Energie-Team Intern 51

Baden-Württemberg

Hingeschaut

Netze sind das Rückgrat der Energiewende
Ausbau im Übertragungsnetz in Deutschland und Baden-Württemberg

Intelligente Messsysteme erstmals sparten- und systemübergreifend
Feldtest der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice und der Netze BW blickt weit voraus

Nachgefragt

Der Windkraftausbau in Baden-Württemberg steht auf der Kippe
Albwerk-Vorstand Hubert Rinklin im Gespräch über die aktuelle Situation

Digitalisierung des Energiegeschäfts
Wie verändern Plattformen Beschaffung und Verkauf von Gas und Strom?

Nachgelesen

Energie einfach machen!
Vortrag und Podiumsgespräch zu Chancen und Risiken der neuen Energiewelt

Automatisierte Prozesse für einen wettbewerbsfähigen und effizienten Kundenservice
Diskussionsforum auf dem Plenum in Reutlingen

Wer kommt, wer geht?

Personalien

Vorgemerkt

Termine Energie-Team

gemeinsam mehr erreichen ...

Netze sind das Rückgrat der Energiewende

Ausbau im Übertragungsnetz in Deutschland und Baden-Württemberg

Deutschland hat die Energiewende beschlossen. 2017 stammten bereits mehr als 36 % des in Deutschland verbrauchten Stroms aus Erneuerbaren Energien. Es ist aber zu kurz gesprungen zu glauben, dass damit auch ein Drittel der Energiewende geschafft ist. Energiewende bedeutet nicht nur den Umbau des Erzeugungssystems, sondern auch einen massiven Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze. Die Energiewende braucht neue Stromnetze.

Baden-Württemberg war schon immer ein Strom-Importland. Das wird so bleiben, denn die in Baden-Württemberg installierte Kapazität von konventionellen Kraftwerken geht bis 2025 um mehr als die Hälfte zurück, während die installierte Erneuerbaren-Leistung stark ansteigt. Gerade wegen des raschen Ausbaus der dezentralen Erneuerbaren Energien brauchen wir auch zukünftig leistungsfähige und zuverlässige Stromübertragungsnetze.

Heute kommen die bestehenden Stromnetze immer häufiger an die Grenze ihrer Belastbarkeit. Es vergeht kaum ein Tag, an dem die Systemführer nicht in das Netz und in die Stromproduktion aus konventionellen und erneuerbaren Anlagen eingreifen. Darum braucht es sowohl die Verstärkung der bestehenden Netze, als auch neue Leitungen. Die Energiewende schafft drei wesentliche Treiber für den Netzausbau:

1. Transport überwiegend verbrauchsferner Erneuerbarer Energien zu den Stromkunden und Verbrauchsschwerpunkten vor allem im Süden Deutschlands.
2. Veränderungen der Erzeugungsstruktur in Deutschland insbesondere infolge des Kernenergieausstiegs und der Stilllegung von Kraftwerken.
3. Voranschreiten des europäischen Strombinnenmarkts.

Die Grundlage für den Netzausbau bilden die Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber, die öffentliche Konsultation und die Überprüfung durch die Bundesnetzagentur. Netzprojekte, deren technische und energiewirtschaftliche Notwendigkeit bestätigt sind, werden dann verbindlich und gesetzlich im so genannten Bundesbedarfsplan festgeschrieben. In diesem mehrstufigen Prozess ist sichergestellt, dass die geplanten Projekte tatsächlich gebraucht werden, auch wenn sich energiewirtschaftliche Entwicklungen und Herausforderungen möglicherweise verändern. Außerdem sichert der Prozess ein hohes Maß an Öffentlichkeitsbeteiligung. Aktuell ergibt sich aus dem 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 für die Übertragungsnetze in Deutschland ein Netzausbaubedarf bis 2030 von über 10.000 Kilometern Länge mit einem Investitionsvolumen von bis zu 34 Milliarden Euro.

Baden-Württemberg ist aufgrund seiner geografischen Lage und Wirtschaftskraft wie kaum ein anderes Bundesland auf eine sichere und zuverlässige Energieversorgung angewiesen. Für TransnetBW als den für Baden-Württemberg zuständigen Übertragungsnetzbetreiber stehen deshalb in den kommenden Jahren eine Vielzahl

von Netzausbau- und Netzverstärkungsprojekten in allen Landesteilen auf dem Programm. Aktuell sind wir hier in den Regionen Rheinneckar und Nordbaden, entlang der badischen Rheinschiene, im Nordosten des Landes und in der Region um Stuttgart aktiv.

TransnetBW verfolgt dabei stets das so genannte NOVA-Prinzip. NOVA bedeutet „Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau“. So versuchen wir, in allen Fällen die Auswirkungen der Projekte auf die Menschen und die Umwelt möglichst gering zu halten. Der Netzausbau findet zum einen innerhalb des bestehenden AC-Netzes statt. Hier verstärken wir beispielsweise bestehende Anlagen zur Erhöhung der Transportfähigkeit oder bauen neue Umspannwerke, weil sich durch die Energiewende auch die Verteilnetze strukturell stark verändern.

Besonderes Interesse gilt aber den großen Strombrücken, die zukünftig die Energie über mehrere Hundert Kilometer aus dem Norden Deutschlands nach Baden-Württemberg transportieren sollen. Dabei kommt in Deutschland erstmalig die Hochspannungs-Gleichstromtechnologie (HGÜ) über weite Entfernungen zum Einsatz. TransnetBW ist dabei an zwei der drei geplanten HGÜ-Verbindungen beteiligt.

Ultranet, ein Gemeinschaftsprojekt von TransnetBW und Amprion, ist das am weitetesten entwickelte HGÜ-Projekt in Deutschland. Ultranet steht für die Verbindung von Osterrath (Raum Düsseldorf) bis nach Philippsburg nördlich von Karlsruhe. Ultranet wird weitgehend auf bestehenden Freileitungstrassen zusammen mit bestehenden Drehstromleitungen realisiert und ist damit ein weltweit einmaliges Pilotprojekt. Die Systemspannung wird 380 kV-Gleichspannung bei einer Nennleistung von 2.000 MW betragen. Am südlichen Endpunkt von Ultranet in Baden-Württemberg wird das Gleichspannungs-Umspannwerk auf dem Gelände des Kernkraftwerks in Philippsburg gebaut. Das ist sehr positiv für Menschen, Umwelt und Ressourcen. Der heutige Kraftwerksstandort wird sich deutlich verändern, wie die aktuellen Planungen zeigen.

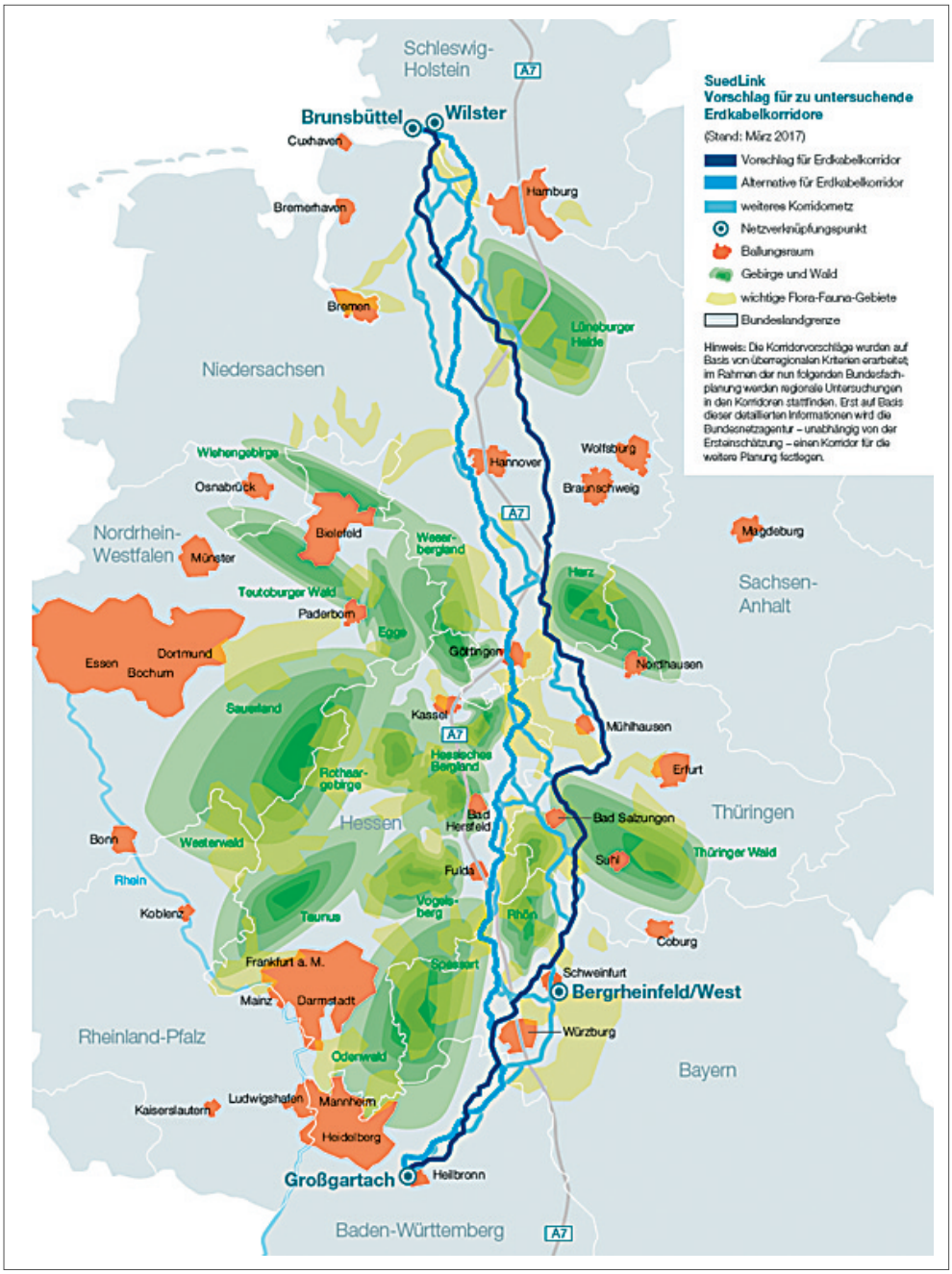
Ultranet: Standort Philippsburg

Heute

Quelle: EnBW Kernkraft GmbH

Planung

Quelle: Fotomontage Arcadis Deutschland GmbH



SuedLink:
Vorschlagstrassenkorridor

SuedLink ist das zweite HGÜ-Projekt im Portfolio der TransnetBW und das größte Infrastrukturprojekt der Energiewende. Hier ist TenneT der Projektpartner. SuedLink wird auf einer Länge von rund 700 Kilometern den Windstrom aus dem Norden nach Süddeutschland transportieren. In Baden-Württemberg endet SuedLink in Leingarten bei Heilbronn. SuedLink soll komplett als Erdkabel realisiert werden. Die Nennleistung von SuedLink soll zwei Mal 2.000 MW betragen. Aktuell finden umfangreiche Tests statt, in denen das Langzeitverhalten der Erdkabel simuliert wird.

Beide Projekte haben eine hohe Bedeutung für die Energiewende und Systemsicherheit. Ihre Notwendigkeit wurde in allen Netzentwicklungsplänen bestätigt und die Realisierung im Bundesbedarfsplangesetz zwingend festgeschrieben. Die jeweiligen Genehmigungsverfahren sind in der konkreten Umsetzung. Bei Ultranet laufen die bauvorbereitenden Maßnahmen, bei SuedLink werden die Ausschreibungen der wesentlichen Gewerke noch in 2018 beginnen.

Öffentliche Akzeptanz ist eine wichtige Voraussetzung zur Realisierung der Netzprojekte. Im aktuell laufenden Genehmigungsverfahren haben TransnetBW und TenneT 2017 einen Vorschlagstrassenkorridor eingebracht. Zentraler Punkt waren umfassendste Bürgerbeteiligungen; die umfangreichsten, die es je bei einem Infrastrukturprojekt in Deutschland gab. Diese Art der transparenten Kommunikation und frühzeitiger Bürgerbeteiligung wurde mehrfach national und international ausgezeichnet und hat damit Maßstäbe gesetzt.

Transparenz und Kommunikation sind in allen Regionen des Landes wichtig. Bei TransnetBW stehen dabei die Fachleute von „Dialog Netzbau“ zur Verfügung. Infoveranstaltungen und Infomärkte, Diskussionen in den verschiedensten Gremien und mit allen Trägern öffentlicher Belange – unser Team reist durchs Land zu den interessierten Bürgern. Manchmal auch mit unserem Infomobil. So sorgen wir in den Projektregionen für Bürgernähe und Transparenz.

Unsere Netzprojekte verbinden unser Land schon heute mit den Energiequellen von morgen: Was einfach klingt, formuliert eine Herausforderung sondergleichen, die uns nur gemeinsam mit Bürgern, Kommunen, Trägern öffentlicher Belange und den Netzbetreibern und Energieversorgungsunternehmen im Land gelingt.

Bernd Jauch, TransnetBW GmbH
Leiter Technik, Projekte & Portfoliomanagement,
0711 21858-4825
b.jauch@transnetbw.de

Intelligente Messsysteme erstmals sparten- und systemübergreifend

Feldtest der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice und der Netze BW blickt weit voraus

Montage des elektronischen Gas-Haushaltszählers

Einen Feldtest mit intelligenten Messsystemen (iMS) in zwei Sparten haben der Netzservice der Stadtwerke Karlsruhe (SWKN) und die Netze BW zum Jahreswechsel in Rheinstetten durchgeführt. Der besondere Clou: Erstmals in der Branche waren daran zusätzlich zwei unterschiedliche IT-Systeme beteiligt.

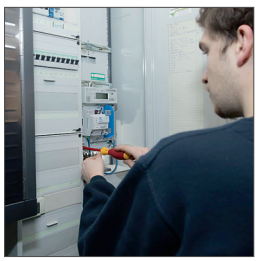
Im Herbst 2016 war im Newsletter Energie-Team Intern der Weg in Richtung Rollout der iMS aus Sicht von SWKN und EnBW skizziert und die Bedeutung von Kooperationen herausgestellt worden. Der Zeitplan hat sich wegen der fehlenden Zertifizierung von Smart Meter Gateways durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) immer wieder verzögert. Wann erstmals Geräte von drei unabhängigen Herstellern alle Bedingungen erfüllen, ist aktuell noch nicht präzise abschätzbar.

Aber wir lassen die Zeit nicht ungenutzt verstreichen. Damals wie heute stehen wir zu der Aussage, dass die Digitalisierung des Messwesens langfristig nur bei Einbezug aller wesentlichen Sparten erfolgreich sein kann. Das gilt besonders in Großstädten wie Karlsruhe, wo zu Strom und Wasser oft Gas und sogar Wärme kommen. Dort hatte der SWKN bereits im dritten Quartal 2017 die Mehrspartigkeit in einem Gebäude mit einem Gas- und sogar acht Stromzählern getestet. Aber auch in den Versorgungsgebieten der Netze BW finden sich vielfach Überschneidungen zwischen Gas- und Stromnetzbetreibern. Zusammen mit der ebenfalls zur EnBW gehörenden Netze Gesellschaft Südwest (NGS) mit Sitz in Ettlingen wurden bereits im Sommer 2017 rund ein Dutzend iMS in Haushalten installiert, die über einen Strom- sowie einen Gasanschluss verfügen. Dabei handelte es sich um „friendly customers“, vorwiegend Mitarbeiter, die sich besonders aufgeschlossen gegenüber den Innovationen im Messwesen zeigten.

Der Feldtest in Rheinstetten weist zunächst eine Reihe von Ähnlichkeiten auf: Acht Gas-Netzkunden der SWKN erhielten zu ihrer modernen Messeinrichtung für den Stromverbrauch und dem Smart Meter Gateway der Netze BW einen elektronischen Gaszähler der neuesten Baureihe von Landis+Gyr mit Schnittstelle für die Datenübertragung. Dafür gewinnen konnten wir neben interessierten Mitarbeitern vor allem die Stadt. Die hatte mit einer Reihe von Liegenschaften bereits am Feldtest Strom der Netze BW im Jahr 2017 teilgenommen. Rheinstetten bot sich geradezu ideal an, weil in der dortigen Netzeigentumsgesellschaft allen drei Partnern die Strom- und Gasnetze gehören. Wir haben die Netze zurückgepachtet und fungieren zudem natürlich als grundzuständige Messstellenbetreiber. Der Bereich Operations der EnBW übernahm auch in Rheinstetten die Dienstleistung der Gateway Administration, in diesem Fall für die Netze BW.

An dieser Stelle wurde es dann auch richtig spannend: Nach unserem Wissensstand erstmalig in der gesamten Branche testeten wir neben dem zweispartigen Betrieb von iMS die Administration zweier Messstellenbetreiber, deren Daten auch noch in unterschiedlichen Systemen verarbeitet werden. Und das Ganze nicht im Labor, sondern unter realen Bedingungen. Beim ersten Test der Netze BW mit

der NGS hatte sich bereits gezeigt, dass die Übertragung der Messdaten von den Zählern zum Gateway und weiter zum IT-System bei der EnBW Operations funktioniert. In Rheinstetten ging es zunächst genauso um Erkenntnisse zur technischen Funktionsweise bei der Kommunikation wichtiger Messdaten von den Gaszählern zu den Smart Meter Gateways. Dazu gehören auch Stundenlastgänge. Entscheidend war aber die Kommunikation zwischen dem Gateway der Netze BW und einem ‚dritten' Backend-IT-System. Da es hier noch keine etablierten automatisierten Prozesse gibt, war der händisch zu unterstützen.



Das Gateway im Stromzählerkasten nimmt auch die Messdaten des Gaszählers auf

Schließlich testeten wir auch die kundenfreundliche Aufbereitung der Gasdaten in einem Messstellenbetreiber-Kundenportal. Dafür verwenden wir vorläufig gemeinsam das bereits bei der Netze BW im Rahmen der drei Feldtests Strom entwickelte Portal. So erhalten die Kunden mit nur einem Log-in den kompletten Überblick über ihren Energieverbrauch. Aktuell arbeiten wir an einer detaillierten gemeinsamen Auswertung durch alle drei Partner, über die wir auf Wunsch und zu gegebener Zeit gerne im Rahmen des Energie-Teams berichten.

Fazit: Für uns ist die funktionierende Mehrspartigkeit ein unverzichtbarer Bestandteil des Aufbruchs in die neue, digitale Zählerwelt. Sie bildet auch eine entscheidende Voraussetzung für die Entwicklung neuer Dienstleistungen, an denen die ganze Branche zum Teil fieberhaft arbeitet. Dazu gehören auf lange Sicht auch die Bereiche Wasser und Wärme, wozu unsere beiden Unternehmen bereits im Labor tätig sind. Bei der Fernwärme sind wir durchaus zuversichtlich, dass der Markt in Bälde Geräte anbietet. Gerade für Rheinstetten, wo diese umweltfreundliche Art der Versorgung ausgebaut werden soll, wäre dies eine prima Ergänzung. Neben dieser „Kür" gibt es aber auch die im Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende niedergelegte Pflicht, die Netze für einen immer größeren Anteil erneuerbarer und meist volatiler Stromerzeuger fit zu machen. Auch das wird nur dann zügig zu realisieren sein, wenn die Gateway Administratoren rechtzeitig lernen, mit einer Vielzahl unterschiedlicher IT-Systeme routiniert klar zu kommen. In diesem Sinne sehen wir uns – in aller Bescheidenheit – einmal mehr als Pioniere, die helfen, den Weg zum Rollout freizumachen.

Christian Günther
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH
0721 599-3647
christian.guenther@netzservice-swka.de

Arkadius Jarek
Netze BW GmbH
0711 289-46631
a.jarek@netze-bw.de

Beide Autoren sind in ihren Unternehmen Projektleiter für den Rollout intelligenter Messsysteme

Der Windkraftausbau in Baden-Württemberg steht auf der Kippe

Albwerk-Vorstand Hubert Rinklin im Gespräch über die aktuelle Situation

Hubert Rinklin

Im Steuerungskreis des Energie-Teams berichtete Hubert Rinklin, seit 1995 im Vorstand der Alb-Elektrizitätswerk Geislingen-Steige eG und seit 2000 dessen Vorsitzender, über die Aktivitäten seines Unternehmens zum Ausbau der Windenergie. Anschließend diskutierte das Gremium über deren Entwicklungsperspektiven in Baden-Württemberg. Zu den wesentlichsten Aspekten stand Hubert Rinklin einige Wochen später Energie-Team Intern Rede und Antwort.

Energie-Team Intern: Herr Rinklin, das Albwerk hat schon seit 2002 Erfahrungen mit dem Bau und Betrieb von Windkraftanlagen. Was hat Sie damals bewogen, in die Windenergienutzung einzusteigen?

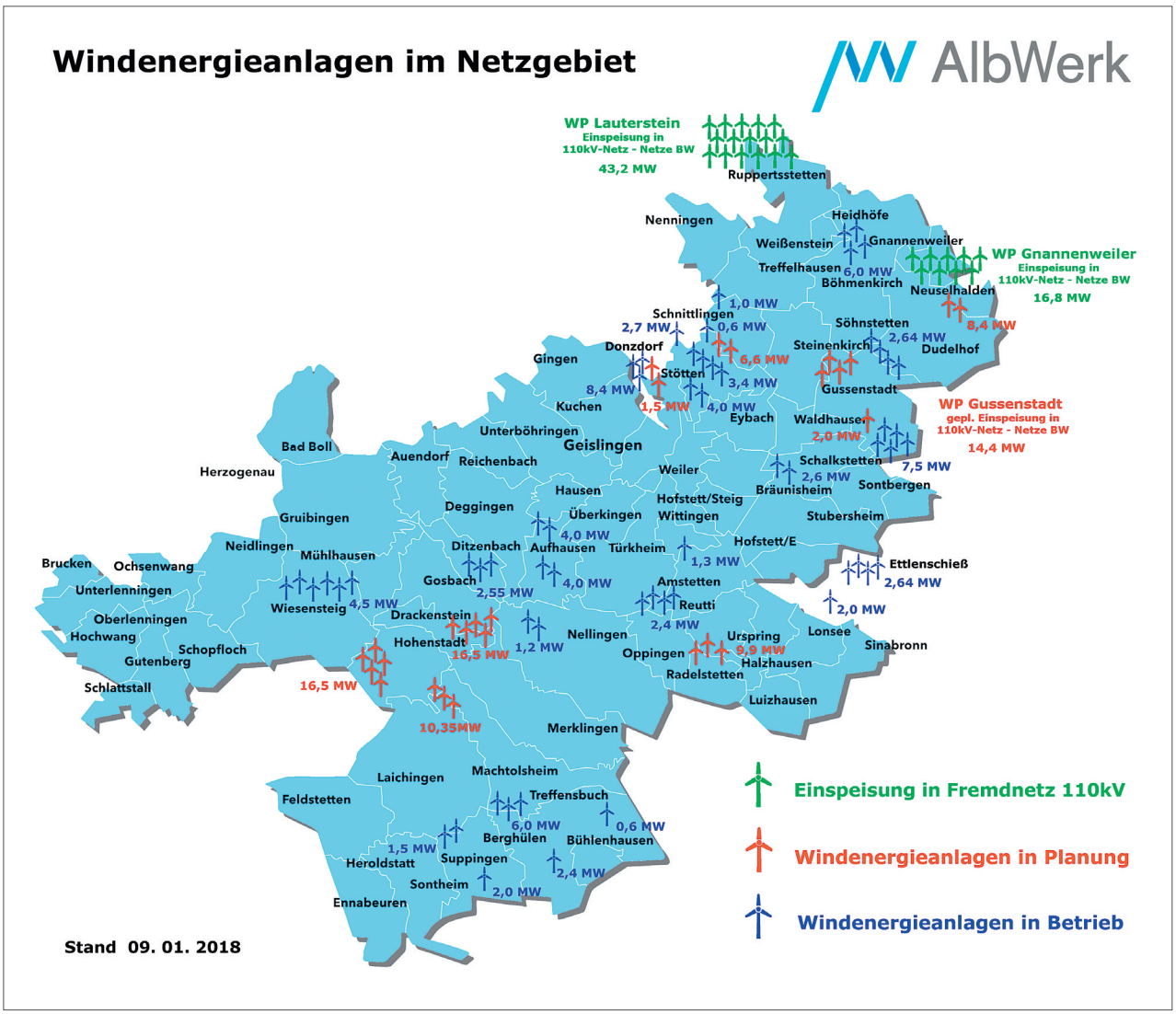
Hubert Rinklin: Die Schwäbische Alb war Jahrzehnte lang Testgebiet für Windenergie. In den 1990er Jahren kam einer dieser Pioniere mit einem Projektvorschlag auf unser Unternehmen zu. Die Zusammenarbeit hat sich aber wegen der finanziellen Dimension zerschlagen – statt 600-kW-Anlagen mussten größere mit bis zu 1,5 MW Leistung ins Auge gefasst werden. Weil wir uns aber zutrauten, ein solches Projekt realisieren zu können, haben wir einen anderen Partner gesucht. Bei der EnBW Kraftwerke AG sind wir sowohl auf Interesse als auch auf die richtigen technischen Spezialisten gestoßen. Gemeinsam haben wir dann zwei Windparks in Böhmenkirch und Gerstetten-Gussenstadt mit zusammen acht Anlagen und zwölf MW Leistung gebaut und 49% der Anteile an Interessenten aus der Region abgegeben.

Sie hatten also nicht nur einen regionalen Bezug zur Windenergienutzung, sondern haben gleich auch die Einbindung von Bürgern aus der Region umgesetzt!

Ja, wir haben in der Presse für das Projekt geworben, unsere Genossenschaftsmitglieder und Konzessionsgemeinden angeschrieben. Als Organisationsform bot sich eine GmbH & Co. KG an. Die 170 Kommanditisten waren innerhalb von drei Wochen komplett.

Heute stehen 85 Windkraftanlagen mit zusammen 136 MW Leistung im Netzgebiet des Albwerks, an etlichen ist Ihr Unternehmen beteiligt. War diese Größenordnung damals schon absehbar?

Es war relativ schnell zu bemerken, dass der Zubau zügig vorangehen wird. Sein erster Schwerpunkt lag in den Jahren 2000 bis 2006, dann verlangsamte er sich und hat dann wieder nach der Energiewende ab 2015 neue Dynamik bekommen. Heute haben wir hier bezogen auf die 110.000 Einwohner in unseren Konzessionsgemeinden die höchste Windkraftdichte in Baden-Württemberg, was für das Albwerk auch bei Netzanschluss und –steuerung eine besondere Herausforderung ist.



Wenn Sie Ihre eigenen Anlagen betrachten: Sind die Windverhältnisse und die Erzeugungsmengen so, wie sie kalkuliert wurden?

Ein Windaufkommen, wie man es aus den 80er und 90er Jahren kannte und den Windgutachten bis etwa Anfang der 2000er Jahre zugrunde legte, wird heute nicht mehr erreicht. Der IWET – auch BDB-Index genannt – wurde Ende 2011 an die niedrigeren Windhöffigkeiten angepasst. Ohnehin haben sich Qualität und Aussagekraft der Gutachten in den letzten Jahren deutlich gesteigert. Wir ziehen immer zwei Gutachten heran, nehmen davon den unteren Wert und machen noch einen Abschlag – dann ist man bei schwierigen Windverhältnissen und Schwankungen gewappnet.

Zuletzt ging der Windpark Lauterstein in Betrieb, an dem Sie beteiligt sind. Was haben Sie da an Arbeit und Geld eingebracht?

Der Windpark Lauterstein besteht aus 16 Anlagen mit jeweils 2,7 MW und die Gesamtinvestition belief sich auf über 80 Millionen Euro. Das Albwerk hat drei Anlagen übernommen mit der Verpflichtung, eine davon für eine Bürgerbeteiligung

zu öffnen und diese zu organisieren. Diese Bürgerbeteiligung hat meines Erachtens viel dazu beigetragen, dass wir viel Zustimmung bekamen und nur wenige Proteste hatten. Außerdem hat der bei uns für die Erneuerbaren Energien verantwortliche Prokurist die interne Projektsteuerung gemacht, war mitverantwortlich für das Genehmigungsverfahren und pflegte die Kontakte zu den Kommunen und Anwohnern.

Gab es in Lauterstein nicht schon ein Vorgängerprojekt, das keinen Erfolg hatte?

Ja, 1998, aber das hatte mit vier 600-kW-Anlagen einen anderen Zuschnitt und das Albwerk war nicht beteiligt. Es wurde vom Regierungspräsidium gemäß damaliger Rechtslage untersagt und nach gerichtlichen Auseinandersetzungen 2002 vom VGH gestoppt. Es ist interessant, dass heute an dieser Stelle der größte Windpark Baden-Württembergs steht; das zeigt den Wandel der Zeit und der Rahmenbedingungen.

Welche neuen Projekte verfolgen Sie gerade?

Aktuell laufen drei Projektentwicklungen in unserem Netzgebiet auf der Albhochfläche, eines bei Böhmenkirch und zwei bei Hohenstadt/Drackenstein. Alle drei sind im Genehmigungsverfahren. Wir hoffen, in 2018 für zwei Projekte die Genehmigungen zu erhalten.

Wie sehen Ihre Erfahrungen mit den aktuellen Rahmenbedingungen für diese Projekte aus? Was ist anders als vor fünf oder zehn Jahren?

Die Anforderungen aus Bundesimmissionsschutzgesetz und für Baugenehmigungen sind weitaus komplexer als früher und die Verfahren dauern länger. Zu Beginn unserer Aktivitäten sind wir von maximal drei bis vier Jahren ausgegangen, in günstigen Fällen waren es zwei Jahre, Realität heute sind fünf bis sechs Jahre. Die genaueren und zusätzlichen Vorschriften haben natürlich ihre Berechtigung, aber es kostet Zeit und es kostet auch Standorte, insbesondere auf der Schwäbischen Alb und im Schwarzwald.

Die Ausschreibungen für Windenergie an Land gemäß EEG 2017 haben ja für Baden-Württemberg kein gutes Ergebnis gebracht.

Das ist unter diesem Regelungssystem auch aussichtslos gewesen. Die vermeintlich gute Tat, Bürgerenergiegesellschaften Erleichterungen zu geben, hat dazu geführt, dass solche Lösungsmodelle massenhaft Zuschläge bekommen haben. Sie konnten zum einen ohne vorliegende Genehmigung antreten, was

beim heutigen komplexen Verfahren ein großer Unsicherheitsfaktor ist und dazu führt, dass nur spekuliert werden kann, an wie vielen dieser Standorte tatsächlich gebaut wird. Und sie haben zum anderen für die Umsetzung zwei Jahre länger Zeit, können also mit sinkenden Anlagenpreisen kalkulieren und kWh-Preise bieten, zu denen heute wohl niemand bauen kann. Genehmigte Projekte anderer Anbieter waren also weitgehend chancenlos.

War es vorhersehbar, dass Bürgerenergiegesellschaften einen solchen Erfolg haben?

Es braucht schon – um es vorsichtig zu sagen – eine sehr spezielle Interpretation des Rechtsrahmens, um solche Angebote quasi im Dutzend aufzulegen. Es entspricht nicht dem, was der Gesetzgeber erreichen wollte, und was ja die Intention der Bürgerenergie ist, so wie auch wir sie beim Albwerk verstehen: Die Windenergie in der Fläche zu verankern und die dort lebende Bevölkerung einzubeziehen. Der Grenzwert von zehn Anteilseignern für eine Bürgerenergiegesellschaft war viel zu niedrig gesetzt, hätte er zum Beispiel bei 100 Personen gelegen, wären so viele Ausnahmefälle nicht realisierbar gewesen. Und bei dieser Größenordnung in der breiten regionalen Verankerung sind nicht primär Projektentwickler, sondern Stadtwerke und Regionalversorger mit ihrem lokalen Bezug und Vertrauensvorschuss die geborenen Partner für eine bürgernahe Energiewende.

Kommt jetzt der Windkraftausbau im Südwesten insgesamt zum Erliegen?

Der Gesetzgeber hat ja reagiert und zunächst für die ersten zwei Ausschreibungsrunden 2018 die Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften ausgesetzt. Der heikle Punkt war bis Ende November 2017, dass nach dem Gesetz ab 2018 ein Höchstgebotspreis galt, der sich an den Ergebnissen der drei vorangegangenen Ausschreibungen orientiert. Dieser wurde durch die Festlegung der Bundesnetzagentur auf 6,3 Ct/kWh heraufgesetzt. Dennoch ist es wegen unserer topografisch bedingten Mehrkosten weiterhin schwierig.

Das würde auch Ihre neuen Projekte betreffen?

In der heutigen Situation könnten die Anlagen trotz Genehmigung nur unter bestimmten Rahmenbedingungen gebaut werden. Wir arbeiten aber trotzdem weiter daran, weil wir der festen Überzeugung sind, dass es – aus energiewirtschaftlichen Gründen und um den Süden nicht noch mehr von der Entwicklung der Energiewende abzukoppeln – wieder Regelungen geben muss, nach denen auch bei uns in Baden-Württemberg gebaut werden kann. Natürlich hängt das auch von der künftigen Entwicklung des EEG nach 2018 ab.

Wäre künftig Ihrer Einschätzung nach bei der Bevölkerung Akzeptanz für weitere Windräder vorhanden?

Die Ausschreibungsergebnisse im Nord-Süd-Vergleich werden dazu führen, dass wirtschaftliche Gegenargumente Auftrieb erhalten. Aber es macht wegen der regionalen Verteilung der Winderzeugung in Deutschland trotzdem Sinn, hier bei uns Anlagen zu bauen, die wirtschaftlich darstellbar sind. In unserem Netzgebiet kommt allerdings ein spezieller Aspekt hinzu: Wir haben die höchste Dichte an Windrädern in Baden-Württemberg und die Bevölkerung fragt zunehmend kritisch, warum denn nicht zuerst in anderen Regionen nachgezogen wird. Für diesen Standpunkt haben wir als Unternehmen großes Verständnis. Vor allem vor dem Hintergrund, dass derzeit Planungen an neun weiteren Standorten in unserer Region bereits laufen.

Wäre Repowering eine Chance für einzelne Standorte?

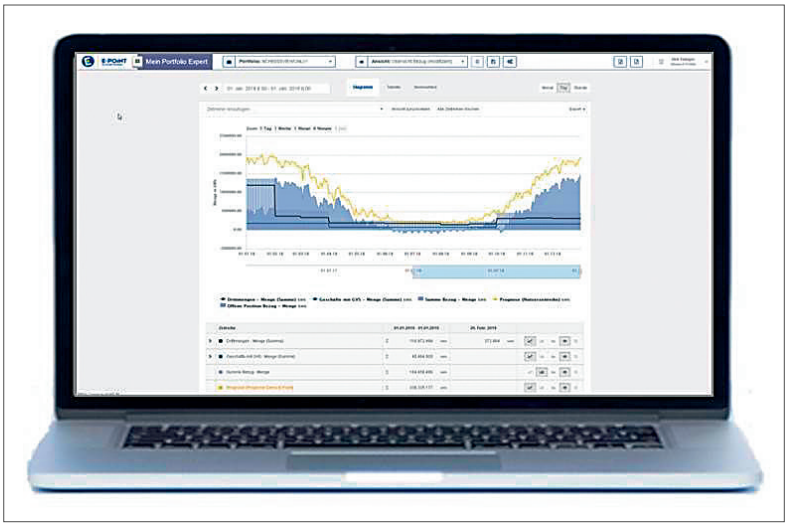
Für die Akzeptanz könnte das positiv sein. Aber ansonsten hört sich Repowering zwar gut an, ist aber nichts anderes als ein neues Genehmigungsverfahren. Man durchläuft das komplette Programm wie bei einem neuen Standort, weil sich ja Zahl, Typus, Größe und Anordnung der Anlagen am bisherigen Standort verändern.

Und wie wäre es mit Ausweichen auf Solarprojekte, wenn bei Wind jetzt ein gewisses Tal durchlaufen wird?

Das tun wir ohnehin. Wir haben selbst vier oder fünf Freiflächensolarprojekte bis 750 kW in der Untersuchung, die nicht unter die Ausschreibung fallen. Und das Albwerk hat sich an einer Gesellschaft beteiligt, die große Freiflächensolar-anlagen im Bestand hat.

Digitalisierung des Energiegeschäfts

Wie verändern Plattformen Beschaffung und Verkauf von Gas und Strom?



Wer bemerkt ihn nicht, den Margendruck im Energiehandel? Er sickert die Wertschöpfungskette entlang und kommt so langsam auch bei den Geschäften mit Endkunden, also auch den Stadtwerken an. Mit welcher weiteren Entwicklung ist zu rechnen und welchen Gefahren ist das Geschäft durch diese Veränderung ausgesetzt, wenn ihr nicht die angemessene Aufmerksamkeit geschenkt wird?

Aus Sicht eines Gashändlers gab es für den Margendruck im Gas zwei Hauptanlässe: Die nach GABI und GELI Gas einsetzende Commoditisierung mit liquiden Märkten und allseits verfügbaren transparenten Preisinformationen sowie die Energiewende. Schon lange werden die Transaktionen deutlich kleiner, es folgt eine Atomisierung mit allen Prozessanforderungen. Zusätzlich sind den etablierten Vertrieben bereits rund 100 TWh/a durch neue Energieversorger und Vertriebe, die sich problemlos an liquiden Märkten eindecken können, verloren gegangen. Diese tragen durch ihre schlanken Strukturen, die einem „green field-Unternehmen" eigen sind, zu einer weiteren Dynamisierung des Wettbewerbs bei – und das mit den entsprechenden wirtschaftlichen Konsequenzen. Besonders davon betroffen sind Vertriebe mit Endkunden. Die Situation im Stromsektor ist nicht wesentlich anders. Die Frage ist: Wann setzt die Amazonisierung im Energievertrieb ein? Dabei müssen wir die Veränderungsgeschwindigkeiten, die wir im Bank-Retailgeschäft und im Online-Handel sehen, als Benchmark für anstehende Veränderungen im Blick haben. Es käme demzufolge zu einer absehbaren Mengenumverteilung vom analogen zum digitalen Geschäft in der Größenordnung von 30%.

Diese erste Kurzanalyse liefert eine mögliche Antwort. Warum geht die Branche davon aus, dass wir im Energiegeschäft keine Plattformwirtschaft bekommen werden. Prozesse werden einfacher, das macht sie dann auch hochskalierbar, schneller, bequemer. Wir können das anhand der bisherigen Erfahrungen mit unserem Online-Marktplatz E-Point sehr gut belegen. Die neuen Plattformen wie zum Beispiel E-Point, Enermarket, EnPortal, Tender365, enmacc usw. haben vielfältige Wechselwirkungen mit dem Markt. Allein Markt Direkt, der Handelsschirm auf E-Point, führte bereits im ersten Jahr zu mehr als 10 TWh Transaktionsvolumen, Kauf und Verkauf.

Es wird die Vielzahl unterschiedlicher Plattformen sein, die das Geschäft grundlegend verändern. Wir werden Plattformen sehen, die sich auf die Prozesssequenz bzw. den Prozess Beschaffung fokussieren. Die bekanntesten Beispiele sind EnPortal oder enmacc. Neu hinzukommen wird in Kürze Tender365. Es werden

Vertriebsplattformen wie zum Beispiel Enermarket für verschiedene Kundensegmente eingeführt – und E-Point. E-Point bildet im Unterschied zu anderen Plattformen den gesamten Lebenszyklus eines Geschäftes übersichtlich, transparent und effizient ab. Das heißt konkret: Auf einer Plattform alle Marktinformationen für die Entscheidung verfügbar machen; dann den direkten Marktzugang für den Kauf und Verkauf von Gas und Strom zu Realtime-Preisen und dazu die Gesamtsicht über alle Prozesse und Daten für die Steuerung und Verwaltung des Portfolios.

Die zunehmende Digitalisierung und der ansteigende Einsatz von künstlicher Intelligenz, neudeutsch KI, wird alle Wertschöpfungsstufen herausfordern, das heißt auch Börsen werden von Veränderungen nicht ausgenommen. Die erwartete hohe Marktdurchdringungsgeschwindigkeit wird auch zu einer veränderten Verteilung von Börsen- zu OTC-Beschaffung führen. Das bedeutet: Es wird Geschäft von der Börse auf Plattformen von Marktplayern verlagert.

Auch bei dieser Betrachtung hilft ein Blick auf den Finanzsektor weiter. Dort haben sich nennenswerte Volumen auf Plattformen, die von Allianzen betrieben werden, verlagert. Auf solch absehbare Verschiebungen reagiert aktuell die Energiebörse mit neuen Produkten, mit der Folge, dass weitere Energieprodukte transparenter werden. Bestes Beispiel hierfür sind die angekündigten Temperaturregressionsprodukte der PEGAS.

Es mag nun bei einigen Energieversorgern die Einschätzung vorherrschen, dass für „meine“ Kunden und „meine“ Handels- oder Vertriebsprodukte solche Ansätze nicht interessant bzw. relevant sind, oder „meine“ Produkte/Dienstleistungen dadurch nicht abgedeckt oder verdrängt werden können. Nach unseren Erfahrungen von annähernd 100 Roadshow-Terminen mit Kunden, bei denen wir unsere Plattform vorgestellt und uns ausgetauscht haben, können wir uns keine wirklichen Ausnahmen vorstellen. Aus dieser Entwicklung wird es kein dauerhaftes Entkommen geben. Das Gasdargebot ist umfassend und negative Marktentwicklungen diesbezüglich sind nicht in Sicht. Ähnlich im Strom, dort haben wir immer mehr Erzeuger und die Elektrifizierung wird zu einem gewaltigen temporären Überschuss führen. Ein „weiter wie bisher“ ist – nach unserer Einschätzung – fatal.

Die Qualität einer Plattform und das, was sie ihren Kunden bieten muss, wird von den gleichen Merkmalen bestimmt, die wir an im privaten Bereich genutzten Plattformen so schätzen. Einfach, intuitiv, umfassend, keine Wartezeiten, mobile Anwendung und anderes mehr. Plattformen im B2B-Geschäft werden noch attraktiver, wenn sie zusätzlich White-label-fähige Bausteine enthalten.

Wir sollten allerdings nicht den Fehler machen und bei den Auswirkungen nur die Energiebeschaffung betrachten. Die Beschaffung wird natürlich einfacher, die Preise transparenter, es wird mehr „on demand“ gekauft werden. Wenn alles am Marktplatz verfügbar ist, wird sich niemand den Vorratskeller füllen und

ohne Not Risiken eingehen und Kapital binden. Das wiederum heißt aber, dass die Geschäfte noch kleinteiliger werden und dann landen wir mit aller Härte bei mehr Druck auf die Prozesskosten – und das auf beiden Seiten. Die Kleinteiligkeit ist der ideale Nährboden für die Amazonisierung. Diese wird dem personenbasierten Vertrieb die Lebensadern weiter einengen, es wird zur „Mangelernährung" kommen. Der Energievertrieb aller Beteiligten wird in absehbarerer Zeit nicht mehr so sein wie heute. Schauen wir nur auf die Entwicklungen in anderen Branchen. Wieviel CD- oder Schallplattenläden finden wir noch?

Es ist auch fraglich, ob sich Beschaffungskooperationen diesen Entwicklungen entziehen können und ihr Geschäftsmodell Bestand haben kann. Oder ob sie durch die neuen Plattformangebote nicht über kurz oder lang sogar ihre Existenzberechtigung verlieren. Wie alle anderen Marktteilnehmer werden auch diese massiv betroffen sein. Es gibt keine Preisvorteile mehr für Mengenbündelung, im Gegenteil. Damit fällt ein Stück Selbstverständnis und ein Teil ihrer Existenzberechtigung weg. Plattformwirtschaft richtet sich in erster Wirkungslinie gegen Vermittler und Intermediäre. Es wird in Zukunft um Allianzen gehen und das Merkmal solcher „Schutz- und Trutzbündnisse" ist, dass nicht jeder alles selbst hat oder macht. Inwieweit die Kooperationsmitglieder in der Lage sein werden, eine „share economy" zu leben, ist schwer zu sagen, aber die Herausforderung hat schon angeklopft – und sie wird schnell eintreten.

Wie zuvor schon einige Male angedeutet, wird es keine Unterschiede zwischen Strom und Gas hinsichtlich Markt und Veränderungsdruck geben. Die beschriebenen Entwicklungen gelten für beide Commodities gleichermaßen. Wir werden aber eine Verlagerung von der Commodity, also der Menge, hin zum Leistungsmanagement und zum Umgang mit Flexibilitäten sehen. Diese Entwicklung dürfte eine neue Herausforderung werden, denn jetzt konkurrieren Marktkräfte mit dem regulierten Regime der Netzbetreiber. Wer ist für das Sammeln von Flexibilität in der dezentralisierten Energiewelt zuständig? Wer gibt der Flexibilität den Wert? Handel oder Netz? „Schaun mer mal"!

Helmut Kusterer
GasVersorgung Süddeutschland GmbH
0711 7812-1332
h.kusterer@gvs-erdgas.de

Energie einfach machen

Vortrag und Podiumsgespräch zu Chancen und Risiken der neuen Energiewelt

Timo Sillober sprach auf dem Plenum des Energie-Teams über die neue Energiewelt

Die Rolle der Energieversorger ist im Wandel und damit auch deren Geschäftsmodell. „Sie werden nicht länger einfach nur Strom verkaufen", sagt Timo Sillober, Leiter Products, Digital, Sales & Marketing bei der EnBW Energie Baden-Württemberg AG. Das werde in Zukunft nicht ausreichen. Die Energieversorger müssten mit neuen Produkten die Energiewelt für den Kunden einfach nutzbar machen. Alles aus einer Hand, lautet seine Devise. Entsprechend betitelte Sillober seinen Vortrag beim jüngsten Plenum des Energie-Teams Baden-Württemberg mit „Energie einfach machen!".

Man müsse die Komplexität aus der Thematik herausnehmen, dann sei der Kunde auch bereit, dafür zu bezahlen, erklärte Sillober und verwies auf die Erfolgsgeschichte des Technologieunternehmens Apple. Und selbstverständlich seien Anschaffungen immer mit Emotionen verbunden. Der Kunde lege bei Investitionen nicht immer wirtschaftliche Maßstäbe an, dies zeige beispielsweise die aktuelle Diskussion um die Heimspeicher. Diese werden oft in Teillast betrieben und sind alleine schon deswegen nicht unbedingt rentabel, doch der Wunsch nach Energieautarkie sei stärker. Der Heimspeicher erhöht den Eigenverbrauch von regenerativ erzeugtem Strom und die Vorstellung, mit dem Strom vom eigenen Dach vielleicht zusätzlich das Elektroauto betanken zu können, kann kaufentscheidend sein.

Überhaupt ist die Elektromobilität ein Thema, das Emotionen weckt. Man könne Trends nicht wegdiskutieren, warnte Sillober. Das Elektroauto werde kommen, und das Ladenetz sei schon vorhanden – zumindest in Baden-Württemberg. Innerhalb von nur sechs Monaten ist es der EnBW in Kooperation mit der Autobahn Tank & Rast GmbH hier gelungen, ein flächendeckendes Hochgeschwindigkeitsladenetz an den Autobahnen aufzubauen. Etwas mehr als ein Jahr nach Inbetriebnahme der ersten Schnellladesäulen betreut der Energieversorger inzwischen rund 100 Standorte, die meisten davon an Autobahnen.

Und der Ausbau geht weiter: Schon bald soll man an fast jeder dritten der knapp 400 Autobahn-Tankstellen in Deutschland an einer EnBW-Schnellladesäule laden können. Bis 2020 werden 1.000 Standorte in Deutschland mit 150 Kilowatt Ladeleistung betrieben, so der Plan. Allein 2018 kommen voraussichtlich 200 Standorte an Autobahnen, Landstraßen, in Kommunen und in Metropolen dazu. Bislang liefern die Schnellladesäulen eine Ladeleistung von bis zu 50 Kilowatt Strom, noch in diesem Jahr werden die ersten Ladestandorte mit 150 Kilowatt in Betrieb

genommen und für die Zukunft sind 350 Kilowatt geplant. Um die hohen Ladeströme an die Fahrzeuge zu bringen, sind Mittelspannungsanschlüsse notwendig. In der Stadt wird dies kaum möglich sein, hier ist es sinnvoller, die Fahrzeuge immer in einem guten Ladezustand zu halten.

Mit der Verfügbarkeit von Ladestrom entlang wichtiger verkehrstechnischer Achsen werde endlich auch die Elektromobilität einfacher erlebbar, sagt Sillober. Im nächsten Schritt müsse jetzt das Bezahlen des Ladestroms vereinfacht werden mit intelligenten Bezahlsystemen und schlauen Apps. Ziel sei es, der richtige Partner des Kunden zu sein, ihn Schritt für Schritt in die neue Produktwelt zu führen und ihm Qualität und Service zu gewährleisten. Offenbar denkt Sillober als Vertriebsmann über die Energiezukunft weniger unter Blickwinkeln wie zum Beispiel Sektorenkopplung nach, sondern unter kundenbezogenen Kategorien wie etwa ganzheitlicher Vernetzung von Lösungen und perfekter Integration in den Alltag des Nutzers.

Elektroautos können deshalb künftig nicht nur zur Fortbewegung genutzt werden, sondern auch als Energiespeicher zu Hause – oder sogar als mobiles Speicherkollektiv, um Schwankungen im Stromnetz auszugleichen. Selbst erzeugte Energie könne man auch nicht nur zu Hause verbrauchen, man könne sie ganz einfach mitnehmen, etwa in ein Ferienhaus. Die Energy-Community „EnBW solar+“ ist

ein Beispiel dafür. Das Paket aus Solaranlage, stationärem Speicher, zwei Wechselrichtern und Smartphone-App macht die Kunden weitgehend zu Selbstversorgern. Überschüssiger Strom wird in die Community verkauft, kann bei Bedarf aber auch aus dieser bezogen werden. Dem Energieversorger kommt dabei eine neue Rolle zu: Er ist nicht mehr einfach nur Stromlieferant, sondern kümmert sich um die komplexen Prozesse wie die Netzeinspeisung oder den Stromhandel an der Börse. Dabei bekomme, so Sillober, die Branche Konkurrenz von allen Seiten. Die EnBW sei gut aufgestellt, gehe zuversichtlich in diesen Wettbewerb und sehe die partnerschaftliche Zusammenarbeit als vielversprechende Option.

Die Chancen und Herausforderungen der neuen Produktwelt waren ebenfalls Thema eines Podiumsgesprächs, an dem sich neben Timo Sillober auch die beiden Sprecher des Energie-Teams beteiligten, Ulrich Köngeter, Geschäftsführer der Stadtwerke Villingen-Schwenningen, und Steffen Ringwald, bei EnBW Leiter Vertrieb Industrie, Kommunen, Operations & Drittmarkt, sowie als Vierter im Bunde Klaus Saiger, Geschäftsführer der FairNetz GmbH, des Netzbetreibers am Veranstaltungsort Reutlingen, und Präsident des Verbands für Energie- und Wasserwirtschaft (VfEW).

In ihren Argumenten und Meinungsäußerungen zur Ausgangslage der Branche, zur Konkurrenzsituation, zur Kundennachfrage und zur Relevanz des Netzes vertiefte und kommentierte die Runde das im vorangegangenen Vortrag gezeichnete Bild. Die Energiewelt wird sich verändern, sie wird grüner, digitaler und dezentraler. Vor allem wird sie kundenorientierter, denn zukunftsfähige Angebote für Haushaltskunden müssen diese Entwicklungen aufnehmen. Die Produkte und Dienstleistungen müssen über den Verkauf der Kilowattstunde hinaus auf die Bedürfnisse des Kunden zugeschnitten sein und neue Techniken und Leistungen einbeziehen. Die Leitfrage, ob Energieversorger in der neuen Energiewelt mithalten können, wurde durchaus optimistisch beantwortet.

Ingo Fleuchaus
Freier Journalist
07628 803320
info@textdirekt.de

Automatisierte Prozesse für einen wettbewerbsfähigen Kundenservice

Diskussionsforum auf dem Plenum in Reutlingen

Frank Reitmajer

Die Energieversorger müssen ihre Kundenansprache optimieren. Dies wurde einmal mehr beim Plenum des Energie-Teams Baden-Württemberg im Herbst 2017 in Reutlingen deutlich. Frank Reitmajer, Geschäftsführer der Stadtwerke Schwäbisch Gmünd, und Alexander Neuhaus, Leiter Geschäftsentwicklung im Bereich Operations der EnBW Energie Baden Württemberg AG, referierten in einem Diskussionsforum über die Automatisierung von Prozessen für einen wettbewerbsfähigen und effizienten Kundenservice.

Veränderungen bei den Rahmenbedingungen sowie im Markt und im Kundenverhalten erfordern eine grundsätzliche Neuausrichtung der Kundenkommunikation. Gleichzeitig müssen die nachgelagerten Abwicklungsprozesse und die herkömmliche Informationstechnik weiterentwickelt werden. Nur mit Automatisierung werden künftige Geschäftsmodelle ausreichend kundenorientiert, effizient und flexibel sein. Doch warum ist das Thema gerade jetzt brandaktuell und wo liegen die Chancen und Grenzen der Automatisierung an der Kundenschnittstelle?

Die Hauptgründe für den aktuellen Automatisierungsbedarf im Vertrieb liegen insbesondere im zunehmenden Margen- und Wettbewerbsdruck, in einem veränderten Kundenverhalten sowie in einer steigenden Komplexität der energie- und finanzwirtschaftlichen Prozesse. Ohne Automatisierung ist zunehmend mehr Personal notwendig, um die immer komplexer werdenden Prozesse abzudecken. Neue Technologien wie beispielsweise Smart Meter eröffnen neue Chancen. Voraussetzung ist allerdings, dass die zusätzlichen Informationen und Daten auch wirtschaftlich verarbeitet und sinnvoll verwendet werden können.

Neue Player treten auf und suchen sich Nischen. Sie rollen den Markt mittels Cross-Selling auf und sind dabei äußerst effizient in der Abwicklung. Da wird der Discounter zum Stromanbieter, ebenso das Telekommunikationsunternehmen. Gleichzeitig erwartet eine neue Generation von Kunden eine andere Ansprache, einen anderen Zugang und eine andere Verarbeitung von Informationen und Produkten. Diese Schnittstellen müssen automatisiert und anwenderfreundlich mit den neuen, energie- und finanzwirtschaftlichen Prozessen verknüpft werden.

„Die Zählerkarte ist Mittelalter“, sagt Reitmajer. Damit bringt er die Kommunikationsprobleme auf den Punkt. „Wir müssen uns jetzt auf den Weg machen“, lautet sein Appell. Junge Menschen erwarten von ihren Energieversorgern den Service, den sie in anderen Branchen seit Jahren gewohnt sind. Online-Versandhändler und Telekommunikationsunternehmen können dabei als Vorbild dienen. „Dabei werden wir allerdings mit einem anderen Maßstab gemessen“, warnt Neuhaus. „Als Energieversorger werden wir wesentlich kritischer beäugt.“

Bei der Digitalisierung des Vertriebs hinken die Energieversorger anderen Branchen hinterher. Das hat allerdings Gründe: Nach der Liberalisierung lag der Schwerpunkt auf der Abwicklung der neuen energie- und finanzwirtschaftlichen Prozesse. Immer neue staatliche Vorschriften und Regelwerke binden Ressourcen und bremsen die Energieversorger in ihrer Innovationskraft. Hier ist also auch die Politik gefordert.

Alexander Neuhaus

Die Schnittstellen zum Kunden sind bis heute im Wesentlichen Telefon, Brief und E-Mail. Die Wünsche der Kunden werden aufgenommen und von Mitarbeitern in die bestehenden Prozesse integriert. Ein vernünftiges Customer-Relationship-Management in diese Prozess- und IT-Welt zu integrieren, ist sehr schwierig. Telefon, Brief und E-Mail genügen in Zeiten von Facebook und Twitter aber nicht mehr. Die Generation der künftigen Kunden wird via Facebook, Twitter, und Apps kommunizieren und in den Systemen direkt Prozessschritte übernehmen, die die Energieversorger vollumfänglich und rechtlich prozessual abbilden müssen. Des Weiteren wird die Kommunikationshäufigkeit deutlich anwachsen. Die Kunden erwarten bessere Servicequalität sowie eine personalisierte und individuelle Ansprache auf verschiedenen Kanälen.

Da die „Generation Smartphone“ zunehmend Messenger-Dienste nutzt, sollten auch die Energieversorger über ihren Internet-Auftritt das Community-Messaging fördern, also den Austausch der Kunden untereinander. Bei Fragen und Problemen ist die Community immer häufiger die erste Anlaufstelle. Erst wenn es hier keine Antworten gibt, wird der Service-Mitarbeiter gefragt. Die Kundenhotline hat also nach wie vor ihre Berechtigung, verliert aber an Bedeutung. Der Kunde ist hybrid und entscheidet sich anlassbezogen für eine Kommunikationsform. Virtuelle Assistenten und Customer-Self-Services sind im Kommen. Die Einbeziehung des Kunden in Problemlösungs- oder Serviceprozesse hat viele Vorteile, vor allem aber spart sie Zeit. In vielen Branchen hat sich der Customer-Self-Service bereits fest etabliert, etwa bei Reiseanbietern. Die Automatisierung von Routineaufgaben verkürzt die Reaktionszeiten. Kommuniziert wird heute in Echtzeit, rund um die Uhr.

Für die Energieversorger ist dies eine große Herausforderung. Um die neuen Automatismen mit den nachgelagerten Prozessen und IT-Systemen zu verknüpfen, müssen zahlreiche zusätzliche Informationen und Daten gesichert und verarbeitet werden. Eine Selektion der nötigen Information ist erforderlich. Damit die neuen Medien mit den vorhandenen Systemen verknüpft werden können, sind offene Architekturen erforderlich. Mit Öffnung der bestehenden IT-Systeme für die Kunden sind Kundenzufriedenheit und Sicherheit in Einklang zu bringen. Zu beachten ist dabei insbesondere die Anwendbarkeit der EU-Datenschutz-Grundverordnung ab 25. Mai 2018. Damit steigen die Anforderungen an die IT-Systeme und die Kosten. Kooperationen untereinander und die Zusammenarbeit mit spezialisierten Softwareschmieden bieten sich an. Langfristig sparen automatisierte Prozesse Zeit und Geld.

Ingo Fleuchaus
Freier Journalist
07628 803320
info@textdirekt.de

Personalien

Schicken Sie uns Ihre Meldungen zu Personalien an info@energie-team.org

Personalien aus Unternehmen:

Aalen: Cord Müller, seit 2008 Geschäftsführer der Stadtwerke Aalen GmbH, ist Ende 2017 aus dem Unternehmen ausgeschieden. Neuer kommissarischer Geschäftsführer der Stadtwerke Aalen ist Wolfgang Weiß.

Bad Waldsee: Regine Rist ist bereits seit 1. August 2017 neue Geschäftsführerin der Stadtwerke Bad Waldsee GmbH. Ihr Vorgänger Jörg Uhde hat das Unternehmen auf eigenen Wunsch verlassen.

Freudenstadt: Peter Günther, bisher Kaufmännischer Geschäftsführer bei der Gasversorgung Pforzheim Land GmbH, wird ab 1. April 2018 als Nachfolger von Oliver Daun die Kaufmännische Geschäftsführung der Stadtwerke Freudenstadt GmbH übernehmen. Nach einer Übergangszeit an der Seite des Technischen Geschäftsführers Rainer Schuler soll er alleiniger Geschäftsführer werden. Daun wechselt als Geschäftsführer zu den Stadtwerken Herford.

Ludwigsburg: Christian Schneider ist als zweiter Geschäftsführer der Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim GmbH berufen worden. Er unterstützt dort Bodo Skaletz, seit 2001 Geschäftsführer der Stadtwerke und künftig Vorsitzender der Geschäftsführung. Schneider ist derzeit Hauptabteilungsleiter Markt bei den Stadtwerken Pforzheim GmbH und wird seine neue Tätigkeit voraussichtlich im Juli aufnehmen.

Walldürn: Tobias Hagenmeyer ist neuer Geschäftsführer der Stadtwerke Walldürn. Er tritt zum 1. April 2018 die Nachfolge von Andreas Stein an, der Anfang des Jahres als Geschäftsführer zu den Stadtwerken Buchen wechselte. Hagenmeyer kommt von der EnBW Energie Baden-Württemberg AG, wo er in verschiedenen leitenden Funktionen tätig war, zuletzt im Risikomanagement.

Termine 2018

Energie-Team Baden-Württemberg

18. April 2018

Runder Tisch für Öffentlichkeitsarbeit

Geislingen an der Steige

25. April 2018

Steuerungskreis

Reutlingen

Mai 2018

Themenforum Netz

Ort noch offen

Juli 2018

Themenforum Bürger und Energiewende

Ort noch offen

Juli 2018

Themenforum Unternehmensentwicklung

Ort noch offen

24. Oktober 2018

Plenum

Schwäbisch-Hall

Impressum

Energie-Team Intern
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Schelmenwasenstraße 15
www.energie-team.org 70567 Stuttgart

Redaktion
Anca Kolenbrander
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Telefon 0711 289-44382
Telefax 0721 914-20463
a.kolenbrander@enbw.com

Axel Pfrommer
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Telefon 0711 289-46646
a.pfrommer@enbw.com

Dr. Jochen Schicht
ENRW Energieversorgung Rottweil GmbH & Co. KG

Markus Schneider
Stadtwerke Karlsruhe GmbH

Gestaltung und Produktion
Guntram Gerst
guntramgerst.de