



NETZ-
INNOVATIONEN
IN DEUTSCH-
LAND

**BEITRÄGE DER NETZBETREIBER ZUR
UMSETZUNG DER ENERGIEWENDE**

INHALT

Netzinnovationen in Deutschland Inhaltsverzeichnis

Vorwort 05

KAPITEL 1 Autobahnen der Energiewende

1A Ultranet	08/09
1B compactLine	10/11
1C AmpaCity	12/13
1D Renaturierung	14/15
1E CHARM-2	16/17

KAPITEL 2 Integration Erneuerbare Energien

2A Mobile Biogas-Verdichteranlage	20/21
2B Solarthermie GDRA	22/23
2C IREN2	24/25
2D SysDL 2.0	26/27

KAPITEL 3 Betriebsmittel der Zukunft

3A Sauerstoffentfernungsanlage	30/31
3B Phasenschieber	32/33
3C Steuerbare ONS	34/35
3D Self-healing Grid	36/37
3E e-Home	38/39

KAPITEL 4 Speicher

4A SmartRegion Pellworm	42/43
4B Power-to-Gas-Demonstrationsanlage	44/45
4C NETZlabor Boxberg	46/47
4D Speicheroptimierung in lokalen Verteilnetzen	48/49
4E econnect	50/51

KAPITEL 5 Digitale Netze

5A Smart Operator	54/55
5B Operationalisierung Smart Grid	56/57
5C StromPager	58/59
5D Smart Grid EWS	60/61
5E Fühler im Netz	62/63
5F Intelligent City 2.0	64/65
5G Gas & Glasfaser	66/67

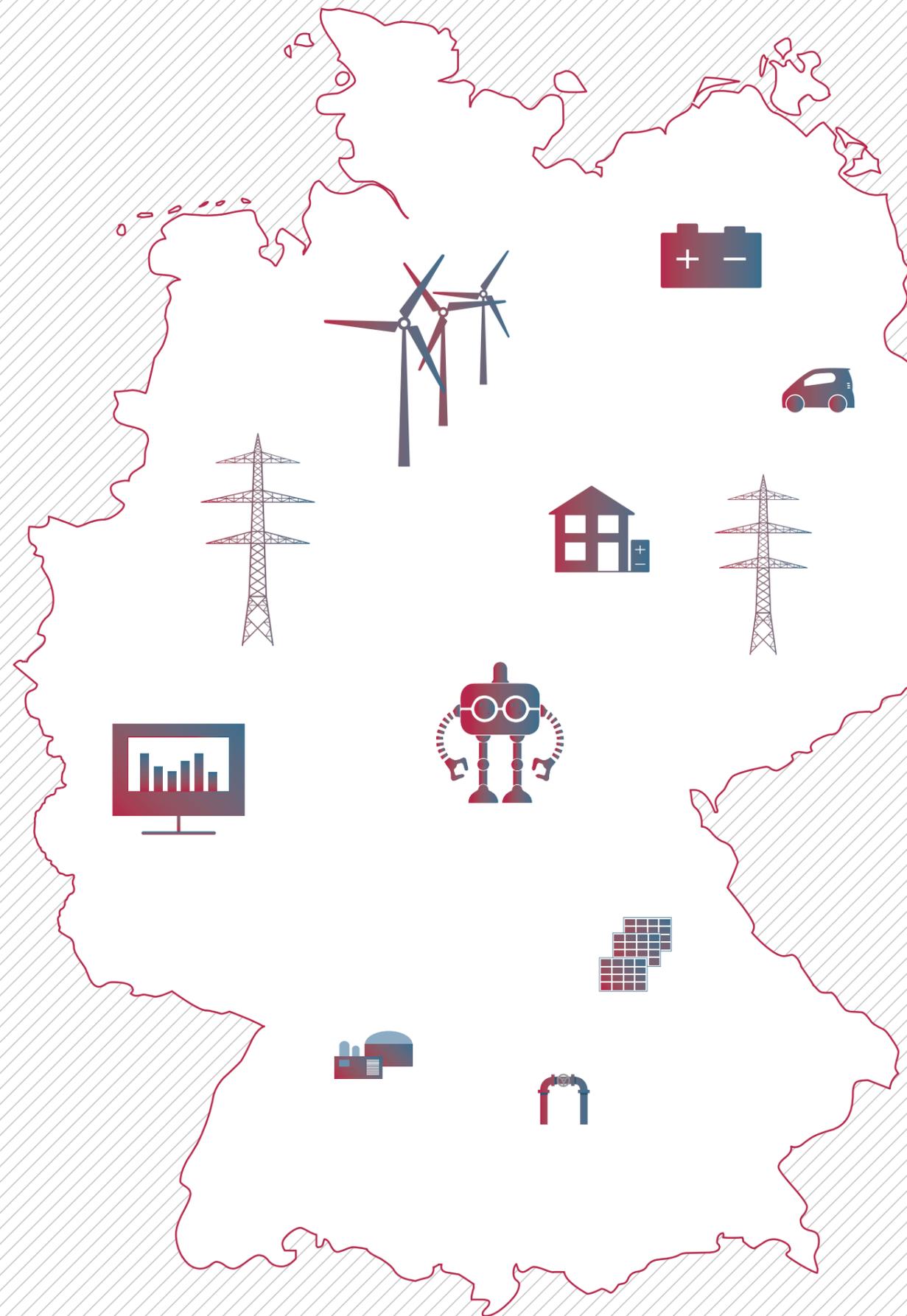
KAPITEL 6 Netzdienstleistungen

6A Hausanschlusskonfigurator	70/71
6B Kommunikation SüdLink	72/73
6C Eine Insel ans Erdgasnetz	74/75
6D Bauauskunftsregister BIL	76/77
6E Marktmodelle für eine Elektromobilitätsinfrastruktur	78/79

KAPITEL 7 Hinter den Kulissen

7A Energieinformationsnetz	82/83
7B MONA 2030	84/85
7C Auslastungsmonitoring	86/87
7D openKONSEQUENZ	88/89
7E Netzanschlusszertifizierung	90/91

Deutschlandkarte	92/93
Impressum	94





Sehr geehrte Damen und Herren,

schon vor über 70 Jahren stellte Joseph Schumpeter in seinen grundlegenden Werken zur Volkswirtschaftslehre die Innovation in den Kontext einer „schöpferischen Zerstörung“. Diese Darstellung könnte heute nicht passender sein.



Johannes
Kempmann



Roger
Kohlmann

Die gesamte Energiebranche befindet sich nicht erst seit der Klimakonferenz in Paris vom Dezember 2015 in einem gewaltigen Umwälzungsprozess. Für die Betreiber von Energienetzen erhöht sich in dieser Transformation der grundsätzliche, technisch und kaufmännisch gebotene Anspruch, vorausschauend planen und investieren zu müssen, um netzseitig eine sichere, bezahlbare und umweltschonende Energieversorgung zu gewährleisten.

Die weltweiten Trends der Dezentralisierung und Digitalisierung treffen in Deutschland mit der Energiewende auf einen Katalysator, der die Entwicklungen beschleunigt. Die Antwort hierauf lautet: Innovation in Produkten und Prozessen. Der vorliegende Bericht zeigt, dass die Energienetzbetreiber in Deutschland auf allen Netzebenen und Druckstufen, von Nord bis Süd, in der Stadt und auf dem Land diesem Anspruch zukunftsorientiert begegnen.

Die nicht abschließende Auswahl der in diesem Band vorgestellten Projekte macht darüber hinaus deutlich, dass im regulierten Bereich der Energiewirtschaft – sofern es der Rahmen gestattet – Innovation nicht nur möglich ist, sondern in vielfältiger Ausprägung alltäglich gelebt wird. Hieraus resultieren aktuell jährliche Investitionen in Höhe von rund 10 Milliarden Euro, die dem Standort Deutschland und den Anschlussnutzern zugutekommen: ein substantieller Beitrag der Energienetzbetreiber in Deutschland für das Gelingen der Energiewende.

Dipl.-Ing. Johannes Kempmann
BDEW-Präsident

Roger Kohlmann
Mitglied der Hauptgeschäftsführung und
Geschäftsbereichsleiter Energienetze,
Regulierung und Mobilität

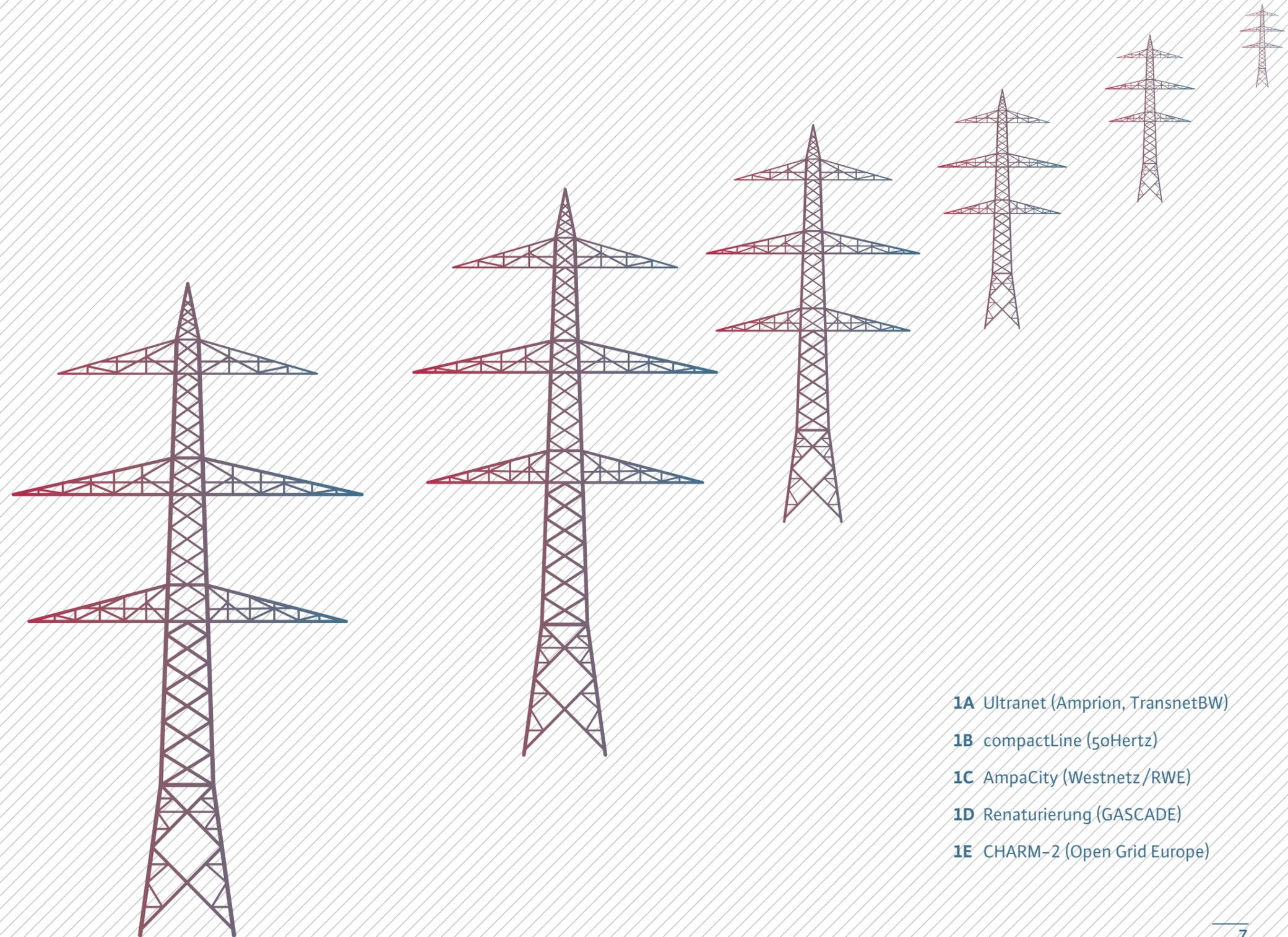
KAPITEL 1

Autobahnen der Energiewende

Höchstspannungs- und Hochspannungsnetze sowie die Fernleitungsnetze ermöglichen einen deutschlandweiten und grenzüberschreitenden sicheren Transport von Strom und Gas über große Entfernungen – möglichst verlustarm und direkt dorthin, wo viel Strom und Gas verbraucht wird.

In der Energiewende rücken diese Netzinfrastrukturen oft in den Fokus der Wahrnehmung.

Unstrittig ist: Die Ausbauziele der Erneuerbaren Energien sind ohne Ausbau der Netze nicht realisierbar. Effiziente Technologien und leistungsstarke, innovative Systeme leisten in diesem Zusammenhang einen unmittelbaren Beitrag für die Gewährleistung der System- und Versorgungssicherheit und nicht zuletzt für die Akzeptanz in der Bevölkerung.



- 1A** Ultranet (Amprion, TransnetBW)
- 1B** compactLine (50Hertz)
- 1C** AmpaCity (Westnetz/RWE)
- 1D** Renaturierung (GASCADE)
- 1E** CHARM-2 (Open Grid Europe)

1A

 Ultranet PROJEKT	
 Amprion GmbH, TransnetBW GmbH BETEILIGTE NETZBETREIBER	
 rund 1.000.000.000 EURO INVESTITIONSVOLUMEN	 0 EURO DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG
 www.netzausbau.amprion.net/projekte/ultranet/projektbeschreibung www.transnetbw.de/de/ultranet INTERNETADRESSE	
 2012 – 2019 (geplant) ZEITRAUM	

Ultranet: Gleichstrom und Wechselstrom auf denselben Masten

Ultranet – so heißt die geplante Gleichstromverbindung von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg. Rund 2.000 Megawatt elektrische Leistung kann die 340 Kilometer lange Leitung übertragen. Es ist ein Gemeinschaftsprojekt von Amprion und TransnetBW.

Ultranet sieht aus wie jede andere Hochspannungsleitung. Trotzdem ist es etwas vollkommen Neues. Die Unternehmen setzen auf eine innovative und ressourcenschonende Technologie: Erstmals weltweit wird Gleich- und Wechselstrom mit einer Spannung von 380 Kilovolt auf denselben Masten übertragen – und das in bereits bestehenden Trassen. Um sicherzugehen, dass Ultranet sicher und zuverlässig funktionieren wird, hat Amprion die neue Technologie intensiv untersucht und seit 2012 im Feldversuch erfolgreich getestet.

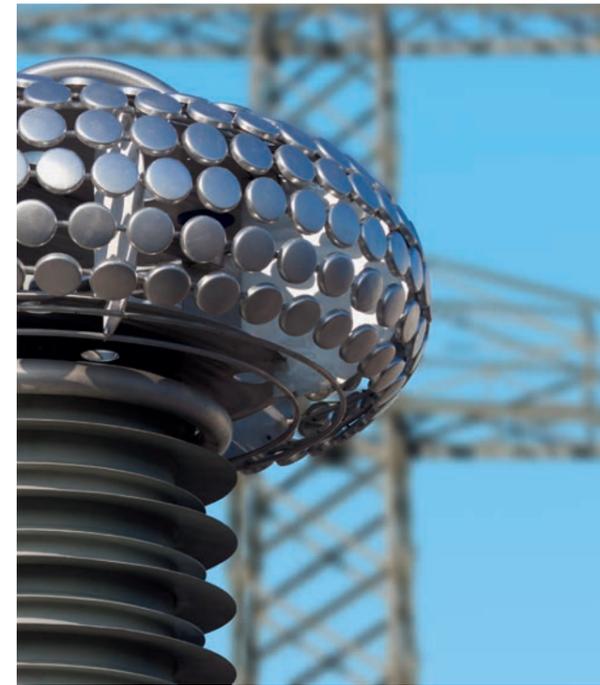
Am Anfangs- und Endpunkt der Gleichstromverbindung bilden zwei Konverter die technische Basis für Ultranet. Der nördliche Konverter wird im Rhein-Kreis Neuss im Netzgebiet von Amprion gebaut, der südliche im Landkreis Karlsruhe im Netzgebiet von TransnetBW. Die Aufgabe der beiden Anlagen: Sie wandeln für den Transport den Wechselstrom in Gleichstrom um und danach wieder zurück zur Einspeisung in das Netz. Die Konverter ermöglichen so einen gezielten und effizienten Energietransport über eine große Distanz in beide Richtungen.

Die Ultranet-Konverter verfügen über zwei Pole (Plus und Minus), bestehend aus jeweils zwei „Teilpolen“. Somit können Leistungen von zweimal 500 Megawatt für den Pluspol und zweimal 500 Mega-

watt für den Minuspol parallel geschaltet werden, um die benötigte Gesamtkapazität von zwei Gigawatt zu erhalten. Bei Ultranet soll die derzeit modernste Konvertertechnik zum Einsatz kommen – ein sogenannter Modular Multilevel Converter (MMC). Die Netzführung kann auf den Punkt genau einstellen, wie viel Leistung in welche Richtung übertragen werden soll – vom Rheinland nach Nordbaden oder umgekehrt. Zudem kann eine weitere Verbindung nach Ostfriesland angeschlossen werden. So kann der Energiefluss zwischen den drei Convertern flexibel gesteuert werden. Es wird möglich, den Windstrom aus dem Norden zur Versorgung des Rheinlandes und zur Versorgung von Süddeutschland zu nutzen. An sonnigen, aber windstillen Tagen kann der Strom auch in die entgegengesetzte Richtung fließen.

Ganz ohne Umbau lässt sich diese neue Technik jedoch nicht einführen. So sind die Wechselstromabschnitte, die auf Gleichstrom umgestellt werden, heute an Umspannstationen angeschlossen. Hier müssen Anpassungen vorgenommen werden. Eines kleinen Komponententausches bedarf es auch bei den Masten: Die Isolatoren – die Befestigungen der Seile am Mast – müssen getauscht werden. Die neuen Isolatoren werden aus einem anderen Material gefertigt und sind für Gleich- und Wechselstrom geeignet. Die meisten Masten können ansonsten unverändert weiterverwendet werden. Nur im Einzelfall muss ein bestehender Mast erhöht oder ersetzt werden.

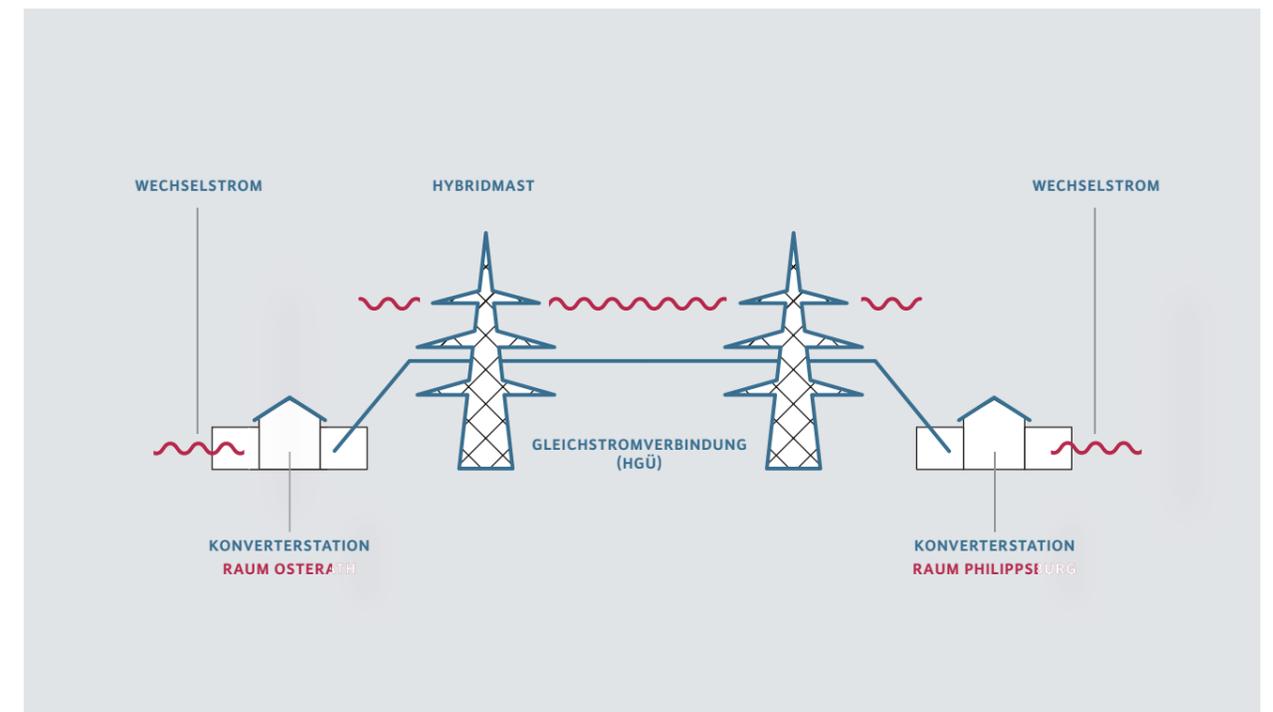
Mit Abschalten der Kernkraftwerke im Süden Deutschlands soll Ultranet fertig sein und das Stromnetz noch sicherer und leistungsfähiger machen.



Von 2012 bis 2014 wurden in Datteln und Mannheim technische Feldversuche für das Innovationsprojekt Ultranet durchgeführt. In Datteln wurden auf einer 2.400 Meter langen Teststrecke 380-Kilovolt-Wechselstromsysteme zusammen mit einem +/- 380-Kilovolt-Gleichstromsystem auf einer Stromtrasse installiert. Das Ergebnis: Die Übertragung von Wechselstrom und Gleichstrom auf denselben Masten funktionierten störungsfrei. Auf dem Bild sind Isolatoren zu sehen.

So funktioniert Ultranet:

Über zwei Konverter im Rheinland und in Nordbaden wird die neue Gleichstromverbindung mit dem existierenden Wechselstromnetz verbunden.



UNTERNEHMENSPROFILE



AMPRION/TRANSNETBW

Beim Projekt Ultranet kooperieren die Amprion GmbH und die TransnetBW GmbH. Amprion ist ein führender Übertragungsnetzbetreiber in Europa und bewirtschaftet das mit 11.000 Kilometern längste Höchstspannungsnetz in Deutschland. Das Unternehmen transportiert Strom für mehr als 27 Millionen Menschen in einem Gebiet von Niedersachsen bis zu den Alpen. Rund 1.100 Mitarbeiter sind bei Amprion beschäftigt. TransnetBW steht als Übertragungsnetzbetreiber mit Sitz in Stuttgart für eine sichere und zuverlässige Versorgung von rund 11 Millionen Menschen in Baden-Württemberg. Das Höchstspannungsnetz erstreckt sich über eine Fläche von 34.600 km² bei einer Stromkreislänge von rund 3.473 Kilometern.

 compactLine	
PROJEKTNAME	
 50Hertz	
BETEILIGTE NETZBETREIBER	
€ 3.075.967 EURO	€ 1.836.283 EURO
INVESTITIONSVOLUMEN	DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG
www.50hertz.com/netzausbau/forschung-und-entwicklung	
INTERNETADRESSE	
2013 – 2018	
ZEITRAUM	

compactLine – ein neuer Ansatz zum Freileitungsdesign mit dem Ziel der Akzeptanzsteigerung für Netzausbau

Unter dem Namen compactLine führt 50Hertz gemeinsam mit Partnern aus Industrie und Wissenschaft ein Forschungs- und Entwicklungsprojekt zu raumsparenden Freileitungen durch. Ziel ist die Entwicklung einer 380-Kilovolt-Freileitung, deren kompakte Abmessungen eine erhöhte Übertragungskapazität in der Breite und der Höhe von 220-Kilovolt-Freileitungskorridoren ermöglichen.

Um bisherige Ausmaße einer Höchstspannungstrasse in der Höhe auf maximal 36 Meter und gleichzeitig in der Breite auf maximal 60 Meter zu reduzieren, werden viele Bestandteile des gesamten Leitungssystems neu entwickelt. Diese technischen Weltneuheiten unterscheiden die compactLine wesentlich von anderen Kompaktmastprojekten auf Höchstspannungsebene. Mit dem neuartigen Freileitungskonzept sollen die Auswirkungen auf Mensch und Umwelt beim (Aus-)Bau von Höchstspannungs-Stromnetzen vermindert werden. Bei der Entwicklung liegt der Fokus des Konsortiums auf hoher Akzeptanz der compactLine

in der Bevölkerung. Daher wird parallel zu den technischen Forschungen eine breit angelegte Akzeptanzstudie durchgeführt. In Form von Experteninterviews, Workshops mit interessierten Kreisen und Umfragen in der allgemeinen Bevölkerung werden Ergebnisse aus dem gesamten Netzgebiet von 50Hertz eingeholt, ausgewertet und in die Projektentwicklung einbezogen.

Anders als bei konventionellen Masten werden die stromführenden Seile girlandenartig an ein bis zwei Tragseilen zwischen Vollwandmasten befestigt. Dadurch verringert sich der Durchhang der Seile, wodurch die Masten niedriger werden bei gleichzeitig höherem Abstand des tiefsten Durchhangspunktes zum Boden. Zusätzlich werden neue Seilaufhängungen inklusive Isolatoren sowie Bündelabstandshalter, Erdseile und Maste entwickelt. Angepasste Bauweisen sorgen dafür, dass die compactLine trotz ihrer siebenfach höheren Zugkräfte mindestens so verkehrssicher ist wie konventionelle Leitungen. Außerdem werden alle Emissionsgrenzwerte streng eingehalten.

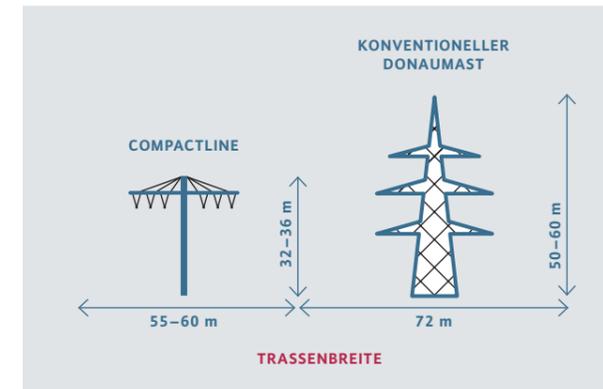
UNTERNEHMENSPROFIL



50HERTZ

50Hertz sorgt für den Betrieb, die Instandhaltung, die Planung und den Ausbau des 380/220-Kilovolt-Übertragungsnetzes im Norden und Osten Deutschlands. Dieses Netz erstreckt sich über eine Fläche von 109.360 km² und hat eine Länge von rund 10.000 Kilometern. Es sichert die Netzintegration von etwa 40 Prozent der gesamten in Deutschland installierten Windkraftleistung. Das Unternehmen beschäftigt ca. 900 Mitarbeiter.

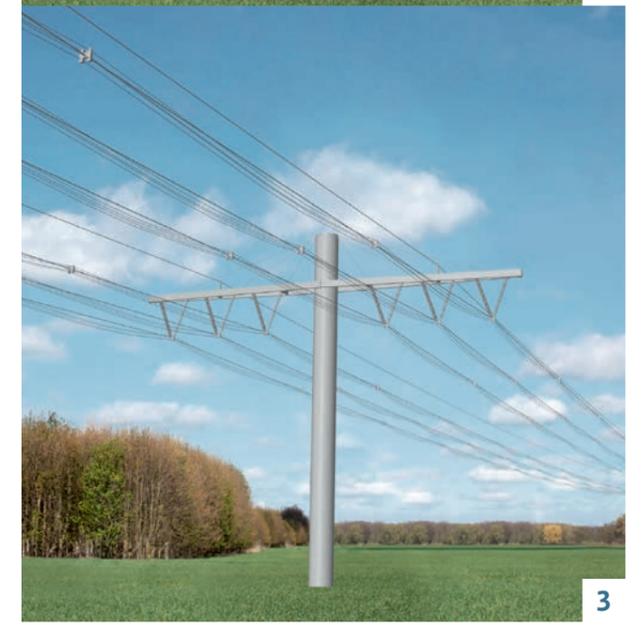
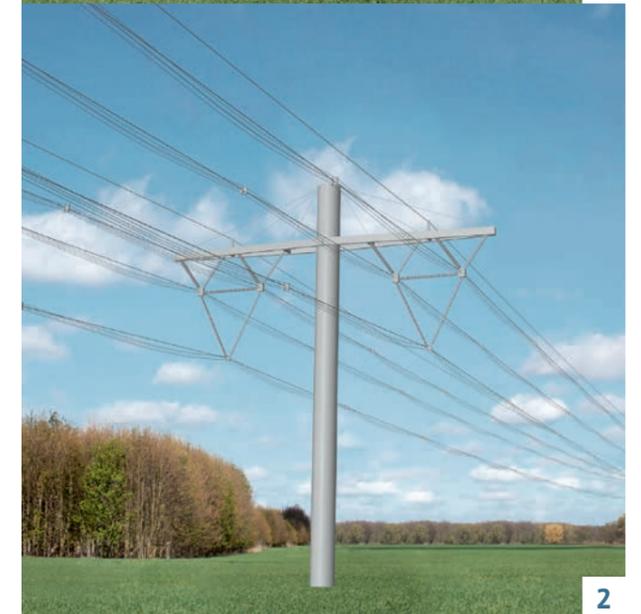
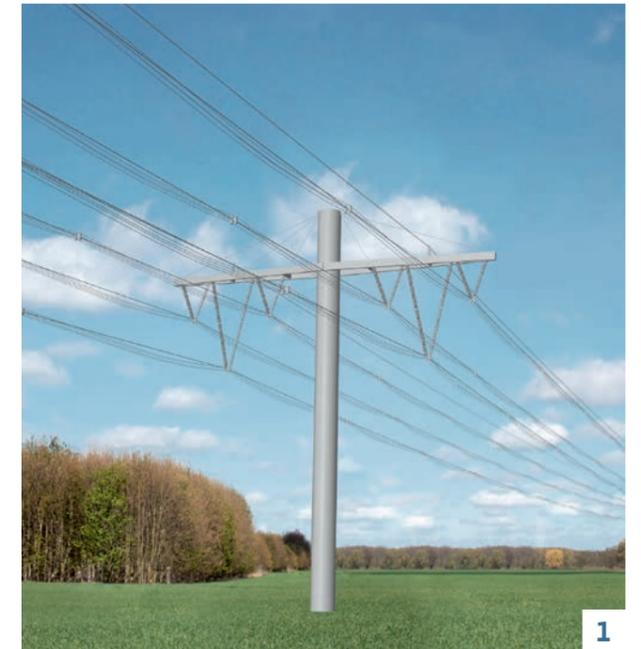
Drei mögliche Varianten der compactLine befinden sich derzeit in der Erforschung. In der Animation zu sehen: die Drahtmasten mit unterschiedlichen Seilaufhängungen.



Das Projekt startete 2013 und läuft noch bis 2018. Nach theoretischen Berechnungen fanden mechanische und elektrische Tests an Prototypen statt. 2015 wurde zusätzlich die Akzeptanzforschung durchgeführt. 2017 ist der Betrieb einer Pilotstrecke geplant, um die Praxistauglichkeit der compactLine zu beweisen.

Partner des Projektes sind neben 50Hertz: die Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. aus Mannheim für elektrische Anordnung und Versuche, der Armaturenhersteller RIBE aus Schwabach, der Bereich Stahlbau der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen und die Leitungsbau-Spezialisten der SAG GmbH aus Langen. Wissenschaftlich begleitet wird compactLine von der Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung.

LAPP Insulators unterstützt das Projekt, das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert wird.



AmpaCity PROJEKT	
Westnetz BETEILIGTE NETZBETREIBER	
13.500.000 EURO INVESTITIONSVOLUMEN	5.900.000 EURO DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG
www.rwe.com INTERNETADRESSE	
April 2014 – April 2016 ZEITRAUM	

Hochleistungskabel für signifikant verbesserten Stromtransport

Der Strombedarf steigt weiterhin vor allem in Ballungsregionen an. Deshalb entwickelt RWE neue, leistungsfähigere Lösungen für die Stromversorgung der Stadtzentren. Dazu sind Leitungen mit höherer Übertragungskapazität erforderlich. Kompakte Hochleistungskabel erfüllen die definierten Anforderungen.

In Essen setzt RWE Deutschland erstmals ein supraleitendes Mittelspannungskabel zur Verbindung von zwei Umspannanlagen im innerstädtischen Bereich als Ersatz für eine 110.000-Volt-Verbindung ein. Auf der weltweit längsten Strecke von rund 1.000 Metern wird der Strom nahezu verlustfrei transportiert.

Das Supraleiterkabel überträgt bei gleichem Durchmesser ca. fünfmal mehr Strom als ein konventionelles Kabel. Das neue Kabelsystem verursacht praktisch keine elektrischen Übertragungsverluste, keine Wärmeabstrahlung und keine magnetischen Felder. Es kann damit in bereits bestehenden Kabelschächten verlegt werden, und ein Betrieb in direkter Nähe zu empfindlichen Datenkabeln ist ohne Probleme möglich.

Der keramische Leiter in dem von der Firma Nexans entwickelten und hergestellten Kabel verbessert den innerstädtischen

Stromtransport signifikant. Dabei wird das Hochtemperatur-Supraleiterkabel (HTS-Kabel) auf rund minus 200 Grad Celsius gekühlt. Durch den Einsatz von HTS-Kabelsystemen werden Hochspannungsstrecken und Umspannanlagen im innerstädtischen Bereich künftig schrittweise verzichtbar und der dadurch frei werdende Platz für andere Verwendungen verfügbar.

Die innovative Technologie des Supraleiters gewährleistet zudem eine höhere Versorgungssicherheit bei den Netzen. Dazu trägt auch ein so genannter Kurzschlussstrombegrenzer bei, durch den Fehlerströme auf zulässige Werte begrenzt werden. Seit der Inbetriebnahme ist eine problemlose Funktion des Systems zu konstatieren, mittlerweile wurden mehr als 60 Millionen kWh übertragen. Im laufenden Betrieb wurden lediglich einige kleinere Optimierungen vorgenommen:

- » Kompensation der unsymmetrischen Erdkapazitäten (koaxiale Anordnung der drei Leiter) durch nachträglichen Einbau von Kondensatoren,
- » Ertüchtigung der Vakuumpumpen in der Kühlanlage nach Einfrierungen von feuchter Luft,

UNTERNEHMENSPROFIL

VORWEG GEHEN

RWE DEUTSCHLAND AG

Die RWE Deutschland AG mit Sitz in Essen verantwortet die deutschen Aktivitäten des RWE-Konzerns in den Bereichen Netz, Vertrieb und Energieeffizienz und führt die deutschen Regionalgesellschaften. Das Unternehmen verfügt über rechtlich eigenständige Tochtergesellschaften für den Vertrieb, den Verteilnetzbetrieb, das Zählerwesen und den Vertrieb technischer Dienstleistungen. Weitere Töchter sind für die Aktivitäten rund um die Energieeffizienz einschließlich Elektromobilität und für die Gasspeicher verantwortlich. Die RWE Deutschland AG ist an rund 70 regionalen und kommunalen Energieversorgern beteiligt und beschäftigt ca. 19.000 Mitarbeiter.

1 | Der für das Essener Pilotprojekt eingesetzte Kabeltyp ist besonders kompakt aufgrund seines konzentrischen Aufbaus. Es sind drei in Isolationsmaterial eingeschlossene Supraleiterschichten für die drei Stromphasen vorhanden.

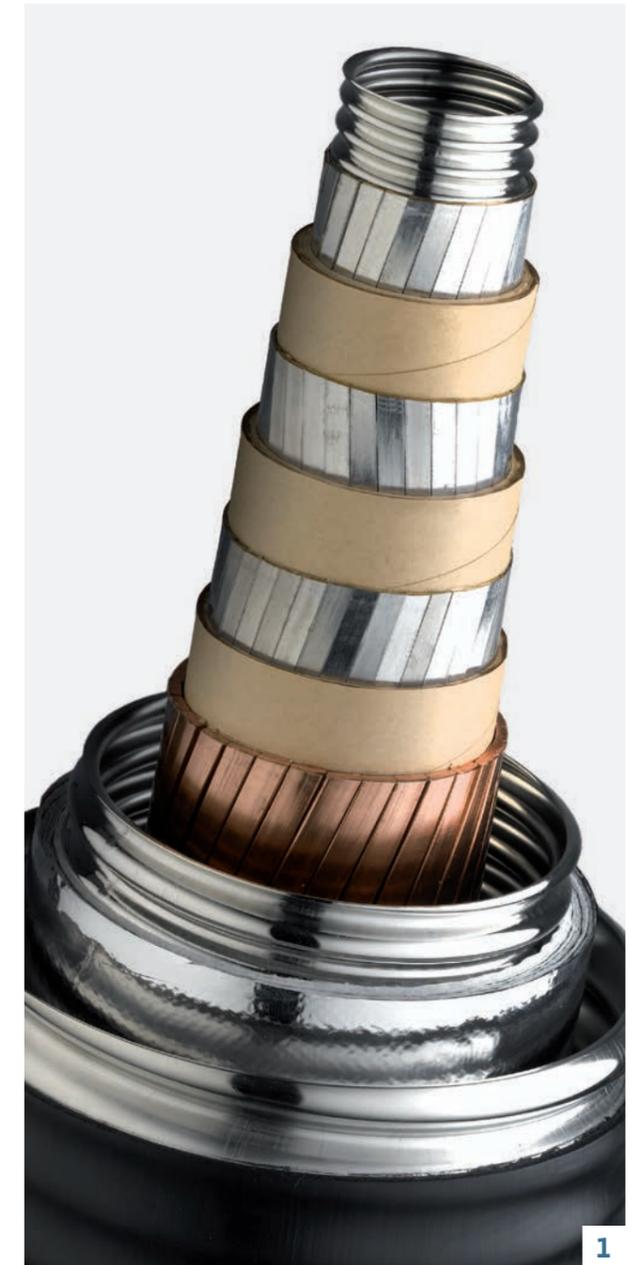
2 | Vertreter der Projektpartner gemeinsam mit Nobelpreisträger Johannes Georg Bednorz (2. v.l.) beim offiziellen Spatenstich im April 2013.

- » Erhöhung der Ansprechzeiten des Schutzsystems nach kurzen Stromunterbrechungen (KU) für unterbrechungsfreien Betrieb.

Wissenschaftlich wird das gesamte Projekt vom Karlsruher Institut für Technologie (KIT) begleitet. Der Projektträger Jülich (PTJ) ist als Bindeglied zum Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, das das Projekt mit insgesamt 5,9 Millionen Euro fördert, eingebunden.

AmpaCity übernimmt eine weltweite Vorbildfunktion bei der Weiterentwicklung der Stromnetze in Ballungsräumen. Das Projekt ist ein konkreter Schritt auf dem Weg zur Marktfähigkeit der Supraleitertechnik und somit auch ein Baustein zum Gelingen der Energiewende.

AmpaCity wurde bereits mehrfach ausgezeichnet. Dies macht seine große Bedeutung überaus deutlich.



1



2

1D

📁 Renaturierung

PROJEKT

🔍 GASCADE Gastransport GmbH

BETEILIGTE NETZBETREIBER

€ k. A.

INVESTITIONSVOLUMEN

🔄 k. A.

DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

💻 www.gascade.de

INTERNETADRESSE

📅 2012 – 2015

ZEITRAUM



1

Pipelinebau und Renaturierung

Mit dem Bau der Anbindungsleitungen an die ersten beiden Stränge der Nord Stream hat der Fernleitungsnetzbetreiber GASCADE Gastransport GmbH zusammen mit seinen Schwes-tergesellschaften zwei der zuletzt größten Erdgas-Pipeline-Projekte in Europa erfolgreich umgesetzt. Die 440 Kilometer lange Nordeuropäische Erdgasleitung (NEL) führt von Greifswald nach Niedersachsen, die 441 Kilometer lange Ostsee-Anbindungsleitung (OPAL) beginnt in Greifswald und endet im tschechischen Brandov. Insgesamt können durch die 1,40 Meter dicken Rohre seit 2012 bis zu 56 Milliarden Kubikmeter Erdgas pro Jahr transportiert werden – Erdgas, auf das die europä-ischen Verbraucher angesichts sinkender Eigenproduktion angewiesen sind.

Dass der Bau solcher Leitungen nicht ohne Eingriffe in die Natur vonstattengeht, liegt auf der Hand. Um die Eingriffe aber so gering wie möglich zu halten, verpflichtet sich GASCADE dem Umweltschutz in allen Bereichen ihrer Bau- und Betriebs-tätigkeiten. So findet während des gesamten Bauzyklus – von der Bauvorbereitung bis zur Renaturierung und Rekultivierung der Arbeitstrasse – eine ökologische Baubegleitung statt. Dabei wird auf die Umsetzung von landschaftsökologisch verträglichen bautechnischen Lösungen geachtet. Ausgleichs-maßnahmen nach dem Leitungsbau gehören ebenfalls dazu. Insgesamt wurde dafür beim Bau der OPAL ein zweistelliger Millionenbetrag ausgegeben. Bei der NEL lagen diese Investi-tionen im einstelligen Millionenbereich.

Offenlandbiotop beispielsweise sind in der eng besiedel-ten Kulturlandschaft Deutschlands selten geworden – und damit umso wertvoller für den Artenreichtum der Region. Die wenigen bereits bestehenden Biotop bedürfen zudem besonderer Pflege. Während des Baus der OPAL investierte der Bauherr deswegen mehrere Millionen Euro in den Ausbau, den Erhalt und die Pflege dieser ökologisch wertvollen Gebiete. In Brandenburg wurden so rund 280 Hektar in naturnahe Biotop umgewandelt und knapp 90 Hektar Waldgebiet wiederaufge-forstet. Auf rund 40 Hektar förderte GASCADE die Vielfalt der Heidelandschaften und wandelte 40 Hektar Wald-Monokultu-ren um. In Brandenburg trug GASCADE Sorge dafür, dass sich in den Gebieten der Großen Massower Heide sowie im Nuthe-Urstromtal nach und nach Zwergstrauchheide und Sandma-gerrasen mit Sandflächen zu wertvollen Offenlandbiotopen zusammenfügten.

Neben dem späteren Ausgleich steht bereits während des Baus der Schutz von Biotopen, Pflanzen und Tieren an oberster Stel-le: Ein besonderes Augenmerk lag beim Bau der Anbindungs-leitungen auf der Behandlung der Fledermäuse. In Brandenburg kümmerten sich Biologen um Winterquartiere für die Tiere und hängten Ersatzquartiere außerhalb des Arbeitsstreifens auf. Daneben wurden zwei alte Bunkeranlagen für die Nutzung von Fledermäusen umgerüstet.

📁 UNTERNEHMENSPROFIL



GASCADE GASTRANSPORT GMBH

ist ein Gemeinschaftsunternehmen von BASF und Gazprom mit Sitz in Kas-sel. Der Fernleitungsnetzbetreiber und seine Schwes-tergesellschaften bie-tet ihren Kunden mitten in Europa hochmoderne und wettbewerbsfähige Transportdienstleistungen über das unternehmenseigene Pipeline-Netz von über 3.200 Kilometern Länge an.

1 | Während des Leitungsbaus (oben) und danach (unten): Mit dem Bau der Anbindungsleitungen an die Nord Stream hat GASCADE eine Fläche in der Größe von ca. 2.800 Fußballfeldern rekultiviert. Zum Vergleich: Ein Fußballfeld (68 x 105 Meter) hat eine Fläche von 0,714 Hektar. Ein Hektar entspricht der Fläche von 10.000 Quadratmetern.

2 | Naturschutz ganz konkret: Bei der Verlegung der OPAL wurden einige Leitungsmeter mehr in Kauf genommen, um eine 200 Jahre alte Eiche zu schützen.



2

Auch zusätzliche Leitungsmeter wurden gerne in Kauf genommen, um Pflanzen zu schützen. Statt den 1,60 Meter mächtigen Stamm einer 200 Jahre alten Eiche in der branden-burgischen Gemarkung Golßen zu fällen, wie es die Planfest-stellung erlaubt hätte, schlugen die Bauherren in Abstimmung mit Land eigentümern und Förstern einen Bogen um den alten Baum.

 CHARM®2	
PROJEKT	
 Open Grid Europe GmbH	
BETEILIGTE NETZBETREIBER	
 ca. 4.000.000 EURO	 0 EURO
INVESTITIONSVOLUMEN	DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG
 www.open-grid-europe.com	
INTERNETADRESSE	
 seit 2009	
ZEITRAUM	

CHARM®2 – die Fortsetzung einer Erfolgsgeschichte

Das hubschraubergestützte Lasersystem CHARM® (CH4 Airborne Remote Monitoring) der Open Grid Europe GmbH hat sich bei der Kontrolle des eigenen Fernleitungsnetzes seit Jahren bewährt. Es erfüllt die Anforderungen der DVGW-Richtlinie G 501. Auch andere europäische Gas-Hochdruck-Netzbetreiber haben die Vorteile der innovativen und einzigartigen Technologie erkannt und sich aufgrund der Zuverlässigkeit bereits langfristig für eine intensive Prüfung ihrer Netze mit CHARM® entschieden.

CHARM® führt mit höchster Präzision vollautomatisch mit Laserlicht eine Methanmessung durch. Die Laserpulse sind nicht fokussiert und somit für Mensch und Umwelt vollkommen ungefährlich. Durch die Doppelpulstechnologie – ein Laserstrahl ist Methan-sensitiv, der zweite geht unbeeinflusst durch Methan hindurch – kann CHARM unterscheiden, ob die Signaländerung vom Boden herrührt oder durch CH4 verursacht wurde. Zusätzlich werden die Laserpulse durch eine Zielvorrichtung mit höchster Genauigkeit auf die Pipeline-Trasse gelenkt,

sodass die Hubschrauberflugbewegungen und Kurven im Trassenverlauf ausgeglichen werden. Ein Scanner verteilt zudem die Laserpulse so am Boden, dass auch 3,5 Meter zu beiden Seiten der Leitungsmittellinie gemessen wird.

Gegenüber einer klassischen Detektion hat die Technologie den Vorteil, dass eine effiziente, umfangreichere und wesentlich schnellere Überprüfung möglich ist. Nach Datenaufbereitung, Flugplanung und Einholen von Genehmigungen kann bereits wenige Tage nach Auftragserteilung mit der Befliegung begonnen werden. CHARM® misst dabei so präzise, dass sogar für den Leitungsbetrieb irrelevante Methan-Indikationen aus natürlichen Fäulnisprozessen, Landwirtschaft oder industriellen Emissionen festgestellt werden. Selbstverständlich durchlaufen die zahlreichen Meldungen einen ausführlichen Auswertungsprozess. Die detaillierte Dokumentation mit Luftaufnahmen, Koordinaten der Fundstelle und Wetterdaten gehören dabei zum Leistungspaket des CHARM®-Prozesses.

UNTERNEHMENSPROFIL



OPEN GRID EUROPE | THE GAS WHEEL

Open Grid Europe ist eines der führenden Unternehmen für Ferngas-transporte in Deutschland und betreibt und wartet eines der größten Ferngasleitungsnetze hierzulande mit einer Länge von rund 12.000 Kilometern. OGE projiziert, baut und betreibt auch neue Leitungen. Damit bietet das Unternehmen eine umfassende Infrastruktur, die perfekt auf die Anforderungen der Kunden zugeschnitten ist.

1 | CHARM® im Einsatz

2 | Die Laser-Doppel-Pulse werden ausgesandt, vom Boden zurückgestreut und vom Detektor mit unterschiedlicher Signalstärke empfangen, wenn Methan in der Atmosphäre ist. Hubschrauberbewegung und Leitungskurven werden durch automatische Scan-Strahl-Führung ausgeglichen.

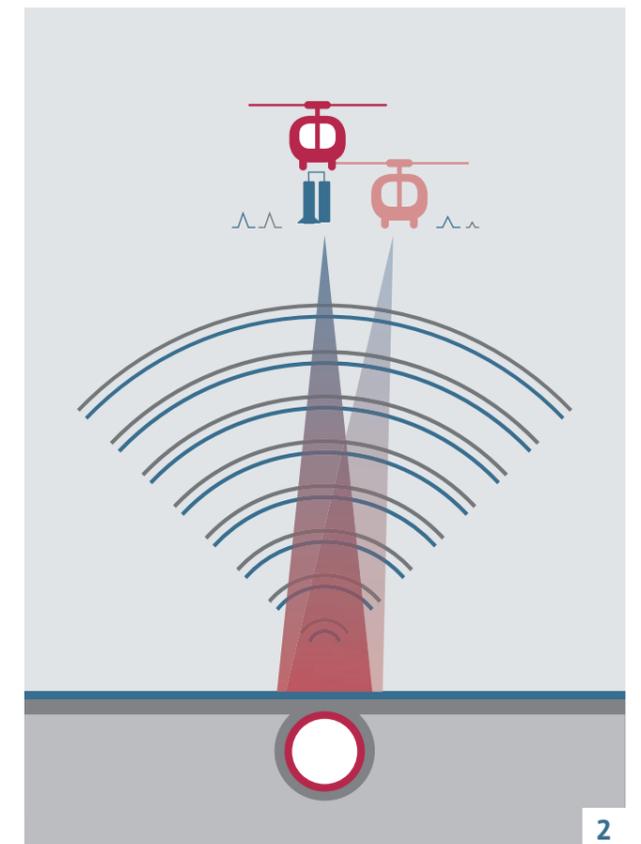


1

Um die Effizienz und Wirtschaftlichkeit weiter zu steigern, wurde vor einigen Jahren bereits mit der Entwicklung des leistungsstärkeren CHARM®2-Systems begonnen.

Durch die Vervielfachung der Laserpulsfrequenz ist es zum einen möglich, schneller zu fliegen und somit die Flugzeit pro Pipeline-Kilometer zu reduzieren. Zum anderen kann die Trassenabdeckung weiter verbessert und noch präziser gemessen werden. Das Kernstück von CHARM®2 – der Laser – wird derzeit in das Gesamtsystem integriert, das dann in Kürze in Betrieb genommen werden kann.

Darüber hinaus ist vorgesehen, CHARM®2 in einen neueren Hubschraubertyp zu installieren, der es ermöglicht, länger in der Luft zu bleiben. Das wiederum reduziert die Anzahl von Tankstopps und die damit verbundenen Transferflüge. Dadurch verbessern sich Wirtschaftlichkeit und Umweltbilanz von CHARM noch einmal zusätzlich.



2

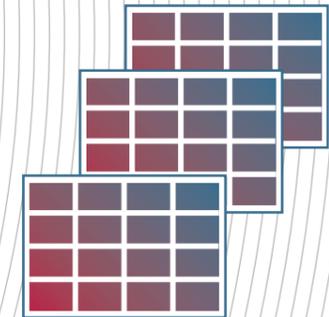
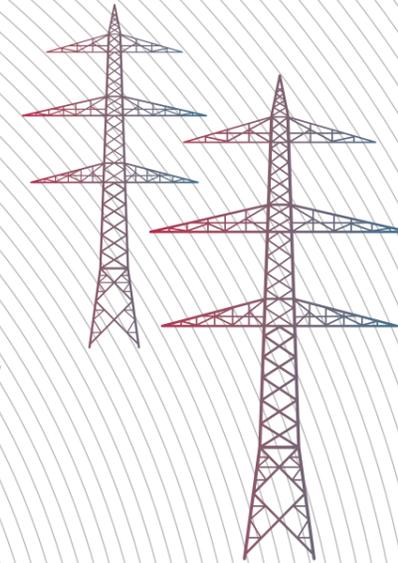
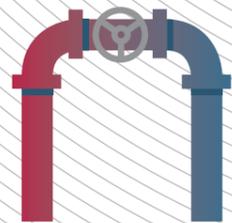
KAPITEL 2

Integration Erneuerbare Energien

Die Netzintegration der stetig steigenden Anzahl dezentraler Erzeugungseinheiten, die auf die Nutzung Erneuerbarer Energien abzielen, ist eine der zentralen Herausforderungen für den Netzbetrieb und die Systemführung. Das gilt über sämtliche Netzebenen im Strom- und sämtliche Druckstufen im Gasnetz hinweg.

Um weiterhin die gewohnt hohe Versorgungsqualität in Deutschland aufrechterhalten zu können, müssen teilweise neue Ansätze erforscht und in der Praxis getestet werden.

Die Energiewende schlägt sich schrittweise auch in einem Systemumbau nieder und verlangt neue Denkansätze, beispielsweise bei der zukünftigen Erbringung sogenannter Systemdienstleistungen, beim Versorgungswiederaufbau oder in der Biogasverdichtung.



- 2A Mobile Biogas-Verdichteranlage (ONTRAS)
- 2B Solarthermie GDRA (EAM)
- 2C IREN2 (Allgäunetz)
- 2D Systemdienstleistungen 2.0 (DREWAG u. a.)

2A

📍 Mobile Biogas-Verdichteranlage

PROJEKT

🔍 ONTRAS Gastransport GmbH, Leipzig

BETEILIGTE NETZBETREIBER

€ 2.000.000 EURO

INVESTITIONSVOLUMEN

♻️ 0 EURO

DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

💻 www.ontras.com

INTERNETADRESSE

📅 Januar 2014 – Januar 2015

ZEITRAUM



1



2

1 | Trailer 1 mit der Verdichteranlage. Bildmitte: einer der beiden Kolbenverdichter, rechts daneben ein Teil des Mittelmotors

2 | Einer der beiden Kolbenverdichter der mobilen Anlage

Mobiler Verdichter überbrückt Ausfälle beim Einspeisen von Biogas ins Gasnetz

Anlagen zum Einspeisen von Biogas ins Gasnetz müssen laut Gesetz hoch verfügbar sein. Dies lässt sich durch mobile Verdichteranlagen erreichen, die im Bedarfsfall den Ausfall einer Einspeiseanlage überbrücken. Der Fernleitungsnetzbetreiber ONTRAS Gastransport GmbH (ONTRAS) hat gemeinsam mit der NEUMAN & ESSER Group 2013 die Spezifikationen für einen mobilen Biomethan-Verdichter definiert, der vom Hersteller in einem Jahr entwickelt und gebaut wurde. Ziele waren 1. Biogas unabhängig vom Fertigstellungstermin einer Einspeiseanlage einspeisen zu können, 2. Ausfallzeiten bei Wartung oder Reparatur fest installierter Anlagen zu überbrücken und 3. Gasmengen zum Minimieren der sonst bei Reparaturarbeiten an Leitungen üblichen Ausblasungsverluste umzupumpen. Das erfordert eine hohe Flexibilität bezüglich Saug- und Betriebsdruck sowie Fördermenge.

Je nach Aufbereitungsverfahren liegen die Saugdrücke des Biogases zwischen 0,05 und 10 bar. Abhängig vom benötigten Betriebsdruck des anliegenden Gasnetzes kann der Enddruck zwischen 16 und 84 bar liegen. Der mobile Biogas-Kompressor erreicht bei einem Saugdruck von wenigen Millibar und einem Enddruck von 84 bar eine Gasfördermenge von 800 Nm³/h. Bei geringerem Druckverhältnis steigt die Gasfördermenge entsprechend.

Das mobile System ist auf zwei Trailern montiert. Im ersten befinden sich zwei Kolbenverdichter, angetrieben von einem 315-Kilowatt-Mittelmotor. Im zweiten Trailer sind die Wasserkühlung und Containerklimatisierung, Steuerung, Regelung sowie Steuerluftzerzeugung untergebracht, zudem während des Transports auch Zubehör wie Stützen, Blitzschutz-Fangstangen mit Betongewichten, Öl- und Glykolbehälter sowie die abnehmbaren Ausbläser. Die vollwertige mobile Anlage ist fernüberwachbar und für einen wartungsarmen, unbemannten Dauerbetrieb ausgelegt.

Die Trailer entsprechen der Straßenverkehrsordnung (StVZO) für normale Lkw-Anhänger. Damit ist die Anlage ohne Sondergenehmigungen jederzeit fahrbereit. Dennoch sind sie eine

Sonderanfertigung, denn der Grundrahmen darf sich über die Gesamtlänge von 9 Metern höchstens 1 Millimeter bewegen, während sonst Torsionsbewegungen von mehreren Zentimetern üblich sind. Zudem muss die Anlage in gefülltem Zustand (Wasser-Glykol-Gemisch sowie Ölsystem) transportierbar sein, damit sie sich schnell anschließen und in Betrieb nehmen lässt.

Der mobile Verdichter lässt sich zudem auch für andere Zwecke einsetzen, etwa als Backup-System für Erdgas-Verdichter oder zur Einspeisung ins Gasnetz. Ein weiterer Einsatzbereich ist das Umpumpen oder Abpressen von Gasmengen.

So nutzte ONTRAS den mobilen Verdichter im August 2015 erstmals zum Entleeren einer 77 Kilometer langen Ferngasleitung. Insgesamt wurden dabei rund 100.000 Kubikmeter Erdgas in eine benachbarte Leitung umgepumpt – ein kosten- und umweltschonendes Verfahren.

Voraussetzung ist eine Leitung zum Aufnehmen der zusätzlichen Gasmengen und genügend Zeit. Denn neben den Vorbereitungs- und Anschlussarbeiten nimmt das Umpumpen je nach Menge, Saug- und Enddruck bis zu mehreren Tagen in Anspruch.

📄 UNTERNEHMENSPROFIL



ONTRAS GASTRANSPORT GMBH

ONTRAS Gastransport GmbH ist ein überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber im europäischen Gastransportsystem mit Sitz in Leipzig. Für den reibungslosen Erdgastransport der Kunden betreibt ONTRAS Deutschlands zweitlängstes Ferngasnetz mit rund 7.000 Kilometern Leitungslänge und knapp 450 Netzkopplungspunkten. Dabei vereint das Unternehmen als verlässlicher Partner die Interessen von Transportkunden, Händlern, regionalen Netzbetreibern und Erzeugern regenerativer Gase.

📍 **Regenerative und energieeffiziente Vorerwärmung in Gasdruckregelanlagen**

PROJEKT

🔍 **EAM GmbH & Co. KG**

BETEILIGTE NETZBETREIBER

€ **675.000 EURO**

INVESTITIONSVOLUMEN

🔄 **215.000 EURO**

DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

🌐 **www.EAM.de**

INTERNETADRESSE

📅 **seit 2010**

ZEITRAUM

Branchenlösung für den wirtschaftlichen Einsatz regenerativer Energien in Gasdruckregelanlagen

Gasdruckregelanlagen (GDRA) werden weltweit in Erdgasnetzen zur Reduzierung des Druckniveaus von Ferntransportnetzen auf das Verbraucherniveau eingesetzt. Die Gasentspannung verläuft endotherm, benötigt also eine Wärmezufuhr von außen, um das Einfrieren von Anlagenteilen zu verhindern und die Sicherheit der Gasversorgung zu gewährleisten. Klassischerweise werden für die Erdgasvorerwärmung erdgasbetriebene Kessel verwendet.

Aufgrund des auch im Sommer häufig bestehenden Wärmebedarfs eignet sich der Prozess der Vorerwärmung sehr gut für die Nutzung von Solarwärme. Diese kann entweder direkt zur Gaserwärmung oder zur Temperaturerhöhung des Rücklaufs der Heizungsanlage genutzt werden. Bei dem niedrigen notwendigen Temperaturniveau werden hohe Wirkungsgrade erzielt, was die Wirtschaftlichkeit des Systems begünstigt.

Die Machbarkeit dieser Idee wurde im Forschungsprojekt „Solarthermische Beheizung von GDRA“, das im Rahmen von Hessen Modellprojekte aus Mitteln der LOEWE – Landes-Offensive zur Entwicklung Wissenschaftlich-ökonomischer Exzellenz – gefördert wurde, unter Beweis gestellt. Neben der Universität Kassel

wirkte die EAM-Tochtergesellschaft EnergieNetz Mitte GmbH (im folgenden EAM) in dem Projekt mit. Zusätzlich wurde die Enertracting GmbH gegründet, die noch heute der kompetente Partner der EAM bei der Umsetzung von Folgeprojekten ist.

Bei der Pilotanlage wurden 355 m² solarthermische Kollektoren und ein Pufferspeicher von 25 m³ in die Heizungsanlage integriert. Zusätzlich wurde im Laufe des Projektes die Möglichkeit der Abwärmenutzung einer nahegelegenen Biogasanlage identifiziert und umgesetzt. Dadurch werden jährlich knapp 80 Prozent des Gesamtwärmebedarfs durch ca. 190.000 kWh solarer Wärme und 900.000 kWh Abwärme der Biogasanlage gedeckt. Der Wärmepreis liegt dabei, vertraglich bedingt, immer unter dem aktuellen Gaswärmepreis. Neben den damit verbundenen finanziellen Vorteilen werden außerdem rund 286 Tonnen CO₂ eingespart.

Die positiven technischen und kaufmännischen Ergebnisse aus dem ersten Betriebsjahr dienten als Motivation, weitere regenerative/energieeffiziente Versorgungskonzepte für GDRA zu entwickeln und umzusetzen. In einer weiteren GDRA wurde bereits Ende 2014 eine Solarthermieanlage (52.000 kWh Solarwärmeertrag,

📄 UNTERNEHMENSPROFIL



EAM GMBH & CO. KG

Die EAM ist ein zu 100 Prozent kommunales Unternehmen im Bereich der Energieversorgung mit Sitz in Kassel. Das Netzgeschäft wird von der EAM-Tochtergesellschaft EnergieNetz Mitte GmbH verantwortet. Zu den Gas-Versorgungseinrichtungen gehören 73 Erdgas-Übernahmestationen und rund 300 Gas-Berzirksregelanlagen.



Exzellente Forschung für Hessens Zukunft

1 | Solarthermie

2 | Heizungsanlage
(HA Hessen Agentur GmbH,
Jan Michael Hosan)

3 | Schematische Darstellung
der Anlage



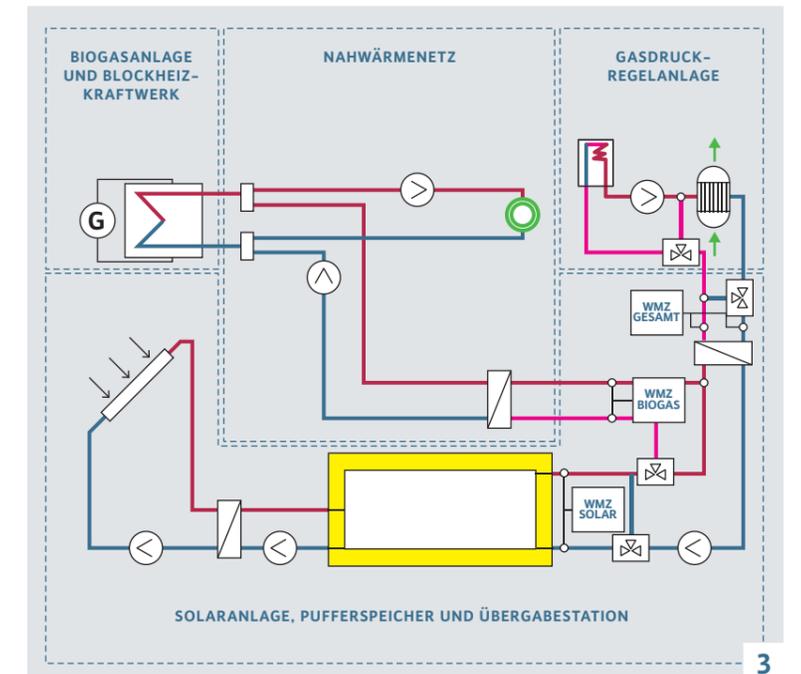
1



2

12.400 Kilogramm CO₂-Einsparung pro Jahr) eingebunden. Für Ende 2015 ist die zusätzliche Integration von mehreren Gaswärmepumpen geplant (Einsparung von 220.000 kWh). Für eine neu errichtete GDRA wurde die Einbindung der regenerativen Vorerwärmung bereits im Planungsprozess berücksichtigt. Durch die direkte Übertragung der Solarwärme auf das Gas, noch vor der herkömmlichen Vorerwärmung, konnte die Effizienz durch das noch niedrigere Temperaturniveau gesteigert werden. Eine Einbindung in das Heizungssystem entfällt somit.

Aufbauend auf der Idee der solarthermischen Vorerwärmung wurde das Konzept der regenerativen Vorerwärmung entwickelt. Die EAM ist deutschlandweit der erste Gasnetzbetreiber, der ein solches Konzept, gemeinsam mit Enertracting, verfolgt. Das Potenzial zur Übertragbarkeit ist hoch, da quasi alle Gasnetzbetreiber über GDRA verfügen.



3

2C

IREN2 PROJEKT	
AllgäuNetz GmbH & Co. KG BETEILIGTE NETZBETREIBER	
rund 5.000.000 EURO INVESTITIONSVOLUMEN	rund 3.000.000 EURO DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG
www.iren2.de INTERNETADRESSE	
Juli 2014 – Juli 2017 ZEITRAUM	

IREN2: Zukunftsfähige Netze zur Integration regenerativer Energien

Das Projekt IREN2 basiert im Wesentlichen auf den Erfahrungen des Projekts IRENE (Integration Erneuerbarer Energien und Elektromobilität; 2011 – 2013). Ergebnisse aus IRENE:

- » Einsparung von mehr als 20 Prozent der Netzausbaukosten durch Optimierung der Auslegungskriterien in der Netzplanung,
- » 1 Million E-Fahrzeuge in Deutschland (Szenario 2020) lassen sich ohne Probleme in das bestehende Verteilnetz integrieren,
- » Für eine wirksame und stabile Regelung eines intelligenten Verteilnetzes ist keine aufwendige Smart-Meter-Infrastruktur notwendig,
- » Erprobung neuer Geschäftsideen (Direktvermarktung Biogas, Einsatz neuer Technologien, Entwicklung von Dienstleistungen),
- » Wissensvorsprung und Technologieführerschaft: 2013 Gründung des Beratungsunternehmens egrid applications & consulting GmbH.

Die wesentlichen Ziele des Projektes IREN2 sind die praktischen Erprobungen zweier Konzepte zur Integration Erneuerbarer Energien. Zum einen soll erforscht werden, wie sich ein Niederspannungsnetzabschnitt mit hoher dezentraler Einspeisung, vorwiegend aus Photovoltaikerzeugung, unabhängig vom überlagerten Netz, zeitlich begrenzt elektrisch als Insel betreiben lässt. Dabei soll die Versorgungsqualität im wechselrichterdominierten Inselnetz gleich zum Netzparallelbetrieb sein. Dies beinhaltet auch die Schwarzstartfähigkeit nach einem Netzzusammenbruch.

Zum anderen wird erprobt, ob Microgrids im Netzparallelbetrieb als gekoppelte, topologische Kraftwerke Systemdienstleistungen für die überlagerten Netzebenen erbringen können. Der Verbund von dezentralen Anlagen innerhalb eines Microgrids wird als Topologisches Kraftwerk bezeichnet, wenn dieser Verbund in der Lage ist, Systemdienstleistungen, wie z. B. Blindleistungsbereitstellung, anzubieten. Für das Projekt nehmen zudem, durch die hohen Anforderungen eines Smart Grids an die Kommunikation, die Themen Sicherheit und Verfügbarkeit der Datenübertragung einen hohen Stellenwert ein.



UNTERNEHMENSPROFIL



ALLGÄUNETZ GMBH & CO. KG

Die AllgäuNetz GmbH & Co. KG ist der regionale Verteilnetzbetreiber der meisten im Allgäu tätigen Energieversorger: Allgäuer Überlandwerk GmbH, der Allgäuer Kraftwerke GmbH, Energieversorgung Oberstdorf GmbH, der Energieversorgung Oy-Kressen e.G. sowie der Energiegenossenschaft Mittelberg e. G.

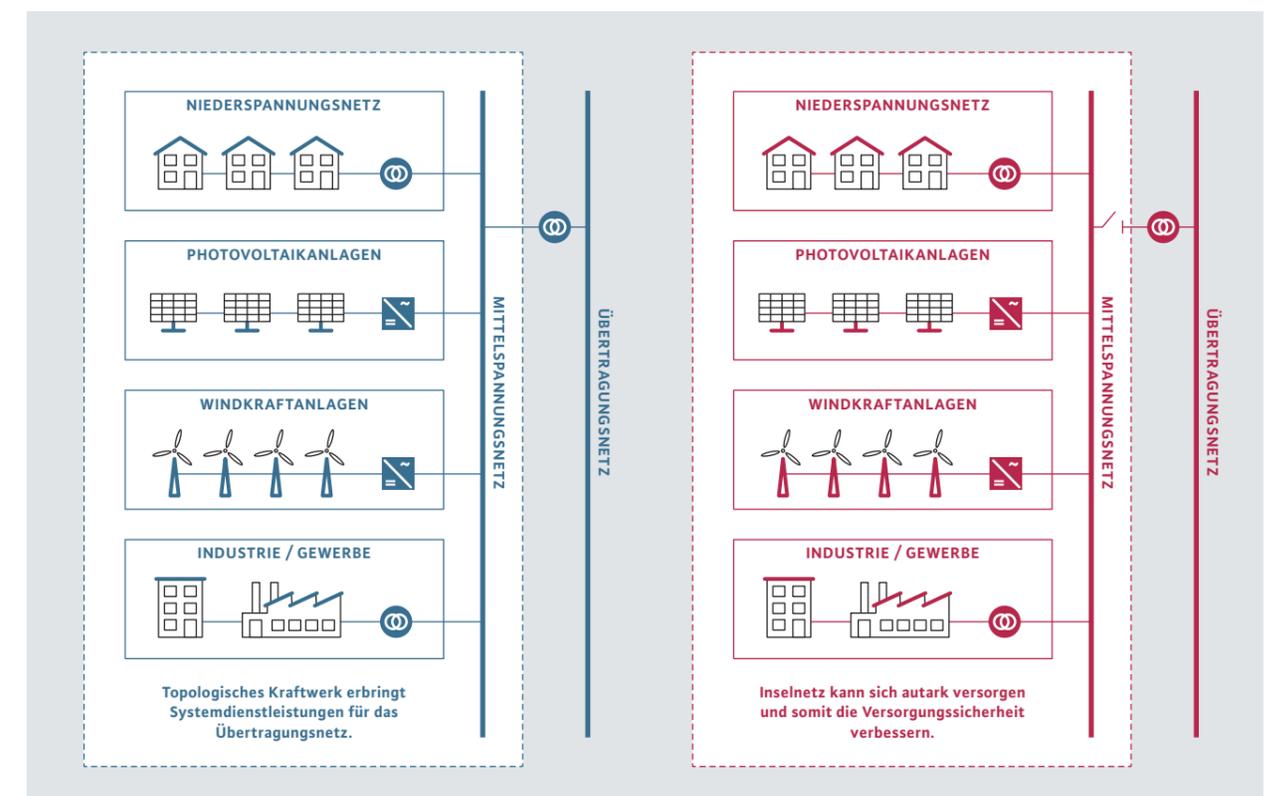
Die Gründung des Unternehmens aus den oben genannten Energieversorgern heraus erfolgte 2005 im Rahmen des Unbundlings. Zum 1. Januar 2015 erfolgte eine Neuausrichtung, wodurch eine mittelgroße Netzgesellschaft entstand.

Neben den technischen Zielen gilt ein besonderes Augenmerk der Frage, inwieweit Smart-Grid-Komponenten in den Fokus der Anreizregulierung gerückt werden müssen.

Für das Projekt IREN2 entsteht seit Juli 2014 im Ortskern von Wildpoldsried ein inselnetzfähiges Microgrid mit allen dazu notwendigen Komponenten: regelbare Ortsnetztransformatoren, dezentrale, steuerbar angebundene Strom- und Wärme-

erzeuger (PV-Anlagen, Biomasse-Kraftwerke, Dieselmotoren mit Pflanzenöl etc.), Energiespeicher (Batteriesysteme, thermische Speicher), Mess- und Kommunikationssysteme, steuerbare Verbraucher sowie Komponenten zur bewussten Störgrößenaufschaltung. Die Projektbeteiligten sind – neben der AllgäuNetz GmbH & Co. KG – die Siemens AG, die ID.KOM Networks GmbH, die Hochschule Kempten sowie die RWTH Aachen.

Beim Projekt IREN2 werden zwei Konzepte zur Integration Erneuerbarer Energien erprobt.



2D

Systemdienstleistungen 2.0 – SysDL 2.0

PROJEKT

Konsortialführer: DREWAG NETZ GmbH (ENSO NETZ)

BETEILIGTE NETZBETREIBER

5.500.000 EURO

INVESTITIONSVOLUMEN

3.400.000 EURO

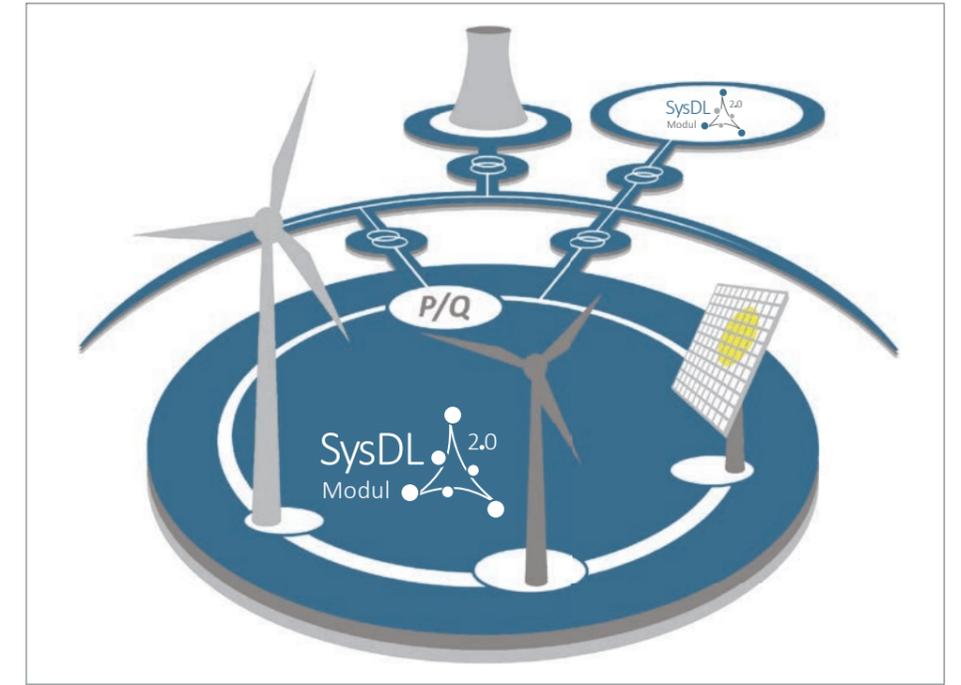
DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

www.sysdl2o.de

INTERNETADRESSE

Oktober 2014 – September 2017 (geplant)

ZEITRAUM



Beiträge von Flächenverteilnetzen für Systemdienstleistungen – Technische Anwendungsszenarien



Systemdienstleistungen (SDL) lassen sich gemäß Transmission Code in die Bereiche Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung unterteilen. Ein großes Spektrum der SDL wird aktuell noch von Großkraftwerken mit Netzanschlusspunkt am Übertragungsnetz bereitgestellt. Im Zuge der Energiewende und der damit verbundenen sukzessiven Abkehr vom traditionellen Kraftwerkspark stellt sich die Frage, wie in Stromnetzen mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien zukünftig SDL bereitgestellt werden können. Im Projekt SysDL 2.0 werden mögliche Beiträge von sogenannten Flächenverteilnetzen zur Erbringung von SDL identifiziert und deren Umsetzung simulativ (im Labor) sowie im Feld getestet.

In einem ersten Schritt wurden dazu Anwendungsfälle identifiziert, für die – unter Ausnutzung der koordinierten Blindleistungsmöglichkeiten von dezentralen Erzeugungsanlagen im Verteilnetz (EZA) – SDL bereitgestellt werden können. Folgende Anwendungsfälle werden in SysDL 2.0 untersucht und getestet:

- » Aufweitung des Spannungsbands am Höchstspannungs-/Hochspannungsverknüpfungspunkt,
- » Blindleistungsanforderung aus dem Verteilnetz,
- » Prüfung von Redispatchanfragen,
- » lokale Spannungshaltung im 110-Kilovolt-Netz,
- » Minimierung der Netzverluste im 110-Kilovolt-Netz,
- » lokales Engpassmanagement im 110-Kilovolt-Netz.

Die Untersuchung und Umsetzung der oben genannten Anwendungsfälle erfolgt dreistufig. In den ersten beiden Stufen erfolgt der Entwurf der Systemarchitektur für die zentrale Steuerungs- und Optimierungseinheit (SysDL-Modul) und deren Funktionstest am Beispiel der Anwendungsfälle mittels Offline- und Real-time-Simulationen anhand realer Netzdaten.

In der dritten Entwicklungsstufe wird der SysDL-Demonstrator mittels Hardware-in-the-Loop-Simulation unter Echtzeitbedingungen getestet. Sobald der SysDL-Demonstrator alle Tests besteht, wird das System bei zwei der im Projekt beteiligten Verteilnetzbetreiber installiert und Feldtests durchgeführt. Zum Datenaustausch des SysDL-Demonstrators mit der Peripherie (z. B. VNB-Leitstelle, Prognoseanbieter etc.) sind definierte CIM-Schnittstellen vorgesehen.

Im weiteren Projektfortschritt werden zukünftige Anforderungen (10 bis 20 Jahre) innerhalb der Regelzone 50Hertz (bzw. alternativ synthetische Netzmodelle der VNB) modelliert. Anhand von EZA-Zubauszenarien werden außerdem SDL-Vorleistungsbedarf und -potenzial bestimmt. Die Robustheit der entwickelten Betriebsmodi auf weitere vergleichbare Netzgruppen wird anhand von zu bildenden Netzklassen nachgewiesen. Zur Projektabschluss werden Prämissen für die involvierten Marktrollen und deren Geschäftsmodelle eruiert. Daraus lassen sich Empfehlungen an die Politik zur Skalierbarkeit der demonstrierten Lösung innerhalb Deutschlands (unter Beachtung einer europäischen Konformität) ableiten.

PROJEKTPARTNER



Konsortialführer: DREWAG NETZ GmbH

Partner: MITNETZ Strom, 50Hertz, Fraunhofer IWES, TU Dresden – IEEH, TU Dresden – EE², Uni Kassel, F&S Prozessautomation, Siemens

Assoziierte Partner: TEN, DNV GL

Fördermittelgeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

KAPITEL 3

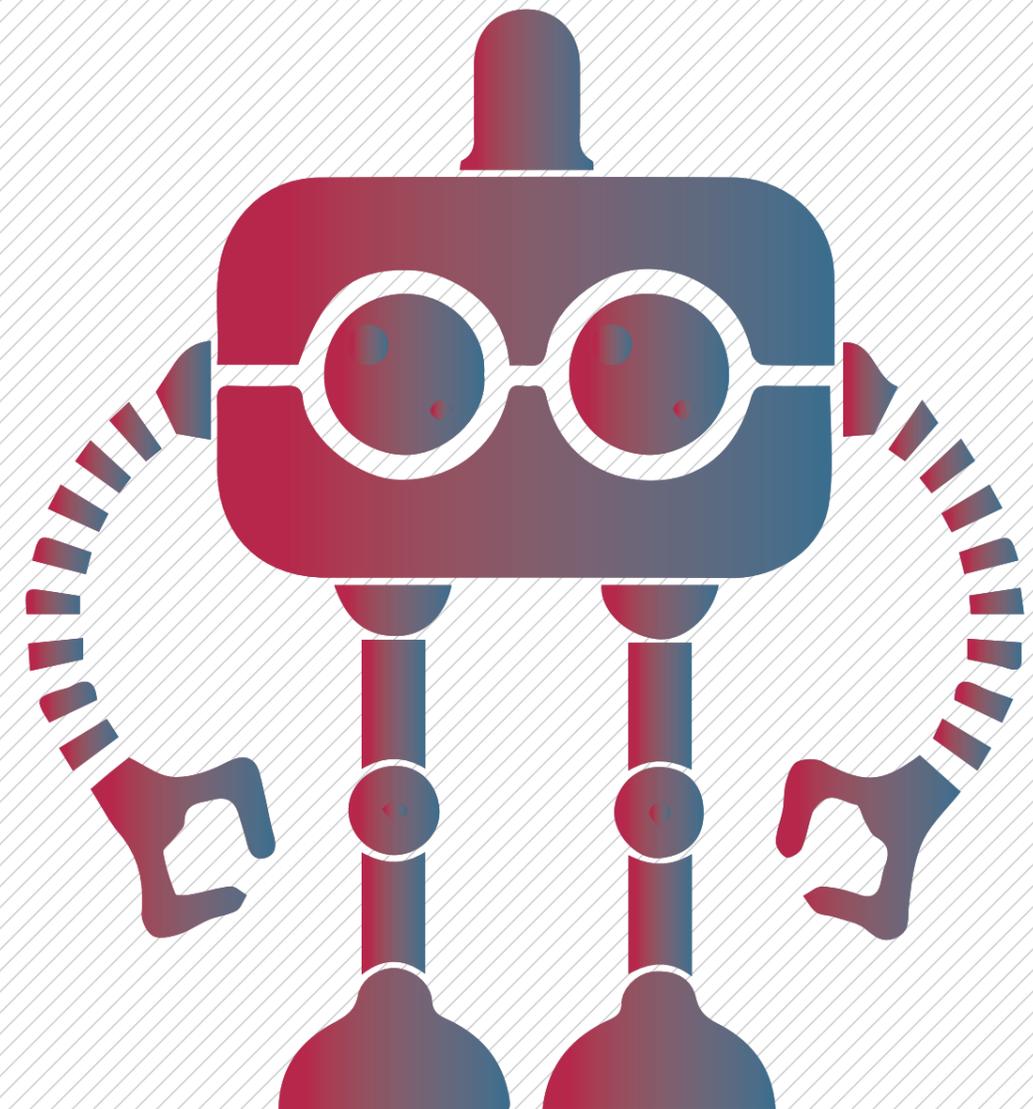
Betriebsmittel der Zukunft

Die Strom- und Gasleitungen, Transformatoren, Verdichter und die Schutztechnik unterliegen einer ständigen technischen Weiterentwicklung. Neue Materialien machen innovative Betriebsmittel möglich, die noch vor wenigen Jahren undenkbar erschienen.

Diese Betriebsmittel bilden das Fundament, auf das intelligente Konzepte wie z. B. Smart Grids aufbauen. Aber auch in Zukunft werden Kupfer und Kunststoffe für die Energieübertragung und -verteilung in Deutschland unerlässlich sein.

Die vorliegenden Beispiele zeigen ferner, dass immer häufiger das bloße Ausbringen neuer Technologien nicht ausreicht. Die Innovation besteht vielmehr in der intelligenten Verknüpfung von neuen und vorhandenen Betriebsmitteln zu einem leistungsfähigen Gesamtsystem.

- 3A** Sauerstoffentfernungsanlage (GASCADE)
- 3B** Phasenschieber (Amprion)
- 3C** Steuerbare Ortsnetzstation (Stadtwerke Ratingen)
- 3D** Self-healing Grid (Rheinische Netzgesellschaft)
- 3E** e-Home Energieprojekt 2020 (Avacon)



3A

 Sauerstoffentfernungsanlage Fuchswinkel

PROJEKT

 GASCADE Gastransport GmbH

BETEILIGTE NETZBETREIBER

 2.000.000 EURO

INVESTITIONSVOLUMEN

 0 EURO

DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

 www.gascade.de

INTERNETADRESSE

 Mai 2013 – September 2014

ZEITRAUM

Effiziente Reinigung und Aufbereitung von Biogas

In Deutschland wird die Vergärung von Biomasse in mehr als 7.700 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 3.500 Megawatt genutzt. Neben der direkten Umwandlung in Wärme und Strom wird Energie auch in Erdgasnetze wie das der GASCADE eingespeist.

Südlich von Hamburg werden täglich 55 bis 75 Tonnen Biomasse in einer Biogasanlage verarbeitet. Die Anlage in Fuchswinkel produziert daraus rund 33 GWh Biogas im Jahr (350 Nm³/h), womit bis zu 1.100 Einfamilienhäuser versorgt werden können. Dieses Biogas wird seit April 2013 in das Leitungsnetz der GASCADE eingeleitet – seit Herbst 2014 unter Nutzung der Sauerstoffentfernungsanlage.

GASCADE hat in Fuchswinkel Pionierarbeit geleistet und den ersten Prototypen einer Sauerstoffentfernungsanlage dieser Kapazität errichtet. Mit der Installation dieser Anlage nahm der Ferngasnetzbetreiber frühzeitig Änderungen im deutschen Regelwerk zur Einspeisung von Biogas auf. Das eingebrachte Biogas hat ursprünglich einen Sauerstoffgehalt von ca. 3.000 ppm. Die Vorschriften in Deutschland, nach denen die Einspeisung von Biogas

geregelt ist, erlauben eine Sauerstoffmenge bis zu 30.000 ppm, allerdings gelten für die Gasqualität in Ferngasnetzen seit Frühjahr 2013 weitere technische Rahmenbedingungen. Das aktuelle DVGW-Regelwerk legt mittlerweile einen Sauerstoffgehalt von maximal 10 ppm (0,001 Molprozent Tagesmittelwert) an Übergabepunkten zu Erdgasspeichern und zu Grenzübergangspunkten fest, sofern ebenfalls betroffene Speicher angeschlossen sind. Zudem vergrößert ein hoher Sauerstoffgehalt die Korrosionswahrscheinlichkeit bei metallischen Werkstoffen für Anlagen der Aufbereitung oder Fortleitung. Hieraus resultiert der Bedarf, den eingespeisten Sauerstoffgehalt zu vermindern, um eine mögliche Überschreitung der Grenzwerte sowie Folgeschäden zu vermeiden. Die Prüfung der technischen Notwendigkeit für den Einsatz einer Sauerstoffentfernung bei Biogaseinspeisungen ist im aktuellen DVGW-Merkblatt G 267 detailliert beschrieben.

In einem mit Edelmetallen beschichteten Katalysator reagieren die überschüssigen Sauerstoffmoleküle unter Zufuhr von Flüssiggas (LPG: Butan/Propan) zu Kohlendioxid und Wasser. Das entstehende Wasser wird dem Gas anschließend über eine



1

1 | Biogasanlage
2 | Sauerstoffentfernungsanlage



2

Adsorption entzogen und nach Regenerierung des Trocknungsmittels (Austreiben durch Wärme) automatisch abgeführt.

Der gesamte Entfernungsprozess ist effizient gestaltet, da lediglich zum Anstoßen der Katalyse und zum Austreiben des Wassers Energie zugeführt werden muss. Anschließend läuft die Katalyse exotherm ab. Die aus der Katalyse und dem Verdichtungsprozess (Biogaseinspeisung) entstehende Wärme kann zur Vorerwärmung des zu reinigenden Biogases verwendet werden. Diese sinnvolle Kopplung der Prozesse hilft Energie einzusparen.

GASCADE hat die gewonnenen Erkenntnisse in die Konstruktion einer weiteren Sauerstoffentfernungsanlage einfließen lassen. Zukünftig können entsprechende Anlagen in bestehende und neue Biogasanlagen integriert werden.

UNTERNEHMENSPROFIL



GASCADE GASTRANSPORT GMBH

ist ein Gemeinschaftsunternehmen von BASF und Gazprom mit Sitz in Kassel. Der Fernleitungsnetzbetreiber und seine Schwestergesellschaften bieten ihren Kunden mitten in Europa hochmoderne und wettbewerbsfähige Transportdienstleistungen über das unternehmenseigene Pipeline-Netz von über 3.200 Kilometern Länge an.

🔧 Rotierender Phasenschieber

PROJEKT

🔍 Amprion GmbH

BETEILIGTE NETZBETREIBER

€ ca. 7.000.000 EURO

INVESTITIONSVOLUMEN

🔄 0 EURO

DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

💻 www.amprion.net

INTERNETADRESSE

📅 2012 – 2018

ZEITRAUM

Ein Generator wird zum Motor und stabilisiert das Stromnetz



1

Damit der Strom von den Erzeugungsanlagen zu den Verbrauchern transportiert werden kann, muss die Spannung unterwegs gestützt werden. Dabei spielt die sogenannte „Blindleistung“ eine wesentliche Rolle. Wie ein unsichtbares Öl sorgt sie dafür, dass der Wechselstrom gleichmäßig durch die Leitungen fließen kann. Dabei wird aber die Blindleistung selbst ver-

braucht und muss „nachgefüllt“ werden. Diese Funktion übernehmen bislang konventionelle Kraftwerke, die gleichmäßig über das gesamte Netz verteilt sind. Ihre Generatoren sind für die Regelung der Blindleistung ausgelegt.

In Zuge der Energiewende und des Ausstiegs aus der Kernenergie werden jedoch immer mehr konventionelle Kraftwerke abgeschaltet. Eine Herausforderung für die Systemsicherheit, auf die die Übertragungsnetzbetreiber geeignete Antworten geben müssen. Ingenieure von Amprion arbeiteten daher an Ersatztechnologien. In Kooperation mit Siemens und RWE Power bauten sie 2012 einen der Kraftwerksgeneratoren im nichtnuklearen Teil des Kernkraftwerks Biblis zu einem „rotierenden Phasenschieber“ um: Sie trennten den Generator von der Kraftwerksturbine, versahen ihn unter anderem mit neuen Lagern und einer Startvorrichtung. Ein zu diesem Zeitpunkt weltweit einmaliges Projekt.

Ein rotierender Phasenschieber funktioniert grundsätzlich nach folgendem Prinzip: Der von der Kraftwerksturbine getrennte Generator arbeitet wie ein Elektromotor. Er wird vom Netz angetrieben und erzeugt Blindleistung aus dem Strom, der in den Leitungen fließt. Zudem wirkt der Motor, dessen mehrere Hundert Tonnen schwerer Anker mit 3.000 Umdrehungen pro

1 | Der zu einem Phasenschieber umgebaute ehemalige Generator erleichtert es den Ingenieuren, den Netzbetrieb auch in schwierigen Situationen aufrechtzuerhalten.

2 | Die beiden Blöcke des 2011 vom Netz genommenen Kernkraftwerks Biblis



2

Minute rotiert, auch wie ein Speicher, der durch seine rotierende Masse automatisch kleinere Frequenzschwankungen im Stromnetz ausgleichen kann.

Seit Februar 2012 ist der rotierende Phasenschieber in Biblis im Betrieb und wird noch bis mindestens 2018 Blindleistung ins Netz einspeisen. Zudem erfüllt die Anlage in Biblis eine weitere wichtige Funktion: Sie dient als Blaupause für weitere Technologien zur Sta-

bilisierung bzw. Kompensation von Blindleistung. Konkret plant Amprion den Einsatz von sogenannten Statcom-Containern (der erste soll 2017 im hessischen Kriftel ans Netz gehen) und neue rotierende Phasenschieber. Sie funktionieren prinzipiell wie der in Biblis, sind allerdings kleiner. Ihre Wirkung ist jedoch groß. Denn gemeinsam tragen diese Technologien dazu bei, das Stromnetz ein Stück sicherer zu machen. Sie sind somit ein wichtiger Baustein für den Erfolg der Energiewende.



AMPRION GMBH

Amprion ist ein führender Übertragungsnetzbetreiber in Europa und bewirtschaftet das mit 11.000 Kilometern längste Höchstspannungsnetz in Deutschland. Damit transportiert das Unternehmen Strom für mehr als 27 Millionen Menschen in einem Gebiet von Niedersachsen bis zu den Alpen – 24 Stunden am Tag, sieben Tage die Woche.

Das Dortmunder Unternehmen verfügt über 90 Jahre Erfahrung bei Planung, Bau und Betrieb des Höchstspannungsnetzes. Rund 1.100 Mitarbeiter sind bei Amprion beschäftigt.

iNES® – Intelligentes Verteilnetzmanagementsystem

PROJEKT

Stadtwerke Ratingen GmbH

BETEILIGTE NETZBETREIBER

€ **70.000 EURO**

INVESTITIONSVOLUMEN

0 EURO

DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

www.stadtwerke-ratingen.de

INTERNETADRESSE

2012 – 2013

ZEITRAUM

Optimierung in einem ländlich geprägten Niederspannungsnetz

Die Stadtwerke Ratingen sind als Versorgungsbetreiber für ein Stromnetz mit einer Gesamtlänge von insgesamt 1.300 Kilometern mit 550 Ortsnetzstationen verantwortlich.

Schon frühzeitig hat man sich hier entschieden, die Energiewende durch Umsetzung unterschiedlichster Maßnahmen und Projekte im Smart-Grid-Kontext proaktiv zu realisieren und als Transformation zu einem modernen, nachhaltigen Netzbetrieb zu begreifen.

Problemstellung

In einem ländlich geprägten Niederspannungsnetz mit hoher Durchdringung erneuerbarer Einspeiser konnte die Einhaltung des Spannungsbandes ohne Zusatzmaßnahmen nicht gewährleistet werden.

Lösungskonzept

Zur Lösung entschied man sich gegen konventionellen Netzausbau und für das intelligente Verteilnetzmanagementsystem iNES®. Hiermit können in bestehenden Netzen durch die Nachrüstung von Kommunikations-, Mess-,

Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik an wenigen zentralen Punkten Netzzustände in Echtzeit ermittelt und systemrelevante Komponenten gesteuert werden.

Vorgehen

In Kooperation mit der SAG AG und der Bergischen Universität Wuppertal wurden an zentralen Netzknoten Informations- und Kommunikationstechnologie, Mess- und Regeltechnik verbaut: Messsensorik (mBOX) in Kabelverteilerschränken, bei kritischen Einspeisern Aktoren mit integrierter Messung (aBOX) und in der Ortsnetzstation eine smartRTU (sBOX), die auch Sensor- und Aktorfunktionen übernehmen kann. Zeitgestempelte Messwerte aus mBOX und aBOX werden zyklisch per Breitband Powerline an die sBOX geschickt, in der in Echtzeit kontinuierlich Netzzustandsberechnungen durchgeführt werden.

Erkennt der Grid-State-Identification-Algorithmus Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen, berechnet der Intelligent-Grid-Control-Algorithmus geeignete Gegenmaßnahmen zur Beseitigung der Grenzwertverletzung und leitet diese autark mit Regelbefehlen an die aBOX ein. Dies geschieht konsequent dezentral und autark, ohne dass hierfür die Netzleitstelle eingebunden wird.



Netztopologie mit Darstellung aller Systemkomponenten: sBOX, mBOX und aBOX

Zur Visualisierung der Netzzustände sind auf das Leitsystem Netzkapazitätsampeln angeschaltet. In einem Analysetool können historische Vorgänge beliebig detailliert analysiert und für Netzplanung, Betrieb und Asset-Management genutzt werden.

Ergebnis

Der Aufbau eines intelligenten Netzes führte zu einer optimalen Auslastung vorhandener Strukturen. Der Einspeiser wurde kostenoptimal und effizient integriert, ohne die sonst notwendige konventionelle Erneuerung einer 600 Meter langen Freileitung.

Das Projekt dient in erster Linie dem Wissensaufbau in den Bereichen Messdatenerfassung, Kommunikationstechniken zur Sensor-/Aktordatenübertragung per Breitband-Powerline, Aktorauslegung und Ansteuerung für PV-Anlagen, probabilistischen Leistungsflussberechnung und transparenten Visualisierung aller Vorgänge im Nieder- und Mittelspannungsnetz. Darüber hinaus trägt iNES® auch zur Effizienzsteigerung in den relevanten Prozessen Netzbetrieb und Instandhaltung bei und unterstützt insoweit auch die Energiewende. Bereits heute wird hier ein Großteil der Anforderungen an ein Smart Grid im realen Netzbetrieb und damit eine Voraussetzung für Smart Markets realisiert.

UNTERNEHMENSPROFIL

Stadtwerke Ratingen

STADTWERKE RATINGEN

Die Stadtwerke Ratingen versorgen mit gut 200 Mitarbeitern die rund 91.000 Einwohner Ratingens mit elektrischer Energie, Erdgas, Fernwärme und Trinkwasser. Das eigene Stromnetz ist rund 1.277 Kilometer lang, und das Erdgasnetz hat eine Länge von rund 380 Kilometern. Das Unternehmen ist ein starker Infrastrukturpartner für die Kommune und auch in den Geschäftsfeldern Erneuerbare Energien und Breitbandausbau aktiv. Um den künftigen Anforderungen der Energieversorgung gerecht werden zu können, baut das hundertprozentige Tochterunternehmen KomMITT-Ratingen GmbH ein intelligentes Netz („Smart Grid“) zur optimalen Steuerung des Energienetzes.

Self-healing Grid

PROJEKT

Rheinische NETZGesellschaft mbH (RNG)

BETEILIGTE NETZBETREIBER

180.000 EURO

INVESTITIONSVOLUMEN

0 EURO

DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

www.rng.de

INTERNETADRESSE

Februar 2014 – Dezember 2015

ZEITRAUM

Self-healing Grid: Die intelligentere Lösung für Großstadtnetze

Das Stromnetz der Rheinische NETZGesellschaft (RNG) versorgt rund 1,6 Millionen Menschen mit Energie und trägt wesentlich dazu bei, dass Industrie, Handel und Gewerbe in der rheinischen Region florieren. Versorgungssicherheit ist darum für das Kölner Unternehmen ein zentrales Thema.

Im Kölner Stadtnetz fällt der Strom pro Kunde durchschnittlich zehn Minuten jährlich aus. Das ist ein Spitzenwert, nicht nur im weltweiten Vergleich: Bundesweit liegen die Ausfallzeiten bei etwa 15 Minuten. „Diese Spitzenposition wollen wir halten und ausbauen“, betont RNG-Geschäftsführer Dr. Ulrich Groß.

Um dieses Ziel zu erreichen, investiert die RNG weiterhin hohe Summen in bewährt-robuste Netztechnik und setzt gleichzeitig auf Innovation. Denn „mit der heutigen Technik allein werden wir die Herausforderungen von morgen nicht meistern können“, sagt Dr. Ulrich Groß.

Wesentliches Augenmerk richtet das Unternehmen dabei auf die Ortsnetzstationen, die entscheidende Schnittstelle zwischen

Mittel- und Niederspannungsnetz, also zwischen Transportleitung und Kundenanschluss.

Darum hat die RNG gemeinsam mit der Firma Siemens im Kölner Stadtteil Chorweiler ein Pilotprojekt zur Erprobung eines „Self-healing Grid“ gestartet. Ziel des Projekts ist es, im laufenden Betrieb an drei intelligenten Stationen eine Mehrpunkt-Automatisierung zu erproben.

Fiel bislang bei einer Stromstörung ein größerer Netzabschnitt aus, mussten Techniker verschiedene Ortsnetzstationen anfahren, um den Fehler zu lokalisieren und die unbeschädigten Abschnitte wieder freizuschalten. Gerade in urbanen Ballungsräumen kann das aufgrund des Verkehrs und dichter Bebauung in ungünstigen Fällen einige Stunden dauern – mit entsprechenden Folgen für die Kunden.

Im „selbst heilenden Netz“ hingegen werden sehr viele Kunden innerhalb kürzester Zeit wiederversorgt, denn die intelligente Technik ermittelt binnen Sekunden die fehlerfreien Teilabschnitte

UNTERNEHMENSPROFIL



RHEINISCHE NETZGESELLSCHAFT MBH

Die Rheinische NETZGesellschaft mbH (RNG) mit Sitz in Köln wurde zum 1. Januar 2006 aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen durch das neue Energiewirtschaftsrecht als regionale Netzbetreibergesellschaft für die rheinische Region gegründet. Die RNG betreibt im Auftrag der kommunalen Partner auf der Grundlage von Pachtverhältnissen in 41 Konzessionsgebieten Gas- und Stromversorgungsnetze. Diese Netze weisen unterschiedliche Strukturen (städtisch, ländlich, regional) auf und erstrecken sich auf eine geografische Fläche von insgesamt 1.855 km² (Gas) bzw. 1.286 km² (Strom), in der rund 1,6 Millionen Einwohner leben. Die Gesamtlänge der von der RNG betreuten Gasversorgungsnetze beträgt mehr als 8.600 Kilometer, die Stromversorgungsnetze weisen eine Netzlänge von mehr als 21.000 Kilometern auf.

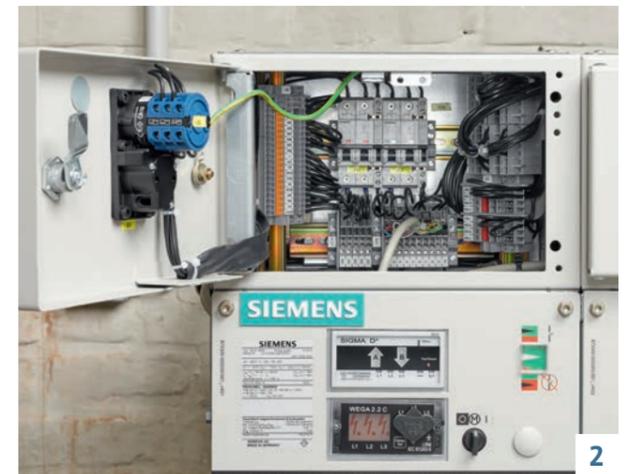


1

1 | Eine sehr kompakte, vollautomatisierte Mittelspannungs-Schaltanlage in einer MS/NS-Netzstation

2 | Fernwirkung, Fernmeldung und Kurzschlussrichtungsanzeiger für ein Mittelspannungs-Schaltfeld in einer MS/NS-Netzstation

3 | HS/MS-Umspannanlage in Köln-Chorweiler



2

und schaltet sie automatisch wieder ein. Damit kann der Entstörvorgang in städtisch geprägten Netzstrukturen für viele Kunden erheblich beschleunigt werden.

Die Stromnetze in deutschen Großstädten sind nicht am Reißbrett geplant worden, sondern in den 1950er- und 1960er-Jahren sehr schnell gewachsen. Daher gibt es zahlreiche redundante Teilabschnitte mit entsprechendem Wartungs- und Reparaturaufwand sowie Reinvestitionsbedarf. Dank intelligenter Netztechnik kann zukünftig auf Redundanzen verzichtet werden. Die Folge: deutlich effizientere Netze – bei gleichbleibend hoher Versorgungssicherheit.

Bislang verläuft der Test wie erwartet erfolgreich. Nach Abschluss der Pilotphase in Chorweiler „werden wir analysieren, welche Netzbereiche darüber hinaus künftig zum ‚smarten‘ Self-healing Grid werden können“, erklärt Dr. Ulrich Groß: „Wir werden uns sehr genau ansehen, in welchen Bereichen eine Umrüstung technisch sinnvoll und wirtschaftlich vertretbar ist und ob sie tatsächlich zu einer deutlichen Minimierung der Ausfallzeiten führen kann.“



3

3E

 e-Home Energieprojekt 2020

PROJEKT

 Avacon AG

BETEILIGTE NETZBETREIBER

 5.000.000 EURO

INVESTITIONSVOLUMEN

 0 EURO

DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

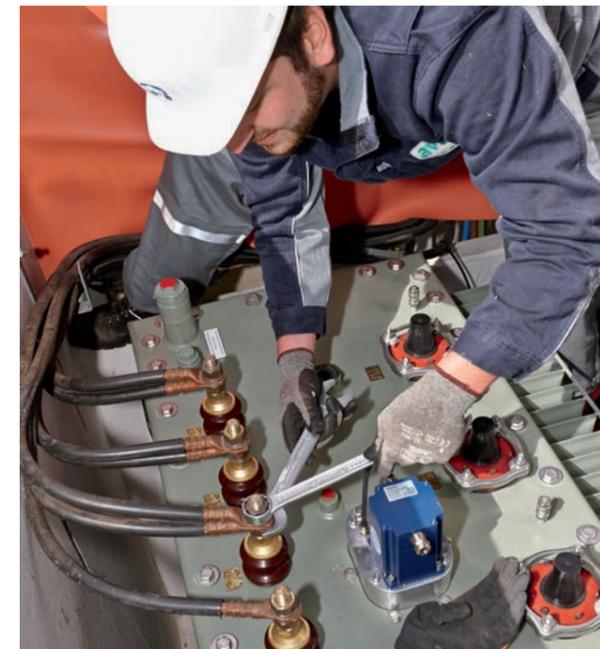
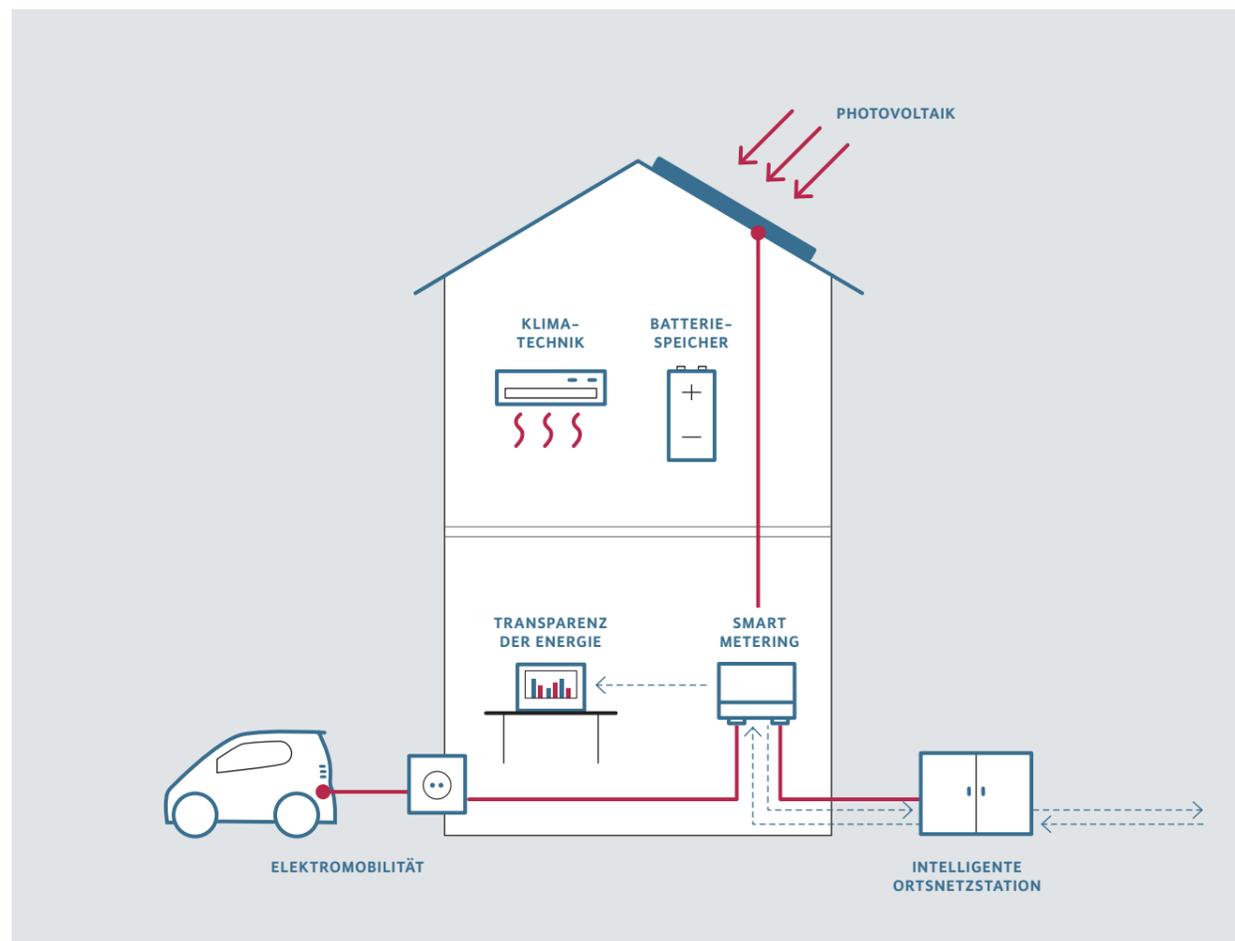
 www.ehomeprojekt.de

INTERNETADRESSE

 Juli 2011 – Juni 2017

ZEITRAUM

In 30 Haushalten wurden Erzeugungsanlagen, Batteriespeicher und Smart Meter installiert.



UNTERNEHMENSPROFIL

avacon

AVACON AG

Die Avacon AG ist ein regionaler Netzbetreiber und Infrastrukturdienstleister in Deutschland mit Hauptsitz in Helmstedt, der die Energielandschaft von der Nordseeküste bis Südhessen prägt. Etwa 16 Millionen Einwohner im Netzgebiet von Avacon verlassen sich auf eine zuverlässige Versorgung mit Energie.

Mit 66.000 Kilometern Hoch-, Mittel- und Niederspannungsleitungen sowie einem 20.000 Kilometer langen Erdgasnetz sorgt das Unternehmen dafür, dass die Energie exakt dort ankommt, wo sie gebraucht wird.

Das e-Home Energieprojekt 2020

Die Energiewende findet aufgrund des Flächenbedarfs der dezentralen Erzeugungsanlagen vor allem auf dem Land statt. Für einen reibungslosen nachhaltigen Umbau der Verteilnetze werden daher innovative und effiziente Lösungen gesucht, um auch künftig die Herausforderungen einer stabilen und sicheren Stromversorgung zu gewährleisten.

Das e-Home Energieprojekt 2020 untersucht in diesem Kontext das Zusammenspiel mehrerer innovativer Ansätze. Zwei Untersuchungsphasen fokussieren dabei detaillierte Fragestellungen: einerseits zur Netztechnik, andererseits zum Kundenverhalten. Das Ziel des Projektes ist die Untersuchung der zukünftigen Netzaufgabe unter Berücksichtigung neuer Technologien und die Ableitung einer nachhaltigen Niederspannungsnetzplanung in einem realen Versuchsumfeld. Dabei grenzt sich das Projekt in seiner Konzeptionierung klar von kommunikationsbasierten Lösungen ab, die den Haushaltskunden steuern, und definiert stattdessen effiziente und robuste Maßnahmen für den Netzausbau.

Auf der Kundenseite wurden in den Gemeinden Stuhr und Weyhe bei Bremen rund 30 Haushalte mit Photovoltaikanlagen, innovativer Klimatechnologie auf Wärmepumpenbasis, stationären Batteriespeichern sowie Elektroautos mit eigener Ladestation ausgestattet. Für eine möglichst große Transparenz über den selbst erzeugten und verbrauchten Strom installierte Avacon in den Haushalten intelligente Zähler, so genannte Smart Meter. Sowohl für die Elektromobilität als auch die Batteriespeicher

wurden Einsatzfelder untersucht und festgelegt. Insbesondere die Elektromobilität besitzt über die Heimladung erhebliches Einsatzpotenzial und gewinnt an Bedeutung, was in einer nachhaltigen Netzplanung entsprechend berücksichtigt wird. Für Batteriespeicher gibt es erste Erkenntnisse aus Kunden- und Netzsicht: Demnach führen kundenoptimierte Batteriespeicher keine wesentliche Reduzierung des zukünftigen Netzausbaubedarfes herbei. Netzoptimiert leidet dagegen die Wirtschaftlichkeit, ohne dass nennenswerte Einsparpotenziale erzielt werden. Zudem ist die CO₂-Bilanz der Systeme negativ, da die bisherigen Technologien deutlich verlustbehaftet sind.

Auf der netztechnischen Seite bildet der regelbare Ortsnetztransformator das Herzstück des Modellprojekts. Hierüber werden die durch erhöhte dezentrale Einspeisung hervorgerufenen Spannungsschwankungen im Netz automatisch erkannt und ausgeglichen. An der Entwicklung dieser innovativen Netztechnologie, die im Herbst 2012 Marktreife erlangte, war Avacon maßgeblich beteiligt. Der regelbare Ortsnetztransformator ist aufgrund der deutlichen Erhöhung der EEG-Integrationsfähigkeit als leistungsstarke und zunehmend auch kostengünstige Netzausbauvariante definiert. Seine Bedeutung bestätigt beispielhaft die BMWi-Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ aus dem Jahr 2014. Weitere zentrale Erkenntnis der Forschungsarbeiten ist der Einsatz des Ortsnetztransformators als dezentrale Stand-alone-Lösung.

Wissenschaftlich unterstützt wird das Projekt vom Energie-Forschungszentrum Niedersachsen in Goslar. Der interdisziplinäre Forschungsansatz des e-Home-Projekts, in dem sowohl technische als auch wirtschaftliche, juristische und sozialwissenschaftliche Aspekte des Netzes, der Kunden und der neuen Technologien untersucht werden, ermöglicht eine umfassende Betrachtung der Energiewende in Niederspannungsnetzen.

KAPITEL 4

Speicher

Leistungsfähige Speicher sind notwendig, um die starken Einspeiseschwankungen der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien auszugleichen. Sie können einen wichtigen Beitrag dazu leisten, unser Strom- und Gasversorgungssystem flexibler zu machen und eine stabile und sichere Energieversorgung zu ermöglichen.

Speicher werden in Zukunft häufig dezentral organisiert und – wie die Erzeugungsstruktur – in vielen Fällen nah am Netzanschlussnutzer positioniert sein. Innovative Speichertechnologien sind insoweit eng verknüpft mit der sich wandelnden Rolle des Verbrauchers als aktivem Teilnehmer im Energiesystem.

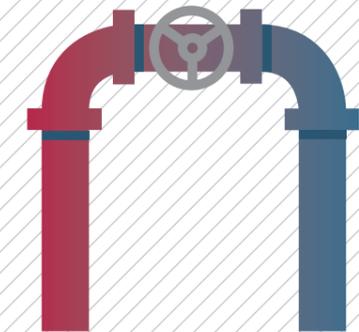
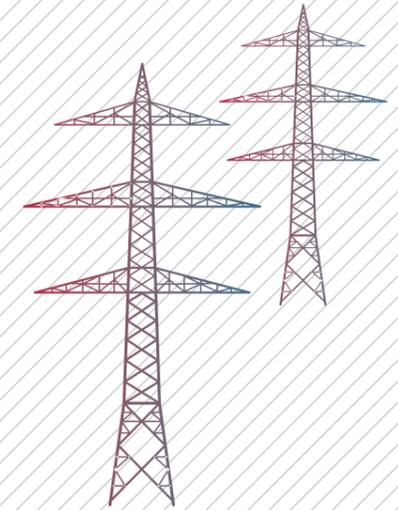
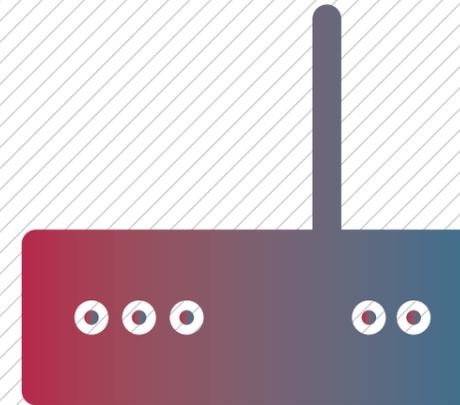
4A SmartRegion Pellworm
(Schleswig-Holstein Netz)

4B Demonstrationsanlage Power-to-Gas
(Netzdienste RheinMain u. a.)

4C NETZlabor Boxberg (Netze BW)

4D SolVer (e-Netz Südhessen)

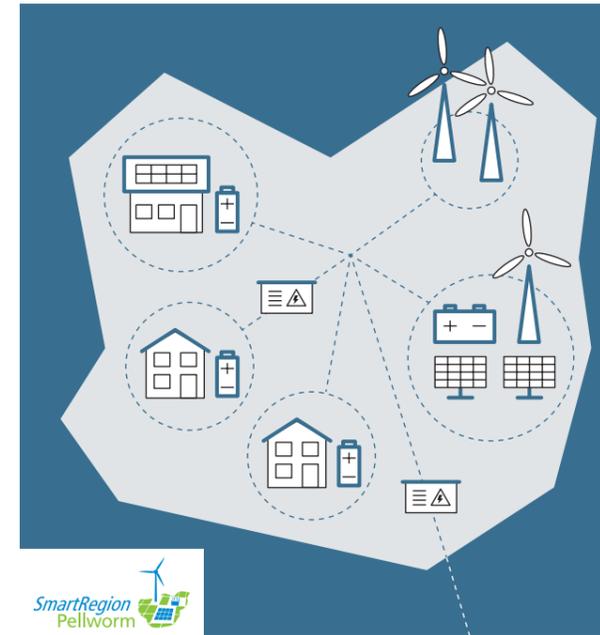
4E econnect Germany (STAWAG)



4A

SmartRegion Pellworm
PROJEKT
Schleswig-Holstein Netz, E.ON
BETEILIGTE NETZBETREIBER
10.000.000 EURO
INVESTITIONSVOLUMEN
4.100.000 EURO
DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG
www.smartregion-pellworm.de
INTERNETADRESSE
April 2012 – Juni 2015
ZEITRAUM

Das Solarfeld auf Pellworm mit dem Großspeicher, der Redox-Flow-Batterie



Beim intelligenten Stromnetz kommen lokale Haushaltsspeicher, Groß- und Kurzeitspeicher zum Einsatz.

Vorreiterprojekt für die Energiewende

Windenergie- und Photovoltaikanlagen erzeugen nicht immer genau dann den Strom, wenn er gebraucht wird. Auf der Nordseeinsel Pellworm erprobt daher Schleswig-Holstein Netz beispielhaft die lokale Speicherung von regenerativ erzeugtem Strom.

Auf Pellworm wird im Schnitt dreimal so viel Strom produziert wie verbraucht. Im Jahr 2012 hat daher ein breiter Innovationsverbund aus Industrie und Wissenschaft die SmartRegion Pellworm ins Leben gerufen. Ziel ist es unter anderem, die schwankende Einspeisung Erneuerbarer Energien abzufedern und deren Verwertung vor Ort deutlich zu verbessern.

Auf Pellworm wurde hierzu ein spezielles Speichersystem errichtet und die Stromanschlüsse der Kunden über Datenverbindungen mit den Windkraft- und Photovoltaikanlagen gekoppelt sowie die vorhandene Strominfrastruktur auf der Insel durch unterschiedliche Komponenten ergänzt. Mit Start des Projektes bekam Pellworm das erste intelligente Stromnetz in Norddeutschland.

Als Großspeicher dient die Redox-Flow-Batterie. Mit einer Speicherkapazität von 1.600 kWh und einer maximalen Leistung von 200 Kilowatt kann die Batterie in acht Stunden komplett geladen oder entladen werden, sodass sie als Langzeitspeicher eingesetzt wird. Das Speichersystem der Insel wird von der leistungsfähigen

UNTERNEHMENSPROFIL



SCHLESWIG-HOLSTEIN NETZ

Schleswig-Holstein Netz ist als Betreiber von Strom- und Gasleitungen in rund 1.000 Kommunen in Schleswig-Holstein und Nordniedersachsen für den zuverlässigen Betrieb der Energienetze verantwortlich. Das Unternehmen hat rund 33.000 Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energien an seine Netze angeschlossen. Mit über 220 schleswig-holsteinischen Kommunen als direkten Aktionären sowie der Beteiligung der elf schleswig-holsteinischen Kreise an der Muttergesellschaft HanseWerk ist die kommunale Partnerschaft für SH Netz prägend.

Lithium-Ionen-Batterie ergänzt. Mit einer Speicherkapazität von 560 kWh lässt sie sich in rund einer halben Stunde komplett entladen und innerhalb einer Stunde laden. Somit fungiert sie als Kurzeitspeicher. In insgesamt elf Haushalten stehen außerdem Lithium-Ionen-Haushaltsspeicher. Diese Kurzeitspeicher gibt es in zwei Leistungsklassen: 4,5 oder 10 Kilowatt.

Die beiden hochmodernen regelbaren Ortsnetz-Transformatoren regeln automatisch die Spannung im Netz, sodass diese konstant auf 400 Volt gehalten wird und das Netz stabil bleibt.

Die Leistungselektronik mit einer Größe von einem Megavolt-ampere (MVA) bildet die Schnittstelle zwischen der Lithium-Ionen-Batterie und dem Netz. Sie wandelt den Wechselstrom aus dem Netz in Gleichstrom für die Batterie um und umgekehrt.

Das vom Fraunhofer Institut entwickelte Energiemanagementsystem steuert die SmartRegion Pellworm und die Speicher. Das System bildet Energieprognosen aus vielen Einflussfaktoren spezifisch für die Insel Pellworm. Zu diesen Einflussfaktoren gehören z. B. Wetterdaten.

Ein Solarfeld und eine Windenergieanlage produzieren zusammen als Hybridkraftwerk zu Spitzenzeiten etwas mehr als 1 Megawatt Leistung aus Erneuerbaren Energien. Der produzierte Strom reicht für die Versorgung der rund 650 Haushalte auf der Insel.

Was heute auf Pellworm in kleinem Maßstab realisiert wird, könnte dazu beitragen, die alten Abhängigkeiten der Energiewelt zu reduzieren und durch Koppelung von Energieerzeugung und -verbrauch das vorhandene Energiesystem besser zu nutzen und so leistungsfähiger zu machen.

4B

📁 Power-to-Gas

PROJEKT

🔍 siehe Liste

BETEILIGTE NETZBETREIBER

€ k. A.

INVESTITIONSVOLUMEN

🔄 k. A.

DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

💻 www.nrm-netzdienste.de

INTERNETADRESSE

📅 2012 – 2016

ZEITRAUM

Wasserstoff als Speicher im Energiesystem

Mit steigender Erzeugung von Strom aus regenerativen Quellen wird die Speicherung des Stroms ein entscheidender Erfolgsfaktor für die Energiewende. Eine Lösung: überschüssigen Strom durch Elektrolyse in Gas umwandeln. So entsteht ein langfristig speicherbarer und flexibel einsetzbarer Energieträger. Als Speicherort dient das Gasverteilnetz. Es bietet sich dank seiner Größe und Kapazität an.

Im Versorgungsgebiet der Netzdienste Rhein-Main (NRM) in Frankfurt am Main steht die bundesweit erste Demonstrationsanlage, die überschüssigen Strom aus Wind und Sonne in Wasserstoff umwandelt und in das kommunale Gasnetz einspeist.

Kernstück ist ein Elektrolyseur mit Protonen-Austausch-Membran (PEM). Er spaltet durch überschüssigen Strom Wasser in seine chemischen Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff auf. Der Wasserstoff wird dem Erdgas zugemischt, der Sauerstoff entweicht in die Atmosphäre.

Standortvorteil Frankfurt

Der Standort Frankfurt am Main eignet sich besonders für eine solche Anlage. Zum einen ist die notwendige Infrastruktur zum Anschluss einer Elektrolyseanlage vorhanden. Zum anderen ist der erforderliche Mindestgasabsatz auch in den verbrauchsarmen Sommermonaten gewährleistet. Denn der Wasserstoff-Grenzwert im Erdgasnetz beträgt fünf Prozent. Er sinkt auf zwei

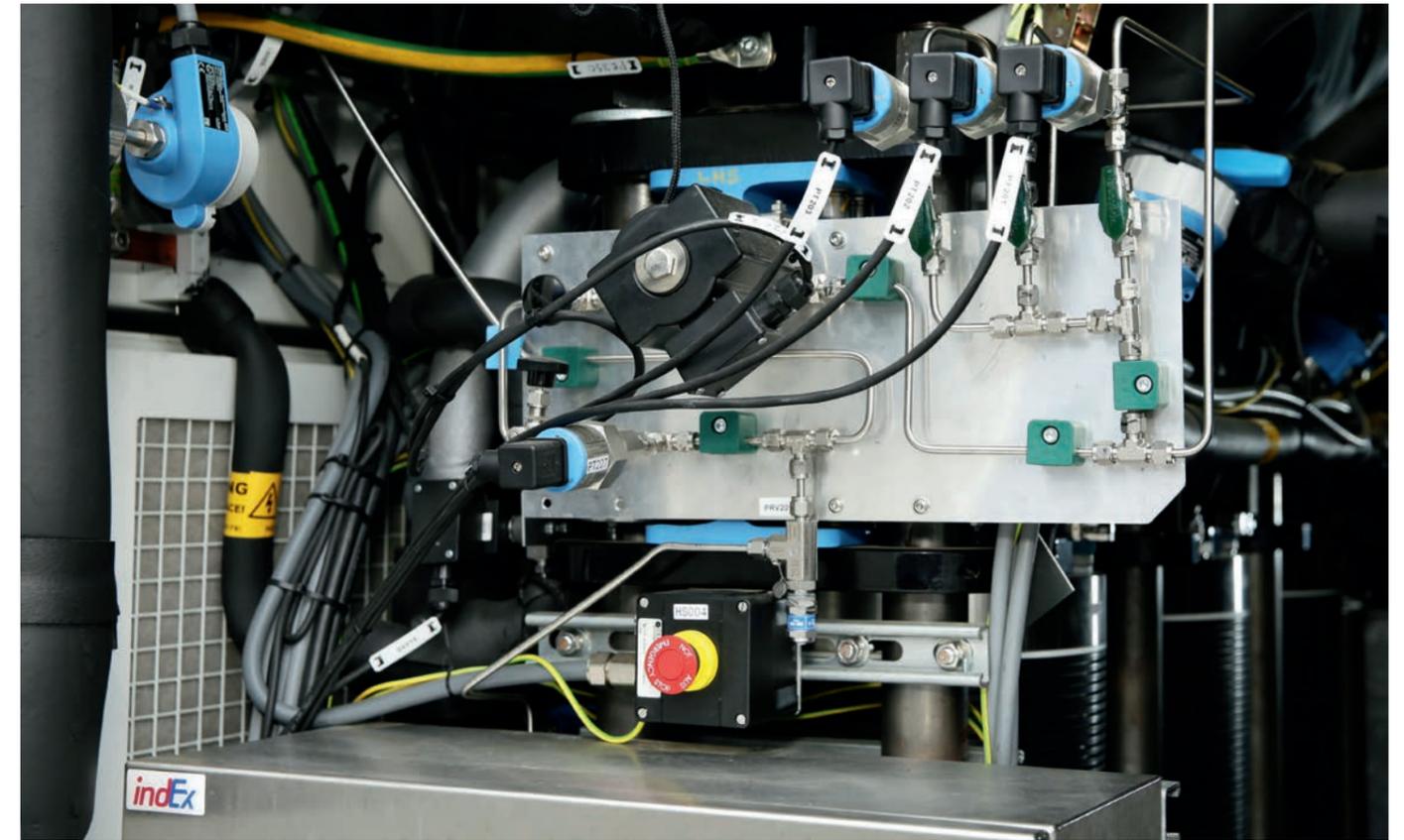
Prozent, wenn sich sensible Verbraucher wie Erdgastankstellen im Netz befinden.

Die ersten Erfahrungen sind positiv: Der Elektrolyseur ist in die Netzinfrastruktur integriert. Pro Stunde kann er bis zu 60 Normkubikmeter Wasserstoff produzieren. Die Einspeisung des Wasserstoffs geschieht in einer selbst konzipierten und gebauten Gas-Druckregel-, Mess- und Mischanlage. Weitere Eckpfeiler sind die gute Einbindung in das Strom-, Wasser- und Gasverteilnetz und die eigens für die Anlage entwickelte Messeinrichtung. Das Zusammenspiel dieser Komponenten ermöglicht die Integration der zukunftsweisenden Technologie in das bestehende Energiesystem.

Flexibilität zahlt sich aus

Die Netzdienlichkeit ist durch die Teilnahme an den Flexibilitätsmärkten nachgewiesen. So kann die Anlage Minutenreserve anbieten. Im August 2015 hat sie außerdem vom Übertragungsnetzbetreiber das Testat erhalten, negative Sekundärregelleistung anzubieten. Die Projektpartner (siehe Kasten) sind mit den bisherigen Ergebnissen zufrieden. Der Wirkungsgrad der Anlage liegt bei 77 Prozent.

Mit dem Projekt haben die Netzdienste Rhein-Main in vielen Fragen Pionierarbeit geleistet. Weitere Projekte sollen folgen. Denn die Energiewende schreitet voran.



Rohrleitungs- und MSR-Technik der Elektrolyseanlage

📁 UNTERNEHMENSPROFIL



DIE NRM NETZDIENSTE RHEIN-MAIN GMBH

Als Tochterunternehmen der Mainova AG bündelt die NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH die Netzkompetenz in Frankfurt am Main und Umland sowie in weiten Teilen des gasversorgten Main-Spessart-Bereichs. Dank der langjährigen Erfahrung in Planung, Bau und Betrieb von Versorgungsnetzen für Strom, Erdgas, Wärme und Wasser haben wir zukunftsweisende Lösungen für die unterschiedlichsten Anforderungen unserer Kunden entwickelt: beispielsweise das stark vermaschte Stromnetz der Wirtschaftsmetropole Frankfurt am Main, das als eines der sichersten überhaupt gilt. Wir sind für Energiehändler, nachgelagerte Netzbetreiber und Endkunden der zentrale Ansprechpartner für alle technischen und kaufmännischen Fragen rund um die Versorgungsnetze. Denn nur unser selbst gesetzter Anspruch an ein Höchstmaß an Effizienz und Kompetenz ermöglicht es uns, auch in Zukunft für die nachhaltige Sicherung der Versorgungsqualität und den weiteren bedarfsgerechten Ausbau der Energie- und Wassernetze in der Rhein-Main-Region zu sorgen.

📁 BETEILIGTE UNTERNEHMEN

DAS PROJEKT „STROM-ZU-GAS“

In einer Projektplattform bündeln 13 Unternehmen der Thüga-Gruppe ihr Know-how und Kapital, um gemeinsam in die Entwicklung der Strom-zu-Gas-Speichertechnologie zu investieren. Im Fokus steht die Prüfung der Praxistauglichkeit der Strom-zu-Gas-Technologie. Die Unternehmen sind überzeugt, dass diese langfristig das größte Potenzial hat, die überschüssigen Mengen an regenerativen Energien zu speichern.

Die Projektpartner sind:

- badenova AG & Co. KG
- Erdgas Mittelsachsen GmbH
- Energieversorgung Mittelrhein AG
- erdgas schwaben GmbH
- e-rp GmbH
- ESWE Versorgungs AG
- Gasversorgung Westerwald GmbH
- Mainova Aktiengesellschaft
- Stadtwerke Ansbach GmbH
- Stadtwerke Bad Hersfeld GmbH
- Thüga Energienetze GmbH
- Thüga Aktiengesellschaft
- WEMAG AG

NETZlabor Boxberg	
PROJEKT	
Netze BW GmbH	
BETEILIGTE NETZBETREIBER	
k. A.	keine
INVESTITIONSVOLUMEN	DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG
www.netze-bw.de/netzlabor	
INTERNETADRESSE	
2013 – 2016	
ZEITRAUM	

Die Umsetzung der Netzampelsystematik im Rahmen des Modellversuchs „Flexibler Wärmestrom“ der EnBW

Die Energiewende kommt! Die Integration der stark zunehmenden Einspeisemengen aus Wind und Photovoltaik (PV) in das Energiesystem stellt eine der großen Herausforderungen der heutigen Zeit dar. Zur Lösung bedarf es neuer Ansätze, wie beispielsweise der gezielten Beeinflussung der Nachfrage. Im NETZlabor BW wird der Modellversuch „Flexibler Wärmestrom“ – ein gemeinsames Projekt der Netze BW und des Vertriebs der EnBW – umgesetzt, der genau an diesem Punkt ansetzt.

Durch die Nutzung von Lastverlagerungspotenzialen lässt sich grundsätzlich die Nachfrage stärker als bislang üblich an der Erzeugung ausrichten. Basis für die Anreize der zeitlichen Verlagerung von Lasten (Lastmanagement) stellen die volatilen Preise an der Strombörse dar. Neben dieser börsenpreisbasierten Beschaffungsoptimierung können noch weitere Produkte zusätzliche Erlösquellen eröffnen.

Durch einen rein vertrieblichen Lastmanagementansatz kann es jedoch aufgrund auftretender Lastspitzen zu neuen Netzengpässen kommen. Um das Potenzial der Lastverlagerung trotzdem

optimal heben zu können, bedarf es abgestimmter Rahmenbedingungen zwischen Markt und Verteilnetz. Die Netzampelsystematik stellt die Grundlage für den hier geforderten Rahmen dar. Für die Umsetzung des Feldversuchs ist dieses Modell in den praxistauglichen Freigabequoten-Ansatz überführt worden.

Der Netzbetreiber berechnet für die Anwendung des Freigabequoten-Ansatzes die entsprechenden Quoten individuell für jede Netzebene. Diese besagen, wie viel Prozent der Nennleistung der lokal installierten unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen (UVE) gleichzeitig Strom aus dem Netz beziehen dürfen.

Diese Prozentzahl gilt diskriminierungsfrei für alle aktiven Lieferanten. Das Konzept dient dazu, lokale Überlastungen zu vermeiden, gleichzeitig aber so viel Flexibilität wie möglich im Verteilnetz zuzulassen.

Die Gemeinde Boxberg zeichnet sich durch eine Kombination aus hoher und steigender Anzahl an Wind- und PV-Anlagen in Verbindung mit einer hohen Dichte von Wärmepumpen und Spei-

UNTERNEHMENSPROFIL



NETZE BW GMBH

Die Netze BW GmbH ist das größte Netzunternehmen für Strom, Gas und Wasser in Baden-Württemberg und eine hundertprozentige Tochtergesellschaft der EnBW Energie Baden-Württemberg AG. Zu den Angeboten des Unternehmens gehören eine sichere, effiziente und kostengünstige Versorgung sowie kundennaher Netzservice. Das Stromnetz in Hoch-, Mittel- und Niederspannung ist über 100.000 Kilometer lang, außerdem betreibt die Netze BW GmbH über 4.600 Kilometer hochmoderne Erdgastransport- und -verteilnetze. Das Netzgebiet erstreckt sich über die Regionen Neckar-Franken, Stuttgart, Nordbaden, Schwarzwald-Neckar und Alb-Neckar.

1 | Installation einer neuen intelligenten Ortsnetzstation für die Umsetzung des Modellversuchs.

2 | Vergleich zwischen dem Verhalten realer Anlagen in ihren bisherigen Freigabe- und Sperrzeiten (rot) und der im Rahmen des Quoten-Ansatzes simulierten, möglichen Freigabemengen (blau) in einem exemplarischen Ortsnetz



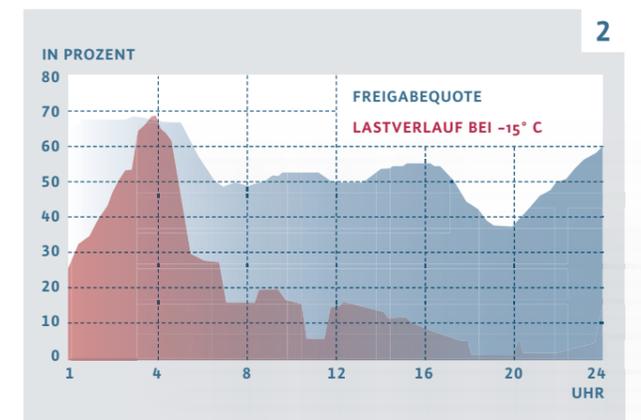
1

cherheizungssystemen aus. Daher wurde diese Region als Modellversuchsgebiet ausgewählt.

In Kooperation mit der Gemeinde wurden über zwei Akquisephasen 100 Kunden für die Teilnahme an dem Versuch gewonnen.

Das Herzstück der Ansteuerung sind flexible Freigabezeiten für die Wärmestromanlagen. Anhand der erfassten Leistungsdaten und zusätzlichen Wetterdaten lassen sich die Energiebedarfe der einzelnen Haushalte bestimmen. Dabei kommt es vor allem auf die Abstimmung zwischen den optimierten Freigabezeiten und den statischen Freigabezeiten des Verteilnetzbetreibers an.

Der Modellversuch zeigt also, wie das Zusammenspiel von Smart Market und Smart Grid aussehen könnte.



2

4D

🔗 SolVer (Speicheroptimierung in lokalen Verteilnetzen)	
PROJEKT	
🔍 e-netz Süd Hessen GmbH & Co. KG	
BETEILIGTE NETZBETREIBER	
€ 726.000 EURO	🔄 422.600 EURO
INVESTITIONSVOLUMEN	DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG
💻 www.solver-hessen.de	
INTERNETADRESSE	
📅 März 2013 – Mai 2015	
ZEITRAUM	

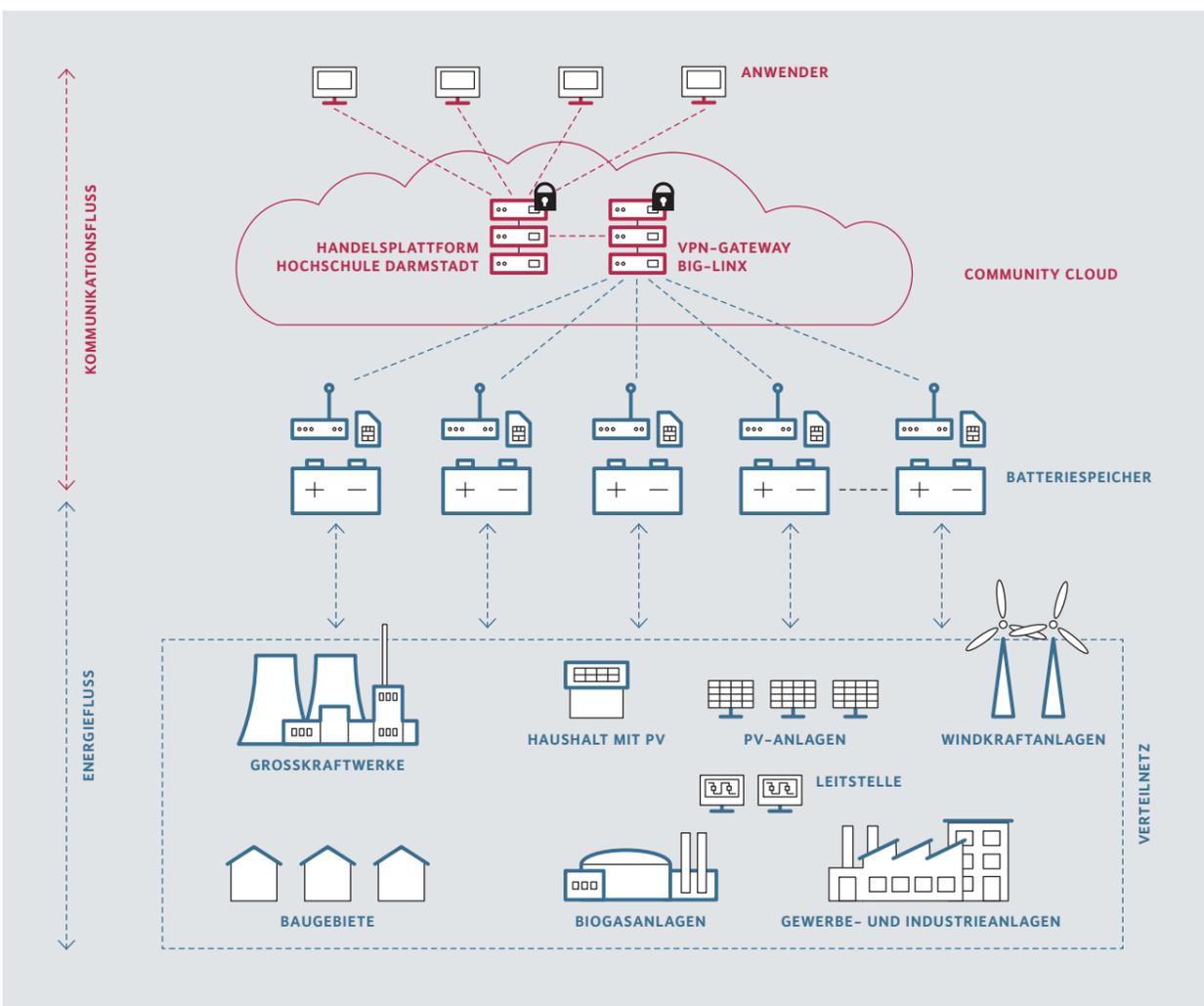
Einer der Batteriespeicher, die im Rahmen des SolVer-Projekts in die Handelsplattform integriert wurden



UNTERNEHMENSPROFIL



ENTEGA
 Der ENTEGA-Konzern gehört bundesweit zu den führenden Energie- und Infrastrukturdienstleistern und ist, gemessen am Absatz, einer der größten Ökostromanbieter Deutschlands. Mit umweltschonender Energieerzeugung, dem Bau und Betrieb von Infrastruktur- und Energieerzeugungsanlagen, dem Betrieb von Energie- und Trinkwassernetzen, der Müllverbrennung und Abwasserreinigung, Telekommunikationsdienstleistungen und Energiedatenmanagement, dem Vertrieb von Energie und Trinkwasser sowie der Bereitstellung von Energieeffizienzlösungen gewährleistet der ENTEGA-Konzern eine moderne Daseinsvorsorge und liefert dadurch einen dauerhaften Beitrag für eine zukunftsfähige Lebenswelt.



Speicheroptimierung in lokalen Verteilnetzen

Ziel des Projekts war die Realisierung einer offenen, unabhängigen Handelsplattform für Speicherdienstleistungen in Verteilnetzen, die diskriminierungsfrei, abwicklungssicher und netzstabilisierend arbeitet und damit einen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leistet.

Es ging dabei um eine betriebswirtschaftlich optimierte Speicherbewirtschaftung, die außerdem einen sicheren Netzbetrieb unterstützt. Betriebswirtschaftlich kann ein Speicher Einnahmen erzielen, beispielsweise über den Durchsatz von Energie oder die Zusicherung einer Verfügbarkeit von Energie und Leistung im Bedarfsfall. Prinzipiell können Speicher vielseitige, auch netzunterstützende Anwendungen erfüllen, wie z. B. Last- und Erzeugungsspitzenkappung, Spannungsstabilisierung, Bereitstellung von Regelenergie oder Garantie einer unterbrechungsfreien Stromversorgung. Nicht jede Kombination von Anwendungen ist möglich oder sinnvoll. Zusätzlich eignen sich bestimmte Speichertechnologien nicht für alle Anwendungen gleich gut. Ein wesentlicher Teilaspekt der im Projekt entwickelten Handelsplattform war daher die Vermeidung sich widersprechender Speicheranwendungen bei ansonsten möglichst freizügiger Bedienung auch unterschiedlicher Nutzungsformen.

Die im Rahmen des Projekts entstandene Handelsplattform wurde wettbewerbsneutral und als Referenzarchitektur gestaltet und zeichnet sich durch folgende Attribute aus: unabhängig, diskriminierungsfrei, sicher, frei zugänglich für

Marktpartner, abrechnungsfähig und manipulationssicher. Die Handelsplattform kann von Dritten genutzt werden, ohne dass diese gezwungen sind, proprietäre Produkte der Projektpartner zu beschaffen. Stattdessen besteht die Möglichkeit, eine funktional gleichwertige Betriebsplattform auch aus Komponenten anderer Anbieter zu errichten und zu betreiben.

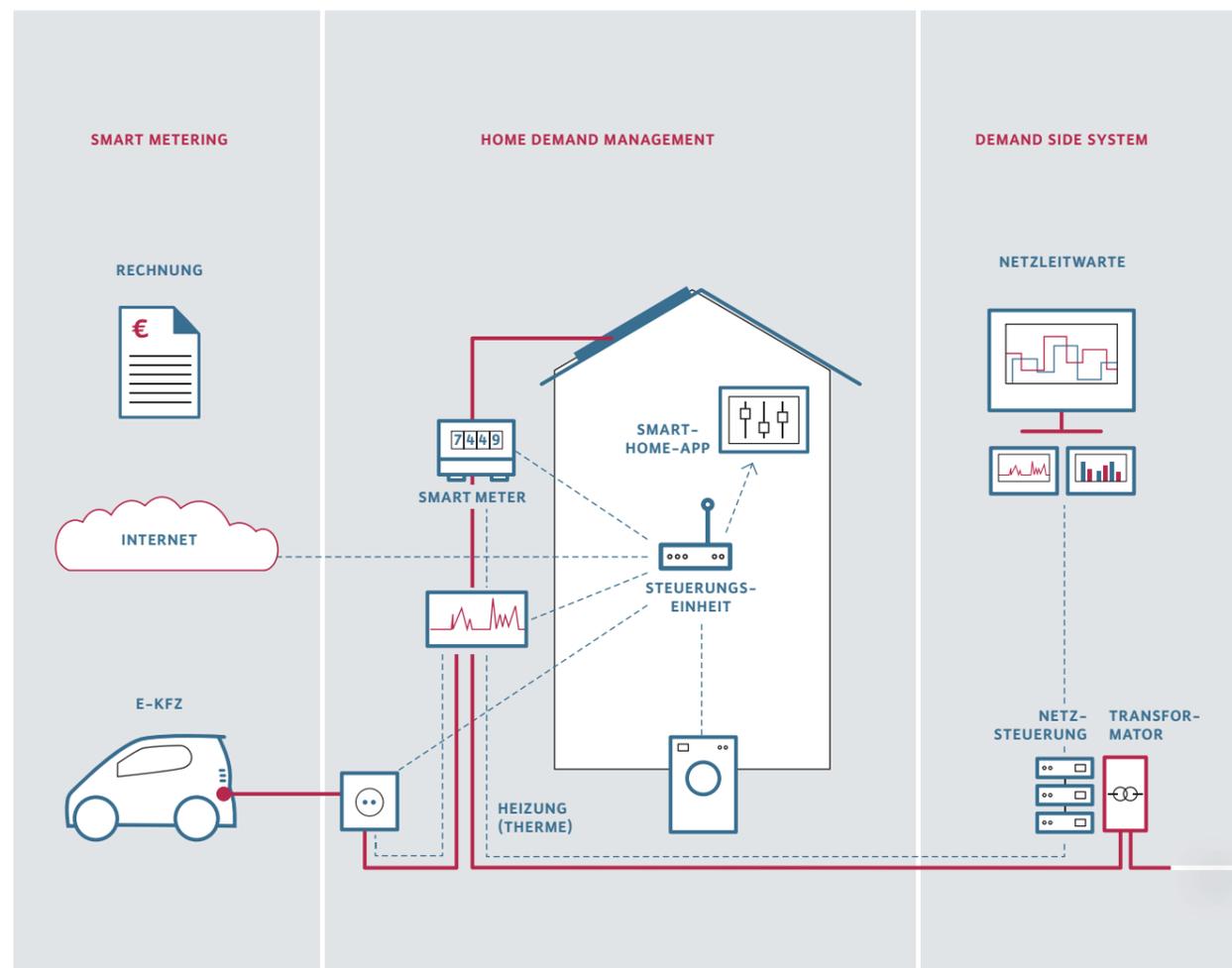
In Zukunft könnte die im Projekt entwickelte Handelsplattform für Speicherdienstleistungen als Teil eines skalierbaren Verbundes aus vielen Netzzellen eingesetzt werden. Um eine geordnete Steuerung des Speichereinsatzes zu gewährleisten, sind dabei die einzelnen Speicher eindeutig einer der Handelsplattformen zugeordnet. Gleichwohl können die Speicher über die Grenzen der Plattform hinweg durch Vermittlung der jeweiligen Handelsplattformen vermarktet und gesteuert werden. Ein Zugriff auf die Speicher wird so auch über Plattformgrenzen hinweg möglich. Die für die verlässliche Abwicklung notwendigen Fähigkeiten und Eigenschaften weisen die Teilnehmer durch ihre Akkreditierung an der Handelsplattform nach.

Für die hier skizzierte und in Zukunft empfehlenswerte flächendeckende Anwendung der im Projekt entwickelten Konzepte in einem heterogenen Systemverbund ist die Interoperabilität der daran beteiligten Handelsplattformen unterschiedlicher Hersteller von entscheidender Bedeutung. Die Standardtauglichkeit der im Projekt entwickelten Konzepte und Schnittstellen wird daher kontinuierlich verifiziert und, soweit in der prototypischen Implementierung bereits sinnvoll, sichergestellt.

4E

econnect Germany – Feldversuch Aachen	
PROJEKT	
Infracore GmbH	
BETEILIGTE NETZBETREIBER	
€ 7.000.000 EURO	3.200.000 EURO
INVESTITIONSVOLUMEN	DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG
www.stawag.de	
INTERNETADRESSE	
Januar 2012 – Juni 2015	
ZEITRAUM	

In Aachen-Richterich wurden zehn Haushalte im Rahmen eines Feldversuchs mit der Ladeinfrastrukturen für Elektromobilität und mit Smart-Home-Komponenten ausgestattet.



PROJEKTPARTNER



UNTERNEHMENSPROFIL

STAWAG – STADTWERKE AACHEN

Im Rahmen der Energiewende kommen zahlreiche neue Anforderungen auf die Energieversorger, insbesondere Stadtwerke, zu. Deshalb hat sich die STAWAG frühzeitig dazu entschlossen, aktiv am Umbau der Energieversorgung teilzunehmen und mehrere Forschungsprojekte in unterschiedlichen Bereichen (Vertrieb, Netze, Elektromobilität) gestartet.

Ganzheitliche Elektromobilität mit dynamischen Strompreisen und Netzbetreiberintegration

Im Forschungsvorhaben „econnect Germany“ werden die Themenbereiche Energievertrieb, Netze und Elektromobilität nicht isoliert voneinander betrachtet, sondern als ganzheitliches System mit dynamischen Strompreisen zur Integration in den Strommarkt der Zukunft und die intelligente Netzsteuerung zur Vermeidung von Überlastungen.

Nach Abschluss der Entwicklungsarbeiten durch das Konsortium wurde ein achtmonatiger Feldversuch mit zehn Haushalten unter der Leitung der STAWAG durchgeführt. Die Ladeinfrastruktur wurde durch Phoenix Contact bereitgestellt und ermöglichte die benutzerfreundliche Ladung der Fahrzeuge. Mittels einer Smart-Home-App konnte jeder Nutzer festlegen, zu welchem Preis und bis wann sein Fahrzeug wieder vollgeladen sein muss. Dieser Systembestandteil wurde von Kellendonk entwickelt und betrieben. Schleupen stellte das Smart-Pricing-System bereit, das auf Grundlage der regionalen Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien und der Strombörse einen tagesaktuellen dynamischen Stromtarif prognostizierte und dessen Abrechnung ermöglichte.

Die Smart-Grid-Komponenten einschließlich Smart Meter, Sensorik im Niederspannungsnetz und regelbaren Ortsnetztransformatoren wurden durch Siemens entwickelt und stellen jederzeit sicher, dass es zu keinen Überlastungen im Stromnetz kommen kann. Die Gesamtkonzeption des Systems wurde durch die smartlab Innovationsgesellschaft verantwortet, darüber hinaus hat die RWTH Aachen University den Feldversuch wissenschaftlich begleitet und ausgewertet. Die Darstellung auf Seite 50 zeigt den Systemaufbau.

Für den Feldversuch wurde ein Ortsnetz im vorstädtisch geprägten Stadtteil Aachen-Richterich gewählt. Von insgesamt 180 Haushalten erhielten zehn für die Dauer des Feldversuchs die notwendige Ladeinfrastruktur sowie ein Elektrofahrzeug mit einer maximalen Ladeleistung von 22 Kilowatt. Dies entspricht einer Fahrzeug-Durchdringung von 5,5 Prozent, womit das Szenario 2020 der Bundesregierung (eine Million Elektrofahrzeuge, dies entspricht 2,5 Prozent) übertroffen wird.

Durch den dynamischen Strompreis wurden während des Feldversuchs hohe Gleichzeitigkeiten der Ladevorgänge induziert, die aufgrund historischer Betriebsmittelreserven nicht durch die Netzsteuerung reduziert werden mussten. Aufbauend auf den Feldversuchsmesswerten konnte ermittelt werden, ab welchen Durchdringungsgraden es ohne eine intelligente Netzsteuerung zu Überlastungen der Netzinfrastruktur kommen würde.

Während bei einer ungesteuerten Ladung (Ladebeginn bei Ankunft) fast jedes zweite Fahrzeug aus Netzsicht ein Elektrofahrzeug sein kann, ist es mit dynamischen Strompreisen weniger als jedes zehnte Fahrzeug. In Kombination mit einer intelligenten Netzsteuerung sind dynamische Strompreise hingegen für bis zu 150 Prozent Elektrofahrzeuge in diesem Ortsnetz möglich. Bei niedrigeren Ladeleistungen sind ohne intelligente Steuerungstechnik auch höhere Durchdringungsgrade möglich, dem stehen allerdings die technische Entwicklung (Kapazitätserhöhung von Fahrzeugbatterien) und der Wunsch der Nutzer nach schneller Wiederaufladung entgegen. Mittelfristig ist daher eine intelligente Netzsteuerung unabdingbar.

KAPITEL 5

Digitale Netze

Die Entflechtung von Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung und die Zuweisung spezifischer Rollen, Aufgaben und Verantwortlichkeiten an eine steigende Zahl von Marktteilnehmern bedingen einen bedeutenden Zuwachs an Schnittstellen sowie eine außerordentliche Zunahme des Datenaustauschs. Dieser Datenaustausch muss zwecks Handhabbarkeit in intelligenten und automatisierten Prozessen erfolgen.

Insbesondere für die Verteilnetzbetreiber bedeutet diese Entwicklung in der Konsequenz eine umfassende informations- und kommunikationstechnische Umwälzung. Die fortschreitende Digitalisierung der Verteilnetze trägt im mittelbaren Zusammenhang mit dem Umbau der sogenannten Kupferplatte zum Smart Grid zu einer Verringerung des notwendigen Netzausbaus bei.

5A Smart Operator (Westnetz)

5B Operationalisierung Smart Grid (EWE NETZ)

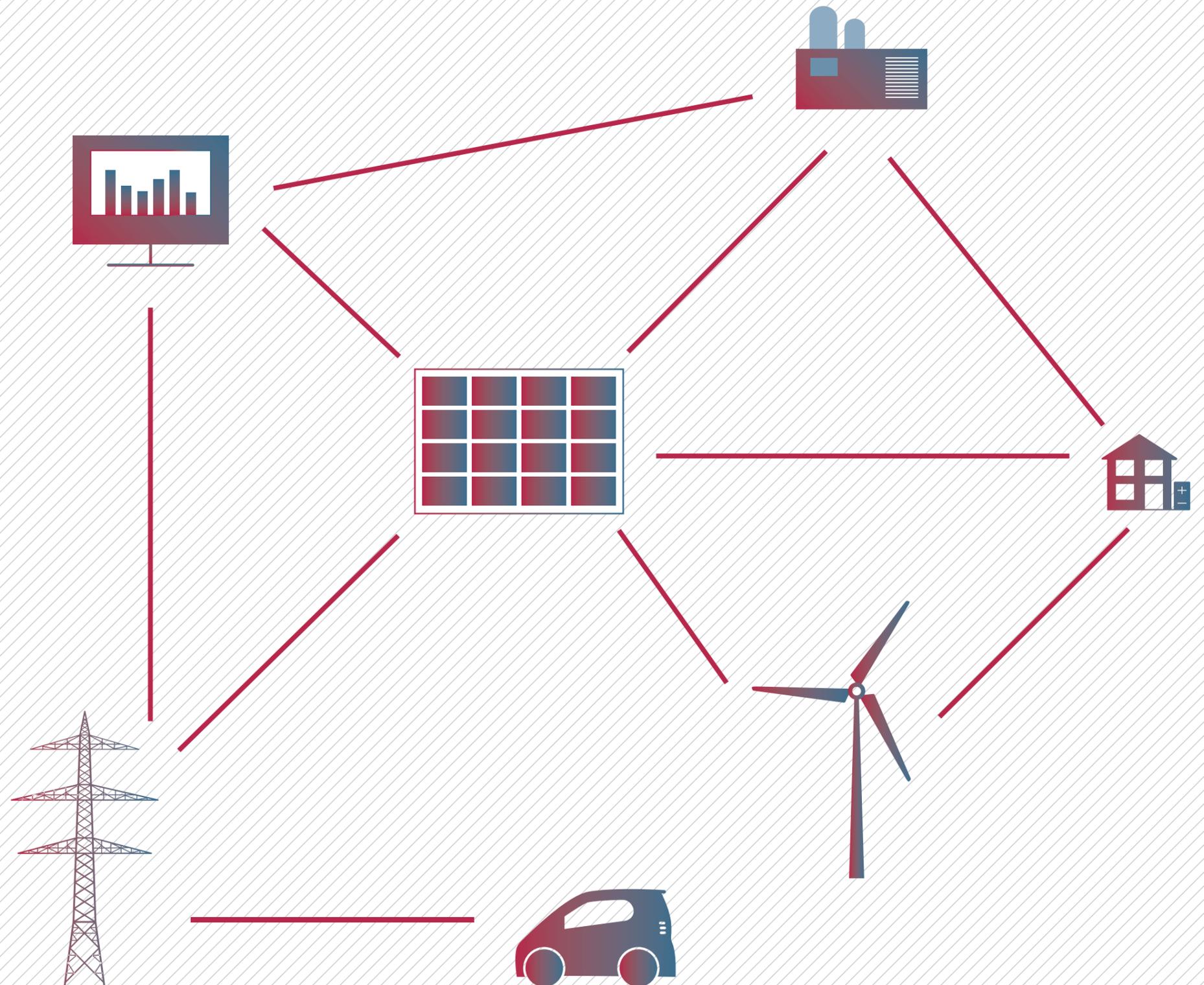
5C StromPager (Stromnetz Berlin)

5D Smart Grid EWS (E-Werk Schweiger)

5E Fühler im Netz (Energieversorgung Leverkusen)

5F Intelligent City 2.0 (Bayernwerk)

5G Gas & Glasfaser (schwaben netz)



5A

Smart Operator

PROJEKT

Westnetz, Lechwerke (LEW)

BETEILIGTE NETZBETREIBER

8.000.000 EURO

INVESTITIONSVOLUMEN

0 EURO

DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

www.rwedeutschland.com

INTERNETADRESSE

Juni 2012 – Dezember 2016

ZEITRAUM



UNTERNEHMENSPROFIL

VORWEG GEHEN

RWE DEUTSCHLAND AG

Die RWE Deutschland AG mit Sitz in Essen verantwortet die deutschen Aktivitäten des RWE-Konzerns in den Bereichen Netz, Vertrieb und Energieeffizienz und führt die deutschen Regionalgesellschaften. Das Unternehmen verfügt über rechtlich eigenständige Tochtergesellschaften für den Vertrieb, den Verteilnetzbetrieb, das Zählerwesen und den Vertrieb technischer Dienstleistungen. Weitere Töchter sind für die Aktivitäten rund um die Energieeffizienz einschließlich Elektromobilität und für die Gasspeicher verantwortlich. Sie ist an rund 70 regionalen und kommunalen Energieversorgern beteiligt und beschäftigt rund 19.000 Mitarbeiter.

Smart Operator: Intelligenz für das Netz vor Ort

Der Smart Operator ist ein F&E-Modellprojekt, bei dem RWE Deutschland mit Partnern aus Wirtschaft und Wissenschaft die intelligente Netztechnik zum ersten Mal im Praxisbetrieb in drei Testnetzen erprobt. Zwei Testnetze befinden sich bei der Westnetz in den Gemeinden Kisselbach und Wincheringen in Rheinland-Pfalz, und das dritte wird gemeinsam mit den Lechwerken (LEW) im bayerischen Schwabmünchen erprobt.

Das Projekt ist eine der umfassendsten Smart-Grid-Installationen in Deutschland. Über 500 Haushalte in den genannten Kommunen nehmen an dem Test freiwillig teil.

Mit dem Smart Operator wird der Betrieb bestehender Verteilnetze mit intelligenten Netzkomponenten optimiert, um so den konventionellen Netzausbau zu ergänzen oder sogar zu vermeiden. Im Projekt werden unter anderem regelbare Ortsnetztransformatoren, fernsteuerbare Ladesäulen für E-Fahrzeuge, fernsteuerbare Niederspannungsschalter und elektrische Netzspeicher als intelligente Netzkomponenten eingesetzt.

Der Smart Operator ist eine kleine Box, die z. B. in die Trafostation des Ortsnetzes eingebaut wird. Als Nahtstelle zwischen Haushalten, Industrie- und Gewerbekunden und dem Verteilnetz managt der Smart Operator selbstständig das lokale Niederspannungsnetz.

Erforderlich ist dazu die kontinuierliche Sammlung und Auswertung von Daten aus dem Netz über Stromverbrauch, Einspeisung und Speicherung, die ihm über Smart Meter zur Verfügung gestellt werden.

Das Niederspannungsnetz und das Kommunikationsnetz bilden dazu eine Allianz, wobei die Kommunikation über das örtliche Glasfasernetz oder über Powerline Communication (PLC) läuft.

Daten, beispielsweise aus Haushalten, von der Wetterstation oder der örtlichen Stromtankstelle, werden gebündelt verarbeitet und die Ergebnisse fortlaufend protokolliert und ausgewertet. Mit den generierten Daten steuert der Smart Operator das

Netz mit den intelligenten Komponenten. Dadurch gleicht er Erzeugung und Verbrauch aus, garantiert Spannungsqualität und Versorgungssicherheit und nutzt den Strom möglichst effizient.

Im bayerischen Testnetz in Schwabmünchen sind zusätzlich Home Energy Controller (HEC) in 23 Haushalten installiert. Die HECs optimieren zuerst den Energieverbrauch der Haushalte und übermitteln an den Smart Operator, welche Komponenten zur Optimierung des Netzes flexibel eingesetzt werden können. Dabei kommen in den Haushalten intelligente Bausteine zum Einsatz, die über den HEC gesteuert werden: Waschmaschinen, Trockner, Spülmaschinen sowie Batteriespeicher und Wärmepumpen.

In allen Testnetzen werden zudem fernsteuerbare Ladesäulen für E-Fahrzeuge eingesetzt. Der Smart Operator optimiert die Aufladung mit Strom und nutzt Zeiten mit einer hoher Einspeisung aus PV-Anlagen oder einem geringen Verbrauch. Speziell in Schwabmünchen wird dieser Prozess mit fünf Fahrzeugen erprobt.

Inbetriebnahme des Modellprojektes Smart Operator im Landkreis Trier-Saarburg: In der Gemeinde Wincheringen beteiligen sich rund 50 Haushalte aktiv am intelligenten Feldversuch. Das Wirtschaftsministerium Rheinland-Pfalz ist Schirmherrin des Zukunftnetzes.



 Operationalisierung Smart Grid	
PROJEKTNAME	
 EWE NETZ GmbH	
BETEILIGTE NETZBETREIBER	
 k. A.	 k. A.
INVESTITIONSVOLUMEN	DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG
 www.ewe-netz.de	
INTERNETADRESSE	
 September 2013 – Dezember 2016	
ZEITRAUM	

Smart Grids bei EWE NETZ – Umfassende Umsetzung der Strategie im Gesamtnetz

Um die Energiewende erfolgreich vorantreiben zu können, ist der Aus- und Umbau des Stromnetzes nötig. Nur so ist das Netz in der Lage, immer mehr Strom aus dezentralen Erzeugungsanlagen aufzunehmen und gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten. Berechnungen bei EWE NETZ haben ergeben, dass der konventionelle Netzausbau mit sehr hohen Kosten verbunden ist, jedoch intelligente Maßnahmen diese Kosten signifikant senken können. Auf Basis dieser Ausgangslage entwickelt EWE NETZ sein Stromnetz zu einem intelligenten Netz, das auch als „Smart Grid“ bezeichnet wird.

EWE NETZ führt in den Jahren 2015 und 2016 zahlreiche Maßnahmen zum Umbau des Netzes zu einem „Smart Grid“ durch. Zum einen geht es um die Installation moderner Messtechnik im Mittelspannungsnetz, den Einsatz neuer Software in der Netzleitstelle und um die Verschmelzung von Informationstechnik, Glasfaserinfrastruktur und Stromnetz. Ein weiterer Schwerpunkt liegt in der gezielten Optimierung von Spannungshaltung und Blindleistungshaushalt. Der dritte Fokus betrifft den großflächigen Einsatz von regelbaren Ortsnetzstationen.

Bei den konkreten Vorhaben werden im ersten Schritt Maßnahmen umgesetzt, die eine flächendeckende Steuerung des Netzes in Abhängigkeit von Belastungssituationen ermöglichen. Das bedeutet, dass neueste Messtechnik im Mittelspannungsnetz installiert wird,

die es der Leitstelle jederzeit ermöglicht, die schnellen Wechsel zwischen Versorgung der Kunden und Rückspeisung aus Erneuerbaren Energien in das überlagerte Netz zu erkennen und geeignete Steuerungsmaßnahmen einzuleiten. Dazu wird für die Netzleitstelle Software entwickelt, die eine höhereffiziente Betriebsführung unterstützt (z. B. durch eine Online-Lastflussberechnung).

Wesentliches Hemmnis bei der Netzintegration von dezentralen Erzeugungsanlagen ist oft die Einhaltung der Grenzwerte der Netzspannung. Eine geschickte Ansteuerung der Umrichter von Erzeugungsanlagen ermöglicht es, über die Beeinflussung der Blindleistungsabgabe der Anlage positive Effekte auf die Spannungshaltung zu nutzen. Moderne Umrichter ermöglichen dies sogar ohne eine Verringerung der eingespeisten Wirkleistung.

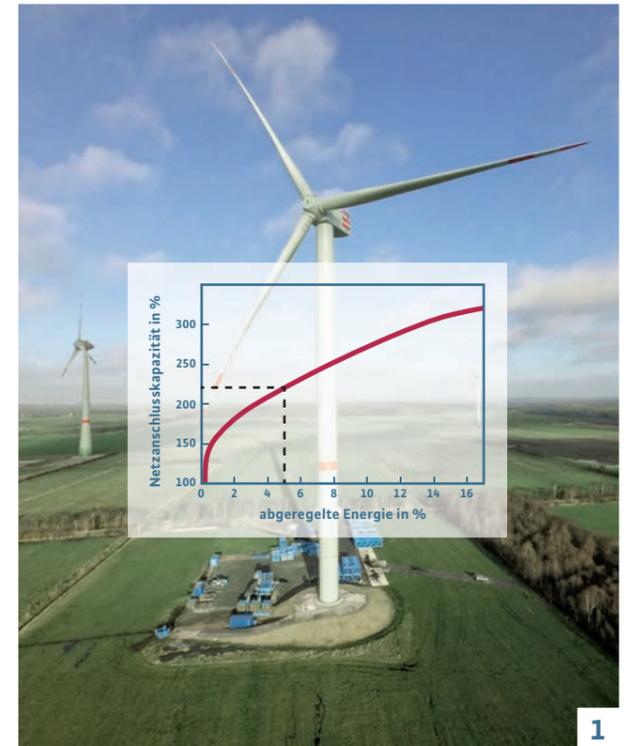
Ein weiterer Fokus bei der Schaffung eines intelligenten Stromnetzes ist der flächendeckende Rollout innovativer Betriebsmittel und Verfahren. Hierzu hat EWE ein Baukastensystem entwickelt, das zielgerichtete Lösungskonzepte für verschiedene Anwendungen zur Verfügung stellt. Ein Betriebsmittel, das in den kommenden Jahren breiten Einsatz finden wird, ist der regelbare Ortsnetztransformator. Allein in den Jahren 2015 und 2016 sieht EWE NETZ den Einbau dieser innovativen Technik in rund 300 Stationen vor. RONTs ermöglichen eine verstärkte Einspeisung von Solarstrom durch automatische Spannungsabsenkung.

UNTERNEHMENSPROFIL



EWE NETZ GMBH

Die EWE NETZ GmbH mit Sitz in Oldenburg ist ein Unternehmen der EWE-Gruppe. Mittelbare Anteilseigner sind die EWE AG mit rund 97 Prozent sowie Städte und Gemeinden aus dem Ems-Weser-Elbe-Gebiet. EWE NETZ betreibt Strom- und Gasnetze in diesem Gebiet sowie Gasnetze in Teilen Brandenburgs und Mecklenburg-Vorpommerns. Darüber hinaus baut EWE NETZ leistungsstarke Telekommunikationsnetze. Die Infrastruktur von EWE NETZ zeichnet sich durch hohe Versorgungssicherheit und einen wirtschaftlich effizienten Betrieb aus. Rund 149 Millionen Euro investierte das Unternehmen im Jahr 2014 in die Qualität und den Ausbau der Netze. Mit den ausführenden Arbeiten werden in der Regel regionale Firmen beauftragt. Das Unternehmen gehört mit einem Jahresumsatz von 2,32 Milliarden Euro (2014) und rund 1.700 Beschäftigten zu den großen Netzbetreibern in Deutschland.



1

1 | Verhältnis von Netzanschlusskapazität und abgeregelter Energie

2 | Ansicht des Ortsnetzspeichers im Pilotprojekt Green2Store

3 | Intelligente Technik für das Verteilnetz der Zukunft



2

Einen weiteren Weg, um die Kapazität des Stromnetzes zu erhöhen, bietet der sogenannte Fünf-Prozent-Ansatz, wie er von EWE NETZ entwickelt wurde. Die Idee dieses Ansatzes ist, dass ein lastflussabhängiges Drosseln eines geringen Prozentsatzes der erzeugten Jahresenergie (weniger als 5 Prozent) zu einer erheblichen Steigerung der verfügbaren Netzanschlusskapazität führen müsste. EWE NETZ führt dazu einen Feldtest durch. Dabei wird ein Teilbereich des Mittelspannungsnetzes zwischen Jever und Wittmund nach dem Fünf-Prozent-Ansatz gesteuert.

Ein weiterer Baustein auf dem Weg zu einem intelligenten Stromnetz ist der Einsatz von Speichertechnologien. Der Grundgedanke dabei: Bei regenerativen Energiequellen gibt es immer wieder zeitgleiche Leistungsspitzen, für die es in vielen Abschnitten des Jahres im regionalen Umfeld keine Abnehmer gibt. Nicht immer ist ein Weitertransport über die großen Stromtrassen in andere Regionen Deutschlands möglich.

Abhilfe könnte der Einsatz von Speichern schaffen, die Strom in entsprechenden Zeiten besonders intensiver Produktion Erneuerbarer Energien speichern. Der Strom wird dann wieder an das Netz abgegeben, wenn der entsprechende Bedarf besteht.

EWE NETZ baut im Rahmen des BMWi-geförderten Forschungsprojekts „greenstore“ den Ortsnetzspeicher in Altenoythe auf.



3

 StromPager – Broadcast-System zur Steuerung elektrischer Anlagen	
PROJEKT	
 Stromnetz Berlin GmbH	
BETEILIGTE NETZBETREIBER	
 400.000 EURO	 k. A.
INVESTITIONSVOLUMEN	DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG
 www.stromnetz-berlin.de	
INTERNETADRESSE	
 Januar 2011 – September 2014	
ZEITRAUM	

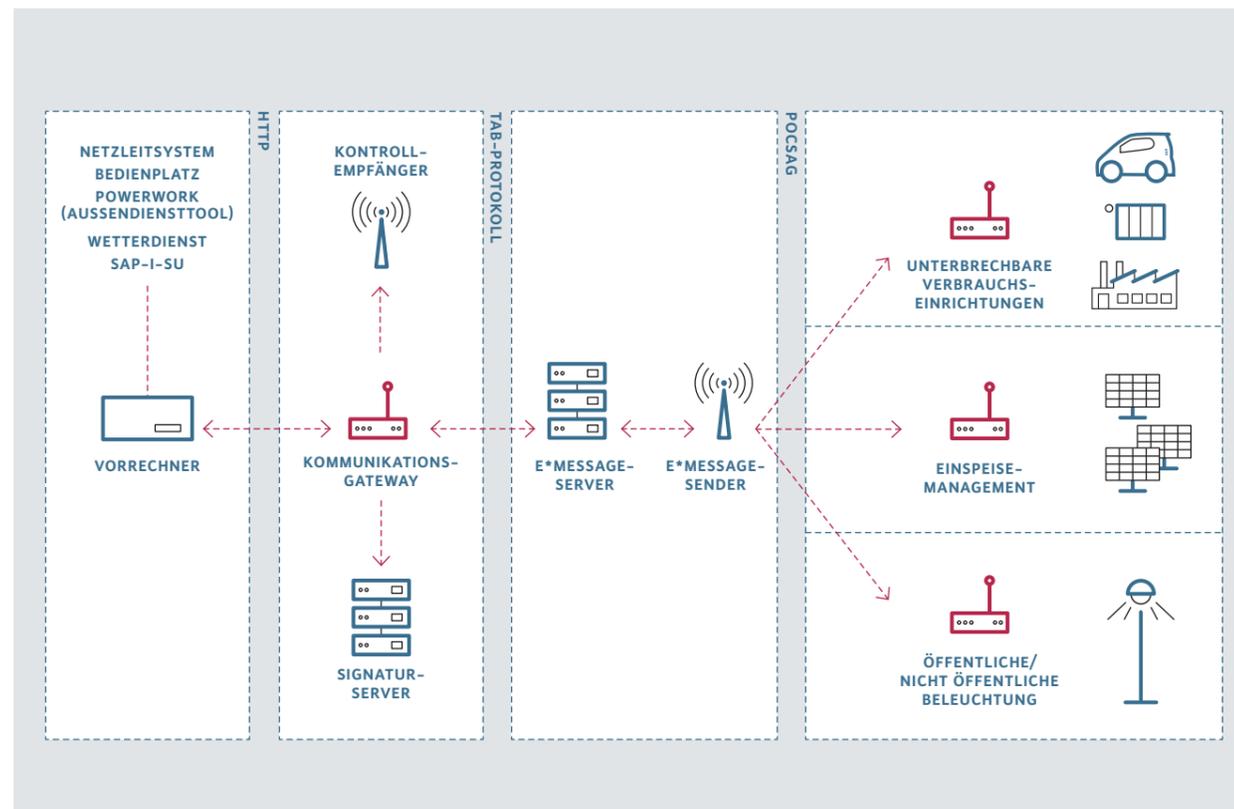


DIE STROMNETZ BERLIN GMBH IST FÜR DAS VERTEILNETZ VERANTWORTLICH.

Das Verteilnetz besteht aus Teilnetzen in den Spannungsebenen Hochspannung (110 Kilovolt), Mittelspannung (10 Kilovolt) und Niederspannung (0,4 Kilovolt) und ist über Umspannwerke an das vorgelagerte Übertragungsnetz gekoppelt. Unsere Aufgabe ist es, an ca. 2,3 Millionen Zählpunkten Strom aus der Stadt bzw. aus dem Umland zu verteilen. Unser Verteilnetz versorgt alle Kunden effizient und steht allen Nutzern gleichermaßen zur Verfügung, unabhängig davon, mit welchem Stromlieferanten ein Vertrag geschlossen wurde.

StromPager – Weltpremiere in der Hauptstadt

Über den StromPager werden Erzeugungsanlagen und Verbraucher im Verteilnetz ferngesteuert.



StromPager – die funkbasierte Steuerungstechnologie – ist eine innovative und effiziente Lösung, um Verbraucher und Erzeugungseinheiten bedarfsgerecht zu schalten bzw. stufenweise anzupassen. Damit leistet die Stromnetz Berlin einen aktiven Beitrag zur effizienten Errichtung eines Smart Grid, in dem eine zunehmende Anzahl von dezentralen Anlagen intelligent, automatisiert und wirtschaftlich effizient gesteuert werden kann.

Konkret werden über den StromPager Verbrauchsgeräte wie Nachtspeicheröfen und Wärmepumpen sowie kleine Erzeugungsanlagen für regenerative Energie oder Kraft-Wärme-Kopplung im Verteilnetz ferngesteuert. Dadurch sowie auch durch die dynamische Steuerung von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge kann die Netzauslastung optimiert werden.

Ablösung der Tonfrequenzsteuerung

In Berlin werden derzeit ca. 30.000 Verbrauchseinrichtungen per Tonfrequenz-Rundsteuertechnik (TFR) oder Schaltuhren gesteuert. Die seit vielen Jahren im Einsatz befindlichen Sende- und Empfangsgeräte erreichen das Ende ihrer Lebensdauer und sind im weiteren Betrieb, Unterhalt und Ersatz aufwendig.

Vor diesem Hintergrund hat der örtliche Verteilungsnetzbetreiber Stromnetz Berlin mit regionalen Projektpartnern nach neuen Wegen zur sicheren und zuverlässigen Übermittlung von Steuerungssignalen gesucht. Zusammen mit den in Berlin ansässigen Firmen e*message und Bosch Software Innovations hat Stromnetz Berlin alle zur Funktion notwendigen Elemente

wie Empfängermodule, IT-Plattform und zugehörige Software neu entwickelt. Seit September 2014 wird diese Innovation für die Steuerung im Berliner Verteilungsnetz genutzt. Das Netz der Spreemetropole ist somit deutschlandweit das erste Verteilnetz, in dem diese Technologie zum Einsatz kommt.

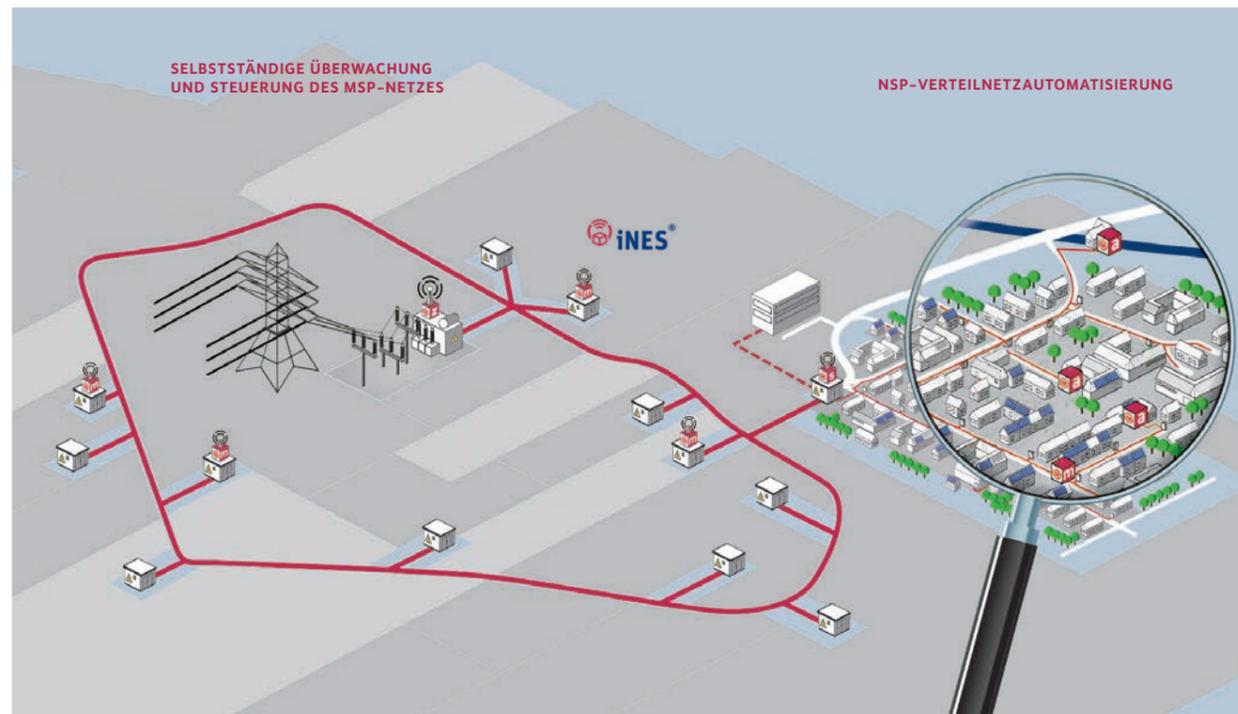
Das hierfür notwendige Funkrufnetz besteht seit Jahren und wird beispielsweise von Behörden und Rettungsdiensten genutzt. Die Erweiterung der Nutzung durch den Netzbetreiber behindert keine anderen Nutzer. Das Funkrufnetz ist überall in Deutschland verfügbar. Durch 800 Sendestandorte in Deutschland, eine hohe Sendeleistung und Feldstärke werden fast alle Haushalte erreicht. Die neue Technik ist raumsparend und lässt sich problemlos im elektrischen Zählerschrank integrieren. Im Gegensatz dazu wurden für alte TFR-Sendeanlagen in Umspannwerken eigene Räume benötigt. Diese können mit der Ablösung durch StromPager anderweitig genutzt werden. Neue Umspannwerke können somit kleiner geplant werden.

Der Betrieb des Verteilnetzes wird durch die Nutzung dieser neuen Technologie kostengünstiger. Die Kosten für Betrieb und Ersatz von TFR-Sendeanlagen entfallen. Gleichzeitig ist das neue System sehr viel sicherer, denn im Sicherheitskonzept wurden alle notwendigen Anforderungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) berücksichtigt. Nach erfolgreicher Einführung dieser Technologie in Berlin wurde der StromPager mit dem renommierten Innovationspreis Berlin Brandenburg ausgezeichnet.

5D

📁 Smart Grid EWS PROJEKT	
🔍 Elektrizitätswerk Schweiger BETEILIGTE NETZBETREIBER	
€ 250.000 EURO INVESTITIONSVOLUMEN	🔄 0 EURO DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG
🌐 www.ew-schweiger.de INTERNETADRESSE	
📅 2013 ZEITRAUM	

MS- & NS-Intelligenz wirken zusammen – selektive und koordinierte Regelung in dezentral-hierarchischer Struktur



UNTERNEHMENSPROFIL



ELEKTRIZITÄTWERK SCHWEIGER

Seit mehr als 100 Jahren betreibt die E-Werk Schweiger oHG die Stromgewinnung aus Wasserkraft. Mit dem Bau und Betrieb von fünf Wasserkraftwerken leistet das Unternehmen einen nicht unerheblichen Beitrag für den Schutz der Umwelt und die Schonung der natürlichen Ressourcen. Im Versorgungsgebiet nordöstlich von München hat E-Werk Schweiger ein Kabelleitungsnetz mit einer ringförmigen Struktur errichtet, in dem jeder Netzknotenpunkt von zwei Seiten aus versorgt werden kann.

Flexible Netzertüchtigung nach dem Baukastenprinzip

Das Elektrizitätswerk Schweiger betreibt ein ländlich strukturiertes lokales Stromverteilungsnetz, das als eigenständige Einheit über drei Netzkuppelstellen mit dem vorgelagerten Netz der Bayernwerk AG verbunden ist. Durch den rasanten Photovoltaikausbau wird an verschiedenen Stellen des Netzes auf der Niederspannungsebene bereits heute die Kapazitätsgrenze erreicht. Aufgrund der Engpasssituation wurde Anfang 2013 in Kooperation zwischen Industrie, Wissenschaft und Mittelstand das Projekt „Smart Grid EWS“ mit der SAG GmbH, der Bergischen Universität Wuppertal (BUW) und dem Softwareunternehmen Adapted Solution GmbH gestartet.

Im ersten Schritt wurden die einschlägigen Netzdaten aller Leitungen und Verteilungsanlagen im Versorgungsgebiet in die Netzberechnungssoftware „CERBERUS“ eingepflegt und Betriebszustandsgrenzen auf Basis einer Worst-Case-Betrachtung identifiziert.

Eine im Projekt durchgeführte Netzanalyse und Zielnetzplanung konnte dann kritische Netzgebiete identifizieren und bezogen auf Realisierung zukünftiger Ausbaupotenziale bis 2030 weiteren Netzausbaubedarf prognostizieren.

Die zur Kompensation notwendigen Netzausbaumaßnahmen wurden unter den Gesichtspunkten „optimale Auslastung vorhandener Betriebsmittel, effektivste Kombination aus konventionellem und intelligentem Netzausbau“ ermittelt und wirtschaftlich bewertet. Zugleich sollte im Rahmen des Langfristkonzeptes auch die nachhaltige Realisierung von Flexibilitätsoptionen z. B. durch die Berücksichtigung vorhandener

Laufwasserkraftwerke zur lokalen und im virtuellen Verbund auch überregionalen Netzstabilisierung möglich sein.

Anschließend wurde die Smart-Grid-Systemlösung „iNES® – Intelligentes Verteilnetzmanagement“ der SAG in die identifizierten kritischen NSP-Teilnetzbereiche eingebaut und eine „Weitbereichsregelung“ (WBR) sowie eine im Umspannwerk angesiedelt, intelligente Automatisierungstechnik zur Überwachung mit einer Spannungsebenenübergreifenden koordinierten Steuerung des Mittel- und Niederspannungsnetzes realisiert.

Durch die „Automatische Topologieerkennung“ wird zusätzlich das Potenzial des Maschennetzbetriebs ausgeschöpft, um dem Ziel der Verzögerung bzw. Vermeidung kostenintensiver Netzausbaumaßnahmen gerecht zu werden.

Ergebnis: Durch das langfristige und Gesamtnetz-orientierte Konzept, das auf einer dynamischen Kosten-/Genauigkeitsanalyse aufgebaut ist und sich flexibel der jeweiligen Lastentwicklungen im Verteilungsnetz anpasst, konnten schon im gegenwärtigen Stand deutliche Kostenvorteile gegenüber einem rein konventionellen Netzausbau realisiert werden. Zudem werden deutliche Vorteile aus der Kenntnis über Zustände, Kapazitäten für Netzführung und Asset Management realisiert.

Step by step kann zukünftig so bei Netzertüchtigungen nach dem Baukastenprinzip verfahren werden, um kapitalintensive Fehlinvestitionen zu vermeiden. Damit trägt EW Schweiger schon heute als innovativer Netzbetreiber den zukünftigen dynamischen Marktprozessen (z. B. regionalen Flexmärkten) Rechnung.

5E

Fühler im Netz

PROJEKT

Energieversorgung Leverkusen GmbH & Co. KG (EVL)

PROJEKT BETEILIGTER

€ 330.000 EURO

INVESTITIONSVOLUMEN

175.000 EURO

DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

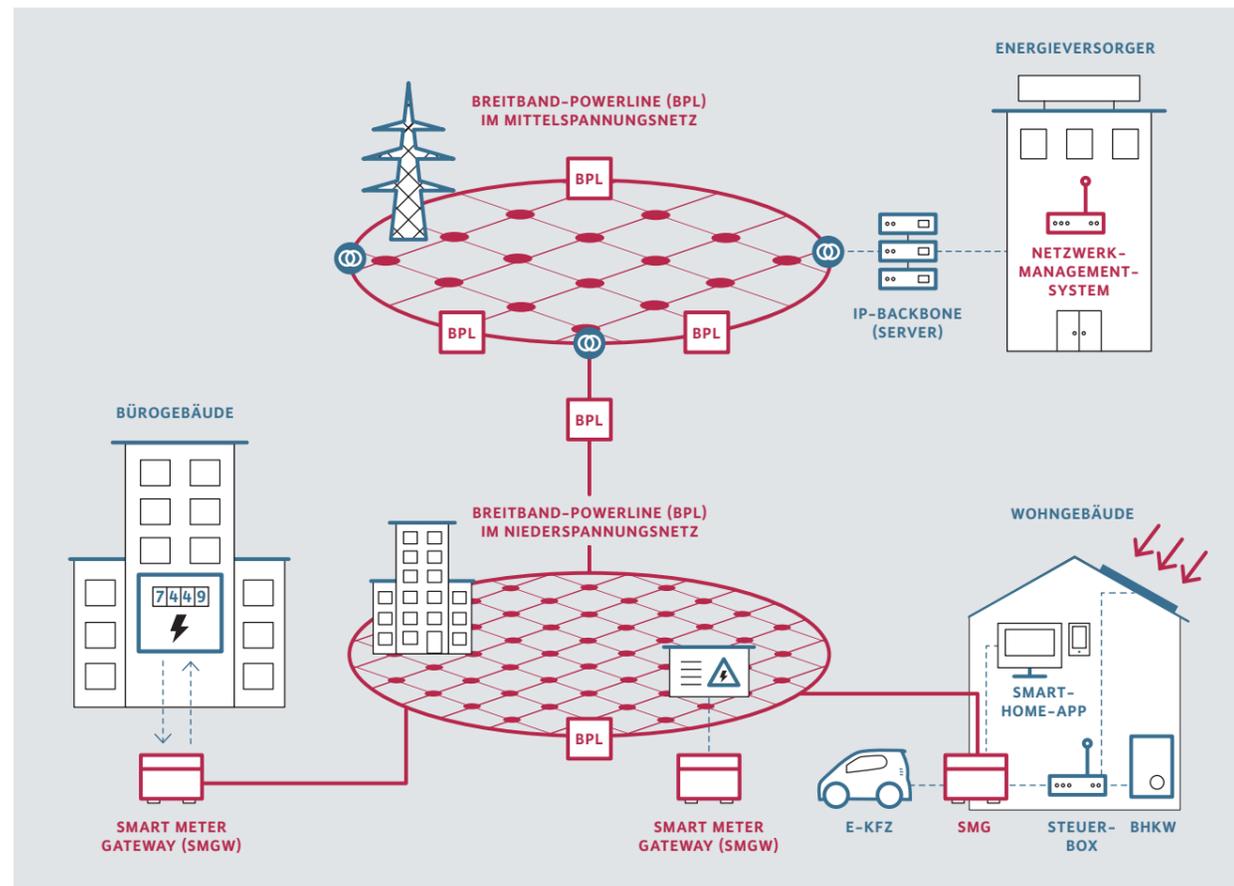
www.evl-gmbh.de/fuehler

INTERNETADRESSE

November 2014 – Oktober 2017

ZEITRAUM

Breitband Powerline: Kommunikation für das intelligente Verteilnetz



UNTERNEHMENSPROFIL



ENERGIEVERSORGUNG LEVERKUSEN GMBH & CO. KG (EVL)

Die Energieversorgung Leverkusen GmbH & Co. KG (EVL) ist ein moderner Dienstleister rund um das Thema Energie. Als Unternehmen mit rund 360 Beschäftigten versorgt die EVL den städtischen Raum Leverkusen als Querverbundunternehmen mit Elektrizität, Erdgas, Wärme, Trinkwasser und energienahen Dienstleistungen. Neben dem Projekt „Fühler im Netz“ hat sich die EVL im Bereich der intelligenten Netzfürung gemeinsam mit der SAG, der Bergischen Universität Wuppertal und der Rheinischen NETZGesellschaft auch im Projekt „iNES“ engagiert, das auf der Hannover Messe 2014 mit dem Hermes Award ausgezeichnet wurde.

Fühler im Netz

Die starke Zunahme dezentraler regenerativer Anlagen kann aufgrund der daraus resultierenden fluktuierenden Stromspeisung die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit gefährden. Das Projekt „Fühler im Netz“ soll neue Möglichkeiten zur einfachen und günstigen Zustandsanalyse von Verteilnetzen und angeschlossenen Anlagen entwickeln. Die Idee ist, Frequenzanalysen der Breitband-Powerline-Datenübertragung (BPL) zur kontinuierlichen Netzzustandserfassung und Störungsdetektion zu nutzen.

Bei der Energieversorgung Leverkusen GmbH & Co. KG (EVL) wurde BPL im Rahmen eines Smart-Meter-Pilotprojekts schon seit 2009 erfolgreich als Kommunikationsweg eingesetzt. In den letzten Jahren fiel dabei auf, dass es eine starke Korrelation zwischen den Störinformationen und den im BPL-Netzwerk-Management-System erfassten Daten gibt. Dabei wurde nachgewiesen, dass der Zustand des Stromnetzes, der Netzbetriebszustand sowie Störungseignisse Einfluss auf die Übertragungseigenschaften der BPL-Kommunikation haben.

Inwieweit dies praktisch für die Zustandsanalyse von Netzen genutzt werden kann, muss „Fühler im Netz“ klären. „Wir hoffen, dass wir aus den Veränderungen in der Übertragungsqualität der Breitband-Powerline-Kommunikation zusammen mit einigen wenigen weiteren Messwerten den Zustand des Netzes künftig relativ schnell und einfach beschreiben können. Und das auch noch belastbar und verhältnismäßig kostengünstig“, sagt Dr.-Ing. Ulrik Dietzler, technischer Geschäftsführer der EVL.

Ziel ist die Entwicklung eines Konzeptes für die systematische Nutzung der Kanaleigenschaften des BPL-Netzes zur Erfassung kritischer Netzzustände im Nieder-/Mittelspannungsbereich sowie zur Detektion von aktuellen und absehbaren Störungen im Netz und bei Kundenanlagen. Die erfassten Zustandsdaten sollen in der Netzbetriebsführung und Ausbauplanung verwendet werden. Auch prüfen die Projektpartner, inwiefern sie zusätzliche Messdaten durch den Einbau einfacher Messsensoren effizienter erfassen können. Zudem steht die Entwicklung eines softwarebasierten Analysetools zur Interpretation der erfassten Parameter im Fokus.

Am Gemeinschaftsprojekt „Fühler im Netz“ arbeiten die PPC AG als führender Anbieter von BPL, die EVL als technischer Betriebsführer, die Bergische Universität Wuppertal als langjähriger Forschungspartner sowie die Nexans Power Accessories Germany GmbH als Kabel- und Garniturenhersteller. Insgesamt wird das Projekt mit 2.500.000 Euro vom BMBF gefördert.

Die EVL wird nach ersten Analysen und Feldtests die ausgewählten Teststrecken innerhalb des Leverkusener Mittel- und Niederspannungsnetzes mit der entsprechenden Hardware ausrüsten, um dort gemeinsam mit den Projektpartnern die „Fühler im Netz“ sozusagen auszustrecken. Parallel dazu wird in Leverkusen ein Netzmanagement-System eingesetzt werden, um die erhobenen Daten zu sammeln und weiterzuleiten. Im Anschluss folgt die technische und wirtschaftliche Bewertung der Ergebnisse. Das dreijährige Projekt hat im November 2014 begonnen und wird voraussichtlich im Oktober 2017 enden.

 **Intelligent City 2.0 – ferngesteuerte LED-Straßenbeleuchtung**

PROJEKT

 **Bayernwerk AG**

BETEILIGTE NETZBETREIBER

 **15.000 EURO**

INVESTITIONSVOLUMEN

 **0 EURO**

DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

 **www.bayernwerk.de**

INTERNETADRESSE

 **seit Februar 2015**

ZEITRAUM



Darstellung der Leuchte Philips Mini Luma mit GPRS-Sender

Intelligent City 2.0 – Managementsysteme für die moderne LED-Straßen- beleuchtung im Praxistest

Kommunen sind verpflichtet, öffentliche Straßen und Plätze zu beleuchten, um Sicherheit und Ordnung aufrechtzuerhalten. Steigende Energiekosten, knappe finanzielle Mittel und immer höhere Anforderungen an die Energieeffizienz machen diese Aufgabe extrem anspruchsvoll. Neue Lösungen sind gefragt, die ein effizientes Straßenbeleuchtungsmanagement ermöglichen und helfen, vorhandene Ressourcen optimal zu nutzen. Straßenbeleuchtungsdaten müssen möglichst effektiv gemessen, überwacht, analysiert und ausgewertet werden können.

Die Bayernwerk AG stellt sich den neuen Herausforderungen und testet im Pilotprojekt „Intelligent City 2.0“ seit Februar 2015 gemeinsam mit der Stadt Abensberg ein neues System

zur Beleuchtungsfernverwaltung. Zum Einsatz kommt das Programm CityTouch LightWave der Firma Philips.

Im Rahmen des Pilotprojekts wurden 27 intelligente GPRS-fähige LED-Leuchten der Firma Philips in Verbindung mit dem Leuchtenmanagementsystem CityTouch LightWave installiert. Ziel des Projekts ist es, Erfahrungen mit GPRS-fähigen Leuchten zu sammeln, die über eine internetfähige Cloud-Software gesteuert werden können. Die eingesetzten LED-Leuchten verfügen über einen integrierten Chip, über den sie kommunizieren können.

Die Leuchten lokalisieren sich bei Inbetriebnahme selbst und melden sich eigenständig an der verbundenen Plattform an. Von dort können sie mittels einer visualisierten Darstellung auf einfache Weise gesteuert werden. Der Kommunikationsweg ist bidirektional. Zum einen liefern die Leuchten Daten über ihren aktuellen Betriebszustand und melden sich bei eventuellen Störungen automatisch bei einem Handy, einer E-Mail-Adresse oder direkt beim Hersteller. Durch die ständige Transparenz über den Zustand der Straßenbeleuchtung kann besser und schneller auf Abweichungen reagiert werden. Zum anderen ist über die Plattform eine flexible

Anpassung des Beleuchtungsniveaus und der Schaltzeiten in Echtzeit möglich: entweder direkt per Mausklick oder anhand von hinterlegten Lichtplänen für verkehrsschwache Zeiten, für Zeitumstellungen oder für Veranstaltungen. Durch die bedarfsgerechte Beleuchtung kann der Energieverbrauch deutlich gesenkt werden.

Die in Abensberg eingesetzten LED-Leuchten Philips Mini Luma sind mit jeweils 40 LEDs bestückt und können mit einer Systemleistung von 16 bis 85 Watt betrieben werden. In Verbindung mit dem Leuchtenmanagementsystem konnte in Abensberg eine Energieeinsparung von rund 70 Prozent bei gleichzeitiger Verbesserung des Beleuchtungsniveaus erzielt werden. Dies entspricht einer CO₂-Einsparung von 6,8 Tonnen pro Jahr.

Die schnelle und flexible Straßenbeleuchtungssteuerung ist längst noch nicht alles. Die Verbindung von moderner Hard- und Software bietet den Einstieg in zukünftige smarte Lösungen. So ist denkbar, dass zukünftig CO₂-Werte, Feinstaubbelastungen, Daten aus Verkehrszählungen oder freie Parkplätze durch sogenannte „smarte Leuchten“ zur Weiterverarbeitung an Vertreter von Kommunen weitergeleitet werden.

UNTERNEHMENSPROFIL

bayernwerk

BAYERNWERK AG

Die Bayernwerk AG ist der größte regionale Netzbetreiber in Bayern. Mit einem Stromnetz von rund 153.000 Kilometern Länge und einem 5.700 Kilometer langen Erdgasnetz sichert das Unternehmen die Energieversorgung in weiten Teilen des Freistaats. Zudem betreibt das Bayernwerk ein Straßenbeleuchtungsnetz mit einer Länge von 34.500 Kilometern. Mit dem Ausbau und der technologischen Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur leistet das Unternehmen einen wichtigen Beitrag für die Energiezukunft. Im Bereich der Straßenbeleuchtung steht das Bayernwerk mehr als 1.200 Kommunen in Bayern als Partner zur Seite.

5G

📍 Parallele Erschließung eines Ortsnetzes mit Erdgas und Glasfaser

PROJEKT

🔍 schwaben netz gmbh

BETEILIGTE NETZBETREIBER

€ 300.000 EURO

INVESTITIONSVOLUMEN

🔄 0 EURO

DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

🌐 www.erdgas-schwaben.de

INTERNETADRESSE

📅 April 2014 – Oktober 2015

ZEITRAUM



1 | Von links nach rechts: Anton Gleich (Leiter Breitbandausbau erdgas schwaben gmbh), Helmut Kaumeier (Leiter Kommunalkunden- und Marktpartnerbetreuung erdgas schwaben gmbh), 1. Bürgermeister Konrad Schulze (Gemeinde Lamerdingen), Uwe Sommer (Prokurist schwaben netz gmbh)

2 | Von links nach rechts: Anton Gleich (Leiter Breitbandausbau erdgas schwaben gmbh), 1. Bürgermeister Konrad Schulze (Gemeinde Lamerdingen), Uwe Sommer (Prokurist schwaben netz gmbh), Helmut Kaumeier (Leiter Kommunalkunden- und Marktpartnerbetreuung erdgas schwaben gmbh)

Gas und Glas – Wegweiser in die Zukunft

Das Erschließungsprojekt Gas und Glas in der bayerisch-schwäbischen Gemeinde Lamerdingen startete im April 2014. Die Intention war, in einem Pilotprojekt mit der Erdgas-Erschließung die Mitverlegung eines Glasfasernetzes bis in die Gebäude zu testen. Bei der erfolgreichen Umsetzung wurden dann in der parallelen Erschließung insgesamt 1.600 Meter Erdgas-Ortsnetzleitung sowie auf der gleichen Trassenlänge insgesamt 10.000 Meter Glasfaserkabel verlegt. Das FttH-Netz (fibre to the home, Glasfaser bis in die Wohnung) wurde auf Basis eines innovativen Mikro-Leerrohrsystems aufgebaut, in das anschließend die Glasfaserkabel eingeblasen werden. Durch die parallele Verlegung beider Sparten können alle bestehenden Synergieeffekte im Tiefbau optimal ausgenutzt werden. Die Projektfertigstellung ist für Oktober 2015 vorgesehen. Dann können

die angeschlossenen Bürgerinnen und Bürger mit Erdgas heizen und gleichzeitig im behaglich warmen Wohnzimmer mit bis zu 300 Mbit/s im Internet surfen.

Beide Verlegearbeiten erfolgen im Zuge einer laufenden Straßensanierung im Ort, und führen somit zu keinerlei zusätzlichen Beeinträchtigungen für die Anwohner.

Die Glasfaserleerrohre werden gemeinsam und zeitgleich mit dem Erdgas-Hausanschluss direkt in das jeweilige Gebäude geführt. Eine eigens für diese Anwendung konzipierte Mehrspartenhaufeinführung für Erdgas und Glasfaser erfordert nur eine Kernbohrung in den Keller eines Gebäudes, sodass auch hier alle Synergien zum Tragen kommen. Die Anwohner können nach Fertigstellung der Arbeiten den bestehenden Glasfaseranschluss sofort nutzen, denn das neue Glasfasernetz von erdgas schwaben wird nach Abschluss der Verlegearbeiten an einen bereits bestehenden Netzknotenpunkt eines Telekommunikationsanbieters angeschlossen.

Bei Gebäuden, die aktuell keinen Erdgas-Hausanschluss gewählt haben, endet das Glasfaserkabel an der Grundstücksgrenze. Die Gebäudebesitzer haben damit die Option, ohne größeren Aufwand sowohl einen Erdgas-Anschluss als auch einen Glasfaseranschluss nachzuordern. Ziel von erdgas schwaben ist es, eine hundertprozentige Glasfasernetzdichte im Ortsnetz der Gemeinde Lamerdingen zu erzielen.

Mit diesem Pilotprojekt trägt erdgas schwaben wesentlich zum Ausbau der Breitbandinfrastruktur im ländlichen Raum Schwabens bei. Mit diesem Konzept erhalten Gemeinden ein zukunftsweisendes und nachhaltiges Glasfasernetz, das bereits heute den Bedarf von morgen abdeckt. Ziel ist es, dieses Vorgehen auf möglichst viele Gemeinden im Raum Bayerisch-Schwaben auszuweiten, um so die ländliche Infrastruktur und damit die Lebensqualität sowie die wirtschaftlichen Wettbewerbsbedingungen für die Region Bayerisch-Schwaben entscheidend zu verbessern.

📄 UNTERNEHMENSPROFIL



ERDGAS SCHWABEN GMBH

erdgas schwaben ist ein seit mehr als 60 Jahren fest in der Region verwurzelt Unternehmen. Mit sieben Standorten in Bayerisch-Schwaben und im Allgäu ist erdgas schwaben immer in Kundennähe. erdgas schwaben ist Vollsortimenter im Energieangebot: Erdgas, Bio-Erdgas, Strom, Bio-Strom, Power-to-Gas sowie Contracting. Als Pionier in Sachen Bio-Erdgas und Power-to-Gas verfügt erdgas schwaben momentan als einziger Energiedienstleister Deutschlands über vier laufende Bio-Erdgas-Anlagen und eine Power-to-Gas-Anlagenbeteiligung. Mit der darin erzeugten Energie spart erdgas schwaben jährlich mehr als 60.000 Tonnen CO₂ ein.

KAPITEL 6

Netzdienstleistungen

Die Energiewende stellt die Energienetzbetreiber vor große Herausforderungen. Gleichzeitig ist den Netzbetreibern in Deutschland sehr bewusst, dass der Betrieb eines effizienten und sicheren Strom- und Gasnetzes kein Selbstzweck ist, sondern dass die wirtschaftliche Gewährleistung der Versorgung der Netzanschlussnutzer den Zielpunkt unternehmerischen Handelns darstellt. Die Transformation der Branche erfordert somit eine kreative Erweiterung konventioneller Serviceleistungen und einen offenen Umgang mit Transparenzpflichten.

Hiermit geht eine Neubestimmung des Kundenbegriffs einher. In den Jahren vor der Liberalisierung des Strommarkts waren die Netzbetreiber für den Verbraucher weder sichtbar noch erreichbar. Diese Zeiten sind jedoch lange vorbei. Die vorliegenden Beispiele zeigen daher auf, was innovativer Netzbetrieb konkret „für Sie“ bedeutet.

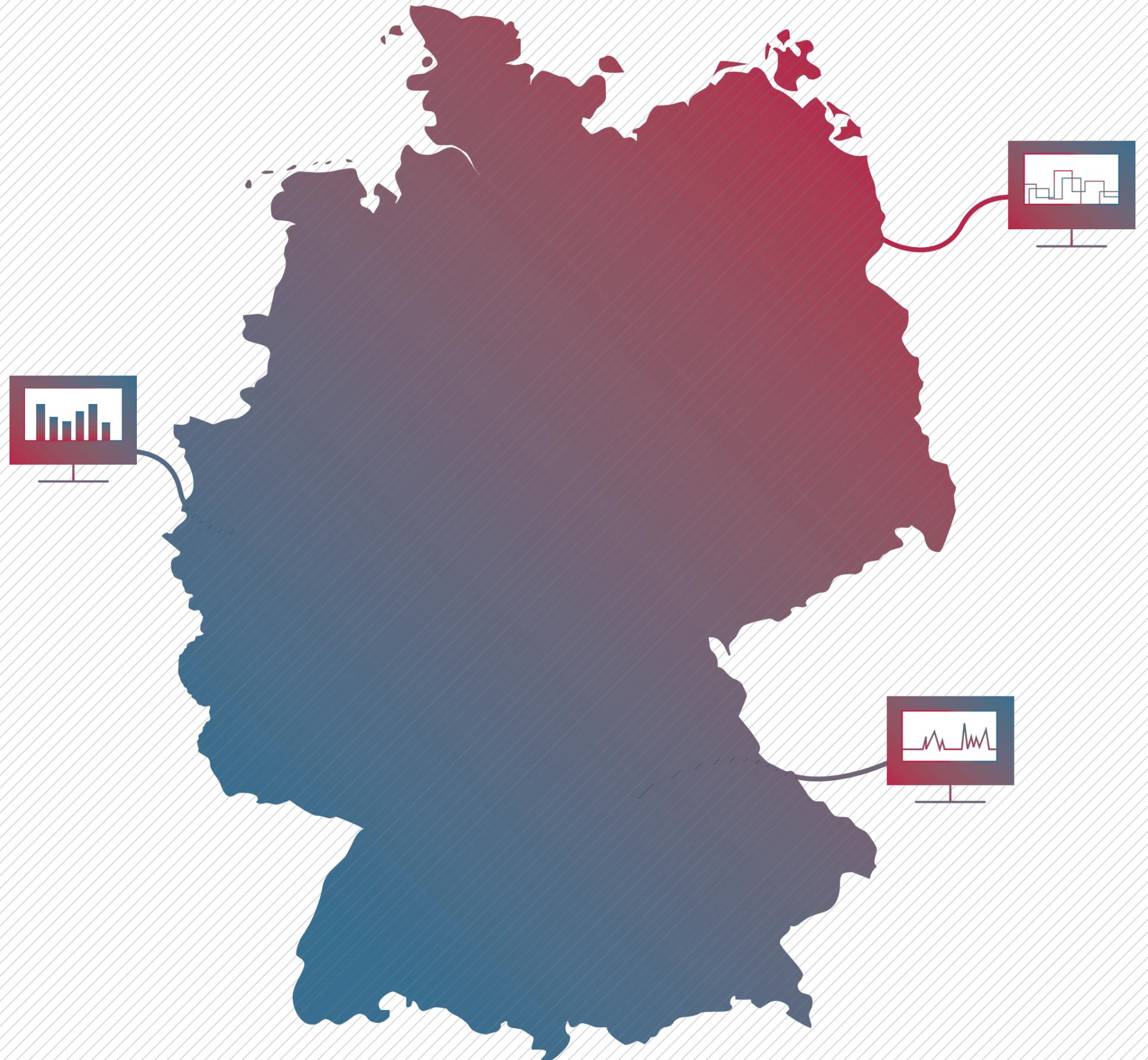
6A Hausanschlusskonfigurator
(Stromnetz Hamburg)

6B Kommunikation SuedLink
(TenneT TSO)

6C Eine Insel ans Erdgasnetz
(Gasversorgung Wismar)

6D Bauauskunftsregister BIL
(Diverse)

6E Marktmodelle Elektromobilitätsinfrastruktur
(Westfalen Weser Netz)



6A

 Hausanschlusskonfigurator

PROJEKT

 Stromnetz Hamburg GmbH

BETEILIGTE NETZBETREIBER

€ 15.000 EURO

INVESTITIONSVOLUMEN

0 EURO

DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

 www.stromnetz.hamburg/start-hausanschlusskonfigurator

INTERNETADRESSE

 Dezember 2014 – April 2015

ZEITRAUM

Berechnung der voraussichtlichen Kosten für den Stromnetzanschluss: der Hausanschlusskonfigurator

Mit dem Hausanschlusskonfigurator können Kunden eigenständig ermitteln, welche Kosten beim Anschluss ihres Hauses an das Stromnetz voraussichtlich auf sie zukommen. Und das in nur fünf Schritten:

Schritt 1: Der Kunde wählt mithilfe von Bildern den Schnitt seines Grundstückes aus. Hierbei stehen die gängigen Grundstückszuschnitte zur Auswahl. Sollte es sich um eine besondere Grundstückform handeln, kann der Kunde direkt Kontakt mit einem Mitarbeiter der Stromnetz Hamburg aufnehmen.

Schritt 2: Durch Fragen geführt werden die Details ermittelt: Anzahl der Wohneinheiten, Heizungsart oder ob der Anschluss von Sonderverbrauchern geplant ist. Hier kann auch ausgewählt werden, ob ein Baustromanschluss benötigt wird oder gar im Vorwege der alte Hausanschluss demontiert werden muss. In diesem Schritt bietet sich eine Besonderheit: Der Kunde kann sich entscheiden, den Teil der Anschlussleitung, der auf dem Privatgrundstück gelegt wird, selbst zu übernehmen. In diesem Falle reduzieren sich die Kosten durch die Eigenleistung des Kunden.

Dieser Kostenbestandteil wird am Ende separat ausgewiesen.

Schritt 3: Der Kunde wählt den Anschlusspunkt am Gebäude.

Schritt 4: Nun werden nur noch die Längen und Oberflächen eingegeben, die zur abschließenden Kalkulation benötigt werden.

Schritt 5: Der Kunde erhält das Ergebnis der Kalkulation mit allen Details angezeigt:

- » Anschlusskosten,
- » ggf. anfallende Kosten für die Demontage des alten Hausanschlusses,
- » ggf. anfallende Kosten eines Baustromanschlusses,
- » zusätzliche Kosten für eine notwendige Straßenkreuzung,
- » mögliche Einsparpotenziale durch Eigenleistung des Kunden.

UNTERNEHMENSPROFIL

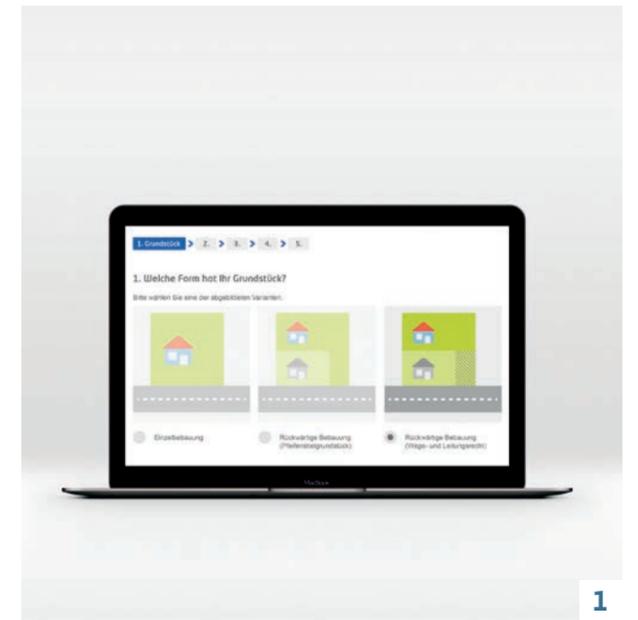


STROMNETZ HAMBURG GMBH

Als Eigentümerin des Stromverteilungsnetzes und der dazugehörigen Netzanlagen sorgt die Stromnetz Hamburg GmbH, ein Unternehmen der Freien und Hansestadt Hamburg, für die sichere und zuverlässige Stromversorgung der Stadt. Über das Netz werden rund 1,3 Millionen Haushalte und Gewerbetreibende mit Strom versorgt. Die Stromnetz Hamburg GmbH stellt für die Stromkunden den Anschluss und für Stromanbieter den Zugang zum Netz zur Verfügung. Durch das Hamburger Stromnetz fließen jährlich rund 13 Milliarden Kilowattstunden Strom.

1 | Der Kunde wird durch die Kalkulation geführt und bekommt zusätzlich zu den einzelnen Fragestellungen weitere Informationen bereitgestellt.

2 | Am Ende bekommt der Kunde eine Kostenkalkulation und die möglichen Einsparungen durch Eigenleistungen angezeigt. Die Kalkulation kann er sich als PDF herunterladen oder gleich ein Angebot beim Netzbetreiber anfordern.



1



2

Zusammengefasst: Die Kunden können sowohl die Kosten für den Hausanschluss berechnen als auch die möglicherweise anfallenden Kosten für eine Baustromversorgung für die Bauphase oder die Demontage des alten Hausanschlusses.

Der Hausanschlusskonfigurator ermöglicht eine vereinfachte Simulation der Berechnung für eine Einzelbebauung oder eine rückwärtige Bebauung und kann für Einfamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser mit bis zu 20 Wohneinheiten Berechnungen durchführen.

Die Kalkulationslogik berücksichtigt alle Faktoren wie unterschiedliche Oberflächen, Kabelquerschnitte, Hausanschlusskastengröße etc. Auf diese Weise hat der Kunde die Möglichkeit, bereits vor dem Antrag auf einen Hausanschluss möglichst nah an den tatsächlichen Preis zu kommen.

Der Hausanschlusskonfigurator bietet dem Kunden eine vielseitige Unterstützung: Zusätzlich zur Kostenaufstellung erhält er auf dem Weg dahin viele Informationen zu den unterschiedlichen

Fragestellungen zum Thema Hausanschluss. Bei der Beantwortung der Fragen im jeweiligen Schritt des Hausanschlusskonfigurator werden Erklärungen und weitere Hinweise zu den Fragen bereitgestellt. Der Kunde erhält ein tieferes Verständnis für das Gesamthema, das in der Regel neu für ihn ist.

Am Ende kann der Kunde online ein Angebot für seinen Hausanschlusswunsch anfordern und erspart sich so das zusätzliche Ausfüllen des entsprechenden Papierantrages. Durch intelligente Steuerung kann ein vollständig ausgefüllter Antrag mit den benötigten Plänen abgesendet werden. Damit ist eine zügige und optimale Bearbeitung gewährleistet.

Die Erfahrungen zeigen, dass die Nutzung des Hausanschlusskonfigurator für alle Beteiligten von Vorteil ist. Daher ist geplant, ihn 2016 weiterzuentwickeln. Die Ideen reichen von der Ergänzung von Fragen über eine detailliertere Berücksichtigung von Erzeugungsanlagen bis hin zu einer Mehrspartenfähigkeit.

6B

 SuedLink – die Windstromleitung

PROJEKT

 TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

BETEILIGTE NETZBETREIBER

 k. A. (Neuplanung)

INVESTITIONSVOLUMEN

 k. A.

DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

 www.suedlink.tennet.eu/www.transnetbw.de

INTERNETADRESSE

 k. A.

ZEITRAUM



SuedLink – Im Dialog zum Netzausbau

SuedLink ist entscheidend für Deutschlands Energiewende und die zukünftige Energieversorgung. Die 800 Kilometer lange Gleichstromleitung zwischen Wilster und Grafenrheinfeld sowie Brunsbüttel und Großgartach dient dazu, Strom aus Erneuerbaren Energien von Nord nach Süd zu transportieren. SuedLink ist im Bundesbedarfsplan gesetzlich verankert. Darüber hinaus ist SuedLink auf der Liste „Vorhaben von gemeinsamem europäischen Interesse“ (Projekt of Common Interest) der Europäischen Union und damit ein wesentliches Element auf dem Weg zu einem europäischen Strom-Binnenmarkt. Doch um die Energiewende erfolgreich umzusetzen, muss der erforderliche Netzausbau auch die Akzeptanz von Politik, Wirtschaft und Zivilgesellschaft finden. Und auch wenn die Energiewende und ihre Ziele generell Konsens in Deutschland sind, ist das bei einem Netzausbauprojekt dieser Größenordnung eine besondere Herausforderung.

Um die Transparenz der Planungen und die Akzeptanz bei allen Anspruchsgruppen zu

fördern, haben die Projektpartner TenneT und TransnetBW die Kommunikation für SuedLink grundlegend neu gedacht.

Bereits weit vor Beginn des behördlichen Genehmigungsverfahrens wurden umfassende Dialogangebote und Beteiligungsmöglichkeiten geschaffen. In Baden-Württemberg haben das Umweltministerium sowie TransnetBW, Wirtschafts- und Umweltverbände durch eine gemeinsame Erklärung die Initiative zum informellen Dialog ergriffen. Eine derart frühe Einbindung von Bürgern und lokaler Politik hat es bei einem vergleichbaren Infrastrukturprojekt in Deutschland noch nicht gegeben. Im Zentrum des Dialogs stehen die Gemeinden und Bürger vor Ort, die von den Planungen betroffen sind.

TenneT und TransnetBW haben auf 30 Info-märkten entlang des ersten Trassenkorridorvorschlags die Bürger zu SuedLink informiert und sie aktiv in den Planungsprozess einbezogen. Dabei wurde im direkten Gespräch auf individuelle Bedenken und Fragen eingegangen und mit Feedbackformularen und großflächigen Landkarten Möglichkeiten zur Beteiligung geschaffen. Die Bürger müssen in die Planungen einbezogen werden, damit Vertrauen und

Handlungsspielräume entstehen können. Während des Dialogprozesses haben die Bürger über 3.000 Hinweise und Anmerkungen zur Korridorplanung eingereicht.

Diese Hinweise wurden persönlich beantwortet, an die Bundesnetzagentur weitergeleitet und so weit möglich in den Planungsprozess integriert. So half die lokale Expertise der Bürger, die Korridorfindung zu optimieren. Begleitet wurde der Bürgerdialog durch Gespräche mit Politik, Fachbehörden und Bürgerinitiativen.

SuedLink ist zudem eines von vier Pilotprojekten des EU-geförderten Programms BEST-GRID. Hier arbeiten Netzbetreiber und Umweltorganisationen zur Verbesserung der Akzeptanz von Leitungsprojekten eng zusammen. Mit dem Dreiklang aus Information, Dialog und früher Beteiligung trägt SuedLink dazu bei, europaweite Maßstäbe für die Kommunikation von Infrastrukturprojekten zu etablieren. Und auch im Zuge der Neuplanung von SuedLink, die aufgrund des von der Politik beschlossenen Erdkabelvorrangs bei Gleichstromverbindungen erforderlich ist, setzen TenneT und TransnetBW wieder auf Dialog und eine frühe Öffentlichkeitsbeteiligung.

UNTERNEHMENSPROFIL



TENNET TSO GMBH

TenneT ist einer der führenden Übertragungsnetzbetreiber in Europa. Mit rund 21.000 Kilometern Hoch- und Höchstspannungsleitungen in den Niederlanden und in Deutschland bietet TenneT 41 Millionen Endverbrauchern rund um die Uhr eine zuverlässige und sichere Stromversorgung. TenneT entwickelt mit etwa 3.000 Mitarbeitern als verantwortungsbewusster Vorreiter den nordwesteuropäischen Energiemarkt weiter und integriert im Rahmen der nachhaltigen Energieversorgung vermehrt Erneuerbare Energien. TransnetBW steht als Übertragungsnetzbetreiber mit Sitz in Stuttgart für eine sichere und zuverlässige Versorgung von rund 11 Millionen Menschen in Baden-Württemberg. Das Höchstspannungsnetz erstreckt sich über eine Fläche von 34.600 km² bei einer Stromkreislänge von rund 3.473 Kilometern.

 Erschließung der Ostseeinsel Poel mit Erdgas

PROJEKT

 Gasversorgung Wismar Land GmbH

BETEILIGTE NETZBETREIBER

€ 1.100.000 EURO

INVESTITIONSVOLUMEN

0 EURO

DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

 www.gasversorgung-wismar-land.de

INTERNETADRESSE

 Januar 2014 – September 2016 (geplant)

ZEITRAUM

Erdgas für die Urlaubsregion

Eine Insel ans Erdgasnetz: Eine 16,5 Kilometer lange Leitung versorgt ab Herbst 2013 die Insel Poel mit klimafreundlicher Energie. Die Trasse verläuft von Neuburg bis zum Heizhaus Kirchdorf auf Poel. Sie quert den Ostseearm Breitling und folgt dem direkten Weg nach Kirchdorf.

Ursprünglich wurde hierfür nur der Bedarf einer Nahwärmeversorgung durch ein Heizhaus auf der Insel Poel betrachtet, das bisher mit Öl betrieben wurde. Dieser Bedarf allein erbrachte die notwendige Sicherheit für eine Investition in Höhe von 1,1 Millionen Euro für den Ausbau des Erdgasnetzes.

Durch bauliche Gegebenheiten wurde von Beginn an eine Hochdruckleitung geplant, die in ihrer Leistungskapazität benötigt wird, mengentechnisch jedoch Reserven enthält. Die Aufgabenstellung eines Netzbetreibers

ist es aber, effizient zu arbeiten und Reserven nutzbar zu machen. Hierfür bedurfte es moderner Konzepte und einer Aktivierung des Netzmarketings.

Die innovative Ausbauplanung, die in Partnerschaft mit der HanseWerk AG in Mecklenburg-Vorpommern erstellt wurde, betrachtete das vollständige Versorgungskonzept sowohl für die anliegenden Kommunen und den Bedarfsträger (Zweckverband Wismar) als auch für private Haushalte und Interessenten der touristisch bedeutenden Region. Das hierdurch prognostizierte Potenzial wurde durch Zuhilfenahme der kommunalen Kontakte validiert und in die Planung miteinbezogen. Da die Hochdruckleitung auch über den geplanten Leitungsbau hinaus auf der Insel zusätzlichen Bedarf abdecken konnte, wurde eine Initiative zur Steigerung der Akzeptanz von Erdgas als modernem Energieträger auf der Insel gestartet.

Neben der Nutzung eines Infomobils wurden Großkunden vor Ort kompetent beraten, sodass neben Hotel- und Gastronomiegewerbe auch mittelständische Unternehmen für die weitere Erschließung gewonnen werden konnten und der Ausbau in 2014 und 2015 fortgesetzt wird.



Schweißerarbeiten am Breitling auf der Insel Poel

Für die Urlaubsinsel Poel, zugleich jüngstes Ostseebad Mecklenburg-Vorpommerns, stellt die Gasversorgung einen wichtigen Schritt für den Klimaschutz dar. „Der Energieträger Erdgas passt zu unserem Ziel, den Feriengästen ein erholsames, natürliches Inselerlebnis in heilsamer Seeluft zu bieten“, so Bürgermeisterin Gabriele Richter. Bei den Bauarbeiten wurde großer Wert darauf gelegt, Natur und Bürger vor vermeidbarem Lärm und Erdarbeiten zu schützen. In den Ortschaften wurde zum größten Teil mit dem gesteuerten Bohrverfahren gearbeitet, um möglichst wenige Straßen, Gehwege und Gelände aufgraben zu müssen. Vogelbrutgebiete wurden fachmännisch vor Baubeginn beobachtet, sodass sichergestellt werden konnte, dass keine Störung des Brutgeschäftes während der Bauphase erfolgt.

Durch das erschlossene Potenzial des Heizhauses in Kirchdorf plant der Zweckverband Wismar die Installation von einem mit Biogas betriebenen Blockheizkraftwerk. Biogas – der wichtige Energieträger beim Einsatz von Kraft-Wärme-Anlagen – wird direkt in der Region erzeugt und in das Erdgasnetz eingespeist. Dies führt die errichtete Erdgasleitung einer weiteren bedeutenden Funktion zu. Durch die räumliche Nähe ergibt sich die Besonderheit, dass die gesamte Versorgung dieser Urlaubsregion physisch mit vor Ort erzeugtem Biogas erfolgt.



UNTERNEHMENSPROFIL



GASVERSORGUNG WISMAR LAND GMBH

Die Gasversorgung Wismar Land GmbH ist eine kommunale Gasnetzgesellschaft. Unternehmenszweck ist der Bau und Betrieb von Gasverteilernetzen im Gebiet des Zweckverband Wismar. Der Unternehmenssitz ist Lübow. Die Anteilseigner sind der Zweckverband Wismar (51 Prozent) und die SERVICE plus GmbH (49 Prozent). Die Gesellschaft errichtete seit 1992 200 Kilometer Leitungsnetz zur Versorgung von 13 Gemeinden und der Stadt Neukloster im Umland von Wismar. Dabei wurden 10 Millionen Euro in ländliche Räume investiert.

6D

 **BIL eG – Bundesweites Informationssystem zur Leitungsrecherche**

PROJEKT

 **21 deutsche Fernleitungsbetreiber**

BETEILIGTE NETZBETREIBER

€ **k. A.**

INVESTITIONSVOLUMEN

 **k. A.**

DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

 **www.bil-leitungsauskunft.de**

INTERNETADRESSE

 **Juni 2016**

STARTTERMIN



Durchgängige digitale Leitungsauskunft

Mit der Gründung der BIL eG am 15. Juni 2015 durch 17 deutsche Fernleitungsbetreiber aus den Branchen Chemie, Gas-Hochdruck und Mineralöl ist der Startschuss für den Aufbau des Bundesweiten Informationssystems zur Leitungsrecherche BIL gefallen. BIL stellt damit zu Beginn 2016 erstmals ein kostenfreies Portal für die Leitungsauskunft in Deutschland bereit.

Die Gründungsmitglieder der BIL eG haben als Betreiber von Fernleitungen besonders damit zu kämpfen, dass der Bauwirtschaft in Deutschland keine vollständigen Informationen über Lage und Verlauf unterirdischer Leitungen vorliegen. Sie sind oft Jahre später betroffen, sollten sich im Rahmen der Überwa-

chungs- und Inspektionsmaßnahmen Schäden an der unterirdisch verlegten Infrastruktur herausstellen. Falls sogar Katastrophenschutzinsätze durchgeführt werden müssen, weil sich dem Bauunternehmen die Leitungslagen erst an offenen Grabungen zeigen, entstehen weitere erhebliche Aufwände. Umgekehrt machen es Namensänderungen, Umorganisationen und unbekannte Versorgungsgebietsgrenzen auch der Bauwirtschaft nicht eben leicht, die richtigen Unternehmen und Ansprechpartner zu identifizieren. Eine Vereinheitlichung und Vereinfachung der Leitungsauskunft ist daher in Zeiten zunehmender Bauaktivitäten erforderlich.

BIL bietet dazu einen internetbasierten – also durchgängig verfügbaren – Prozess, der auf der digitalen Verarbeitung von Anfrageinformationen mittels IT-gestützter Work(force)-Management-Systeme aufbaut. Um eine möglichst breite Akzeptanz bei der Bauwirtschaft zu erzielen, wird BIL für anfragende Unternehmen kostenfrei nutzbar sein. Eine möglichst vollständige Abde-

ckung der Leitungsbetreiber sowie die hohe Bedienerfreundlichkeit machen das Auskunftsportale für die Nutzer attraktiv.

BIL konzentriert sich ganz bewusst auf den Kernprozess der Zuständigkeitsprüfung, ohne damit in den Workflow des Leitungsbetreibers einzugreifen. Leitungsdaten und die Erteilung von Planauskünften verbleiben beim Betreiber. BIL fungiert allenfalls als zentrale Kommunikationsplattform. In diesem Sinne wird die BIL-Anfrageplattform dem Bauunternehmer ermöglichen, seine Bauanfrage mit allen technischen Daten, detaillierter Vorhabenbeschreibung und Baustellenklassifizierung auf Basis geografischer Lageinformationen als Baufläche einzugeben. Durch die Verschneidung dieser Baufläche mit den (für den Anfragenden unsichtbaren) Zuständigkeitsflächen der Leitungsbetreiber prüft BIL online die Zuständigkeit und liefert dem Anfragenden eine Liste der entsprechenden Unternehmen. Die zuständigen Betreiber erhalten ihrerseits die Information aus BIL, prüfen anhand der Anfrage ihre eigene Betroffenheit und kommunizieren alle Informationen über das BIL-Portal. Damit verbleibt die Betroffenheitsprüfung beim Betreiber, und dessen Planauskunft generiert die relevanten Informationen für den Anfragenden.

Der Mehrwert liegt damit in der Möglichkeit der einmaligen Anfrage durch die Bauwirtschaft, der automatisierten Online-Filterung von „Nicht-Zuständigkeiten“ und der digitalen standardisierten Bereitstellung der Anfrageinformation für den Leitungsbetreiber.

Sämtliche Daten und Dokumente werden gemäß den gesetzlichen Bestimmungen archiviert und für Nachfragen vorgehalten. Spätere Recherchen sowie statistische Auswertungen sind für Baufirmen und Betreiber möglich.

ORGANISATIONSPROFIL



BIL eG

In der BIL eG haben sich Leitungsbetreiber aus den Bereichen Chemie, Gas und Öl zusammengeschlossen, um erstmals in Deutschland eine umfassende, spartenübergreifende und für den Nutzer kostenfreie Online-Leitungsauskunft bereitzustellen. Die BIL eG ist als eingetragene Genossenschaft gegründet worden und tritt gemeinnützig in Erscheinung. Leitungsbetreiber aller Sparten können der BIL eG als Mitglieder beitreten.

BIL hat sich ehrgeizige Ziele gesetzt: Alle Fernleitungen aus den Segmenten Chemie, Gas und Mineralölindustrie sollen sehr zeitnah integriert sein, gleichzeitig ist die Öffnung für weitere Branchen wie etwa Stadtwerke, Kabelbetreiber, Telekommunikationsunternehmen und andere geplant.

BETEILIGTE UNTERNEHMEN

BIL-MITGLIEDSUNTERNEHMEN (STAND 12/2015):

AIR LIQUIDE Deutschland GmbH

ARG mbH & Co. KG

BP Europa SE

Deutsche Transalpine Oelleitung GmbH

Fluxys TENP GmbH

GASCADE Gastransport GmbH

GASUNIE Deutschland Transport GmbH

GRTgaz Deutschland GmbH

IVG Kavernenbetriebsführungsgesellschaft mbH

Nord-West Kavernengesellschaft mbH

Nord-West Oelleitung GmbH

Nowega GmbH

ONTRAS Gastransport GmbH

Open Grid Europe GmbH

Oxea GmbH

Praxair Deutschland GmbH

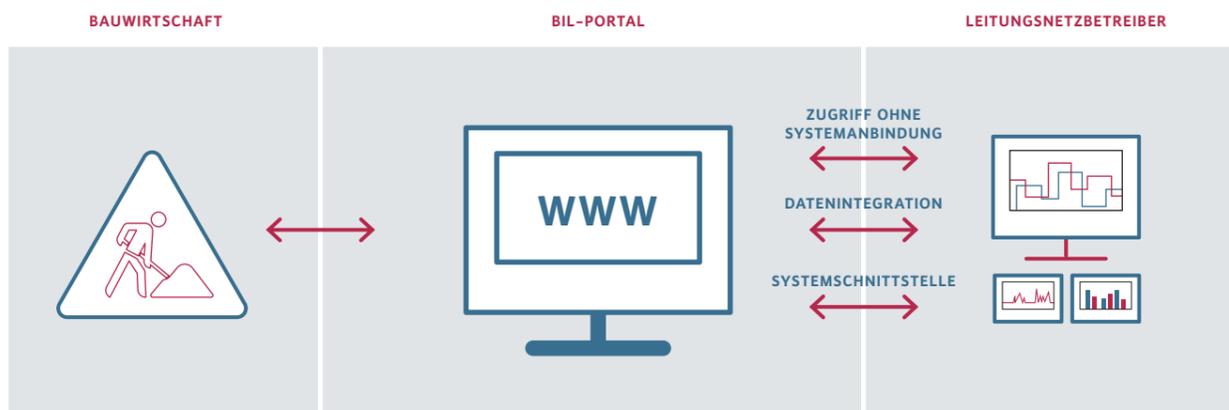
PRG Propylenpipeline Ruhr GmbH & Co. KG

Rhein-Main-Rohrleitungstransportgesellschaft m.b.H

Rotterdam-Rijn Pijpleiding N.V.

Thyssengas GmbH

Westgas GmbH



6E

SMART EM

PROJEKT

Westfalen Weser Netz GmbH

BETEILIGTE NETZBETREIBER

2.000.000 EURO

INVESTITIONSVOLUMEN

1.500.000 EURO

DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

www.smart-em.de

INTERNETADRESSE

Februar 2013 – Juni 2015

ZEITRAUM

Elektrofahrzeug vor einem Windpark auf der Paderborner Hochfläche



BETEILIGTE ORGANISATIONEN

Morpho Cards GmbH
Orga Systems GmbH
UNITY AG
Universität Paderborn (Konsortialführer)
Westfalen Weser Netz GmbH

UNTERNEHMENSPROFIL



WESTFALEN WESER NETZ GMBH

Das Unternehmen mit Sitz in Paderborn betreibt regionale Verteilnetze für Strom, Gas und Wasser. Zentrale Aufgabe ist die sichere, effiziente und diskriminierungsfreie Bereitstellung des Strom- und Gasnetzes für Industrie, Gewerbe, Landwirtschaft und Haushalte. Das Netzgebiet der Westfalen Weser Netz erstreckt sich (mit rund 6.400 km²) über zwei Bundesländer in den wachstumsstarken Regionen Ostwestfalen-Lippe und Südniedersachsen. Das Stromnetz hat eine Länge von rund 30.000 Kilometern, das Erdgasnetz ist ca. 4.000 Kilometer lang und das Wasserleitungssystem 1.400 Kilometer. Aus der modernen Leitstelle in Bad Oeynhausen werden diese in der Region verzweigten Anlagen gesteuert und geregelt.

Domänenübergreifende Simulation von Marktmodellen für eine effektive Elektromobilitätsinfrastruktur

Für einen nachhaltigen Erfolg der Elektromobilität spielen tragfähige Geschäfts- und Marktmodelle (GM & MM) sowie intelligente Infrastrukturlösungen eine entscheidende Rolle. Dabei muss von vornherein beachtet werden, dass die Interessen der unterschiedlichen Akteure, wie z. B. Endnutzer, Elektromobilitätsdienstleister, Fahrzeughersteller und Stromnetzbetreiber, den Erfolg der GM & MM wesentlich beeinflussen.

Das Projekt SMART EM untersuchte mögliche GM & MM im Bereich der Elektromobilität mit dem Schwerpunkt Individualverkehr. Zunächst wurden die relevanten Aspekte der am Wertschöpfungsnetzwerk beteiligten Branchen identifiziert und diese Aspekte in einem modular erweiterbaren, domänenübergreifenden Modell abgebildet. Parallel dazu entwickelten die Projektpartner mögliche Zukunftsszenarien. Das domänenübergreifende Modell und die Zukunftsszenarien wurden dann zusammengeführt und in Simulationsmodelle übertragen.

Um komplementäre Geschäftsmodelle in konkurrierenden Marktmodellen abzubilden, wurde eine neue, geeignete Modellierungssprache entwickelt: die Business Model Simulation

Language (BMSL). BMSL-Modelle können mittels Simulation, Analyse und Optimierung evaluiert werden. Dazu diente eine im Projekt prototypisch implementierte Simulationsumgebung. Die Simulationsumgebung untersuchte neben der ökonomischen Analyse zur Tragfähigkeit möglicher GM & MM auch technische Aspekte, z. B. die geeignete Verteilung von Ladesäulen in einem Stadtgebiet oder Auswirkungen auf die Netzlast beim elektrischen Laden. Aus der Analyse der Simulationsergebnisse ließen sich daher neben ökonomischen Erkenntnissen auch Anforderungen an Ladesäulen-, Energienetz- und IKT-Infrastrukturen ableiten.

Insgesamt ergaben sich als Projektergebnisse a) eine Simulationsumgebung zur Analyse von GM & MM, b) mittels der Simulationsumgebung überprüfte tragfähige GM & MM sowie c) die Konzeption und prototypische Implementierung von ausgewählten Software-Komponenten einer intelligenten Ladesäulen-, Energienetz- und IKT-Infrastruktur. Die Ergebnisse stellen eine wichtige Grundlage für die Konzeption von Feldstudien dar und sollen zum Aufbau eines Simulationszentrums für Elektromobilität führen.

KAPITEL 7

Hinter den Kulissen

Dezentrale Photovoltaik und Windenergieanlagen haben der Energieversorgung zu Sichtbarkeit verholfen und damit die Idee „der Strom kommt aus der Steckdose“ verdrängt. Aber auch heute sind weite Teile der Netze für den Kunden unsichtbar, und Weiterentwicklungen finden hinter den Kulissen statt.

Dabei sind Innovationen gleichberechtigt bei Produkten und Prozessen anzutreffen. Prozessinnovationen sind jedoch häufig weniger sichtbar.

Für ein Gelingen der Energiewende sind aber nicht selten die Vorgänge hinter den Kulissen entscheidend. Die parallel zum Netzaus- und Systemumbau laufende prozessuale, konzeptionelle und normungspraktische Begleitung der Transformation der Energienetzinfrastruktur ist – trotz der geringen Sichtbarkeit der entsprechenden Aktivitäten – elementarer Bestandteil einer erfolgreichen Energiewende.

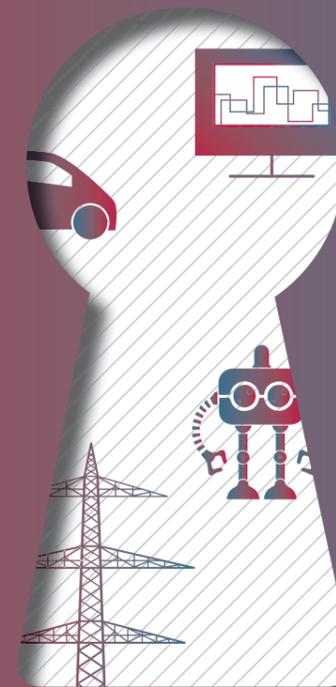
7A Energieinformationsnetz (BDEW)

7B MONA 2030 (Diverse)

7C Auslastungsmonitoring
(Schleswig-Holstein Netz)

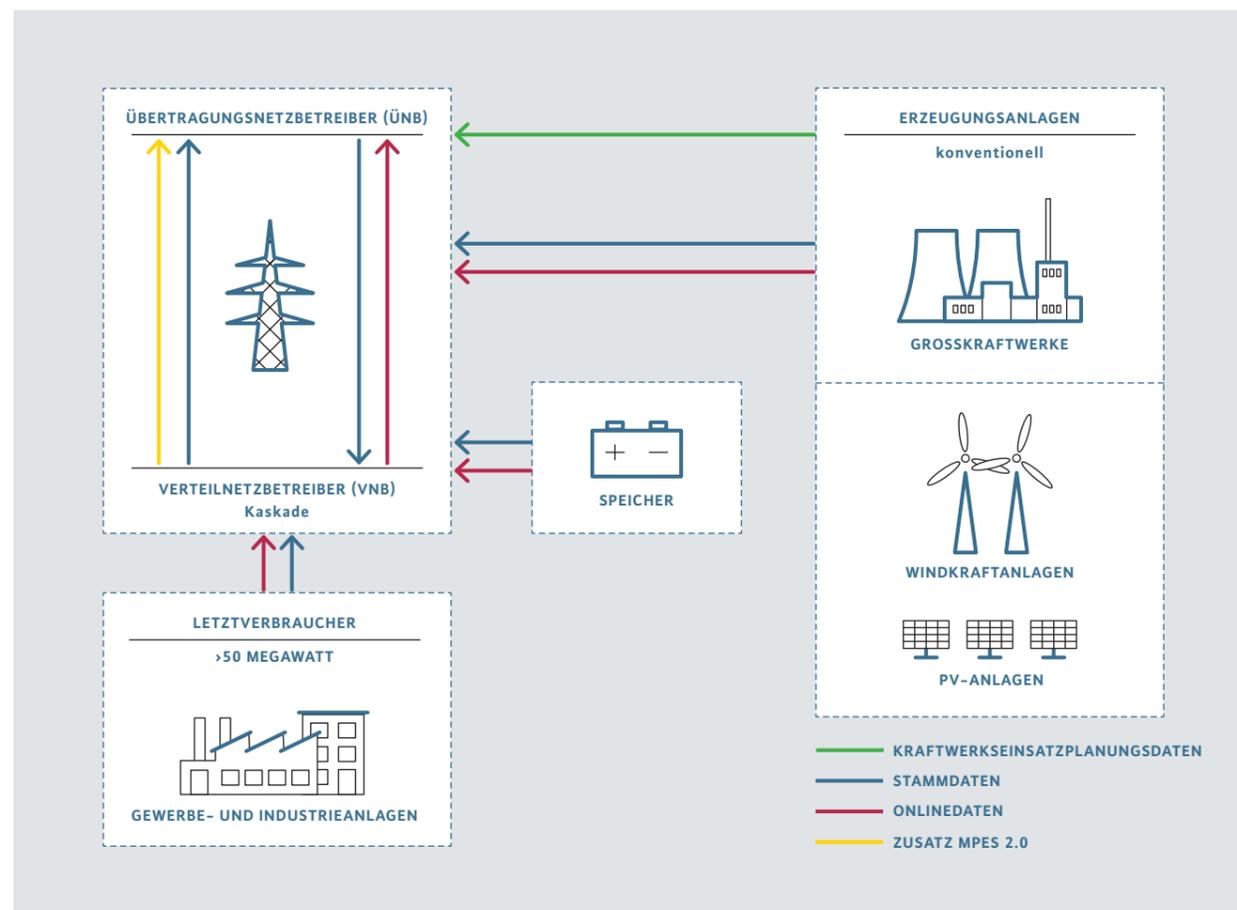
7D openKONSEQUENZ
(Main-Donau-Netzgesellschaft u. a.)

7E Netzanschlusszertifizierung (BDEW u. a.)



 Energieinformationsnetz
PROJEKT
 BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
PROJEKTKOORDINATION
 www.bdew.de
INTERNETADRESSE
 2015 – 2018
ZEITRAUM

Datenaustausch im Energieinformationsnetz



ORGANISATIONSPROFIL



BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT
 Erdgas, Strom und Fernwärme, Wasser und Abwasser: Der BDEW vertritt über 1.800 Unternehmen mit ihren Anliegen gegenüber Politik, Fachwelt, Medien und Öffentlichkeit und orientiert sich dabei an einer nachhaltigen Energieversorgung sowie an einer Wasser- und Abwasserwirtschaft, die den Aspekten Umwelt- und Klimaschutz, Qualität und Sicherheit sowie Wirtschaftlichkeit gleiches Gewicht beimisst. Der Verband unterstützt seine Mitgliedsunternehmen in allen branchenrelevanten politischen, rechtlichen, wirtschaftlich-technischen und kommunikativen Fragen.

Energieinformationsnetz – Datenaustausch für sichere Stromnetze

Für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb ist ein erhöhter Informationsaustausch zwischen den Akteuren der Energiewirtschaft notwendig. Netzbetreiber spielen dabei eine zentrale Rolle.

Sie benötigen Informationen sowohl von benachbarten oder unterlagerten Netzbetreibern als auch von den an ihr Netz angeschlossenen Anlagen. Der dazugehörige Daten- und Informationsaustausch wird als Energieinformationsnetz bezeichnet und ist im § 12 Abs. 4 EnWG verankert.

Der BDEW vernetzt in der Projektgruppe Energieinformationsnetz alle relevanten Akteure, die gemeinsam die erforderlichen Daten ermitteln und Vorschläge erarbeiten. Die Vorschläge dienen als Grundlage für Festlegungen der Bundesnetzagentur. In einem Vorhabenplan haben sich die Bundesnetzagentur und der BDEW auf die Abfolge und die folgenden Arbeitspakete geeinigt:

- » Planungsdaten,
- » Stammdaten,
- » Onlinedaten,
- » Zählwerte.

Stammdaten – eine solide Grundlage schaffen

Stammdaten sind Daten, die sich nicht regelmäßig und nicht in kleinen Zeitintervallen ändern, z. B. Name, Anschrift, installierte Leistung. Sie bilden die Basis für den Austausch von anderen Datentypen wie Bewegungsdaten, Planungsdaten und Onlinedaten. Um redundanten Datenaustausch zu vermeiden, sollen die für den Netzbetrieb notwendigen Daten über das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur bereitgestellt werden.

Online-Daten: Sehen, was passiert

Unter Online-Daten wird grundsätzlich die Übertragung von Messwerten in Echtzeit verstanden. Ein Beispiel ist die eingespeiste Ist-Leistung eines Kraftwerkes oder einer Windenergieanlage. Ein Vorschlag für konventionelle und erneuerbare Erzeugungs- und Speicheranlagen mit einer Leistung größer als 10 Megawatt ist fertiggestellt und an die Bundesnetzagentur übermittelt. Für kleinere Erzeugungsanlagen, die vor allem im Bereich der Mittel- und Niederspannung angeschlossen sind, muss für einen sicheren Netzbetrieb nicht jede einzelne Anlage online gemessen werden. Gerade bei ca. 1,5 Millionen EE-Anlagen gilt: So wenig wie möglich, so viel wie nötig. Um diesen Grundsatz umsetzen zu können, wird eine wissenschaftliche Begleitung im Rahmen eines Forschungsprojekts angestrebt.

Planungsdaten: Wissen, was passiert

Planungsdaten beschreiben, wie sich eine Anlage beispielsweise am nächsten Tag verhalten wird. Diese Informationen sind für genaue Prognosen z. B. des Lastflusses unabdingbar. Konventionelle Kraftwerke größer 10 Megawatt, die in der Hoch- und Höchstspannungsebene angeschlossen sind, liefern Planungsdaten über eine Festlegung der Bundesnetzagentur bereits heute an Übertragungsnetzbetreiber. Der Prozess wurde im Energieinformationsnetz erarbeitet. Über eine Einbindung weiterer Anlagen laufen Diskussionen.

Zählwerte – Genauigkeit verbessern

Zählwerte bilden das vergangene, tatsächliche Verhalten von Anlagen am Netz ab. Sie spielen für die Validierung und kontinuierliche Verbesserung von Prognose- und Hochrechnungsverfahren eine entscheidende Rolle. Konkrete Vorschläge werden im Energieinformationsnetz diskutiert.

 Merit Order Netzausbau 2030 (MONA 2030)	
<small>PROJEKT</small>	
 siehe Tabelle rechts	
<small>BETEILIGTE NETZBETREIBER</small>	
 2.640.000 EURO	 1.570.000 EURO
<small>INVESTITIONSVOLUMEN</small>	<small>DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG</small>
 www.ffe.de/mona	
<small>INTERNETADRESSE</small>	
 Oktober 2014 – September 2017	
<small>ZEITRAUM</small>	

MONA 2030 – Systemübergreifender Vergleich netzoptimierender Maßnahmen

Der notwendige umfangreiche Umbau der Netzinfrastruktur ist eine technische Herausforderung, deren Umsetzung sich im Spannungsfeld zwischen wirtschaftlichen und gesellschaftspolitischen Rahmenbedingungen bewegt. Im Zuge der Ausschreibung „Zukunftsfähige Stromnetze“ hat die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) einen Forschungsverbund initiiert, um auf breiter Basis bestehende und zukünftige Möglichkeiten der Netzgestaltung zu evaluieren und gegenüberzustellen. Damit wird die Basis für eine vorausschauende, ganzheitliche Netzplanung entwickelt. Unter dem Titel „Merit Order Netzausbau 2030“ (MONA 2030) soll ein Vergleich der Maßnahmen und Technologien zur Netzoptimierung erfolgen, speziell im Hinblick auf die Einspeisung hoher Anteile Erneuerbarer Energien in die Übertragungs- und Verteilnetze. Insbesondere sollen dabei kostenoptimale Ausbaureihenfolgen für die untersuchten Maßnahmen und Technologien erstellt werden.

Für die Verteilnetze und das Übertragungsnetz stehen zwei Kernfragen im Fokus:

1. Welche technischen Möglichkeiten bieten unterschiedliche Maßnahmen zur Netzoptimierung?
2. Welche dieser Maßnahmen reduzieren nachhaltig Kosten und Aufwand des Umbaus der Energieinfrastruktur und bieten einen nachhaltigen Mehrwert für das Energiesystem?

Vier Projektschwerpunkte werden für eine ganzheitliche Bewertung im Detail untersucht:

Szenario-Analyse:

Künftige Entwicklungen und übergeordnete Einflüsse werden in einem ersten Schritt des Projekts untersucht und abgebildet, um ein Fundament für den langfristigen Planungshorizont des Netzausbaus und -betriebs sowie für Investitionsentscheidungen zu schaffen. Dabei werden neben dem aktuellen Trend (Referenz) weitere Szenarien mithilfe einer Konsistenzanalyse entwickelt. Diese unterscheiden sich – im Gegensatz zu vergleichbaren Studien – insbesondere durch die unterschiedlichen Einflussmöglichkeiten der Netz-Akteure. Im Rahmen des Projekts betrach-

UNTERNEHMENSPROFIL



FFe

Die FfE ist eine 1949 gegründete unabhängige Institution, die sich auf wissenschaftlicher Grundlage mit energietechnischen und energiewirtschaftlichen Fragen befasst. Ihre Forschungsergebnisse kann sie dabei – frei von politischen Richtungen und Vorgaben – rein auf Basis wissenschaftlich fundierter Analysemethoden vertreten. Im Vordergrund der Arbeiten steht eine ressourcenschonende Energienutzung unter gleichermaßen rationalen wie auch rationellen Gesichtspunkten.
www.ffe.de/die-ffe

BETEILIGTE UNTERNEHMEN

- Amprion GmbH
- BMW AG
- bnNETZE GmbH
- EWE AG
- Harz Energie Netz GmbH
- Stadtwerke Wiesbaden Netz GmbH
- MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH
- Netzgesellschaft Düsseldorf
- inetz GmbH
- Österreichs Energie
- Stadtwerke Jena-Pößneck GmbH
- Stadtwerke Augsburg Energie GmbH
- SWM Infrastruktur GmbH
- TenneT TSO GmbH
- Thüga AG
- TINETZ-Stromnetz Tirol AG

tete Akteure sind dabei Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sowie Proumenten.

Basisdaten:

Um trotz der vielfältigen Netz- und Versorgungsstrukturen eine gemeinsame Bewertungsgrundlage für Maßnahmen zur Netzoptimierung zu schaffen, erfolgt eine umfangreiche Auswertung und Clusterung von realen Netzdaten in sogenannten Basisnetzstrukturen. In Kombination mit regional hoch aufgelösten Verbrauchs- und Erzeugungsgängen werden anschließend Typnetze klassifiziert, um so eine Vielzahl möglicher Netzbelastungen abbilden zu können.

Maßnahmenbewertung:

Als Entscheidungsgrundlage für betroffene Akteure sollen neben bestehenden vor allem innovative Möglichkeiten zur Netzoptimierung wissenschaftlich analysiert, praxisnah begleitet und anschließend verglichen werden. Hierbei werden neben den techno-ökonomischen Kennwerten auch gesellschaftliche und

ökologische Faktoren in die Analyse der Maßnahmen miteinbezogen. Zusätzlich erfolgt eine über die primäre Netzoptimierung, das heißt die Gewährleistung des sicheren, zuverlässigen Netzbetriebes, hinausgehende Bewertung. Darin wird jeder Einsatz einer Maßnahme auf seinen Mehrwert für das gesamte Energiesystem hin evaluiert.

Kostenoptimale Einsatzreihenfolge der Maßnahmen:

Mit dem Ziel einer vorausschauenden, ganzheitlichen Netzplanung – unter Berücksichtigung aller relevanten netzoptimierenden Maßnahmen – muss der Einsatz dieser Maßnahmen effizient und kostenoptimiert gestaltet werden. Ziel des Projekts ist es, eine entsprechende Bewertungsgrundlage zur Verfügung zu stellen.

Die Ergebnisse des Projekts MONA 2030 werden die vom Netzausbau betroffenen Akteure bei der Auswahl passender Maßnahmen zur kostenoptimierten Sicherstellung der Versorgungssicherheit der Stromnetze unterstützen und eine Grundlage für eine politische Diskussion liefern.

ALM – Auslastungsmonitoring

PROJEKT

Schleswig-Holstein Netz AG

BETEILIGTE NETZBETREIBER

€ 2.800.000 EURO

INVESTITIONSVOLUMEN

0 EURO

DAVON ÖFFENTLICHE FÖRDERUNG

www.hansewerk.com

INTERNETADRESSE

August 2012 – 3. Quartal 2016 (geplant)

ZEITRAUM

Mehr Übertragungskapazität dank Auslastungsmonitoring

Mithilfe der deutschlandweit einzigartigen Technologie des Auslastungsmonitorings (ALM) erschließen SH Netz und ihre Schwestergesellschaften bislang ungenutzte Reserven im Hochspannungsnetz für den Regelbetrieb und können so um bis zu 50 Prozent gesteigerte Übertragungskapazitäten für regenerative Energien bereitstellen. Und das, ohne die Versorgungssicherheit oder die Netzstabilität zu gefährden.

Die Reserven sind nach dem Grundsatz der n-1-Sicherheit eigentlich für Notfälle gedacht. Würde ein Stromkreis ausfallen, würden die Reserven genutzt werden, um den Stromtransport weiter aufrechtzuerhalten. Das dezentral arbeitende Steuerungssystem des ALM kann die Stromkreise und Umspannwerke im Netzgebiet jedoch überwachen und bei kritischen Situationen, in denen eine Überlastung des Strom-

netzes droht, vollautomatisch stabilisierend eingreifen. Auf diese Weise ist gesichert, dass die Reserven im Störfall zur Verfügung stehen würden. ALM wird in der Netzleitstelle in Rendsburg nur bei Bedarf aktiviert und ist somit von der Funktionsweise her mit einer Alarmanlage vergleichbar, die auch nur bei Bedarf eingeschaltet wird.

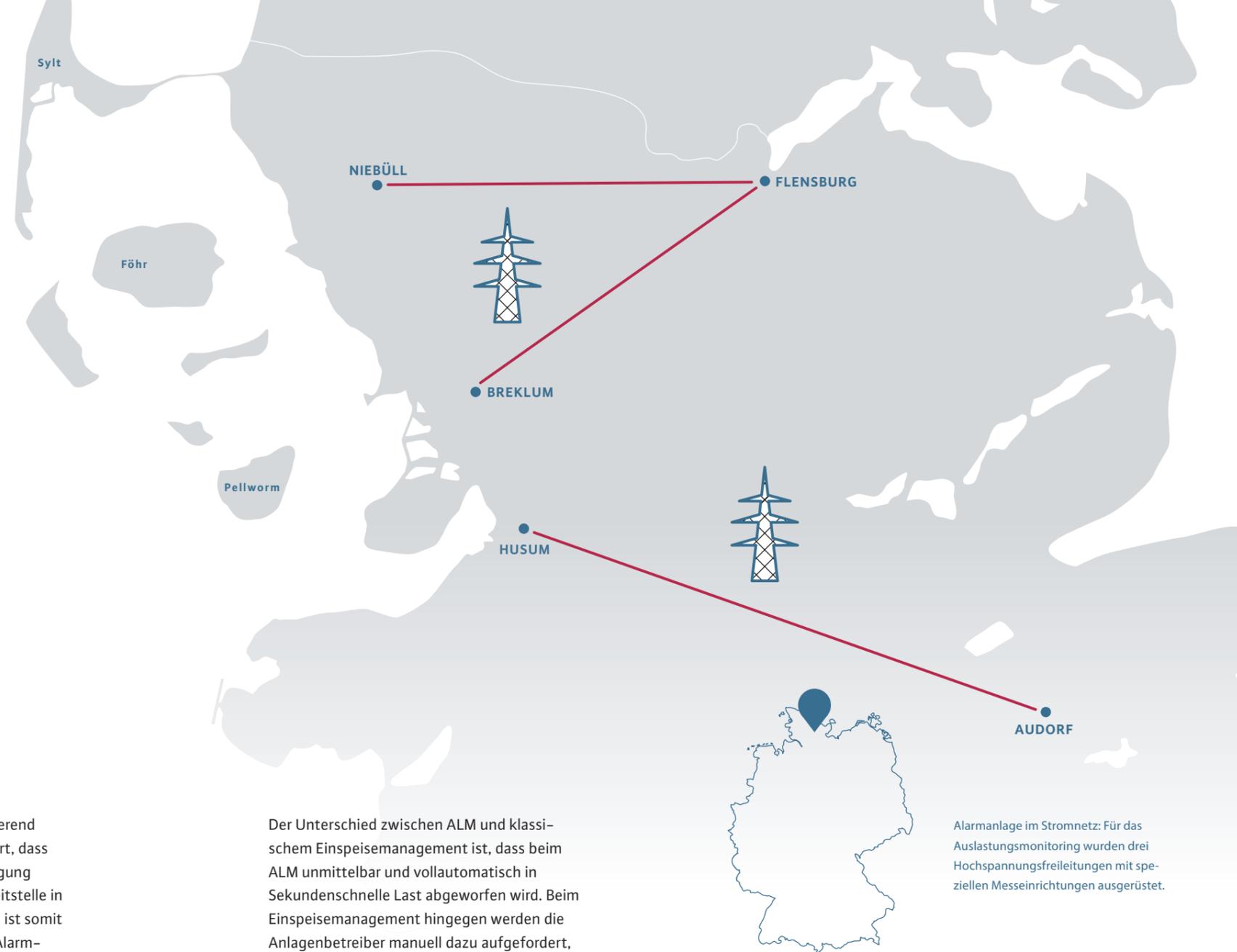
ALM wird in Schleswig-Holstein seit August 2012 auf ausgewählten Hochspannungsfreileitungen zwischen Flensburg, Niebüll und Breklum sowie seit Januar 2014 auf der Hochspannungsfreileitung von Audorf nach Husum eingesetzt. Um ALM praktizieren zu können, wurden die Stromkreise mit einer speziellen Messeinrichtung ausgerüstet. Zudem wurden Erzeugungsanlagen wie beispielsweise Windenergieanlagen, die bei einer Störung im Netz möglicherweise eine Überlastung hervorrufen würden, mit einer Ausschalteneinrichtung ausgestattet. Mithilfe des Leitsystems in der Netzleitstelle in Rendsburg und eines dezentralen Steuerungssystems vor Ort wird bei einer drohenden Überlastung dafür gesorgt, dass genau die Einspeiseleistung im Netz abgesenkt wird, die zur Entlastung nötig ist.

Der Unterschied zwischen ALM und klassischem Einspeisemanagement ist, dass beim ALM unmittelbar und vollautomatisch in Sekundenschnelle Last abgeworfen wird. Beim Einspeisemanagement hingegen werden die Anlagenbetreiber manuell dazu aufgefordert, die Einspeiseleistung ihrer Anlagen zeitweise zu drosseln. Ziel von ALM ist es, die Anzahl von Einspeisemanagementeingriffen zu reduzieren.

Seit August 2012 wird ALM regelmäßig aktiviert und arbeitet bislang zuverlässig und fehlerfrei. Die tatsächliche Nagelprobe der ALM-Funktionalität im Fehlerfall steht allerdings noch aus. Aufgrund der nur sehr selten auftretenden Störsereignisse im Netz musste ALM bislang (Stand 05/2015) nicht eingreifen.

Erste Erfahrungen zeigen, dass SH Netz mit ALM mehr Strom aus Erneuerbaren Energien im Hochspannungsnetz transportieren kann und seltener die Leistung von Windenergieanlagen über das Einspeisemanagement drosseln muss.

Seit April 2015 wird ALM auch auf der Hochspannungsleitung von Heide nach Itzehoe-West verwendet.



Alarmanlage im Stromnetz: Für das Auslastungsmonitoring wurden drei Hochspannungsfreileitungen mit speziellen Messeinrichtungen ausgerüstet.

UNTERNEHMENSPROFIL



SCHLESWIG-HOLSTEIN NETZ

Schleswig-Holstein Netz ist als Betreiber von Strom- und Gasleitungen in rund 1.000 Kommunen in Schleswig-Holstein und Nordniedersachsen für den zuverlässigen Betrieb der Energienetze verantwortlich. Das Unternehmen hat rund 32.500 Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energien an seine Netze angeschlossen. Mit über 220 schleswig-holsteinischen Kommunen als direkten Aktionären sowie der Beteiligung der elf schleswig-holsteinischen Kreise an der Muttergesellschaft HanseWerk ist die kommunale Partnerschaft für SH Netz prägend.

7D

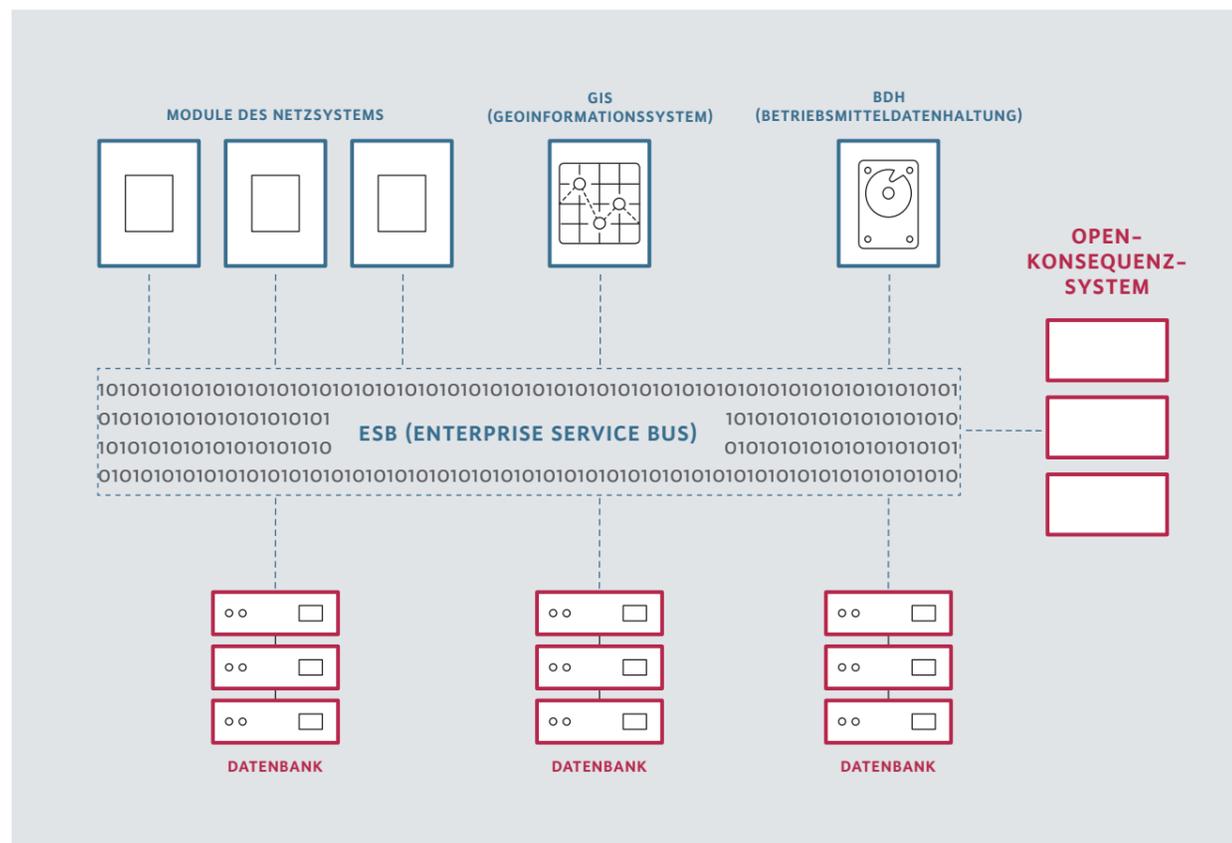
 **openKONSEQUENZ**
 PROJEKT

 **www.openkonsequenz.de**
 INTERNETADRESSE

 **Februar 2015**
 ZEITRAUM



PROJEKTPARTNER

openKONSEQUENZ: Das Softwaremodell der Zukunft

Systemvielfalt, Herstellerbindung, Datenredundanzen und komplexe Schnittstellen kennzeichnen die IT-Landschaft der Netzbetreiber. So setzt beispielsweise jeder Netzbetreiber individuell die gesetzlichen Vorgaben zum Einspeisemanagement IT-technisch um.

Ziel des Projekts ist es daher, eine herstellerunabhängige Plattform zu definieren, die modulare Anwendungen von verschiedenen Anbietern aufnehmen kann. Im Fokus steht dabei die Verbesserung der IT-Sicherheit und Software-Ergonomie bei einer gleichzeitigen Verkürzung der Entwicklungszeiten und einer Reduzierung der Entwicklungskosten durch die Bündelung von Ressourcen. Für verschiedene Anwendungen wie beispielsweise das Einspeisemanagement werden anschließend Softwaremodule erarbeitet, die als Open-Source-Software jeder nutzen und weiterentwickeln kann.

Das Projekt openKONSEQUENZ bietet die Möglichkeit, gemeinsam mit anderen Netzbetreibern neue Themen und Anwendungsfelder zu spezifizieren und anschließend auch gemeinsam zu beauftragen. In Zusammenarbeit mit den etablierten System-

herstellern definiert openKONSEQUENZ die Plattform, auf der dann die entwickelten Module laufen und mit den vorhandenen Datenbanken verbunden werden. Datenmodell und Sprache der Plattform selbst ist CIM.

Die Working Group führt derzeit ein Pilotprojekt „Einspeisemanagement nach § 13 Abs. 2 EnWG“ durch, das zu Beginn des Jahres 2016 abgeschlossen wird. Das Softwaremodul zur Abwicklung von Einspeisemanagementanforderungen verarbeitet beispielsweise Anforderungen zur Leistungsabsenkung, die ein Netzbetreiber von seinem vorgelagerten Netzbetreiber erhält. Automatisiert wird die Anforderung geprüft, und die im Netz angeschlossenen Anlagen werden in der richtigen Reihenfolge angesprochen und abgeregelt.

Analog zu diesem Pilotprojekt prüft openKONSEQUENZ weitere, sich aus dem Gesetzeskontext ergebende Anwendungen. Ein Beispiel ist die Spitzenkappung. Sind die Rahmenbedingungen eindeutig, kann auch dazu ein entsprechendes Softwaremodul für Netzbetreiber entwickelt werden.

Netzanschlusszertifizierung von dezentralen Erzeugungsanlagen als ein wesentlicher Stützpfeiler der Energiewende

Die zunehmende Dominanz dezentraler Erzeugungsanlagen im deutschen Gesamtkraftwerkspark im Zuge der Energiewende stellt hohe Anforderungen an den sicheren Netzbetrieb und damit letztlich an die allgemeine Versorgungssicherheit. Die bisher vor allem von konventionellen thermischen Großkraftwerken erbrachten Systemdienstleistungen zur Spannungs- und Frequenzhaltung und weitere netzdienliche Funktionalitäten müssen daher verstärkt durch dezentrale Erzeugungsanlagen bereitgestellt werden. Die Erfüllung dieser in den Netzanschlussrichtlinien (Grid Codes) festgelegten technischen Mindestanforderungen ist im Rahmen einer Qualitätssicherung nachzuweisen.

Als wesentlichen Innovationsschritt verabschiedete der BDEW hierzu im Jahr 2008 erstmals eine Richtlinie, die für den Anschluss und Betrieb von Erzeugungsanlagen am deutschen Mittelspannungsnetz eine Zertifizierung durch akkreditierte Stellen forderte. Im Rahmen der Zertifizierung wird bereits vor Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage die Einhaltung der technischen Mindestanforderungen mittels herstellerbezogener Typprüfungen und anschließender Einzelprojektbewertung sichergestellt. Dabei konnte unter anderem auf die bereits bei der FGH als zentraler Forschungseinrichtung der deutschen Energiewirtschaft entwickelten Prüf- und Nachweisverfahren zurückgegriffen werden, die unter ihrer Leitung branchenübergreifend in den Gremien der FGW weiterentwickelt worden sind.

Seitdem die FGH im Jahr 2004 als erste Zertifizierungsstelle weltweit für die Bewertung der elektrischen Kraftwerkseigenschaften akkreditiert wurde, hat sich dieses Nachweisverfahren als eine effektive, da standardisierte und diskriminierungsfreie Möglichkeit zur Beurteilung von Netzanschlussgesuchen

dezentraler Erzeugungsanlagen bewährt und trägt wesentlich zum Erfolg der Energiewende bei. Heute sind deutschlandweit mehr als 20 Zertifizierungsstellen für die Netzanschlussbegehren Tausender Erzeugungsanlagen zuständig. Bei mehr als 900 Netzbetreibern in Deutschland stellt die zentral vorgehaltene Bewertungskompetenz dieser Zertifizierungsstellen gegenüber der sonst erforderlichen Einzelfallprüfung durch den jeweils betroffenen Netzbetreiber einen großen Vorteil dar.

Durch die obligatorische Veröffentlichungspflicht besteht zudem jederzeit ein Überblick darüber, welche Erzeugungseinheiten in der Lage sind, bestimmte Anforderungen zu erfüllen. Diese Transparenz ermöglicht die Marktdurchsetzung netzverträglicherer und netzdienlicher Technologien bereits im Vorfeld von Schadensereignissen und nicht erst als Reaktion auf bereits erfolgte Versorgungsunterbrechungen.

Die Richtlinienentwicklung ist dabei ein dynamischer Prozess. Die Regelwerke werden auf Basis der in der Praxis gewonnenen Erkenntnisse stetig verbessert und entsprechend der sich ändernden Anforderungen weiterentwickelt. Als jüngste Entwicklung ist die notwendige Übertragung der Anforderungen des NC RfG (Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators) in nationales Recht zu nennen, die eine Vereinheitlichung der heterogenen Richtlinienwerke in Europa zum Ziel hat. Unter anderem vor diesem Hintergrund sind in Deutschland durch das VDE FNN die TAB HS (VDE-AR-N 4120) für Anschlüsse an das Hochspannungsnetz verabschiedet worden, der die VDE-AR-N 4110 als Anschlussregel für das Mittelspannungsnetz folgen und damit zukünftig die BDEW-Mittelspannungsanschlussrichtlinie ersetzen wird.

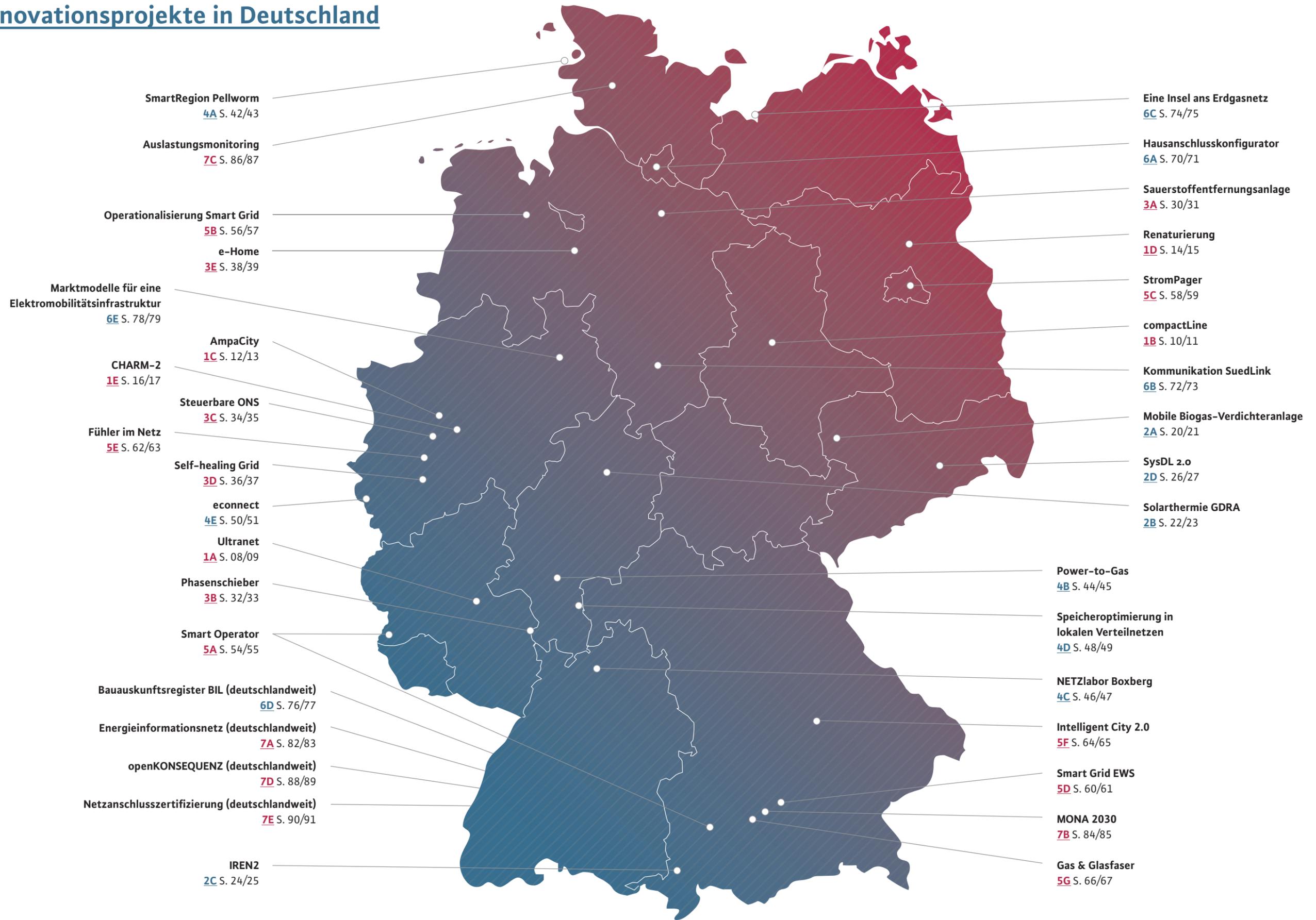


📁 **BETEILIGTE ORGANISATIONEN**



BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH
FGW Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien

Flächendeckend: Innovationsprojekte in Deutschland



SmartRegion Pellworm
[4A](#) S. 42/43

Auslastungsmonitoring
[7C](#) S. 86/87

Operationalisierung Smart Grid
[5B](#) S. 56/57

e-Home
[3E](#) S. 38/39

Marktmodelle für eine
Elektromobilitätsinfrastruktur
[6E](#) S. 78/79

AmpaCity
[1C](#) S. 12/13

CHARM-2
[1E](#) S. 16/17

Steuerbare ONS
[3C](#) S. 34/35

Fühler im Netz
[5E](#) S. 62/63

Self-healing Grid
[3D](#) S. 36/37

econnect
[4E](#) S. 50/51

Ultrahnet
[1A](#) S. 08/09

Phasenschieber
[3B](#) S. 32/33

Smart Operator
[5A](#) S. 54/55

Bauauskunftsregister BIL (deutschlandweit)
[6D](#) S. 76/77

Energieinformationsnetz (deutschlandweit)
[7A](#) S. 82/83

openKONSEQUENZ (deutschlandweit)
[7D](#) S. 88/89

Netzanschlusszertifizierung (deutschlandweit)
[7E](#) S. 90/91

IREN2
[2C](#) S. 24/25

Eine Insel ans Erdgasnetz
[6C](#) S. 74/75

Hausanschlusskonfigurator
[6A](#) S. 70/71

Sauerstofffernungsanlage
[3A](#) S. 30/31

Renaturierung
[1D](#) S. 14/15

StromPager
[5C](#) S. 58/59

compactLine
[1B](#) S. 10/11

Kommunikation SuedLink
[6B](#) S. 72/73

Mobile Biogas-Verdichteranlage
[2A](#) S. 20/21

SysDL 2.0
[2D](#) S. 26/27

Solarthermie GDRA
[2B](#) S. 22/23

Power-to-Gas
[4B](#) S. 44/45

Speicheroptimierung in
lokalen Verteilnetzen
[4D](#) S. 48/49

NETZlabor Boxberg
[4C](#) S. 46/47

Intelligent City 2.0
[5F](#) S. 64/65

Smart Grid EWS
[5D](#) S. 60/61

MONA 2030
[7B](#) S. 84/85

Gas & Glasfaser
[5G](#) S. 66/67

IMPRESSUM

Herausgeber

BDEW Bundesverband der
Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
Telefon: +49 30 300199-0
Telefax: +49 30 300199-3900
www.bdew.de

Redaktion und Ansprechpartner BDEW

Geschäftsbereich Energienetze, Regulierung und Mobilität
Thomas Dederichs
Dr. Henning Medert

Konzeption und Gestaltung

EKS – DIE AGENTUR
Energie Kommunikation Services GmbH
Projektleitung: Martin Strathmann
www.eks-agentur.de

Fotos

Guido Köninger, Augsburg
Roland Horn (BDEW)
istockphoto.com

Stand: Februar 2016

