



Mittelspannungsnetz-Batterie-speicher in Volketswil. Bild: EKZ

# Was bringen Batterie-speicher für das Verteilnetz?

## Nützliche Ergänzung für die Zielnetzplanung und Einnahmequelle

IN  
KÜRZE



Alexander Fuchs,  
Yaman Evrenosoglu

Die Elektrizitätsversorgung unterliegt einem grundlegenden Wandel. Auf der Produktionsseite löst die dezentrale Erzeugung aus Photovoltaik und Wind zunehmend die Erzeugung aus thermischen Kraftwerken ab. Auf der Nachfrageseite werden grosse Mengen volatiler Lasten wie Wärmepumpen, Ladestationen für Elektromobilität oder Rechenzentren angeschlossen. Für Verteilnetzbetreiber (VNB) ergeben sich daraus zahlreiche Herausforderungen.

### Herausforderungen für Netzbetreiber

Die Ein- und Auspeisung wird grundsätzlich volatiler. Zudem weist sie je nach Wetterlage und anderen Faktoren eine unterschiedliche Prognosegenauigkeit auf. Im Betrieb erfordern solche Lastprofile mehr Ausgleichsenergie, die über steuerbare Produktion, den Intra-Day-Markt oder den Abruf von Regelleistung erfolgt. Die maximalen Leistungsspitzen über das Jahr können positiv oder negativ ausfallen, je nachdem, ob die Lasten («Winter-

abend») oder die dezentrale Produktion («Sommermittag») dominieren. Dadurch ergibt sich auch eine höhere Unsicherheit für die langfristige Zielnetzplanung, da diese den erwarteten Zubau und Leistungsprofile in allen Teilen des jeweiligen Netzgebiets berücksichtigen muss. Durch bidirektionale Flüsse verändert sich im Tagesverlauf auch die Spannungsverteilung im Netz. Dies beeinflusst sowohl die Zielnetzplanung als auch den Betrieb, zum Beispiel durch Anpassungen von regelbaren Transformatoren oder der Blindleistungsregelung von PV-Anlagen. Ausserdem reduziert der Wechsel von rotierenden Synchronmaschinen hin zu Wechselrichtern die Kurzschlussleistung und Trägheit im Netz. Obwohl die dynamischen Stabilitätsprobleme eher auf Übertragungsebene sichtbar werden, können auch auf Mittel- und Niederspannungsebene unerwünschte dynamische Interaktionen zwischen den geregelten dynamischen Komponenten erfolgen.

Viele der Herausforderungen sind seit Jahren bekannt und Lösungsansätze gut erforscht, werden aber nun durch einen signifikanten Anteil der Schweizer PV-Erzeugung (Leistungsspitze knapp 6 GW im Sommer 2025) und die weiteren Ausbauziele (35 TWh bis 2035, vor allem aus PV) spürbar und konkret.

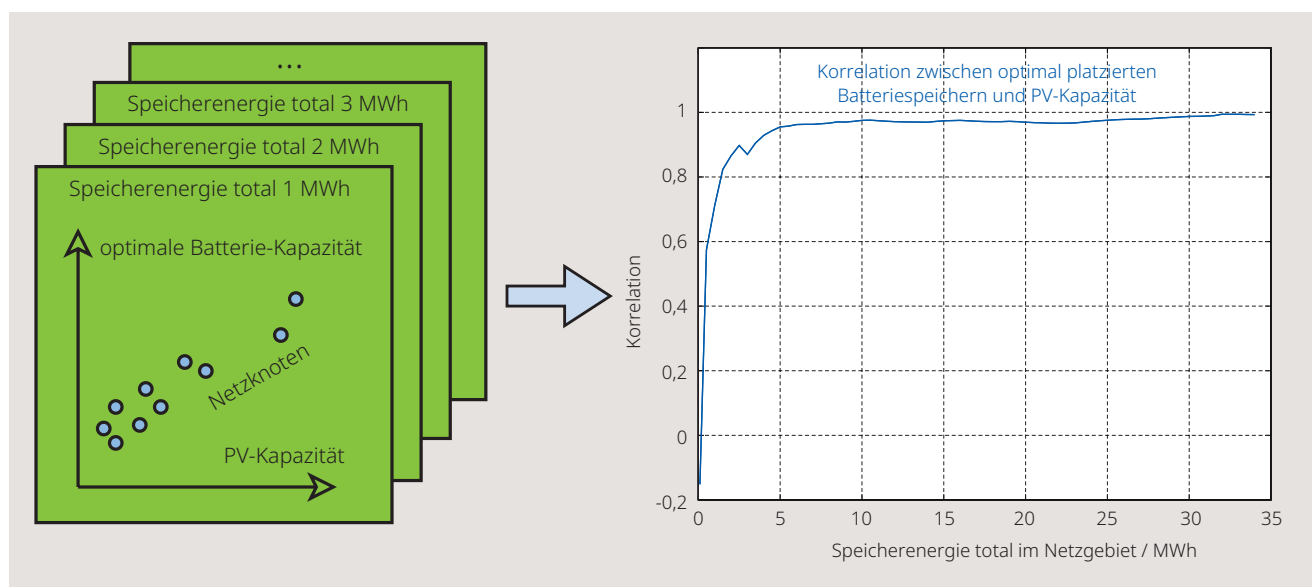
Viele der genannten Probleme können durch den Einsatz von Batteriespeichern («Battery Energy Storage Systems», BESS) entschärft werden. Beispielsweise können dadurch die erwarteten Netzausbaukosten reduziert, Solarstrom besser integriert und die Stabilitätsreserven des Netzes erhöht werden.

Es kommt aber stark auf die Umsetzung an. Wo stehen die Batteriespeicher? Wie hoch ist die maximale Leistung und Speicherenergie? Wer legt die Steuerung der Batteriespeicher nach welchen Krite-

rien fest? Ist die langfristige Wirtschaftlichkeit der Speicher gegeben, vor allem im Hinblick auf den erwarteten Zubau im System?

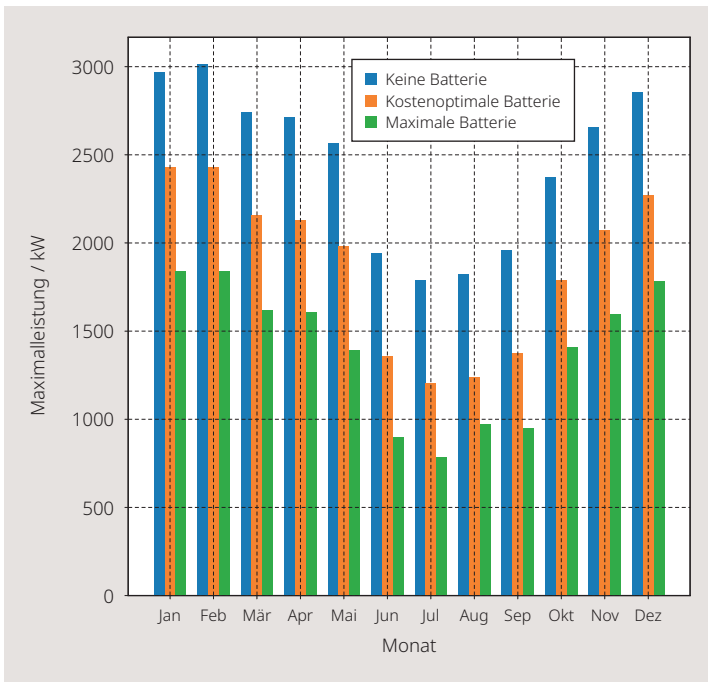
### Dezentrale Batterien sind aus Netzsicht am wirksamsten

Batteriespeicher sollten aus Netzsicht idealerweise dort stehen, wo der Flexibilitätsbedarf entsteht. So können Leistungsspitzen effektiv gekappt werden, bevor Leitungen überlastet sind oder Spannungsprobleme entstehen. Bild 1 illustriert diese intuitive Überlegung quantitativ anhand eines kompletten ländlichen Schweizer Verteilnetzes (Netzebenen 4 bis 7) mit mehreren Tausend Knoten. Ein hoher erwarteter Zubau von PV erfordert PV-Abregelung und Netzausbau, um die Verletzung von Strom- und Spannungsgrenzen zu vermeiden. Ein Optimierer darf eine bestimmte Batteriemenge frei im Netzgebiet platzieren und auf beliebig viele Standorte aufteilen. Die Batterien werden dabei so betrieben, dass der Netzausbaubedarf und die PV-Abregelung minimiert werden, wobei der Betrieb für mehrere repräsentative Wochen gleichzeitig simuliert wird und Teil der Optimierung ist. Die gesamte Speicherenergie der Batterien wird dabei systematisch erhöht und die Korrelation zwischen ausgewählter Batteriegrösse und PV-Kapazität an jedem Knoten bestimmt. Das Ergebnis ist eindeutig: Es besteht eine hohe Korrelation, die mit der Batteriemenge steigt. Die Flexibilität wird dort eingesetzt, wo sich die Treiber des Netzausbaus befinden. Analoge Resultate erhält man für verschiedene Netztypen (urban, industriell) und auch mit Lasten (Ladestationen, Wärmepumpen) als Treiber des Netzausbaus – auch hier ist der beste Batterieort nahe den Quellen der Volatilität.



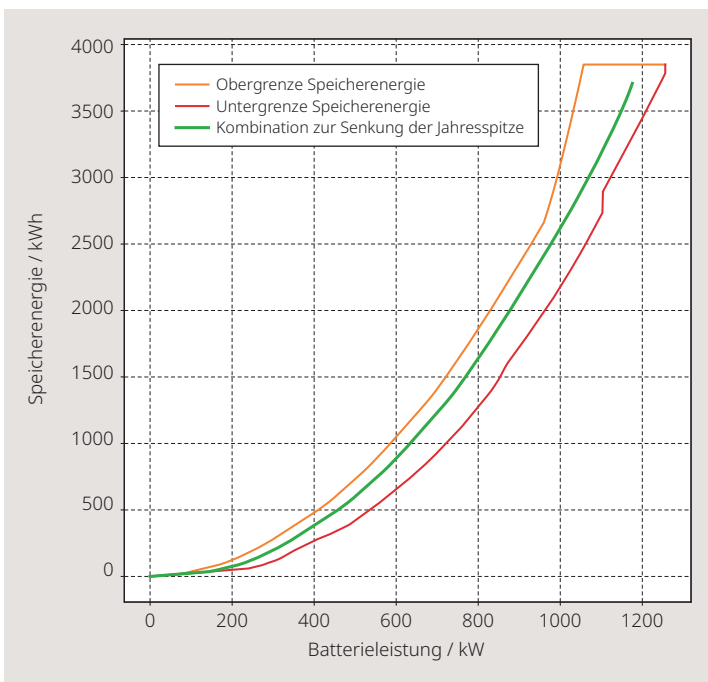
**Bild 1** Die Kapazität von optimal platzierten dezentralen Batterien in einem ländlichen Verteilnetz mit viel PV korreliert stark mit der PV-Kapazität an jedem Knoten – Batterien können am besten netzdienlich wirken, wenn sie dort stehen, wo der Flexibilitätsbedarf entsteht.

Bild: ETHZ-FEN



**Bild 2** Monatliche Maximalleistung eines ländlichen VNB (wegen Nachfrage oder überschüssiger PV-Produktion) mit und ohne zentrale Batterie für die Lastspitzensenkung am Transformator (Netzebene 4).

Bild: ETHZ-FEN



**Bild 3** Sinnvolle Kombinationen von Batterieleistung und Speicherenergie für die Lastspitzensenkung eines ländlichen VNB. Der Bereich wird bestimmt durch die Batteriekombinationen für jeden betrachteten Monat.

Bild: ETHZ-FEN

Dieses Ergebnis ist eine gute Nachricht – PV-Anlagen werden oft mit Batteriespeichern kombiniert. Dabei sind schon kleine Anpassungen im Betrieb nützlich. So würde eine Verschiebung des Ladestarts eines Heimspeichers von den ersten Sonnenstunden des Tages hin zur Mittagsspitze einen grossen Teil der potenziellen Netzdienlichkeit aktivieren und dabei die Eigenverbrauchsoptimierung des Besitzers kaum beeinflussen [1].

### Zuverlässigkeit der Netzdienlichkeit ist zentral

Allerdings muss der netzdienliche Betrieb der Batteriespeicher zuverlässig erfolgen, damit sie für den VNB als Lösung in Frage kommen, denn die Netzsicherheit muss stets gewährleistet sein.

Die Aktivierung der Netzdienlichkeit verteilter Batteriespeicher ist Gegenstand aktueller Forschung. Es ist eine zentrale Frage, die gelöst werden muss, um Batterien als Option bei der Zielnetzplanung zu berücksichtigen. Ein reines Anreizsystem in Form dynamischer Tarife ist dafür wahrscheinlich nicht ausreichend. Selbst wenn die Fahrpläne oder die Steuerbarkeit der Batterie durch Verträge verbindlich festgelegt sind, muss die Netzsicherheit auch dann gewährleistet sein, wenn die Batterie ausfällt. Die Lösung wird wahrscheinlich aus einer Kombination verschiedener Ansätze bestehen. Eine aggregierte Betrachtung von Batteriespeichern erlaubt es beispielsweise, diese zumindest auf Transformator- oder Mittelspannungsebene zu berücksichtigen, da nicht alle Batteriespeicher gleichzeitig ausfallen werden. Ein Ampelsystem und die gesteuerte Abregelung von PV-Anlagen oder Ladestationen als Rückfalloption können dem VNB ausserdem die erforderliche Sicherheit geben, wenn das Anreizsystem nicht ausreicht.

Wenn diese Aktivierung erfolgreich war, kann der VNB zwischen mehreren Optionen wählen: Netzausbau, vergütete Abregelung oder Aktivierung von verteilten Batteriespeichern. Je nach Kosten und Netzsituation kann auch ein Ansatz allein ausreichend sein, beispielsweise nur Batteriespeicher, wenn der Netzausbau durch seltene Lastspitzen bestimmt wird. Meist ergibt sich jedoch eine optimale Kombination der drei Massnahmen [2]. So stellen dezentrale Batterien auch in Kombination mit der ab 2026 vorgesehenen PV-Abregelung (bis 70 % ohne Entschädigung) eine wirksame Option zur Vermeidung von Netzausbau dar [3].

### Zentrale Batteriespeicher als Alternative

Die Investition in eigene oder selbst bewirtschaftete zentrale Batteriespeicher, beispielsweise in der Nähe der Transformatoren auf Netzebene 4 und 6, bietet dem VNB einige Vorteile. Die Zuverlässigkeit der netzdienlichen Steuerung ist gewährleistet, und die Standorte können gezielt gewählt werden. Der wichtigste netzdienliche Anwendungsfall ist

dabei die Leistungsspitzenkappung («Peak Shaving»), die sowohl in positive als auch negative Richtung erfolgen kann und den Ausbaubedarf von Transformatoren und vorgelagerten Netzebenen reduziert.

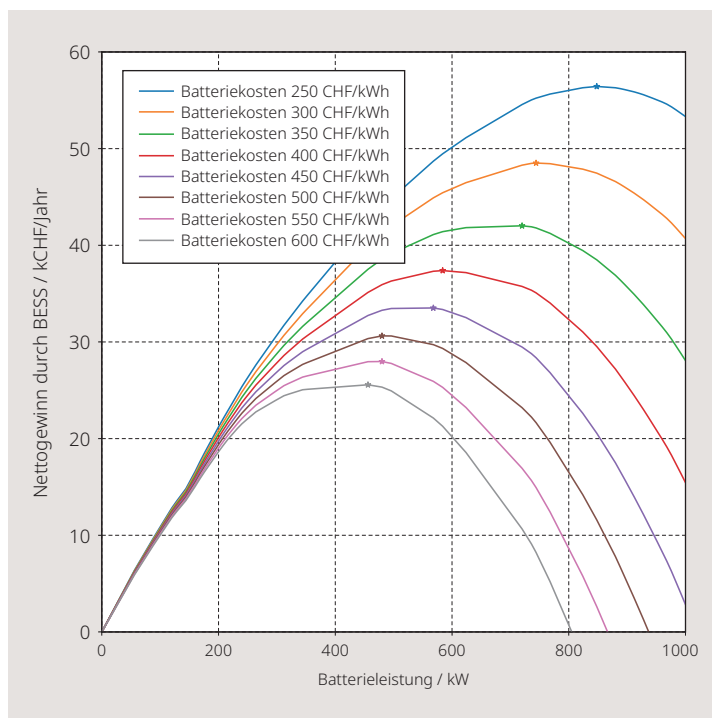
Wie gross das Einsparpotenzial ist, zeigt folgendes Beispiel: Ein ländlicher VNB möchte mit einer Batterie am Trafo (NE4) die monatliche Leistungsspitze gegenüber dem Vorlieger reduzieren. Schon heute ist so viel PV-Produktion installiert, dass die Nettoleistung am Trafo zwischen etwa 3 MW (Bezug) und 1 MW (Export) schwankt. Bild 2 zeigt auf Basis einer Ganzjahressimulation mit Messdaten in 15-Minuten-Auflösung die monatliche Leistungsspitze, welche mit einer Batterie um bis zu 1,2 MW (von 3 MW auf 1,8 MW) reduziert werden kann.

Die sinnvollen Kombinationen von Batterieleistung und Speicherenergie variieren mit der Grösse, bewegen sich aber in einem relativ schmalen Band. Die Energie wird dabei mit zunehmender Grösse wichtiger. Je stärker die Leistungsspitzen gekappt werden, desto mehr Energie muss zwischengespeichert werden (Bild 3). Diese Kappung der Leistungsspitze kann mit entsprechenden Sicherheitsmargen für Prognoseunsicherheiten und allfälligen Redundanzen auch durch den Vorlieger bei der Dimensionierung der Netzelemente (Transformatoren und Leitungen) berücksichtigt werden.

### Wirtschaftlichkeit mehrerer Anwendungsfälle

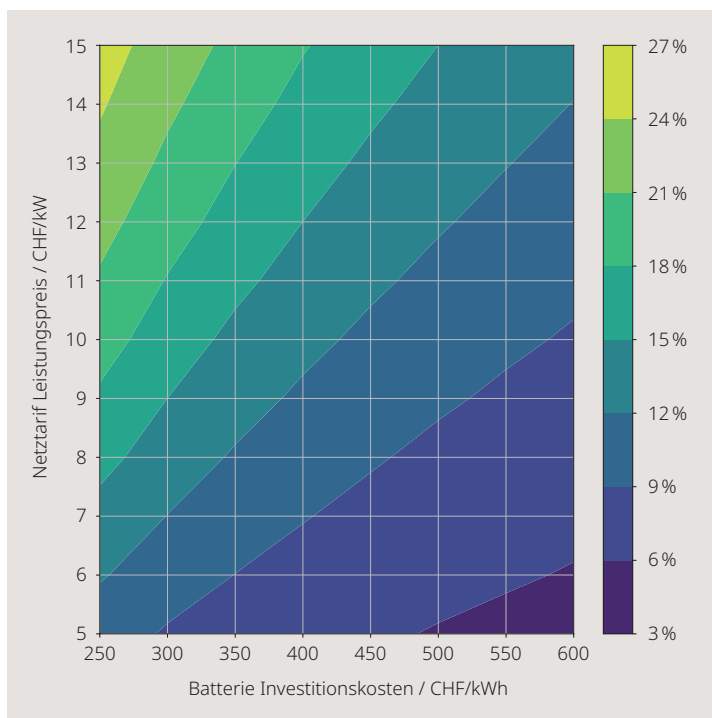
Für den Investor hängt die wirtschaftlich optimale Batteriegrösse von den Kostenparametern ab (Bild 4). Bei Netztarifen mit Leistungskosten von 10 CHF/kWh, Batterie-Investitionskosten von 400 CHF/kWh, einer Lebensdauer von 15 Jahren und kalkulatorischen Zinsen von 5 % ergibt sich der maximale jährliche Nettogewinn mit einer Batterie von 584 kW Leistung und 836 kWh Energie. Je höher die Leistungskosten des Netztarifs und je niedriger die Investitionskosten, desto grösser ist die optimale Batterie. Die Wirtschaftlichkeit ist in diesem Fall schon allein durch die Lastspitzensenkung gegeben. Der jährliche Nettogewinn nach Abzug aller annualisierten Kosten der Batterieinvestition beträgt etwa 13 % der Leistungskosten des Netztarifs ohne Batterie (Bild 5), bei einem internen Zinsfuss von über 19 % und einer Amortisationsdauer von weniger als 5 Jahren. Wie die Grafik zeigt, verbessert sich die Wirtschaftlichkeit bei einem Rückgang der Batterieinvestitionen oder höheren Leistungstarifen noch weiter.

Die Resultate sind für eine breite Anzahl von Netztypen robust, unabhängig davon, ob die Leistungsspitzen durch PV-Einspeisung oder Lasten verursacht werden. Zu diesem Zweck wurde eine interaktive Visualisierung der Analyse erstellt, die auch weitere Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen, eine Variation der Eingangsparameter und alternative Lastprofile ermöglicht [4].



**Bild 4** Wahl der optimalen Batteriegrösse (x-Achse) durch Maximierung des Nettogewinns durch Leistungsspitzenenkung nach Abzug aller annualisierten Investitionskosten.

Bild: ETHZ-FEN



**Bild 5** Jährlicher Nettogewinn durch eine Batterie-Investition für die Leistungsspitzenkappung (in % der Leistungskosten ohne Batterie) in Abhängigkeit von den Batterieinvestitionen (x-Achse) und den Leistungskosten des Netztarifs (y-Achse).

Bild: ETHZ-FEN

Die Einsparungen durch Leistungsspitzenenkung stellen nur einen Teil der Erlösmöglichkeiten dar. Grossbatteriespeicher werden für Arbitragegeschäfte am Day-Ahead- und Intra-Day-Markt eingesetzt und unterstützen den Ausgleich von unsicheren Lastprognosen innerhalb von Bilanzgruppen oder Regelzonen. Durch die schnelle Steuerbarkeit sind Batterien auch für schnelle Regelernergie (primäre Regelernergie, «Frequency Containment Reserve») gut geeignet.

Die Betriebsstrategien korrelieren teilweise miteinander. So ist das «Laden bei niedrigen Preisen» gleichzeitig für Arbitragegeschäfte und die Leistungsspitzenenkung nützlich. Ausserdem kann die flexible Blindleistungsbereitstellung für die Spannungshaltung eingesetzt werden – bei Problemen innerhalb eines Verteilnetzes oder als Systemdienstleistung für Swissgrid.

### Zukünftige Anwendungen

Batteriespeicher, die einen Wechselrichter mit netzbildender Regelung nutzen, werden künftig einen wichtigen Beitrag zur dynamischen Stabilität des Stromnetzes leisten. Die Trägheit der rotierenden Massen von Kraftwerken mit Synchronmaschine dämpft Leistungsoszillationen und verhindert schnelle Frequenz- oder Spannungsänderungen, die ein Risiko für Blackouts darstellen. Langfristig sollten daher mindestens 5 % der Wechselrichter, die Synchronmaschinen ersetzen, Batteriespeicher und eine netzbildende Regelung enthalten [5].

Bei einem Blackout können netzbildende Batterien – am besten in Kombination mit Flusskraftwerken – Verteilnetze durch Schwarzstart und Inselnetzbetrieb schneller wieder mit Strom versorgen. Sogar eine lokale Aufbauzelle kann so gebildet werden.

### Mittelgrosse Batterien für die Energiewende

Batterien können schon heute viele der eingangs erwähnten Herausforderungen der Energiewen-

de für VNB lösen. Gleichzeitig wird aus Gesamtsystemsicht die Integration des PV-Ausbaus und die Resilienz verbessert.

Grossbatterien sind eher auf höheren Spannungsebenen angeschlossen und können allenfalls die Spannungshaltung im Verteilnetz unterstützen. Mittlere Batterien mit einer Leistung bis etwa 10 MW, die nahe den Transformatoren auf Netzebene 4 und 6 platziert werden, vereinen die Vorteile dezentraler Platzierung (näher bei den Leistungsspitzen), Wirtschaftlichkeit (Skaleneffekte) und zuverlässiger Steuerbarkeit durch den VNB. Zudem sind mit ihnen künftige Dienstleistungen wie dynamische Netzunterstützung und Schwarzstartunterstützung aus dem Verteilnetz leichter umsetzbar. Heimspeicher der Netzebene 7 können aufgrund ihrer Lage das Netz optimal unterstützen, solange ein netzfreundlicher Betrieb gewährleistet ist.

Für Investoren ergeben sich so schon heute zahlreiche Erlösmöglichkeiten für Batteriespeicher innerhalb des Mittel- und Niederspannungsnetzes. Für VNB stellen Batteriespeicher je nach Netzgebiet, Lastprofil und erwarteter Häufigkeit der Überlastungen eine Ergänzung der Zielnetzplanung dar.

### Referenzen

- [1] Steffen Wienands, «Netzdienlicher Betrieb von Batteriespeichern», Bulletin SEV/VSE, S. 14, 5/2022.
- [2] ISCHESS (Integration stochastischer erneuerbarer Energien in das Schweizer Stromversorgungssystem), Abschlussbericht.
- [3] DFLEX – Verteilnetz im Jahr 2050: die Rolle der Flexibilität im Verteilnetz bei zunehmender Digitalisierung, Abschlussbericht.
- [4] Interaktive Visualisierung von Batterien für VNB. [fenwebtools.ethz.ch/besstool](http://fenwebtools.ethz.ch/besstool)
- [5] ACSICON – Novel Analysis and Control Solutions for Dynamic Security Issues in the Future, Abschlussbericht.

### Autoren

**Dr. Alexander Fuchs** ist stv. Direktor und Principal Expert an der Forschungsstelle Energienetze (FEN).  
> ETH Zürich, 8006 Zürich  
> [fuchs@fen.ethz.ch](mailto:fuchs@fen.ethz.ch)

**Dr. Cansin Yaman Evrenosoglu** ist Principal Expert an der Forschungsstelle Energienetze (FEN).  
> [evrenos@fen.ethz.ch](mailto:evrenos@fen.ethz.ch)

ANZEIGE

## Power Quality Analysatoren inkl. Störschreiberfunktion

- Erfassung von Frequenzen bis 170 kHz
- Kostenlose Auswertesoftware
- Automatische Normauswertung
- Ereigniserfassung nach EN 50160
- Kompaktes und robustes Gehäuse
- Einfache und intuitive Bedienung



A. Eberle Schweiz AG • Gewerbering 14 • CH-5610 Wohlen  
Telefon +41 (0)56 619 51 80 • [info@a-eberle.ch](mailto:info@a-eberle.ch) • [www.a-eberle.ch](http://www.a-eberle.ch)