

PV Anlagen mit 2'000 Vollaststunden in Mitteleuropa – limitierte Infrastrukturkosten für PV-Anlagen

Urs Muntwyler*, Martin Bolliger**, Manuel Lanz/ Thomas Schott*

*PV Labor Berner Fachhochschule, Jlcoweg 1, CH – 3400 Burgdorf

Telefon: ++41 (0)34 426 68 37/ Fax: ++41 (0)34 426 68 63

urs.muntwyler@bfh.ch. www.pvtest.ch

**Berner Kraftwerke BKW, Bern

Einleitung

PV Anlagen in Mitteleuropa erreichen ungefähr 1'000 Vollaststunden. Sie produzieren also 1'000kWh/ kWp. Wird ein hoher Ausbau von PV-Leistung angestrebt, so ist oft ein zusätzlicher Netzausbau nötig um kurzzeitige Leistungsspitzen aufzunehmen. Die Netzausbaukosten kontrastieren dabei mit der Spitzenleistung, die in nur wenigen Stunden pro Jahr erfolgt. Das führte beim Technology Center der BKW Energie AG zur Überlegung, die DC Leistung stärker auszubauen als die AC Seite (z.B. durch parallele Stringbelegung) und dadurch die Strommenge pro installierter Netzleistung zu erhöhen. Dadurch wird in den Randzeiten mehr Sonnenenergie produziert, während die Mittagsspitzen flacher ausfallen.

Schweiz – hohe PV Spitzenleistungen in Zukunft erwartet

Die Berner Kraftwerke BKW, ist eines der drei grossen Stromunternehmer der Schweiz und versorgt viele Endkunden. Die BKW betreiben seit Jahrzehnten verschiedene PV Anlagen wie die 560 kWp Freiflächenanlage von 1992 auf dem Mont Soleil im Berner Jura (<http://www.societe-mont-soleil.ch/solkraftwerk-wissen.html>). Sie liegt damit im „Swiss Energypark“ des Stromversorgers „La Goule“ in den Kantonen Bern und Jura (<http://swiss-energypark.ch>). Der „Swiss Energypark“ ist ein Demonstrator des „Swiss Energy Competence Center SCCER – Furies „Netz der Zukunft““ (<https://sccer-furies.epfl.ch>), einem Forschungsprogramm des Schweizer Wirtschaftsministeriums zur Umsetzung der „Energiestrategie 2050“. Diese wurde im Sommer 2017 vom Schweizer Stimmvolk an der Urne bestätigt. Dabei sollen die fünf AKWs auslaufen und nicht mehr ersetzt werden. Der Strombedarf soll mit einem Mix aus Energieeffizienz und neuen erneuerbaren Stromquellen gedeckt werden. Die neuen Stromquellen sind primär die Photovoltaik mit 12 TWh Jahresproduktion, was einer installierten Leistung von 12 GWp entspricht (umgerechnet auf Deutschland 120 GWp). Dies bedingt das „managen“ der PV Spitzenleistung, die erheblich über der maximalen Leistung der Verbraucher im Schweizer Versorgungsnetz liegt. Im „Swiss Energypark“ wird bereits heute über 100% des Strombedarfs der Region mit Wasserkraft, Windenergie und PV abgedeckt (www.swissenergypark.ch).

Praxis gibt Anstoss für Untersuchungen

Die BKW wurde auf dieses Thema per Zufall aufmerksam. Ein Kunde baute eine grosse 135 kW PV-Anlage, für die aber das Anschlussgesuch spät eingereicht

wurde. Das Gesuch wurde erst nach Beendigung des Dachbaus, inklusive PV-Anlage, eingereicht und von der BKW mit Netzverstärkung bewilligt. Dies bedeutete hohe Kosten für den Kunden und die BKW, da der Netzanschluss von 60 kW auf 135 kW verstärkt werden musste.

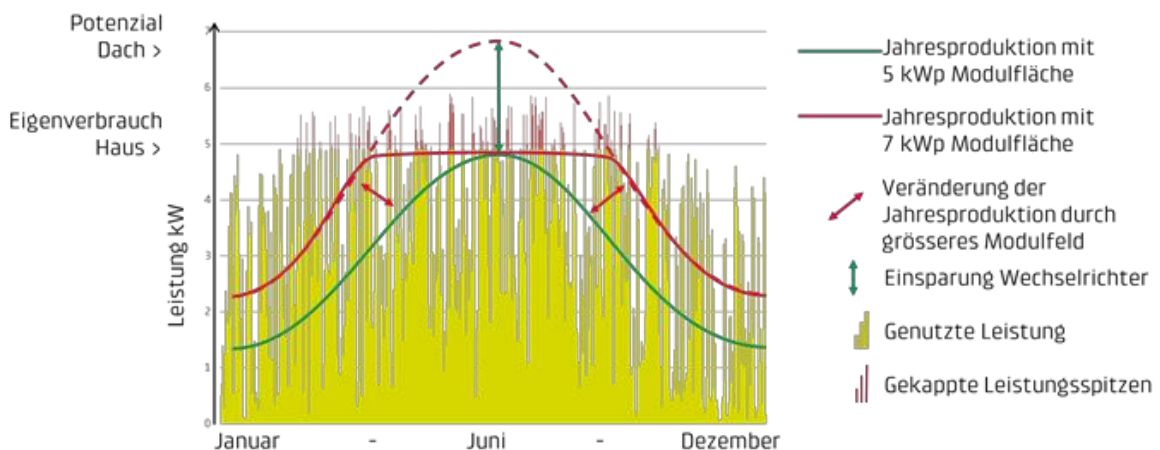
Damit aber die Anlage noch wirtschaftlich wurde, empfahl die BKW dem Kunden, die Wechselrichter auf 55%, also 60 kW zu verkleinern, bei Nutzung der gesamten PV-Modulfläche. Dies führte zu einem Minderertrag von weniger als 15% in der Produktion, dafür konnten die Wechselrichterkosten um etwa 50% reduziert werden. Durch die tiefere Vergütung bei Rückeinspeisung verliert der Kunde sogar weniger als 5% des finanziellen Ertrags. Das heisst, es wurde keine teure Netzverstärkung nötig, bei nur kleinem Ertragsverlust.

Hohe Netzausbaukosten für PV-Spitzenleistung

Wenn für eine PV-Anlage die Netzzuleitung ungenügend ist, so stellt sich die Frage der Netzverstärkung. Die Kosten für die Netzverstärkung wird teils vom Anschlussnehmer getragen und teils über die Netzabgaben von der Allgemeinheit.

Begrenzung der PV Spitzenleistung

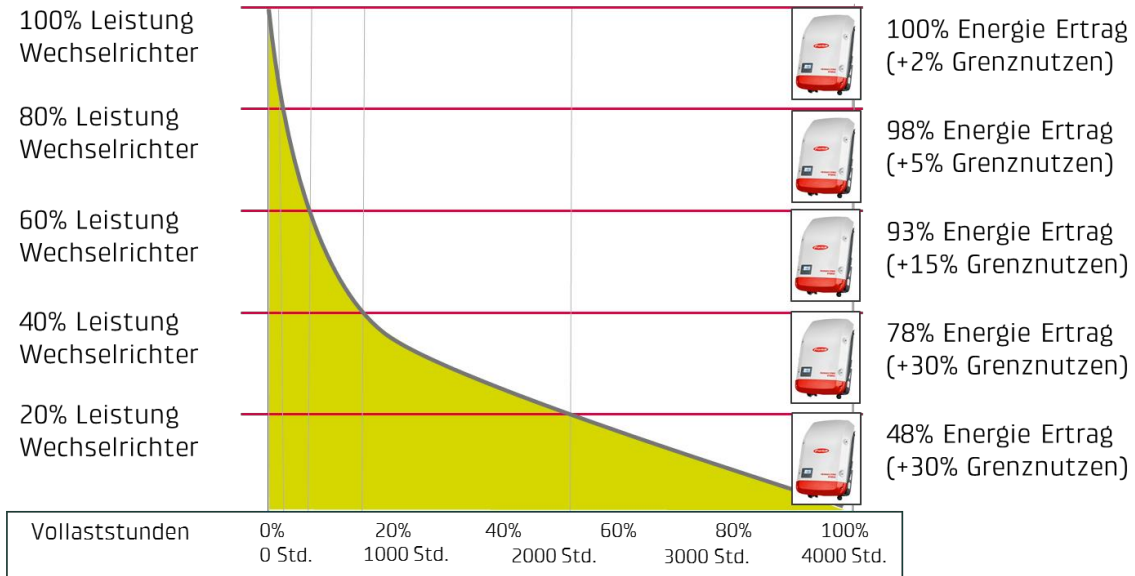
In einer Gesamtbetrachtung sollten nun die Kosten des Netzausbaus der PV-Produktion gegenübergestellt werden. Aus dem Buch „Photovoltaik“ von Heinrich Häberlin kennen wir Kennwerte, welche je nach spezifischer Anlage nachsimuliert werden sollten. Bei einer Begrenzung der Spitzenleistung auf 70% verlieren wir 3% der Energie. Wir sollten also nicht mehr als 3% der Anlagenkosten investieren für eine Netzverstärkung von ca. 40% der Leistung. In der wirtschaftlichen Betrachtung stellt sich die Frage, ob es sinnvoll ist, leistungsstarke WR anzuschaffen und diese dann in ihrer Leistung zu begrenzen. Damit steigen die Volllaststunden der PV Anlage.



In der Praxis werden nur Spitzenleistungen abgeschnitten – der Energieverlust ist klein

Software- und Hardware-mässige Begrenzung der PV-Spitzenleistung

Die Begrenzung der PV-Spitzenleistung kann software-mässig im PV-Wechselrichter eingestellt werden. Die Einstellungen in der Software können im schlimmsten Fall aufgehoben bzw. durch fehlerhafte oder maligne Softwareupdates überschrieben werden.



Die Volllaststunden steigen bei Leistungsbegrenzung

Hardwaremässige Begrenzung der PV Leistung

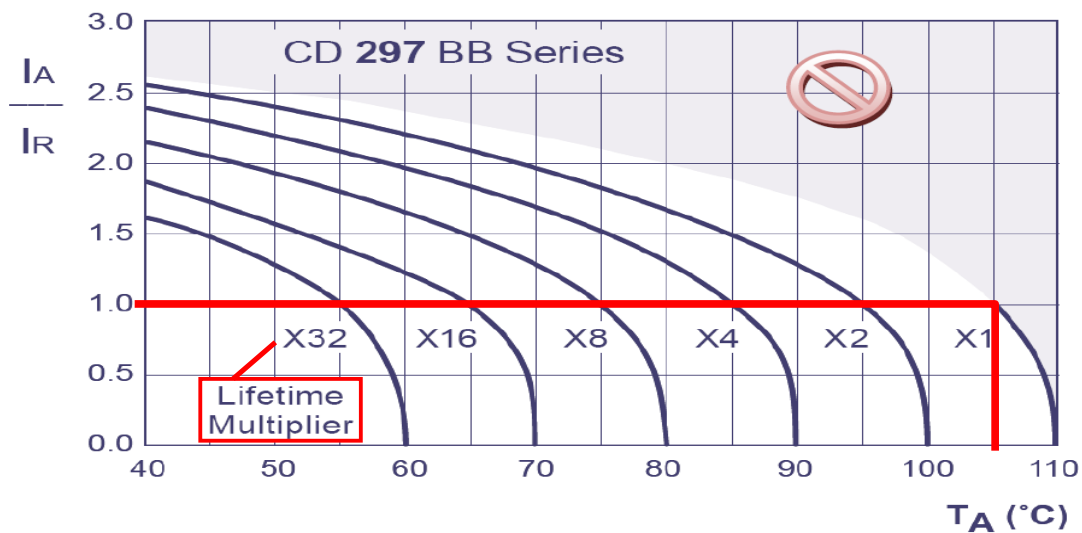
Elektrizitätswerke bevorzugen deshalb eine hardwaremässige Begrenzung der PV-Spitzenleistung. Die Frage ist nun wie PV-Wechselrichter mit dieser „Überleistung“ umgehen. Dazu haben wir verschiedenste Wechselrichter im akkreditierten PV-Wechselrichterlabor der BFH Burgdorf gemessen. Dabei wurde die DC-Leistung auf 200% der herstellerseitig angegebenen PV-Leistung eingestellt (parallele Stringbelegung). Überwacht wurde die Funktion des Wechselrichters bei steigenden PV-Leistungen. Dabei wurde untersucht, wie der PV-Wechselrichter mit dieser „Überleistung“ umgeht. Unter Anderem wurde das thermische Verhalten des Wechselrichters untersucht.

Weiter wurde in einer Umfrage bei Wechselrichter-Herstellern angefragt, wie der Hersteller diesen Betriebsmodus beurteilt. Damit soll sichergestellt werden, dass die Garantie des Gerätes nicht tangiert wird.

Messungen an Hardware begrenzten PV-Wechselrichtern

Um einen ersten Eindruck zu erhalten, wie sich die Betriebstemperatur der Wechselrichter bei erhöhter Eingangsleistung verhält, haben wir einfache Untersuchungen im akkreditierten PV-Wechselrichter-Testlabor der Berner Fachhochschule gemacht. Mit unserem Solargenerator-Simulator können wir, wie es der Name schon sagt, DC-seitig eine PV-Anlage simulieren.

Damit haben wir 4 verschiedene Wechselrichter bei je drei verschiedenen Betriebs-
spannungen betrieben: minimale-, Nenn-, und maximale MPP-Spannung, jeweils mit
einem Kurzschlussstrom von 100% bis 200% in 20%-Schritten. Dies bedeutet ein
Leistungsangebot von 100 bis 200%, bei drei MPP-Spannungen. Dabei haben wir
die Betriebstemperatur der offenen Wechselrichter mit einer Wärmebildkamera
dargestellt. Da die Wechselrichter verschieden aufgebaut und nicht bei allen
Wechselrichtern alle Bauteile zugänglich sind, haben wir uns dafür entschlossen, die
Gehäusetemperatur und das wärmste Bauteil des Wechselrichters zu vermessen.
Die Temperatur von Bauteilen wie Elektrolytkondensatoren eines PV
Wechselrichters ist ein begrenzender Faktor für die Lebensdauer. Es ist deshalb von
grossem Interesse die Temperaturen der Komponenten des PV-WR möglichst tief zu
halten, auch wenn die maximale Betriebstemperatur des Herstellers höher angesetzt
ist. So kann die Lebensdauer des Gerätes verlängert und die Service- und
Ersatzkosten tief gehalten werden.

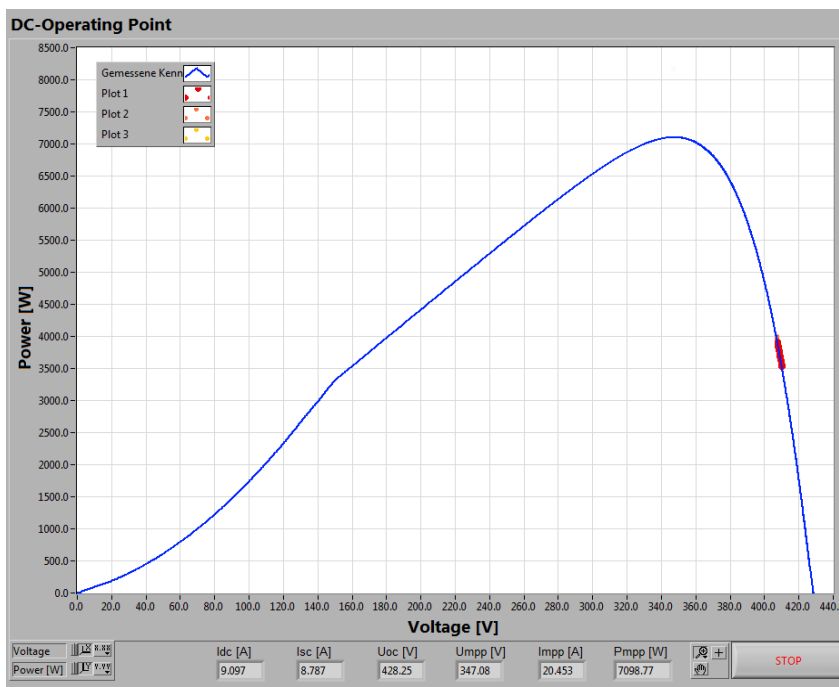


Lebensdauer-Verlängerung bei verschiedenen Umgebungstemperaturen eines
Elektrolytkondensators

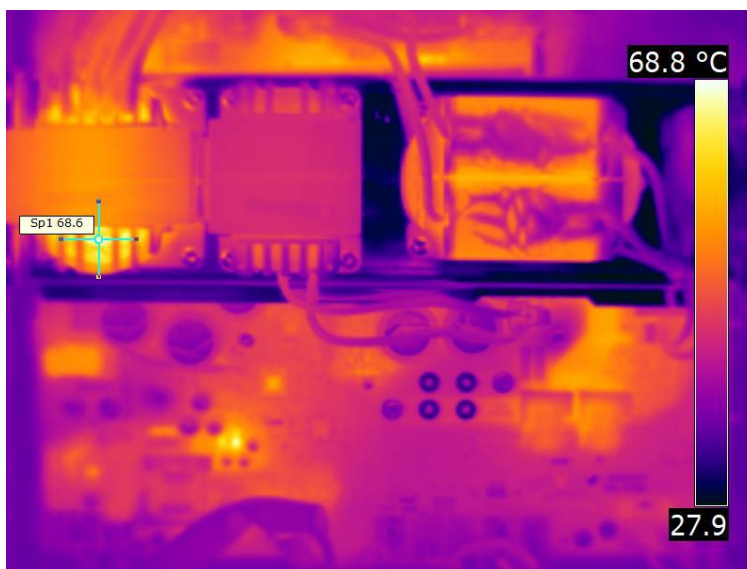
Eine Faustformel besagt, dass eine Erhöhung der Temperatur um 10°C die
Lebensdauer halbiert. Das Lebensdauerdiagramm eines Elektrolytkondensators von
Jianghai zeigt den zulässigen Bereich von Temperaturen und Ripplestrom. Der
Nennwert 7000 Stunden zum Beispiel wird bei diesem Elko bei einem Ripplestrom
von 1 und einer Temperatur von 105°C angegeben. Sinkt die Temperatur um 10°C,
verdoppelt sich die Lebensdauer, und andersherum steigt die Temperatur um 10°C,
halbiert sich die Lebensdauer.

Ein erster PV Wechselrichter Nr. 1 zeigt, wie der Arbeitspunkt bei doppelter
Eingangsleistung verschoben wird. Der Wechselrichter zeigt eine tiefe Betriebs-

temperatur bei Nennspannung und doppelter Kurzschlussspannung, also doppelter Überbelegung.

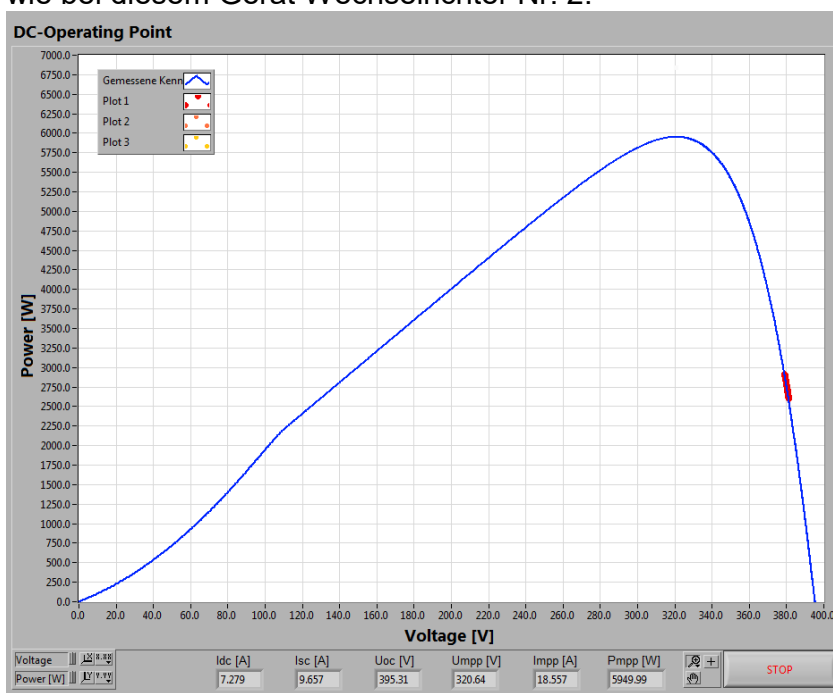


Der MPP-Tracker des Wechselrichters Nr. 1 verlässt den MPP in Richtung „Leerlaufspannung“ und erreicht mit diesem „mismatch“ einen kleineren „Betriebsstrom“. So wird die Leistung wie erwünscht auf der AC - Ausgangsnennleistung begrenzt.

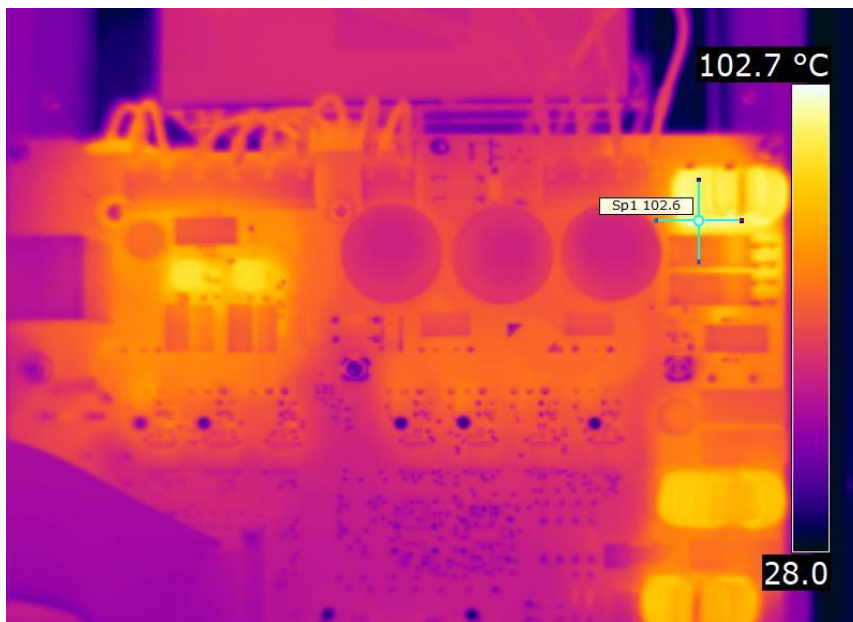


Die Gehäusetemperatur stieg auf etwas über 36°C an, das wärmste Element im Wechselrichter Nr. 1 auf gut 69°C.

In der Praxis sind nicht alle WR geeignet für diese Betriebsweise. Es wurden Wechselrichter gemessen, die Bauteile-Temperaturen von über 100°C erreichten, wie bei diesem Gerät Wechselrichter Nr. 2:



PV Wechselrichter Nr. 2 verschiebt den Arbeitspunkt wie gewünscht und regelt die Ausgangsnennleistung ab.



Wechselrichter Nr. 2 hatte die heissesten Elemente im Betrieb, mit einer Spitze von 102°C, und einer Gehäusetemperatur von über 40°C.

Umfrage bei PV Wechselrichter-Herstellern

Zusätzlich haben wir bei Wechselrichterherstellern eine Umfrage gestartet, die uns gemischte Antworten lieferte.

Ein Wechselrichterhersteller bestätigte uns, dass einige Modelle für diesen Betriebsfall ausgelegt seien und auf bis zu 50%, 80% oder 100% der am Typenschild angegebener Leistung überdimensioniert werden können.

Andere Hersteller warnten vor zu starker Überbelegung, da die Wechselrichter durch Überhitzung Schaden nehmen können und ausserhalb der Spezifikationen betrieben würden.

Im Speziellen bei Wechselrichtern mit mehreren MPP-Trackern können Baugruppen, besonders die Booster- und die DC/AC-Stufen, beschädigt werden, wenn alle Tracker bei maximaler Leistung arbeiten.

Ausblick

PV-Anlagen mit DC-seitiger Überdimensionierung nutzen die Infrastruktur besser. EWs können damit den Netzausbau vermeiden und Kosten optimieren. Solche PV-Anlagen erreichen bis zu 2'000 Vollaststunden auf den installierten Wechselrichtern. Diese Auslegung ist eine weitere Möglichkeit einen hohen PV-Anteil im Netz bei optimierten Kosten zu erreichen.

Diese Betriebsweise ist aber sorgfältig mit dem Hersteller des Wechselrichters abzustimmen. Es sind nicht alle Geräte geeignet. Die Messung der Temperatur bei offenem Gerät entspricht auch nicht dem üblichen Betriebsfall. Deshalb wird im Sommer 2018 eine neue Versuchsreihe mit geschlossenen Geräten und Temperatursonden durchgeführt.

Wir sind weiter an Stellungnahmen von PV Wechselrichterherstellern interessiert. Eine offene Frage ist auch, wie die Behörden, in der Schweiz das Eidgenössische Starkstrominspektorat ESTI auf diese Betriebsweise reagiert. Hier wird das PV Labor aktiv werden. Am 3. PV Industrietag vom 23. Januar 2019 werden wir über den Stand der Forschungen orientieren (Anmeldung unter: www.pvtest.ch).