

Regelung von PV-Anlagen mit Smart Metern, Chancen und Herausforderungen

24. Schweizer Photovoltaik-Tagung, 31. März – 1. April 2026, Bern

Theo Zwahlen¹, Leo Hofer¹, David Joss¹, Christof Bucher¹, Antony Pinto², Cyril Kaeser², Andreas Gut³, Dimitri Aebersold³

¹Labor für Photovoltaiksysteme, Berner Fachhochschule BFH, Burgdorf, christof.bucher@bfh.ch

²Groupe E SA, Granges-Paccot, antony.pinto@groupe-e.ch

³IB-MURTEN, Murten, a.gut@ibmurten.ch

Ab 2026 bringt das neue Stromgesetz unter anderem die Möglichkeit der unentgeltlichen Nutzung der garantierten Flexibilität von bis zu 3 % der Jahresenergie durch Verteilnetzbetreiber. Die Groupe E und IB-MURTEN haben gemeinsam mit dem Labor für Photovoltaiksysteme der Berner Fachhochschule einige Ansteuer- und Regelungsmöglichkeiten erforscht und deren Chancen und Herausforderungen erörtert. In umfangreichen Labormessungen wurde untersucht, wie sich dezentrale Erzeugungsanlagen über die Smart Meter vor Ort ansteuern lassen. Bei einem anschliessenden Feldversuch wurde auch die Praxisanwendbarkeit erforscht.

Einleitung: Flexibilitäten im Verteilnetz

Photovoltaik-Wechselrichter lassen sich auf verschiedene Arten steuern und regeln. Mit dem wachsenden Anteil an erneuerbarer Energie im Strommix gewinnt insbesondere die (Fern)Steuerung der maximal erlaubten Rückspeiseleistung an Relevanz. Die präsentierten Untersuchungen behandeln eine einfach umzusetzende Möglichkeit, nämlich die Ansteuerung der Anlagen mittels vorhandener Relaiskontakte vom Smart Meter. Die Kontakte lassen sich aus dem intelligenten Messsystem der Verteilnetzbetreiber ansteuern und können durch die Wechselrichter oder Energiemanagementsysteme (EMS) der Anlagen eingelesen werden.

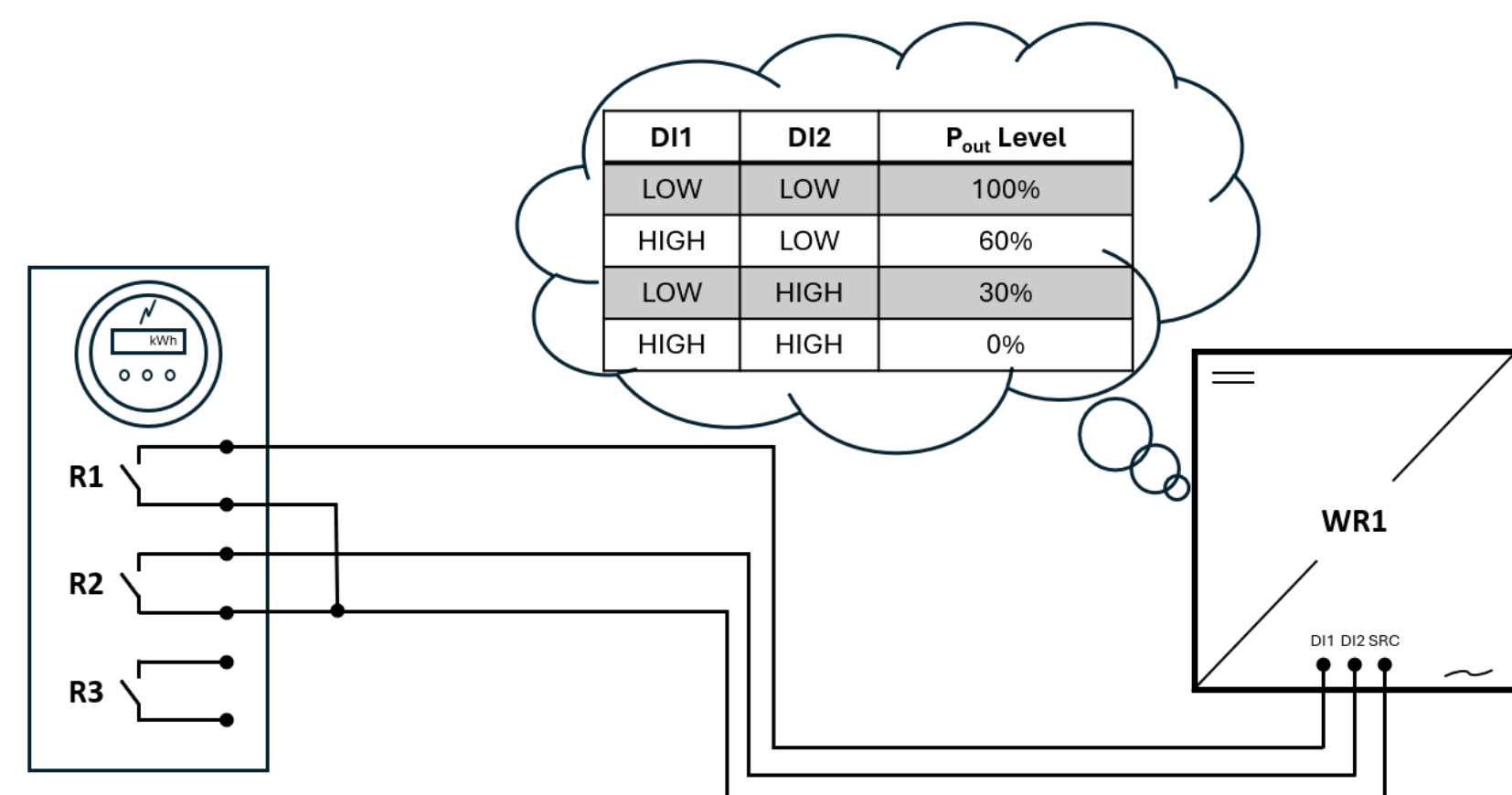


Abbildung 1: Schematische Darstellung Wechselrichteransteuerung über Relaiskontakte

Methodik

Für die Versuche wurden oft eingesetzte Wechselrichter von unterschiedlichen Herstellern im Wechselrichterlabor der Berner Fachhochschule betrieben und mit einem Smart Meter gemessen. Abbildung 2 zeigt den entsprechenden Laboraufbau als Blockschaltbild. Wie in der Grafik angedeutet, erfolgte die Ansteuerung der Relaiskontakte im Smart Meter über das Head End System (HES) des Netzbetreibers. Abhängig vom Wechselrichter war zur Ansteuerung von vier unterschiedlichen Leistungsschwellen eine zusätzliche Logik nötig, um die Zustände der zwei Relaiskontakte auf vier Digitaleingänge zu wandeln. Einige Wechselrichter unterstützen diese Decodierung bereits direkt. In einem zweiten Schritt erfolgten Feldtests, um die Ansteuerung auch im Produktivbetrieb zu erforschen. Untersucht wurde, ob die angesteuerte Begrenzung der Rückspeiseleistung an Netzanschluss eingehalten wird, wie die Geräte dazu parametrieren müssen und ob andere aktive Wechselrichterfunktionen das Ergebnis beeinflussen.

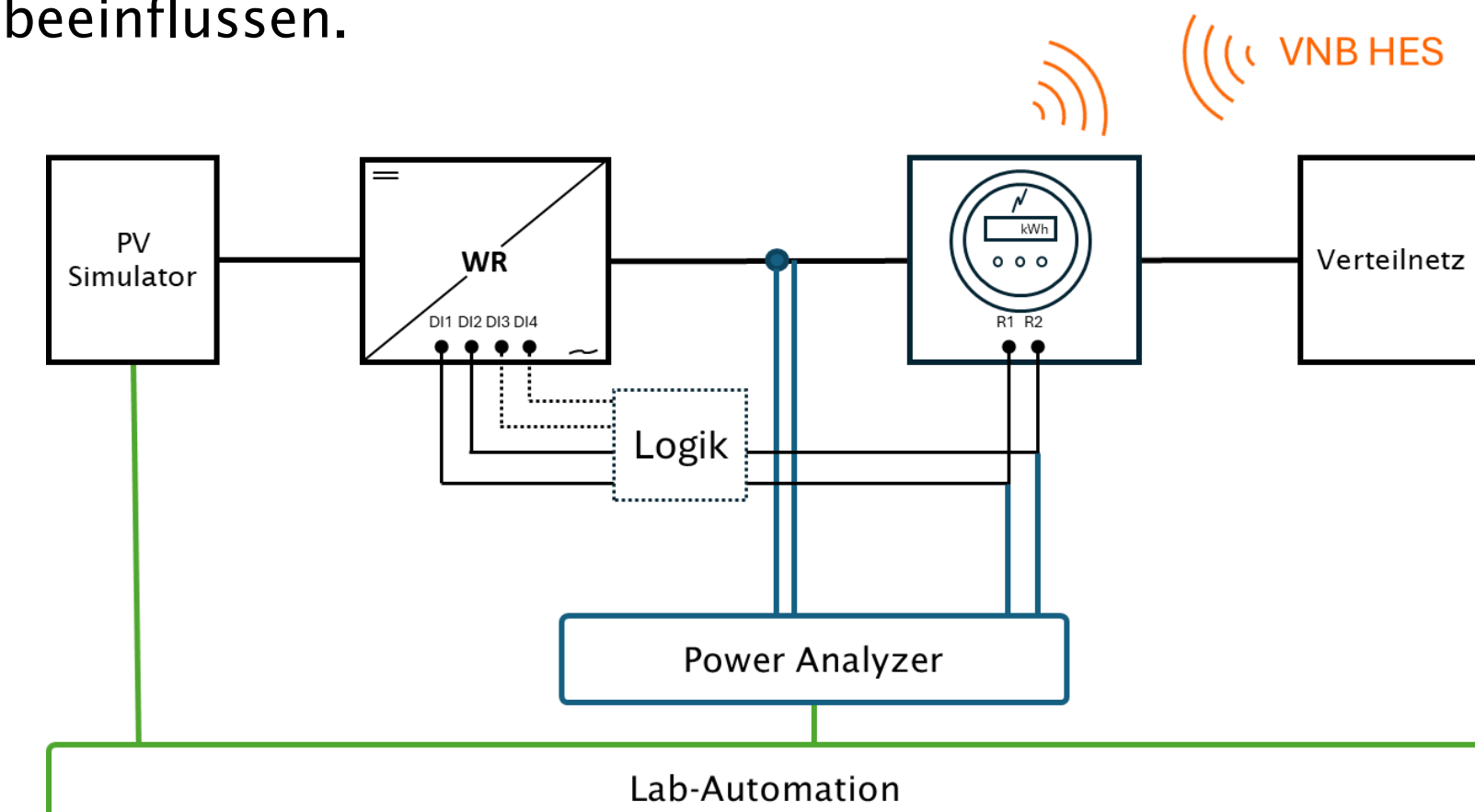


Abbildung 2: Blockschaltbild eines Messaufbaus zur Überprüfung der Leistungsbegrenzung

Durchgeführte Tests

In Zusammenarbeit von Groupe E, IB-MURTEN und BFH wurden insgesamt folgende Punkte getestet:

- Funktioniert die Ansteuerung der Leistungsbegrenzung über den gesamten Signalpfad (Ansteuerung durch VNB bis Resultat am Anschlusspunkt) mit folgenden drei Szenarien
 - Direktes Einlesen der Relaiskontakte am Wechselrichter
 - Decodierung über Logik (Klein-SPS oder Relaischaltung)
 - Einlesen der Relaiskontakte durch ein EMS und Ansteuerung von bis zu zwei Wechselrichtern
- Wird eine übergeordnete, fix parametrierte Leistungsbegrenzung bei Ansteuerung über die Digitaleingänge eingehalten
- Was passiert bei gleichzeitiger Ansteuerung der Leistungsbegrenzung und aktiver P(U)- resp. Q(U)-Regelung

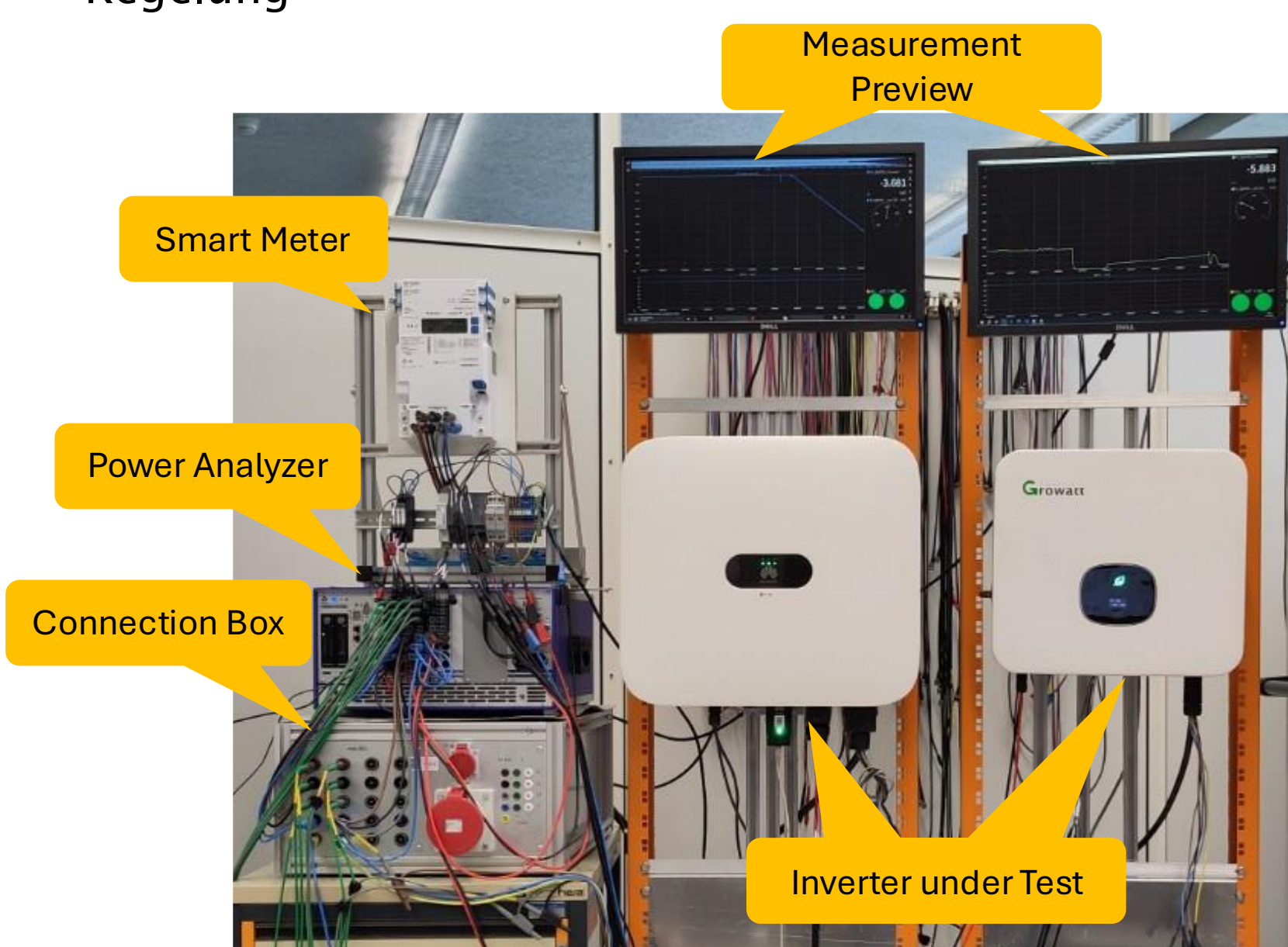


Abbildung 3: Testaufbau im Labor

Ergebnisse

Für alle getesteten Punkte konnte gezeigt werden, dass bei korrekter Parametrierung der Geräte ein erwartungsgemässes Verhalten resultiert.

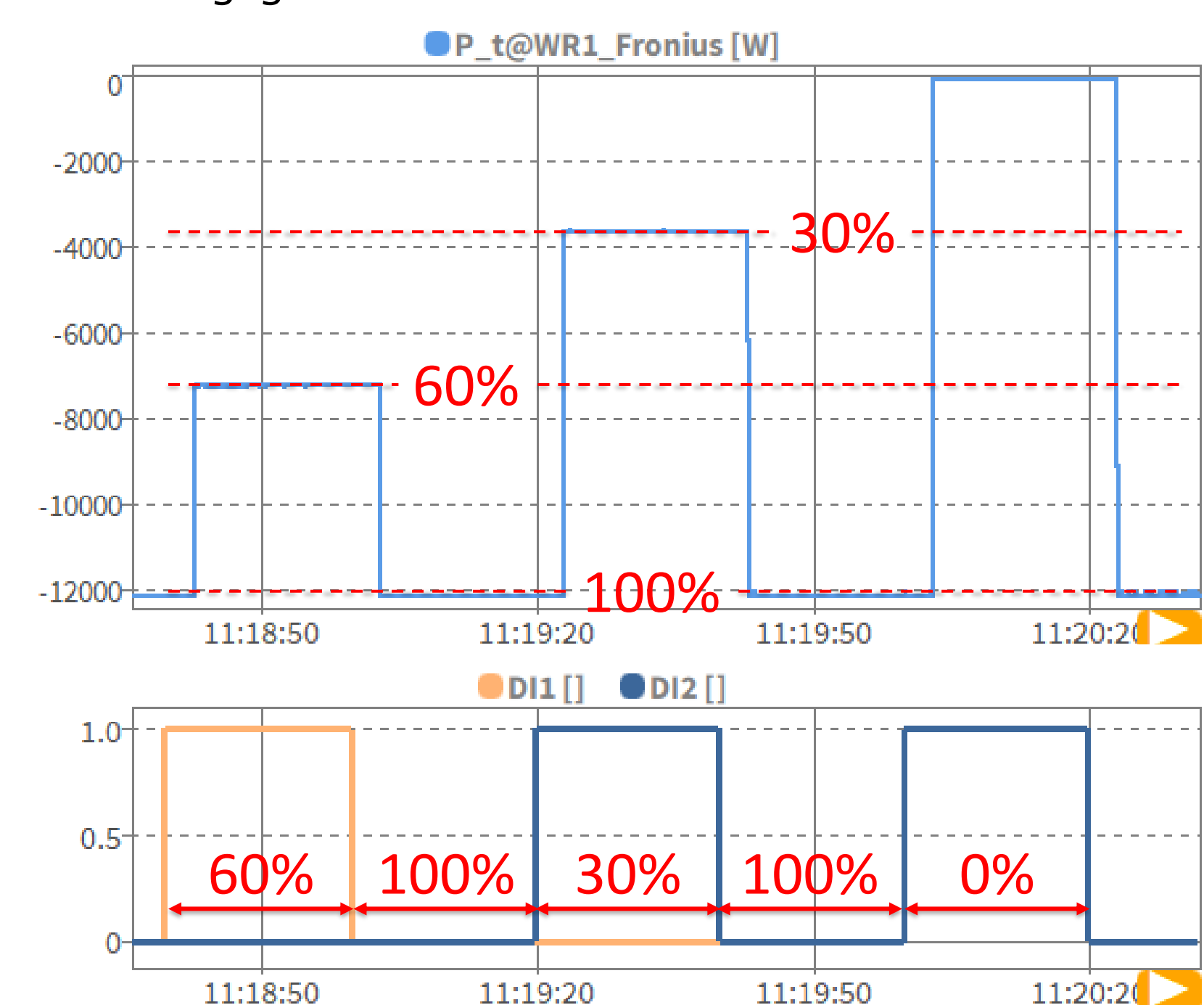


Abbildung 4: Messresultat bei der Leistungsbegrenzung eines Wechselrichters (oben Leistung, unten Ansteuerung)

Doch genau in der Parametrierung der Geräte liegt die grösste Herausforderung. Die Einstellungen sind über verschiedene Hersteller nicht einheitlich und oft nicht intuitiv vorzunehmen. Es müssen viele Parameter abweichend zur Grundeinstellung verändert werden, was ein hohes Risiko an Fehleinstellungen birgt. Oft lässt sich die Regelung nicht auf die DC-seitige Nennleistung programmieren. Eine Umrechnung auf die AC-Scheinleistung ist notwendig. Eine nicht korrekte Parametrierung kann somit zu unerwünschtem Verhalten führen. Instabilitäten, zu hohe Blindleistungsanteile und höhere Rückspeisungen, als per Ansteuerung und gleichzeitig aktiver P(U)-Regelung erlaubt, konnten festgestellt werden.

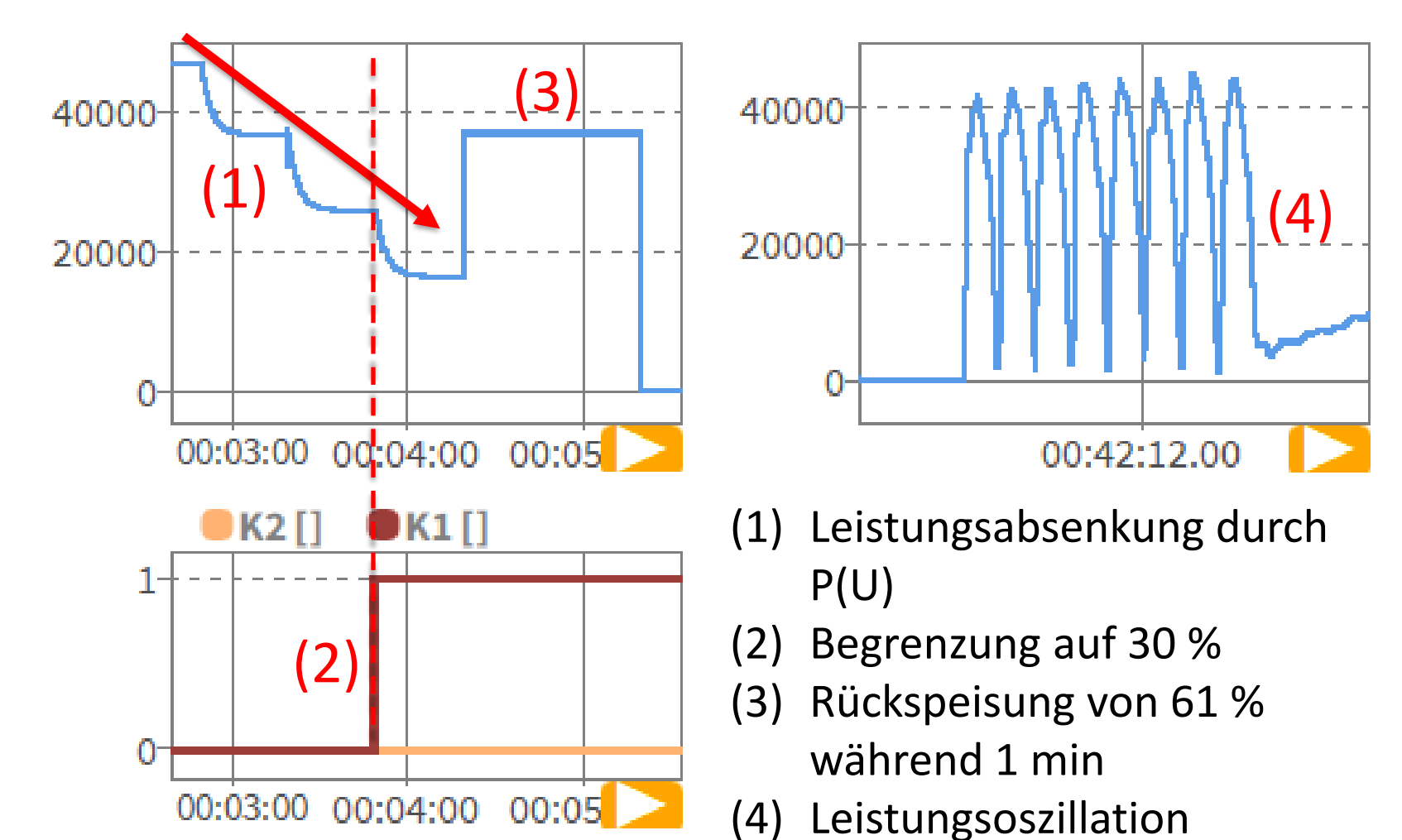


Abbildung 5: Messungen von nicht korrektem Verhalten durch abweichende Parametrierung

Erkenntnisse

Das Projektteam zieht folgende Schlüsse:

- Die Leistungsbegrenzung von PV-Wechselrichter über Relaisausgänge von Smart Metern funktioniert und kann auch im Feld umgesetzt werden.
- Unvereinheitlichte Parametrierungsmöglichkeiten bergen ein grosses Risiko für Fehleinstellungen.
- Verteilnetzbetreiber sollten harmonisierte, klare und umsetzbare Anforderungen stellen.
- Die Wechselrichter-Hersteller sollten klare Umsetzungsanweisungen publizieren und sicherstellen, dass die Schweizer Ländercodes bei Auslieferung korrekt eingepflegt sind.
- PV-Installationsfirmen sollten die von ihnen verbauten Geräte bestens kennen und ihr Personal sehr gut schulen, wie diese zu parametrieren sind.
- Die Korrektheit einer Parametrierung und des richtigen Verhaltens sollte über eine messtechnische Überprüfung sichergestellt werden.

Dank

Die Untersuchungen wurden in Zusammenarbeit mit den Industriellen Betrieben Murten und der Groupe E durchgeführt.

