

OMNETRIC

A Siemens Company

Achtung! Es droht ein Engpass

Entnommen aus Achtung! Es droht ein Engpas.

Netzmanagement in Zeiten der Kundenzentrierung

Eine Betrachtung des Energieversorgungssektors in Nordamerika

Recherche

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.

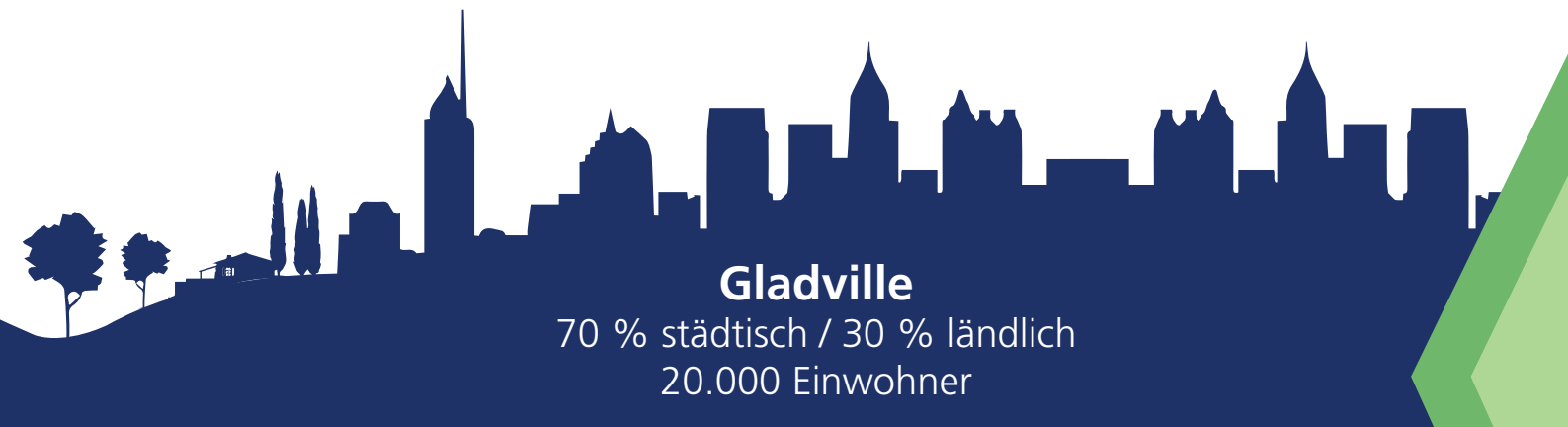
8 MW
durchschnittliche
Last über die Zeit



20 MW Netzkapazität



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



Gladville

70 % städtisch / 30 % ländlich
20.000 Einwohner

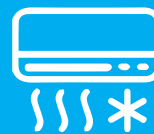
750 Kunden aus
Handel und Industrie



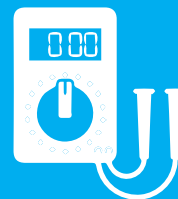
8.500 Haushalte



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 ein Engpass!

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 Zeiträumen 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 zu bewältigen

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.

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.

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.