

"Wir haben versucht den Smart-Meter-Rollout weiter zu denken"

Weniger Klärfälle, geringere Prozesskosten, neue Produkte: Eine Diskussion, warum intelligente Messsysteme für Stadtwerke wirtschaftlich relevant werden.

Interview geführt von Stephanie Gust

veröffentlicht am 05.08.2026, 16:43 Uhr



Mit dem Smart Meter Rollout sind viele Diskussionen verbunden, eine Studie zeigt gangbare Wege. Bild: © Business Image/AdobeStock

Die Bundesregierung will den Smart-Meter-Rollout beschleunigen und ein Smart Meter Light für optionale Einbaufälle etablieren. Daniel Waschow, Vorstandsvorsitzender der Stadtwerke Osnabrück, Sören Patzack, Partner von BET Consulting, Fritz Wengeler, Geschäftsführer von Smartoptimo und Jan-Frederic Graen, Geschäftsführer von peerMetering, sehen den naheliegenden Weg dafür nicht in einer neuen Parallelstruktur, sondern in 1:n-Metering auf Basis bestehender Technik. Ein Gespräch über Mehrfamilienhäuser, Prozesseffizienz und die Frage, wie Stadtwerke den Rollout wirtschaftlich gestalten können.

Herr Waschow, die Stadtwerke Osnabrück haben gemeinsam mit BET untersucht, wie sich der Smart-Meter-Rollout wirtschaftlich gestalten lässt. Was war die Ausgangsfrage?

Daniel Waschow: Wir haben uns gefragt, wie ein Stadtwerk seinen Auftrag, die Energiewende möglich zu machen, wirtschaftlich umsetzen kann. Dafür haben wir sowohl den beschleunigten Pflichtrollout als auch optionale Rollout-Fälle analysiert, losgelöst von politischen Debatten. Im Fokus stand: Wie schaffe ich Nutzen für den Kunden, und wie wird das für das Unternehmen wirtschaftlich tragbar?

Unser Ergebnis ist eindeutig: Ein beschleunigter Pflichtrollout macht wirtschaftlich Sinn, für das Stadtwerk, aus volkswirtschaftlicher Perspektive und für die Energiewende. Zusätzlich macht auch ein Rollout bei optionalen Fällen Sinn, insbesondere in der Wohnungswirtschaft und bei größeren Wohnungseigentümergeinschaften. Dort können wir mit relativ wenig Aufwand viele Geräte schnell ausrollen und den Effekt von 1:n nutzen. Die Kosten pro Gateway verteilen sich dann auf viele Zähler.

Herr Patzack, was war aus Sicht von BET das Besondere an der Kurzstudie?

Sören Patzack: Wir haben versucht, weiter zu denken. In der Branche wird viel über den Netznutzen diskutiert, was auch naheliegend ist. Wir haben aber auch geschaut, welcher Nutzen im Vertrieb, im Handel, in der Erzeugung und in der Prozesseffizienz entsteht. Es ging also um einen marktrollenübergreifenden Blick.

Außerdem haben wir KPIs definiert: Wie viel können wir Klärfälle reduzieren? Wie viele unnötige Kundenkontakte – etwa aufgrund von Unklarheiten oder Unzufriedenheiten – lassen sich vermeiden? Wie machen wir Prozesse effizienter? Und wir haben das mit Business Cases flankiert: Pflichtrollout, Full-Rollout und einen vertriebsoptimierten Pflichtrollout, der dazwischen liegt. Das Ergebnis ist: Es gibt Use Cases mit klarem Nutzen, bei denen Prozesse effizienter werden und sich KPIs verbessern lassen. Dieser Zwischenweg ist auch wirtschaftlich.

Die Bundesregierung hat ein Smart Meter Light angekündigt. Ist das aus Ihrer Sicht der richtige Weg?

Patzack: Für die Ziele, die mit Smart Meter Light verbunden werden, also Beschleunigung des Rollouts, mehr ausgestattete Fälle und Energiewende näher zum Kunden zu bringen, ist die sinnvollste Umsetzung aus unserer Sicht 1:n. Wir setzen dabei auf bestehende, zertifizierte Technologie auf, haben die IT-Systeme im Hintergrund bereits laufen und schaffen keine Parallelinfrastrukturen.

Waschow: Man kann es auch umdrehen: Wenn Smart Meter Light nicht auf der bestehenden Gateway-Infrastruktur und 1:n-Metering aufsetzt, sondern als neue technische Lösung daneben entsteht, würde das den Rollout aus meiner Sicht eher bremsen. Dann reden wir schnell über drei bis fünf Jahre Verzögerung und im Zweifel auch über höhere Kosten.

Das ist eine lange Zeit ...

Waschow: Ich sehe derzeit keine technische Lösung, die neben dem intelligenten Messsystem kurzfristig dieselben Anforderungen erfüllen könnte. Eine einfache Lösung über die optische Schnittstelle, etwa ein aufgesetzter Dongle, reicht aus meiner Sicht nicht aus.

Wenn wir die Verteilnetze digitalisieren wollen, muss auch eine einfachere und kostengünstigere Lösung für optionale Einbaufälle bestimmte Anforderungen erfüllen: Sie muss cybersicher, eichrechtskonform, interoperabel und upgradefähig sein. Außerdem muss sie später in den Pflichtrollout überführt werden können und missbrauchssicher sein. Damit bewegen wir uns schnell im verplombten Bereich des Zählers, bei PTB-Zertifizierung und BSI-Anforderungen. Diese Strukturen haben wir heute bereits. Wenn nun jemand sagt, er könne das mit einer neuen Lösung anders machen, beginnt der Aufwand im Grunde von vorn: Zertifizierung, IT-Schnittstellen, Prozesse, Schulung des Personals. Drei Jahre wären dafür aus meiner Sicht schon optimistisch gerechnet.

Fritz Wengeler: Wenn wir Smart Meter Light nicht über das Gateway laufen lassen, ist das eine Parallelinfrastruktur, die uns erst einmal wieder komplett lahmlegen würde.

Herr Graen, peerMetering setzt bei Mehrfamilienhäusern an. Wo sehen Sie den Bedarf im Markt?

Jan Frederic Graen: Wir helfen dort weiter, wo bestehende Konzepte heute an technische Grenzen stoßen. Auf Basis des 1:n-Meterings ermöglichen wir mit unserer Technik eine Reichweitenverlängerung für Etagen- und Wohnungszähler und erschließen damit Anwendungsfälle, die bislang aufgrund technischer Hürden als nicht wirtschaftlich oder nicht realisierbar galten.

Wir stellen in den letzten Monaten klar fest, dass Messstellenbetreiber sich intensiv mit der Frage beschäftigen: Wie bringen wir den Rollout in die Fläche? Vorher lag der Fokus stark auf Einfamilienhäusern und Doppelhaushälften, also auf den einfachen Fällen. Seit die 20-Prozent-Quote zum Jahreswechsel geschafft ist, überlegen viele: Wie skalieren wir weiter? Jetzt sucht man nach Lösungen für Mehrfamilienhäuser. Denn da liegt die Menge. Dort hängen die meisten Zählpunkte in Deutschland. Dabei geht es aus unserer Sicht nicht um eine neue Infrastruktur, sondern darum, die bestehende Smart-Meter-Architektur in Gebäuden wirtschaftlich skalierbar zu machen.

Patzack: In Einfamilienhäusern ist das zusätzliche Potenzial begrenzt. Viele dieser Messstellen werden perspektivisch ohnehin in den Pflicht-rollout fallen, etwa wenn Photovoltaikanlagen, Wallboxen oder Wärmepumpen hinzukommen. Wenn wir wirklich zusätzliche Rolloutquoten erreichen wollen, müssen wir deshalb stärker in die Mehrfamilienhäuser gehen.

In der öffentlichen Diskussion geht es oft um neue Produkte, dynamische Tarife oder Flexibilität. Sie sprechen sehr viel über Prozesse. Warum?

Waschow: Weil der wirtschaftliche Hebel oft viel früher ansetzt. Wir haben in der Studie keine fantasievollen neuen Geschäftsmodelle entworfen, sondern auf das geschaut, was Stadtwerke heute ohnehin tun – nur effizienter. Wenn Klärfälle – zum Beispiel aufgrund von Unklarheiten bei Ein- und Auszügen oder fehlerhafter Ablesungen – gar nicht erst entstehen und nicht mehr manuell bearbeitet werden müssen, machen wir im Kern dasselbe wie heute, aber besser.

Besser heißt: für den Kunden weniger störanfällig und für uns kostengünstiger. Dabei sprechen wir noch gar nicht über zusätzliche Effekte, etwa bessere Bilanzierungsmodelle oder geringere Ausgleichsenergiekosten. Das beginnt schon an der direkten Schnittstelle zum Kunden.

Ist Zählerablesung wirklich so teuer?

Waschow: Das Ablesen als solches ist nicht das Teuerste. Teuer wird es, wenn der Kunde selbst abliest und nur eine Zahl verdreht. Dann läuft der Fall nicht mehr automatisch durch, sondern landet physisch auf einem Schreibtisch. Dann beginnt die Klärung. Dazu kommen Klassiker wie Ein- und Auszüge, bei denen sich die Beteiligten nicht einig sind, oder Zählerverwechslungen. Das kennt jeder in der Branche.

Wengeler: Das Billigste ist die Straßenablesung, also alle Häuser nebeneinander. Schon das Nachlaufen kostet ein Vielfaches. Aber das spricht nicht automatisch für einen sofortigen Full-Rollout, sondern für die Frage, wie man den Weg dorthin möglichst effizient gestaltet.

Patzack: Es gibt Use Cases, bei denen jeder zusätzliche Einbaufall hilft. Jeder Zähler, den ich nicht manuell ablesen muss, bringt etwas. Es gibt aber auch Use Cases, bei denen schon mit einer gewissen Mehrausstattung ein großer Teil des Nutzens gehoben wird. Da muss ich nicht alle ausstatten, sondern gezielt überlegen: Welche Kunden entwickeln sich wahrscheinlich zu interessanten Kunden?

Herr Wengeler, Geschäftsführer von Smartoptimo haben Sie viel mit dem Smart-Meter-Rollout zu tun, wo stehen die Stadtwerke dort derzeit?

Wengeler: Der Rollout läuft gut. Wir arbeiten mit rund 75 Stadtwerken, und so gut wie alle haben die 20-Prozent-Quote geschafft. Der Rollout von Messstellen, bei denen nur ausgelesen wird, ist inzwischen Massenbetrieb. Jetzt bereiten wir uns intensiv auf die nächste Stufe vor: Steuerung im Netz.

Herr Waschow, warum ist Ihnen der vertriebliche Blick auf Smart Metering so wichtig?

Waschow: Ich glaube, die Antwort auf eine funktionierende Energiewende kann nur vom Kunden her kommen. Ich kann nichts oktroyieren, das wird nicht funktionieren. Ich muss dem Kunden Lust darauf machen, mitzumachen. Das funktioniert nicht, wenn ich nur mit einer technischen Netzsicht komme und sage: Es ist Pflicht, mach die Tür auf, ich baue dir ein Gerät ein, und es wird auch noch teurer. Gleichzeitig habe ich als Stadtwerk beide Perspektiven. Ich muss auf den Netzbereich schauen, compliant sein und die Rampe für andere wettbewerbliche Marktteilnehmer bauen. Aber ich habe auch einen Vertrieb, der weiterhin Strom verkaufen möchte. Die Frage ist: Mit welchen Produkten? Dafür brauche ich im Zweifel einen Smart Meter. Und unabhängig vom Produkt will ich über Prozesseffizienz meine Kosten senken. Die Cost2Serve bekomme ich nur runter, wenn ich massiv automatisiere. Wenn Stadtwerke in zehn Jahren noch Strom verkaufen wollen, müssen sie darauf eine Antwort haben. Das Smart Meter ist ein Teil davon, und zwar ganz vorne.

Hintergrund

Die Kurzstudie

Die Kurzstudie der Stadtwerke Osnabrück und BET Consulting untersucht den Nutzen eines Full-Rollouts intelligenter Messsysteme aus Sicht eines integrierten Energieversorgers. Betrachtet wurden 22 Use Cases entlang mehrerer Markttrollen, darunter Netz, Messstellenbetrieb, Handel, Vertrieb, Erzeugung und Kundenanwendungen. Verglichen wurden drei Szenarien: der gesetzliche Pflichtrollout, ein vertriebsoptimierter erweiterter Pflichtrollout und ein Full-Rollout. Nach den Ergebnissen ist für die Stadtwerke Osnabrück ein gezielter erweiterter Pflichtrollout wirtschaftlicher als ein sofortiger Full-Rollout. Der Ansatz setzt darauf, zusätzliche Einbaufälle dort zu erschließen, wo mehrere Nutzenstränge zusammenkommen, etwa in Mehrfamilienhäusern, bei künftigen Flexibilitätskunden, bei Mehrsparten-Auslesung oder durch 1:n-Metering.

Die Fragen stellte Stephanie Gust

Haben Sie Fehler entdeckt? Wollen Sie uns Ihre Meinung mitteilen? Dann kontaktieren Sie unsere Redaktion gerne unter redaktion@zfk.de.
