

The background of the entire page is a blurred photograph of a large crowd of people at a conference or event. Overlaid on this image is a large, semi-transparent orange triangle pointing downwards, which serves as a backdrop for the main title and subtitle. In the bottom right corner, there is a decorative graphic consisting of several overlapping triangles in various colors (blue, green, yellow, orange, purple, and white).

OMNETRIC

A Siemens Company

Achtung! Es droht ein Engpass

Netzmanagement in Zeiten der Kundenzentrierung
Eine Betrachtung des Energieversorgungssektors in Nordamerika

Recherche

Einleitung

Es wird nicht leicht

Wenn mehr verteilte Energiesysteme zum Netz hinzugefügt werden, kommt es zu den Tageszeiten, an denen die Stromproduktion mithilfe dieser Ressourcen den Höchststand erreicht, zu einem Engpass im Stromnetz. Wenn dieser Engpass nicht sorgfältig verwaltet wird, wird er immer schlimmer und es kommt zu einer Fülle von Problemen für den Verteilsystembetreiber und für dessen Kunden.

▲ Probleme im Verteilnetz

Es kann vorkommen, dass die Ausrüstungen des Verteilsystems über die Nennbetriebsgrenzen hinaus belastet werden, was zu Schäden an Kabeln der Stromkreissegmente, Sicherungen, Transformatoren und sonstigen Ausrüstungen führen kann. In schweren Fällen kann es zu einem Brand kommen, was eine Gefahr für die Bürger, die Mitarbeiter des Versorgungsunternehmens und die Rettungskräfte darstellen kann. Der durch solche Defekte und Brände verursachte Schaden führt zu Serviceausfällen, die Reparaturkosten, von der Regulierungsbehörde verhängte Geldstrafen und Rufschädigung nach sich ziehen.

▲ Probleme in der gesamten Übertragungs- und Verteilwertschöpfungskette

Zunehmende Produktion aus verteilten Energiesystemen kann Rückspeisungen im Verteilsystem verursachen, was zu Betriebsmustern führt, die während der Untersuchung in Sachen Planung, Konzipierung und Schutz nicht berücksichtigt wurden. Wenn keine Schutzvorkehrung bzgl. Rückspeisungen getroffen ist, funktionieren die dort vorhandenen Relais möglicherweise nicht, so dass es zu Schäden an der Ausrüstung und zu langen Ausfällen kommt. Wenn diese Rückspeisungen groß genug werden, können im zentralen Stromübertragungssystem ähnliche Probleme auftreten, was zu einer verringerten Netzzuverlässigkeit führt¹.

▲ Probleme beim Kunden

Möglicherweise bekommen auch die Kunden die negativen Auswirkungen des Netzengpasses in ihren Häusern und Betrieben zu spüren. Die Schwankung der Stromproduktion aus verteilten Energiesystemen kann zu Spannungsschwankungen führen, die möglicherweise außerhalb der sicheren Betriebsgrenzen der Ausrüstungen des Kunden liegen. Dies kann zu mangelhaftem Service, wie z. B. flackerndem Licht, und sogar zur Beschädigung von Geräten – wie Kühlschränken, Klimaanlage, Pumpen und elektronischen Ausrüstungen – im Haushalt oder Büro führen.

Verteilnetz: Im Zusammenhang mit dem vorliegenden Dokument bezeichnet der Begriff Verteilnetz alle Anlagen, die Energie von den Umspannwerken bis zum Rand des Netzes transportieren und verteilen. Dies umfasst das Umspannwerk und die primären Verteilleitungen, die normalerweise mit ca. 13 kV arbeiten und an denen üblicherweise Photovoltaik-Anlagen von mittlerer Größe angeschlossen werden.

Je nach Netzlayout können die sekundären Verteilleitungen (Einspeiseleitungen einschließlich Einspeisetransformatoren), die die direkte Verbindung zu den Verbrauchern darstellen, ebenfalls von einem Engpass betroffen sein - beispielsweise dann, wenn die angeschlossenen Haushalte private Photovoltaikanlagen oder Ladestationen für Elektrofahrzeuge installiert haben

Verteilte Energiesysteme: Kleine bis mittelgroße Ressourcen, die in erster Linie hinter den Verbrauchsmessanlagen am Verteilnetz angeschlossen sind.

Ist alles, was umweltfreundlich ist, gut?

Die Mission der meisten Versorgungsunternehmen in Nordamerika, egal welcher Größe, ist es, erschwinglichen, sicheren und zuverlässigen Zugang zu Strom (und vielleicht auch zu Gas und Wasser) zu bieten und gleichzeitig die Umwelt zu schützen. Eine wachsende Zahl von verteilten Energiesystemen werden in den Energiemix und damit auch ins Netz integriert. Diese klimaneutralen, nachhaltigen Stromerzeugungsquellen sind eine gute Nachricht, da energiebezogene Emissionen doch mehr als 90 % der gesamten Treibhausgasemissionen von Nordamerika ausmachen.² Nichtsdestotrotz wird zunehmend deutlich, dass die Verbreitung von verteilten Energiesystemen im Netz zu Komplexität am Grid Edge führt. Für Versorgungsunternehmen, die das Netz verwalten, tritt nun ein Engpass – früher eine Übertragungs Herausforderung – im Verteilnetz auf, der in der Zukunft die Systemzuverlässigkeit beeinträchtigen könnte.

Auf einer Teilveranstaltung der DistribuTECH 2018 hat jemand erzählt, dass Familien in den 1940er Jahren nach dem Kauf eines neuen Kühlschranks – früher der größte Stromfresser im Haushalt – sofort ihr Elektrizitätswerk über den Kauf informiert haben. Auf diese Weise konnte sich das E-Werk auf die höhere Last einstellen. Fiktion? Wohl eher nicht. Wenn heute ein Verbraucher ein neues Elektrofahrzeug (EF) beim Autohaus abholt, ist er nicht verpflichtet, seinen Stromanbieter zu informieren. Da die Versorgungsunternehmen keine Möglichkeit haben herauszufinden, wo sich die Elektrofahrzeuge befinden, können sie nicht planen, was Infrastruktur-Upgrades oder -verbesserungen angeht. Nur wenn die EF-Durchdringung ein kritisches Maß erreicht und die Zuverlässigkeit zu einem Problem wird, verfügen sie über den erforderlichen Durchblick, um handeln zu können. Dies ist nur ein Beispiel für die unvorhersehbare Beanspruchung des Verteilnetzes.

Die Tatsache, dass der zur Verteilung dienende Teil des Stromnetzes schon immer mit weniger Sensoren ausgerüstet war, so dass weniger Daten erzeugt werden und infolgedessen weniger intelligente Informationen und Erkenntnisse vorliegen, trägt zu diesem blinden Fleck bei. Im neuen Energiesystem sind die Lasten und Kapazitäten extrem unbeständig: Die Schwankungen von Photovoltaik (PV), E-Mobility, Speicherung etc. führen zu Auswirkungen, die nur schwer in den Griff zu bekommen sind. Last- und Erzeugungsmuster am Grid Edge werden auch durch neue Marktakteure beeinflusst, wie beispielsweise Aggregatoren oder prosumerorientierte Dienstleister, die neue Technologien und Marktmechanismen nutzen und aktivere Verbraucher haben. Das Vorhaben von Tesla, Solardachziegel im Paket mit Batteriespeicherung zu verwenden, ist nur ein Beispiel. Realistisch gesehen, werden die Risiken hinsichtlich Systemzuverlässigkeit und -sicherheit zunehmen, wenn verteilte Energiesysteme am Grid Edge immer leichter verfügbar werden und immer mehr vorherrschen.

Achtung! Es droht ein Engpass

Ein Engpass tritt dann auf, wenn sich zu viel Stromnachfrage oder zu viel Stromerzeugung negativ auf Spannung und Frequenz auswirkt. Sowohl ein Überschuss als auch eine Unterversorgung kann die Kapazität der installierten Anlagen, wie Kabel und Transformatoren, überschreiten und zu Beschädigung, zu Netzinstabilität sowie zu geringerer Stromqualität führen und sogar zu längeren Stromausfällen, die Auswirkungen auf Über-

54% von mehr als 100 Versorgungsunternehmen weltweit gaben in einer Erhebung an, dass ihrer Meinung nach die Unterbringungskapazität für die dezentrale Stromerzeugung in den nächsten zehn Jahren erschöpft sein könnte³

tragungsebene haben können.

Ein Engpass im Verteilnetz ist ein lokales Phänomen. Seine Merkmale variieren beträchtlich, je nach geografischem Standort, vorhandener Netzinfrastruktur und Erneuerbare-Energie-Anlagen, Lastmerkmalen, Reife des Energiemarktes und Regulierungsumfeld. Zwar sind alle Führungskräfte, die das Verteilnetz verwalten, mit derselben Herausforderung konfrontiert, nämlich eine ständig wachsende Zahl von verteilten Energiesystemen in einer zunehmend dezentralisierten, digitalen und divergenten Energielandschaft unterzubringen - jedoch hat noch keiner eine Patentlösung formuliert.

Was muss getan werden? Die Verstärkung des Stromnetzes ist eine Möglichkeit, um ausreichend Kapazität zur Erfüllung von Angebot und Nachfrage sicherzustellen. Es kann jedoch kostspielig und zeitaufwändig sein, diese Lösung zu realisieren, und sehr störend für Unternehmen und Bürger, insbesondere in städtischen Gebieten. Investitionen in Netz-Upgrades gehören zwar zum Betreiben eines Verteilunternehmens zwangsläufig dazu, die Betreiber müssen jedoch Stromnetzverstärkungen mit intelligenten Steuergeräten, sogenannten Smart Controls, ausgleichen, die das Potenzial haben, viele Engpassprobleme zu lösen. Das Bauen physischer Infrastruktur, zum Auffangen von Spitzenlasten, die jedes Jahr nur in einem Bruchteil der Gesamtbetriebsstunden auftreten, ist vielleicht nicht der optimale Einsatz von Kapitalinvestitionen.

Aus dieser Sicht soll das Thema Engpass im Verteilnetz in Nordamerika beleuchtet werden, um die Auswirkungen und Risiken besser zu verstehen und um Empfehlungen für Versorgungsunternehmen zu erarbeiten.

¹ Distributed Energy Resources: Technical Considerations for the Bulk Power System FERC Staff Report. Geschäftsnummer: AD18-10-000, Februar 2018.

² Climate Watch für Kanada: <https://www.climatewatchdata.org/countries/CAN?source=33> und die USA: <https://www.climatewatchdata.org/countries/USA?source=33>

³ Accenture: Digitally Enabled Grid 2017: Reap the benefits of smarter distributed generation integration <https://www.slideshare.net/accenture/digitally-enabled-grid-2017-reap-the-benefits-of-smarter-distributed-generation-integration>

Wir von OMNETRIC haben die Vision einer neuen Energiewirtschaft, die intelligenter, stärker, umweltfreundlicher und vielschichtiger ist. Das Lösen des aufkeimenden Engpassproblems scheint für uns grundlegend für diese Vision zu sein. Der Engpass hat für Versorgungsunternehmen zwar vielleicht heute keine Priorität, wir wissen jedoch aus Gesprächen mit unseren Kunden, dass sie dies als ein sich am nicht allzu weit entfernt liegenden Horizont abzeichnendes Problem ansehen. Da eine Änderung Zeit braucht und unter bestimmten Umständen eine Genehmigung seitens der Regulierungsbehörden erfordert, könnte es zu spät sein, wenn Versorgungsunternehmen erst handeln, sobald die Probleme auftreten.

Deshalb müssen sie jetzt anfangen und Maßnahmen ergreifen. Dieser Bericht zielt darauf ab, die Form und die Größenordnung der bevorstehenden Herausforderung zu erkunden und, wie die nächsten Schritte in Richtung einer Lösung aussehen könnten. Außerdem wollen wir mit diesem Bericht auch die Diskussion anregen und das Bewusstsein wecken. Auswirkungen und Optionen können nur dann effektiv bewertet werden, wenn sich eine Vielzahl von Stakeholdern an einen Tisch setzen.

Beim Zusammenstellen des Berichts sind wir in zwei Phasen vorgegangen, wobei wir mit Schreibtischrecherche zum Thema Engpass im Verteilnetz begonnen haben. Wir haben Branchenberichte von Ana-

lysten, Fallstudien und Thought-Leadership-Veröffentlichungen von verschiedenen Marktexperten herangezogen. Diese Phase half, den aktuellen Stand abzuklären. Während der zweiten Recherchephase, die zwischen dem 24. Januar und dem 23. März 2018 stattgefunden hat, haben wir mit neun erfahrenen Führungskräften von Versorgungsunternehmen 45-minütige Befragungen am Telefon durchgeführt. Diese Führungskräfte hatten sowohl kaufmännische als auch technische Positionen in ihren jeweiligen Unternehmen inne, was die Tatsache unterstreicht, dass dem Engpassrisikomanagement keine Standardrolle zugewiesen ist.

Geografischer Fokus der Studie waren die USA. Die Befragungen hatten ein halbstrukturiertes Format, um sicherzustellen, dass alle relevanten Fragen erörtert werden. Gleichzeitig bot sich damit jedem Befragten auch eine offene Plattform, um die eigenen Gedanken, Ideen und Kommentare zu teilen. Wir haben diese Einblicke herangezogen, haben sie durch die Erkenntnisse aus der Schreibtischrecherche ergänzt und die Ergebnisse der Recherche dann bei OMNETRIC diskutiert. Dies hat es uns ermöglicht, über die Feststellungen nachzudenken und sie mit unserer Erfahrung aus erster Hand, die wir bei Projekten gesammelt hatten, anzureichern. Dieser Bericht ist eine Zusammenstellung dieser unterschiedlichen Sichtweisen und Meinungen.

▲ Schlüsselerkenntnisse	Seite
1. In jeder Hinsicht flexibel	5
2. Auch wenn sich alles um Daten dreht: Software ist nicht die Wunderwaffe	6
3. Teile und herrsche, aber behalte die Kontrolle	7
4. Wertbasierte Mechanismen verändern das Spiel	8
5. Die Regulierungsbehörden müssen Schritt halten	
▲ Die nächsten Schritte – Änderung des Blickwinkels	10
▲ Unser Engpassminderungsmodell	11
▲ Empfehlungen	15
▲ Abschließende Zusammenfassung	16

Wir bedanken uns bei folgenden Führungskräften aus der Branche, die bereit waren, einen Beitrag zu dieser Betrachtung zu leisten.

- Christopher Jones**, Consolidated Edison Company of New York, Inc., *Department Manager - System Design, Distribution Engineering Department*
Thomas Langlois, Consolidated Edison Company of New York, Inc., *Project Manager*
Damian Sciano, Consolidated Edison Company of New York, Inc., *Director, Distributed Resource Integration*
Thomas Magee, Consolidated Edison Company of New York, Inc., *General Manager, Smart Grid Implementation Group*
Derek Kirchner, DTE Energy, *Principal Supervisor - Demand Response*
Mike Grant, Duke Energy Corporation, *Lead Engineer, Grid Monitoring, Control and Intelligence*
Raiford Lawrence Smith, Entergy, *Vice President, Energy Technology & Analytics*
Michael Brown, NV Energy, *Manager, Demand Response & Distributed Energy Resources*
Dawid Zydek, NV Energy, *Supervisor, Demand Side Management Technical Services*

Schlüsselerkenntnisse

Erkenntnis 1

In jeder Hinsicht flexibel

Ein physikalisches Gesetz besagt, dass Elektrizität kaum flexibel ist. Glücklicherweise waren Stromerzeugung, Stromverteilung und Stromverbrauch bis vor kurzem verhältnismäßig so gut vorhersehbar, dass sich die Frage nach der Flexibilität nicht stellte. Heute verursachen verteilte Energiesysteme unvorhersehbare Energieflüsse im Verteilnetz, was in einem Engpassrisiko resultiert. Positiv an verteilten Energiesystemen ist, dass sie Flexibilität bieten, wodurch das Versorgungsunternehmen in der Lage ist, das Netz effizienter zu betreiben, auch aus wirtschaftlicher Sicht. Flexibilität in diesem Kontext wurde kürzlich in einem Bericht von einer Gruppe an europäischen DSO-Verbänden wie folgt definiert: Veränderung von Erzeugungs-, Einspeisungs- und/oder Verbrauchsmustern auf einer einzelnen Ebene oder insgesamt, häufig als Reaktion auf ein externes Signal, um einen Service innerhalb des Energiesystems zu bieten oder den Netzbetrieb stabil zu halten.⁴

Um diese Flexibilität nutzen zu können, muss das Versorgungsunternehmen hinsichtlich des Betriebs des Verteilnetzes eine aktivere Rolle übernehmen. Es gibt drei Bereiche, auf die Einfluss genommen werden kann: Anlagen, Verhalten und Software. Versorgungsunternehmen müssen alle drei mischen, sie müssen jedoch zunehmend den Schwerpunkt hinsichtlich der Anlagen verringern und den Fokus auf drahtlose Alternativen verstärken.

Nichtsdestotrotz ist es sinnvoll, dass der Netzbetreiber zunächst die technischen Lösungen, die sich unmittelbar in seinem Einflussbereich befinden, nutzbringend einsetzt. Der ers-

te Ansatz hinsichtlich des nutzbringenden Einsatzes von Flexibilität, um einen Engpass zu bewältigen, wird wahrscheinlich das Installieren von Schaltern umfassen und die Verwendung eines SCADA-Systems zu deren Fernbedienung, um das Netz neu zu konfigurieren und die Netzanlagen gleichmäßiger zu belasten. Bei einem weiteren Ansatz würden Zähler, Kommunikation und SCADA nutzbringend eingesetzt werden, um Neukonfigurationsmaßnahmen zu ermöglichen, wie beispielsweise Lastanpassung durch das Laden von Elektrofahrzeugen oder Drosselung. Speicherung wird zweifellos zu einem wichtigen Puzzleteil, insbesondere dann, wenn sie wirtschaftlich gesehen vertretbar wird. Das Versorgungsunternehmen kann auf allen Ebenen des Elektrizitätssystems speichern, auch auf der Verteilebene und hinter dem Zähler, und zwar mit Anlagen wie beispielsweise Powerwalls von Tesla. Speicherung ist für Engpassbewältigung besonders relevant, da sie sich eignet, um Reserven und Spannungskontrollservices sowie Frequenzregelungsreserven auszugleichen, die alle eine schnelle Reaktionszeit erfordern. Flexibilitätsmöglichkeiten, wie Elektrofahrzeuge diese als mobile Batterien bieten, gelangen zunehmend in den Fokus, beispielsweise in Modellen wie Grid-to-Vehicle (G2V) und Vehicle-to-Grid (V2G).

Zusätzlich zur direkten Laststeuerung von geregelten und ungeregelten Anlagen können Versorgungsunternehmen Flexibilität durch indirekte Laststeuerung über intelligente Tarife und andere Marktmechanismen vorantreiben. Bei tarifbasierten Lösungen kommen unzählige Parameter (Timing, Standort, Kapazität vs. Verbrauch) zusammen. Grundsätzlich gilt

jedoch, dass die Tarifstruktur üblicherweise umso effektiver ist, je einfacher sie ist. Ein anderes Modell, das derzeit in Europa angedacht wird, könnten Verträge über einen variablen Stromnetzanschluss oder Verträge über einen flexiblen Stromnetzanschluss sein. Diese könnten möglicherweise Win-Win-Möglichkeiten für Netzbetreiber und Nutzer schaffen.

Wenn Versorgungsunternehmen auf aktuelle Initiativen wie Demand Response bauen, streben sie Flexibilität an, indem sie unterschiedlichere und spezifischere Tools hinzufügen, um das Verhalten verschiedener Stakeholder, wie Verbraucher und Aggregatoren, optimal zu beeinflussen. Viele Führungskräfte von Versorgungsunternehmen sehen bereits beträchtliches Potenzial in Demand-Response-Programmen, gesteuerten Thermostaten und Services für ein Smart/Connected Home. Mehr als zwei Drittel der Versorgungsunternehmen gehen davon aus, dass diese Verhaltensmaßnahmen, die durch zunehmend effektive Software ermöglicht werden, in den nächsten drei bis fünf Jahren wichtig werden.⁵

Das Spektrum von softwarebasierten Maßnahmen, die Versorgungsunternehmen umsetzen können, um Flexibilität zu erreichen, ist groß. Sie sollten sicherzustellen, dass sie so flexibel sind wie die Ergebnisse, die sie erzielen möchten: modulare und interoperable, plattformähnliche Lösungen, die letztendlich zu einem ausgereiften System zur Verwaltung von verteilten Energiesystemen werden können und anlagen-, verhaltens- und softwarebasierte Maßnahmen kombinieren.

Erkenntnis 2

Auch wenn sich alles um Daten dreht: Software ist keine Wunderwaffe

Wenn Flexibilität für Versorgungsunternehmen die neue Realität werden soll, sind Einblicke für die ständige Anpassung und Optimierung des Systems wesentlich. Es überrascht nicht, dass die Einblicke von Daten bestimmt werden. Seitens der Versorgungsunternehmen gab es ein übereinstimmendes und klares Feedback: Daten sind das wertvollste Gut eines Verteilnetzbetreibers. Wenn Daten das Lebenselixier sind, dann wird die Software zum Herzen des Versorgungsunternehmens der Zukunft, das die Anlagen steuert und das Verhalten der Kunden beeinflusst, und zwar basierend auf dem Status des Netzes. Gleichwohl erkennen Versorgungsunternehmen, die bestens aufgestellt sind, um das Netz zu beherrschen und mit einem drohenden Engpass umzugehen, dass Software allein das Problem nicht lösen wird.

Zunächst ist da die Hardware, die intelligente Informationen und Erkenntnisse generiert: Zähler und Sensoren. Es sollte nicht übersehen werden, wie wichtig es ist, über die richtige Hardware zu verfügen und so viel Wissen wie möglich über die Kunden, ihr Verhalten und ihre Auswirkungen auf das Netz zu entwickeln. Data Scientists haben recht, wenn sie sagen, dass jedes Versorgungsunternehmen über genügend Daten verfügt, um beginnen zu können, sich Einblicke zu verschaffen. Doch wenn das Versorgungsunternehmen zu einer ganzheitlicheren Sicht des Stromnetzes gelangen muss, liefert das Verknüpfen von Informationen über das Kundenverhalten mit Ereignissen am Grid Edge ergiebiger Resultate.

Das Grid Edge muss also smarter werden, d. h. sowohl intelligenter als auch schneller. Es gibt eine Vielzahl von kleinen Anlagen und Verbindungen

innerhalb des Verteilnetzes, die nicht von einem intelligenten zentralen Informationssystem gesteuert werden können. Es ist sinnvoll, die richtigen Daten zu erfassen und ein autonomes Verwalten kleinerer Ereignisse direkt dort, wo es erforderlich ist, zu ermöglichen. Initiativen wie „Coalition of the Willing“ und die Förderung von Architekturen wie OpenFMB, obwohl etwa fünf Jahre alt, waren noch nie relevanter. Versorgungsunternehmen müssen in der Lage sein zu erkennen, wo aktuelle Probleme angesiedelt sind, vorherzusagen, wo potenzielle Probleme auftreten könnten, und die richtigen Mechanismen zu ihrer Bekämpfung zu ermitteln. Basierend darauf investieren Versorgungsunternehmen in neue Hardware, beispielsweise intelligente Wechselrichter und intelligente Umspannwerke, sowie in Steuerungssoftware und Verhaltensprogramme. Und obwohl die Zeit bis zur Reife recht lange gedauert hat, verschaffen die von Smart Meters – von denen immer mehr nahezu in Echtzeit arbeiten – erzeugten Daten den Versorgungsunternehmen beispiellose Möglichkeiten zur Kostensenkung und zur Verbesserung der Kundenwahl. In unserer Arbeit mit Versorgungsunternehmen kratzen wir gerade einmal an der Oberfläche, was die Frage angeht, wie Daten die Reaktion von Versorgungsunternehmen hinsichtlich des Netzmanagements verändern können.

Versorgungsunternehmen verknüpfen Einblicke in Sachen Software, Hardware und Verbraucherverhalten zu einem überzeugenden Masterplan. Plattformen, wie beispielsweise Managementlösungen für verteilte Energiesysteme (DERMS), die Daten von verschiedenen Quellen verknüpfen, die direkte oder indirekte Anlagensteuerung ermöglichen und Kunden durch Preissignale ansprechen, sind gute Beispiele für einen integrierten Ansatz zur Engpassbekämpfung. Ein genaues Verstehen und eine gute Anpassung an die künftige Geschäfts- und Netzstrategie des Versorgungsunternehmens war schon immer entscheidend für Technologieinvestitionen, die eine Wertschöpfung bewirken und zukunftssicher sind. Heute wünschen sich Versorgungsunternehmen allzu oft Gespräche darüber, welche Produkte das Eindringen von erneuerbarer Energie verwalten helfen, und nicht über die künftigen Szenarien und Fähigkeiten, die sie erfüllen müssen. Manche Versorgungsunternehmen schlüsseln das Problem auf und beginnen mit (guten, altmodischen) Anwendungsfällen. Die daraus resultierenden Daten können dann helfen, die Lösung zu skalieren, wobei der Fokus und die Investitionen festgelegt werden.

„Bei dem Ansatz sollte es nicht nur um eine Softwarelösung gehen. Wir müssen basierend auf unserer Strategie Anwendungsfälle definieren und das Problem umfassender betrachten. Die Lösung wird wahrscheinlich eine DERMS-ähnliche Plattform sein, allerdings nicht von den technologischen Spezifikationen, sondern vom Ergebnis her.“

„Anlagen, Software und Verhalten sind die drei Haupthebel, die in einen umfassenden Ansatz integriert werden müssen. Man kann sich nicht allein auf Software verlassen, denn man muss gleichzeitig auch das Netz ‚härten‘ und das Kundenverhalten beeinflussen.“

Aussagen von im Rahmen der Recherche befragten Personen

„Die Verbraucher sollten einen Solaranschlussprozess durchlaufen, durch den sie sich der Folgen bewusst werden, die ihre Anlage auf das Netz haben könnte.“

„Mit unserer erweiterten Infrastruktur zur Verbrauchsmessung können wir jetzt erweiterte Tarifkonzepte nutzen und dies nicht nur zur Kappung von Spitzenlasten, sondern für viele weitere Anwendungsfälle nutzbringend einsetzen.“

Aussagen von im Rahmen der Recherche befragten Personen

⁴Flexibility in the energy transition: A tool box for electricity DSOs

⁵Zpryme (2017): The Connected Home: Programs and Products to Empower Customers, Seite 3: <https://etsinsights.com/reports/the-connected-home-programs-and-products-to-empower-customers/>

Erkenntnis 3

Teile und herrsche, aber behalte die Kontrolle

Zu einem Engpass kommt es dann, wenn im Netz mehr Aktivitäten stattfinden, als es gemäß seiner Auslegung bewältigen kann. Diese Aktivität ist auf viele verschiedene Akteure zurückzuführen, die häufig am Grid Edge angesiedelt sind, in der Nähe der Endkunden in ihrem Zuhause und in ihren Geschäften, nach dem Zähler. Das Ergebnis ist ein digitalisiertes, vernetztes und dynamisches Energie-Ökosystem mit bidirektionalem Stromfluss.

Prosumer, Aggregatoren, Versorgungsdienstleister, unabhängige Photovoltaikentwickler, Fahrzeughersteller mit Elektrofahrzeugen, Anbieter von Ladeinfrastruktur etc. kommen alle mit ihren eigenen Anforderungen, Beweggründen und Verhaltensweisen, die Versorgungsunternehmen nicht verstehen oder erfüllen können, weil sie das Gefühl haben, dafür nicht richtig ausgerüstet zu sein. Die Komplexität und Vielschichtigkeit der Energielandschaft, die sich aus dieser Grid-Edge-Aktivität ergibt, ist weit entfernt von dem, was Versorgungsunternehmen gewohnt sind: zentrale intelligente Informationen und Erkenntnisse, zunehmende Optimierung, strenge Managementprozesse – vielleicht auch eine Silostruktur und -auffassung. Dieses ungewohnte Terrain erfordert zur Bewältigung eine ganzheitliche Strategie.

Nichtdestotrotz sind letztendlich die Versorgungsunternehmen für die Gesundheit des Netzes verantwortlich und müssen Mittel und Wege finden, um diese multidimensionale Landschaft zu hegen und zu pflegen. Die gute Nachricht ist, dass sie nicht alles alleine machen müssen, auch wenn sie die ausgewiesenen Experten sind. Dienstleister und Verbraucher können die Bürde des Netzmanagements mittragen. Der Betrieb virtueller Kraftwerke durch Aggregatoren ist ein Beispiel. Für einen dezentralisierten Ansatz gelten jedoch bestimmte Vorausset-

zungen. In Anbetracht der Tatsache, dass sie letztendlich die Verantwortung für die Gesundheit und Sicherheit des Netzes tragen, müssen Versorgungsunternehmen sicherstellen, dass sie das Gleichgewicht aufrechterhalten. Dies kann vertraglich oder über direkte Intervention erfolgen. Anreize können ebenfalls helfen, das Verhalten zu beeinflussen, genauso wie Servicevereinbarungen mit Aggregatoren. Die Bündelung dieser Maßnahmen in einem innovativen Management von verteilten Energiesystemen führt dazu, dass diese Initiativen die größtmögliche Auswirkung haben.

Der Rahmen, innerhalb dessen andere Parteien tätig werden sollen, muss von den Versorgungsunternehmen gesteckt werden, beispielsweise durch das Festlegen von Hardware- und Softwarestandards, die einen einfacheren Einsatz im gesamten Ökosystem ermöglichen. Versorgungsunternehmen müssen fundierte Einblicke in ihr Netz haben und wissen, welche Anlagen und Akteure aktiv sind und nutzbringend eingesetzt werden können. Das Arbeiten in einem Ökosystem erfordert, dass sie neue Qualifikationen erwerben und sich eine Inside-out-Denkweise aneignen. Außerdem müssen Versorgungsunternehmen ihre internen Silos überbrücken. Alle Abteilungen müssen ihre Informationen teilen, einen Gesamtüberblick über das System schaffen und zusammenarbeiten, um das Netz zu verwalten.

„Das Netz wird immer mehr zu einer Bühne, auf der jeder in seinem eigenen Takt herumtanzt. Versorgungsunternehmen müssen der Dirigent sein, der die Zeichen gibt, um alles zu koordinieren und für Ordnung im System zu sorgen.“

„Wir wollen hinsichtlich klar definierter Probleme mit Aggregatoren als unsere Dienstleister zusammenarbeiten und uns deren Expertise zunutze machen.“

Aussagen von im Rahmen der Recherche befragten Personen

Erkenntnis 4

Wertbasierte Mechanismen verändern das Spiel

Die Vielzahl neuer Akteure, die in das Energiesystem einsteigen, gekoppelt mit einer neuen Generation digitaler Technologie, verändern die Gestalt des Marktes grundlegend: Sie verwandeln ihn von einem zentral angetriebenen und kontrollierten System in ein Netzwerk aus verschiedenen Einheiten, die Energie produzieren, verbrauchen oder verwalten und einen beträchtlichen Einfluss auf bestimmte (lokale) Teile des Netzes haben. Es ist nicht mehr damit getan, einfach die verbrauchte Energie zu bezahlen und die Kosten für das Netzmanagement und die Netzinstandhaltung den Versorgungsunternehmen zu überlassen.

Für ein effektives Engpassmanagement bedarf es eines kundenzentrierten Systems, das einen wertbasierten Ansatz verfolgt. In dieser neuen Realität wird jede Maßnahme anhand der positiven und negativen Auswirkungen, die sie auf das Netz hat, bewertet und entsprechend abgerechnet.

Versorgungsunternehmen und Regulierungsbehörden können zum Umgehen eines Engpasses beitragen, indem sie Marktmechanismen entwickeln und einrichten, die den Wert, den eine bestimmte Anlage für das Netzmanagement hat, mit den Kosten vergleichen, die sie für das System darstellt. Hier ein Beispiel: Zwar bewirkt die zunehmende Entscheidung zugunsten von Elektrofahrzeugen eine Erhöhung des Gesamtstromverbrauchs und könnte von den Versorgungsunternehmen positiv gesehen werden, sie führt jedoch auch zu einer Netzbelastung. Wie viel bezahlen Hersteller von Elektrofahrzeugen Netzbetreibern für die neue Nettolast (und den Druck), die/der auf das Stromnetz ausgeübt wird? Welche Notwendigkeiten bestehen hinsichtlich der Einrichtung dieses wertbasierten Marktes? In dieser agilen, weniger vorhersehbaren Umgebung sind starre Regelungen, die darauf abzielen, die Teilhabe zu beschränken,

um den Engpass zu lindern, kontraproduktiv. Beispielsweise hat es negative Auswirkungen auf das Image des Versorgungsunternehmens, wenn man eine neue PV-Anlage verbietet, und außerdem dämpft dies den Enthusiasmus hinsichtlich der alternativen Energieerzeugung beträchtlich. Oft lässt sich etwas einfach auch nicht stoppen.

Wichtig ist, den Standort und die Auswirkung jeder neuen Anlage im Netz (PV, Speicherung, EF etc.) klar vor Augen zu haben, um ihren Wert berechnen zu können – egal, ob es sich dabei um die Nachfragemöglichkeit oder um das Engpassrisiko handelt, die/das sie darstellt. Versorgungsunternehmen müssen beispielsweise über ein GIS für die Standortdaten einer Anlage verfügen, über Hardware- und Softwarekomponenten, um sie zu steuern, über Planungs- und Simulationssoftware, um die Engineeringauswirkung zu kennen, und über die richtige Tarifstruktur, um jedem Akteur seinen Beitrag zu vergüten.

All dies erfordert natürlich Change-Management-Programme, um einen bewussten Übergang zu bewirken. Sie sollten eine aktivere Beteiligung an Energiemärkten fördern und eine bessere Kenntnis der damit verbundenen Kosten. Kommunikation sollte die Teilnehmer auch über die Haltung „Alles Umweltfreundliche ist gut“ hinausbringen, indem das Bewusstsein für die negativen Auswirkungen geweckt und eine Verantwortung für das System bewirkt wird.

Frühe Pilotprojekte erproben bereits neue Technologien, wie z. B. Blockchain, um zu einem wirklich transaktiven Energiemarkt zu gelangen. LO3 in Brooklyn verwendet beispielsweise Blockchain-Technologie, um Peer-to-Peer-Handel von privat erzeugtem PV-Strom über ein begrenztes lokales System zu ermöglichen.

„Die Berechnung der tatsächlichen Nachfrage für Haushalte sowie für Verbraucher in Handel und Industrie gleichermaßen könnte ein guter erster Schritt sein, um das System wertbasierter zu machen.“

„Zur Verwaltung des Ökosystems bedarf es einer engen Zusammenarbeit zwischen all den verschiedenen Akteuren. Anreize müssen wirklich wertorientiert sein, um das Verhalten der Teilnehmer nachhaltig zu verändern.“

Aussagen von im Rahmen der Recherche befragten Personen

Die Regulierungsbehörden müssen Schritt halten

Die Fähigkeit von Versorgungsunternehmen auf einen drohenden Engpass im Energienetz zu reagieren, wird gegebenenfalls durch den Regulierungsrahmen, in dem sie agieren, begrenzt – oder ermöglicht. Regulierungsbehörden haben in vielerlei Hinsicht die Möglichkeit, das Tempo zu bestimmen, mit dem Versorgungsunternehmen auf einen Engpass sowie auf andere Herausforderungen im Zusammenhang mit der Energiewende reagieren, indem sie, wie dies häufig geschieht, Geschäftsbedingungen und Finanzierungsprioritäten bestimmen.

Versorgungsunternehmen, die sich entsprechend rüsten möchten, um den Engpass in Zukunft in den Griff zu bekommen, werden möglicherweise durch den Regulierungsrahmen eingeschränkt oder sind ernüchtert, wenn Regulierungsbehörden nicht dieselbe Auffassung von Dringlichkeit haben, wenn es darum geht, das Energiesystem der Zukunft zu schaffen und zu formen. Versorgungsunternehmen können beispielsweise durch die, das Zurückerlangen von Investitionskosten verzögernden, Zyklen der Tariffestsetzungsverfahren der Regulierungsbehörden von der Einführung neuer Lösungen oder von Innovationen abgehalten werden.

Ohne die rechtzeitige Mitarbeit und vorausschauende Vorausplanung von Regulierungsbehörden laufen Versorgungsunternehmen Gefahr, schlecht auf einen Engpass im Stromnetz vorbereitet zu sein, wenn es unausweichlich dazu kommt. Außerdem sind im Allgemeinen weder die Regulierungsbehörden noch die Versorgungsunternehmen entsprechend beweglich, um schnell Gegenmaßnahmen finanzieren und umsetzen zu können, wenn es zu einem Engpass kommt, so dass die Versorgungsunternehmen – und die Kunden – unter den Folgen zu leiden haben. Trotz dieser Herausforderungen können sich Versorgungsunternehmen innerhalb der

Beschränkungen des Regulierungsrahmens für auftretende Herausforderungen wie einen Engpass rüsten. Beispielsweise können kleine Pilotprojekte den Regulierungsbehörden bewiesene technologische Lösungen sowie positive Business Cases, die den Fortschritt anregen können, präsentieren.

Mit der richtigen Haltung können Regulierungsbehörden zu Botschaftern und Wegbereitern eines Zeitalters der Kundenzentrierung werden. Einige stellen bereits unter Beweis, dass ein gemeinschaftlicher, innovativer Ansatz möglich ist. Reforming the Energy Vision (REV) in New York ist ein Beispiel, das die Energieinnovation aktiv vorantreibt. In ähnlicher Weise haben kalifornische Regulierungsbehörden einen progressiven Ansatz an den Tag gelegt, indem sie Proof-of-Concept-Pilotprojekte und Regeln befürwortet haben, die den Versorgungsunternehmen des Bundesstaates vorschreiben, ihren Fokus auf Sonnenenergie, Windkraft und andere erneuerbare Energiequellen zu verlagern und dabei gleichzeitig bis Ende 2020 einen absoluten Grenzwert hinsichtlich der Kohlenstoffbelastung einzuhalten.

„Derzeit behandelt die Regulierungsbehörde alle Teilnehmer an verteilten Energiesystemen gleich. Sie sind jedoch nicht gleich. Einige sind wichtiger als andere, und wir haben nicht die Möglichkeit, sie zu kontrollieren.“

„Die Regulierungsbehörde sollte den Rahmen festlegen, der das Stromnetz vor Missbrauch schützt und Innovation fördert.“

Aussagen von im Rahmen der Recherche befragten Personen

Perspektivenwechsel: Die Ära von Z in Richtung A

Wenn man mittendrin ist, den Engpass im Verteilnetz zu lösen, wird deutlich, dass eine tiefgreifende Veränderung im Versorgungsunternehmen erforderlich ist.

Über ein Jahrhundert lang haben Energiebetreiber das, was sie tun, linear und „in Fließrichtung“ betrachtet, von der zentralen Erzeugung über den Transport bis zur Last – von A in Richtung Z. Die Versorgungsunternehmen haben diesen Fluss optimiert, und die letzte Welle von kundenorientierten Innovationen hat ihnen geholfen, diese Wertkette weiter zu straffen und zu verbessern.

Diese Konfiguration hat jedoch eine Haltung entstehen lassen, die die zur Engpassbekämpfung erforderliche Maßnahme verhindern könnte, weil zentrale intelligente Informationen und Erkenntnisse, Optimierung und starre Managementprozesse nicht schnell oder flexibel genug sind, um all die Beeinträchtigung am Grid Edge zu steuern. Da ein Engpass im Verteilnetz von Aktivitäten seitens einer Vielzahl von Parteien, die oft hinter dem Zähler angesiedelt sind, herrühren, kann die herkömmliche Systembetrachtung sie nicht erfassen. Selbst wenn sie ermittelt werden können, ist es nicht möglich, ihre Beweggründe und ihr Verhalten zu verstehen, was für ein effizientes Netzmanagement wesentlich ist.

Netzmanagement als Aktivität muss den Kunden in einer Art und Weise berücksichtigen, wie dies bislang nicht erfolgt ist. Die Versorgungsunternehmen müssen ihre Blickrichtung umkehren und anfangen, von Z, dem Kunden, in Richtung A, irgendwelche potenziellen Lösungen, zu denken, um die Nachfrage zu erfüllen. Die Kunden sind ganz einfach nicht mehr allein denen vorbehalten, die sich mit dem kommerziellen Handel befassen. Das Verwalten von Anlagen und Sys-

temen im Verteilnetz ist keine reine Engineeringaufgabe mehr. Wenn auf der Kundenseite genügend Wissen vorhanden ist, werden die Versorgungsunternehmen beginnen, neue, innovative Dienstleistungen und Lösungen für ihre Kunden zu konzipieren, während sie gleichzeitig die Einschränkungen des physischen Netzes bewältigen. Diese Dienstleistungen könnten sogar um Nebendienstleistungen, die dem Übertragungsbetreiber angeboten werden, erweitert werden. Während dieser Recherche, bei der Gespräche mit Führungskräften von Versorgungsunternehmen stattgefunden haben, die das Engpassrisiko im Verteilnetz berücksichtigen, gab es nicht eine einzelne Rolle oder ein einzelnes Profil. Diese Führungskräfte waren oft in ihrem gesamten Unternehmen tätig, um zu belehren und zu missionieren und um einen Informationsabgleich sicherzustellen, wodurch sich ein vollständigeres Bild des Stromnetzes ergibt. Das Verwalten des Netzes in Zeiten der Kundenzentrierung erfordert eine ganzheitliche Betrachtung des Energiesystems. Dies zieht eine enge Zusammenarbeit über die Wertschöpfungskette des Versorgungsunternehmens hinweg sowie über Fachabteilungen innerhalb eines Unternehmens hinweg nach sich. Mit ganz konkreten Informationen über den Kunden ausgerüstet müssen die Versorgungsunternehmen potenzielle Anwendungsfälle und künftige Qualifikationen formulieren und testen. Wie das aktuelle System genutzt werden kann, um die Erfordernisse des Kunden zu erfüllen, ist der zweite Schritt, denn es stellt keinen Erfolg dar, das zu optimieren, was die Versorgungsunternehmen bereits machen, sondern es geht darum, den Prozess aus besagter neuer Blickrichtung von Z in Richtung A zu überdenken.

„Wir als Versorgungsunternehmen müssen unsere Denkweise über unser Geschäft umkehren. Wir müssen beim Kunden beginnen. Dann werden wir völlig neue Ansätze in Sachen Netzmanagement und Geschäftsmodelle finden.“

Aussage einer im Rahmen der Recherche befragten Person

Unser Engpassminderungsmodell

Wie gehen Versorgungsunternehmen mit einem Engpass um? Es gibt keine Patentlösung. Jeder Akteur muss den strategischen und operativen Weg, den er gehen will, festlegen. Wir haben vier vereinfachte Szenarien modelliert, die verschiedene Ansätze hinsichtlich eines drohenden Engpasses in der imaginären Stadt Gladville umreißen.

8 MW durchschnittliche Last über die Zeit



20 MW Netzkapazität

Erzeugungskapazität: 15 MW (fossile Energie) und 10 MW (erneuerbare Energie)

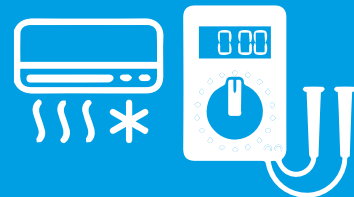
Gladville

70 % städtisch / 30 % ländlich

750 Kunden aus Han-

8.500 Haushalte

40 % mit HLK



20 % mit Smart Meters

85 GWh Energieverbrauch pro Jahr

Gladville ist seit jeher eine Schlafstadt für Big Metro City. Kürzlich kam Gladville bei der Wahl der „10 US-Kleinstädte, in denen man am besten leben kann“ auf Platz 5 und kann ein schnelles Wachstum verzeichnen. Mit seiner Nähe zu drei großen Universitäten und einem großen Metro-Airport schaffte es Gladville ferner auf die kurze Liste von Städten, die vom Online-Händler Mega River, Inc. als potentieller Standort für einen zweiten Knotenpunkt ermittelt wurden.

Modellparameter:

1. Das Versorgungsunternehmen ist ein reguliertes lokales Verteilunternehmen, das sich auf die Verteilung von Strom an den Endkunden konzentriert. Es ist die einzige Lieferquelle in seinem Servicegebiet und verfügt nicht über das Recht, deregulierte Mehrwertdienstleistungen anzubieten. Das Versorgungsunternehmen hat keine zusätzlichen Möglichkeiten, um wirtschaftlichen Nutzen zu erzielen, wie beispielsweise spezielle Tarifpakete oder Flexibilitätssdienstleistungen.

Aus diesem Grund müssen Anreize bzgl. des Verteilunternehmens geschaffen werden, damit es durch seine Verteiltarife effizient arbeiten kann.

2. Der regulatorische Tariffestsetzungsprozess des Versorgungsunternehmens ermöglicht es ihm, alle Investitionsausgaben (CAPEX) und Betriebs- und Instandhaltungsaufwendungen zurückzuerlangen, die mit der Ermöglichung der Integration von Energieressourcen von Kunden oder Dritten im Rahmen der verschiedenen beschriebenen Szenarien zusammenhängen. Der Prozess ermöglicht auch das Zurückerlangen von Energieumsatzeinbußen durch das Integrieren von kundenseitigen Ressourcen, und zwar über einen Mechanismus zur Anpassung von Umsatzeinbußen. Dies bedeutet nicht automatisch, dass Kunden in allen Fällen für Netz-Upgrades bezahlen müssen, da die Tarifierhöhung durch Wettbewerbsmarktmechanismen abgemildert werden könnte.

In diesem vereinfachten Modell haben wir jedoch eine günstige Vorschriftenlandschaft angenommen, in der das Versorgungsunternehmen in der Lage ist, Kosten- und Ertragsneutralität für Infrastrukturinvestitionen und die zuverlässige Integration von Energieressourcen Dritter aufrechtzuerhalten.

Es sind Probleme im Anmarsch! Es droht

Gladvilles aktuelle Stromerzeugungskapazität von 25 MW, die mit seinem Verteilnetz gekoppelt ist, wird sich im Laufe der nächsten drei Jahre nahezu verdoppeln.

5 MW

Dachsolarkapazität werden dank eines Anreizprogramms in Jahr eins zum Netz hinzugefügt.

15 MW

Solarkapazität werden über einen privaten Solarpark, der über drei Jahre hinweg installiert werden soll, zum Netz hinzugefügt, wobei pro Jahr 5 MW zusätzliche Kapazität hinzukommen.

Das Versorgungsunternehmen, das Gladville versorgt, erkennt, dass die erhöhte lokale Stromerzeugung helfen könnte, einen Teil des Nachfrageanstiegs zu lindern, dass jedoch der aktuelle Netzaufbau nicht in der Lage sein wird, die Auswirkung dieser Entwicklungen zu bewältigen. Das Versorgungsunternehmen untersucht vier Optionen, um den drohenden Engpass zu bewältigen:

- ▲ Infrastrukturverbesserungen
- ▲ Batteriespeicherintegration
- ▲ Demand-Response-Programm
- ▲ Management verteilter Energiesysteme

Modellparameter:

3. Die finanziellen Begleiterscheinungen für das Verteilunternehmen wurden über eine Zeitspanne von zehn Jahren kalkuliert. Dies spiegelt einen durchschnittlichen marktgerechten Umfang für Investitionen und Business-Case-Berechnungen wider, unter Berücksichtigung der hochgerechneten Lebensdauer von Wechselrichtern und Batteriesystemen. Der 10-Jahres-Ansatz mag für bestimmte Klassen von Anlagen eines Versorgungsunternehmens konservativ sein, er deckelt die Wertschöpfungsströme jedoch auf realistische Zeiträume und vereinfacht die Modellierung für die späteren Jahre (wenn zusätzliche Investitionen erforderlich sein könnten, um erhöhter Nachfrage und dem Lebensende von Ausrüstungen Rechnung zu tragen).

4. Das Modell umfasst eine Vielzahl weiterer Schlüsselannahmen (z. B. hinsichtlich Kostenstrukturen, technologischer Machbarkeit und Marktakzeptanz), die auf Daten von etablierten, marktführenden Quellen wie EPRI und NREL basieren.

Vier Optionen, um einen drohenden Engpass

Zusammenfassung

1

Infrastrukturverbesserungen

In diesem Szenario ist die Verstärkung der Infrastruktur die einzige Maßnahme, die das Versorgungsunternehmen ergreift. Dies umfasst herkömmliche Kapazitätsaufrüstungen wie Transformatoren, aber auch erweiterte Überwachungsmöglichkeit und Stromkreisänderungen über Smart Switches und Spannungsregulierung.

+

Vorteile

- Alle Kosten werden über bewilligte Tarifierhöhungen komplett zurückerlangt. Das Versorgungsunternehmen hat zwar keine zusätzlichen finanziellen Vorteile, bleibt jedoch ertragsneutral.
- Das Versorgungsunternehmen kann seine Zuverlässigkeitsmetriken selbst im Zusammenhang mit erhöhter Nachfrage und erhöhter Stromerzeugung im Verteilnetz aufrechterhalten oder sogar verbessern.
- Diese Initiative stellt für das Versorgungsunternehmen „business as usual“ dar, da die Prozesse und Maßnahmenpläne vorhanden und optimal auf die spezifische Situation des Versorgungsunternehmens zugeschnitten sind.

!

Herausforderungen

- Diese Lösung bringt über die Zurückerlangung der Kosten hinaus keine finanziellen Vorteile.
- In dicht besiedelten Wohngebieten oder Gebieten mit unterirdischen Netzen, wo Infrastrukturverbesserungen komplizierter und kostenintensiver sind, könnte dieses Szenario finanziell und hinsichtlich der Kundenwahrnehmung weniger attraktiv sein.
- Diese Lösung wirkt zwar einfach, sie erfordert jedoch eine Vielzahl von Anpassungen am Netz und hinsichtlich des künftigen Netzmanagements, um Fernüberwachung und Fernsteuerung zu ermöglichen.

2

Batteriespeicherintegration

In diesem Szenario fügt das Versorgungsunternehmen in Jahr eins 1 MW / 4 MWh Batteriespeicher hinzu. Durch Laden der Batterie in Zeiträumen mit übermäßiger Stromerzeugung und Entladen der Batterie in Zeiträumen mit Spitzennachfrage ist das Versorgungsunternehmen in der Lage, seine Nachfragekurve zu glätten und „Duck Curve“-Effekte zu mindern.

+

Vorteile

- Die finanziellen Vorteile über einen Zeitraum von zehn Jahren liegen bei ca. \$ 1,5 Mio. Umgerechnet entspricht dies einem Ertrag von \$ 7.000 pro MW zum Netz hinzugefügter Kapazität verteilter Energiesysteme (aus erneuerbaren Energien und Speicherung) pro Jahr.
- Das Versorgungsunternehmen kann Verbesserungen in Zuverlässigkeitsmetriken messen und quantifizieren und bestätigen, dass die Batteriespeicherung die gleiche oder eine bessere Zuverlässigkeit bietet als der Benchmark.
- Das Entladen der Batterie kann genutzt werden, um Spitzennachfrage und Engpasszeiträume abzumildern, und es ist diesbezüglich eine dynamischere Lösung als herkömmliche Infrastrukturverbesserungen.
- Dank der erhöhten Flexibilität im Netzmanagement profitiert das Versorgungsunternehmen von eingesparten Kapazitätskosten sowie von eingesparten Kosten für Verteilinfrastruktur und Systemkapazität und Betriebs- und Instandhaltungsaufwendungen, die sich im Laufe der zehn Jahre auf etwas mehr als \$ 1 Mio. (diskontiert) summieren.
- Die mit der Batteriespeicherung und dem laufenden Betrieb und der Instandhaltung verbundenen Kosten sind über die Zeit ständig rückläufig, wodurch die Rentabilität der Lösung verbessert wird.

!

Herausforderungen

- Die Batteriespeicherlösung erfordert nahezu die doppelten Investitionsausgaben (CAPEX) im Vergleich zu dem Weg der Infrastrukturverbesserungen, die laufenden Betriebs- und Instandhaltungskosten sind jedoch niedriger.
- Die Branche hat keine große Erfahrung mit den technischen, Leistungs- und finanziellen Merkmalen von Batteriespeicherung über die Zeit.
- Beispiele einer Speicherung im Maßstab von Versorgungsunternehmen sind in den USA bislang begrenzt, und es ist schwierig festzustellen, ob die Regulierung derzeit das Zurückerlangen sämtlicher Batteriekosten über bewilligte Tarifierhöhungen vollständig unterstützen würde.

3

Demand-Response-Programm

Das Versorgungsunternehmen setzt ein Demand-Response-Programm für Kunden aus Handel und Industrie sowie Haushalte um, zusammen mit denselben Infrastrukturverbesserungen, wie sie im ersten Szenario beschrieben sind.

+

Vorteile

- Die finanziellen Vorteile über zehn Jahre liegen bei ca. \$ 3 Mio., sind also doppelt so hoch wie beim Weg mit der Integration von Batteriespeicherung. Umgerechnet entspricht dies einem Ertrag von \$ 14.000 pro MW zum Netz hinzugefügter Kapazität an verteilten Energiesystemen (aus erneuerbaren Energien und Demand Response) pro Jahr.
- Das Versorgungsunternehmen kann Verbesserungen hinsichtlich der Zuverlässigkeit messen und quantifizieren und bestätigen, dass die Demand Response die gleiche oder eine bessere Zuverlässigkeit bietet als der historische Benchmark.
- Das Versorgungsunternehmen und die Tarifzahler realisieren die Vorteile von verzögerten Investitionsausgaben für Verteilnetzaufbauten und von eingesparten Kapazitätskosten, Infrastruktur- und Betriebs- und Instandhaltungsaufwendungen, die andernfalls erforderlich wären, um die voraussichtliche Nachfrage zu erfüllen.
- Vorteile für die Umwelt und die Gesellschaft resultieren aus der Senkung des Energie- und Nachfragefußabdrucks.
- Durch diesen Ansatz kommen 2 MW zusätzliche Kapazität hinzu.
- Die mit Demand-Response-Programmen verbundenen Kosten können in vielen Regulationsumgebungen über angepasste Tarife zurückerlangt werden, wohingegen das Zurückerlangen für die Speicherung derzeit weniger klar ist. Diese Lösung als solche könnte als eine sicherere Wahl als die Speicherlösung angesehen werden.

!

Herausforderungen

- Da sich die an einer Demand-Response-Lösung beteiligten Verhaltensprogramme auf die Last auswirken, beinhaltet diese Lösung nicht nur die Kosten für das Demand-Response-Programm, sondern auch die Kosten für Infrastrukturverbesserungen (wie im ersten Szenario).
- Demand-Response-Programme erfordern neue Qualifikationen, um einen anreizbasierten Netzmanagementmechanismus einzurichten und zu verwalten.
- Ein Schlüsselfaktor für den Erfolg ist die Fähigkeit des Versorgungsunternehmens, das Demand-Response-Programm verschiedenen Zielgruppen nahezubringen und sie über die Zeit zu verpflichten. Dies erfordert einen offenen und informierten Dialog zwischen dem Versorgungsunternehmen und seinen Kunden.

4

Management verteilter Energiesysteme

Das Versorgungsunternehmen implementiert ein Managementsystem für verteilte Energiesysteme als Kernplattform, um die verschiedenen Netzanlagen und -informationen zu verwalten. Diese Option umfasst ein Demand-Response-Programm für Kunden aus Handel und Industrie sowie für Haushalte und Infrastrukturverbesserungen in Form von Batteriespeicherung.

+

Vorteile

- Die finanziellen Vorteile über zehn Jahre liegen bei ca. \$ 4,5 Mio., 50 % mehr als beim Weg mit der Demand Response und dreimal so viel wie beim Weg mit der Integration von Batteriespeicherung. Umgerechnet entspricht dies einem Ertrag von \$ 20.000 pro MW zum Netz hinzugefügter Kapazität an verteilten Energiesystemen (aus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Speicherung und Demand Response) pro Jahr.
- Das Versorgungsunternehmen kann die Vorteile der Engpassvermeidung im Vergleich zu seinen üblichen Zuverlässigkeits- und Servicequalitätsbenchmarks im Kontext von erhöhter Nachfrage quantifizieren.
- Ein Management verteilter Energiesysteme sichert gegen Kapazitätskostenerhöhungen ab und dient als Aufschubstrategie hinsichtlich Verteilsysteminvestitionen, was zusätzliche Vorteile in Höhe von weiteren 10 % im Vergleich zu dem Weg mit den Infrastrukturverbesserungen bedeuten könnte.
- Die einzige größere Infrastrukturverstärkungsmaßnahme ist das Hinzufügen von 1 MW / 4 MWh Batteriespeicherung.
- Dieser Ansatz umfasst dasselbe Demand-Response-Programm wie die vorhergehende Lösung, durch die 2 MW zusätzliche Kapazität hinzukommen.
- Die operative Erfahrung, die hinsichtlich des Batteriespeichermanagements und der Durchführung des Demand-Response-Programms gewonnen wird, liefert eine Grundlage für künftige Flexibilität.

!

Herausforderungen

- Die Investitionen im Vorfeld sind höher als bei den anderen Alternativen.
- Die durchschnittlichen jährlichen Kosten für das Management verteilter Energiesysteme bewegen sich über die Zeit jedoch nahezu auf demselben Niveau wie bei den anderen Szenarien.
- Dies ist die weitreichendste Umstellung, was Konzipierung und Implementierung angeht. Die Anforderungen für jedes Hardware- und Software-Element müssen im Zusammenhang des kompletten Systems bestimmt werden, um ein optimales Zusammenspiel und optimale Effizienz sicherzustellen.
- Das Management verteilter Energiesysteme ist für viele Versorgungsunternehmen ein neuer Erfahrungsbereich und erfordert, dass sie ihr System im Rahmen einer umfassenden Zusammenarbeit konzipieren und implementieren und dabei den Input von Unternehmens-, Engineering- und technischen Teams nutzen.

Unsere vereinfachte Modellierung zeigt, dass Versorgungsunternehmen zahlreiche Ansätze zur Engpassminderung verfolgen können und dass diese Ansätze auch finanzielle Vorteile bringen können.

Die Modelle zeigen, dass die Umsetzung eines Managements verteilter Energiesysteme wirtschaftlich gesehen die überzeugendste Lösung ist. Dieser Ansatz setzt das Potenzial von software-, verhaltens- und anlagenorientierten Maßnahmen in optimaler Weise nutzbringend ein, um die Flexibilität zu bieten, die für eine erhöhte Kapazität und Belastbarkeit erforderlich ist.

Nichtsdestotrotz stellen alle Szenarien gangbare Optionen dar, um die Netzkapazität zu verbessern, das Netzmanagement zu optimieren und einem Engpass entgegenzuwirken.

Nicht im Modell berücksichtigt sind Ressourcenknappheit (z. B. Investitionen, Personal) und mangelnde Erfahrung mit neuen Technologien. Diese Punkte könnten sich auf die Machbarkeit und den Erfolg des Managements verteilter Energiesysteme auswirken. Die Implementierung eines solchen Managements könnte tatsächlich einen mehrstufigen Ansatz mit Pilotprojekten erfordern, um die optimale Kombination von Anlagen-, Verhaltens- und Softwaremaßnahmen zu bestimmen.

Bei allen Szenarien wird davon ausgegangen, dass das Versorgungsunternehmen die Investitionsausgaben (CAPEX) und die betrieblichen Aufwendungen im Zusammenhang mit Infrastrukturverbesserungen, Einsatz von verteilten Energiesystemen und Demand-Response-Programmen vollständig zurückerlangen kann. Außerdem wird davon ausgegangen, dass die Regulierungspolitik für den Einsatz von Demand Response und die Integration von verteilten Energiesystemen Dritter einen Mechanismus zum Zurückerlangen von Umsatzeinbußen vorsieht. Weitere Informationen siehe Fußnote zu „Modellierungsparameter“ auf Seite 11 und 12.

Empfehlungen

Unsere Gespräche mit Führungskräften von Versorgungsunternehmen und unsere Arbeit mit Versorgungsunternehmen in ganz Nordamerika legen den Schluss nahe, dass der Engpass im Verteilnetz derzeit nicht als Problem angesehen wird. Es besteht jedoch ein wachsendes Bewusstsein dahingehend, dass der Engpass das Potenzial hat, schnell problematisch zu werden. Wenn dies geschieht, werden das Umsetzen von Minderungsmaßnahmen und das Beheben der Pain Points Zeit in Anspruch nehmen, was zu einer Anpassungszeit voller Herausforderungen führen wird.

Wir sind der Auffassung, dass die Versorgungsunternehmen jetzt anfangen können, sich auf die bevorstehenden Veränderungen vorzubereiten, indem sie in einer Reihe von Bereichen den Grundstein legen:

Den Fokus umkehren

Die Versorgungsunternehmen müssen aus der Denkweise ausbrechen, die durch jahrzehntelange Energieversorgung „in nur eine Richtung“ entstanden ist. Es handelt sich um eine grundlegende Umstellung, die beinhaltet, dass sie ihre Welt auf den Kopf stellen müssen – weg von zentralen intelligenten Informationen und Erkenntnissen und von Managementprozessen hin zu einem agileren Ansatz mit dem Kunden im Mittelpunkt. Mit gemeinsamem Wissen, was die künftigen Auswirkungen eines Engpasses angeht, können im gesamten Versorgungsunternehmen Strategien formuliert und klare Zuständigkeiten zugewiesen werden. Es geht nicht mehr darum zu optimieren, was gemacht wird, sondern zu überdenken, wie die Organisation es macht. Jedes Gespräch und jedes Nachdenken darüber, wie ein Engpass gemindert werden kann, muss auf der Kundenseite des Systems beginnen, mit einer Analyse von Nachfrage und Verhalten und Mobilisierung des gesamten Energiesystems, um eine Response aufzubauen.

Umfassend zusammenarbeiten, um einen Vorsprung herauszuarbeiten

Eine einzelne Partei kann einen drohenden Engpass nicht eigenständig lösen. Zusammenarbeit ist entscheidend. Dies gilt sowohl innerhalb des Versorgungsunternehmens, wo Teams eine integrierte Response formulieren müssen, indem sie Expertise über die Energiewertschöpfungskette hinweg konsolidieren, als auch über das umfassende Energie-Ökosystem hinweg. Offener Dialog und Austausch zwischen allen Akteuren ist eine wesentliche Triebkraft für Wandel und Fortschritt. Teams, die das Verteilnetz verwalten, können und sollten eine zentrale Rolle beim Instrumentieren einer koordinierten, synergistischen Response spielen, so dass sie die Auswirkungen, die Programme zur Engpassbekämpfung auf ihre Netze haben, überblicken und koordinieren können. Länder- und marktübergreifend sollte diese Response im Hinblick auf das Netzmanagement die Expertise, die Einblicke und das Kapital von u. a. Dienstleistern, Aggregatoren, Energie-Startups und ESCOs ausschöpfen.

Die Möglichkeiten testen

Das Lösen eines Engpasses erfordert die Umstellung auf ein kundenzentriertes Energiesystem. Doch was zieht Kundenzentrierung nach sich und wie sieht die optimale Lösung aus? Die Antwort ist nicht klar, die Rolle von Daten beim Festlegen einer Vorgehensweise schon. Daten „füttern“ die Umstellung, sie liefern den Brennstoff für die Szenarioplanung, um das Netz der Zukunft zu modellieren und die vordringlichsten Maßnahmen zu ermitteln. Versorgungsunternehmen müssen ihre internen Datenanalysefähigkeiten stärken und die Software und die Modellierungsverfahren, die dabei helfen können, einen Weg nach vorne zu planen, besser annehmen. Durch die Inangriffnahme von Pilotprojekten können sie potenzielle Tools und Geschäftsmodelle für die Umstellung auf ein engpass-sicheres, kundenzentriertes Energiesystem testen.

Die Marktbotschaft weiterentwickeln

Versorgungsunternehmen können ihre zentrale Rolle im Energie-Ökosystem dazu nutzen, das Kundenverhalten und die Prioritäten der Regulierungsbehörden so zu beeinflussen, dass ein Engpass gemindert werden kann. Die Kommunikation mit den Kunden ist wichtiger als je zuvor. Dies erfordert detailliertes Wissen über den Kunden, entweder mithilfe von klassischen Methoden wie Kundenrecherche, oder mithilfe von eher technologiebestimmten Methoden wie Data Analytics von Netz- und/oder Zählerdaten. Sowohl die Botschaft als auch die Art und Weise der Übermittlung müssen weiterentwickelt werden. Heutzutage ist die Verantwortung des Einzelnen für die Umwelt weitgehend bekannt, und die Bürger handeln mehr oder weniger entsprechend. Versorgungsunternehmen müssen noch eine zusätzliche Botschaft daraufsetzen, wahrscheinlich weniger über die Verantwortung des Einzelnen für das System und mehr über die Vorteile von Flexibilität. Was die Taktik angeht, können sich die Versorgungsunternehmen von anderen Branchen inspirieren lassen, wo neue Tarife und Services einen Anreiz für Verhaltensverschiebungen bieten. Bemühungen, die Motivation und das Verhalten von Kunden zu verstehen, zeigen den Regulierungsbehörden mittlerweile auch, dass ein wertbasiertes Marktmodell für das Energiesystem im Entstehen begriffen ist, und ermuntern sie dazu, sich entsprechend weiterzuentwickeln.

Abschließende Zusammenfassung

Es ist Zeit für eine neue Blickrichtung

Bei der Liefersicherheit, der Mission des Verteilbetreibers, geht es darum, das Versprechen gegenüber den Kunden, Strom zu liefern, wann und wo er benötigt wird, zu erfüllen. Immer. Es wäre also falsch zu behaupten, dass Verteilbetreiber den Kunden bisher ignoriert haben. In Zukunft werden sie den Kunden auf eine Weise kennen müssen, wie dies vorher nicht erforderlich bzw. nicht einmal erwünscht war. Nur wenn sie ihre Blickrichtung komplett ändern – und Lösungen von der Kundenseite des Systems aus betrachten, mit einer Analyse von Nachfrage und Verhalten –, werden sie die Einblicke haben, Lösungen zu konzipieren (und immer weiter zu konzipieren), die genügend Flexibilität im System sicherstellen, um Spitzen zu bewältigen und einem Engpass entgegenzuwirken.

Warum gerade jetzt?

Technologischer Fortschritt

Das Problem wird durch die Ausbreitung erneuerbarer Technologien verursacht. Im Allgemeinen wird die Netzverstärkung als Lösung Schwierigkeiten haben, Schritt zu halten, geschweige denn wirtschaftlich vertretbar bleiben. In einem digitalen Zeitalter werden sich die meisten Versorgungsunternehmen darüber hinaus logischerweise Fragen über softwarebasierte Lösungen stellen. Software bietet das Potenzial, Flexibilität zu ermöglichen, und zwar durch schnelles Skalieren auf eine Weise, wie dies physisch nicht möglich ist. Die Software-Optionen variieren in der Reife – von gerade entstehend, wie das Management von verteilten Energiesystemen, bis hin zu ausgereift, wie Demand-Response-Management-Produkte. Versorgungsunternehmen verfügen zwar möglicherweise selbst nicht über alle Fähigkeiten, die erforderlich sind, um eine digitale Lösung allein zu verfolgen, das umfangreichere Branchen-Ökosystem, das Versorgungsunternehmen bedient, arbeitet jedoch daran, Produkte voranzutreiben und Implementierungserfahrung aufzubauen.

Wirtschaftliche Vertretbarkeit

Größere Flexibilität im System ist realisierbar und kann wirtschaftlich vertretbar sein. Das OMNETRIC-Modell zur Engpassminderung zeigt auf, dass Flexibilität potenziell sogar wirtschaftliche Vorteile bringen kann. Die größten wirtschaftlichen Gewinne ergeben sich jedoch aus einem ausgeklügelten Mix aus Anlagen - plus Verhaltens- und/oder Marktmaßnahmen, deren Verfeinerung einiges an Zeit in Anspruch nehmen könnte.

Veränderung der Denkweise

Der Bericht ermittelt drei Hauptprotagonisten, wenn es darum geht, einen Engpass auf Verteilebene zu lösen: den Verteilbetreiber, den Kunden und die Regulierungsbehörde. Um das Energiesystem der Zukunft zu ermöglichen, müssen alle drei ihre Blickrichtung ändern. Die Veränderung, die der Verteilbetreiber hinsichtlich der Denkweise vollziehen muss, ist wohl die anspruchsvollste, denn sie erfordert eine Änderung um 180°, von verteilzentriert in kundenzentriert. Auch Kunden müssen beeinflusst werden, ihr Verhalten zu ändern, und zwar durch Anreize und Strafen und ein größeres Bewusstsein hinsichtlich der Auswirkung ihrer Handlungen – sowohl Erzeugung als auch Nachfrage – auf das Netz. Und schließlich täte die Regulierungsbehörde gut daran, die Rolle eines Marktförderers und nicht die des Gesetzeshüters auf dem Markt für sich zu entdecken. Nichtsdestotrotz werden zweifellos die Versorgungsunternehmen die Rolle des Anführers auf dieser Change-Management-Reise übernehmen müssen.

Bei unseren Gesprächen mit Versorgungsunternehmen haben wir ein wachsendes Bewusstsein für diese Verantwortung erkennen können. Die Versorgungsunternehmen werden sich fokussieren und Investitionen tätigen müssen, um erfolgreich zu sein. Die Sache hat etwas Gutes: Die Branche spricht zwar schon seit einiger Zeit theoretisch über neue Geschäftsmodelle, der Engpass könnte jedoch der Auslöser dafür sein, dass endlich gehandelt wird. Durch aktives Arbeiten, um Systemflexibilität zu bewirken, können Versorgungsunternehmen nicht nur Kostenvorteile erzielen, sondern auch Tools für künftige Netzstabilität und -zuverlässigkeit ermöglichen. Dies könnte viele Führungskräfte motivieren, ihre Blickrichtung zu ändern.

Eine Einladung zur Zusammenarbeit

Offener Dialog und Austausch ist der Kern unserer Arbeitsweise bei OMNETRIC. Wir möchten gerne an alle, die an diesem Thema interessiert sind, eine offene Einladung aussprechen, mit uns Kontakt aufzunehmen, wenn sie Ideen oder Fragen haben oder einfach die geäußerten Auffassungen infrage stellen möchten.

Accenture (2015): The New Energy Consumer: Unleashing Business Value in a Digital World

Accenture (2017): Digitally Enabled Grid: Reap the Benefits of Smarter Distributed Generation Integration, 2017

Adams, J. (2018): A No-Regrets Approach to the Distributed Energy Paradox Must Embrace Customer Value, GTM Industry Perspective, Januar 2018

Atamturk, N./ Zafar, M. (2014): Transactive Energy: A Surreal Vision or a Necessary and Feasible Solution to Grid Problems? California Public Utilities Commission Policy & Planning Division, Oktober 2014

Bronski, P. (2013): Hey Utilities! Have You Seen the Traffic in Los Angeles Lately? RMI Outlet, Juli 2013

Cross-Call, D. (2015): New York and California are Building the Grid of the Future, RMI Outlet, Februar 2015

De Martini, P./ Brunello, T./ Howley, A. (2016): Planning for more distributed energy resources on the grid, More Than Smart, 2016

Delony, J. (2017): A Transactive Energy Future: The Inevitable Rise of Economic-based Grid Control, Renewable Energy World, September 2017

EA Energy Analyses (2012): Managing congestion in distribution grids - Market design consideration

Glick, D./ Lehrman, M./ Smith, O. (2014): Rate design for the distribution edge electricity pricing for a distributed resource future, Rocky Mountain Institute, August 2014

Grid Wise Alliance (2014) The Future of the Grid: Evolving to Meet America's Needs, An Industry-Driven Vision of the 2030 Grid and Recommendation for a Path Forward, Grid Wise Alliance and the US Department, Dezember 2014

IEA (2017): Digitalization and Energy, International Energy Agency

Kann, S. (2017): Next-generation electricity technology is being held back by outdated markets. Here's how to fix it, GTM Research, Oktober 2017

Kann, S. (2017): Next-Generation Energy Technologies Are Constrained by Outdated Markets. Here's How to Fix Them, GTM Research Spotlight, Oktober 2017

McConnel, E./ Beaton, L. (2017): Sharing the Burden and the Benefits: The Quandary of Allocating DER Interconnection Costs, GTM Industry Perspective, Dezember 2017

More Than Smart (2017): Coordination of transmission and distribution operations in a high distributed energy resource electric grid, More Than Smart, Juni 2017

Myers, E./ Surampudy, M./ Saxena, A. (2018): Utilities and Electric Vehicles: Evolving to Unlock Grid Value, Smart Electric Power Alliance, März 2018

NREL (2014): Voices of Experience: Insights on Smart Grid Customer Engagement, Department of Energy, 2014

NREL (2017): Voices of Experience: Integrating Intermittent Resources. What Utilities are Learning, Department of Energy, August 2017

Seguin, R./ Woyak, J./ Costyk, D./ Hambrick, J./ Mather, B. (2016): High PV Integration: Handbook for Distribution Engineers, NREL Januar 2016

Southern California Edison (2016): The Emerging Clean Energy Economy: Customer-Driven. Modernized. Reliable, September 2016

Tendril (2017): The Amazon Effect: Energy in the On Demand Era and What It Means for Utilities, 2017

The GridWise Architecture Council (2015): GridWise Transactive Energy Framework Version 1.0, Januar 2015

Tweed, K. (2017): Utilities Need to Take an Ecosystem Approach to DERs as They Look Beyond Pilots, in GTM Grid Optimization, September 2017

Van Melle, T. (2016): The role of Congestion Management in distribution networks, ECOFYS, 2016



Förderer in der Geschäftsleitung:

Craig Cavanaugh

CEO—North America, OMNETRIC

craig.cavanaugh@omnetric.com

Weitere Informationen erhalten Sie bei

Sachin Gupta

Senior Sales Director—North America, OMNETRIC,
verantwortlich für das DER-Management

sgupta@omnetric.com

Mitwirkende

Jürgen Benkovich

Ryan Collins

Shailendra Grover

Sachin Gupta

Louise Preedy

Mayur Rao

Dileep Rudran

Tobias Schnitzer

Melanie Stetter

Jim Waight

Über OMNETRIC – A Siemens Company

OMNETRIC ermöglicht es Energieversorgern durch die IT-Integration ihrer operativen Prozesse, die Vorteile digitaler Energiesysteme für ihr Geschäft zu nutzen.

Das globale OMNETRIC-Team, bestehend aus Ingenieuren, Informatikern, sowie Sicherheits- und Datenexperten, verfügt über langjährige, branchenspezifische Erfahrung in der Datenanalyse und -verwertung. OMNETRIC hilft seinen Kunden dabei, nachhaltig von Veränderungen im Energiesektor zu profitieren und neue Geschäftsmodelle zu etablieren.

OMNETRIC steht seinen Kunden seit 2014 als innovatives, lösungsorientiertes Technologieunternehmen zur Seite.

Besuchen Sie uns auf www.omnetric.com.