

Lastmanagement auf Netzebene 7

Praxisstudie aus dem Verteilnetz | Viele Verteilnetzbetreiber haben Versuche gemacht, das Stromnetz zu regeln, u. a. mit freiwilligen Tarifprodukten oder mit dem Ersatz der Rundsteueranlage. Eine Praxisstudie über acht mittelgrosse bis kleinere Verteilnetzbetreiber versucht, «Best Practices» zu finden für den Umgang mit PV-Anlagen, Elektromobilität und der steigenden Volatilität im Verteilnetz.

MARKUS SOLLBERGER, GUIDO SANTNER

Während grosse Elektrizitätswerke Pilotprojekte durchführen oder bereits Strategien definiert haben, wie sie mit den Leistungsspitzen aus PV-Anlagen und Ladestationen im Verteilnetz auf Netzebene 7 (NE7) umgehen, haben viele kleine und mittelgrosse Verteilnetzbetreiber (VNB) mit typischerweise einigen 1000 oder 10 000 Anschlusspunkten nicht die Kapazität, aufwendige Pilotprojekte durchzuführen. Eine Gruppe von ihnen hat deshalb eine Studie angeregt: Welche Möglichkeiten gibt es, mit Lastmanagement (im weiteren Sinne) der steigenden Volatilität im Netz entgegenzutreten, um ein stabiles, effizientes und sicheres Verteil-

netz zu gewährleisten? Gut die Hälfte der konsultierten Netzbetreiber hat bereits Engpässe im Verteilnetz auf NE7, die auf die private Solarstromproduktion zurückzuführen sind.

Verteilnetz in Graubünden

In Graubünden sind bereits heute so viele PV-Anlagen verbaut, dass man von einem Erzeugernetz sprechen kann. Dies spürt EWZ als Betreiberin des Verteilnetzes in Mittelbünden. Das Werk macht deshalb viele Ausbauten und Netzverstärkungen. Der Volatilität begegnen sie vor allem mit regelbaren Ortsnetztransformatoren (RONT). Alle Trafostationen im Netz sind heute überwacht. Aufgrund der grossen

Dachflächen mit PV sieht EWZ, wenn eine Wolke das Gebiet überquert.

Das Werk wendet viel auf, um mit den Elektroinstallationsfirmen in Kontakt zu treten, damit diese die Endkunden richtig informieren. Es will nicht als «First Mover» auf die Flexibilitäten zugreifen, bei der Photovoltaik künftig aber die gesetzliche Flexibilität ausnutzen, die Leistung auf 70 % zu limitieren. Zudem regt EWZ an, dass Werkvorschriften schweizweit vereinheitlicht sein sollten.

Auf Flexibilitäten zugreifen

BKW geht einen anderen Weg und versucht, grössere Anlagenbetreiber vom Vorteil eines lokalen Energiemanage-

mentsystems (EMS) bzw. einer lokalen intelligenten Steuerung zu überzeugen. Die Anschlussbedingungen der BKW beziehen sich auf den Netzananschluss des Kunden. Bei nicht vorhandenem EMS nimmt die BKW bei grossen Anlagen direkt auf die maximal produzierte Leistung der Wechselrichter Einfluss.

Von der zentralen Leitstelle in Ostermundigen aus betreibt die BKW ihr gesamtes Netz sowie die Netze ihrer Vertragspartner. Die Steuerbefehle an die Erzeuger und Verbraucher in der NE7 werden regional von der Leitstelle aus gegeben. Im Leitsystem werden alle wichtigen Leitungen der NE5 sowie deren Lastflüsse abgebildet. Die Messdaten der Produktionseinheiten auf NE7 werden dem jeweiligen Ortstransformator zugeordnet und stehen in Echtzeit im Leitsystem zur Verfügung.

Glasfasernetz in der Stadt

In der Stadt Zürich nutzt EWZ das eigene Glasfasernetz und die damit verbundenen Gebäude-Gateways. Über Smart Meter soll künftig eine lokale Steuerung möglich sein. Die Entscheidungsebene der Steuerung ist noch nicht abschliessend geklärt. EWZ geht davon aus, dass es eine hybride Form aus zentraler und dezentraler Intelligenz geben wird. Der dezentrale Ansatz hilft für Netzstabilität bei Verbindungsverlust.

Um dies umzusetzen, muss das Tarifsystem angepasst werden. Beispielsweise könnten die Anschlusskosten (entsprechend der Leistung) und die bezogene Energie separat verrechnet werden. Anreize sollen ein netzdienliches Verhalten der Flexibilitäten fördern.

Da EWZ verschiedene Netzebenen betreibt, stellt sich die Frage, ab welcher Ebene Verbrauch und Einspeisung optimiert werden sollen und wie sich die verschiedenen Ebenen beeinflussen, wenn sie einzeln optimiert werden. Auf diese Frage hat EWZ noch keine abschliessende Antwort.

Werkzeugkasten für Verteilnetzbetreiber

Das Ziel der Studie war, Use-Cases zu formulieren und dazu passende technischen Lösungen zu finden, die auf dem Schweizer Markt erhältlich sind. Dabei lag der Fokus auf Lösungen, die bei



Mit regelbaren Ortsnetztransformatoren (RONT) lässt sich die Spannungsqualität im Netz halten. Überspannungen können mit ihnen vermieden werden.

mindestens einem Werk produktiv im Einsatz sind. Für das breite Thema «Lastmanagement» wurden sinnvolle Anwendungsfälle definiert und thematisch gruppiert. Die verschiedenen Lösungsansätze, die aus den Gesprächen mit den Verteilnetzbetreibern, Verbänden, Hochschulen und Anbietern hervorgingen, entsprechen einem «Werkzeugkasten», aus dem die Werke gezielt die passenden Elemente für sich herausuchen können.

Das Netz verstehen

Es wurden vier Handlungsfelder identifiziert: das Verteilnetz verstehen, das Netz ausbauen, Lastflüsse regeln und Endkunden beeinflussen. Beim ersten Punkt, das Verteilnetz zu kennen und zu verstehen, geht es unter anderem darum, Reserven zu identifizieren und zu nutzen. Da viele Verteilnetzbetreiber nur über wenige Informationen aus der Netzebene 7 verfügen, müssen zunächst Daten konsolidiert und verfügbar gemacht werden. Smart-Meter-Daten können anonymisiert bereitgestellt und das Netz unter Einbezug realer Messdaten berechnet werden. Eine kontinuierliche PQ-Messung an neuralgischen Punkten hilft, das Netz besser zu verstehen. Ein digitaler Zwilling ermöglicht es zudem, das Netz bei verschiedener Last und Produktion zu simulieren.

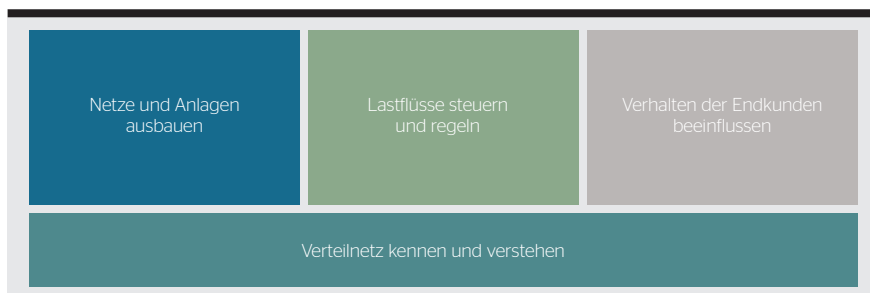
Netze und Anlagen ausbauen

Wenn das Netz Schwachstellen aufweist, kann es ausgebaut werden. So ist es möglich, die Leitungen zu verstärken, indem die Topologie oder die Netzkonfiguration für die Lastflüsse optimiert wird. Bei den Transformatoren kann die Leistung erhöht, das Übersetzungsverhältnis optimiert oder ein regelbarer Transformator (RONT) eingesetzt werden.

Es können auch Flexibilitäten installiert werden, beispielsweise Speicher. Diese dürfen aus regulatorischen Gründen jedoch nur eingeschränkt vom VNB betrieben werden. Auch eine Sektorkopplung erzeugt Flexibilitäten. Schliesslich können die Werkvorschriften netztechnisch gestaltet werden, um die Möglichkeit zu schaffen, Flexibilitäten von Endkunden zu steuern.

Lastflüsse steuern und regeln

Die einfachste Variante, den Lastfluss zu regeln, ist eine starre Begrenzung am Anschlusspunkt oder dem Wechselrichter. Dazu wird netzseitig keine Infrastruktur benötigt. Eine nächste Möglichkeit ist, die Flexibilitäten statisch nach Zeitplan über einen Smart Meter/Gateway, ein Lastschaltgerät oder ein Energiemanagementsystem (EMS) zu regeln. Dieselbe Infrastruktur kann genutzt werden, um die Flexi-



Thematische Gruppierung der Use-Cases.

bilitäten dynamisch aufgrund von Messungen oder Prognosen zu steuern.

Nicht nur die Wirkleistung, sondern auch die Blindleistung kann bei Wechselrichtern geregelt und netzdienlich eingesetzt werden.

Endkunden beeinflussen

Schliesslich kann das Verhalten der Kunden beeinflusst werden, damit sie sich netzdienlich verhalten. Dies beginnt in der Planungsphase einer neuen Anlage, wenn der Kunde das Anschlussgesuch einreicht. Über statische (je nach Tageszeit) oder dynamische Tarife können finanzielle Anreize gesetzt werden, um Produktion und Verbrauch netzdienlich zu verlagern. Es können auch Förderprogramme für steuerbare Flexibilität eingeführt werden.

Neben den technischen Möglichkeiten kann ein Netzbetreiber Dienstleistungen anbieten und beispielsweise die Abrechnung für ZEV, vZEV oder LEG übernehmen. Es kann auch eine Beratung für Prosumer-Lösungen sein oder eine Kooperation mit externen Dienstleistern. Informationen und Sensibilisierung der Kunden über Marketing- und Kommunikationskampagnen oder ein Kundenportal sind ebenso wichtig wie technische Lösungen.

Referenzanlage gesucht

Ein weiteres Ziel der Studie war es, zu den definierten Use-Cases konkrete technische Lösungen zu finden, die von Verteilnetzbetreibern erprobt wurden und sich im Alltag bewähren. Eine solche Referenzanlage soll die Fragen beantworten, die sich viele Verteilnetzbetreiber stellen:

- Welche Systeme benötigen wir für das Lastmanagement auf NE7?
- Wie müssen diese Systeme zusammenarbeiten?

- Welche Schnittstellen werden benötigt?
- Über welche Kommunikationsverbindungen und Systeme werden die Flexibilität gesteuert und geregelt?
- Wo ist das zentrale «Hirn», das die Entscheidungen für die Eingriffe trifft?
- Wo kriegt es seine Daten her, um diese Entscheidungen zu treffen?
- Welche Rolle spielt das Leitsystem? Trotz vielen Kontakten zu Verteilnetzbetreibern, Herstellern, Verbänden und Hochschulen konnte keine Installation gefunden werden, die als praxiserprobte Referenz dienen könnte.

Bisher installierte Lösungen im Bereich Lastmanagement sind meist ein direkter Ersatz der «alten» Rundsteuerung. Lösungen, die darüber hinausgehen, sind technisch noch stark eingegrenzt im Einsatz. Für die meisten der von Herstellern und Anbietern aufgezeigten technischen Lösungen für ein flexibles, intelligentes Lastmanagement fehlt die Praxiserfahrung. In der Recherche für diese Studie wurden daher nur wenige Ansätze gefunden, aus denen sich eine generische Lösungsstrategie ableiten liesse. Die einzelnen Hersteller erweitern ihre bestehenden schrittweise in Richtung intelligentes Lastmanagement, oft bleibt aber der formulierte Zielzustand nur grob umrissen. Aus den Gesprächen mit den Herstellern auf dem Schweizer Markt lässt sich noch nicht konkret ableiten, wie die Ziel-Architektur der Systeme künftig aussehen soll.

Ein solches Ziel-Bild wäre den Verteilnetzbetreibern eine grosse Hilfe für die Planung der technischen Systeme, Schnittstellen und Datenhaltung. Schliesslich wird eine Vielzahl der bestehenden Systeme von einem Ausbau für intelligentes Lastmanagement betroffen sein:

- System für die Netzberechnung und Netzplanung
- Leitsystem
- PQ-Monitoring
- Geografisches Informationssystem GIS
- Smart-Metering-Systeme HES und MDM
- Energiedatenmanagement EDM
- Energieverrechnung und -Vertrieb
- Rundsteuerungsanlage
- Technische Kommunikationssysteme

Einige wenige Hersteller arbeiten daran, eine Plattform aufzubauen, die alle Bereiche abdecken soll: von der Messung über die Simulation und Entscheidungshilfe bis hin zur Steuerung. Die technischen Systeme sollen dabei grösstenteils aus demselben Haus stammen. Andere schliessen sich mit Partnern zusammen und setzen auf einen modularen Ansatz, bei dem unterschiedliche Systeme zusammenspielen. Praxiserfahrung gibt es bei beiden Ansätzen noch keine.

Gesetzliche Pflichten

Während es noch keine fertigen Systeme zum Lastmanagement auf NE7 gibt, steigt der Druck von der regulatorischen Seite mit Ergänzungen im Stromversorgungsgesetz (StromVG) und der Stromversorgungsverordnung (StromVV). So wird der seit 2018 erlaubte Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) erweitert durch zwei weitere Konzepte: dem virtuellen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (vZEV) und den lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEG). Beim vZEV können die Kunden im Zusammenschluss im Netzgebiet verteilt sein und müssen nicht mehr einen gemeinsamen Anschlusspunkt haben. Eine lokale Elektrizitätsgesellschaft kann auf Gemeindeebene sogar die NE5 mit einbeziehen. Der VNB muss die Teilnehmer mit intelligenten Messsystemen ausrüsten und das Netznutzungs-entgelt berechnen (StromVG Art 17d/17e/StromVV Art 19e-19h).

Neue Möglichkeiten

Die ergänzten Gesetze und Verordnungen bieten auch neue Möglichkeiten für die Werke: Die Netznutzungstarife dürfen neu so gestaltet werden, dass sie einen stabilen und sicheren Netzbetrieb fördern (StromVG Art. 14 Abs. 3). Dazu dürfen dynamische

Konfiguration / Einspeisemanagement / Wirkleistung

ANLAGENPARAMETER **WIRKLEISTUNG** BLINDELEISTUNG FERNSTEUERUNG

Leistungsreduzierung

Typ Limitierung [%]

Zu steuernde Schnittstellenzuordnungen


Kostal Standard (RS485-B) ☒ aktiviert

Limitierung [%]

Eingabequelle Aus Konfiguration ?

Kompensationsmodus Inaktiv ?

Limitierung durch 21000 Limitierung [W] absolut ☒ Limitierung [%] 70



Cockpit 14:50

Erzeugung	58.49kW
Verbrauch	27.79kW
Batterie	0.00kW
Einspeisung	30.70kW

Solar-Log™

Leistungslimitierung einer Solaranlage mit dem Solar-Log.

Netznutzungstarife eingesetzt werden, die beispielsweise aufgrund der erwarteten Netzbelastung am Folgetag festgelegt werden (StomVV Art. 18 Abs 5). Es dürfen auch zeitvariable Leistungspreise verrechnet werden, mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 50% und einer variablen Leistungskomponente (Rp./kW), deren Höhe sich nach den Netzlasten richtet und mindestens vier verschiedene Werte pro Tag aufweist (StomVV Art. 18a Abs 2 Modell c).

Flexibilitäten einbinden

Die StromVV regelt nun in den Artikeln 8c und 19a–c, wie Flexibilitäten ins Verteilnetz eingebunden werden können. So kann die maximale Einspeiseleistung entweder über ein durch den Kunden installiertes intelligentes

Steuer- und Regelsystem (iMSR) oder eine direkte Begrenzung am Wechselrichter vorgegeben werden. Wenn die Einspeiseleistung dynamisch geregelt werden soll, muss der VNB das iMSR zur Verfügung stellen. Auch Speicher werden gefördert: Das Netznutzungsentgelt entfällt, wenn neben der Speicheranlage kein Eigenverbrauch anfällt (StromVG Art. 14a Abs 1b).

Wie weiter?

Die Studie zeigt die Möglichkeiten für das Lastmanagement auf NE7 sowie einzelne isolierte Lösungen in Pilotprojekten auf. Ein Best Practice oder gar ein Branchenstandard ist bei keinem der kontaktierten Schweizer Verteilnetzbetreiber in Sichtweite. Der VSE hat jedoch kürzlich eine Arbeitsgruppe zum Thema «Flexibilitätssteuerung» gegründet, die ihre Arbeit ab

2026 aufnimmt. Die grossen Werke sind darin vertreten. Es lohnt sich aber auch für kleine und mittelgrosse Verteilnetzbetreiber, sich einzubringen und sicherzustellen, dass sich ein künftiger Branchenstandard auch für ihre Grösse eignet.

Link

→ StromVV: www.fedlex.admin.ch/eli/oc/2025/139/de

Autoren

Markus Sollberger ist Co-Geschäftsleiter von Sollberger Ingenieure GmbH.

→ Sollberger Ingenieure GmbH, 3012 Bern

→ markus.sollberger@sollbergering.ch

Guido Santner ist freier Fachjournalist.

→ guido@santner.ch

Die hier vorgestellte Studie wurde durch das Ingenieurbüro Sollberger ausgeführt. In Auftrag gegeben wurde sie von den folgenden VNB: Energie Freiamt AG, Energie March Netze AG (neun Werke im Kanton Schwyz), Energie Thun AG, EWS Energie AG, Industrielle Betriebe Interlaken AG, Localnet AG Burgdorf, StWZ Energie AG Zofingen und Technische Betriebe Schöffland.