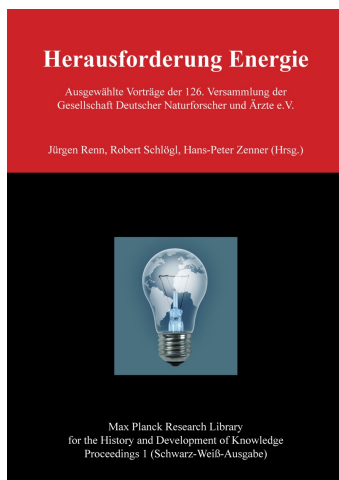


Max Planck Research Library for the History and Development of Knowledge

Proceedings 1

Christian Rehtanz:

Smarte Ideen für zukünftige Stromnetze



In: Jürgen Renn, Robert Schlägl and Hans-Peter Zenner (Hrsg): *Herausforderung Energie : Ausgewählte Vorträge der 126. Versammlung der Gesellschaft Deutscher Naturforscher und Ärzte e.V.*

Online version at <http://edition-open-access.de/proceedings/1/>

ISBN 978-3-8442-4282-9

First published 2011 by Edition Open Access, Max Planck Institute for the History of Science under Creative Commons by-nc-sa 3.0 Germany Licence.

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/de/>

Printed and distributed by:

Neopubli GmbH, Berlin

<http://www.epubli.de/shop/buch/7803>

The Deutsche Nationalbibliothek lists this publication in the Deutsche Nationalbibliografie; detailed bibliographic data are available in the Internet at <http://dnb.d-nb.de>

Kapitel 2

Smarte Ideen für zukünftige Stromnetze

Christian Rehtanz

2.1 Kurzfassung

Die stark zunehmende Integration erneuerbarer Energien und der länderübergreifende Stromhandel erfordern zukünftig ein flexibleres Netz. Neue Technologien zur Netzführung und zum Netzausbau auf Transportnetzebene sollen den zusätzlichen Übertragungsbedarf minimieren und gleichzeitig die Versorgungssicherheit aufrecht erhalten. Im Verteilnetz wird der Kunde enger an den Energiemarkt gekoppelt und wird durch sein Verhalten einen Teil der Netzdienstleistungen bereitstellen. Die Kunden werden teilweise selber zum Stromerzeuger und reagieren über Preissignale durch Lastverschiebungen auf das Angebot erneuerbarer Energien. Insbesondere neue Lasten wie Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen gewinnen hierbei eine große Bedeutung. Das Zusammenspiel des flexibleren Netzes, der zentralen und dezentralen Einspeiser sowie der steuerbaren Lasten muss durch eine durchgängige und standardisierte Informations- und Kommunikationstechnik koordiniert werden. Hierdurch kann auch zukünftig eine umweltfreundliche, sichere und wirtschaftliche Energieversorgung erzielt werden.

2.2 Energieträger Strom

Betrachtet man die Verwendung von Energie, so wird heute nur ca. 20 % des Energiebedarfs durch elektrische Energie gedeckt. Für jegliche Effizienzbetrachtungen muss immer auch die Verschiebung zwischen den Energieträgern berücksichtigt werden. In einzelnen Bereichen wie beispielsweise der Elektromobilität kann durch eine Verschiebung von konventionellen Antrieben hin zur Elektrizität ein Effizienzgewinn und damit auch Umweltgewinn im Sinne einer verringerten CO₂-Emission erzielt werden. Die CO₂-Emission sinkt zum Beispiel auf ca. 90 g CO₂/km bei Ladung von Elektrofahrzeugen bei einer Erzeugung mit dem deutschen Strommix.

Ein weiteres Beispiel sind stromgespeiste Wärmepumpen zur Beheizung von Gebäuden, die bei geeigneten Bedingungen und zusammen mit einer guten Gebäudeisolation energieeffizient arbeiten. Beide Beispiele verdeutlichen eine Verschiebung der Energieverwendung hin zum Strom.

Wenn man sich vor Augen führt, welche Energieträger langfristig zur Verfügung stehen, dann wird der elektrische Strom zunehmend an Bedeutung gewinnen. Regenerative Energien wie Windenergie, Photovoltaik und solarthermische Kraftwerke werden in zunehmendem Maße die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern ablösen und direkt Strom als Energieträger bereitstellen. Die Kernenergie oder langfristig auch die Kernfusion zielen in dieselbe Richtung. Der flexiblen Verwendbarkeit und leichten Umwandelbarkeit des elektrischen Stroms steht jedoch der Nachteil der geringen oder nicht effizienten Speicherbarkeit entgegen. Darüber hinaus muss auch ein effizientes Netz zur Verfügung stehen.

2.3 Anforderungen an Stromnetze

Aus dieser Ausgangssituation heraus ergeben sich die zukünftigen Anforderungen an die europäische Energieversorgung und insbesondere das Stromnetz. Das Netz dient hierbei insbesondere als europäischer Marktplatz und zugleich als Integrationsplattform für regional bereitstehende erneuerbare Energien.

Heute zeichnet sich diese Situation bereits durch vielfältige europäische Engpässe zwischen den Netzgebieten und auch durch eine zunehmende Netzbelastung durch sich verlagernde Kraftwerksstandorte und insbesondere den Windenergieausbau ab. Das gewünschte europäische Marktgeschehen bedingt ein enges miteinander verknüpftes Netz. Vor der Marktöffnung waren die Netzkopplungen auf eine gegenseitige Aushilfe im Fehlerfall beschränkt. Heute soll massiver Stromaustausch zwischen den Märkten stattfinden, so dass neue Leitungskapazitäten benötigt werden.

Speziell in Deutschland ist eine starke Verlagerung der Kraftwerkseinspeisungen zu beobachten. Wurden in der Vergangenheit Kraftwerke eher in der Nähe des Energiebedarfs gebaut, so entfällt durch die Entflechtung zwischen Erzeugern und Netz dieser Anreiz heute völlig. Kernkraftwerke, die in Süddeutschland eine regionale Versorgung übernommen haben entfallen aufgrund der politischen Entscheidung. Neue Kraftwerke werden, bedingt durch eine günstige Anbindung an Importrohstoffe, überwiegend im Norden gebaut. Der massive Windenergieausbau in Norddeutschland und in der Nord- und Ostsee verstärken diesen Effekt.

Die Vision der europäischen Netze lebt also von einem uneingeschränkten europäischen Markt und durch die Nutzung von regenerativen Ressourcen, die regional anfallen. Windenergie in Deutschland und Spanien, Wasserkraft aus Norwegen und der Alpenregion, Solarenergie aus Südeuropa kombiniert mit einem gesunden Kraftwerksmix aus vorhandenen Energieressourcen wie Braun- und Steinkohle sowie Gas und auch Kernenergie werden die europäische Energieversorgung auf vielfältigere Beine stellen. Es ist jedoch hierbei zu beachten, dass der Energieübertragung immer auch physikalische Grenzen gesetzt sind. Eine Stromübertragung über Tausende von Kilometern bringt unabhängig von der Technologie immer auch stark steigende Verluste mit sich, so dass jede Region für sich eine gewisse Erzeugung und einen gewissen Mix benötigt.

Geht man von der europäischen Betrachtung hinunter auf die Ebene der Verteilnetze, so ändern sich aber auch hier die Anforderungen. Dezentral verteilte Kleinsterzeuger müssen in das Netz eingebunden werden. Die Verbraucher bzw. Kunden müssen stärker in den Markt integriert werden. Durch Effizienzbestrebungen ist es unerlässlich, dass der momentane Wert der elektrischen Energie für den Verbraucher sichtbar gemacht wird. Tarife müssen sich flexibel dem Stromangebot anpassen. Elektrofahrzeuge als verteilte Energiespeicher müssen geeignet in das System integriert werden. Hierbei sind wiederum die technischen Randbedingungen und die Auswirkungen auf das Netz als auch die energiewirtschaftlichen Aspekte zu betrachten.

Tabelle 2.1: Anforderungen und Trends in elektrischen Energienetzen

<i>Land</i>	<i>Marktplatz</i>	<i>Integrationsplattform</i>
<i>zentral</i>	Engpassbeseitigung - unterirdische Kabel - Blackout-Vermeidung	Offshore-Windenergie - Netzanbindung
<i>dezentral</i>	Endkundenbeteiligung - Smart Metering - E-Energy	Koordination von (Kleinst-) Erzeugern und Verbrauchern - Kraft-Wärme-Kopplung - Grid for Vehicles (G4V)

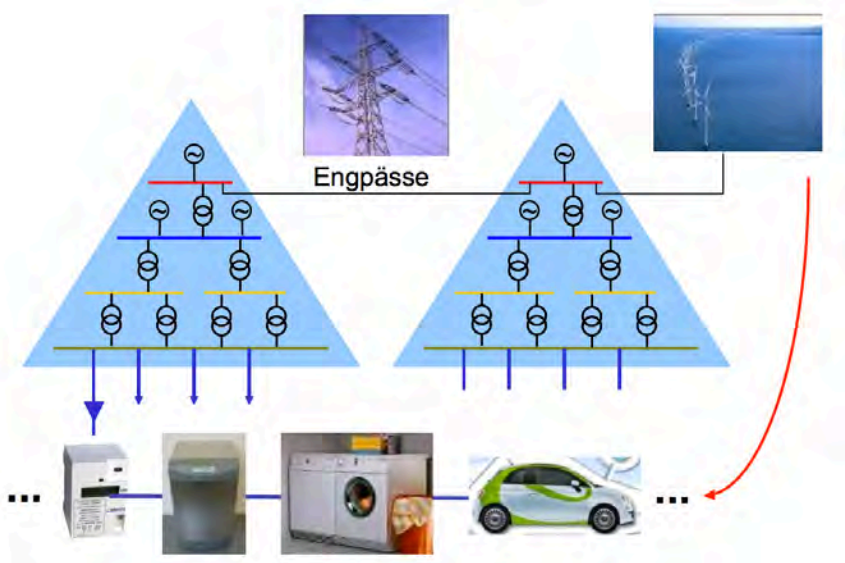


Abbildung 2.1: Struktur der Anforderungen an elektrische Netze

Insgesamt spannen sich somit eine Reihe von Aktionsfeldern für die zukünftigen Energienetze auf, denen durch Innovationen im Netz begegnet werden muss. Im Folgenden werden einzelne herausgegriffene Innovationen für diese Herausforderungen dargestellt.

2.4 Innovationen gegen Netzengpässe

Um Netzengpässe zu vermeiden oder zu verringern muss zunächst einmal die Übertragungskapazität genau bestimmt werden. Die Übertragungskapazität hängt stark von der aktuellen Netzsituation ab. Ausfälle von Netzelementen müssen berücksichtigt werden, aber auch Veränderungen von Einspeisungen oder auch Witterungseinflüsse gehen in die Bestimmung ein. Betriebsmittel, die gewartet werden, stehen dem Netz nicht zur Verfügung. Reserve- und Regelleistung bei ausgefallenen Kraftwerken muss jederzeit übertragen werden können. Aus diesen Anforderungen folgt, dass in der Planung wesentlich mehr Netz geplant werden muss, als typischerweise nutzbar im Betrieb zur Verfügung steht. Wie viel genau in einer bestimmten Betriebsituation zur Verfügung steht, kann entweder durch

dynamische, zeitabhängige Simulations- und Stabilitätsrechnungen (Dynamic Stability Assessment) oder durch Messungen der aktuellen Situation ermittelt werden. Beides sind innovative Ansätze, die sich teilweise noch in der Entwicklung befinden. Darüber hinaus können Leistungsflüsse gezielt beeinflusst werden, um das bestehende Netz optimal zu nutzen. Wenn das bestehende Netz jedoch an seine Grenzen stößt, dann hilft nur noch ein gezielter Ausbau. Aber auch hier stehen innovative Technologien zur Verfügung.

2.4.1 Weitbereichsmonitoring

Eine Technologie im Bereich einer besseren Systemüberwachung, die sich mehr und mehr durchsetzt, ist das zeitsynchronisierte Weitbereichsmonitoring [1]. Strom- und Spannungsmesswerte werden zeitlich hoch aufgelöst und durch ein GPS Satellitensignal zeitsynchronisiert ermittelt. Hierdurch werden nicht nur die Beträge der Größen, sondern auch deren Phasenwinkel bestimmt. Dynamische Phänomene wie Systemschwingungen aber auch andere Arten von Stabilitätsaspekten können frühzeitig ermittelt werden.

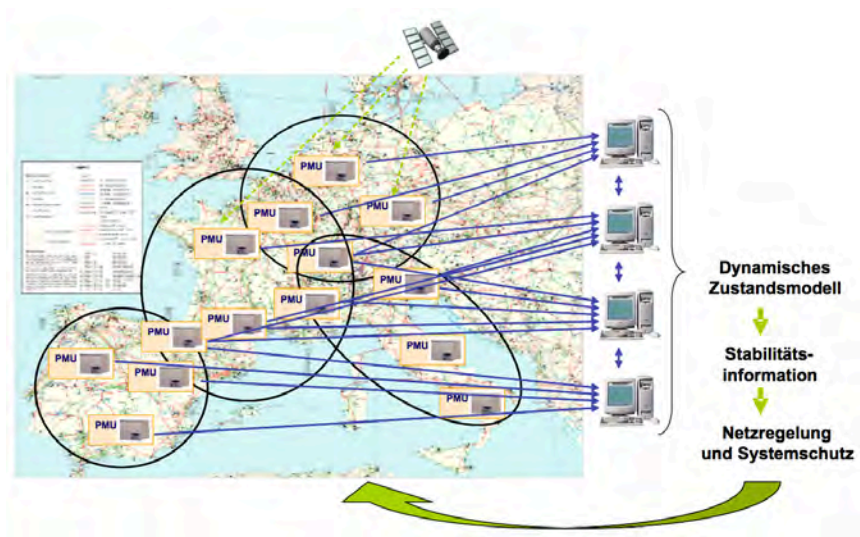


Abbildung 2.2: Vision eines europäischen Weitbereichsmonitoring

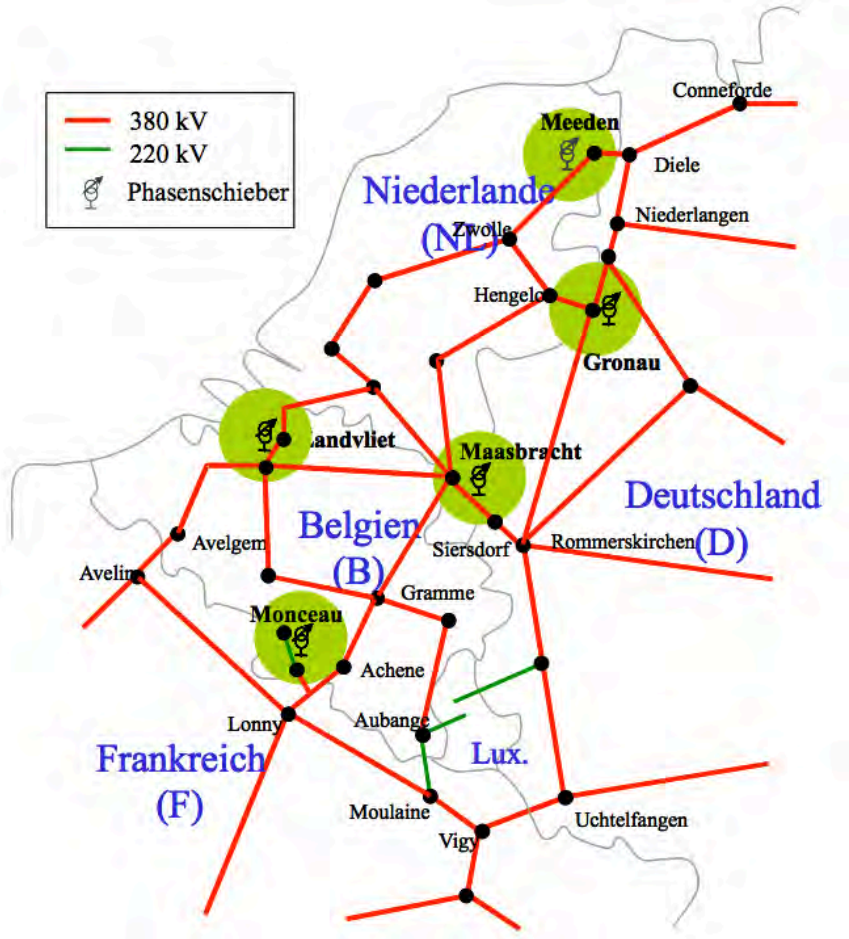


Abbildung 2.3: Koordination von Lastflussreglern im Beneluxraum

Mit dieser Technologie ist auch eine thermische Leitungsüberwachung möglich. Zu diesem letzten Punkt stehen aber auch vielfältige alternative Technologien zur Verfügung. Die thermische Leitungsüberwachung gewinnt zunehmend an Bedeutung, da bei witterungsbedingter Kühlung von Leitungen signifikant mehr Leistung übertragen werden kann. Diese Überwachung ist jedoch primär eine betriebsbedingte Maßnahme und kann nicht bei der Netzdimensionierung betrachtet werden, da die Kühlung und damit die Übertragungsleistung nicht garantiert ist.

2.4.2 Lastflusssteuernde Betriebsmittel

Eine weitere Innovation zur besseren Ausnutzung bestehender Netze ist die gezielte Lastflusssteuerung. Schrägregelnde Transformatoren oder auch leistungselektronische Netzregler (FACTS) stehen hierfür zur Verfügung. Wenn sich auf bestimmten Leitungen Engpässe abzeichnen, dann können diese Betriebsmittel die Leistungsflüsse gezielt verändern. Bei einer Systemüberwachung durch das oben erwähnte Weitbereichsmonitoring kann kritischen Systemzuständen gezielt entgegengewirkt werden. Bei schnellen Netzreglern kann auch nach Betriebsmittelausfällen die Kapazität des verbleibenden Netzes optimiert werden, so dass keine weiteren Schutzabschaltungen erfolgen. Die Komponenten zur Lastflusssteuerung sind in der Praxis verfügbar und auch schon vielfältig eingesetzt, jedoch befindet sich die zugehörige Weitbereichsregelung noch in der Entwicklung.

2.4.3 Hochspannungsgleichstromübertragung mit selbstgeführten Umrichtern

Die bislang beschriebenen Maßnahmen sind jedoch eher betrieblicher Natur und erhöhen die permanent verfügbare Übertragungskapazität entweder gar nicht oder nur geringfügig. Wenn also die Netzkapazität signifikant erhöht werden muss, dann bleibt nur noch der Zubau von neuen Leitungstrassen.

Neben den konventionellen Drehstromfreileitungen wird mehr und mehr die Anforderung zum Ausbau als Kabelverbindung formuliert. Drehstromkabelsysteme bei hohen Spannungen und größeren Entfernungen sind jedoch sehr aufwändig und es bestehen nur begrenzte Betriebserfahrungen. Als Alternative bieten sich hierzu Hochspannungsgleichstromübertragungen (HGÜ) mit selbstgeführten Umrichtern und Polymerkabeln an. Diese innovative Technologie dringt seit einigen Jahren in immer höhere Leistungsklassen vor und ist heute bis knapp über 1000 MW Übertragungsleistung kommerziell verfügbar. Die Polymerkabel sind leicht zu verlegen

und können als See- oder Landkabel verwendet werden. Erste Projekte haben bereits europäische Märkte gekoppelt und sind erfolgreich in Betrieb wie z.B. ein Kabel zwischen Estland und Finnland mit gemischter Land- und Seeverlegung und einer Leistung von 350 MW [2]. Hierbei kommt ein Kabelpaar bestehend aus zwei Kabeln mit direkter Erdverlegung zum Einsatz.

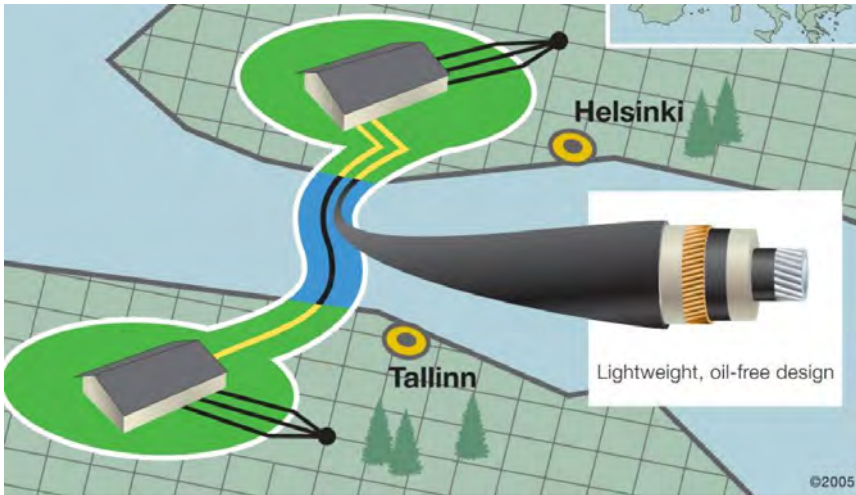


Abbildung 2.4: HGÜ-Installation zwischen Estland und Finnland (Quelle ABB)

Der Vorteil dieser Technologie ist neben der vergleichsweise einfachen Kabelverlegung insbesondere die Regelbarkeit der Leistungsflüsse und die netzstabilisierende Eigenschaft der beiden Umrichter an den Enden der HGÜ. Durch die Leistungsflussregelung wird eine Überlastung der Leitung beim Ausfall paralleler Leitungen vermieden. Kommt es zu Störungen im Netz, so wird die HGÜ nicht in Überlastabschaltung gehen, wie es bei einer konventionellen Leitung bei Überlastung der Fall wäre. Hierdurch können kaskadierende Ausfälle vermieden werden. Darüber hinaus ist an beiden Enden eine unabhängige Spannungs- und Blindleistungsregelung möglich, die das umliegende Netz stabilisiert und auch die Verluste reduziert. Zur Dimensionierung und Auslegung eines Gesamtsystems mit HGÜ müssen diese Aspekte berücksichtigt werden, um den Vorteil einer solchen Lösung genau bewerten zu können. In der Praxis ergibt sich hieraus, dass gegen-

über einer Drehstromleitung eine HGÜ-Lösung mit geringerer Leistung zur Bereitstellung derselben nutzbaren Netzkapazität ausreicht. Nimmt man diesen Aspekt hinzu, dann kann diese Technologie bei dem Bedarf nach einer unterirdischen Stromübertragung eine innovative und wirtschaftliche Lösung darstellen.

2.5 Netzintegration von Windenergie

Neben der Vermeidung von Netzengpässen stellt im Netzbereich die Integration erneuerbarer Energien eine große Herausforderung dar. Insbesondere die Integration von Offshore-Windenergie benötigt netzplanerische und betriebliche Innovationen.

2.5.1 HGÜ zur Offshore-Anbindung

Bei der Integration von Offshore-Windenergie sind Kabeltrassen über mehrere zehn bis zu über einhundert Kilometern erforderlich. Befindet sich der nächstliegende Anschlussknoten an Land nicht direkt in Küstennähe, dann kommen noch größere Entfernungen zustande. Idealerweise wird die Kabelverbindung auch an Land weitergeführt, um die Umwelteinflüsse auch hier zu minimieren. Bei derartigen Anwendungen bieten sich wiederum HGÜ mit selbstgeführten Umrichtern an. Auf der Landseite stützt der Umrichter das im Küstenbereich häufig eher schwache Netz, und auf der Seeseite kann der Blindleistungshaushalt mit den Windkraftanlagen ausgeglichen werden. Da bei HGÜ die Verluste im Kabel sehr gering sind, ist eine Weiterführung des Kabels für die Gesamtverlustbetrachtung günstig.

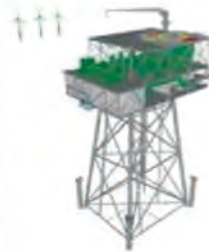


Abbildung 2.5: HGÜ zur Offshore-Anbindung

Bei der Transpower Stromübertragungs-GmbH (vormals E.ON Netz) befindet sich eine erste dieser Offshore-Anbindungen in der Realisierung mit Inbetriebnahme 2009. Die Übertragungsleistung beträgt 400 MW bei einer Gleichspannung von +/- 150 kV und einer Drehspannung von 170 kV offshore und 380 kV onshore. Die Kabellänge beträgt 128 km auf See plus 75 km auf Land. Die kompakte Bauweise der Umrichterstation ermöglicht eine Errichtung auf einer Umrichterplattform auf See.

2.5.2 Probabilistische Netzplanung

Neben neuen Technologien für das Netz wird eine Betrachtung der volatilen Vorgänge im Netz und deren Berücksichtigung bei der Planung immer wichtiger. Die Volatilität der Vorgänge kommt einerseits durch die zunehmende Windeinspeisung, aber andererseits auch durch das Marktgeschehen als solches zustande [3]. Gegenüber der heute angewandten szenarienbasierten Netzplanung berücksichtigt die probabilistische Netzplanung die Verteilungen der Einspeisungen und berechnet hieraus die Häufigkeitsverteilungen der Netzauslastung [4]. Als Ergebnis kann abgelesen werden, zu welchem Prozentsatz der Zeit eine Leitungstrasse überlastet wird und ob sich hieraus die Investition in eine Netzerweiterung ableiten lässt. Ist die Zeitdauer einer Verletzung der N-1 Sicherheit und damit einer zu geringen Netzkapazität zu hoch, dann muss in das Netz investiert werden. Ist die Zeitdauer jedoch gering, so kann mit alternativen Engpassmanagementmaßnahmen wie einem temporären Redispatch der Einspeisungen entgegengewirkt werden. Im Betrieb könnte gegebenenfalls das am Anfang erwähnte Leitungsmonitoring sogar diese Maßnahmen unnötig machen. In Summe wird durch die probabilistische Planung verdeutlicht, welche Netzausbaumaßnahmen am dringendsten und notwendigsten sind. Diese Art der Netzplanung findet gerade erst den Übergang von der Theorie in die Praxis.

2.6 Innovationen für eine dezentrale Energieversorgung

Neben der Betrachtung der Transportnetze und der transeuropäischen Energiemärkte verändert sich auch zunehmend die Versorgungsaufgabe der Verteilnetze. Kunden sollen näher mit dem Marktgeschehen verbunden werden und dezentrale Einspeiser und Speicher wie auch zukünftige Elektrofahrzeuge sollen in das Netz und den Markt integriert werden.

2.6.1 E-Energy

Eine Projektinitiative des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) mit dem Thema E-Energy nimmt sich dieser Thematik an. Durch die konsequente Verwendung neuester Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) sollen Endkunden näher in den Energiemarkt integriert werden und durch zusätzliche Informationen zu energieeffizientem Verhalten angehalten werden.

Eine erste Stufe in diese Richtung ist die Einführung von fernauslesbaren Stromzählern (Smart Metering). Der aktuelle Verbrauch oder auch Verbrauchsstatistiken können hiermit jederzeit dem Kunden angezeigt werden. Eine Stufe weiter gehen flexible Tarife, die dann bei dementsprechender dezentraler Intelligenz zu einer mehr oder weniger automatisierten Verbrauchsverschiebung und -anpassung führen. Die fernauslesbaren Zähler werden durch zunehmende Funktionen zu sogenannten IKT-Gateways, die den Kunden mit dem Marktplatz verbinden.

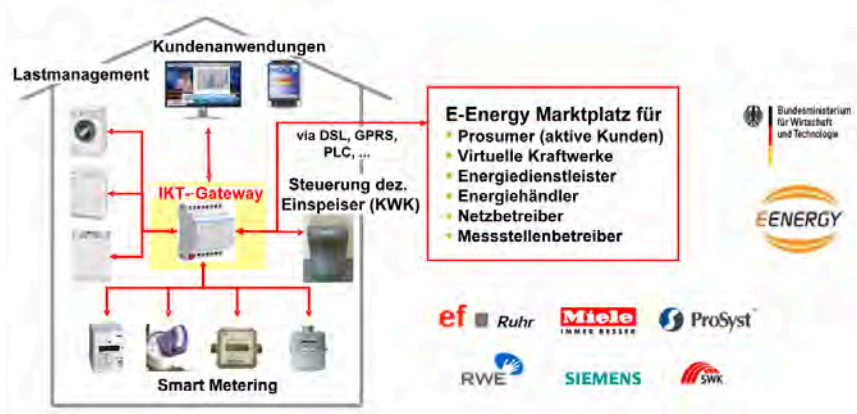


Abbildung 2.6: E-Energy Projekt „E-DeMa“

Im Rahmen des E-Energy-Projekts „E-DeMa“ wird ein derartiger E-Energy Marktplatz geschaffen [5]. Stromkunden (Privat- und Gewerbe-kunden) werden an diesen offenen elektronischen Marktplatz mittels IKT-Gateways mit Energiehändlern, Verteilnetzbetreibern und weiteren Akteuren innerhalb einer Modellregion im Rhein-Ruhr-Gebiet verbunden. Aus diesem Marktplatz ergeben sich neue Geschäftsmodelle für eine aktivere Marktteilnahme der Akteure. Dabei werden im Kern Aspekte der Netzbe-

triebsführung, Inhouse-Anwendungen, zeitnahe Verbrauchsdatenerfassung und -bereitstellung berücksichtigt. Technische Herausforderungen sind insbesondere die Bereiche des Netzeinflusses (Smart Grid) sowie die gesamte IKT-Infrastruktur (IKT-Gateway inkl. Smart Metering). Die Komponenten werden informations- und kommunikationstechnologisch unter besonderer Beachtung von Netzaspekten zu einem Marktplatz zusammengeführt.

2.6.2 Dezentrale Erzeuger-Last-Koordination

Das weitergehende Ziel dieses und der weiteren E-Energy-Projekte ist die Verbindung der Kunden mit dem fluktuierenden Angebot aus regenerativen Quellen. Durch die zu erstellenden Marktmechanismen soll eine Harmonisierung zwischen dem Erzeugungsangebot und den Lasten geschaffen werden, um kostspielige Ausgleichs- und Veredelungsmaßnahmen für die fluktuierenden Quellen zu vermeiden. Die Einbindung von Elektrofahrzeugen, die als steuerbare Lasten und Energiespeicher fungieren, wird hierbei zusätzlich eine wesentliche Rolle spielen.

Die Auswirkungen einer großen Zahl von Elektrofahrzeugen auf die Netze muss frühzeitig bei der Einführung von Elektrofahrzeugen berücksichtigt werden. Große Ladeleistungen und damit eine schnelle Fahrzeugaufladung sind bei Millionen von Fahrzeugen nur koordiniert mit dem Netz und einem Lastmanagement möglich. Eine gegründete Grid-for-Vehicles (G4V) Initiative von europäischen Netzbetreibern und Forschungsstätten nimmt diese Problematik bereits heute auf [6].

In Summe ist somit zukünftig mehr und mehr eine kombinierte Betrachtung und dezentrale koordinierte Steuerung von Strom-/Wärmequellen, Netzen, Fahrzeugen und Speichern zu erzielen. Neben dem Strombedarf müssen somit auch der Wärmebedarf und der Mobilitätsbedarf in die Planung der zugehörigen Netze und Infrastrukturen mit einbezogen werden. Des Weiteren sind neben der IKT-Infrastruktur auch neue dezentrale Steuerungsalgorithmen erforderlich. Alle Daten von Millionen von dezentralen Komponenten zentral zu optimieren wird nicht zielführend sein. Daher ist es erforderlich, einen gewissen Grad an dezentraler Selbstkoordination der Anlagen zu erreichen. Innerhalb bestimmter Netzgebiete und gesteuert durch Tarife von außen, werden Anlagen (Einspeisungen und Lasten) erkennen, ob deren Verhalten wirtschaftlich optimal ist oder ob zeitliche Verschiebungen vorgenommen werden können. Eine derartige Koordination ist insbesondere auch für neue Komponenten im Netz, wie Elektrofahrzeuge erforderlich. Nur durch eine derartige dezentrale Ko-

ordination können große Anzahlen von Einzelkomponenten gehandhabt werden.

2.7 Zusammenfassung

Wenn man die Anforderungen an zukünftige Netze als Marktplatz und Integrationsplattform für erneuerbare Energien betrachtet, so ergeben sich immense technologische Herausforderungen, die nur durch Innovationen gelöst werden können.

Auf der Transportnetzebene müssen neue Technologien wie das Weitbereichsmonitoring oder die koordinierte Lastflusssteuerung die Netzführung unterstützen, und neue Anlagen wie die exemplarisch genannte HGÜ mit selbstgeführten Umrichtern müssen Netzengpässe schließen. In der Planung müssen derartige Technologien berücksichtigt werden, so dass deren vielfältige Fähigkeiten genutzt werden. Neben der szenarienbasierten Planung werden probabilistische Planungen die Volatilität der Strommärkte und regenerativer Erzeuger geeignet berücksichtigen.

Auf Verteilnetzebene werden Kunden flexible Tarife und eine engere Kopplung mit der Erzeugung erfahren. Der Zeitwert der elektrischen Energie wird sich auch am Hausanschluss widerspiegeln, so dass eine dezentrale Koordination der Eigenerzeugung, des Wärme- und Strombedarfs und der Fahrzeugaufladung mit den Netz- und Marktbedingungen erforderlich ist. Erst durch die Lösung dieser Aspekte wird sich die gewünschte Effizienz einer zunehmend regenerativen Energieversorgung erzielen lassen.

Literatur

- [1] C. Rehtanz and P. Pouyan, eds., *Wide Area Monitoring and Control for Transmission Capability Enhancement, CIGRE-Report, Working Group 601, Study Committee C4*. Januar 2007.
- [2] www.nordicenergylink.com.
- [3] D. Waniek, C. Rehtanz, and E. Handschin, “Analysis of Market Coupling Based on a Combined Network and Market Model,” in *Proc. IEEE PowerTech Conference*, (Bukarest, Rumänien), 2009.
- [4] J. Schwippe, O. Krause, and C. Rehtanz, “Probabilistic Load Flow Calculation Based on an Enhanced Convolution Technique,” in *Proc. IEEE PowerTech Conference*, (Bukarest, Rumänien), 2009.
- [5] www.e-dema.com.

[6] *www.grid-for-vehicles.eu; www.g4v.eu.*