



Bilder: BFH

PV-Anlagen mit Smart Metern regeln

Vorhandene Flexibilitäten bewirtschaften, um das Netz zu entlasten

24

dossier | smart energy

Theo Zwahlen, David Joss

PV-Wechselrichter lassen sich auf verschiedene Arten steuern und regeln. Mit dem wachsenden Anteil an erneuerbarer Energie im Strommix gewinnt besonders die Steuerung der Rückspeiseleistung von PV-Anlagen an Relevanz, denn seit 2026 ermöglicht das neue Stromgesetz den Verteilnetzbetreibern (VNB), bis zu 3 % der jährlichen Energie einer PV-Anlage im Rahmen der garantierten Flexibilität unentgeltlich zu nutzen.

Dies hat die Groupe E und IB-Murten zusammen mit dem Labor für Photovoltaiksysteme der Berner Fachhochschule motiviert, die Ansteuer- und Regelungsmöglichkeiten für die Nutzung dieser Flexibilität zu erforschen. In Labormessungen wurde untersucht, wie sich dezentrale Erzeugungsanlagen über Smart Meter vor Ort ansteuern

lassen. Die Praxistauglichkeit wurde anschliessend in einem Feldversuch geprüft.

Die Untersuchungen befassten sich mit einer einfach realisierbaren Option: der Ansteuerung der Anlagen über die oft vorhandenen Relaiskontakte des Smart Meters. Die Kontakte lassen sich mit dem intelligenten Messsystem der VNB ansteuern und können durch die Wechselrichter oder Energiemanagementsysteme (EMS) der Anlagen eingelesen werden. Bild 1 zeigt das Prinzip.

Für die Versuche wurden oft eingesetzte Wechselrichter unterschiedlicher Hersteller im Wechselrichterlabor der BFH betrieben, mit einem Smart Meter angesteuert und gemessen (Bild 2). Zur Überprüfung erfolgten anschliessend Feldtests. Die Ansteuerung der Relaiskontakte im Smart Meter erfolgte über

IN
KÜRZE



das Head End System (HES) des Netzbetreibers. Je nach Wechselrichter ist zur Ansteuerung von vier Leistungsschwellen eine zusätzliche Logik nötig, um die Zustände der zwei Relaiskontakte auf vier Digitaleingänge zu wandeln. Viele Wechselrichter unterstützen diese Dekodierung aber bereits direkt.

Untersucht wurde, ob die angesteuerte Begrenzung der Rückspeiseleistung am Netzanschluss eingehalten wird, wie die Geräte dazu parametrierbar sind und ob andere aktive Wechselrichterfunktionen das Ergebnis beeinflussen.

Konkret wurde in diesem Projekt bewertet, ob die Ansteuerung der Leistungsbegrenzung über den gesamten Signalpfad (Ansteuerung durch VNB aus dem HES bis zum Resultat am Anschlusspunkt) mit folgenden drei Szenarien funktioniert:

- Direktes Einlesen der Relaiskontakte am Wechselrichter,
- Decodierung über Logik (Klein-SPS oder Relais-schaltung),
- Einlesen der Relaiskontakte durch ein EMS und Ansteuerung von bis zu zwei Wechselrichtern.

Es wurde auch bewertet, ob eine übergeordnete, fixe Leistungsbegrenzung bei Ansteuerung über die Digitaleingänge eingehalten wird und was bei gleichzeitiger Ansteuerung der Leistungsbegrenzung und aktiver P(U)- resp. Q(U)-Regelung geschieht.

Erkenntnisse

Für alle getesteten Punkte konnte gezeigt werden, dass sich alle Geräte bei korrekter Parametrierung erwartungsgemäss verhalten. Bild 3 zeigt ein entsprechendes Messergebnis.

Die grösste Herausforderung stellt die Parametrierung der Geräte dar, da Hersteller keine einheitlichen Einstellungen, Terminologie und keine klaren Hierarchien der Funktionen haben. Oft sind sie zudem nicht intuitiv. Meist ist deshalb nicht klar, welche Parametrierung «richtig» ist. Bei den vielen Parametern besteht ein hohes Risiko für Fehleinstellungen. Im Folgenden werden mögliche Stolpersteine näher beschrieben.

Statische vs. dynamische Leistungsbegrenzung

Eine mögliche Anforderung an das System ist eine statische Begrenzung der Rückspeiseleistung, die per Ansteuerung weiter reduziert werden soll. Bei der Groupe E soll die Rückspeiseleistung statisch auf 70% der PV-Nennleistung limitiert sein. Mit der Ansteuerung erfolgt eine Reduktion auf 30% oder 0%.

Bei vielen Wechselrichtern wird jedoch mit der Aktivierung der Ansteuerung über Digitaleingänge die statische Begrenzung (70%) überschrieben. Damit die statische Grenze nicht überschritten wird, muss auch der Zustand ohne aktive Ansteuerung parametrierbar werden. Die prozentualen Werte beziehen sich in der Regel auf die Nennleistung des Wechselrichters. Ein Bezug zur PV-Nennleistung ist üblicherweise nicht direkt möglich. Die Werte müssen also umgerechnet werden.

Zudem gibt es Wechselrichter, bei denen die prozentuale Leistungsbegrenzung in Abhängigkeit des jeweiligen Eingangszustands nicht frei parametrierbar werden kann. Die Begrenzungen sind, wie in Tabelle 1 beispielhaft gezeigt, fix den entsprechenden Eingängen zugeordnet.

Korrekte Parametrierung

Wie erwähnt, birgt die Parametrierung der Geräte ein grosses Fehlerpotenzial. Dies liegt auch daran, dass die vom Hersteller vorgeschriebenen Standardwerte bzw. die «Grid-Codes» bei einigen Geräten nicht oder noch nicht an die geforderten Einstellungen angepasst sind (Stand: Ende Mai 2026).

Die spannungsabhängige Regelung von Wirkleistung P(U) und Blindleistung Q(U) müssen bei den Geräten manuell aktiviert und parametrierbar werden.

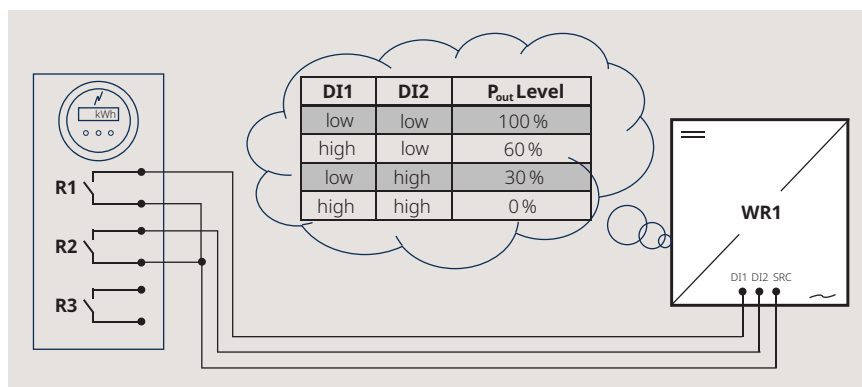


Bild 1 Schematische Darstellung der Wechselrichteransteuerung über Relais.

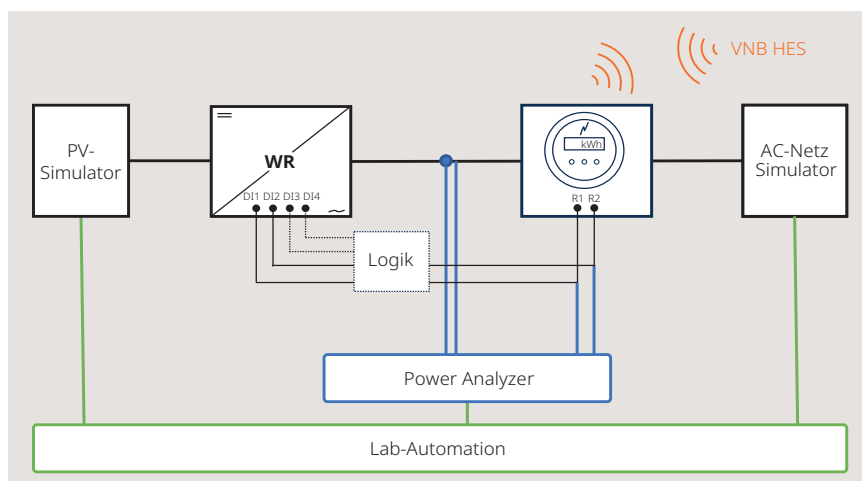


Bild 2 Messaufbau zur Überprüfung der Leistungsbegrenzung.

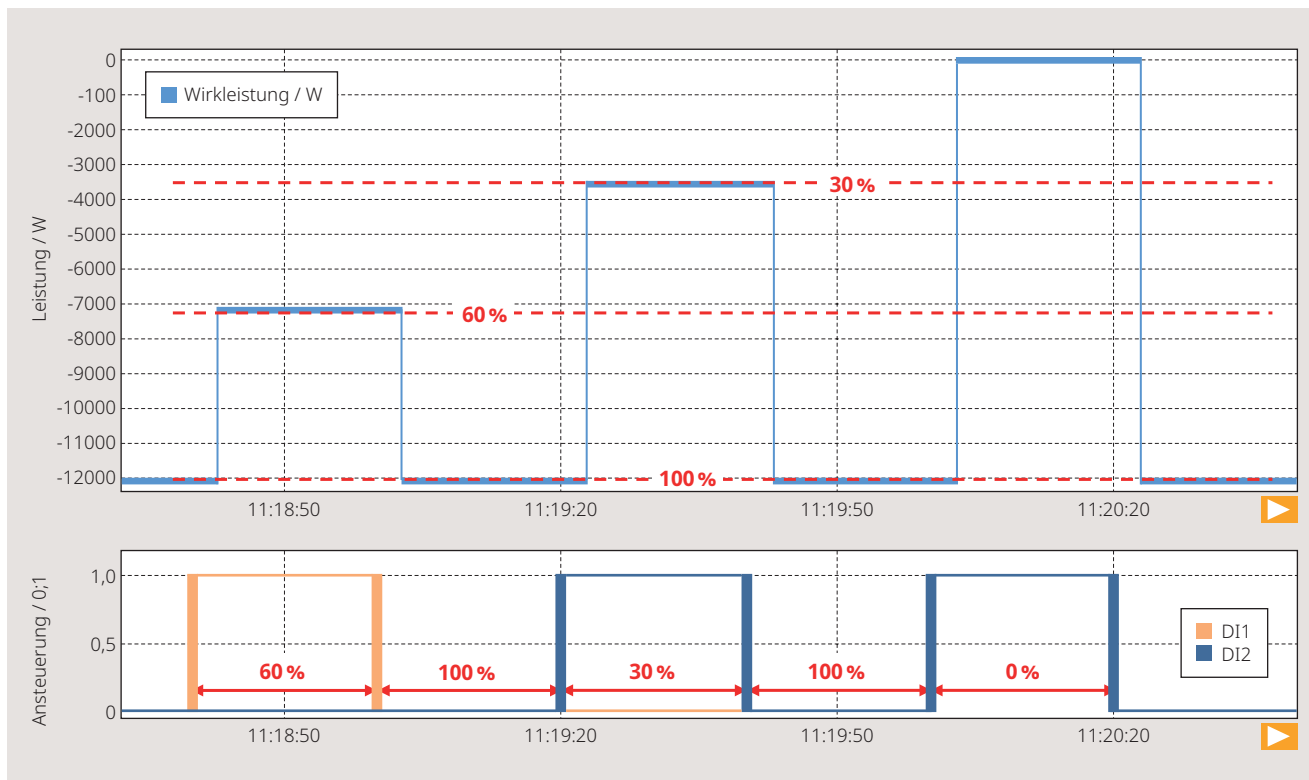


Bild 3 Messresultat bei der Leistungsbegrenzung eines Wechselrichters.

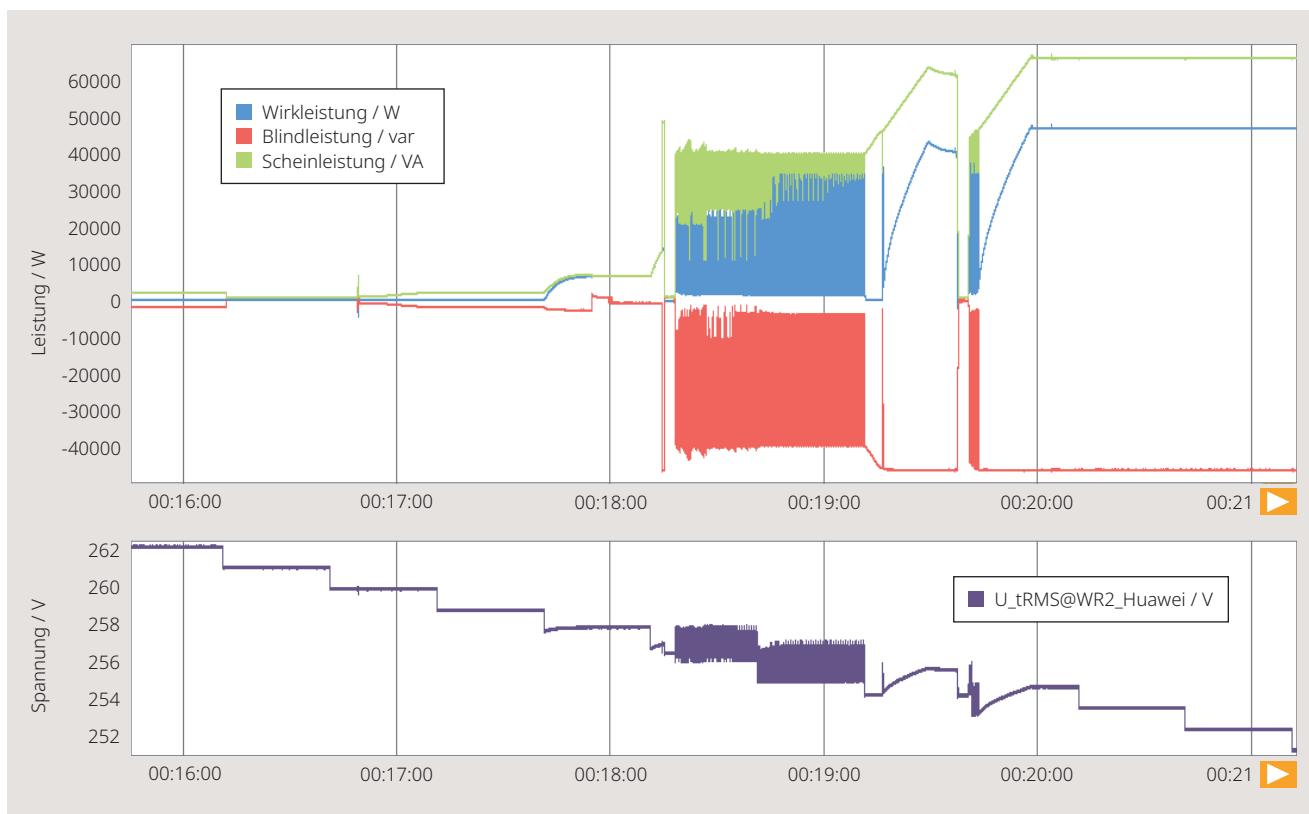


Bild 4 Messergebnisse mit falsch parametrierter Limitierung des $\cos\phi$. Die P(U)- und Q(U)-Regelungen beeinflussen sich gegenseitig und führen zu starken Oszillationen.

Bei einem Gerät wird durch das Aktivieren der Q(U)-Regelung und Setzen des Schweizer Grid-Codes der minimale $\cos\varphi$ falsch parametriert. Der Parameter wird fälschlich auf 0 anstatt 0,9 gesetzt. Dies wurde dem Hersteller mitgeteilt.

Falls dies beim Parametrieren nicht bemerkt und korrigiert wird, kann es schwerwiegende Folgen haben. Bei Spannungsänderungen auf einem bestimmten Spannungsniveau kann es dazu führen, dass sich die beiden Regelungen beeinflussen und dadurch zu oszillieren beginnen. Im Beispiel (Bild 4) wurden Schwingungen mit einer Amplitude von bis zu 40 kW bzw. 40 kvar gemessen. In diesem Szenario waren 65,4 kW PV-Leistung vorhanden und die maximale Wirkleistung auf 48,3 kW limitiert.

Da in einem Wechselrichter diverse Funktionen die maximale Ausgangsleistung verändern können, ist auch zu erwarten, dass sie sich gegenseitig beeinflussen und dass nicht bei allen Geräten dieselbe Funktion Priorität hat.

Bei einem Gerät wurde ein Konflikt zwischen dem Durchfahren eines kurzzeitigen Überspannungsereignisses und den getesteten Funktionen P(U) und Leistungsbegrenzung per Digitaleingang beobachtet. Gemäss der Branchenempfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz (NA/EEA-NE7 – CH2025) müssen PV-Wechselrichter bei kurzer Spannungsüberhöhung mit dem Stromnetz verbunden bleiben, um sicherzustellen, dass die Netzstabilität nicht durch ungewolltes Abschalten von Erzeugungsanlagen gefährdet wird. Diese Funktion wird «overvoltage ride through» (OVRT) genannt. Nun ist aber nicht genau

definiert, was «nicht vom Netz trennen» bedeutet. Beim entsprechenden Gerät haben sich im Test die folgenden zwei Sachverhalte gezeigt:

- OVRT hat gegenüber der P(U)-Regelung und der Ansteuerung über die Digitaleingänge Priorität.
- «Nicht vom Netz trennen» wird vom Hersteller interpretiert als «aufrechterhalten einer zuvor zwischengespeicherten Einspeiseleistung».

Bild 5 zeigt die Messergebnisse. Die P(U)-Regelung war in beiden Fällen aktiv. In beiden Fällen erfolgte zu Beginn die korrekte spannungsabhängige Wirkleistungsbegrenzung. Knapp zu erkennen ist auch die Limitierung, die über den Digitaleingang (DI) 1 angesteuert wird. Mit aktivem OVRT springt die Wirkleistung beim entsprechenden Spannungsanstieg (auf knapp 260 V bei ca. 4 Min. 20 s) auf einen überhöhten Wert von ungefähr 36 kW. Sie übersteigt damit sowohl den vom Digitaleingang vorgegebenen Wert (30%) wie auch die Leistung, die die P(U)-Regelung bei dieser Spannung zulassen würde. Die Einspeisung bleibt für eine Minute aktiv, bis der Netzfehler nicht mehr als kurzzeitig gilt. Der Wechselrichter trennt sich dann vom Netz. Bei deaktivierter OVRT ist das Verhalten wie erwartet.

Fazit

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass Relaiskontakte am Smart Meter für VNB, neben vielen anderen Ansätzen, eine einfache Möglichkeit bieten, um PV-Anlagen anzusteuern. Sie sind in vielen installierten Smart Metern vorhanden, bieten eine sichere Kommunikation und sind einfach einsetzbar. Die korrekte Parametrierung der Wechselrichter bzw.

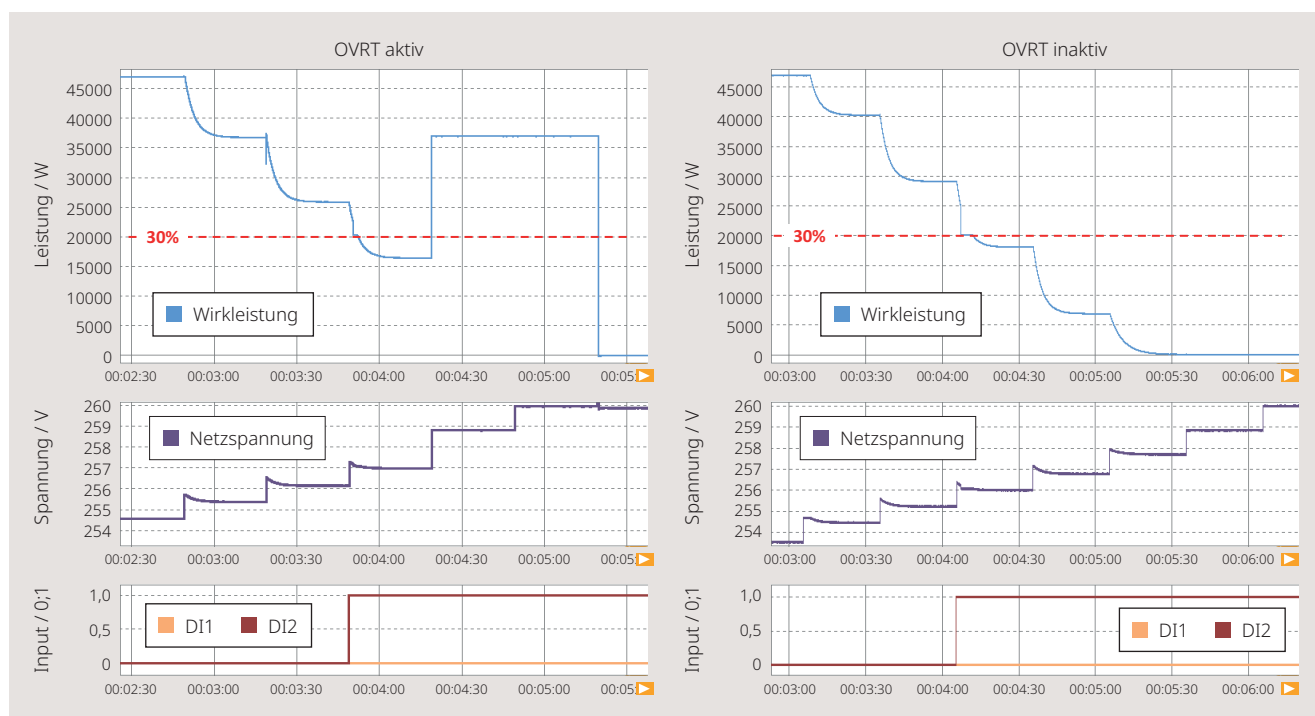


Bild 5 Unerwartetes Verhalten bei aktivem OVRT: Sobald der Wechselrichter einen Netzfehler detektiert, speist er eine zuvor zwischengespeicherte Leistung ins Netz und verstösst damit gegen die Ansteuerung und gegen die P(U)-Leistung.

résumé

S1	S2	S3	S4	Schalterstellung am RSE/FRE	AC-Ausgangsleistung
0	0	0	0	Kein	100 %
1	0	0	0	S1 schliessen	100 %
0	1	0	0	S1 schliessen	60 %
0	0	1	0	S1 schliessen	30 %
1	1	0	0	S1 schliessen	0 % (vom Netz trennen)

Tabelle 1 Auszug aus einer Wechselrichteranleitung. Bei diesem Gerät können die Leistungsschwellen nicht verändert werden.

Peripheriegeräte gestaltet sich aber als echte Herausforderung für den sicheren Netzbetrieb.

Aus Sicht der Projektpartner Groupe E, IB-Murten und BFH ergeben sich folgende Empfehlungen zur Reduktion des Risikos von Fehlparametrierungen. VNB sollten möglichst schweizweit harmonisierte, klare und praxistaugliche Anforderungen für PV-Anlagen definieren. Wechselrichter-Anbieter sollten präzise Umsetzungsanweisungen veröffentlichen und sicherstellen, dass die aktuellen Schweizer Ländercodes bereits ab Werk in den Geräten hinterlegt sind.

Eine herstellerübergreifend harmonisierte Parametrierung, die sich einfach auslesen lässt, wäre auch wünschenswert. PV-Installationsfirmen sollten ihre eingesetzten Geräte gut kennen und entsprechend parametrieren können. Generell sollten die verschiedenen Akteure enger zusammenarbeiten, beispielsweise durch Schulungen des Fachpersonals, organisiert von Branchenverbänden (z.B. VSE, Swissolar), und mit Unterstützung der Hersteller. Im Zuge der Anlageninbetriebsetzung sollten alle im Netzverbund testbaren parametrierbaren Funktionen überprüft werden. Da nicht alle Funktionen im Feld getestet werden können, bieten sich Labortests als Ergänzung an.

Autoren

Theo Zwahlen ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Photovoltaik-Labor der BFH.

> BFH, 3400 Burgdorf
> theo.zwahlen@bfh.ch

David Joss ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Photovoltaik-Labor der BFH.

> david.joss@bfh.ch

Régulation des installations photovoltaïques à l'aide des compteurs intelligents

Exploiter les flexibilités existantes et soulager le réseau

Avec la part croissante des énergies renouvelables dans le mix électrique, la gestion de la puissance réinjectée par les installations photovoltaïques dans le réseau gagne en importance. En effet, depuis 2026, la nouvelle loi sur l'électricité permet aux gestionnaires de réseau de distribution (GRD) d'utiliser gratuitement jusqu'à 3 % de la production annuelle d'une installation PV dans le cadre de la flexibilité garantie. Cela a incité Groupe E et IB-Murten, en collaboration avec le Laboratoire photovoltaïque de la Haute école spécialisée bernoise (BFH), à étudier les possibilités de pilotage et de régulation permettant d'exploiter cette flexibilité. La régulation locale des installations de production décentralisées via les compteurs intelligents a donc été examinée à l'aide de mesures en laboratoire, et l'applicabilité dans la pratique a été vérifiée par le biais d'essais sur le terrain.

Les recherches portent sur une option facile à mettre en œuvre: le pilotage des installations via les contacts relais du compteur intelligent. Ces contacts peuvent être pilotés par le système de mesure intelligent des GRD et être lus par les ondu-

leurs ou les systèmes de gestion de l'énergie des installations.

Les mesures ont montré qu'un tel pilotage peut être mis en œuvre de manière fonctionnelle, mais qu'il subsiste toutefois des obstacles au niveau du paramétrage des appareils. Le projet débouche donc sur les recommandations suivantes afin de réduire le risque d'erreurs de paramétrage. Les GRD devraient veiller à définir des exigences pour les installations photovoltaïques aussi claires, adaptées à la pratique et harmonisées à l'échelle nationale que possible. Les fournisseurs d'onduleurs devraient publier des instructions de mise en œuvre précises et s'assurer que les codes pays suisses actuels sont déjà préconfigurés dans les appareils en usine. Un paramétrage harmonisé entre les différents fabricants, facile à lire, serait également souhaitable. Enfin, lors de la mise en service, les installateurs devraient encore vérifier sur place l'exactitude du paramétrage et que le comportement des installations photovoltaïques est bien conforme au réseau.

La version intégrale de cet article sera publiée en français dans le Bulletin 1/2027.