragungsnetz liegen in dem verstärkten Ausbau von Offshore-Windparks, der starken Veränderung der Versorgungsaufgabe (Reduktion konventioneller Kraftwerke und Konzentration erneuerbarer Einspeiser an lastschwachen und damit netztechnisch ungünstigen Standorten) und nicht zuletzt auch an einem verstärkten europaweiten Energieaustausch (auch aufgrund fluktuierender Einspeisungen).

All dem kann nicht mit einem reinen Netzausbau begegnet werden. Vielmehr wird die IKT für die Einbindung der Offshore-Windparks in die Netzführung (auch zum Beispiel für den Versorgungswiederaufbau nach Störung) an Wichtigkeit stark zunehmen. Daneben können – und müssen möglicherweise auch – perspektivisch Systemdienstleistungen, die derzeit eher von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt werden, durch gezielten und zuverlässigen Zugriff über die IKT auf dezentrale erneuerbare Einspeiser aber auch Lasten, bereitgestellt werden.

Es lässt sich also festhalten, dass ein höheres Maß an IKT in elektrischen Versorgungsnetzen nicht nur erwünscht, sondern unumgänglich wird. Erst mit der IKT können die elektrischen Netze ausreichend beobachtet und gesteuert werden, um auch unter der zunehmend volatilen Netznutzung einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

Für vertriebs- und marktgetriebene Anwendungen, wie die Verarbeitung und Bereitstellung von Nutzungsdaten (der Smart Meter) und die Einrichtung regionaler Marktplätze kann auf IKT nicht verzichtet werden. Voraussetzung für den Einsatz von IKT muss aber eine sehr hohe Verfügbarkeit zur Gewährleistung der Systemsicherheit sein.

## Impulsvortrag 2:

# IKT im Verteilnetz



Jörg Buchholz

**Der Autor gibt einen Überblick über das Spektrum des Einsatzes von Telekommunikation in der RWE. Dabei geht er auf die zentralen Aufgaben des TK-Einsatzes im Allgemeinen und die speziellen Anforderungen im Prozessbereich ein.**

Die RWE Deutschland AG betreibt für den Kommunikationsbedarf des Primärnetzbetriebes ein eigenständiges Telekommunikationsnetz.

Dies umfasst den gesamten Bereich der Nachrichtentechnik, beginnend bei eigenen Cu- und LWL-Kabeln, Gebäude-Infrastrukturen, gesicherte Spannungsversorgungen und geht weiter über die darauf aufsetzenden Übertragungsnetze SDH und PDH (Zeitmultiplexsysteme).

Diese Übertragungsnetze werden dann von Sprach-, Daten- und Prozessnetzen für die jeweiligen speziellen Anwendungen genutzt (siehe Abbildung 7).

Hierbei wird gemäß Energiewirtschaftsgesetz zwischen dem regulierten (Prozess) und dem nicht regulierten (Büro) Bereich unterschieden. Das Telekommunikationsnetz wird

ursächlich für den regulierten Bereich betrieben und, wo synergetisch möglich, für den nicht regulierten Bereich mit genutzt.

In diesem Umfeld werden die folgenden zentralen Aufgaben wahrgenommen:

1. **Strategie**  
Strategie- und Konzeptplanung für die Erbringung EVU-spezifischer Dienstleistungen auf der Basis eigener Infrastruktur für die DAG-Gruppe und RWE-Gesellschaften soweit sich für den Konzern Synergien ergeben.
2. **Asset**  
Grundsatzplanung und Budgetbereitstellung für Projekte und Betrieb im gesamten Bereich der TK-Assets.
3. **TK-Dienste**  
Produkt- und Dienstleistungsgestaltung basierend auf den EVU-spezifischen Kundenanforderungen. Erstellung von Betriebskonzepten für die Sicherstellung der erforderlichen Servicequalität. Bereitstellung der SLA-Monitorings und Service Desk (oberste Ebene).

## DAG Telekommunikation

Anbindung primärer Systeme

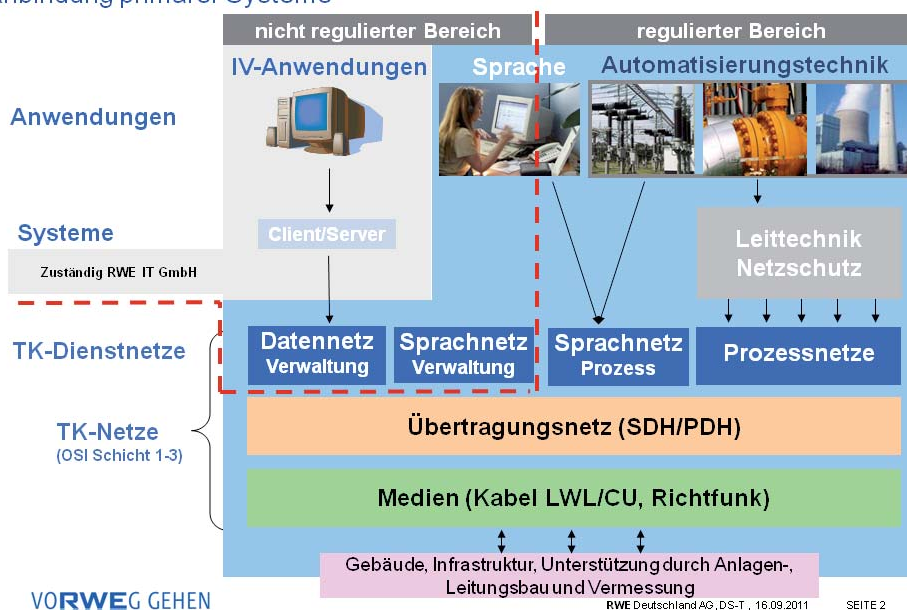


Abbildung 7:  
Anbindung primärer Systeme

## D AG Telekommunikation

TK-Asset

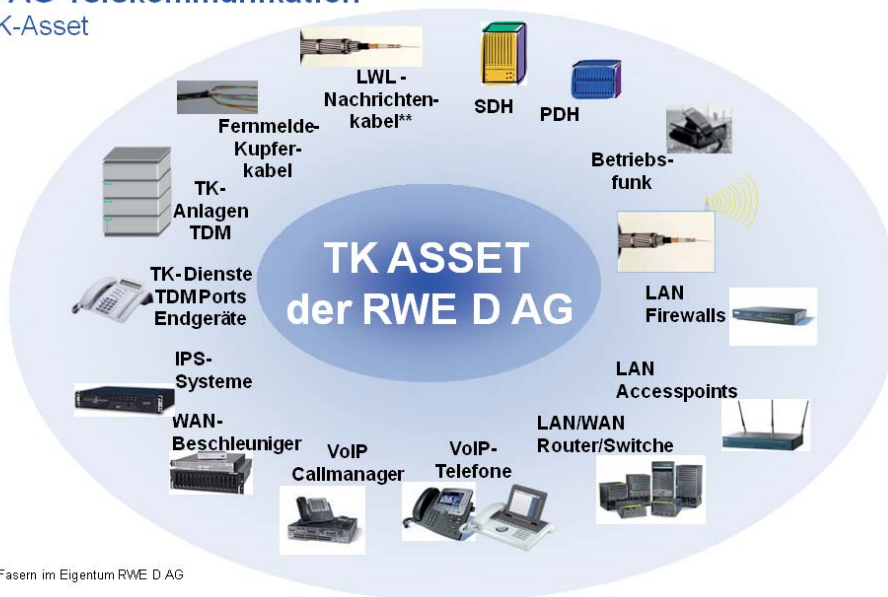


Abbildung 8: TK-Assets

### 4. Kunden

Aufnahme von Kundenanforderungen und Beratung der Kunden. Erstellung von Angeboten und Verträgen. Betreuung während der Vertragslaufzeit für die Kunden in der D AG-Gruppe (DSO RR/WWE, NSG RR/WWE) sowie für andere RWE-Gesellschaften (IT GmbH, RWE Power, RWE Supply & Trading, RWE Technology, ...).

### 5. Sicherheit

Siehe Impulsvortrag 3.

Zusätzlich zu den zentralen Aufgaben werden von regional tätigen operativen Einheiten die Aufgaben im Bereich Service, Betrieb und Wartung wahrgenommen. Dabei werden die in Abbildung 8 dargestellten Assets betreut.

## Wesentliche Teilsysteme und typische Lebensdauern

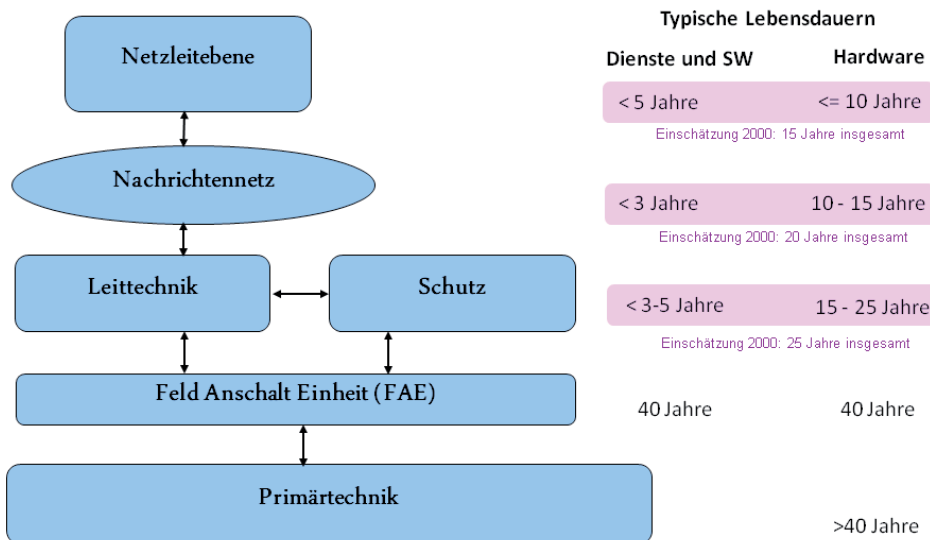


Abbildung 9: Wesentliche Teilsysteme und typische Lebensdauern

## DAG Telekommunikation

TK-Netztechniken und –Dienste / RWE ⇔ TK-Diensteanbieter

digital >	TK-Technik	RWE DAG	Anzahl Verbindungen DAG	Erforderlich für Primärtechnik	Deutsche Telekom	Vodafone Arcor	BT
	MPLS	Ja	~ 20		Ja	Ja	Ja
Ethernet	Ja	~ 300		Ja	Ja	Ja	
ISDN	Ja	~ 500		Läuft aus	Läuft aus	Nein	
SDH (UT ab 2 Mbit/s)	Ja	~ 5.000	Ja	Ja	Ja	Ja	
PDH (UT unter 2 Mbit/s)	Ja	~ 7.000	Ja	Nein	Nein	Nein	
TFH	Ja	~ 180	Ja	Nie *)	Nie	Nie	
Fernwirken	Ja	~ 1.000	Ja	Nein	Nie	Nie	
WT	Ja	~ 350	Ja	Nein	Nie	Nie	
< analog	Schutzsignal Übertragung	Ja	~ 360	Ja	Nein	Nie	Nie

\*) wurde nie eingesetzt / angeboten

Abbildung 10: TK-Netztechniken und -Dienste

### Spezielle Anforderungen des RWE-Prozessbereiches

Der Bereich der Energieübertragungs- und Verteilnetze ist kein schnelllebiges Geschäft. Wie der nachstehenden Darstellung entnommen werden kann sind Hardware-Lebensdauern von 40 Jahren und darüber üblich.

Im Schnittstellenbereich zur Nachrichtentechnik sind typische Lebensdauern von 15-25 Jahren in den Leittechnik- und Schutzgeräten zu berücksichtigen. Dies hat auch entsprechende Auswirkungen auf die nachrichtentechnischen Systeme, welche die Schnittstellen zu diesen Geräten zur Verfügung stellen – die „alten“ Schnittstellen müssen weiter zur Verfügung gestellt und betrieben werden. Dies bedingt weiterhin den Betrieb von Systemen und die Vorhaltung von entsprechendem Know How in einem Bereich, der von öffentlichen Providern entweder nie bereitgestellt wurde oder inzwischen nicht mehr bereit gestellt wird.

Wie aus Abbildung 10 zu entnehmen ist, sind mehr als die Hälfte der Verbindungen mit Schnittstellen betrieben, die vom TK-Markt nicht mehr angeboten werden.

Eine Sonderrolle in diesem Bereich nehmen die TFH (Trägerfrequenz-Übertragung auf Hochspannungsleitungen) und die TRA (Tonfrequenz-Rundsteuerung) ein. Hier sehen die nachrichtentechnischen Geräte eher aus wie Einrichtungen der Energieversorgung (siehe Abbildung 11).

Trotz all dieser langlebigen Systeme und Anforderungen an die Telekommunikation richtet RWE Deutschland AG seine Nachrichtennetze mit einer langfristigen Migrationsstrategie auf die Anforderungen der Zukunft aus.

Neben dem Weiterbetrieb der SDH- und PDH-Systeme wird für den Einsatz aktueller und zukünftiger Kommunikationsschnittstellen unter anderem wegen LWL-Faserengpässen ein optisches Backbonenetz (WDM – Wave Division Multiplexing) aufgebaut. Dieses dient dann auch als Basis für einen Prozessdatennetz-Backbone mit MPLS-Technologie, an den dann sukzessive IP-Netze in der Fläche angebunden werden.

So erreicht RWE einen problemlosen und sicheren Weiterbetrieb der Altsysteme und ermöglicht den zukünftigen Einsatz von Technologien mit neuen Schnittstellen. Siehe Abbildung 12.



Abbildung 11: Beispiele Sondertechniken TRA und TFH

## D AG Telekommunikation

Langfristige Migrationsstrategie für die TK-Technologie

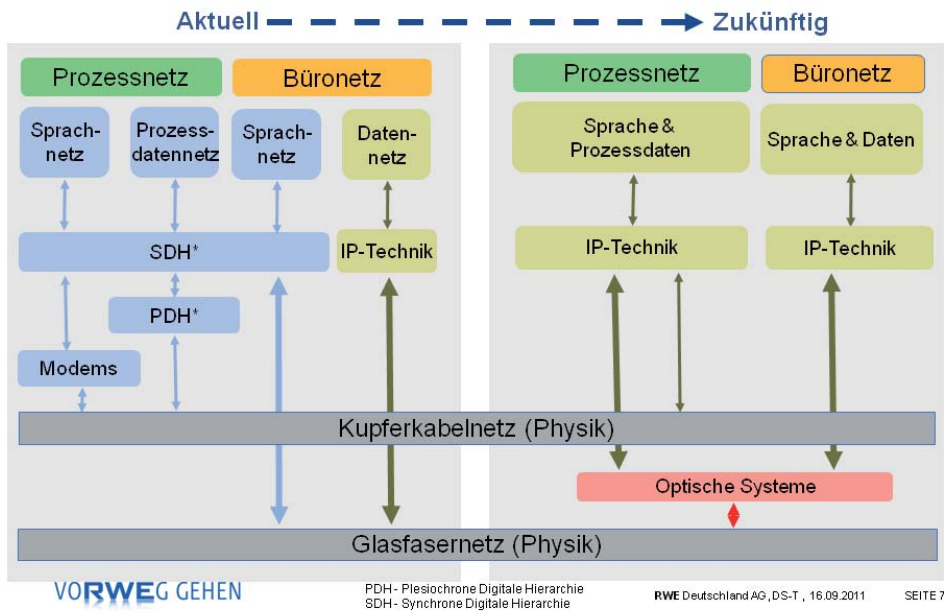


Abbildung 12:  
Langfristige Migrationsstrategie  
für die TK-Technologie

## Impulsvortrag 3:

# Anforderungen an die IKT-Sicherheit



Rolf-Dieter Kasper

**Dieser Vortrag geht darauf ein, wie die Anforderungen an die IT-Sicherheit bei einem Energieversorger aussehen und wie diese erfüllt werden.**

In der Presse wird den Energieversorgern häufig eine mangelnde Sensibilität in IT-Sicherheitsfragen unterstellt. Hier als Beispiel die Vorwürfe und Fragen der Chip Online, vom 3. September 2011, 11:40 Uhr):

### Der Vorwurf: Die Versorger achteten kaum oder zu wenig auf ihre IT.

Norbert Neumann, Senior Executive Manager bei Steria Mummert Consulting, beantwortete Chip Online einige heikle Fragen.

- Welche Sicherheitsmaßnahmen treffen die Versorger überhaupt?
- Ändern Smart Grids das Bewusstsein für IT und IT-bezogene Risiken bei den Versorgern?
- Hat Stuxnet als Anlagen-Angreifer die Branche wenigstens kurz wachgerüttelt?
- Gibt es denn innerhalb der Versorger-Konzerne eine abteilungsübergreifende Zusammenarbeit zwischen IT-Sicherheit und Anlagensicherheit?

Betrachtet man die die Prozessdatenverarbeitung im EVU-Umfeld bezüglich der Unterschiede zu herkömmlichen IT-Umgebungen, so sind folgende Punkte besonders hervorzuheben:

### 1. Sicherheitsmerkmale

Für den Energienetzbetrieb sind Verfügbarkeit und Integrität der Daten führende Anforderungen. Fehlerhafte bzw. fehlende Daten führen zu

- Fehlsteuerungen,
- Versagen von Schutz- und Leittechniksystemen,
- gefährlichen Fehlentscheidungen des Betriebspersonal.

Daher finden die erhöhten Anforderungen an die Verfügbarkeit und Integrität spezielle Berücksichtigung im Systemdesign und auch in den Betriebsprozessen.

### 2. Systemarchitektur

Das hohe Schutzniveau an zentralen Standorten ist mit vertretbarem Aufwand für die vielen dezentralen Standorte nicht realisierbar.

Es ergeben sich schwierige Betriebs- und Management-Prozesse für diese verteilten Systeme. Insbesondere ist der Systemwiederanlauf nach einen Spannungsausfall („Schwarzstartfähigkeit“) sicher zu stellen. Hierfür sind zudem entsprechende Notstromversorgungen mit Netzersatzaggregaten erforderlich.

### 3. Wartung

Anders als zum Beispiel in den IT-Systemen der Bürokommunikation beträgt die Nutzungsdauer der Steuerungssysteme bis zu 25 Jahre. Häufige Außerbetriebnahmen von Steuerungskomponenten, insbesondere in dezentralen Umgebungen, für Updates/Patches sind nicht realisierbar. Notwendige Wartungsfenster müssen langfristig geplant werden und die vorgesehenen Maßnahmen müssen intensive Installations- und Funktionstests durchlaufen. Die notwendigen Sicherheitsfunktionen sind deshalb aufwändig realisiert, zum Beispiel getrennter Aufbau von Netzen ohne Zugang zur Bürokommunikation und zum Internet.

### 4. Geräte-Ressourcen

Die eingesetzten prozessnahen Komponenten verfügen häufig altersbedingt nicht über ausreichende Systemressourcen für den Einsatz von Standardsicherheitsmechanismen (zum Beispiel Virenschutzprogramme).

RWE hat diese Problematik erkannt und vor einigen Jahren für die Sicherstellung der Informationssicherheit im Prozessbereich ein Information-Security-Management-System – kurz ISMS – eingeführt.

Das ISMS legt fest mit welchen Instrumenten und Methoden das Management die auf Informationssicherheit ausgerichteten Aufgaben und Aktivitäten nachvollziehbar lenkt (plant, einsetzt, überwacht und verbessert). Siehe Abbildung 13.

In Zusammenarbeit mit den Verbänden wird die weitere Standardisierung nach ISO/IEC 27000 unterstützt. Siehe Abbildung 14.

Die Anforderungen der ISO/IEC-27000er-Reihe bilden einen Regelkreis mit dem ein kontinuierlicher Verbesserungsprozess in der Informationssicherheit erreicht wird. Siehe Abbildung 15.

Um die verschiedenen Aufgaben im ISMS Umfeld wahrnehmen und überwachen zu können, wurde in der RWE Deutschland AG eine entsprechende Organisation aufgebaut. Siehe Abbildung 16.

Die operativen Aufgaben des ISMS (Umsetzung, Berichte zu ISMS Controls, interne Audits, und so weiter) werden durch die Linienorganisation wahrgenommen.

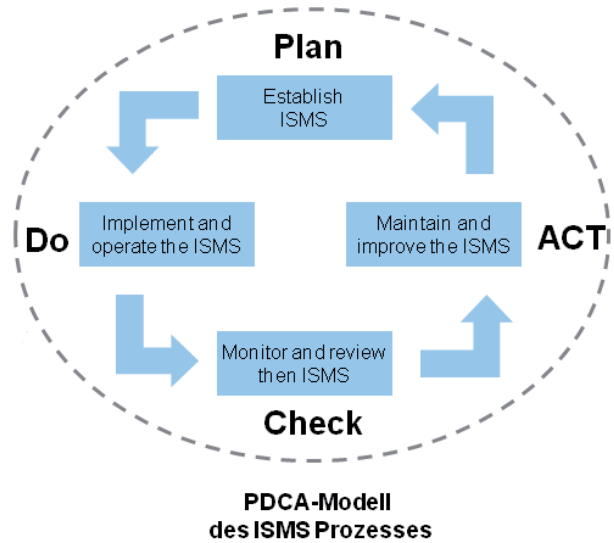
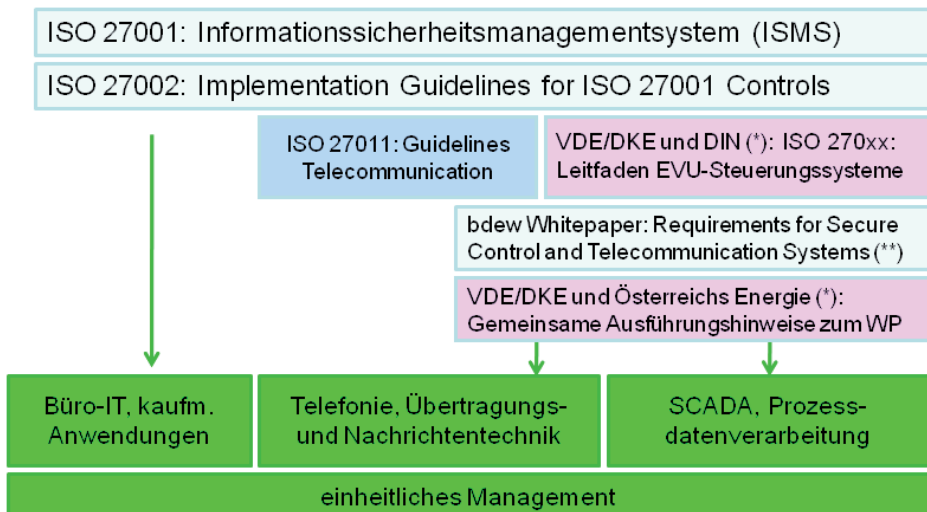


Abbildung 13: PDCA-Modell des ISMS-Prozesses

### Standardisierung nach ISO/IEC 27000 in Zusammenarbeit mit weiteren Verbänden



\* Aktuell im Arbeit  
 \*\* Das bdeW Whitepaper befasst sich nur mit der typischen Anwendung der Telekommunikation im Rahmen der PDV, nicht aber umfassend mit allen von der ISO 27001 erfassten Systemen.

Abbildung 14: Standardisierung nach ISO/IEC 27000



## Hauptaufgaben der Security Organisation für den gesicherten Betrieb

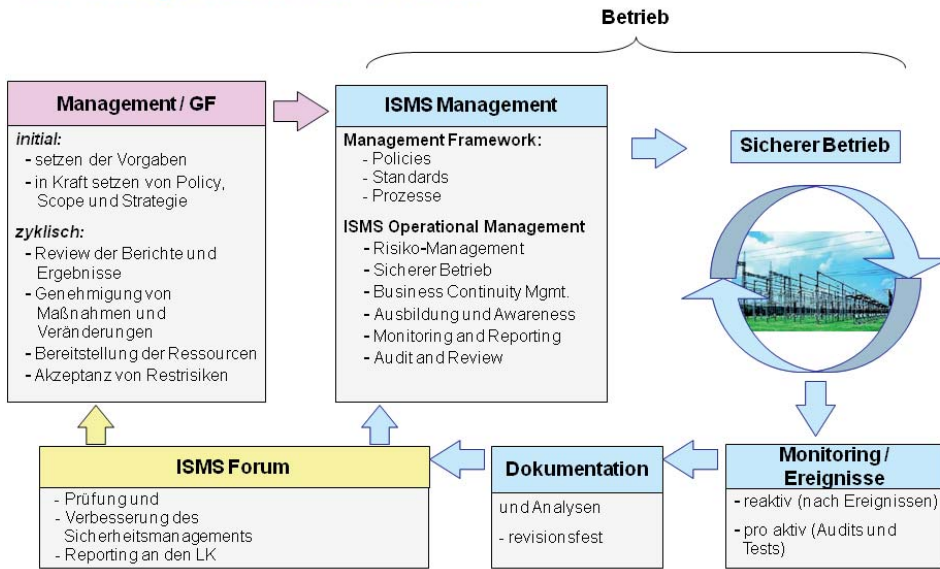


Abbildung 15: Hauptaufgaben der Security-Organisation für den gesicherten Betrieb

## Zusammenarbeit der ISMS Gremien im Stammhaus der RWE Deutschland AG

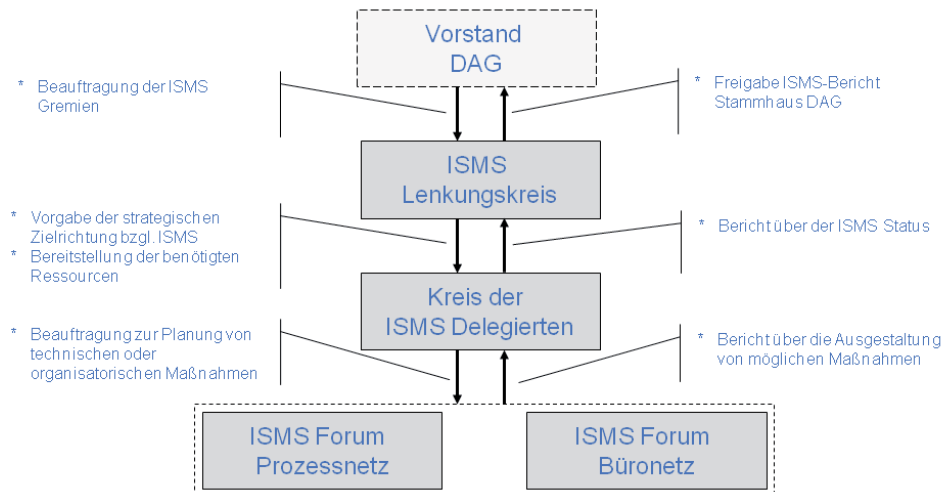


Abbildung 16: Zusammenarbeit der ISMS-Gremien bei RWE

## Impulsvortrag 4:

# Smart Grids: Zukünftige Herausforderungen für Versorgungsnetze



Thomas Theisen

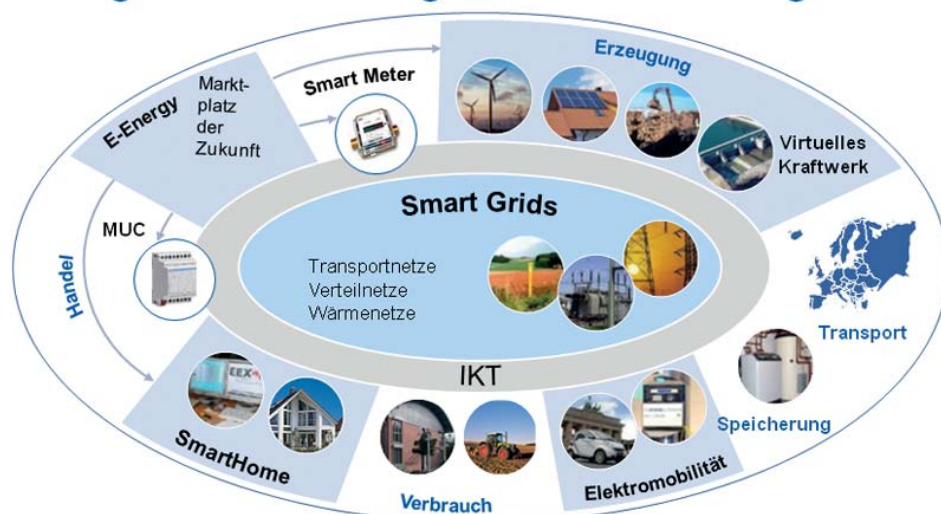
Die Zukunft für ein Energieversorgungsnetz zu beschreiben, war in der Vergangenheit relativ einfach. Bei geordneten Rahmenbedingungen und einem gerichteten Lastfluss von großer Erzeugung über Übertragungsnetze (380 kV), Verteilungsnetze (< 110 kV), bis hin zum Endkunden

an die Steckdose waren Rahmenbedingungen und Planungssicherheit gegeben. Nicht zuletzt durch den massiven Zubau von erneuerbaren Energien und deren Integration auf allen Spannungsebenen ist die Versorgungsaufgabe nunmehr komplexer geworden und neu zu definieren. Parallel hierzu ergab sich eine rasante Entwicklung der Informations- und Kommunikationstechnologiebranche in den letzten 40 Jahren.

Die immer stärkere Elektronifizierung der klassischen Energieversorgungsbetriebsmittel, aber auch die weitere Elektrifizierung von Anwendungen, wie zum Beispiel das

Elektrofahrzeug, erfordern ein Umdenken in Planung und Betrieb von Stromversorgungsnetzen, um die Versorgungsqualität in der Zukunft auf gleich hohem Niveau halten zu können. Hierbei wird die Nutzung von Steuerungsfunktionen von intelligenten Betriebsmitteln und die Steuerung von Einspeisern und Lasten zukünftig an Bedeutung gewinnen. Ein intelligentes Netz ist für die Stromwirtschaft allerdings nichts Neues. Ein sehr sicheres Kommunikationsnetz ist im Bereich der Übertragungsnetze bis auf die Verteilnetzebene durch die Prozess- und Leittechnik gegeben. Die Herausforderung, vor der das Netzgeschäft in Deutschland steht, liegt in der Lösung der Aufgabe, wie viel Intelligenz ein Stromversorgungsnetz in den unteren Spannungsebenen (< 110 kV) zukünftig benötigt. Diese Frage ist vor allem deswegen schwer zu beantworten, da im Gegensatz zur klassischen Betriebstechnik, welche eine Lebensdauer von mehr als 30 Jahren hat, mit der Implementierung und stärkeren Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) kürzere Lebensdauern für Betriebsmittel der Sekun-

## Smart Grids sind die Plattform für innovative Energiedienstleistungen und -verteilung



MUC = Multi Utility Communication

IKT = Informations- und Kommunikationstechnologien

Abbildung 17:  
Smart Grid - Plattform für innovative Energiedienstleistungen und -verteilung

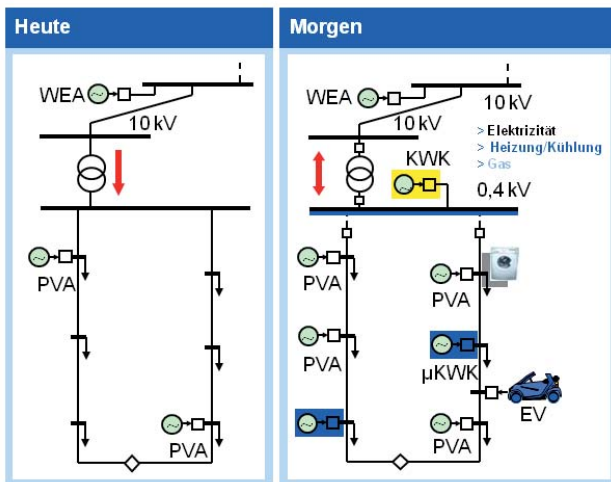


Abbildung 18

därtechnik erwartet werden. Aus diesem Grunde beschäftigt sich die Energiewirtschaft massiv mit einer Vielzahl von Projekten, um die Herausforderung der zukünftigen Versorgungsaufgabe greifen und beschreiben zu können, um daraus den Bedarf an Steuerungs- und Monitoring-Intelligenz ableiten zu können. Bei RWE haben wir uns dieser Aufgabe genähert, in dem wir eine komplexe Studie durchgeführt haben über alle Landkreise in Deutschland die zukünftigen Entwicklungen mit Blick auf:

- Demographie,
- Strukturwandel,
- Energieeffizienz,
- Erneuerbare Energien,
- Altersstruktur unserer Betriebsmittel,
- Erfordernisse aus aktuellen und zukünftigen Regulierungsanforderungen.

Als ein Ergebnis dieser Untersuchung wurde unter anderem im Rahmen unserer F&E-Maßnahmen ein Projekt entwickelt, welches die Anforderungen an ein ländlich strukturiertes Netzgebiet mit zunehmender Einspeisung durch erneuerbare Energien definiert. Im Rahmen des Projektes sollen technische Lösungen gefunden werden, um die Herausforderung einer sicheren und qualitativ hochwertigen Stromversorgung zu garantieren. Dieses Projekt, welches unter dem Titel „Netze für die Stromversorgung der Zukunft“<sup>1</sup> läuft, wurde aufgrund seiner sehr speziellen Fragestellung vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) unterstützt und gefördert. Das im Rahmen des Projektes ausgesuchte Netzgebiet ist charakteristisch für viele Versorgungsgebiete mit ländlichen Strukturen. Die Herausforderung besteht hier zunehmend darin, die weit ab von den Verbrauchszentren dezentral erzeugten Strommengen so zu verteilen, das zum einen die Stromversorgung in ihrer Qualität (unterbrechungsfrei, spannungsbandkonform) und zum anderen wirtschaftlich dem Kunden zur Verfügung gestellt werden kann. Diese Netzgebiete, welche ehemals auf

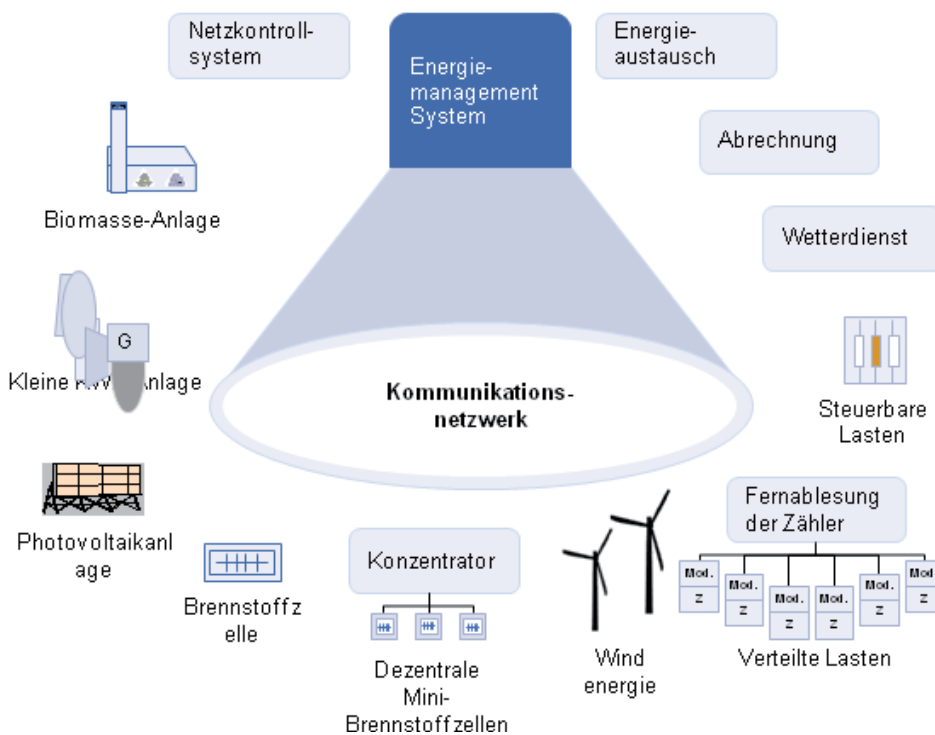


Abbildung 19

den vorgesehenen und vorher berechneten Bedarf zur Versorgung einer dünnbesiedelten Infrastruktur ausgelegt worden sind, zeichnen sich heute dadurch aus, dass sie eine deutlich höhere Leistung durch dezentrale Erzeuger aufnehmen als die ehemalige Lastberechnung zugrunde gelegt hat. In diesem Zusammenhang möchte das Projekt die Frage beantworten, wie viel Intelligenz als Sensorik / Aktorik benötigt wird, um in derartigen Netzgebieten den notwendigen Netzausbau zu optimieren. Als ein Ergebnis hat sich herausgestellt, dass, berücksichtigt man die regionalen spezifischen Anforderungen, Möglichkeiten bestehen, mit einer gezielt eingesetzten IKT-Maßnahme ein Zielnetz dahingehend zu optimieren, dass es sich kostenseitig effizienter darstellen lässt, als mit reinen klassischen kupferbasierten Lösungen. Das Projekt hat allerdings auch gezeigt, dass es keine Pauschalaussage gibt, wie man ein ländliches Gebiet grundsätzlich planen beziehungsweise ausbauen sollte. Es zeigt dem Planer vielmehr, mit welchen Rahmenbedingungen und Technologien er zukünftig in seinen Planungstools umgehen kann, um eine optimale Netzstruktur zu erhalten. Des Weiteren wurde im Rahmen dieses Projektes auch gezeigt, wie man die Flexibilität einer Biogasanlage am Ende eines Mittelspannungsstrangs zur Spannungsregelung nutzen kann. Das ist ein Beispiel dafür, dass der Planer in Zukunft auch die Kompetenzen und Komponenten eines angrenzenden Energiesystems nutzen kann, um seine Versorgungsaufgabe erfolgreich zu lösen.

In einem weiteren Projekt namens E-DeMa<sup>2</sup>, welches im Rahmen der E-Energy Projektausschreibung des BMWi gefördert wird, wird der Frage nachgegangen, in wie weit sich Kunden durch Preissignale aktivieren lassen. Hierbei werden die spezifischen lokalen Anforderungen des Stromversorgungsnetzes über variable Netznutzungstarife abgebildet, um so die Flexibilitäten in Haushalt und Gewerbe in Bezug auf Strombedarf und -erzeugung (via KWK) gezielt anbieten zu können. Damit soll unter anderem garantiert werden, dass auf der einen Seite die Stromqualität vor Ort (Spannungsqualität vor Ort) erhalten werden kann und auf der anderen Seite dem Kunde über IKT einen Zugang zu einem Energiemarkt ermöglicht wird. Die IKT spielt hier eine wesentliche Rolle, da sie die Schnittstelle zu den im Haus oder Gewerbe befindlichen Stromverbrauchs- beziehungsweise Stromerzeugungseinheiten darstellt, gleichzeitig aber auch Messaufgaben wie die im Bereich des Smart Meterings übernehmen kann.

Viel Hoffnung wird auf eine Elektrifizierung des Transportsektors gelegt. Theoretisch bietet sich dadurch nicht nur ein enormes Energieeffizienz- und damit CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial im Vergleich zu Benzin- und Dieselfahrzeugen an, sondern durch die Existenz von On-Board verfügbaren Batterien in der Größenordnung zwischen 16 und 25 kWh

je Fahrzeug auch ein theoretisch nutzbarer Stromspeicher. Aggregiert man die Kapazität der einzelnen Fahrzeug-Batterien zur Verfügung stellen, ergibt sich schon bei einem relativ geringen Anteil von Elektrofahrzeugen ein sehr großer Stromspeicher, der vor dem Hintergrund einer weiteren Erhöhung des fluktuierenden Erzeugungsanteils angesprochen und genutzt werden kann. Voraussetzung hierfür ist, dass sich Elektrofahrzeuge über eine IKT ansprechen lassen und so für sogenannte Systemdienstleistungen genutzt werden können. Die Frage nach den Netzstrukturen, die ein Massenmarkt an Elektrofahrzeugen benötigt, wurde im Rahmen eines europäisch geförderten Projektes mit dem Namen „Grid for Vehicle“<sup>3</sup> (G4V) beantwortet. In diesem Projekt haben sich die größten Verteilnetzbetreiber (DSO) in Europa zusammen mit universitären und privatwirtschaftlichen Instituten genähert. Im Wesentlichen ist festzustellen, dass für die Realisierung einer massenmarktfähigen Infrastruktur keinerlei F&E im Bereich der IKT benötigt wird, alle vorhandenen Technologien sind adaptierbar und müssen für die Zwecke einer effizienten und suffizienten Energieversorgung ausgerichtet und genutzt werden. Vielmehr ist festzustellen, dass ein Massenmarkt von Elektrofahrzeugen in jedem Fall eine intelligente, meint eine kommunikationsfähige Verbindung zu dem Verbraucher (Fahrzeug) benötigt, um lokale Engpässe auf dem Niederspannungs- und Mittelspannungsnetz zu vermeiden. Gleichzeitig sollen kommerziell interessierten Aggregatoren ein Signal gegeben werden können, damit diese ihren dezentral verteilten Kunden deren Produkte bedarfsgerecht anbieten können. Hierbei muss gelten, dass die lokal zu berücksichtigende Versorgungssituation (zum Beispiel Spannungsqualität und Stromkapazität) eingehalten wird. Nicht zuletzt durch diese Erkenntnis und durch die zahlreichen anderen Projekte in dem Bereich, die bei der RWE Deutschland AG durchgeführt werden, sind wir zu der Erkenntnis gelangt, uns zukünftig stärker mit sogenannten agentenbasierten Stromnetzstrukturen zu beschäftigen. Im Rahmen eines neuen Projektes „Grid for EU“ betrachten wir ein sogenanntes autonomes Agentensystem in der Mittelspannung. Dies ebenfalls mit dem Ziel einer Optimierung der Netzstrukturen vor dem Hintergrund der Integration an erneuerbaren Energien, als auch die Nutzung und die Adressierung solcher autonomen Agentensysteme in der Netzebene der Niederspannung, mit der wir damit eine Beobachtbarkeit der „letzten Meile“ realisieren könnten. Hierbei geht es im Wesentlichen darum, nicht unbedingt alle an dem Niederspannungsstrang vorhandenen Kunden auszulesen, zu steuern und zu messen, sondern vielmehr darum, sich die Frage zu stellen, wie viel Sensorik, wie viel Messtechnik man zukünftig benötigt, um ein solches Stromnetz beobachtbar zu machen und um damit lokale Engpässe vermeiden zu können.

Da alle Projekte und Aufgaben in einem F&E-Kontext zu sehen sind, werden im Rahmen dieser Projekte auch die legislativen Rahmenbedingungen angeschaut. Dies ist wichtig, um das Rollenverständnis eines Netzbetreibers zu definieren/definieren zu können, welches sich gegebenenfalls ändert beziehungsweise anzupassen sein muss, um die Herausforderung der neuen Versorgungsaufgabe erfolgreich begegnen zu können.

## Fazit

Der Trend hin zu einer Energiebürger-Gesellschaft von Prosumern ist nicht mehr aufzuhalten. Ein Indiz hierfür ist die Tatsache, dass wir uns der Zahl von einer Million an dezentralen Stromerzeugungsanlagen nähern. Allein die Verteilnetzbetreiber der RWE Deutschland AG haben bis zum vergangenen Jahr rund 180.000 solcher Anlagen an das Netz angeschlossen. Im laufenden Jahr erwarten wir weitere 60.000 Anlagen, damit eine weitere Steigerung von 50 Prozent wie schon von 2009 auf 2010. Derzeit sind wir getrieben durch einen Netzanschlusszwang, der ohne Berücksichtigung von IKT-Technologien, den Anschluss auch der letzten Photovoltaik-Anlage erzwingt. Wirtschaftlich nicht unumstritten sind die damit einhergehenden Kosten. Für das Jahr 2010 erzielten die Betreiber von EEG-Anlagen Einspeisevergütung von mehr als 10 Milliarden Euro, die Direktvermarktung des Grünstromes durch die Übertragungsnetzbetreiber erbrachte dagegen nur rund 3 Milliarden Euro. Die Nettorechnung zahlen in erster Linie die, die nicht selbst zum Stromerzeuger geworden sind; politisch ungelöst ist die Frage, wie diese Schieflage begründet werden kann. Denn die Rechnung der Energiewende wird steigen und die Akzeptanz für die Energiewende steht und fällt mit einer fairen Lastenverteilung. Beträchtliche Investitionen müssen die Energieversorger schultern, um die Energiewende zu meistern. Allein für den Umbau der Verteilnetze zu intelligenten Stromtrassen müssen je nach Szenario zwischen 10 und 30 Milliarden Euro investiert werden. RWE Deutschland AG hat allein im vergangenen Jahr für seine Stromnetze rund 2 Milliarden Euro aufgewendet. Nicht zuletzt aus diesem Grunde nähern wir uns über gezielte Forschungs- und Entwicklungsprojekte im Kontext von Smart Grid, der Fragestellung bezüglich der Entscheidung zwischen Quantität und Qualität zukünftiger Netzinfrastrukturen. Diese kann wiederum vor allen Dingen durch Netzbetreiber mit langjähriger Erfahrung und Expertise gerade in den ländlichen und vorstädtischen Netzgebieten effektiv umgesetzt werden. Zu berücksichtigen sein muss ebenfalls, dass der Informationsfluss im intelligenten Stromnetz die Privatsphäre der Kunden wahren muss. Neben den Daten

von Stromverbrauchern, müssen auch die der Stromproduzenten vor Missbrauch geschützt werden. „Externe Zugriffe“ auf Anlagenkomponenten müssen vermieden werden und dies bei einer extrem hohen Verfügbarkeit einer Kommunikationsnetzinfrastruktur<sup>4</sup>.

Im Fazit bleibt festzustellen: Die Energieversorgung wird sich in der Zukunft sehr stark ändern und alte Infrastrukturen müssen den neuen Anforderungen angepasst werden. Kunden werden aktive Partner der Energiemärkte durch intelligente Verbindungen und Anwendungen (Smart Meter, EV und KWK). Die Komplexität der Niederspannungsnetze wird zunehmen und die Art wie ein Verteilnetz effizient betrieben werden kann wird sich verändern. Eine Beobachtbarkeit von Mittel- und Niederspannungsnetzen wird in Zukunft Realität. Smart Grid Strukturen werden die Kundenanforderungen erfüllen, müssen aber folgende Rahmenbedingungen beachten:

- Versorgungsqualität (Verfügbarkeit);
- ökonomische Strukturen, die die gesetzlichen Vorschriften erfüllen;
- intelligente Funktionen der Betriebsmittel, die die oben genannten Versorgungsaufgaben erfüllen können.

<sup>1</sup> vgl. <http://www.zukunftsnetze.de/de/partner.html>

<sup>2</sup> vgl. <http://www.e-dema.de>

<sup>3</sup> vgl. <http://www.g4v.eu/>

<sup>4</sup> Rede von Herrn Dr. Breuer, RWE Deutschland AG, anlässlich der gemeinsamen Veranstaltung des Münchener Kreises und der Alcatel-Lucent-Stiftung (29.09.2011)

# Ergebnisse der Gruppe 1 „E-Mobility“

**Das Thema Elektromobilität wurde unter dem Gesichtspunkt von Number Portability und Roaming diskutiert. Die Nutzung von Elektrofahrzeugen bedingt eine komplexere Handhabung anfallender stationärer und mobiler Verbraucherdaten.**

## Anforderungen an moderne Stromnetze

Die Energienetze sind im Umbruch hin zu intelligenten Smart Grids. Das bringt nicht nur die Forderung nach einer Modernisierung der Stromnetze mit sich, sondern auch eine Erweiterung und Modernisierung der darunterliegenden Kommunikationsnetze.

Es gilt eine schnelle und hochverfügbare Kommunikationsinfrastruktur für den Austausch von Daten innerhalb des Netzes zu schaffen, der nicht mehr nur die Hoch- und Mittelspannungsebene abdeckt, sondern auch die Niederspannungsebene erreicht. Der Zustand eines intelligenter werdenden Energienetzes muss detailliert erfaßt werden, so dass die Einspeisung von regenerativen Energien gezielt gemessen und deren Verteilung beziehungsweise Speicherung entsprechend geregelt werden kann. Als Konsequenz daraus erhöht sich die Anzahl der Messpunkte im Verteil-

netz drastisch und das notwendige Kommunikationsnetz wächst mit.

Daneben ist gleichzeitig die Entwicklung im Bereich der Elektromobilität zu berücksichtigen. Für die Realisierung der Energieverteilung bringt die verstärkte Nutzung von Elektrofahrzeugen auch eine komplexer werdende Handhabung anfallender Daten für stationäre und mobile Verbraucher mit sich.

Im Workshop selbst wurde von Vertretern der Energiebranche als auch der IKT-Branche das Thema E-Mobility am Beispiel der Erfahrungen von Number Portability und Roaming diskutiert.

Könnten hier beispielsweise bei der Einführung eines „Meter Data Management“ Erfahrungen genutzt werden, die ähnlich wie bei der Vertragszuordnung über die Rufnummer auch auf die Zählpunktnummer eines Smart Meters angewendet werden können, oder lassen sich bei der Einführung von „Elektromobilität“ Erfahrungen nutzen, die im Mobilfunk angewendet werden, um das Telefonieren und die Abrechnung in fremden Netzgebieten zu ermöglichen?

*„Früher war Netzbeobachtung nur Physik. Heute braucht man Informationen von unten.“*

**Zitat aus der Arbeitsgruppe**

### Mitwirkende:

Johan Kuijpers, Ericsson (Leiter)

Dr. Hartmut Matzdorf, Alcatel-Lucent (Leiter)

Thomas Baumgartner, Ericsson

Hauke Beeck, Vattenfall Europe

Bastian Fischer, Oracle Deutschland

Hinnerk Fretwurst, T-Systems International

Dr. Armin Gaul, RWE Deutschland

Karlheinz Gödderz, Vattenfall Europe

Matthias Gutschmied, Alcatel-Lucent

Prof. Dr. Michael Laskowski, RWE Deutschland

Kerstin Straube, T-Systems International

Thomas Theisen, RWE Deutschland

Thomas Wiedemann, RWE Deutschland



Abbildung 20:  
Gruppe „E-Mobility“ – Dr. Hartmut Matzdorf

## Handlungsempfehlungen

Einigkeit bestand bei allen Teilnehmern darin, dass mit dem verstärkten Einsatz regenerativer Energie auch die Notwendigkeit der Anwendung von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) steigt. Der IKT fällt dabei die Aufgabe zu, automatische Messwerterfassung zu unterstützen, die sichere Übertragung der Mess- und Steuerinformationen durchzuführen und dabei die Authentifikation und das Accounting für die verschiedenen Marktteilnehmer vorzunehmen.

Aus Sicht der Energienetze sind die Restriktionen zu beachten, die durch die vorhandene Infrastruktur gegeben sind. Es können zukünftig Situationen entstehen, die nicht immer allen Wünschen und Forderungen der Marktteilnehmer bei der Energieeinspeisung und bei der Energiebereitstellung gerecht werden.

Hierdurch entsteht der Gedanke an ein „Public Lastmanagement“, welches entweder als allgemeines Regelwerk oder gegebenenfalls als eine neue Marktrolle definiert werden kann.

Diese so offenzulegenden Regeln können zum Beispiel von Verteilnetzbetreibern und ebenso von privaten Unternehmen wie zum Beispiel Parkhausbetreibern mit Ladestationen eingesetzt werden, wenn es Schalthandlungen bedarf, die die Netzstabilität gewährleisten.

## Bewertung/Relevanz

Ein intelligentes Lastmanagement, welches die Optimierung zwischen Energieerzeugung mit hohem Anteil an regenerativer Energie und deren Verteilung vornimmt, ist ein



Abbildung 21: Mitglieder der Gruppe „E-Mobility“

entscheidender Erfolgsfaktor für ein zukünftiges Smart Grid.

„Smart Meter sind Beobachter im Netz.“

Zitat aus der Arbeitsgruppe

Die IKT muss dabei die Lastverteilung im Energienetz dahingehend unterstützen, daß im Echtzeitbetrieb weitestgehend sowohl Überkapazitäten kompensiert und Engpässe vermieden werden können.

Die Diskussion zu den Use Cases Number Portability und Roaming haben gezeigt, daß diese Anwendungen aus der IKT nicht 1:1 auf die Anwendungen im Smart Grid übertragen werden können, aber einzelne Elemente enthalten, die sinnvoll auf die Erfordernisse bei „E-Mobility“ angepaßt werden können und zur Verkürzung von Einführungszenarien führen.

## Hindernisse, kritische Faktoren und Knackpunkte

Der Wettbewerb bei der Entwicklung von Produkten und Lösungen für ein zukünftiges Smart Grid ist in vollem Gange. So befindet sich beispielsweise die Frage in der Klärung, ob es technisch-wirtschaftlich sinnvoller ist, den Smart Meter in die Ladesäule oder in das Elektrofahrzeug einzubauen, oder sogar eine Kombination aus beiden Lösungsmöglichkeiten empfehlenswert ist. Hier wird es erforderlich sein, die bestehenden Marktrollen zeitnah an die finalen Lösungen anzupassen beziehungsweise neue Marktrollen zu schaffen.

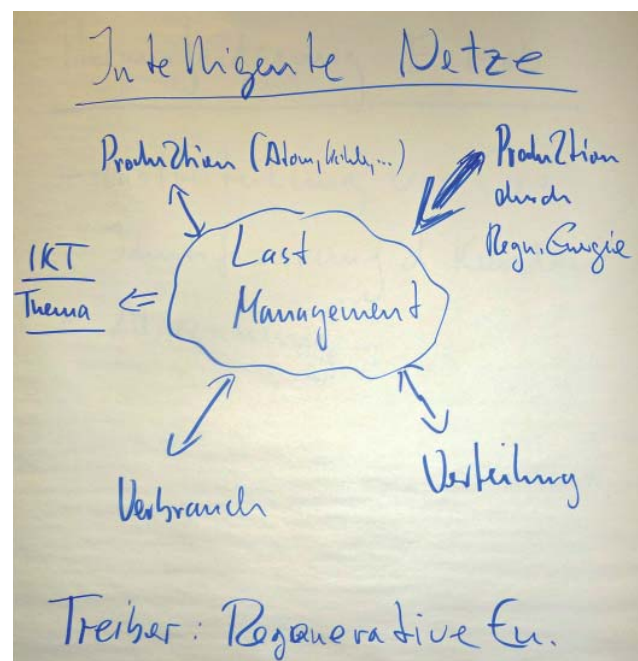


Abbildung 22: Workshop-Skizzierung Last-Management

Zur Sicherung der Wirtschaftlichkeit beim Einsatz von Smart Metern und Elektrofahrzeugen ist ein Massenmarkt zwingend erforderlich. Die dazu erforderliche Standardisierung und Rahmengesetzgebung ist kurzfristig abzuschließen beziehungsweise auszubauen.

Für die Rolle eines „Subaggregators“, der Anschalte- und Verteilpunkte im Energienetz bereitzustellen hat, fehlen heute noch Verteilungskriterien, die sich an einer Bewertung von Netzsicherheit und Netzstabilität, Priorität (Dringlichkeit) und Tarifstruktur (Standard oder Premium) orientieren.

### **Zusammenfassung**

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Verschmelzung des Energie- und des Kommunikationsnetzes eine große Chance für die umweltverträgliche Energieversorgung unserer modernen Industriegesellschaft bietet. Es herrscht weitgehend Übereinstimmung darüber, dass diese

neue Basisinnovation der Ausgangspunkt für einen grundlegenden Wandel unserer Energiepolitik hin zu mehr Ressourcen-Unabhängigkeit und Nachhaltigkeit sein kann.

Insbesondere Deutschland hat aufgrund seines hohen technologischen Standards bei den erneuerbaren Energien, aber auch in der Kommunikations- und KFZ-Industrie eine hervorragende Ausgangsposition, um im weltweiten Wettbewerb eine führende Position einzunehmen. Gleichzeitig stellt die hier vorgestellte Technologie eine Brückentechnologie zwischen zwei, im Zusammenhang mit der Elektromobilität sogar drei, Welten (das heißt der Kommunikations-, Energie- und Automobiltechnik) dar. Die erste Herausforderung in der Umsetzung besteht – wie so oft – für alle beteiligten Mitspieler darin, die Sprache, die Erfahrungen und Probleme der anderen Seite zu verstehen und einordnen zu lernen.

*„Regulierung kann man ändern, Physik nicht.“*

**Zitat aus der Arbeitsgruppe**



## Schlussfolgerungen und mögliche nächste Schritte aus Diskussion im Workshop

Thema: Number Portability und Roaming

### Anforderungen/Erfahrungen:

- Beschreibung aktueller Restriktionen und Herausforderungen im Energienetz
- IKT Use Cases
- Roaming-Papier der RWE
- Übersicht vorhandener Standardisierungsgremien

### Hindernisse (Kritische Faktoren/Knackpunkte):

- Zuordnung von Marktrollen noch nicht abgeschlossen
- Fehlender Massenmarkt von Smart Metern und Elektrofahrzeugen zur Sicherung der Wirtschaftlichkeit
- Subaggregatoren: fehlende Verteilungskriterien:
  - Netzsicherheit
  - Priorität
  - Tarif (Standard vs. Premium)

### Handlungsempfehlungen:

- Mit dem verstärkten Einsatz regenerativer Energie steigt auch die Notwendigkeit der Anwendung von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT):
  - Energienetze: Restriktionen in der Infrastruktur
  - Rolle IKT: Messen, Übertragung, Authentifikation
- Public! Lastmanagement entweder als Marktrolle oder als allg. Regelwerk (Verteilnetzbetreiber, Parkhäuser...)

### Bewertung/Relevanz:

- Lastmanagement ist kritischer Faktor (Optimierung):
  - Überkapazitäten,
  - Engpässe
  - Lastverteilung

### Next Steps:

- Ziel: Gemeinsamer Blueprint in Langtextform als Empfehlung
- Verantwortliche: AG-Leiter
- Zeithorizont: Diskussionsentwurf bis 14. Oktober, Verabschiedung bis 28. Oktober 2011

## Ergebnisse der Gruppe 2 „Rating Engine“

In dieser Arbeitsgruppe stand das Thema Rating & Billing im Vordergrund. Die Komplexität von flexiblen Tarifierungs-lösungen für Energie-Dienstleistungen wurde aus verschiedenen Blickwinkeln beleuchtet und diskutiert.

### Auf dem Weg zur Zwei-Wege-Kommunikation

So viel Energie wie möglich zu liefern, an so viele Plätze wie möglich, so sicher und zuverlässig wie möglich: Für die meiste Zeit in seiner hundertjährigen Geschichte hatte das Stromerzeugungs- und Verteilungsgeschäft ein einziges, einfaches Ziel.

Die Infrastruktur, um dieses Ziel zu erreichen, hat sich kaum verändert seit dem frühen 20. Jahrhundert, als die Industrie-Pioniere erstmals Wechselstrom-Technologie für Fernübertragung angewendet haben, und ein abgestuftes System von Hochspannungs-Backbone-Netzen und ein lokales Mittel-/Niedrigspannungs-Verteilnetz eingeführt haben. Innerhalb dieses Systems wird die Stromerzeugung in der Regel durch zentrale Masse-Kraftwerke mit konstanter oder steuerbarer Leistung zur Verfügung gestellt, während der Verbrauch relativ stabil täglichen, wöchentlichen und jährlichen Mustern folgt.

### Mitwirkende:

Torsten Drzisga, Nokia Siemens Networks (Leiter)

Oliver Franz, RWE Deutschland

Ines Handrack, Bundesnetzagentur

Michael Janiba, Oracle Deutschland

Dr. Andreas Kemnitzer, E.ON Bayern

Olaf Neumann, RWE Deutschland

Christian Oeser, Ericsson

Ulrich Reber, Nokia Siemens Networks

Meike Schwedes, T-Systems International

Bis heute war die große Herausforderung, die Nachfrage zu befriedigen. Doch heute steht der Energieversorger vor neuen Herausforderungen. Auf der einen Seite gilt es, immer noch die Nachfrage abzudecken und Netzstabilität zu garantieren und dieses bei weiter steigendem Bedarf, auch zum Beispiel durch Innovationen wie der Elektromobilität. Aber auf der anderen Seite geschieht dies in einem Bereich von neuen und komplexen Randbedingungen.

Es bedarf einer ganzheitlichen Betrachtung und Berücksichtigung von Energieerzeugung, Übertragungsnetzen



Abbildung 23:  
Mitglieder der Gruppe „Rating Engine“

und Verteilnetzen, um regionale und nationale Vorgaben zu erfüllen. Heute gilt zentrale Übersicht und Kontrolle in der Regel nur für Kraftwerke und das Hochspannungsübertragungsnetz, aber nur eingeschränkt für Mittelspannungs- und Verteilnetz. Morgen müssen Prosumer (Erzeuger von erneuerbarer Energie) und Energiespeicher integriert werden. Neue intelligente Geräte werden in der Lage sein, mit dem Netz von morgen zu interagieren.

Um die Effizienz zu optimieren, müssen Versorgung und Nachfrage so genau wie möglich im Gleichgewicht sein. Heute ist diese Demand-Response-Funktion in erster Linie auf historische Nutzungsmuster und traditionelle Methoden der Stromerzeugung basiert.

Morgen muss gestützt durch Echtzeit Informationen eine schnellere und genauere Reaktion auf sich ändernde Bedingungen ermöglicht werden, einschließlich der sogenannten „Selbsteilung“ von lokalen Ausfällen und der Berücksichtigung von volatiler Erzeugung aus Wind, Sonne und anderen erneuerbaren Quellen. Dies erfordert eine kontinuierliche Zwei-Wege-Kommunikation mit allen relevanten Netzwerkkomponenten.

Im wettbewerbsintensiven Marktumfeld werden neue Kundensegmentierungsmodelle mit flexiblen Preisgestaltungsmechanismen benötigt. Verschiedene Service-Pakete, angepasst an unterschiedliche Bedürfnisse, können dazu beitragen, die unterschiedlichen Konsumenten besser zu integrieren. Diese Pakete könnten durch Gesamtverbrauch oder nach Tageszeit, Wochentag oder einer Vielzahl anderer Variablen definiert werden, und als solche auch indirekt als Instrument zur Steuerung der Nachfrage eingesetzt werden. Auch kommt es zu deutlich erhöhtem Datenaustausch, den es zu verarbeiten, zu verstehen und danach zu handeln gilt.

In der Telekommunikationswelt spielen Rating-&Billing-Lösungen eine wichtige Rolle zur Unterstützung einer Vielzahl von verschiedenen Anwendungen und Tarifen. Solche Rating-&Billing-Systeme könnten auch für den Energiesektor eine interessante Lösung darstellen.

### Anforderungen aus Energiesicht – rating-&billing-bezogene Herausforderungen

Die wichtigsten rating-&billing-verwandten geschäftlichen Herausforderungen für Versorgungsunternehmen sind die folgenden:

- Effiziente Verwaltung von Tarifen (zeit- oder lastbasiert) in einer Smart-Meter-Basisinfrastruktur: Dynamische Tarife könnten eine wichtige Funktion einnehmen, um Angebot und Nachfrage in einer Smart Meter Basis Infrastruktur zu beeinflussen.

- Reduzierung von nicht-technischen Verlusten und Wertberichtigungen auf Forderungen (unbezahlte Rechnungen): Nicht zahlende Kunden verursachen Umsatzverluste bis zu 30–40 Prozent in einigen Märkten (Anmerkung: nicht in Deutschland).
- Kundenbindung und Erfahrung: Detaillierte Messdaten pro Kunde, fortschrittliche Rating-&Billing-Funktionen (Zeitintervall-Tarife, Bonusprogramme, etc.) ermöglichen neue Dienstleistungen und Produkte, mit deren Hilfe Verbraucher fundierte Entscheidungen über ihren Energieverbrauch und damit über ihre Rechnungen treffen können.
- Kunden sind auch Produzenten (Prosumer): Schnelle flexible Abwicklung von Abrechnung und Erstattung für Prosumer, die Energie verbrauchen und parallel dazu auch Energie ins Netz speisen, zum Beispiel mit Sonnenkollektoren.
- Neue Stromverbraucher: Übergangslose Unterstützung von Ladestationen für Elektrofahrzeuge (privat und öffentlich).

*„Für Privatkunden ist insbesondere die Information interessant, wenn die Nutzung aus dem Ruder läuft.“*

**Zitat aus der Arbeitsgruppe**

### Architektur/Funktionsblock-Übersicht

Die Einführung von intelligenten Stromzählern (Smart Metern) und deren Anschluss an Echtzeit-Tarifierungssysteme mit flexiblen, dynamischen Tarifen ermöglicht die Realisierung zahlreicher neuer Applikationen.

Prepaid Energy als eine dieser neuen Anwendungen erlaubt die Einführung eines neuen Geschäftsmodells im Energiesektor. Die Endkunden bezahlen den Strom, den sie konsumieren möchten, im Voraus. Das einbezahlte Geld wird ähnlich wie bei den Mobilfunkbetreibern in Echtzeit verwaltet und bilanziert. Die verwendeten Preismodelle reichen von einfachen Pauschalgebühren über dynamische zeitabhängige Tarife bis zu Rabatt- oder Bonusprogrammen. Die Endkunden können ihre Kontostände über ein Web-Portal einsehen und erhalten Hinweise über niedrige Kontostände zum Beispiel per Short Message Service (SMS) direkt auf ihr Mobilfunkgerät. Von dort können sie auch ihr Konto wieder aufladen. Dazu sind entsprechende Apps erforderlich.

Ferner unterstützt die Einführung von dynamischen flexiblen Tarifen eine indirekte Steuerung des Konsumverhaltens der EV-Kunden. Man spricht von Demand Side Management (DSM). Energie kann bevorzugt zu Zeiten konsumiert werden, zu denen der Strompreis niedrig ist. Dies trägt

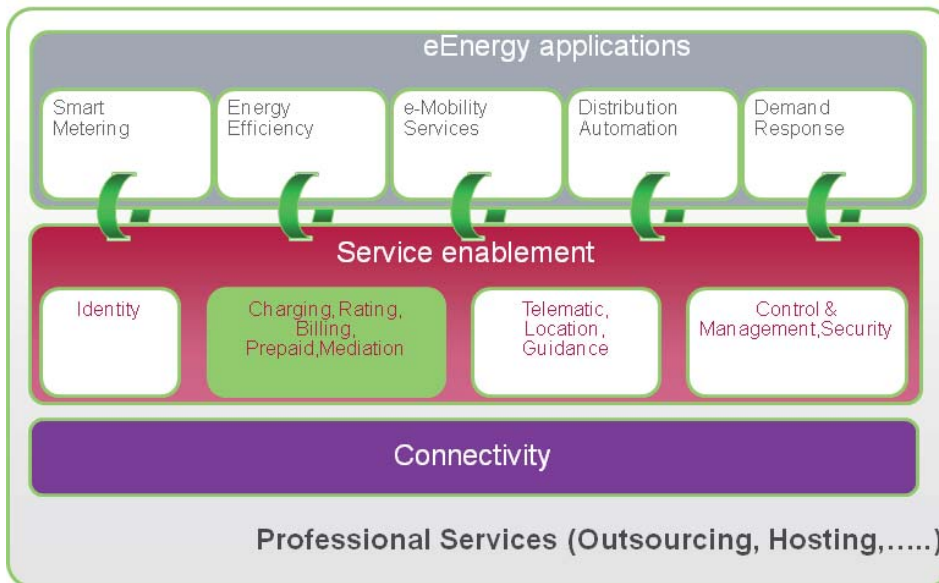


Abbildung 24:  
Horizontaler Layer unterstützt  
verschiedenste Applikationen

dazu bei, dass Angebot und Nachfrage in ein Gleichgewicht gebracht werden können, was die größte Herausforderung für Energieversorgungsunternehmen darstellt.

Rating & Billing ist eine horizontale Plattform, welche verschiedene Applikationen wie zum Beispiel Metering und E-Mobility unterstützt. Die Einführung eines Rating- und Tarifierungslayers unterstützt Postpaid- und Prepaid-Kunden, wobei bestehende Abrechnungssysteme integriert werden können. Siehe Abbildung 24.

#### Architektur:

Auf der Eingangsseite erhält die Tarifierungsschicht Verbrauchsdaten eines Kunden in einem bestimmten Zeitraum von sogenannten Meter-Data-Management-Systemen (MDMS), die ihrerseits diese Daten über sogenannte Meter Head Ends von den Smart Metern erhalten. Auf diese Verbrauchsdaten (in kWh) werden in Echtzeit flexible Tarifmodelle angewendet. Das Ergebnis dieser Auswertung sind sogenannte Bill Items, die dann als Input für die eigentliche Rechnung an das CRM/ERP-System des Energieversorgers übergeben werden. Die Ausgangsseite der Tarifierungsschicht verfügt über eine SOA basierte Enterprise Application Integration (EAI) Middleware zur Integration in die bestehenden Geschäftsprozesse des Energieversorgers.

#### Vorteile:

Als zentrales System bietet eine solche Lösung State-of-the-Art-Flexibilität und Konfigurierbarkeit für verschiedene Arten von Tarifen (Pre- und Postpaid). Damit bietet es vom einfachen Pauschalpreis über zeitabhängige dynamische

Tarife bis zu Rabatt- und Incentive-/Bonus-Programmen das gesamte Spektrum an Tarifierungsmöglichkeiten. Die flexible Tarifierung spielt auch eine wichtige Rolle bei der Ausbalancierung von Energieangebot und Nachfrage: Die Echtzeitinformationen über Tarife motiviert Privatkunden und Unternehmen in energieeffiziente Geräte zu investieren, und Energie dann zu verbrauchen, wenn sie günstig angeboten wird.

Eine solche netzwerk-basierte Lösung erlaubt es auch, für Prepaid und Postpaid die gleiche Art von intelligenten Zählern zu verwenden. Besondere Prepaid-Zähler sind nicht mehr erforderlich, so dass die Vertragsänderung eines Kunden von Postpaid zu Prepaid nur eine administrative Konfiguration im Back-Office erfordert ohne den Zähler selbst zu ändern. Gleiche Tarife können beiden Kundengruppen (Pre- oder Postpaid) angeboten werden.

#### Schnittstellen eingehend/ausgehend:

Wie aus Abbildung 25 ersichtlich ist, erfordert die Einführung einer separaten Rating- und Billing-Schicht die Spezifikation von diversen Schnittstellen.

Zum einen handelt es sich hier um die Datenformate zwischen den Meter-Head-End-Systemen, die in der Regel von den Herstellern der intelligenten Stromzähler vorgegeben werden, als auch um die der Meter-Data-Management-Systeme. Der Inhalt der jeweiligen Datensätze

*„Die vorhandenen Beschränkungen durch das Eichrecht sind wesentlich komplexer für die Umsetzung neuer Dienste, als zertifizierte TK-Rechnungen.“*

**Zitat aus der Arbeitsgruppe**

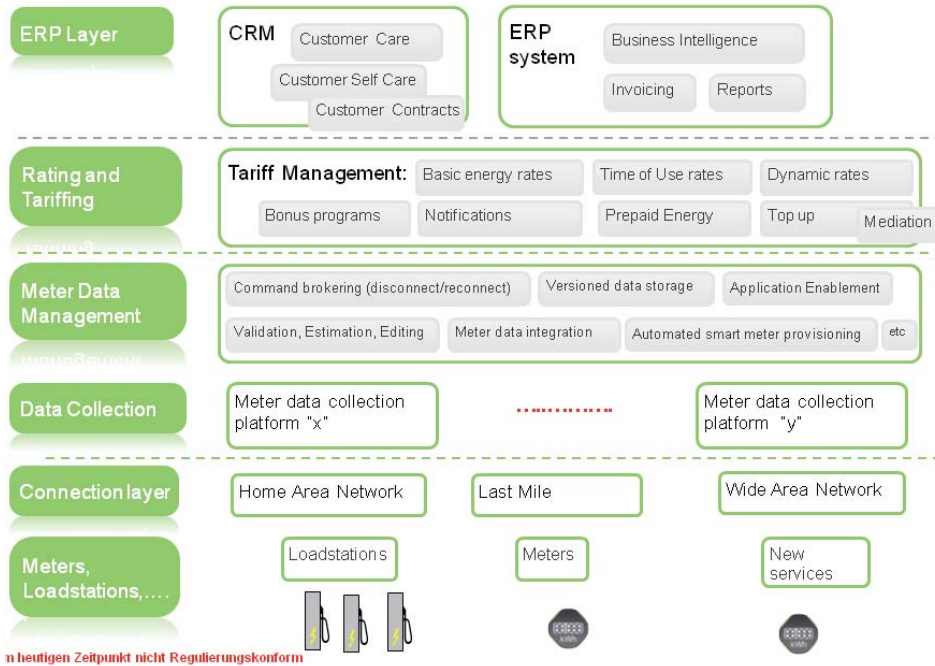


Abbildung 25: „Smart Market“ Rating-&Billing-Energy-Architektur (Post- und Prepaid)

und Kontrollbefehle zum Beispiel zum Aussetzen der Stromlieferung und der Wiedereinschaltung muss festgelegt werden. Dies ist in entsprechenden Standardisierungsgremien auf nationaler und europäischer Ebene derzeit in Gange.

Auch die Integration der Rating-&Billing-Schicht in die IT-Prozesse der Energieversorger muss gewährleistet sein. Diese werden bestrebt sein, ihre einmal getätigte Investition in CRM/ERP-System nach Möglichkeit zu erhalten, was eine

hohe Flexibilität der Rating und Billing Schicht bezüglich der Ausgabeformate der tarifierten Rechnungseinzelposten erfordert. Darüber hinaus sind auch die Provisionierungsprozesse abzubilden, zum Beispiel die Installation eines neuen Zählers, der Umzug von Kunden, meist verbunden mit einem Zählerwechsel und das Einrichten eines neuen Kunden.

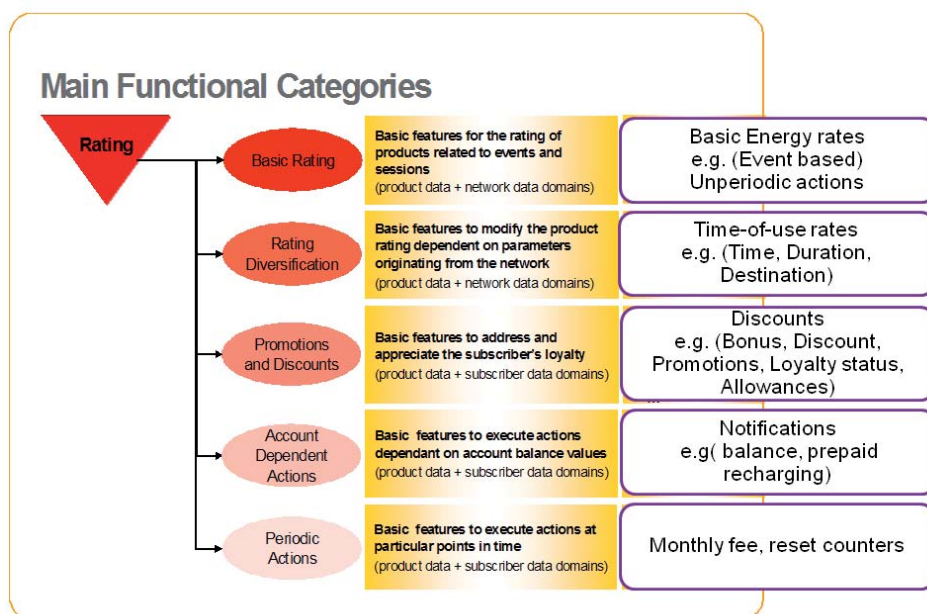


Abbildung 26: Rating Engine

### Feature Übersicht

- Einnahmenschutz durch die Reduzierung/Vermeidung von Forderungsausfällen, Unterstützung von neuen, innovativen Geschäftsmodellen und damit Generierung neuer Umsätze;
- nutzungs- und profil-basierte Benachrichtigen;
- meter- und MDMS-herstellerunabhängige Unterstützung von Standard-Smart-Metern; Post- und Prepaid-Kunden-Accounts; Integration in bestehende Enterprise Financials;
- Verminderung von Redundanz und Verlusten;
- Robuste Plattformlösungen für Massendaten;
- Erweiterte Kundenbeziehungen mit Customer Life-Cycle-Management, Administration Tools, mehrere Kommunikationswege durch enge Integration mit Dienstleistungen (siehe Abbildung 26);
- für die Kundenbindung sind detaillierte Messdaten pro Kunde und fortschrittliche Rating- und Billing-Funktionen (zum Beispiel Zeitintervall-Tarife, Bonusprogramme) wichtig, um neue Dienstleistungen anzubieten, mit denen Verbraucher fundierte Entscheidungen über Energieverbrauch und Rechnung treffen können. Kunden

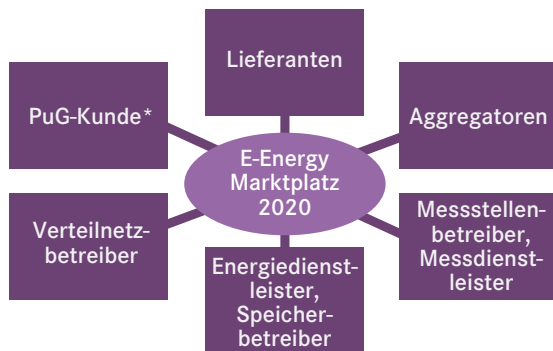
sind auch Produzenten (Prosumer) und benötigen eine flexible Abwicklung von Abrechnung und Verrechnung. Neue Stromverbraucher müssen unterstützt werden (zum Beispiel Ladestationen für Elektrofahrzeuge) mit nahtloser Kunden Experience;

- Erweiterte, flexible skalierbare Bewertungs- und Tarifierungs-Plattform mit Tarif-Entwicklung und -Verwaltung. Effiziente Verwaltung von Tarifen (zeit-/last-basiert) in einer Smart-Meter-Basis; Infrastruktur: Dynamic Tarife bieten die Möglichkeit Angebot und Nachfrage zu beeinflussen;
- Erstellung von Business Intelligence (BI)-Berichten.

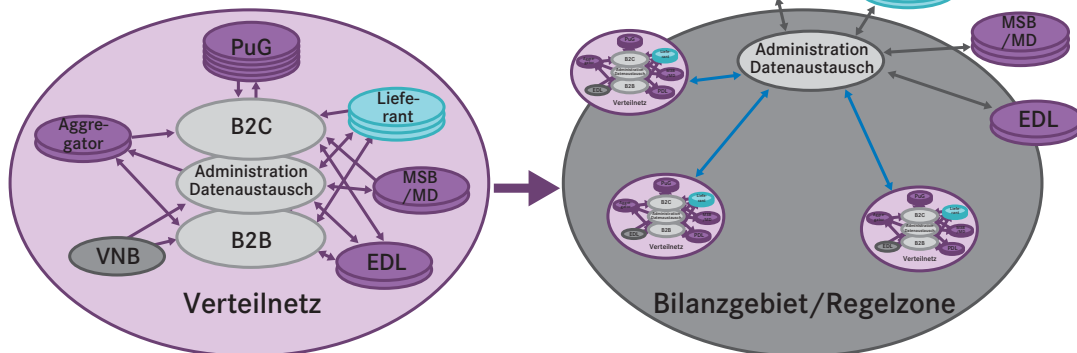
### Marktplatz

Eine wichtige Voraussetzung auf dem Weg zum Smart Grid ist ein funktionierender Marktplatz, der die neuen Herausforderungen der Energiewirtschaft unterstützt. Siehe Abbildung 27.

Die IKT zur Anbindung der verschiedenen Marktteilnehmer und damit Einführung von neuen Services spielen hierbei eine wichtige Rolle.



\*der PuG-Kunde transformiert zum Prosumer



### Auf E-Energy-Marktplätzen

- werden dezentrale Einspeiser eingebunden
- platzieren Lieferanten lokale Angebote
- vermarkten Aggregatoren kumulierte Kleinmengen
- verwalten Messstellenbetreiber das gesamte Datenvolumen

### E-Energy-Marktplätze

- sind lokal, identisch zum Bilanzkreis eines VNB
- werden überregional im Rahmen einer Regelzone zusammengefasst.

Abbildung 27: Marktplatz (Rollen)

## Schlussfolgerungen und mögliche nächste Schritte aus Diskussion im Workshop

Thema: Zentrales Rating & Billing (für Lieferanten)

### Anforderungen/Erfahrungen:

- Ausreichende Flexibilität von IKT-Billing
- Änderung der Rahmenbedingungen in der Energie-Tarifierung
- Was ist das Belieferungs-Konzept?

### Hindernisse (Kritische Faktoren/Knackpunkte):

- Eichrecht
- Datenschutz
- Belieferung nach Profilen
- Marktrollen
- Konsumentenwillen
- Prosuming (wie geht zukünftig Einspeisung?)
- Anreize für Kunden
- Transparenz/Aufklärung beim Kunden

### Handlungsempfehlungen:

- Relevante Use Cases identifizieren
- Skalierbarkeit

### Bewertung/Relevanz:

- Mittlere Relevanz für Lieferanten
- Geringere Relevanz für Netz

### Next Steps:

- Erweiterung der Rating Engine-Modelle auf weitere Marktrollen (zum Beispiel Verteil-Netz)

## Ergebnisse der Gruppe 3 „IP-MPLS Protokoll“

Der Workshop untersuchte, inwieweit IP-MPLS der Energiewirtschaft helfen kann, die Herausforderungen zu bewältigen, welche durch die Einführung des Smart Grids entstehen. Dabei wurde festgestellt, dass der Begriff Smart Grid zu pauschal ist und die Frage nur je Anwendungsfall oder Themengebiet zu beantworten ist.

### Künftige Herausforderungen

Die durch den Umbau des Energiesystems unumgänglichen Anpassungen des Verteilnetzes an die künftigen

*„In der TK hat Konvergenz der Netze Kostenvorteile gebracht. Lässt sich das nicht auf EVU übertragen?“*

Zitat aus der Arbeitsgruppe

technischen Herausforderungen und die dazugehörigen umfangreicher und komplexer werdenden netzwirtschaftlichen

Abrechnungsverfahren erfordern den Einsatz von ITK in wesentlich größerem Umfang als bisher.

Am Workshop nahmen vor allem Vertreter der Netzbetreiber und der ITK teil. Die Netzbetreiber haben als wesentliche technische Kernaufgabe das sichere Betreiben der Netze. Das Smart Grid ändert dabei grundsätzlich nichts an den Anforderungen des Netzbetriebs. Allerdings wird die Anzahl künftig notwendiger Messpunkte und aktiv zu steuernder Einrichtungen deutlich zunehmen.

### Mitwirkende:

Wolfgang Dorst, BITKOM (Leiter)

Bernd Kowalski, BSI

Rolf Adam, Cisco Systems

Michael Simon, Cisco Systems

Peter Thomas, E.ON Bayern

Stefan Growe, Ericsson

Samuel Stähle, GE Deutschland

Claudia Mrotzek, Oracle Deutschland

Dr. Andreas Breuer, RWE Deutschland

Jörg Buchholz, RWE Deutschland

Rolf-Dieter Kasper, RWE Deutschland

Klaus-Peter Liepach, T-Systems

Fernwirk- und Fernmesstechnikstrecken sind für die Netzbetreiber keine neue Fragestellung, sondern Stand der Technik und heute in unterschiedlichen technischen Ausprägungen und Altersstrukturen vorhanden. Allerdings je nach Spannungsebene mit sehr unterschiedlicher Durchdringung und auch unterschiedlich aufwendigen Techniken. Da es sich bei der künftig steigenden Durchdringung des Verteilnetzes mit „intelligenter“ Technik um eine wesentlich höhere Anzahl erforderlicher Kommunikationsstrecken als zum Beispiel in der Transportnetzebene handelt,



*„Die Migration von Alt zu Neu muss wirtschaftlich sein.“*

Zitat aus der Arbeitsgruppe

Abbildung 31:  
Mitglieder der Gruppe  
„IP/MPLS Protokoll“



„Die Daten aus dem Smart Home brauchen einen eigenen Kanal für die Datenübertragung.“

Zitat aus der Arbeitsgruppe

besteht bei den Verteilnetzbetreibern Interesse an technischen Lösungsmöglichkeiten, die einerseits möglichst kostengünstig sind, andererseits aber alle unentbehrlichen Anforderungen

bezüglich Datensicherheit und Verfügbarkeit erfüllen. Hierzu ist es wichtig, dass sich die ITK mit den Erfordernissen der Energiewirtschaft befasst, um Verständnis für die Anforderungen und Rahmenbedingungen zu erhalten und dann für die jeweiligen Anwendungsfälle mögliche technische Lösungen anbieten zu können (wobei IP-MPLS vermutlich nur eine der möglichen Varianten darstellt).

Die Energiewirtschaft ist aufgrund von Sicherheits- und Verfügbarkeitserfordernissen sehr zurückhaltend bei der Nutzung einer Datenplattform basierend auf öffentlichen Netzen. IP-MPLS auf öffentlichen Netzen, oder allgemein gesagt – Netze, die nicht im Hoheitsbereich der Energiewirtschaft liegen, sind daher für technische Steuerungsaufgaben eher ungeeignet.

Abrechnungsaufgaben sind zum Beispiel als Anwendungsfall besser geeignet, denn dort können zwischengelagerte Daten auch später abgeholt und verarbeitet werden. ITK mit Erfahrungen und Funktionalitäten aus anderen Branchen scheint für den Handel und Vertrieb im Ergebnis des Workshops besser geeignet zu sein als für die Welt der Netzbetreiber, die von technischen Verfügbarkeitsanforderungen geprägt ist. Vertriebe und Handel mit komplexen Tarifmodellen verarbeiten Kundendaten als Abrechnungsdaten, also wann wie viel Energie verbraucht wurde. Dort

besteht kein Echtzeiterfordernis, aber Schutzwürdigkeit an personenbezogene Daten. Und die Sicherheitsanforderungen an Authentizität und Integrität der Daten sind hoch (siehe derzeitige Entwicklung eines Schutzprofils Smart Meter), die Verfügbarkeit spielt aber eine geringere Rolle im Vergleich zur Steuerung eines technischen Prozesses.

Der Workshop hat ergeben, dass der Begriff Smart Grid in weiten Bereichen zu pauschal ist. Je nach Anwendungsfall beziehungsweise Themengebiet ist die Frage zu beantworten: Welches Schutzbedürfnis, Verfügbarkeitserfordernis oder Volumen haben welche Datenströme: zum Beispiel für die In-Haus-/Smart-Home-Komponente, für Markt- und Kundendaten, für technische Prozessdaten und so weiter?

Großes gemeinsames Interesse haben die Teilnehmer im Workshop an einem zugangssicheren Kanal zu den Komponenten In-Haus/Smart Home. Das kann sehr gut mit der IP-MPLS-Mandantenfähigkeit umgesetzt werden. Allerdings ist MPLS bis zum Smart Home zu teuer.

### Feedback zu den Arbeitsthesen

Der Workshop betrachtete im Rückblick zwei Erfahrungsbereiche bei Telekommunikationsunternehmen:

- Die Carrier haben auf Technologieebene mehrere Entwicklungsschritte in den letzten 20 Jahren durchlaufen. Bei den Carriern veranlasste die Notwendigkeit neuer Dienstangebote den Aufbau neuer Infrastruktur. Im Gegensatz dazu haben die EVU eine vorhandene Infrastruktur mit langer Lebensdauer der technischen



Abbildung 32:  
Mitglieder der Gruppe „IP/MPLS Protokoll“



Abbildung 33:  
Mitglieder der Gruppe „IP/MPLS Protokoll“

Komponenten und werden auch weiterhin eine Fülle unterschiedlicher Gerätegenerationen parallel weiter betreiben und darum nicht zwangsläufig aus operativer Notwendigkeit in neue Systeme investieren.

**Ergebnis: Diese These wurde verworfen. Der Verteilnetzbetreiber hat in seiner technischen Kernfunktion im Grunde keine neuen Dienstangebote. Vertreter des Vertriebs oder des Handels hatten am Workshop nicht teilgenommen.**

- Ein zweiter Erfahrungsbereich der Carrier ist das Regulierungsmanagement. Auch in der Energiewirtschaft stellt sich die Frage, mit welchen regulatorischen Rahmenbedingungen der Markt den Einzug von Intelligenzen Netzen im großen regulierten Bereich (Verteilnetz) ermöglicht wird.

## Follow-up

Die folgenden Themen will die Gruppe im Rahmen des IT-Gipfel-Prozesses voranbringen:

- Erschließung von Datenquellen für zeitnahe Verbrauchs- und Einspeisedaten, gegebenenfalls auch für Netzqualitätsparameter:
  - über einen zugangsgesicherten separaten Kanal unter Nutzung der angestrebten Breitband-Vollversorgung;
  - um gegebenenfalls das Smart Meter für dezentrale Steuerungsaufgaben in einem Ortsnetzbereich zu nutzen.
- Untersuchung, ob Sensorik und Steuerung (Stufenschalter) in der Ortsnetzstation mit hoher Verfügbarkeit und Real-Time-Verhalten durch IP-MPLS möglich ist.
- Möglichkeiten der ITK bei der Realisierung von Einspeisemanagement und Lastmanagemenzum, zum Beispiel auch Abflachung der Einspeisespitzen bei PV- oder Windstrom durch Einbindung von Speichertechnologien, um ein Einsparpotential bei Netzverstärkungsmaßnahmen gegenüber einem rein konventionellen Netzausbau zu erschließen.

## Schlussfolgerungen und mögliche nächste Schritte aus Diskussion im Workshop

Thema: Bietet MPLS Lösungen für die Energiewirtschaft?

### Anforderungen/Erfahrungen:

- Umbau des Energiesystems erfordert Anpassung des Verteilnetzes
- Dies erfordert den Einsatz von ITK in wesentlich größerem Umfang als bisher

### Hindernisse (Kritische Faktoren/Knackpunkte):

- Lösung soll magisches Dreieck der Energiewirtschaft berücksichtigen (Wirtschaftlichkeit, Zuverlässigkeit, Nachhaltigkeit)
- Integration Altsysteme

### Handlungsempfehlungen:

- Smart Grid als Begriff zu pauschal, den konkreten Anwendungsfall sehen.
- Erfahrungen aus TK nur bedingt auf EVU übertragbar.
- Regulierungsmanagement wird ähnlich Bedeutung wie in TK bekommen.

### Bewertung/Relevanz:

- MPLS nur eine der möglichen Varianten einer Lösung
- IP-MPLS bis ins Smart Home ist zu teuer

### Next Steps:

- Erschließung von Datenquellen für zeitnahe Verbrauchs- und Einspeisedaten
- Untersuchung, ob Sensorik und Steuerung in der Ortsnetzstation mit hoher Verfügbarkeit und Real-time-Verhalten durch IP-MPLS möglich ist
- Möglichkeiten der ITK bei der Realisierung von Einspeisemanagement und Lastmanagement

## Zusammenfassung/Ausblick

Ziel des Workshops war es, einen Know-how-Transfer zwischen bislang getrennten Branchenwelten herzustellen, um eine Umsetzung der im IT-Gipfel-Prozess adressierten Smart-Grid-Potenziale zu ermöglichen. Die Vorträge am Vormittag dienten der Erarbeitung eines gemeinsamen Verständnisses über Bedürfnisse und Möglichkeiten zur Nutzung vorhandener technischer Lösungen der IKT-Branche für Smart-Grid-Projekte der Energiewirtschaft:

- Herr Eckenroth beleuchtete in seinem Vortrag die zentralen Aufgaben elektrischer Netze heute und in Zukunft und welche Beiträge IKT dazu leisten kann und in Zukunft muss.
- In einem zweiten Vortrag gab Herr Buchholz einen Überblick das Spektrum des Einsatzes von Telekommunikation bei der RWE heute.
- Im Anschluss erläuterte Herr Kasper die Anforderungen seitens der Energieversorger an die IT-Sicherheit und wie diese erfüllt werden. Im letzten Vortrag des Vormittags führte Herr Theisen durch die zu erwartenden Entwicklungen bei Smart Grid und der Energieversorgung der Zukunft.

Danach wurden in Arbeitsgruppen einzelne Themen vertieft bearbeitet:

- Gruppe 1 beschäftigte sich mit der Fragestellung, inwieweit sich Erfahrungen in der Telekommunikationsbranche bei der Number Portability und Roaming auf die Herausforderungen der Elektromobilität übertragbar sind. Dabei wurde festgestellt, dass diese Anwendungen aus der IKT nicht 1:1 auf die Anwendungen im Smart Grid übertragen werden können, aber einzelne Elemente enthalten, die sinnvoll auf die Erfordernisse bei „E-Mobility“ angepasst werden und zur Verkürzung von Einföhrungsszenarien führen können.
- Gruppe 2 diskutierte die Herausforderungen bei flexiblen Tarifierungslösungen für Energie-Dienstleistungen. Erfahrungen aus der TK-Welt können hier helfen, im Detail sind aber noch viele Fragen zu klären, wie zum Beispiel Datenschutz, Eichrecht oder Belieferungskonzepte. Besonders das Thema „Marktrollen im Verteilnetz“ soll weiter vertieft werden.
- Gruppe 3 untersuchte, inwieweit IP-MPLS der Energiewirtschaft helfen kann, die Herausforderungen zu bewältigen, welche durch die Einführung des Smart Grids entstehen. Dabei wurde festgestellt, dass der Begriff Smart Grid zu pauschal ist und die Frage nur je Anwendungsfall oder Themengebiet zu beantworten ist.

Der unterjährige Austausch in der Projektgruppe und insbesondere die Ergebnisse aus diesem Expertenworkshop haben gezeigt, dass eine branchenübergreifende Zusammenarbeit zum Thema „Smart Grid“ essentiell für die Umsetzung der Energiewende ist. Lange gereifte Techniken wachsen nun zusammen. Der größte Strukturwandel seit der industriellen Revolution birgt einen hohen Grad an Komplexität. Die Teilnehmer haben sowohl potenzielle Lösungsansätze, als auch Hindernisse auf dem Weg dahin identifiziert. Dies ist der erste Schritt auf dem Weg zur Integration erneuerbarer Energien. Dies ist aber auch Ansporn, die branchenübergreifende Arbeit auch in 2012 weiterzuführen und damit einen aktiven Beitrag zu einer notwendigen nationalen Strategie zu leisten. Denn nur so lassen sich die anstehenden wirtschaftspolitischen Aufgaben angemessen bewältigen.

# Teilnehmerliste

Rolf Adam  
Cisco Systems GmbH

Thomas Baumgartner  
Ericsson GmbH

Hauke Beeck  
Vattenfall Europe Innovation GmbH

Dr. Andreas Breuer  
RWE Deutschland AG

Jörg Buchholz  
RWE Deutschland AG

Wolfgang Dorst  
BITKOM

Torsten Drzisga  
Nokia Siemens Networks GmbH & Co. KG

Lutz Eckenroth  
RWE Deutschland AG

Bastian Fischer  
Oracle Deutschland B.V. & Co. KG

Oliver Franz  
RWE Deutschland AG

Hinnerk Fretwurst  
T-Systems International GmbH

Dr. Armin Gaul  
RWE Deutschland AG

Karlheinz Gödderz  
Vattenfall Europe Information Services GmbH

Stefan Growe  
Ericsson GmbH

Matthias Gutschmidt  
Alcatel-Lucent Holding GmbH

Indes Handrack  
Bundesnetzagentur

Michael Janiba  
Oracle Deutschland B.V. & Co. KG

Rolf Kasper  
RWE Deutschland AG

Dr. Andreas Kemnitzer  
E.ON Bayern AG

Bernd Kowalski  
Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik

Johan Kuijpers  
Ericsson GmbH

Prof. Dr. Michael Laskowski  
RWE Deutschland AG

Klaus-Peter Liepach  
T-Systems International GmbH

Dr. Hartmut Matzdorf  
Alcatel-Lucent Holding GmbH

Claudia Mrotzek  
Oracle Deutschland B.V. & Co. KG

Jens Mühlner  
T-Systems International GmbH

Olaf Neumann  
RWE Deutschland AG

Christian Oeser  
Ericsson GmbH

Ulrich Reber  
Nokia Siemens Networks GmbH & Co. KG

Martin Schenkenberger  
T-Systems International GmbH

Meike Schwedes  
T-Systems International GmbH

Michael Simon  
Cisco Systems GmbH

Samuel Stähle  
GE Deutschland

Kerstin Straube  
T-Systems International GmbH

Thomas Theisen  
RWE Deutschland AG

Peter Thomas  
E.ON Bayern AG

Thomas Wiedemann  
RWE Deutschland AG

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Teilnehmer des Workshops .....	5
Abbildung 2: Bisherige Nutzung der Netzebenen .....	7
Abbildung 3: Zieldreieck der Energieversorgung .....	8
Abbildung 4: Zollenkopf-Kurve zur Bestimmung zulässiger Versorgungsunterbrechungen .....	8
Abbildung 5: Regelleistungsbereitstellung eines Pumpspeicherkraftwerks .....	8
Abbildung 6: Künftige Nutzung der Netzebenen .....	9
Abbildung 7: Anbindung primärer Systeme .....	11
Abbildung 8: TK-Assets .....	12
Abbildung 9: Wesentliche Teilsysteme und typische Lebensdauern .....	12
Abbildung 10: TK-Netztechniken und -Dienste .....	13
Abbildung 11: Beispiele Sondertechniken TRA und TFH .....	13
Abbildung 12: Langfristige Migrationsstrategie für die TK-Technologie .....	14
Abbildung 13: PDCA-Modell des ISMS-Prozesses .....	16
Abbildung 14: Standardisierung nach ISO/IEC 27000 .....	16
Abbildung 15: Hauptaufgaben der Security-Organisation für den gesicherten Betrieb .....	17
Abbildung 16: Zusammenarbeit der ISMS-Gremien bei RWE .....	17
Abbildung 17: Smart Grid – Plattform für innovative Energiedienstleistungen und -verteilung .....	18
Abbildung 18: .....	19
Abbildung 19: .....	19
Abbildung 20: Gruppe „E-Mobility“ – Dr. Hartmut Matzdorf .....	22
Abbildung 21: Mitglieder der Gruppe „E-Mobility“ .....	23
Abbildung 22: Workshop-Skizzierung Last-Management .....	23
Abbildung 23: Mitglieder der Gruppe „Rating Engine“ .....	26
Abbildung 24: Horizontaler Layer unterstützt verschiedenste Applikationen .....	28
Abbildung 25: „Smart Market“ Rating-&Billing-Energy-Architektur (Post- und Prepaid) .....	29
Abbildung 26: Rating Engine .....	29
Abbildung 27: Marktplatz (Rollen) .....	30
Abbildung 28: Mitglieder der Gruppe „IP/MPLS Protokoll“ .....	32
Abbildung 29: Mitglieder der Gruppe „IP/MPLS Protokoll“ .....	33
Abbildung 30: Mitglieder der Gruppe „IP/MPLS Protokoll“ .....	34

# Ansprechpartner

**Kerstin Straube**

T-Systems International GmbH

Dindolfinger Str. 1-15  
81673 München  
Tel.: 0160 – 9080 5551  
kerstin.straube@t-systems.com

**Dr. Andreas Breuer**

RWE AG

Kruppstr. 5  
45128 Essen  
Tel.: 0201 – 12-24802  
andreas.breuer@rwe.com

**Jens Mühlner**

T-Systems International GmbH

Utbremer Str. 90  
28217 Bremen  
Tel: 0421 3799-160  
jens.muehlner@t-systems.com



Arbeitsgruppe 2  
Projektgruppe Smart Grid

