



Bilder: Pflughaupt Engineering AG

Smart-Meter-Rollout mit System

Praxisbericht aus dem Zürcher Oberland

Martin Pflughaupt

Die Einführung intelligenter Messsysteme ist für viele kleinere und mittlere Verteilnetzbetreiber keine reine Beschaffungsaufgabe, sondern eine organisationsweite Veränderung. Der Zählerwechsel greift in laufende Betriebsprozesse ein, betrifft Kundinnen und Kunden direkt und muss unter realen Bedingungen einwandfrei funktionieren.

Die Pflughaupt Engineering AG begleitete die Energie Gossau AG sowie die Elektrizitäts-Genossenschaft Rümikon als externer Dienstleister bei der Planung und Umsetzung der neuen Messinfrastruktur. Ziel war ein wirtschaftlicher und effizienter Rollout, der konsequent auf Standardisierung und bewährte Technologien setzte. Aus Sicht der

Projektbegleitung stand dabei nicht «das maximale Funktionspaket» im Vordergrund, sondern ein erprobtes Gesamtsystem, das sich im Feldbetrieb bewährt hat, rasch lieferbar war und einen sicheren Betrieb ermöglichte.

Regulatorischer Rahmen und Anforderungen

Mit der Energiestrategie 2050 und den entsprechenden Anpassungen im Energierecht wurde der flächendeckende Ausbau intelligenter Messsysteme verbindlich. Bis Ende 2027 müssen mindestens 80% der Messpunkte mit intelligenten Messsystemen ausgerüstet sein (StromVG, StromVV).

IN
KÜRZE



Das neue Stromgesetz bestätigte zudem die Verantwortung der Verteilnetzbetreiber für das Messwesen und schuf die Grundlage für neue Modelle, wie lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) oder virtuelle Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (vZEV). Voraussetzung für diese Modelle ist eine flächendeckende Smart-Meter-Infrastruktur.

Diese Vorgaben geben den Zeitrahmen vor, lässt den Verteilnetzbetreibern aber Spielraum bei der Wahl von Technologie- und Betriebsmodellen. Genau hier entscheidet sich, ob ein Rollout zu einem schwer steuerbaren Grossprojekt wird oder zu einem übersichtlichen Serienprozess, der die Organisation stärkt, statt belastet. In der Praxis nimmt der Handlungsdruck weiter zu, da Smart Meter nicht nur konventionelle Zähler ersetzen, sondern sich zu einer zentralen Datendrehscheibe entwickeln. Die Erwartungen an Datenschutz, Datenqualität, Verfügbarkeit und Support steigen, und allfällige Störungen in der Messkette wirken sich schneller sichtbar auf die Abrechnung, den Kundenservice und die internen Abläufe aus.

Projektstart und regionale Kooperation

Die Grundlage für das Vorhaben wurde bei der Energie Gossau AG im Oktober 2023 mit der Projekt freigabe durch den Verwaltungsrat gelegt. Von Anfang an wurde ein kooperativer Ansatz verfolgt. Neben der Energie Gossau AG beteiligten sich die Elektrizitäts-Genossenschaft Rümikon, die Energie Grüningen AG sowie die Energieversorgung Männedorf am Erfahrungsaustausch und an der Evaluation. Aus Sicht der Projektbegleitung war diese Kooperation entscheidend. Sie ermöglichte eine objektivere Bewertung von Technologien, reduzierte Projektaufwände, baute Know-how auf und schuf Synergien bei der Beschaffung und dem Betrieb.

Ganzheitlicher Ansatz entlang des Meter-to-Cash-Prozesses

Die Einführung von Smart Metern betraf nicht nur den Austausch der Zähler, sondern den gesamten Meter-to-Cash-Prozess, von der Planung über die Installation, die Kundenkommunikation und das Datenmanagement bis hin zur Abrechnung und dem Betrieb.

Um die beste Lösung zu evaluieren, wurde von Dezember 2023 bis Juni 2024 eine strukturierte Entscheidungsmatrix und ein standardisierter Fragenkatalog erstellt. Erfahrungen von Referenzunternehmen wurden systematisch erfasst, um typische Risiken frühzeitig zu identifizieren und faktenbasierte Entscheidungen zu ermöglichen.

Der Nutzen dieses Vorgehens lag in der Vergleichbarkeit. Varianten wurden nicht nach Bauchgefühl, sondern mit betrieblichen Kriterien bewertet. Im Zentrum standen reproduzierbare Abläufe, klare Verantwortlichkeiten, verlässliche Lieferketten

sowie ein Betriebs- und Supportmodell, das bei Störungen schnell wirkt. Gerade bei kleineren Organisationen ist dies entscheidend, weil jede zusätzliche Ausnahme und jede Problemstellung im Alltag proportional stärker ins Gewicht fallen. Die Analyse zeigte zudem, dass die Integration der neuen Infrastruktur in die bestehenden Systeme eine zentrale Voraussetzung war.

Technologieanalyse und Entscheidung

Im Frühjahr 2024 wurden verschiedene Kommunikationslösungen analysiert, darunter PLC-G3, Breitband-Powerline, mobile M2M-Varianten und RF-Mesh-Ansätze. Bewertet wurden insbesondere Investitionskosten, Installationsaufwand, Abdeckung, Betriebsstabilität sowie Wartungs- und Instandhaltungsaufwände. Für die beiden Netzgebiete erwies sich die Powerline-Kommunikation als Lösung mit dem besten Kosten-Nutzen-Verhältnis. Sie ermöglicht eine hohe Abdeckung ohne zusätzliche Funkinfrastruktur, bei niedrigen Investitions- und Betriebskosten.

Partnerwahl und Betriebsmodell

Die auf der durchgeführten Bewertung basierende Entscheidung fiel zugunsten der E-SY AG, die das Head-End-System bereitstellt und den Betrieb der Messinfrastruktur als standardisierte Dienstleistung unterstützt. Ausschlaggebend waren aus Projekt-



Montage von Smart Metern.

sicht weniger Einzelmerkmale als das Gesamtbild. Die E-SY AG bietet eine breit etablierte, standardisierte Technologie, nachgewiesene Stabilität im Feldbetrieb, kurze Liefer- und Umsetzungszeiten sowie Skaleneffekte, die langfristig günstige Stückkosten ermöglichen. Heute werden mehr als 200 000 Messpunkte für über 60 Energieversorger von der E-SY AG betrieben. Zusätzlich bestärkte die langjährige Zusammenarbeit zwischen der Encontrol AG (bestehender Softwarelieferant, E4) und der E-SY AG die Wahl dieser Projektpartner.

Umsetzung im Netzgebiet

Der Rollout wurde als Serienprozess organisiert. Aus Projektbegleitungssicht war es wichtig, zusätzliche Parallelstrukturen oder Lizenzmodelle zu vermeiden, weil parallele Plattformen im Betrieb oft zu Mehrkosten, Schnittstellenrisiken und erhöhtem Schulungsaufwand führen.

Eine gut funktionierende Kundenschnittstelle ist ein zentraler Erfolgsfaktor für die technische Umsetzung. Eine vorausschauende Terminplanung, klare Zugangsregelungen und eine verständliche Information reduzieren Rückfragen und vermeiden Verschiebungen, die sich unmittelbar auf die operative Tages-

planung auswirken würden. Die Kundinnen und Kunden der Energie Gossau AG wurden im Rahmen des Versands der Schlussrechnungen 2024 umfassend über das Projekt und den vorgesehenen Zeitplan informiert. Ergänzend standen auf der Webseite detaillierte Informationen zum Rollout zur Verfügung. Im Februar 2025 wurde zudem in der Lokalzeitung ein erläuternder Beitrag publiziert, der die Hintergründe und den Ablauf der Einführung vertiefte.

Je klarer die Arbeitsabläufe sind und je schneller die Rückmeldungen aus dem Feld in die Disposition zurückfliessen, desto stabiler bleibt der Takt. In der Praxis war deshalb nicht nur das Gerät entscheidend, sondern die Abstimmung zwischen Disposition, Montage, Support und Systembetrieb. Beschleunigen lässt sich ein Rollout mit Wiederholungen und klaren Entscheidungen – nicht mit Sonderbehandlungen. Nur dadurch konnte der Installationsrollout in einer so kurzen Zeit von Februar bis Oktober 2025 realisiert werden.

Erfolgsfaktoren aus der Projektbegleitung

Die Erfahrungen aus dem abgeschlossenen Projekt bestätigen eine oft unterschätzte Erkenntnis: Nicht die Technologie allein entscheidet über die

Déploiement des smart meters avec méthode

Retour d'expérience de l'Oberland zurichois

Avec la Stratégie énergétique 2050 et les adaptations correspondantes de la législation sur l'énergie, le déploiement généralisé de systèmes de mesure intelligents est devenu obligatoire. D'ici fin 2027, au moins 80 % des points de mesure devront être équipés de systèmes de mesure intelligents (LApEI, OApEI). Pour de nombreux gestionnaires de réseaux de distribution de petite et moyenne taille, l'introduction de ces systèmes de mesure n'est toutefois pas une simple question d'approvisionnement, mais un changement à l'échelle de l'organisation. Le remplacement des compteurs interfère avec les processus opérationnels en cours, touche directement les clients et doit fonctionner sans faille dans des conditions réelles.

L'entreprise Energie Gossau AG, accompagnée par Pflughaupt Engineering AG, a remplacé environ 3200 compteurs par des systèmes de mesure intelligents en l'espace de neuf mois. La même équipe a également réalisé le déploiement de 420 points de mesure en un mois pour la coopérative Elektrizitäts-Genossenschaft Rümikon. La standardisation, des choix techniques pragma-

tiques, des modèles de partenariat éprouvés et des coopérations régionales ont permis un déploiement rapide, économique et stable.

Pour ce faire, différentes solutions de communication ont été analysées, notamment le PLC-G3, le CPL à large bande, des variantes M2M mobiles et des approches RF Mesh. Les coûts d'investissement, les temps d'installation, la couverture, la stabilité opérationnelle ainsi que les coûts de maintenance et d'entretien ont notamment été évalués. Pour les deux zones de réseau, la communication par courants porteurs en ligne (CPL) s'est avérée être la solution présentant le meilleur rapport coût-bénéfice, car elle permet une couverture étendue sans infrastructure radio supplémentaire, avec des coûts d'investissement et d'exploitation réduits.

Ce déploiement a créé une base solide non seulement pour la conformité réglementaire, mais aussi pour une exploitation du réseau de plus en plus axée sur les données, ainsi que pour de futures applications améliorant la transparence, l'efficacité et les avantages pour les clients.

Geschwindigkeit, sondern die Vorbereitung und Menschen. Die gute Vorbereitung bedeutete, dass Installations- und Materialprozesse, Qualitätskriterien, Eskalationswege und die Behandlung von Sonderfällen vor dem Rolloutstart definiert und in der Praxis erprobt waren. Gute Mitarbeitende bedeuteten eingespielte Teams, die im Feld konsequent nach Prozess arbeiteten, Abweichungen schnell erkannten und damit ermöglichten, dass Verbesserungen sofort in den Ablauf einflossen. Durch gute Kontakte konnten in kurzer Zeit qualifizierte und motivierte Elektroinstallateure und zur weiteren Unterstützung frühpensionierte Mitarbeitende rekrutiert werden.

Insbesondere in ländlichen Regionen sind die Installationsbedingungen sehr unterschiedlich und lassen sich nicht standardisieren. Aber das Vorgehen lässt sich standardisieren. Darin liegt der Unterschied zwischen einem Rollout, der läuft, und einem Rollout, der sich in Einzelfällen verliert.

Mehrwert für Netzbetrieb und Kundschaft

Auch wenn der Rollout regulatorisch bedingt ist, ergibt sich für den Netzbetrieb ein klarer Mehrwert. Die höhere Datenverfügbarkeit verbessert die Netztransparenz, unterstützt Lastanalysen und erleichtert die Integration dezentraler Erzeugung. Gleichzeitig sinkt der Aufwand für manuelle Ablesungen und nachgelagerte Korrekturen, wenn Messdaten zeitnah und konsistent verfügbar sind.

Kundinnen und Kunden haben somit mehr Transparenz über ihren eigenen Verbrauch. Über ein digitales Kundenportal können sie ihre Verbrauchsdaten des Vortages einsehen, historische Verläufe analysieren und Lastspitzen identifizieren. Durch klare Visualisierungen – beispielsweise Tages-, Wochen- oder Monatsvergleiche – wird das

eigene Verbrauchsverhalten verständlich und steuerbar. Kundinnen und Kunden erhalten damit nicht nur einen Einblick, sondern auch die Möglichkeit, ihr Verbrauchsverhalten aktiv zu beeinflussen, etwa durch die Anpassung von Nutzungszeiten oder die gezielte Optimierung des Eigenverbrauchs bei PV-Anlagen.

Darüber hinaus schafft eine stabile Messinfrastruktur die Grundlage, um künftige Anwendungen schrittweise aufzubauen, etwa im Bereich Eigenverbrauch oder Energiegemeinschaften, ohne dass dafür zuerst die Basis «nachgebessert» werden muss. Aus Projektsicht ist genau diese Reihenfolge zentral: Zuerst ein robustes, standardisiertes Fundament aufbauen und betreiben, erst dann weiterentwickeln.

Fazit aus Projektsicht

Der Rollout in den Netzgebieten der Energie Gossau AG sowie der Elektrizitäts-Genossenschaft Rümikon zeigten, dass ein erfolgreicher und wirtschaftlicher Smart-Meter-Umbau auch für kleinere und mittlere Verteilnetzbetreiber machbar ist. Dadurch, dass früh pragmatische und klare Entscheidungen getroffen, etablierte Partner- und Betriebsmodelle gewählt und die Organisation sorgfältig vorbereitet wurde, konnten diese Projekte in Rekordzeit realisiert werden.

Der Rollout schuf nicht nur eine solide Basis für den regulatorischen Nachweis, sondern auch für einen zunehmend datengetriebenen Netzbetrieb sowie künftige Anwendungen, die Transparenz, Effizienz und Kundennutzen verbessern.

Autor

Martin Pflugshaupt ist Geschäftsleiter der Pflugshaupt Engineering AG.
> Pflugshaupt Engineering AG, 8627 Grüningen
> mp@pflugshaupt-engineering.ch

ANZEIGE



Energiezukunft meets **Energy Startup Day**

19. November 2026 | KUK Aarau

 energiezukunft-forum.ch

 electro suisse