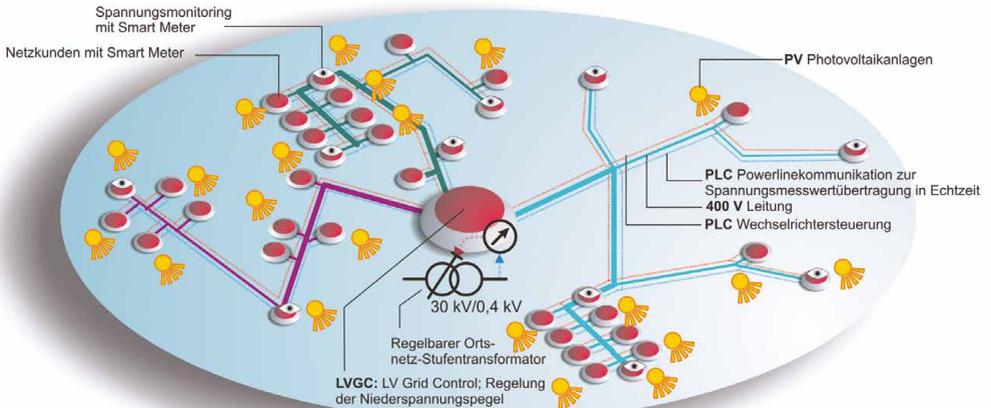


## Smarte Planung, Monitoring & Regelung



# DG DemoNet – Smart LV Grid

Erkenntnisse für die Integration dezentraler Erzeugung



Wir denken an morgen

**Energie AG Oberösterreich Netz GmbH**



**Linz Strom Netz GmbH**

**Salzburg Netz GmbH**

Ein Unternehmen der Salzburg AG

**Salzburg Netz GmbH**



**Siemens AG Österreich**



SHIFTING THE LIMITS

**Fronius International GmbH**



**AIT Austrian Institute of Technology**



**TU Wien Energy Economics Group und Institut für Computertechnik**

Dezentrale Erzeugung ist die aktuell größte Herausforderung für die elektrischen Verteilernetze, da deren Integration möglichst keine zusätzliche Kosten verursachen soll. Im Projekt DG-DemoNet-SmartLV Grid wurden Alternativen zum Netzausbau als Maßnahme zur Sicherstellung der Einhaltung der Spannungsgrenzen untersucht. Dabei zeigten sich vor Allem der Zugang zu bestehenden Reserven durch Monitoring und daraus entwickelte Planungsansätze als effiziente Lösungen, die bei Bedarf durch einfache lokale Regelungen ergänzt werden können. Die im Projekt ebenfalls untersuchten IKT-basierten Regelungen ergaben erwartungsgemäß hohe operative Aufwände, die aber mit der weiteren Etablierung solcher Anwendungen abnehmen werden. Die Erkenntnisse und Erfahrungen aus den Feldtests zeigen, dass beginnend mit Monitoring eine schrittweise Integration und Weiterentwicklung der IKT-Infrastruktur die Grundlage für künftige Regelungssysteme sein kann.

## **1. Effiziente Netzintegration dezentraler Erzeugung in Verteilernetzen**

Dezentrale Erzeugung ist, wenn sie zur Versorgung vor Ort verwendet wird, eine Entlastung der Netzinfrastruktur. Da aber die tatsächliche Leistung an einigen Tagen gegenüber der installierten Leistung gering ist, die Lasten aber dennoch zu versorgen sind, kann die durch dezentrale Erzeugung zeitweise auftretende Entlastung keine Einsparung von Netzinfrastruktur bieten. Dennoch hat der lokale Verbrauch entscheidende Auswirkung auf die zusätzliche Anforderung an die Verteilernetze aus der Spannungsanhebung durch die Lastflussumkehr: Ein Engpass im Verteilernetz passiert dabei entweder bei Überschreitung von Bemessungsströmen einzelner Betriebsmittel oder im Fall von Spannungspegeln, die den oberen Spannungsgrenzwert der EN 50160 [1] erreichen und zu einer Abschaltung der dezentralen Erzeugungsanlage führen würden. Die Verlegung zusätzlicher Leitungen, der Ersatz von Bündelfreileitungen durch Kabel oder etwa die Errichtung einer zusätzlichen Ortsnetzstation sind kostenintensive Netzinvestitionen, denen gegenüber auf Seiten der Verbraucher keine gesteigerte Nutzung steht. Verbesserte Planung auf Basis realer Lastverhältnisse und Spannungsregelungen erschließt hinsichtlich der Spannungshöhe vorhandene Reserven.

## **2. Erweiterte Nutzung des Stromnetzes durch IKT statt Ausbau**

Sowohl für die Planung als auch die Spannungsregelung wurden im Projekt DG DemoNet Smart LV Grid verschiedene IKT-Lösungen, basierend auf dem Smart Metering System und in einem Demonstrationsnetz mit Einbindung in ein Breitbandkommunikationsnetz in der Praxis erprobt. Das im März 2011 begonnene Projekt wurde wissenschaftlich vom Konsortialführer AIT (Austrian Institute of Technology) sowie dem Institut für Computertechnik und der Energy Economic Group an der TU Wien begleitet. Die technologische Entwicklung kommt von Siemens (Smart Meter AMIS, Spannungsregelung und Regeltransformator) und von Fronius (Wechselrichter mit speziellen Funktionen zur Spannungsregelung und Kommunikation mit AMIS zur Fernsteuerung). Von den Netzbetreibern

Salzburg Netz GmbH, Netz Oberösterreich GmbH und Linz Strom Netz GmbH wurden vier Demonstrationsnetzabschnitten mit einer Dichte von PV-Anlagen, wie sie etwa für das Jahr 2020 erwartet wird, errichtet. Die hohe Anzahl von PV-Anlagen in den DemoNetz-Gebieten konnte durch Sonderförderprogramme vom Land Oberösterreich und Land Salzburg erreicht werden. Die wissenschaftliche Arbeit, wie auch die erforderlichen Investitionen, wurden durch Förderungen vom Österreichischen Klima- und Energiefonds ermöglicht.

Im Projekt DG DemoNet – Smart LV Grid wurden die folgenden Methoden in vier Feldtestnetzen praktisch erprobt.

## 2.1 „Smart Planning“

Die Kernfrage ist, wie viele PV-Anlagen oder in Zukunft auch z.B. Elektroautos an bestehende Niederspannungsnetze ohne Verletzung von Spannungsgrenzen angeschlossen werden können. Die Rolle der IKT ist dabei insbesondere in umfangreicher Erzeugungs-, Verbrauchs- und Spannungsdatenerfassung sowie statistischer Analyse gegeben. Dabei zeigt sich auch, dass in vielen Ortsnetzen aufgrund der gegebenen Situation und Lage im Mittelspannungsnetz aktuell im Spannungsband Reserven bestehen, die ohne weitere Maßnahmen in den Ortsnetzen verwendet werden kann. Dies trifft auch auf die Demonstrationsnetze im Projekt zu. Des Weiteren kann die Host Capacity in den Niederspannungsnetzen erhöht werden, wenn bei begrenzter Häufigkeit eine spannungsabhängige Wirkleistungsabregelung (P(U)) mit der damit verbundenen geringen nicht eingespeisten Energiemenge eingesetzt wird. Der probabilistische Planungsansatz bietet hierfür die entsprechende Beurteilungsmethode zur Prüfung von PV-Netzanschlüssen. Falls in der weiteren Erzeuger- und Verbraucherentwicklung die Spannungsreserven doch benötigt werden oder die Häufigkeit der Wirkleistungsabregelung zu hoch wird, müssen die betroffenen Ortsnetze mit Spannungsregelungen ausgestattet oder ausgebaut werden.

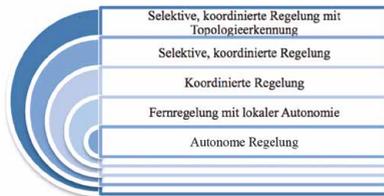
## 2.2 „Smart Monitoring“

Eine individuell an einzelne Ortsnetze angepasste, optimierte Nutzung kann durch Monitoring erzielt werden. Smart Meter erwiesen sich im Projekt dabei

als geeignete Messinstrumente in den Kundenanlagen. Sind diese entsprechend der Smart Metering VO [6] flächendeckend im Einsatz, so können je nach Verfügbarkeit der entsprechenden Funktionen, Informationen über die tatsächliche Ausschöpfung des Spannungsbandes erhoben werden. Ein entsprechendes Verfahren wurde bereits vor mehreren Jahren in das Smart Metering System AMIS implementiert (vgl. [7]). Im Rahmen des Projekts DG DemoNet – Smart LV Grid wurden diese Funktion im System AMIS (Siemens) und mit Zählern des Herstellers Echelon hinsichtlich Ermittlung der realen Reserven evaluiert.

## 2.3 „Smart Control“

Wenn in einem Ortsnetz die oberen bzw. unteren Randwerte der Spannungspegel erreicht werden kann Spannungsregelung als Alternative zum Netzausbau eingesetzt werden.



**Abb.1:** Stufen der Regelung im Smart LV Grid Projekt [8]

Das insgesamt fünfstufige Regelungskonzept (Abb. 1) basiert auf autonomen Spannungsregelungen (1. Stufe) des Ortsnetztransformators durch Stufenstellung und des Wechselrichters durch Blind- und Wirkleistungssteuerung. Die Ladestation führt dabei eine automatische spannungsabhängige Wirkleistungsregelung durch.

Bei der Fernregelung (2. Stufe) werden ausgewählte Zähler als Messstellen an neuralgischen Knoten im Netz verwendet und die Kommunikationstechnik des Smart Metering-Systems für die Datenübertragung der Messwerte an den Spannungsregler in der Station genutzt. Der Regler wählt die optimale Stufenstellung für den Transformator. Sowohl die Wechselrichter als auch die Ladestationen sind hier im Modus von Stufe 1, der autonomen Regelung.

Bei der koordinierten Regelung (3. Stufe) wird zusätzlich zur Fernregelung auch an alle Wechselrichter bzw. steuerbare Lasten eine optimierte Konfiguration für das Spannungsregelungsverhalten als Broadcast gesendet.

Die selektive koordinierte Regelung (4. Stufe) unterscheidet sich von Stufe 3 darin, dass vom zentralen Spannungsregler in der Transformatorstation für einzelne Wechselrichter bzw. steuerbare Lasten selektiv das optimale Spannungsregelungsverhalten vorgegeben wird.

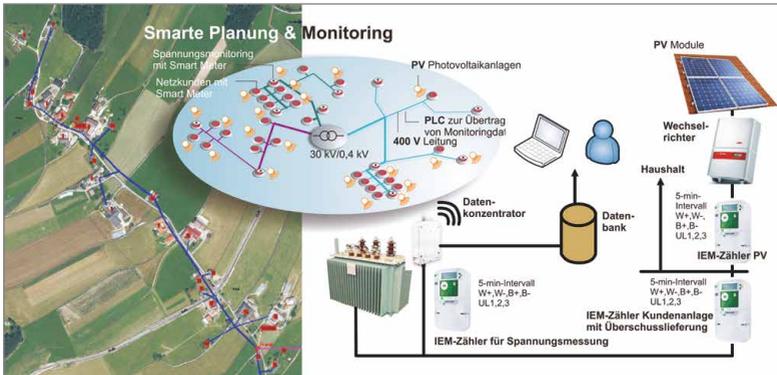
Für aneinandergrenzende Ortsnetze mit Trennstellen für Ersatzversorgung ist die selektive koordinierte Regelung mit Topologieerkennung (5. Stufe) konzipiert. Dabei wird automatisch erkannt welche Verbraucher und Erzeuger vom jeweiligen Ortsnetzstrang versorgt werden.

### **3. Feldtests in Oberösterreich und Salzburg**

Das Projekt DG DemoNet – Smart LV Grid startete im Jahr 2011 mit der Ausrollung von PV-Anlagen in hoher Dichte in drei Niederspannungsnetzen in Oberösterreich und einem in Salzburg. Technische Grundlage der Spannungsregelung ab der 2. Stufe ist die Messwerterfassung durch Smart Meter und die Übertragung dieser über die PLC (Powerline Communication im Cenelec A Band entsprechen EN 50065) zum Regler in der Transformatorstation. Je nach Demonstrationslösung werden über eine Breitbandkommunikation oder ebenfalls über PLC in den Regelstufen 3 auch Wechselrichterparameter an alle eingebundenen Wechselrichter und Lasten global gesendet bzw. ab Stufe 4 selektiv als individuelle Einstellung an Einzelne oder Gruppen.

#### **3.1 Feldtest im Demonstrationsnetz Prendt**

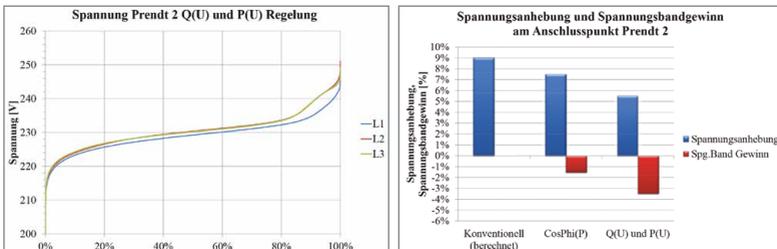
Im Ortsnetz Prendt konnte durch eine Sonderförderung des Landes Oberösterreich an zwei Niederspannungsabzweigen eine sehr hohe Dichte an PV-Anlagen erzielt werden (s. Abb.2). In den beiden Abzweigen mit einem Versorgungsradius von rund 1100m wurden 142,2 kWp PV-Leistung installiert.



**Abb. 2:** Smart Metering-System für das Monitoring im Feldtestgebiet Prendt in Oberösterreich

Die, unter diesen derzeit noch eher außergewöhnlichen Verhältnissen, gegebenen Spannungsbedingungen wurden flächendeckend erfasst und ausgewertet. Dazu wurden die in bereits großen Bereichen des Netzgebietes der Linz Strom Netz GmbH eingesetzten Smart Meter des Herstellers Echelon für die Erfassung der Spannungswerte und Erzeugungsleistungen verwendet.

Ziel war es, eine Methode der probabilistischen Netzplanung [10] für die Anwendung in der Praxis zu entwickeln. Im Feldtestgebiet Prendt wurde dafür die autonome Regelung der Wechselrichter erprobt und das Verhalten über Monitoring-Funktionen dokumentiert.



**Abb. 3:** Dauerlinien der Netzspannungen und Spannungsbandgewinn

Durch den Feldtest konnte die These des probabilistischen Planungsansatzes, dass die Wahrscheinlichkeit tatsächlich hoher maximaler Spannung im Ortsnetz bei gleichzeitig hoher PV-Einspeiseleistung sehr gering ist und nur für wenige Zeitpunkte eine Leistungsreduktion mittels P(U)-Regelung notwendig ist, bestätigt werden.

### 3.2 Feldtest in den Demonstrationsnetzen Eberstalzel und Littring

Das Ortsnetz Eberstalzell (s. Abb. 4) versorgt den Ortskern der Gemeinde Eberstalzell, mit Gewerbebetrieben, einer Bank, der Kirche, dem Gemeindeamt und einem Siedlungsgebiet zum Großteil bestehend aus Ein- und Zweifamilienhäusern. Das Ortsnetz Littring ist in der Flächenausdehnung ca. viermal größer und versorgt bei wesentlich geringerer Dichte landwirtschaftliche Betriebe und die dazugehörigen Wohnhäuser. In beiden Netzen wurde durch das Sonderförderprogramm des Landes Oberösterreich für die Errichtung der PV Anlagen eine sehr hohe Dichte an PV-Anlagen erreicht.

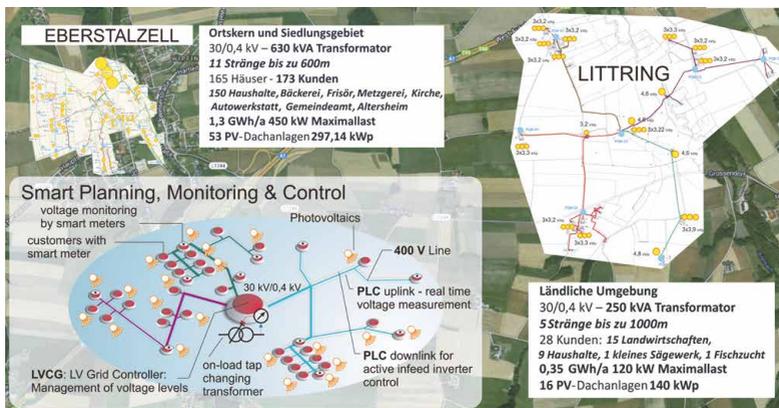
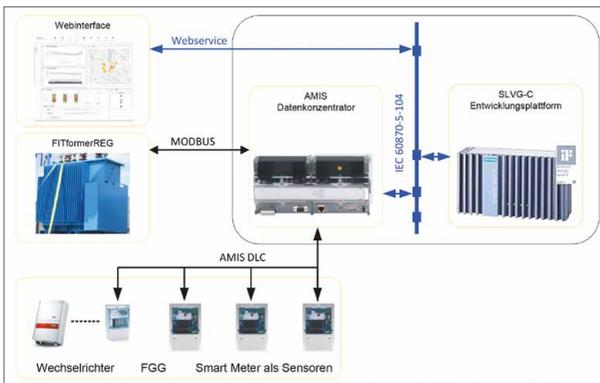


Abb. 4: Feldtests in Eberstalzell und Littring in Oberösterreich

In beiden Netzen wurden Spannungsregelungen umgesetzt. Dabei bietet das aktuell im Rollout befindliche Smart Metering System AMIS mit Schmalband-PLC die Basis und die Meter selbst wurden als Spannungsmesssystem mit verteilten Messgeräten eingesetzt. In beiden Ortsnetzstationen wurde je ein regelbarer Ortsnetztransformator (Siemens FITformerReg) mit unter Last schaltbaren Anzapfungen auf der Niederspannungsseite installiert (Eberstallzell: 630 kVA, +/- 4,7%; Littring: 250 kVA +/-2 x 2,4%).



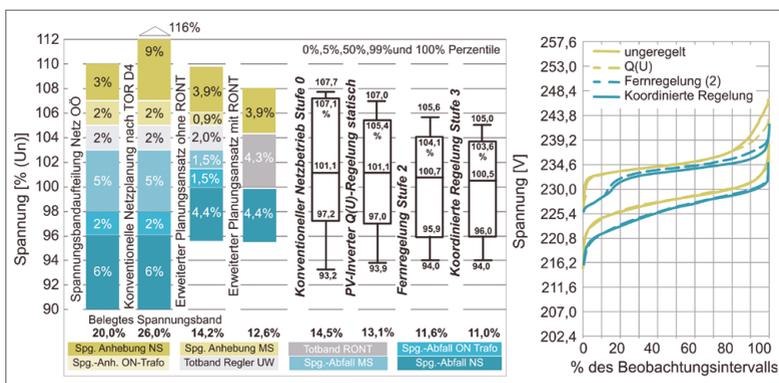
**Abb.5:** Funktionsschema der Spannungsregelung für Littring und Eberstallzell

Von den in Abb. 5 dargestellten Komponenten sind in Eberstallzell und Littring bei allen Kunden AMIS-Zähler mit spezieller Firmware, bei den Kunden mit PV-Anlage ein speziell ausgestatteter Fronius Wechselrichter mit kommunikationstechnischer Anbindung an das PLC des Meteringsystems über ein eigens entwickeltes Gateway, installiert. In den beiden Ortsnetztransformatorstationen wurden je ein um Hardware und Firmware erweiterter Datenkonzentrator, ein Spannungsregler sowie eine Anbindung an das Datennetz zur Fernwartung und Datenabholung installiert.

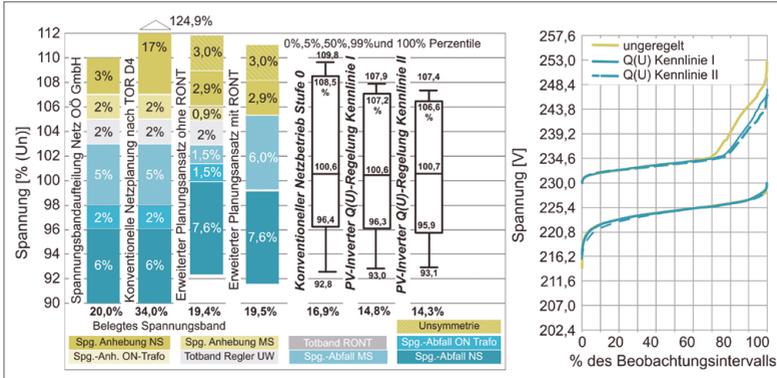
Bei der Planung zeigte die Co-Simulation für elektrischen Lastfluss und Kommunikation [11], dass die aus dem PLC-System verfügbaren Bandbreiten ausreichend sind. Dies konnte im Praxistest auch für das Netz Eberstallzell mit sehr vielen Zählern (rund 300) ebenfalls festgestellt werden. Aller-

dings zeigte sich eine spürbare Reduktion der Performance bei den flächendeckenden monatlichen Zählerablesungen ebenso wie bei direkten Abfragen einzelner Zähler.

Die konventionelle Netzplanung basiert auf einer je Netzbetreiber etwas unterschiedlich ausgelegten Aufteilung des Spannungsbandes von insgesamt +/-10% für Anhebung durch Einspeisung und Spannungsabfall durch Lasten in Nieder- und Mittelspannungsnetzen ausgehend von einer geregelten Spannung im Umspannwerk. Beim konventionellen Planungsansatz wird diese Zuordnung unabhängig von den tatsächlichen Verhältnissen eingehalten. Weiters wird unter der Annahme, dass alle einphasigen Anlagen am gleichen Aussenleiter angeschlossen sind, für diese sechsfache Leistung angesetzt [4]. Der erweiterte Planungsansatz geht von einer möglichst gleichmäßigen Verteilung der Anlagen aus und berücksichtigt darüber hinaus das durch Lasten und Einspeisungen im Niederspannungsnetz wie auch im relevanten Mittelspannungsnetzabschnitt tatsächlich erforderliche Spannungsband. Für die Testnetze Eberstalzell und Littring zeigen Abb. 6 und Abb. 7, dass sich bei Anwendung des erweiterten Ansatzes nur 55% des erforderlichen Spannungsbandes im Vergleich zur konventionellen Beurteilung ergeben.

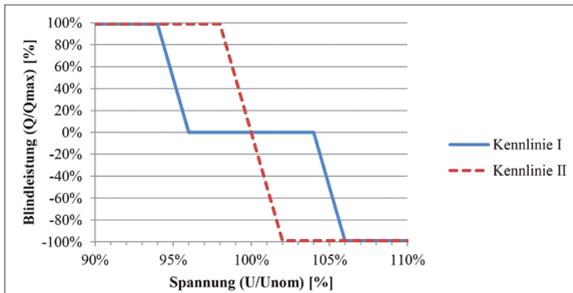


**Abb. 6:** links: Gegenüberstellung der Resultate verschiedener Planungsansätze mit gemessenen Spannungspegeln aus dem Demonetz Littring, rechts: Dauerlinien der Spannungen für die Testintervalle der verschiedenen Regelungsstufen



**Abb. 7:** links: Gegenüberstellung der Resultate verschiedener Planungsansätze mit gemessenen Spannungspegeln aus dem Demonetz Eberstanzell, rechts: Dauerlinien der Spannungen für die Testintervalle der verschiedenen Regelungsstufen

Zur Validierung der Spannungsregelung wurde ein vom Regelungssystem unabhängiges Spannungsqualitätsmonitoringsystem installiert. Die in Abb. 6 und Abb. 7 gezeigten Dauerlinien wie auch die statistische Auswertung lassen die Wirkung der Regelungsstufen gut erkennen. In Littring konnte der Regelungsbetrieb bis Stufe 3 (vgl. Abb.1) betrieben werden. Im Ortsnetz Eberstanzell konnte aufgrund der großen Stufenhöhe des regelbaren Ortsnetztransformators (4,7%) die Fernregelung und daher auch die koordinierte Regelung nicht angewendet werden, da die gleichzeitig auftretenden höchsten und niedrigsten Spannungspegel durch Stufenumschaltung zu keinem geringerem Spannungsbandbedarf führten. Unsymmetrische Einspeisung und Lasten ebenso wie ungleiche Verteilung der Erzeugungs- und Verbrauchsleistungen auf den Strängen führen zu großen Unterschieden der gleichzeitig auftretenden höchsten und niedrigsten Spannungen. Im Ortsnetz Eberstanzell wurden daher zwei Q(U) Regelungsstrategien mit unterschiedlicher Kennlinie eingesetzt. Beide Kennlinien weisen eine Steigung von 50%(Qmax)/1%(Unom) auf. Die Blindleistung wird daher zwischen 98% und 102% von 100% kapazitiv bis 100% induktiv eingestellt. Für die Kennlinie I wurde in Kennlinie II ein zentrales Totband von +/- 4% eingefügt (Abb. 8).

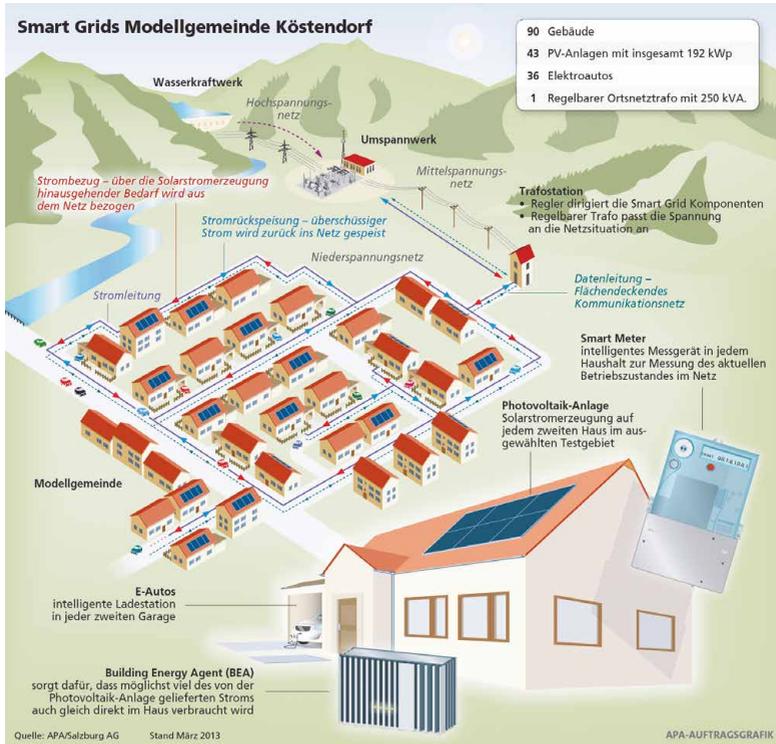


**Abb. 8:** An den PV-Wechselrichtern eingestellte Q(U)-Kennlinien

In einem Strang des Ortsnetzes Eberstallzell wurde im Rahmen des Projekts ein autonomer Strangregler (LVRsys a-eberle) erfolgreich getestet. An den Ausgängen dieses Reglers in der Baugröße von ca. zwei Kabelkästen können Spannungsanhebungen wie auch –abfälle phasenindividuell auf  $\pm 5$  Volt genau in vier Stufen im Gesamtausmaß von  $\pm 6\%$ ( $U_n$ ) kompensiert werden. Die Frage in welchem Ausmaß die Aufnahmekapazität des Netzes durch die jeweilige Lösung gesteigert werden kann, lässt sich aus den Ergebnissen nicht verallgemeinerbar beantworten. Dabei ist auch zu beachten, dass die Regelung einerseits direkt die Spannungshöhe aber andererseits auch die Häufigkeit des Auftretens hoher Spannungswerte reduziert. Die in Abb. 6 und Abb. 7 gezeigten Dauerlinien bei Betrieb mit Regelung zeigen im Vergleich zum unregulierten Fall insbesondere am oberen Rand einen signifikant steileren Anstieg Zuspitzung. Der Einsatz einer Leistungsabregelung ergibt bei gleichzeitiger Anwendung der Blindleistungsregelung daher weniger entgangene Einspeisung und wird dadurch für die Betreiber der Anlagen wirtschaftlich leichter tolerierbar.

Neben der Einbindung in die Spannungsregelung wurden die Zähler auch zur Netzbeobachtung durch statistische Erfassung des Spannungsbandes und für die Power Snapshot Analyse (PSSA) eingesetzt. Die PSSA war im Ortsnetz Eberstallzell auf Grund der Vielzahl der Zähler gleichzeitig mit der Echtzeitübertragung von Spannungsmesswerten nicht möglich. Auch bei der Übertragung von Kennlinienparametern an die Wechselrichter ergaben sich PLC-bandbreitenbedingte Engpässe, sodass eine Anpassung der Kennlinienparameter an die aktuellen Spannungsmesswerte in der erforderlichen Echtzeit nicht möglich war.

### 3.3 Feldtest im Demonstrationsnetz Köstendorf



**Abb. 9:** Feldtestgebiet in Köstendorf (Salzburg)

In Köstendorf wurden alle am Projekt teilnehmenden Haushalte mit einer PV-Anlage und fast alle mit einem Elektroauto einschließlich zugehöriger Ladestation ausgestattet. Bei insgesamt ca. 90 Haushalten und Betrieben im Testgebiet wurden 43 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 192 kWp und 36 Elektroautos inkl. intelligenter Ladestation installiert. Ähnlich wie das Ortsnetz Eberstallzell ist auch das Feldtestgebiet Köstendorf ein Ortskern einer ländlichen Gemeinde, wobei die Netzausdehnung etwas geringer ist. Der verwendete Regeltransformator ist dieselbe Type wie in Littring.

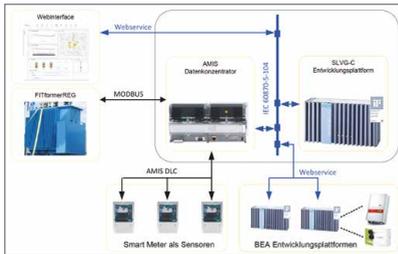


Abb. 10: Funktionsschema der Spannungsregelung für Köstendorf

Die Anbindung der Ladestationen und künftig auch anderer Lasten erfolgt ebenso wie die der Wechselrichter über ein Webinterface, implementiert im Building Energy Agent (BEA). Der BEA ist ebenso wie der zentrale Spannungsregler eine Entwicklungsplattform. Die kommunikationstechnische Anbindung erfolgt in diesem Fall nicht über Powerline sondern über das ebenfalls von Salzburg Netz betriebene lokale Datennetz (HFC Hybrid Fiber Coaxial). Da die Salzburg Netz GmbH Netzbetreiber und Teil eines Multiutilityunternehmens ist, das neben Strom und Gas auch Telekommunikation (Kabel-TV, Telefon und Internet) anbietet, ergeben sich hier Synergien.

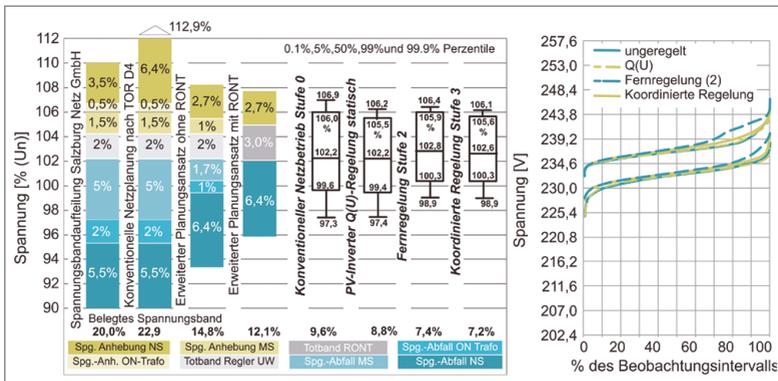


Abb. 11: links: Gegenüberstellung der Resultate verschiedener Planungsansätze mit gemessenen Spannungspegeln aus dem Demonet Köstendorf, rechts: Dauerlinien der Spannungen für die Testintervalle der verschiedenen Regelungsstufen

Wie auch in den anderen Demoregionen bietet auch hier der erweiterte Planungsansatz das größte Optimierungspotential. Im Vergleich zum konventionellen Ansatz, bei dem sich eine Überschreitung der Spannungsobergrenze von 2,4% ergibt, kann im Testgebiet durch genauere Einschätzung der tatsächlich vorhandenen Lasten und Einspeiser sowohl im Niederspannungsnetz als auch im relevanten Mittelspannungsnetz ein Spannungsbereich von 5,2% (Un) als bestehende Reserve festgestellt werden. In Netzabschnitten mit noch höherem Anteil an dezentraler Erzeugung oder/und Last bzw. höherem Spannungsbandbedarf für das Mittelspannungsnetz können diese Reserven aber auch 0% betragen. In diesem Fall kann zusätzliche Kapazität durch die in Kapitel 2.3 beschriebenen aktiven Maßnahmen oder konventionelle Netzverstärkung erreicht werden.

Auch die entwickelten Regelungsstufen waren in Verbindung mit den eingesetzten Wechselrichtern und Ladestationen in der Lage, Spannungsbandgewinne erzielen, wobei erwartungsgemäß die Gewinne mit steigender Stufenhöhe größer wurden. Im Vergleich zum Referenzszenario konnte durch Einsatz aller Technologien und der höchsten Regelungsstufe ein Spannungsbandgewinn von 2,4% erzielt werden. Die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Maßnahmen muss dabei aber immer gesondert betrachtet werden.

Durch die Verfügbarkeit der Breitbandanbindung war eine schnelle Steuerbarkeit der Wechselrichter durch Übertragung von Kennlinienparametern möglich. Die Elektroautos als steuerbare Lasten zum lokalen Verbrauch von Erzeugungsspitzen zeigten durch die zum Teil gegebene Nutzung durch Pendler mit auswärtiger Lademöglichkeit und die damit gegebene geringere Verfügbarkeit als flexible Last nur geringen Einfluss auf die Spannung.

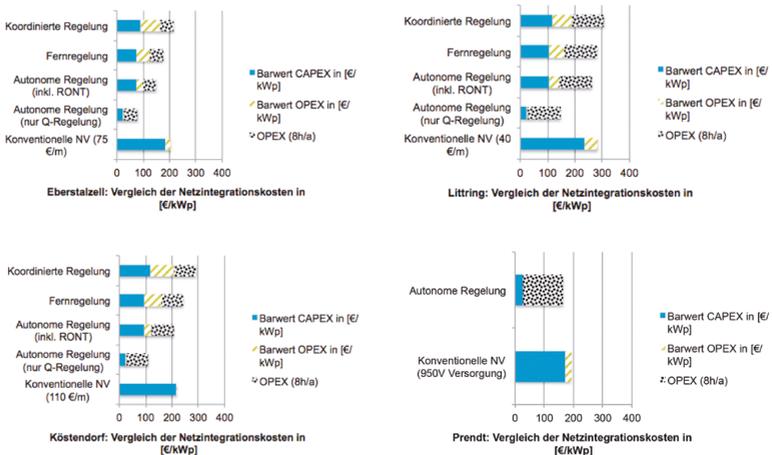
Es ist anzumerken, dass der für Köstendorf gezeigte mögliche Gewinn in anderen Ortsnetzen deutlich geringer, aber auch höher ausfallen kann. Eine allgemeine Einschätzung der Wirksamkeit der einzelnen Ansätze findet sich im Kapitel 5.

## 4. Analyse der Wirtschaftlichkeit

Im Zuge der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsbewertung der einzelnen Feldtests wurden die Gesamtkostenbarwerte der Lösungsstufen 1 bis 3 durch die in

den Feldtests beobachteten CAPEX (Capital Expenditures als resultierenden Kapitalkosten der durchgeführten Investitionen) und OPEX (Operational Expenditures als operative Aufwände während des Betriebs) ermittelt und verglichen. Da sich vor allem die IKT-Lösungen in den Feldtestregionen unterscheiden (PLC- vs. IP-basierte Messwertübertragung), wurde in der Bewertung vorgesehen, die Lösungen in den Feldtestregionen auf Basis einheitlicher Komponentenlösungen (PLC - Lösung) zu evaluieren, um eine verbesserte Vergleichbarkeit der Feldtestergebnisse erreichen zu können.

Wie bereits in Kapitel 3.2 und 3.3 erörtert wurde, konnte in den Feldtests die maximal erreichbare Steigerung der Hosting Capacity je Lösungsstufe nur unzureichend genau bestimmt werden. Die in den folgenden Abbildungen dargestellten Ergebnisse beziehen sich daher immer auf die im Feldtest neu installierte PV-Leistung.



**Abb. 12:** Vergleich der Ergebnisse der ökonomischen Bewertung für die einzelnen Feldtestregionen bezogen auf die während des Projekts installierte PV-Leistung

Die errechneten spezifischen Kosten je Regelungsstufe (€/kWp) in Abbildung 10 verdeutlichen den Einfluss unterschiedlicher Faktoren der einzel-

nen Feldtestgebiete. Einerseits unterscheiden sich die Kosten der konventionellen Netzverstärkung aufgrund unterschiedlicher Untergrundbeschaffenheit. Andererseits wirkt sich vor allem die Anzahl der PV-Anlagen gemessen an der installierten PV-Leistung signifikant auf die Kostenbarwerte der Integrationsvarianten aus. Dies liegt an den nötigen Datenkarten, Messpunkten aber auch Gateways und den Wechselrichter mehrkosten je PV-Anlage. Auch eine in Abbildung 10 integrierte Sensitivitätsanalyse zeigt, dass sich zusätzlicher operativer Aufwand (punktiert dargestellte zusätzliche OPEX) in den Feldtestregionen unterschiedlich stark auswirkt. In Feldtestregionen mit geringeren Gesamtkostenbarwerten (z.B. in Littring oder Prendt) wirkt sich die Annahme von jährlich 8 zusätzlichen Personalstunden im operativen Betrieb (vgl. „OPEX (8h)“ in den Abbildungen) deutlich stärker aus, als in Gebieten mit höheren Gesamtkosten (z.B. in Eberstallzell oder Köstendorf). Die Kosten der Autonomen Regelung ohne RONT sind in allen Feldtestgebieten am geringsten und resultieren vor allem aus Zusatzkosten der Wechselrichter. Kommt zusätzlich ein RONT zum Einsatz, steigen die Kosten deutlich auf der CAPEX und OPEX-Seite (entsprechende Wartungsaufwände der RONTs konnten beobachtet werden). Die implementierten CAPEX der RONT wurden dabei mit den doppelten Kosten von Transformatoren vergleichbarer Leistung angenommen. Die in den Feldtest beobachteten Kosten der RONT lagen jedoch noch beim drei bis vierfachen dieser Werte. Entsprechende Lern- und Skaleneffekte erscheinen daher für einen verbreiteten Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren nötig.

Werden schließlich eine Fernregelung oder Koordinierte Regelung angestrebt, kamen im Feldtest Kosten der Messwerterfassung sowie geeigneter Datenkarten und Gateways hinzu. In Zukunft ist damit zu rechnen, dass diese Funktionalitäten Stand der Technik werden und nur noch geringe Mehrkosten zu erwarten sind.

Dennoch ist eine geringe Komplexität in der Installation und Anwendung der einzelnen Regelungskonzepte aus operativer Sicht anzustreben. Auch die Stabilität sowie die Performance und ein geringer Bedarf an Update-Zyklen sind wichtige Faktoren um zukünftige OPEX minimieren zu können.

Der Einsatz erweiterter Planungsansätze<sup>1</sup> sowie autonomer Regelungen erscheint daher aus derzeitiger ökonomischer Sicht als zu bevorzugende Alternative im Vergleich zur Netzverstärkung – vor allem dann, wenn keine unmittelbare Netzadaption (z.B. Kabelneuerlegung aufgrund des Kabelalters oder vorhandener Kabelschäden) bevorsteht.

Mit voranschreitendem Ausbau der Kommunikationsinfrastruktur und entsprechender Weiterentwicklung der Komponenten (z.B. der Wechselrichter und RONT) können zukünftig jedoch auch die weiteren Lösungsvarianten durch sinkende Kosten und vorhandene Synergien (v.a. in der IKT Infrastrukturnutzung) konkurrenzfähig werden. Die Projektergebnisse tragen somit dazu bei, auch mit neuen und ökonomisch sinnvollen Integrationslösungen auf die sich ständig ändernden Anforderungen an die Verteilernetzinfrastrukturen reagieren zu können, wie auch im folgenden Kapitel näher ausgeführt wird.

## 5. Fazit

Das Kernziel des Projekts – Alternativen zum kostenintensiven Netzausbau zu finden – wurde in mehrfacher Hinsicht erreicht. Aus den vier Feldtestgebieten mit einer Dichte von PV-Anlagen und E-Mobilität (in einem Feldtest), wie sie erst in einigen Jahren in der Fläche erwartet wird, zeigt sich, dass die Spannungsregelungskonzepte der Projektkette DG DemoNetz aus den zuvor im Mittelspannungsnetz entwickelten Lösungen für Niederspannungsnetze angepasst werden konnten. Darüber hinaus wurden in den Aufgabenbereichen intelligente Planung und intelligentes Monitoring Möglichkeiten der Spannungsbandverteilung entwickelt, die für weite Bereiche der Verteilernetze eine Nutzung signifikanter freier Reserven erlauben. Dadurch wird in weiten Bereichen die Netzintegration der Photovoltaikanlagen ohne Ausbau der Verteilernetze gut unterstützt. Mit den in den Feldtestgebieten eingesetzten schrittweise ausrollbaren Smart Grid Technologien werden die heute vereinzelt gegebenen, langfristig jedoch mehr werdenden Problemzonen gut beherrschbar sein. Nachfolgende Übersicht fasst die zentralen Erkenntnisse zusammen.

<sup>1</sup> Die intelligenten Planungsansätze wurden im Projekt zwar keiner detaillierten ökonomischen Bewertung unterzogen, lassen jedoch einen im Vergleich zum Netzausbau sehr wirtschaftlichen Ansatz vermuten, da mit Ausnahme von geringen zusätzlichen OPEX in der Netzplanung keine weiteren signifikanten Kostenfaktoren zu erwarten sind

### **1. In den Niederspannungsnetzen sind wesentliche Reserven für die Aufnahme dezentraler Energieerzeugungsressourcen gegeben,**

- da in weiten Bereichen der Mittelspannungsnetze der obere Teil des Spannungsbandes ungenutzt ist
- da die Gleichzeitigkeit der Last mit der PV-Erzeugung deren Spannungsanhebung teilweise kompensiert
- da die tatsächlichen Abstände zu den Spannungsgrenzen tatsächlich größer sind als übliche Schätzverfahren es ergeben
- wobei deren Berücksichtigung in der Netzplanung durch einfache Faktoren mit vernachlässigbarem Zusatzaufwand verbunden ist

### **2. Die Unsymmetrie „verbraucht“ wesentliche Anteile des Spannungsbandes.**

#### **3. Monitoring der Spannungshöhe**

- eröffnet den Zugang zu oben angeführten Reserven
- ist Grundlage für die Symmetrierung, falls diese möglich ist
- erfordert Investitionen für die Systeminstallation (CAPEX) und verursacht laufende Kosten für Wartung und Überwachung im Betrieb (OPEX)
- Maßnahmen zur Symmetrierung des Niederspannungsnetzes erhöht OPEX

#### **4. Erweiterte Netzplanung**

- kann durch genauere Modellierung von Lasten und Einspeisungen eine zusätzliche Aufnahmekapazität von rund +100 bis 200% gegenüber den einfachen Ansätzen entsprechend TOR D2 ergeben.
- kann durch eine bedarfsgerechte Zuteilung des verfügbaren Spannungsbandes noch weitere Aufnahmekapazitäten erschließen.
- erfordert zusätzliche OPEX für Aufbau und Pflege des entsprechenden Datenbestandes sowie die Anwendung entsprechend komplexerer Analysefunktionen und Werkzeuge. Entsprechendes Mitarbeiter-Know-how muss aufgebaut werden.
- berücksichtigt lokale Regelungen (P(U), Q(U)) und alle verfügbaren Messergebnisse, die zur Steigerung der Berechnungsgenauigkeit beitragen.

## 5. Probabilistische Planung

- kann bei begrenzter Häufigkeit der Wirkleistungsabregelung (P(U)) und der damit verbundenen geringen nicht eingespeisten Energiemenge installierte PV-Leistung +100% ermöglichen.
- erfordert den Einsatz lokaler P(U)-Regelung bei den Wechselrichtern.
- kann als Prognosetool für die Prüfung von Netzanschlüssen eingesetzt werden.
- bietet Kriterien für die Begrenzung der Wirkleistungsabregelung.
- erfordert zusätzliche OPEX für Aufbau und Pflege des entsprechenden Datenbestandes sowie die Anwendung entsprechender Analysefunktionen, Werkzeuge und für das Know-how der Mitarbeiter.

## 6. Lokale Regelung mit regelbarem Transformator in der Ortsnetzstation (rONT)

- erschließt rund 80% des dem Mittelspannungsnetz zugeteilten Spannungsbands für das Niederspannungsnetz und kann dort für Einspeiser wie auch für Lasten verwendet werden. Daraus ergibt sich je nach Zuteilung eine Steigerung der PV-Aufnahmekapazität von +50 bis 200%.
- Die Spannungsbandanteile, die aus höheren Netzspannungsebenen (Mittelspannung) in der Niederspannung genutzt werden, können bei Bedarf durch Einsatz eines rONT durch Entkopplung der beiden Spannungsebenen ausgeglichen werden.
- verursacht für den Netzbetreiber Kosten im Ausmaß des 3 bis 5-fachen eines herkömmlichen Ortsnetztransformators (aktuelle Preise für MV/LV OLTC) für den Transformator als CAPEX und begrenzte OPEX für Überwachung und Wartung. Die resultierenden Gesamtkosten sind gut vergleichbar mit den minimalen Kosten für die Verlegung von Niederspannungserdkabeln (Erdkabel im Grünland).

## 7. Strangregler

- Theoretische Überlegungen ergeben übereinstimmend mit den Feldtestergebnissen +200% Aufnahmekapazität für PV (+400% bei niederem Sollwert), allerdings ist diese Kapazitätssteigerung nur auf einen Strang begrenzt bzw. besonders dort wirksam, wo z.B. aufgrund eines Stranges mit landwirtschaftlicher Betrieben hohe Lasten als auch hohe Erzeugungskapazitäten vorherrschen.
- verursacht für den Netzbetreiber Kosten im Ausmaß des 15.000 bis

25.000 EUR. (Preise für Strangregler inkl. Installation zum Zeitpunkt des Projektabschlusses) als CAPEX und begrenzte OPEX für Überwachung und Wartung. Die resultierenden Gesamtkosten sind unter den minimalen Kosten für die Verlegung von Niederspannungserdkabeln (Erdkabel im Grünland)

### **8. Spannungshaltung durch Blindleistung (Q(U)) im Wechselrichter**

- erweitert, wie die Feldtestergebnisse zeigen, die PV-Aufnahmekapazität um etwa +27...75%. Diese Werte wurden durch Anwendung einer phasenindividuellen Regelung erreicht.
- ist, den Ergebnissen der Feldtests zu Folge, in Kombination mit P(U) effektiver, da dabei ein Abregeln der Wirkleistung noch seltener eintritt.
- muss für die verallgemeinerte Anwendung mit geringerer Wirkung angenommen werden, da das Impedanzverhältnis R/X, aber auch wichtige Definitionen der Bezugsspannung (Minimal- oder Mittelwert aus L1, L2 und L3) sowie die Integrationsdauer abweichen können.
- verursacht begrenzt Kosten bei der Installation der PV-Anlage, die vom Kunden, der eine PV-Anlage errichtet, akzeptiert werden.
- verursacht OPEX, abhängig vom Ausmaß der Unterstützung, die die Kunden brauchen und den Aufwänden, die zur Klärung im Fall unerwartet hoher Spannungen entstehen können.
- verursacht für den Netzbetreiber Gesamtkosten, die klar unter den minimalen Kosten für die Verlegung von Niederspannungserdkabeln (Erdkabel im Grünland) liegen.

### **9. Fernregelung mit rONT (mit Zählern als verteilte Sensorik)**

- ermöglicht theoretisch die Nutzung des gesamten Spannungsbandes: 20% - Spreizung (= maximale Differenz zwischen der gleichzeitig höchsten und niedrigsten auftreten Spannung) bezüglich der Stufenhöhe des Transformators.
- ergibt aus den Feldtestergebnissen +50 bis 100% PV-Integrationspotenzial.
- kann nicht alle Spannungen im Niederspannungsnetz in das vorgesehene Band regeln, wenn die Spreizung (=Differenz zwischen der gleichzeitig höchsten und niedrigsten auftreten Spannung) größer als 20% abzüglich der Trafostufenhöhe ist.
- kann nicht zur Kompensation von Unsymmetrie eingesetzt werden.

- erfordert eine möglichst geringe Stufenhöhe (~1,5%).
- verursacht für den Netzbetreiber Kosten im Ausmaß des 4 bis 6-fachen eines herkömmlichen Ortsnetztransformators (aktuelle Preise für MV/LV OLTC zum Zeitpunkt der Berichtslegung) für den Transformator und die Installation des Systems der Echtzeit-Spannungserfassung als CAPEX und OPEX für Überwachung und Wartung. Die resultierenden Gesamtkosten überschreiten die minimalen Kosten für die Verlegung von Niederspannungserdkabeln (Erdkabel im Grünland) deutlich und liegen bei mittleren Verkabelungskosten (Verlegung nicht im Grünland mit begrenzten Kosten zur Grabung und Wiederherstellung der Oberflächen).

#### **10. Koordinierte Regelung (Fernregelung koordiniert mit dynamischer Regelung des Blindleistungsbezugs an den Wechselrichtern)**

- ergibt aus den vorliegenden Feldtestergebnissen +70 bis 106% PV-Integrationspotenzial.
- kann nicht alle Spannungen im Niederspannungsnetz in das vorgesehene Band regeln, wenn die Spreizung (=Differenz zwischen der gleichzeitig höchsten und niedrigsten auftretenden Spannung) größer als 20% abzüglich Trafostufenhöhe [in %] ist (plus zusätzlich 1,5 bis 3% durch Q(U)).
- kann durch Einsatz von Q(U) mit phasenindividueller Regelung Unsymmetrie begrenzt kompensieren.
- erfordert eine möglichst geringe Stufenhöhe (~1,5%).
- verursacht für den Netzbetreiber Kosten im Ausmaß des 4 bis 7-fachen eines herkömmlichen Ortsnetztransformators (aktuelle Preise für MV/LV OLTC) für den Transformator und die Installation des Systems der Echtzeit-Spannungserfassung und Wechselrichter Steuerung als CAPEX und OPEX für Überwachung und Wartung. Die resultierenden Gesamtkosten der Koordinierten Regelung liegen in zwei Testfällen zwischen den mittleren und maximalen Kosten der Referenzlösung. In einem Fall werden die maximalen Kosten sogar überschritten.

#### **11. Demand Side Management Maßnahmen**

- konnten in einem der Feldtests (Köstendorf) umgesetzt werden, jedoch wurden nur E-Auto-Ladestationen eingebunden, da in den Haushalten keine geeigneten bzw. steuerbaren Lasten verfügbar waren.

- Die Steuerung der Ladestationen zeigte nur geringen Einfluss auf die Kompensation von Spannungsanhebungen durch PV-Einspeisung, da die Elektroautos nicht gesichert als flexible Lasten vorhanden sind, wenn lokale Erzeugungsüberschüsse auftreten.

## 12. Erfahrungen aus den Feldtests

- bestätigen Ergebnisse aus vorangegangenen Arbeiten (morePV2grid) betreffend die Stabilität der lokalen Q(U)- und P(U)-Regelungen an den Wechselrichtern.
- zeigen Robustheit und, dass die Regelungsansätze prinzipiell funktionieren.
- ergaben hohe OPEX für die IKT für Systembeobachtung während der Feldtests, die aber bei standardisierter Anwendung deutlich reduziert werden können.
- zeigen, dass eine 100%ige Erreichbarkeit der angebotenen Komponenten nicht möglich ist, dabei aber keine Funktionsstörungen sondern lediglich eine Verringerung der Performance auftritt.
- zeigen, dass aus den eingesetzten Komponenten nun Produkte entwickelt werden müssen, die für einen regulären Einsatz im Netzbetrieb geeignet sind. Im Fall der im Projekt eingesetzten PV-Wechselrichter wurde dies bereits umgesetzt.

## 6. Ausblick

Für die in den kommenden Jahren zu erwartenden Integrationsanforderungen für PV-Anlagen kann aus den vorliegenden Ergebnissen somit abgeleitet werden, dass nach Nutzung der Reserven aus der Mittelspannungsebene und Niederspannungsebene die lokalen Spannungsregelungen (rONT/Strangregler /Q(U)/P(U)) im Vergleich zum konventionellen Netzausbau wirtschaftlich sind. Falls diese Maßnahmen nicht ausreichen, sind komplexe IKT basierende Regelungen (Fernregelung, koordinierte Regelung) möglich. Diese sind aber aus heutiger Sicht als nicht bzw. noch nicht wirtschaftlich zu bewerten. Dabei ist zu beachten, dass insbesondere Annahmen zu den zukünftigen OPEX mit wesentlichen Unsicherheiten behaftet sind und jener Anteil der CAPEX, der durch neue Komponenten bestimmt ist, bei Verbreitung der Technologie abnehmen wird.

Als ein sehr vordringliches Problem haben sich die Engineering-Aufwendungen gezeigt. Sowohl bei den Netzbetreibern als auch den Lösungsanbietern war der Aufwand für Inbetriebnahme, Fehlerbehebung und Betrieb mit hohen operativen Kosten verbunden. Das ist zwar beim kombinierten Einsatz prototypischer Lösungen gewöhnlich, jedoch hat dieser Aspekt die Sensibilität dafür erhöht, das Thema des operativen Aufwandes gerade bei Lösungen in der Niederspannung genau zu betrachten. Für Lösungsanbieter ist dahingehend die Vermutung bekräftigt, dass zukünftige Lösungen im hohen Maße in Richtung „low“- bzw. „no“-Engineering und „Plug&Automate“ gehen müssen.

Durch die Q(U)-Regelung zeigten die Feldtests und die Simulationen zu Spitzenzeiten eine Erhöhung des Blindleistungsflusses im Netz (bzw. über den Transformator) um einen Faktor 2 bis 3. Die Netzverluste erhöhen sich über ein Jahr betrachtet durch die erhöhten Blindleistungsflüsse kaum (unter 5% gegenüber dem Niveau ohne Regelung). Die auftretenden Verluste des Mittelspannungsnetzes wurden nicht berücksichtigt ebenso wie die Fragestellung, wie sich eine flächendeckende Q(U)-Regelung sich auf die Netzverluste im gesamten Verteilnetz auswirkt. Eine Möglichkeit wäre die Kompensation von Blindleistungen durch koordinierte Regelung benachbarter Niederspannungsnetze. Allerdings bleibt hier die Frage der Komplexität und der Wirtschaftlichkeit noch offen. Diese Fragestellung soll in einem weiterführenden Projekt geklärt werden.

Die P(U)-Regelung weist ein hohes Potential zur Erhöhung der Hosting Capacity auf und ist eine Grundvoraussetzung für den Einsatz intelligenter Planungsansätze. Der Einsatz im Projekt zeigt aber, dass für einen flächendeckenden Einsatz noch die notwendigen technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen (z.B. TOR, AGB) und Methoden zur Bestimmung der entgangenen Einspeisung ohne erheblichen Aufwand geschaffen werden müssen.



Das Projekt DG DemoNet – Smart LV Grid (Control concepts for active low voltage network operation with a high share of distributed energy resources) wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms Neue Energien 2020 (4. Ausschreibung) unter der FFG-Nummer 829867 durchgeführt.

### Referenzen

- [1] ÖVE/ÖNORM EN 50160:2011 03 01 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen;
- [2] Leitfaden für den Weg zum aktiven Verteilernetz A. Lugmair, H. Brunner 2008
- [3] ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712:2009 12 01 Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V - Teil 4-712: Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen – Errichtungs- und Sicherheitsanforderungen
- [4] Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen Teil D: Besondere technische Regeln Hauptabschnitt D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen, E-control 2006
- [5] Pionierregion Oberösterreich W. Tenschert, A. Abart; Modellregion Salzburg M. Strebl, W. Wagner, Smart Gridsweek 2012
- [6] Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich: 138. Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO) 2012
- [7] SMART METERING FEATURES FOR MANAGING LOW VOLTAGE DISTRIBUTION GRIDS A. Abart, A. Lugmair, A. Schenk CIRED 2009
- [8] Projekt DG DemoNetz Smart LV Grid Deliverable Beschreibung der Regelungskonzepte A. Einfalt, F. Zeilinger, R. Schwalbe, B. Bletterie 2013
- [9] Loose Coupling Architecture for Co-Simulation of Heterogeneous Components IECON 2013 R. Mosshammer, F. Kupzog, M. Faschang, M. Stifter
- [10] Höhere Integration von PV-Anlagen in bestehende Niederspannungsnetze durch probabilistische Planung IEWT 2015 W. Niederhuemer
- [11] Rapid Control Prototyping for Networked Smart Grid Systems Based on an Agile Development Process, Dissertation TU Wien 2015



**Kontakt:**

AIT Austrian Institute of Technology  
Helfried Brunner  
Thematic Coordinator Power System Planning & Operation  
+43 50550 6382  
helfried.brunner@ait.ac.at