

ἥλιος

SCIENCE  
BRUNCH

[www.klimafonds.gv.at](http://www.klimafonds.gv.at)



大阳

شمس

SOLEIL

サン

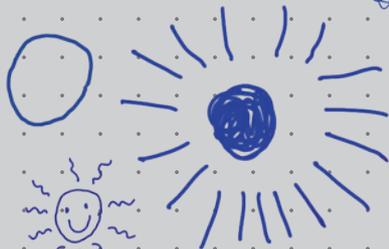
SUN

sol

Sol

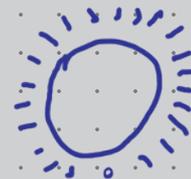
Sonne

☀️ солнце



# PHOTO VOLTAIK

güneş



*Cover Illustration: Stefanie Hilgarth*

## **VORWORT**

Seite 03

## **morePV2grid - More functionalities for increased integration of PV into grid**

Seite 05

In morePV2grid wird ein Konzept entwickelt und im Feldversuch getestet, in dem viele verteilte Photovoltaikanlagen ohne übergeordnete System- und Kommunikationstechnik durch lokale und autonome Anpassung der Wirk- und Blindleistungen zur Spannungshaltung beitragen. Die PV-Anlage wird sozusagen vom „Troublemaker“ zum „Troubleshooter“. Dadurch wird eine höhere Dichte an Anlagen möglich.

## **EStore-M: Electricity Storage Management**

Seite 13

Im Projekt EStore-M erfolgt die Entwicklung eines dynamisch optimierenden Energiemanagementsystems für elektrochemische Energiespeicher unter Einbeziehung von BenutzerInneninteraktion, Erzeugungs- und Lastprognosen, welches sich durch robuste – bezüglich Unsicherheiten der Prognosen – Regel- und Optimierungsalgorithmen auszeichnet. In Kombination mit energiemeteorologischen Prognosen soll dadurch über die Lebensdauer eines Systems nachvollziehbar eine Gesamtenergieeffizienz auf höchst möglichem Niveau erreicht werden.

## **SolPol-3 - Solar-electrical Systems based on Polymeric Materials Novel Polymeric Encapsulation Materials for PV Modules**

Seite 21

In der Vernetzung der wissenschaftlichen und industriellen Kompetenzen auf dem Gebiet der PV und der Polymertechnologien in Österreich liegt ein hohes Potential für innovative Weiterentwicklungen von PV-Modulen. Das gegenständliche Projekt SolPol-3 ist als industrielle Forschung konzipiert und hat die Entwicklung neuartiger polymerer Einkapselungsmaterialien für verbesserte PV-Modul-Performance unter Einsatzbedingungen bei gleichzeitiger Reduzierung der Material- und Verarbeitungskosten zum Ziel.

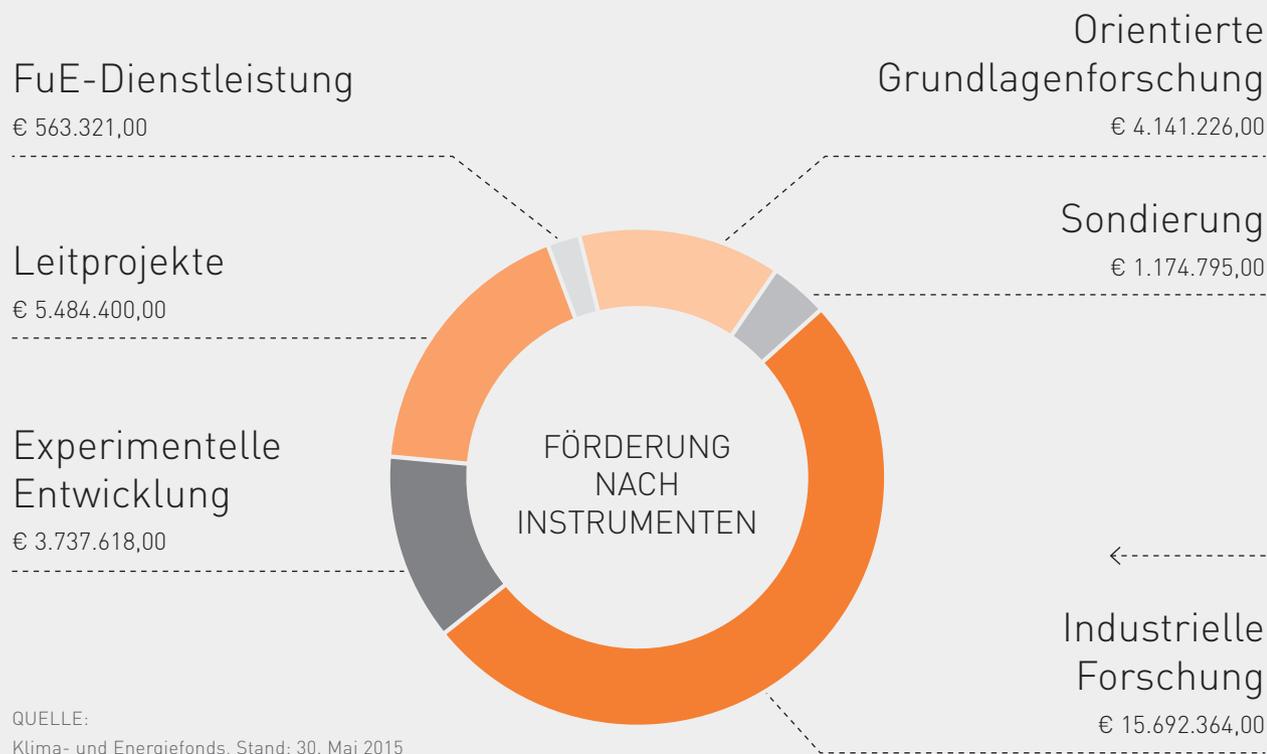
## **DG DemoNet - Smart LV Grid**

Seite 27

Zukünftige Herausforderungen für Niederspannungsnetze werden hohe Dichten von verteilten Erzeugern (insbesondere Photovoltaik) und Elektrofahrzeuge sein. Das Projekt zielt auf eine energie- und kosteneffiziente Nutzung vorhandener Netzinfrastrukturen basierend auf intelligenter Planung, Echtzeit-Beobachtung und aktivem Netzmanagement. Kommunikationsbasierende Lösungen für den aktiven Betrieb von Niederspannungsnetzen werden erarbeitet und evaluiert.

## **Alle geförderten Projekte im Überblick**

Seite 34



„Mit sinkenden Kosten und hoher Innovationskraft ist die Photovoltaik ein etablierter und wachsender Wirtschaftszweig in Österreich. Das Energieforschungsprogramm des Klima- und Energiefonds trägt dazu bei den Technologievorsprung der heimischen Photovoltaikbranche zu sichern und auszubauen.“

THERESIA VOGEL, GESCHÄFTSFÜHRERIN DES KLIMA- UND ENERGIEFONDS

# Photovoltaik made in Austria = Exportschlager + Klimaschutz!

---

Der Markt für Photovoltaik wächst rasant. Jährlich werden weltweit etwa 40 Gigawatt an neuer Leistung installiert, das entspricht der Leistung von 40 konventionellen fossilen Kraftwerken. **In Österreich ist das große Ziel – das erste Gigawattpeak Sonnenstrom – in greifbarer Nähe.**

Die österreichische Photovoltaikindustrie ist breit aufgestellt und beschäftigt sich mit der Herstellung von Modulen, der Installation von Anlagen, der Herstellung von Wechselrichtern, mit Forschung und Entwicklung sowie weiteren Zusatzeinrichtungen und Komponenten. Die Exportquote beträgt nahezu 100%.

**Mit über 31 Millionen Euro fördert der Klima- und Energiefonds im Rahmen des Energieforschungsprogramms seit 2007 Forschungs- und Entwicklungsvorhaben österreichischer Photovoltaikunternehmen und Forschungseinrichtungen.** Im Mittelpunkt stehen die Erhöhung der Wirkungsgrade, die Entwicklung effizienter Produktionsverfahren, der Einsatz neuer Materialien, die Erhöhung der Lebensdauer von Komponenten sowie die intelligente Integration von PV ins Stromnetz. Aufgrund der kurzen Entwicklungszeiten vom Labor bis zur Anwendung, werden die neuesten technologischen Entwicklungen aus Österreich in kurzer Zeit auf den Markt kommen.

Eine aufschlussreiche Lektüre wünscht Ihnen

*Ihr Klima- und Energiefonds*



**Projektleitung:** MARTIN HEIDL  
Fronius International GmbH



„In morePV2grid wurde ein Konzept entwickelt und im Feldversuch getestet, in dem viele verteilte Photovoltaikanlagen ohne übergeordnete System- und Kommunikationstechnik durch lokale und autonome Anpassung der Wirk- und Blindleistungen zur Spannungshaltung beitragen. Die PV-Anlage wird sozusagen vom Troublemaker zum Troubleshooter. Die dynamischen Untersuchungen der spannungsabhängigen Blindleistungsregelung Q(U), der spannungsabhängigen Wirkleistungsregelung P(U) sowie der Kombination P&Q(U) haben in Simulation, Labor und Feldtest gezeigt, dass diese Regelungen stabil und wirksam arbeiten.“ PROJEKTLEITER MARTIN HEIDL

# morePV2grid

More functionalities for increased integration of PV into grid

## Hintergrund: „Volle Netze“

Die Aufnahmefähigkeit von Netzen für verteilte Erzeugungsanlagen ist – speziell in ländlichen und vorstädtischen Gebieten – aufgrund der einspeisebedingten Spannungserhöhung teilweise ausgereizt. Maßnahmen zur Begrenzung und Kompensation der Spannungsanhebung sind erforderlich. Manche Konzepte dazu sind bereits in die Netzanschlussbedingungen eingeflossen, bei einigen Ansätzen fehlt es allerdings noch an ausreichend Erfahrung im Feld. Die Ergebnisse des Projekts morePV2grid leisten hier einen wesentlichen Beitrag, wobei der Projekterfolg auf die enge Kooperation zwischen Netzbetreiber, Technologieanbieter, außeruniversitärer Forschung sowie Errichtern und Betreibern von projektbeteiligten PV-Anlagen zurückzuführen ist.

## Ziel: Mehr PV im Netz

Das Projekt morePV2grid hatte das Ziel zu zeigen, wie mittels Wechselrichter-Funktionalitäten eine höhere Dichte an PV-Anlagen in das Stromnetz integriert werden kann. Dazu wurden folgende Randbedingungen festgelegt:

- Fokus auf der Ebene der Niederspannung
- lokale Autonomie, keine Kommunikationsinfrastruktur
- Gewährleistung der Stabilität paralleler Anlagen
- vorrangig Blindleistungsaustausch, nachrangig Begrenzung der Wirkleistung
- bedarfsorientierte Aktivierung (Minimierung von Blindarbeit, Netzverlusten und Ertragseinbußen)
- Funktionen des Netz- und Anlagenschutzes bleiben unberührt

Insgesamt wird von einer bestehenden Infrastruktur ausgegangen – sowohl ein Netzausbau als auch die Etablierung eines Kommunikationssystems werden vermieden.

## Ansatz: Intelligente PV-Wechselrichter mit lokaler Regelung

Es wurden ausschließlich Funktionen untersucht, die der PV-Wechselrichter autonom zur Verfügung stellen kann. Der Vorteil dieser Herangehensweise ist, dass die entsprechenden Maßnahmen zur Spannungshaltung sofort eingesetzt werden können – unabhängig davon, ob in einem bestimmten Netzgebiet eine für erweiterte Smart-Grid-Ansätze taugliche Kommunikationsinfrastruktur besteht. Da in ländlichen und vorstädtischen Netzen meist die Spannungsanhebung die erste Limitierung für einen weiteren Anlagenzubau darstellt, gilt dieser die Aufmerksamkeit. Die möglichen Eingangsgrößen für die untersuchten Regelungen sind daher ausschließlich lokal am Wechselrichter messbare Größen, insbesondere die Netzspannung. Die regelbaren Größen sind Wirk- und Blindleistung am Wechselrichterausgang.

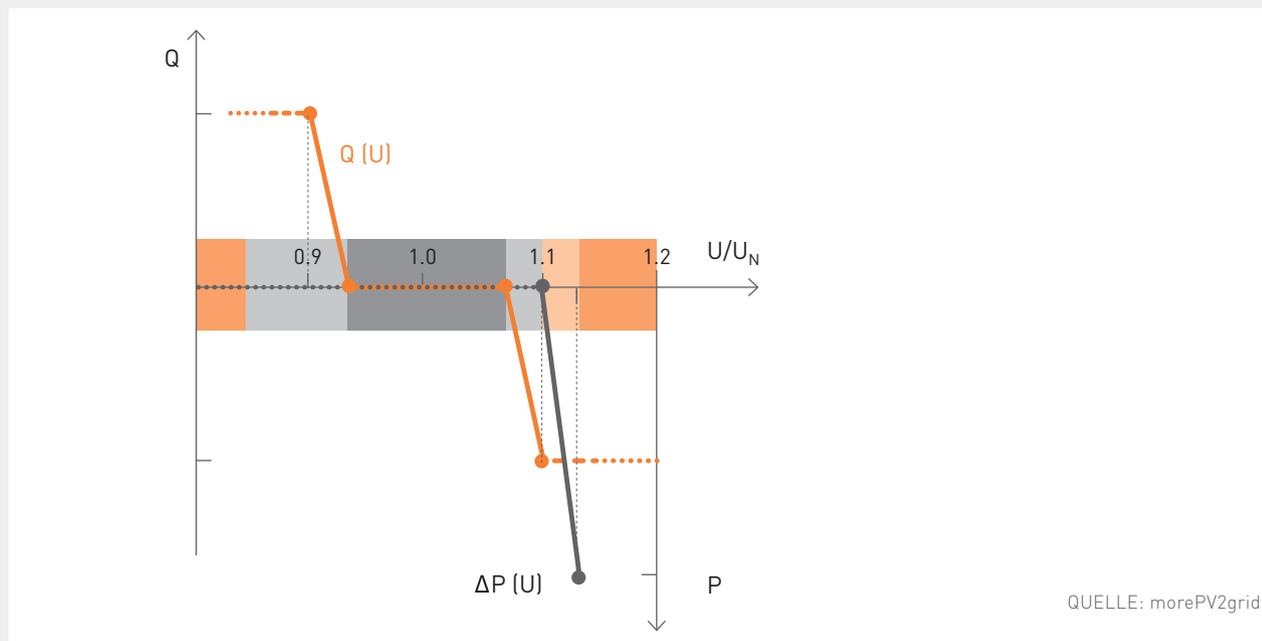
## Methodik:

### Konzept, Simulation, Laborversuch, Feldtest

Hinsichtlich der Projektstruktur wurde auf Basis einer Problemanalyse der Problemlösungsbeitrag durch PV-Wechselrichter als Ziel definiert. Dies wurde durch detaillierte, zeitlich hochaufgelöste Simulationen mit Vierleitermodellen unterstützt. In der Folge wurden zur Zielerreichung geeignete Regelungskonzepte

## Kombinierte Q(U)- und P(U)-Regelung

ABBILDUNG 1



erarbeitet, aus denen Anforderungen an den Funktionsumfang des Wechselrichters abgeleitet wurden. Die entsprechenden Regelungsmodi wurden auf einer Wechselrichterplattform implementiert und anhand von Laborversuchen mit hoher Dynamik getestet. Wechselrichter dieser Plattform wurden dann in PV-Anlagen eines realen Netzabschnitts eingesetzt, um die verschiedenen Regelungskonzepte in einem Feldtest zu validieren.

### Problem: Einspeisebedingte Spannungsanhebung

Die Abschätzung der Spannungsanhebung durch Erzeugungsanlagen in Niederspannungsnetzen stellt eine wesentlich höhere Herausforderung dar als in Mittelspannungsnetzen. Lasten dürfen nicht symmetrisch angenommen werden, und ihre Aufteilung auf die einzelnen Phasen ist unbekannt. Synthetische Last- und Erzeugungsprofile dürfen nicht verwendet werden, während reale Daten oft nicht verfügbar sind. Weiters sind die Nullungsverhältnisse in der Regel unbekannt.

Diese Einschränkungen machen in Netzplanung und Anschlussbeurteilung häufig Worst-Case-Annahmen notwendig, die in Kombination zu unrealistischen Ergebnissen führen. Jedoch kann mit günstigeren Annahmen nicht zu 100% gewährleistet werden, dass die Grenzwerte hinsichtlich Spannungsqualität zu jedem Zeitpunkt eingehalten werden. Dies würde dazu führen, dass sich einzelne Erzeugungsanlagen aufgrund ihrer Schutzfunktionen abschalten und vom Netz trennen.

### Beispiel Problemlösungsbeitrag: Funktionen Q(U) & P(U)

Um die einspeisebedingte Spannungsanhebung mithilfe des Wechselrichters zu kompensieren, stehen zwei Möglichkeiten zur Verfügung:

- Austausch von Blindleistung  $Q$  (im untererregten Betrieb) mit dem Netz
- Reduktion der eingespeisten Wirkleistung  $P$

Blindleistungsregelung – im Sinne der Bedarfsorientierung als Funktion der Spannung  $Q(U)$  – ermöglicht vorrangig eine Kompensation der Spannungsanhebung. Ihre Wirksamkeit wird von den Impedanzverhältnissen im Netzverknüpfungspunkt bestimmt. Schutzabschaltungen wegen zu hoher Spannung können mit einer Blindleistungsregelung nicht ausgeschlossen werden.

Mit einer komplementären, spannungsabhängigen Wirkleistungsregelung  $P(U)$  kann ein Erreichen der Abschaltgrenzen verhindert werden. Da die Reduktion der eingespeisten Wirkleistung mit Ertragseinbußen verbunden ist, soll zur Spannungshaltung vorrangig der Blindleistungsbetrieb eingesetzt werden.

Abbildung 1 zeigt beispielhaft eine Kombination der beiden Regelungsarten.

### Vom Labor ins Feld: Validierung

Die konzipierten Regelungsarten der Wirk- und Blindleistung wurden hinsichtlich ihrer Funktionalität und Stabilität zunächst mittels statischer und dynamischer Simulation getestet. Nach ihrer Implementierung auf der realen Wechselrichterplattform folgte eine Reihe von Labortests. Besonderes Augenmerk wurde auf das dynamische Verhalten der spannungsabhängigen Regelungsarten gelegt, unter Berücksichtigung diverser Anschlusskonstellationen an Phasen und Knoten sowie unterschiedlicher Regelungsparameter (z.B. Zeitverhalten).

Im Anschluss wurden Geräte der funktional im Labor erfolgreich getesteten Wechselrichterplattform in vier PV-Anlagen eines realen Netzabschnitts eingesetzt, um die Wirksamkeit der implementierten Regelungsmodi mittels einer mehrmonatigen Feldtestreihe zu validieren. Dazu wurde ein Niederspannungsstrang mit erhöhter PV-Anlagendichte ausgewählt (inkl. Strangverlängerung und Neubau zweier PV-Anlagen). Dort wurde eine PV-bedingte, maximale Anhebung von etwa 4,9% der Nennspannung erreicht (ohne Regelung).

### Erkenntnisse: Funktional, stabil und wirksam

Anhand der Feldtestreihe wurde bestätigt, dass sich lokal autonome, spannungsabhängige Wirk- und Blindleistungsregelungen netzparallel betriebener PV-Wechselrichter stabil und hinsichtlich der Spannungshaltung wirksam verhalten. Die – unter Einhaltung sämtlicher Randbedingungen erzielten – Ergebnisse zeigen, dass mit Blindleistungsregelungen eine Reduktion der Spannungserhöhung möglich ist, die deutlich mehr installierbare PV-Erzeugungsleistung in Niederspannungsnetzen erlaubt. Der Blindleistungsbetrieb soll sich dabei im Sinne der Effizienz am jeweiligen Bedarf an spannungssenkender Wirkung orientieren, wobei die Funktion  $Q(U)$  die am sparsamsten mit Blindleistung umgehende Regelungsstrategie darstellt.

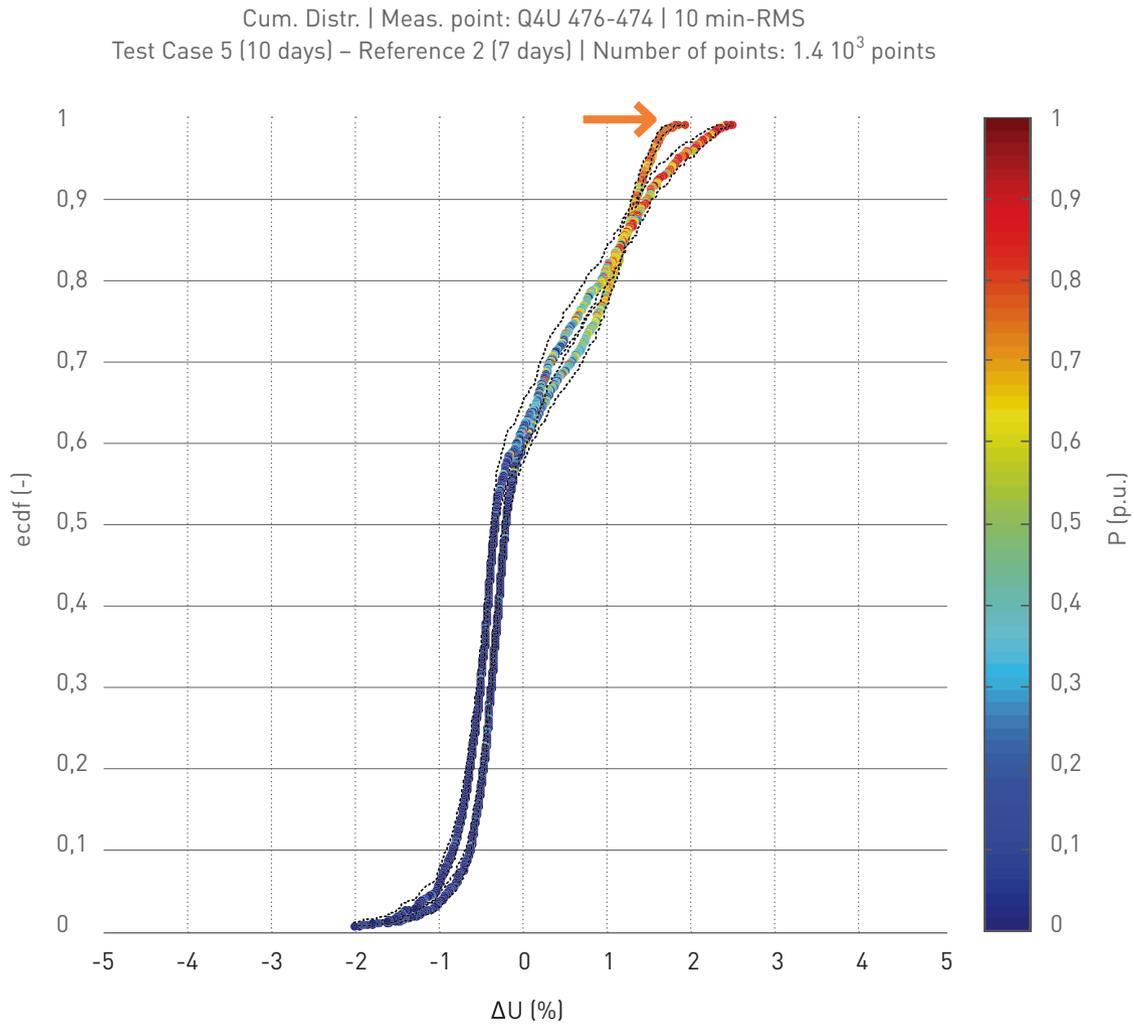
Da speziell die Blindleistungssensitivität stark von der elektrischen Charakteristik ( $R/X$ -Verhältnis) des örtlichen Netzes abhängt, kann keine allgemein gültige, quantitative Aussage über die Wirksamkeit von Blindleistung gemacht werden. Die technisch sinnvoll mögliche Kompensation der Spannungsanhebung reicht von etwa 20% bis zu 80%. In modernen Netzen mit hohem Verkabelungsgrad (wie etwa im Feldtestnetz) ist ein Kompensationsgrad von 30% typisch.

Ergänzend zum Einsatz von Blindleistung kann mittels einer spannungsabhängigen Regelung der Wirkleistung  $P(U)$  – lokal autonom und direkt im Wechselrichter integriert – die von PV-Anlagen verursachte Spannungserhöhung begrenzt werden. Das einspeisebedingte Überschreiten eines definierten höchstzulässigen Spannungswertes kann ausgeschlossen werden. Die maximal ins jeweilige Netz integrierbare Erzeugungsleistung ist beim Einsatz dieser Funktion nicht mehr aufgrund einer unzulässigen Spannungserhöhung begrenzt (es werden andere begrenzende Faktoren relevant).

In typischen Szenarien sind die Ertragseinbußen durch  $P(U)$  sehr gering, da Eingriffsdauer und -tiefe bei vernünftiger Anwendung beschränkt sind.

**Kumulierte Häufigkeitsverteilungen (ecdf) des Spannungsunterschiedes zwischen einem Referenzfall und einem Testfall P&Q(U)**

ABBILDUNG 2



Die Kombination von Wirk- und Blindleistungsregelung verursacht dem PV-Anlagenbetreiber nur geringe finanzielle Gesamtbelastungen. Diese beschränken sich auf einmalige Mehrkosten für die Dimensionierung des Wechselrichters auf die für den Blindleistungsbetrieb nötige Scheinleistung sowie auf den Minderertrag durch das Eingreifen der Wirkleistungsregelung.

### Wirksamkeit: Beispiel P&Q(U)-Regelung

Bei der Quantifizierung der Spannungsanhebung und ihrer Kompensation waren mehrere Störvariablen (v.a. Lastverhalten, Niveau der Mittelspannung) zu beachten. Um deren Einflüsse möglichst herauszufiltern, wurden einerseits nur sonnige Werkzeuge berücksichtigt und andererseits wurde die Differenzspannung zwischen zwei Knoten im Netzstrang quantifiziert. Für die einzelnen Regelungsarten wurden also die Spannungsunterschiede an sonnigen Tagen zwischen Referenzphasen (ohne Regelung) und Testfällen (mit Regelung) untersucht.

Beispielhaft sei an dieser Stelle einer von mehreren P&Q(U)-Feldtestfällen dargestellt. Die Testfälle unterschieden sich vor allem durch die Parametrierung der jeweiligen Regelungen. Für jeden Testfall wurden anhand der vorhandenen Messdaten Funktionalität und Wirksamkeit überprüft. Als Datenquellen standen das Monitoring der einzelnen Wechselrichter (5-min-Mittelwerte) sowie eine hochaufgelöste Spannungsmessung (3-s-Mittelwerte) zur Verfügung.

In Abbildung 2 ist die kumulierte Häufigkeitsverteilung (empirical cumulative distribution function) des Spannungsunterschieds zwischen den beiden Knoten (Kabelkästen mit Messung) dargestellt. Dabei wird einer der P&Q(U)-Testfälle mit einer Referenzphase verglichen, wobei die Verteilungen von Testfall und Referenzfall im unteren Spannungsbereich übereinander gelegt sind.

Die maximale Spannungsanhebung zwischen den beiden Knoten mit Messung wird hier um ca. 0,75 Prozentpunkte reduziert (oranjer Pfeil in Abbildung 2). Umgerechnet auf den gesamten Strang wird die

PV-bedingte, maximale Spannungsanhebung von 4,9% um ca. 2,25 Prozentpunkte auf etwa 2,65% reduziert. Das entspricht einer Kompensation der Anhebung um rund 46%. Die spannungssenkende Wirkung ist in diesem kombinierten P&Q(U)-Testfall zu rund zwei Drittel auf die Q(U)-Regelung und zu rund einem Drittel auf die P(U)-Funktion zurückzuführen.

### Detailbetrachtung: P(U)

Zur Veranschaulichung der P(U)-Regelung ist in Abbildung 3 für vier geregelte Anlagen im Feldtestnetz der Verlauf der Wirkleistung an einem sonnigen Tag zwischen 14:00 und 16:00 Uhr dargestellt (5-min-Mittelwerte). Die Wirkleistung ist auf die STC-Modulleistung normiert um einen Vergleich zwischen einzelnen Anlagen zu ermöglichen. Zusätzlich sind die hochaufgelöste Leistungsmessung einer Anlage (3-s-Mittelwerte) und die dort gemessene Einstrahlung (5-min-Mittelwerte) dargestellt.

### Eine Analyse der Wirkleistungsverläufe bringt folgende Erkenntnisse:

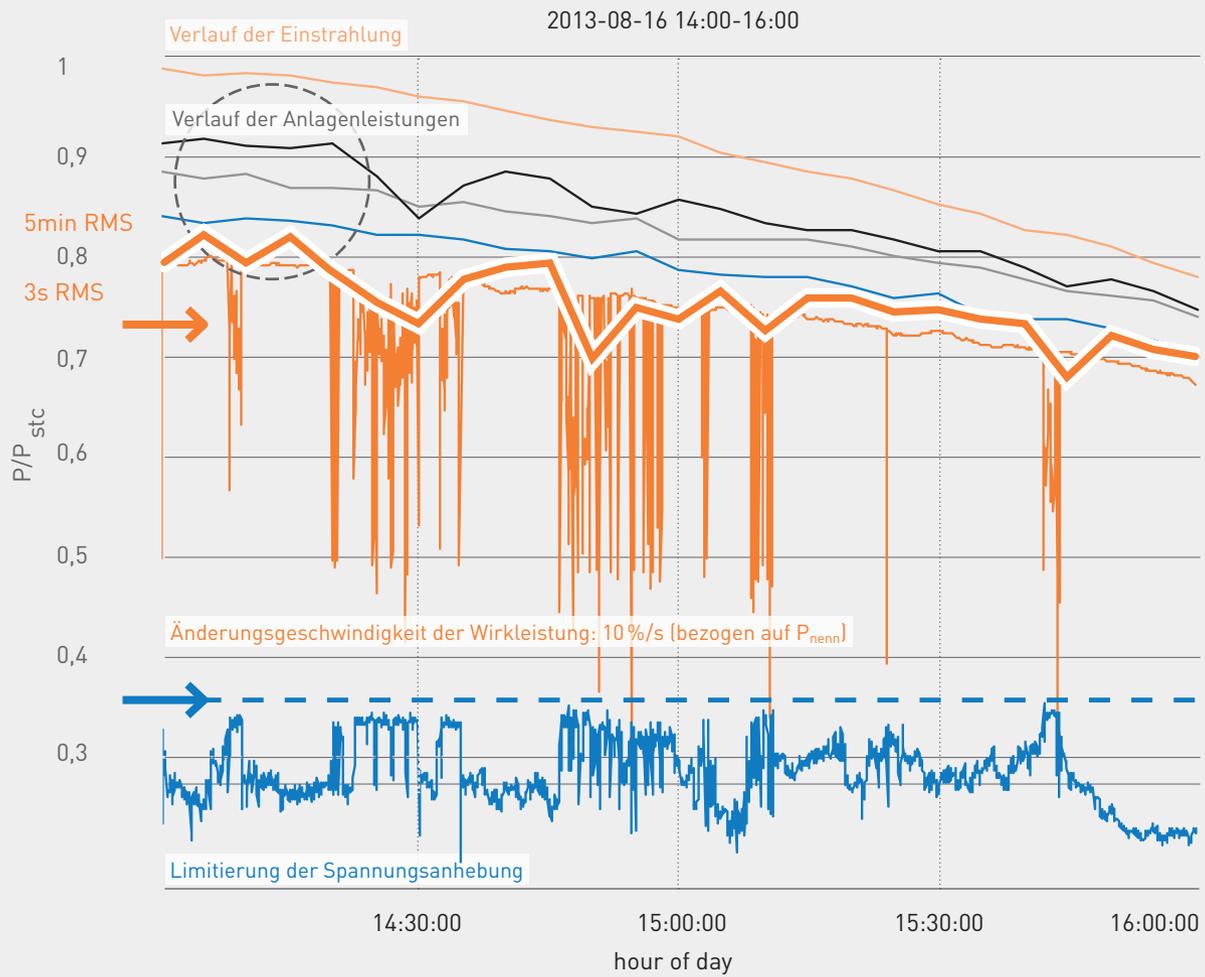
- Punktuelle Eingriffe der P(U)-Regelung treten bei zwei Anlagen auf, insbesondere bei der Anlage mit der orangen Kurve (5-min-Mittelwerte). Die Verläufe der Wirkleistung folgen bei den übrigen beiden Anlagen dem Verlauf der Einstrahlung.
- Durch die stufenlosen Leistungsreduktionen der P(U)-Regelung (sichtbar in der Darstellung der 3-s-Mittelwerte, oranjer Pfeil) wird die Spannung auf den gewünschten Maximalwert limitiert (blauer Pfeil).
- Die an diesem Tag aufgrund der P(U)-Regelung nicht eingespeiste Energie ist sehr gering. Im dargestellten (kritischen) Zeitraum von zwei Stunden handelt es sich um eine Ertragseinbuße von ca. 2,5%.

### Handlungsempfehlungen und Ausblick

Der Einsatz lokal autonomer Wirk- und Blindleistungsregelungen zum Zweck der Spannungshaltung, und damit zur Steigerung der Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen für verteilte Erzeugungs-

**P(U) zur zuverlässigen Begrenzung der Spannungsanhebung**

ABBILDUNG 3



anlagen, wird empfohlen. Der Netzbetreiber kann den Spannungsbandgewinn durch die Regelungsmöglichkeiten in der Netzplanung sowie bei der Beurteilung der Netzanschlüsse berücksichtigen. Unabhängig von der Wahl der Regelung ist es sowohl für den Netzbetreiber als auch für Installateure und Wechselrichterhersteller vorteilhaft, möglichst allgemein anwendbare Standardwerte für die Parametrierung zu identifizieren.

Im Gegensatz zur Blindleistungsregelung, ist die rechtlich-regulatorische Situation in Bezug auf die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung bislang nicht geklärt. Da an der Grenze des zulässigen

Spannungsbandes (d.h. vor der Abschaltung) die P(U)-Regelung technisch sehr sinnvoll ist und nachweislich funktioniert, wird eine Berücksichtigung im Regelwerk empfohlen.

Die Einbindung lokaler Regelungsalgorithmen in eine Fernregelung wird (wurde) im Projekt DG DemoNet – Smart LV Grid untersucht. Dabei bleibt der lokale Regelkreis als Rückfallebene bestehen, wird aus der Ferne allerdings rekonfiguriert und um dynamische Vorgaben von Sollwerten oder Kennlinien ergänzt. Dadurch werden die lokalen Regelkreise einzelner PV-Anlagen zu einem übergeordnet optimierbaren Gesamtsystem vernetzt.

### DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Die Ergebnisse des Projekts zeigen auf, dass ein „Smart Grid“ bereits durch lokal autonome, intelligente Regelungen – und damit völlig ohne Kommunikationsinfrastruktur – möglich und praxistauglich ist.
- Mit dem Einsatz der spannungsabhängigen Wirkleistungsregelung P(U) kann ein von Erzeugungsanlagen verursachtes Überschreiten des höchstzulässigen Spannungswertes ausgeschlossen werden.
- Um die Kosten für den Ausbau der Verteilnetze gering zu halten und trotzdem eine große Anzahl an verteilten PV-Anlagen in den Niederspannungsnetzen zu ermöglichen, empfiehlt es sich die in diesem Projekt beschriebenen Regelungsvarianten einzusetzen.



### Ausgewählte Referenzen

- <sup>1</sup> B. Bletterie, A. Gorsek, A. Abart, M. Heidl, „Understanding the Effects of Unsymmetrical Infeed on the Voltage Rise for the Design of Suitable Voltage Control Algorithms with PV Inverters“, 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 5-9 September 2011, Hamburg; Tagungsband S. 4469-4478, ISBN 3-936338-27-2, DOI 10.4229/26thEUPVSEC2011-6DO.13.6.
- <sup>2</sup> A. Einfalt, A. Lugmaier, F. Kupzog, H. Brunner, „Control strategies for smart low voltage grids: The project DG DemoNet – Smart LV Grid“, Beitrag im Rahmen des CIRED Workshops, 29-30 Mai 2012, Lissabon.
- <sup>3</sup> M. Heidl et al., „morePV2grid – More functionalities for increased integration of PV into grid“, Endbericht zum Projekt als Blue Globe Report des Klima- und Energiefonds, Erneuerbare Energien #6/2013; abrufbar unter: <http://www.klimafonds.gv.at/assets/Uploads/Blue-Globe-Reports/Erneuerbare-Energien/2012-2013/BGR0062013EEneueEnergien2020.pdf>.



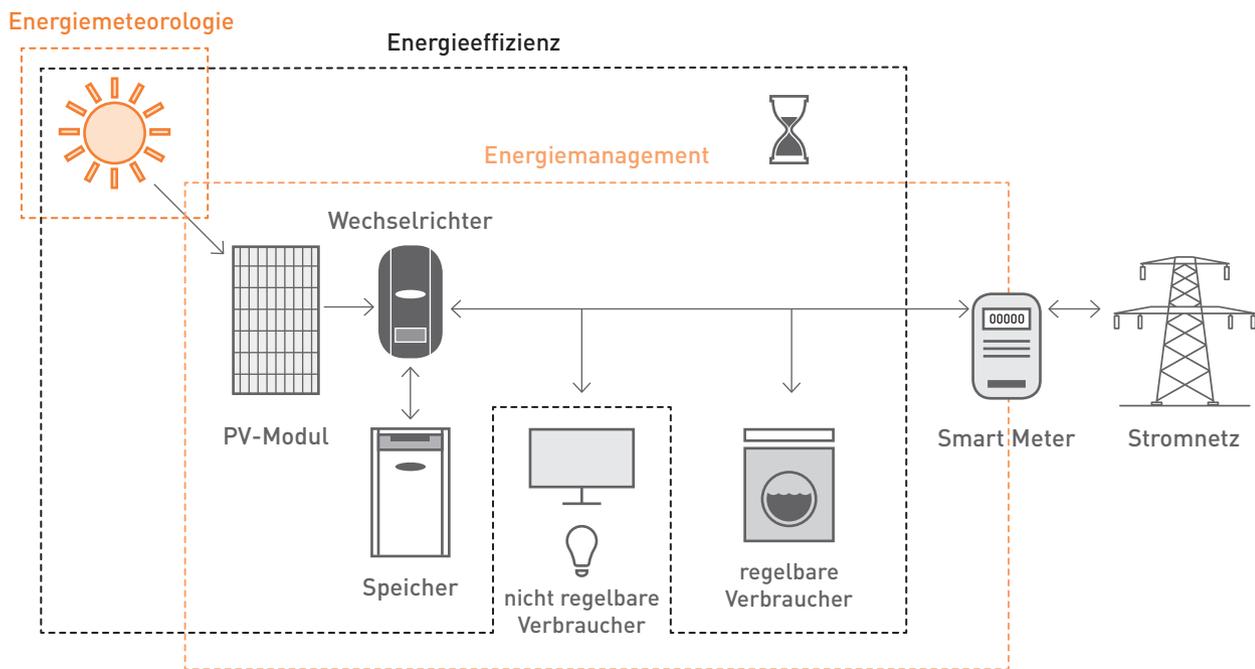


**Projektleitung:**

PHILIPP RECHBERGER  
ASiC - Austria Solar Innovation Center

**Systemkonzept**

ABBILDUNG 1



# EStore-M

Electricity Storage Management

## Problematik

Photovoltaik-Systeme haben auf Grund einer deutlichen Kostenreduktion in den letzten Jahren merklich an Attraktivität gewonnen. Diese PV-Systeme sind oftmals so dimensioniert, dass sie bei Schönwetter unter Tag wesentlich mehr elektrische Energie anbieten als im Haushalt verbraucht werden kann.

Um nun die Energie aus PV-Anlagen vermehrt selbst zu verbrauchen (=Steigerung des Eigenverbrauches), können elektrochemische Energiespeicher eingesetzt werden. Diese stellen einen Zwischenpuffer zwischen dem bereitgestellten PV-Strom und der Energienachfrage dar.

Üblicherweise sind im Haushaltsbereich die meisten Verbraucher nicht direkt regelbar bzw. werden vom Benutzer willentlich ein- und ausgeschaltet. Daneben existieren aber durchaus auch Verbraucher – wie z.B. eine Wärmepumpe – die ohne Komfortverlust für gewisse Zeiten weg- oder zugeschaltet werden können und dadurch einen regelbaren Einfluss auf den momentanen Energieverbrauch ermöglichen.

Die Interaktion des PV-Speichersystems mit dem Stromnetz erfolgt über einen Smart-Meter, wobei dieser gleichzeitig die Systemgrenze für das behandelte Projekt darstellt (Abbildung 1).

Solch ein Systemkonzept mit einer Speichereinheit wird vom Benutzer nur akzeptiert (und finanziert), wenn es dem Betreiber entsprechende Vorteile gegenüber einer „Standard“-Energieversorgung mit einer PV-Anlage bietet. Diese Vorteile können entweder

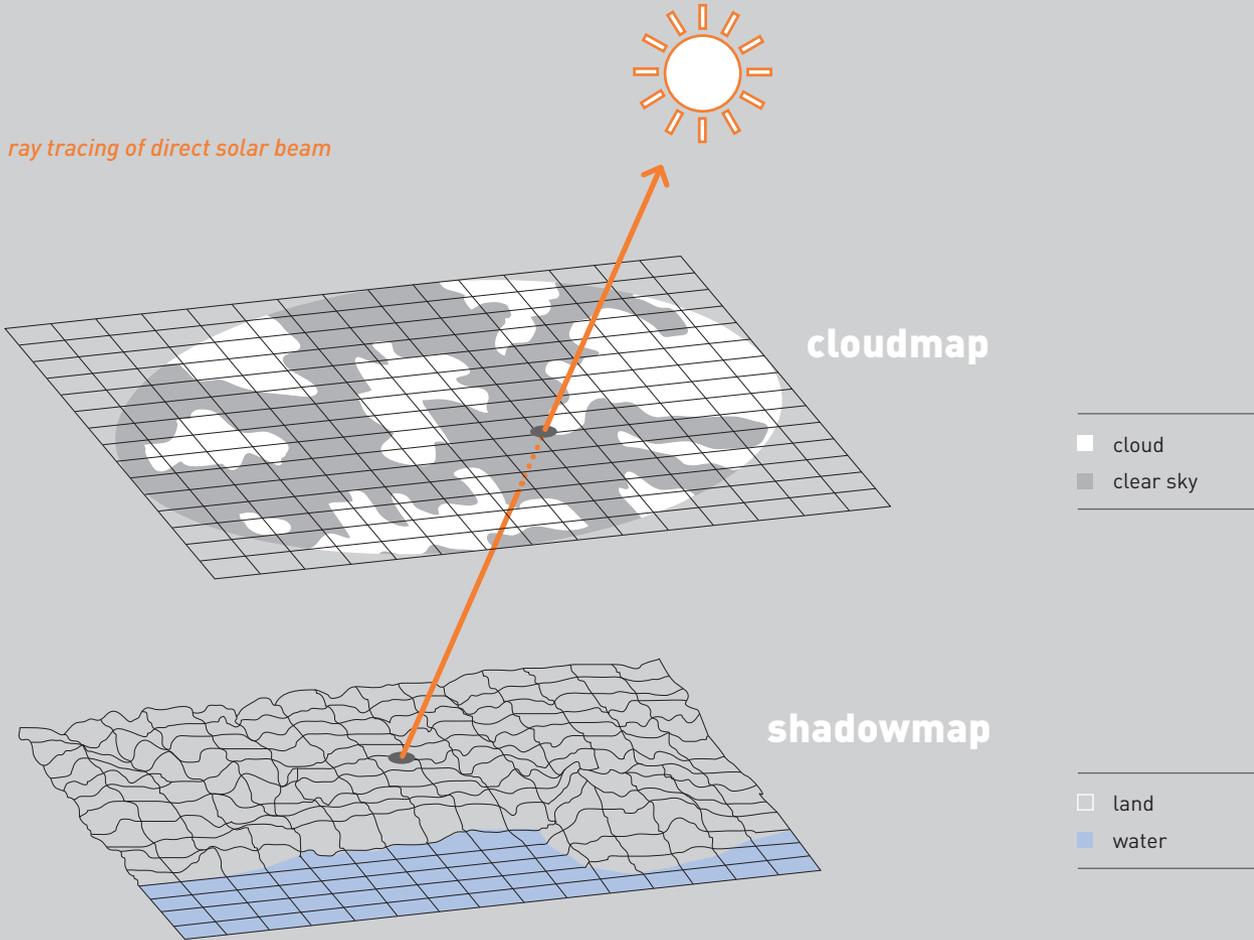
monetär begründet sein (geringe Stromkosten, ...) oder sich auch in einer gewissen Unabhängigkeit vom Stromnetz (hoher Autarkiegrad, erhöhte PV-Eigenverbrauchsrate) niederschlagen.

Um diese Vorteile überhaupt zu generieren, ist als zentrales Element einer PV-Speichieranlage ein so genanntes Energiemanagementsystem unabdingbar, welches die Energieflüsse aufgrund unterschiedlicher Faktoren steuert. Dadurch wird entschieden, ob beispielsweise gerade benötigte elektrische Energie aus dem Speicher entnommen werden soll oder die Versorgung aus dem Netz erfolgt und dadurch die gespeicherte Energie für spätere Aufgaben zurückgehalten wird.

Die Betriebsführung solch eines Energiemanagementsystems erfolgt unter den Gesichtspunkten unterschiedlicher Zielsetzungen: aktuell eingesetzte Regler verfügen dabei im Allgemeinen über sehr einfache Strategien, welche nur ein Ziel (meist Eigenverbrauchserhöhung) abbilden. Für den Nutzer kann dabei nicht immer das gewünschte Optimum (Kosten, Nutzen, Lebensdauer, etc.) erreicht werden, was die Effizienz und Wirtschaftlichkeit des Systems beeinträchtigt. Die Wirtschaftlichkeit derartiger Systeme wird im Allgemeinen auf Basis der Auslegungssituation ermittelt, Schwankungen der Betriebsparameter und Randbedingungen sowie die Fehlfunktion der Anlage können deutliche Effizienzeinbußen verursacht werden.

Nowcasting: Erstellung einer Schattenkarte

ABBILDUNG 2



Einen wesentlichen Faktor bei der Optimierung der Energieflüsse stellt die Wettersituation dar. So ermöglicht die Kenntnis über die zu erwartenden solaren Photovoltaik-Erträge eine deutlich bessere Speicherbewirtschaftung, daneben werden auch Verbraucher (vor allem die Wärmepumpe aber auch Beleuchtung) direkt durch die umgebenden Wetterbedingungen beeinflusst. Die Bearbeitung dieser Wettereinflussfaktoren wird als Energiemeteorologie bezeichnet und stellt eine wesentliche Komponente in diesem Projekt dar.

## Methode

### Energiemeteorologie

In einer Erhebungsphase wird eine Bedarfsanalyse von meteorologischen Daten für die einzelnen Prozesse im Gebäude-, Photovoltaik-, Wärmepumpen- sowie im Speicher- und Betriebsmanagement durchgeführt. Der Schwerpunkt der Analyse wird hinsichtlich historischer Wetterdaten, Echtzeit-Wetterdaten und Vorhersage-Wetterdaten sowie nach der Art der meteorologischen Parameter, zeitlichen und räumlichen Auflösung, geforderten Genauigkeit und optimalen Zeitpunkte der Aktualisierung von Wetterdaten und Prognosen durchgeführt.

Gemäß diesen Anforderungsprofilen werden Wettermodelle für definierte Standorte entwickelt und zwar sowohl für den Vorhersagebereich von 0-240 h als auch für Kurzfristvorhersagen im Zeitraum 0-180 Minuten (Nowcasting). Zum Einsatz werden dabei sogenannte sparse graphical models<sup>(14, 15, 16)</sup> mit einer integrierten Merkmalsauswahl zum Einsatz kommen.

Um überhaupt robuste Regelungssysteme zu erreichen, ist es notwendig, die Prognosemodelle mit Unsicherheitsmodellen/Vertrauensbereichen zu erweitern. Ein Ansatz ist die Verwendung von Methoden aus dem Bereich der Gaussian Process Regression sowie allgemein anwendbarere Modellsensitivitätsanalysen zur Bestimmung von Vertrauensbereichen.

Für das Nowcasting werden neben meteorologischen Modellberechnungen auch Echtzeitwerte von umliegenden Wetterstationen und Fernerkundungstools wie Satelliten-, Kamera- oder Niederschlagsradar Daten verwendet. Insbesondere erfolgt die Verwendung von Sky Cams, welche kurzfristige Änderungen am Prognoseort erkennen lassen (Abbildung 2).

In einer Validierungsphase wird die Vorhersagequalität über einen längeren Testzeitraum ermittelt, die Ergebnisse mit den Anforderungen verglichen und zur Modelladaption herangezogen.

### Regelungskonzept

Das Projekt EStore-M fokussiert auf den Endkunden, dabei werden bisher eingesetzte Algorithmen (Eigenverbrauchserhöhung, größtmögliche Autonomie) unter den Gesichtspunkten verschiedener Anreize (Tarife, Förderungen) weiterentwickelt und für unterschiedliche Szenarien ausgelegt. Besonderer Fokus liegt dabei auf der Notstromversorgung bei Netzausfall, welche besonders kritische Fragen im Hinblick auf Leistungsangebot und nutzbarer Batteriekapazität aufwirft.

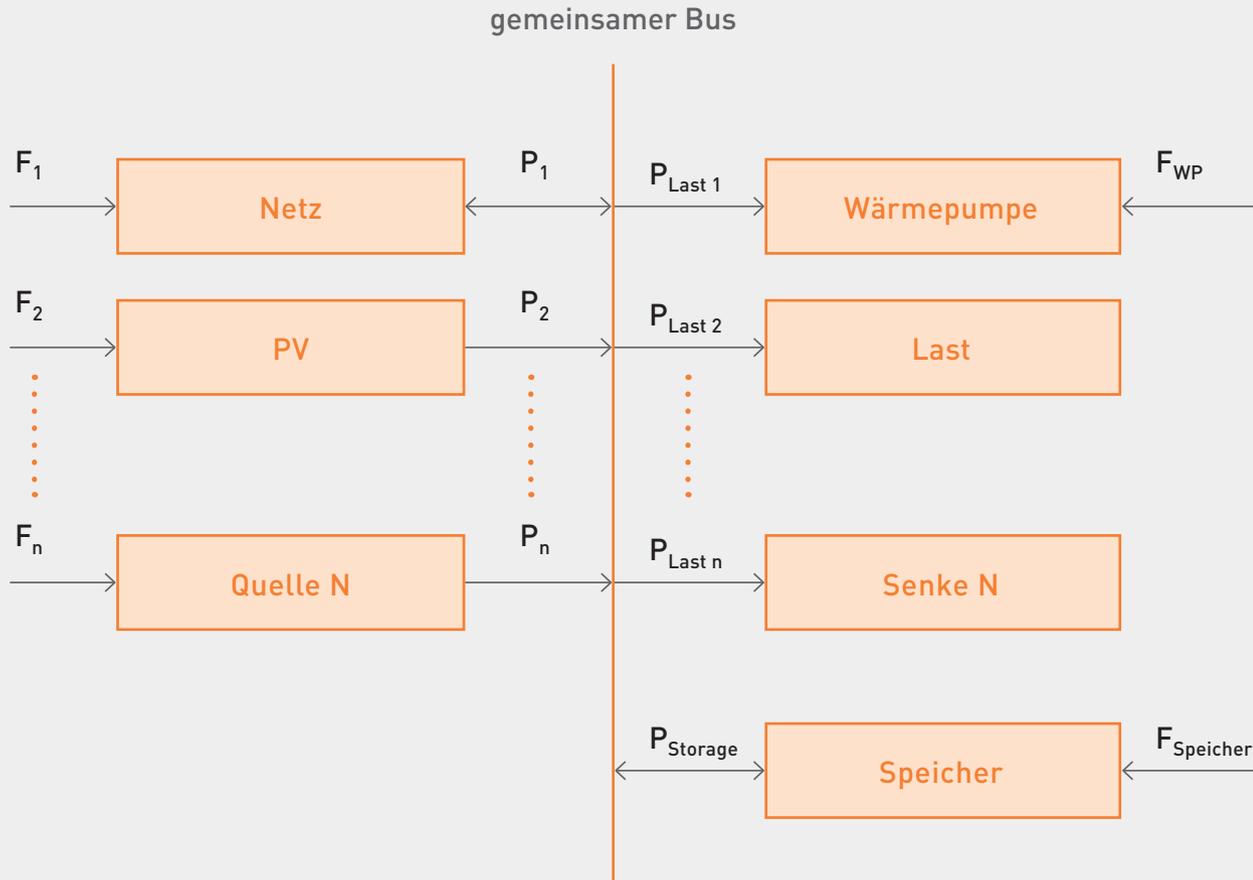
Das Regelungskonzept wird daher eine optimale Steuerung von a) erneuerbaren Energiequellen, b) Energie aus einem Speicher und c) verschiedenen verschiebbaren Lasten (z.B. Wärmepumpen) gewährleisten. Dabei wird die Regelung zyklisch durch einen dynamischen und robusten Algorithmus optimiert, welcher auf Vorhersagen und Unsicherheitsmodelle für zukünftiges Wetter und Benutzerverhalten eingeht. Im Speziellen werden dabei folgende Punkte berücksichtigt:

#### *Benutzerdefinierte Eingaben*

Die Regelung wird mit dem Benutzer interagieren und sich Vorgaben (Komfortbedingungen, technische Beschränkungen) anpassen. Beispielsweise wird ein Input das Verhältnis von Energieeinsparung zu Komfort darstellen (wie in <sup>9)</sup>).

Struktur bei der Energieflussoptimierung (nach <sup>18)</sup>)

ABBILDUNG 3



„Das Energiemanagement von Erzeugern und Verbrauchern im Haushalt stellt keine triviale Aufgabe dar, insbesondere wenn Speicher vorhanden sind und unterschiedlichste Bedingungen erfüllt werden müssen. Nur durch eine gemeinsame Regelung können einzelne Komponenten in Energiesystemen optimal zusammenspielen. Im Projekt EStore-M versuchen wir genau dieses Optimum zu finden, um alle Potentiale vollständig nutzen zu können.“ PROJEKTLEITER PHILIPP RECHBERGER

### *Vorhersage und Unsicherheitsmodellierung*

Der Regler wird periodisch Daten zu Lastbedarf und Wetter sammeln und (dynamische) Vorhersagemodelle adaptieren/trainieren. Durch das Zurückgreifen auf bereits gesammelte Daten können Unsicherheitsfaktoren bewertet werden. Hierfür werden regelbasierte Abhängigkeitsverhältnisse zwischen den Variablen entweder durch Bayessche Netze<sup>10</sup> oder Einflussdiagramme untersucht, welche für die Bildung von robusten Optimierungsproblemen, wie in<sup>11</sup>, genutzt werden können.

### *Robuste dynamische Optimierung*

Da die Vorhersagemodelle dynamische Strukturen aufweisen, wird die optimale Lösung basierend auf Techniken der dynamischen Programmierung<sup>13</sup> entwickelt. Die Basis bieten dabei Ansätze der Energieflussoptimierung („economic dispatch“, optimal power flow“, Abbildung 3).

### **Simulation und Testbetrieb**

Der beschriebene Anwendungsfall (PV, Speicher und verschiebbare Lasten) wird über einen längeren Zeitraum (>1 Jahr) unter der Einbeziehung der gesammelten Zeitreihen und dem entwickelten optimalen Energiemanagement simuliert. Im Wesentlichen werden dabei Leistungsbilanzen aufgestellt, die einen zeitlichen Verlauf der Energieflüsse abbilden.

In einem zweiten Schritt wird ein derartiges System am Teststand nachgebildet. Vorhandene Wärmepumpen mit der gesamten Wärmequellen- und -senkeninfrastruktur werden dabei um PV-Speichersysteme erweitert.

Es erfolgt die Integration des entwickelten optimierten Regelungsalgorithmus. Anschließend werden manuelle und vollständig automatisierte Praxistests über mehrere Wochen detaillierte Messdaten liefern, infolgedessen es ausführliche Vergleiche und Analysen der Ergebnisse geben wird, sowie Evaluierungen der Auswirkungen der Optimierung.

### **Was ist neu im Projekt?**

#### *Integration von Nutzer-Komfort-Ebenen*

Bisher werden Optimierungen vor allem zur Senkung der Energiekosten unter Berücksichtigung eines festgesetzten Energieverbrauchs wie in<sup>5</sup> bzw. <sup>2</sup> durchgeführt. Die entwickelte Regelung wird darüber hinaus Maßnahmen des Demand-Side-Managements durch die Steuerung verschiedener Lasten (bspw. Wärmepumpen) integrieren und dem Nutzer verschiedene Einstellenebenen des Komfortlevels bieten, um flexibel auf dessen Anforderungen reagieren zu können, wie dies in<sup>8</sup> dargestellt ist.

#### *Vorhersagemodelle & -lernen*

Bisher werden Lastprofile meist als fixiert und gegeben angesehen. Da dies in der Realität jedoch nicht der Fall ist, wird das Optimierungssystem Bestandteile zur Integration von Wetter- und Lastprognosen enthalten. Die Notwendigkeit dafür wurde in unterschiedlicher Literatur bereits nachgewiesen<sup>1,7</sup> aber nicht entsprechend berücksichtigt, wie<sup>4</sup> und<sup>5</sup> zeigen.

#### *Unsicherheitsmodelle*

Vorhersagen sind immer mit Unsicherheiten verbunden, welche in bisherigen Arbeiten jedoch oft nur in Form von worst-case Szenarien<sup>6</sup> berücksichtigt werden. In<sup>5</sup> wird beispielsweise auch der Preis als Unsicherheit gesehen. Gerade jedoch Wetter und Benutzerverhalten haben den größten Einfluss auf die Effizienz, weshalb diese Punkte in diesem Projekt durch Unsicherheitsmodelle betrachtet werden.

#### *Erneuerbare Energien und Speicher*

Eine Reihe von Arbeiten hat sich bereits mit der Optimierung von Energiemanagementsystemen im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien und Speichern beschäftigt. Jedoch wurde eine robuste Optimierung unter Berücksichtigung von Prognosen und deren Unsicherheitsfaktoren noch nicht umfassend durchgeführt.



### Ausgewählte Referenzen

- <sup>1</sup> Y. Ozturk, D. Senthilkumar, S. Kumar and G. Lee, „An intelligent home energy management system to improve demand response,“ IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 4, no. 2, 2013.
- <sup>2</sup> M. Boaro, D. Fuselli, F. De Angelis, D. Liu, Q. Wei and F. Piazza, „Adaptive Dynamic Programming Algorithm for Renewable Energy Scheduling and Battery Management,“ Cogn Comput, vol. 5, pp. 264-277, 2013.
- <sup>3</sup> S. Squartini, M. Boaro, F. De Angelis, D. Fuselli and F. Piazza, „Optimization algorithms for home energy resource scheduling in presence of data uncertainty,“ in 2013 Fourth International Conference on Intelligent Control and Information Processing (ICICIP), Beijing, China, 2013.
- <sup>4</sup> F. De Angelis, D. Fuselli, S. Squartini, F. Piazza and Q. Wei, „Optimal Home Energy Management Under Dynamic Electrical and Thermal Constraints,“ IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 9, no. 3, pp. 1518-1527, 2013.
- <sup>5</sup> A. J. Conejo, J. M. Morales and L. Baringo, „Real-time demand response model,“ IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 1, no. 3, pp. 236-242, 2010.
- <sup>6</sup> X. Chen, T. Wei and S. Hu, „Uncertainty-Aware Household Appliance Scheduling Considering Dynamic Electricity Pricing in Smart Home,“ IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 4, no. 2, pp. 932-941, 2013.
- <sup>7</sup> N. Gast, D.-C. Tomozei and J.-Y. Boundec, „Optimal Generation and Storage Scheduling in the Presence of Renewable Forecast Uncertainties,“ vol. 5, no. 3, May 2014.
- <sup>8</sup> P. Du and N. Lu, „Appliance Commitment for Household Load Scheduling,“ IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 2, no. 2, pp. 411-419, 2011.
- <sup>9</sup> J. Martinez-Gil, G. Chasparis, B. Freudenthaler and T. Natschläger, „Realistic user behavior modeling for energy saving in residential buildings,“ in Third International Workshop on Artificial Intelligence Techniques for Power Systems and Energy Markets (IATEM 2014), Munich, 2014.
- <sup>10</sup> J. Robinson and E. Hartemink, „Non-Stationary Dynamic Bayesian Networks,“ in Advances in Neural Information Processing Systems 21, Morgan Kaufmann Publishers, 2009, pp. 1369-1376.
- <sup>11</sup> A. Megretski, „Robustness of finite state automata,“ Lecture Notes in Control and Information Sciences, vol. 289, pp. 147-160, 2003.
- <sup>12</sup> L. P. Hansen and T. J. Sargent, Robustness, Princeton University Press, 2008.
- <sup>13</sup> D. Bertsekas, Dynamic Programming and Optimal Control, Belmont, MA: Athena Scientific, 2000.
- <sup>14</sup> A. Kosorus, M. Zhariy, T. Natschläger, B. Freudenthaler, J. Küng. „On the relevance of graphical causal models for failure detection for industrial machinery?.“ In R. Moreno-Díaz, F. Pichler, A. Quesada-Arencibia (editors), Computer Aided Systems Theory - EUROCAST 2013, Revised Selected Papers, Part I, Lecture Notes in Computer Science, volume 8111, pages 174-181, Springer, December, 2013.
- <sup>15</sup> Lee, Jason D. and Hastie, Trevor J., Learning the Structure of Mixed Graphical Models, Journal of Computational and Graphical Statistics, DOI: 10.1080/10618600.2014.900500, 2014.
- <sup>16</sup> Chen S, Witten D, and A Shojaie (2013) Selection and estimation for mixed graphical models, <http://arxiv.org/abs/1311.0085>, to appear in Biometrika.
- <sup>17</sup> Kleissl, J. et al.: Solar Forecasting and Grid Integration: Recent Work at UC San Diego. In: Proceedings of Solar 2013, Baltimore, 2013.
- <sup>18</sup> G. Steinmaurer, „Optimale Steuerung von Leistungsquellen mit Zwischenspeicher,“ VDI-Verlag, ISBN: 978-3-18-513008-3

### *Adaptive und robuste Optimierung*

Der entwickelte Regelungsalgorithmus wird eine Optimierung integrieren, welche über die kürzlich entwickelte adaptive dynamische Programmierung<sup>2,3</sup> hinausgeht, indem die oben beschriebenen Komponenten ebenfalls berücksichtigt werden. Insbesondere durch die Berücksichtigung von Unsicherheitsformulierungen können robuste Lösungen entwickelt werden, welche über Standard-Worst-Case Szenarien hinausgehen.

### **Ergebnisse**

*Welche Ergebnisse sind nach dem Ende des Projektes zu erwarten?* Ziel des Projektes ist ein innovatives Regelungskonzept für elektrische Energiesysteme

mit Speicher mit dynamischer Optimierung, wobei auch Wetter- und Bedarfsprognosen in die Strategie der Betriebsführung eingebunden werden. **Diese weiterentwickelten meteorologischen Prognosemethoden werden zwar anforderungsspezifisch für das gegenständliche Systemkonzept „Photovoltaik mit Energiespeicher“ konzipiert, dienen aber allgemein der Abschätzung von kurzfristigen Vorhersagen des Energieertrages von erneuerbaren Energiequellen.**

Neben dem Regelungskonzept wird am Ende des Projektes erstmals eine Energieeffizienzanalyse auf Basis von Simulationsdaten vorliegen, die eine Auskunft über die Lebensdauer von elektrischen Energiesystemen inklusive einem Monitoringkonzept ermöglicht.

### **DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT**

- EStore-M erlaubt, die Energieeffizienz von Energieumwandlungsanlagen in Haushalten zu steigern. Dadurch können zum einen Emissionen aber auch Ausgaben für Energiedienstleistungen der Bewohner reduziert werden. Nachhaltige Verbesserungen hinsichtlich Umwelt und Gesellschaft sind die Folge.
- Die Qualität von Wetterprognosen hat sich in den letzten beiden Jahrzehnten entscheidend verbessert. Durch die Implementierung angepasster Vorhersagen in Energiesystemen kann dieser Fortschritt auch anwendungsorientiert genutzt werden.
- Das Projektteam besteht aus zwei Partnern aus Forschung und Entwicklung und drei Unternehmen aus der Wirtschaft. Damit sind sowohl die notwendige wissenschaftliche Kompetenz aus auch langjährige praktische Erfahrung und Kenntnis in einem breiten Feld der erneuerbarer Energietechnologien vertreten. Neben der Intensivierung der Zusammenarbeit ist dies die wesentliche Grundlage für einen erfolgreichen Projektverlauf.



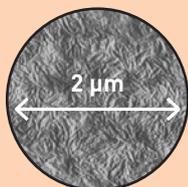
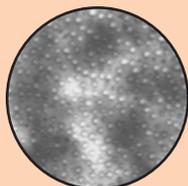


**Projektleitung:** UNIV.-PROF. DR. R. W. LANG  
 Johannes Kepler Universität Linz  
 Institut für Polymerwerkstoffe und Prüfung

**Solarelectrical Systems based on Polymeric Materials**  
**Novel Polymeric Encapsulation Materials for PV Modules**

ABBILDUNG 1

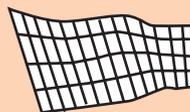
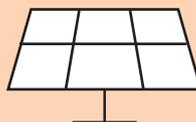
**WP-01: PERFORMANCE AND TEST METHODS**



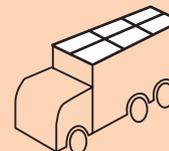
Encapsulation  
Materials



Encapsulation  
Films



Rigid and flexible  
PV Modules



Integrated  
PV System

WP-02: EMBEDDING FILMS

WP-03: BACKSHEETS AND FRONTSHEETS

WP-04: RIGID MODULES

WP-05: FLEXIBLE MODULES

# SolPol-3

Solar-electrical Systems based on Polymeric Materials - Novel Polymeric Encapsulation Materials for PV Modules

Die Photovoltaik-Industrie befindet sich seit nunmehr zehn Jahren in einer außergewöhnlich dynamischen Wachstumsphase, die sie vor große Herausforderungen im Zusammenhang mit der stetig steigenden Marktnachfrage stellt. Eine der wesentlichen technologischen Herausforderungen, die es zu lösen gilt, hat mit dem Einsatz von neuartigen Polymerwerkstoffen für die PV-Zellen-Einkapselung und die damit im Zusammenhang stehenden Verfahren zur PV-Modul-Produktion zu tun.

Für österreichische Unternehmen ergeben sich hervorragende Möglichkeiten an dem stark wachsenden weltweiten PV-Markt zu partizipieren. Basierend auf den verfügbaren wissenschaftlichen und industriellen Kompetenzen auf dem Gebiet der PV- und Kunststoff-Technologien in Österreich wurden im Rahmen des Projektes SolPol-3 folgende übergeordnete Ziele verfolgt:

1 – Nachhaltige Stärkung der Position der österreichischen PV-Industrie durch Vernetzung der industriellen Kompetenzen führender österreichischer PV- und Kunststoff-Unternehmen mit der Expertise führender österreichischer Forschungseinrichtungen aus dem PV- und Kunststoff-Bereich.

2 – Unterstützung und Impulsgebung für polymer-basierende Produktinnovationen für unterschiedliche Typen von PV-Modulen durch den Einsatz neuartiger Einkapselungsmaterialien mit verbesserter Anwendungs-Performance bei gleichzeitig verbesserten Verarbeitungseigenschaften und daraus resultierenden Kostenreduktionen.

Zur Erreichung dieser Gesamtzielsetzung wurde das gegenständliche industrielle Forschungsprojekt von einem Partnerkonsortium bestehend aus 7 Unternehmenspartnern und 3 wissenschaftlichen Partnern durchgeführt. Die technologischen Hauptziele des Projektes lagen einerseits in der Entwicklung neuartiger Polymermaterialien für die Einkapselung von Solarzellen (Einbettmaterialien und Rückseitenfolien), andererseits in der Entwicklung verbesserter und kosteneffizienter Verarbeitungsverfahren für diese Einkapselungsmaterialien zur Herstellung von PV-Modulen. Für diese Ziele wurden zudem die notwendigen prüftechnischen und analytisch-experimentellen Voraussetzungen entwickelt und implementiert. Das Forschungsprogramm des Projektes war in insgesamt 5 Arbeitspakete gegliedert:

- WP-01 Leistungsanforderungen und Prüfmethoden für polymere Einkapselungsmaterialien
- WP-02 Neue Polyolefin-basierende Einbettfolien mit optimierter Verarbeitbarkeit/Performance
- WP-03 Kontinuierlich hergestellte mehrlagige Rückseiten- und Frontseiten-Folien aus fortschrittlichen Kunststoff-Compounds
- WP-04 Starre PV-Module mit neuen Einkapselungsmaterialien
- WP-05 Semi-flexible und flexible PV-Module mit neuen Einkapselungsmaterialien

Wesentliche Synergieeffekte entstanden aus der Mit-einbeziehung und interdisziplinären Zusammenarbeit



„Kunststoffe bieten ein hohes Innovationspotenzial für Solartechnologien. Sie werden zur bedeutendsten Materialklasse und treibenden Kraft künftiger solartechnischer Entwicklungen und zum Motor ihrer steigenden Marktdurchdringung.“

PROJEKTLEITER UNIV.-PROF. DR. R. W. LANG

führender österreichischer Forschungseinrichtungen und Unternehmen auf dem PV-Sektor und auf dem Gebiet der Kunststoffe. So wurden Anwendungs- und Markt-Kompetenz der industriellen Partner in idealer Weise mit dem wissenschaftlichen Ansatz und den wissenschaftlichen Kompetenzen der Forschungseinrichtungen verknüpft. Basierend auf diesem industriellen und wissenschaftlichen Hintergrund wurde durch dieses Projekt ein einzigartiges Potential zur Stärkung der österreichischen Industrie im rasch wachsenden Markt der Photovoltaik geschaffen.

Folgende Ergebnisse bzw. Highlights wurden in dem insgesamt 3,5-jährigen Projekt (inkl. 6-monatiger Projektverlängerung), sowohl auf die Gesamtzielsetzungen von SolPol-3 als auch auf die Zielsetzungen der einzelnen Arbeitspakete bezogen, erzielt.

### **1. Implementierung eines Methodenspektrums zur Charakterisierung von polymeren PV-Einkapselungsmaterialien und Erstellung eines umfangreichen Datenkatalogs für kommerzielle und potenzielle PV-Einkapselungsmaterialien**

Ein zentrales Problem der Photovoltaik aus polymerwissenschaftlicher Sicht ist die mangelnde Verfügbarkeit und Vergleichbarkeit von physikalischen und physikalisch/chemischen Kenndaten zu in der Photovoltaik genutzten Polymerwerkstoffen und -halbzeugen. Dies liegt einerseits am (teilweise) mangelnden Verständnis für Polymerwerkstoffe in der Photovoltaik-Industrie, andererseits am Fehlen von

präzise und quantitativ definierten Leistungsanforderungen auf Werkstoff- und Halbzeugebene sowie der zugehörigen Prüfmethode samt Prüfbedingungen.

In WP-01 wurde zunächst ein aussagekräftiges Methodenspektrum zur gezielten und systematischen Charakterisierung von Polymerwerkstoffen für die Photovoltaik (Einbettung, Front- und Rückseitenmaterialien) definiert und implementiert, das Methoden zur Basischarakterisierung (thermische, optische, mechanische Charakterisierung), zur detaillierten werkstofflichen Analyse (hochauflösende IR- und Raman-Mikroskopie und Hochdruck-Flüssigchromatographie und Methodenkopplungen für die Stabilisatoranalytik) und zur kontaktlosen Bestimmung von Alterungsindikatoren (Fluoreszenzspektrometrie; gekoppelte Ramanspektroskopie und dynamische Differenzkalorimetrie (DSC)) umfasst.

In Interaktion der Arbeitspakete WP-01 (Prüfmethode) mit den Arbeitspaketen WP-02 (Einbettungsmaterialien) und WP-03 (Front- und Rückseitenmaterialien) wurden im ersten Projektjahr insgesamt 47 unterschiedliche Polymerformulierungen für die PV-Einbettung und insgesamt 30 unterschiedliche Compounds/Halbzeuge für PV-Front- und Rückseiten untersucht. Die Auswahl der kommerziell bereits eingesetzten und verfügbaren Folien-Halbzeuge (ein- und mehrlagig) erfolgte systematisch und umfassend nach Polymerklassen und beinhaltete Einbettungsmaterialien (EVA, PVB, PUR, TPSE, Ionomer, Polyolefin), Frontseitenfolien (ETFE,

FEP, ECTFE, PMMA/PP/PET) und Rückseitenfolien (TPT, FPE, AAA, APA, PET). Damit verfügt das Konsortium über den weltweit wohl umfangreichsten und einzigartig harmonisierten Datenkatalog zu derartigen Materialien. Gleichzeitig war und ist dieser Datenkatalog eine wesentliche Grundvoraussetzung für die Bewertung nachfolgender und künftiger Materialkandidaten für derartige Anwendungen.

## 2. Modellierungs- und Simulationsmethoden zur Optimierung von Einkapselungsmaterialien für Photovoltaik-Module

Während zur Optimierung von Solarzellen eine Reihe von Simulationsmethoden entwickelt und implementiert wurde, standen zu Beginn des Projekts für die Bestimmung der Anforderungsprofile an Einkapselungsmaterialien für PV-Module kaum Simulationswerkzeuge zur Verfügung. Die Bestimmung der erforderlichen Eigenschaftsprofile für Einkapselungsmaterialien erfolgte daher weitgehend über empirische Ansätze durch experimentelle Charakterisierung kommerziell verwendeter Einbettungs-, Frontseiten- und Rückseitenfolien. Die experimentell-empirische Herangehensweise ergab allerdings weite Spannen für die erforderlichen Eigenschaften, die keine systematische Optimierung und Sensitivitätsanalyse der unterschiedlichen Einflussfaktoren erlaubten. Daher wurden im Projekt Modellierungs- und Simulationsmethoden zur Optimierung von Einkapselungsmaterialien für Photovoltaik-Module entwickelt und implementiert. Dazu wurde ein eindimensionales Simulationsprogramm zur Lösung der Wärmeleitungsgleichung in PV-Zellen adaptiert und durch signifikant durch strahlungstechnische Kennwerte und Parameter erweitert. Durch die Absorption in den Einkapselungsmaterialien kommt es zu einer ortsabhängigen Energiedissipation und Temperaturerhöhung im Modul, die wesentlich von den wärmetechnischen Kennwerten Wärmeleitung, Wärmekapazität und Wärmestrahlungsabsorption abhängig ist.

Das implementierte Simulationsprogramm wurde für eine systematische Parametervariation an einem Referenzmodul (starres PV-Modul mit Glas/Rückseitenfolie-Aufbau) angewendet. Dabei wurden die Inputparameter Lichtabsorptionskoeffizient und Wärmeleitung des Einbettungsmaterials in weiten Bereichen variiert und die Effekte auf die absolute Leistung des Referenzmoduls untersucht. Die Variationsrechnungen zeigten, dass die Erhöhung der für Kunststoffe üblichen Wärmeleitfähigkeitswerte von etwa  $0,2 \text{ W/(mK)}$  um den Faktor 2 zu einer Leistungssteigerung des Moduls von etwa  $0,07 \%$  führt.

## 3. Neuartige Olefin-basierende Polymerwerkstoffe für die Einbettung von Solarzellen und für Rückseitenfolien

Ein zentrales Problem der Photovoltaik ist die Verfügbarkeit von großserien- und massenfertigungstauglichen Technologien für die Modulherstellung. Dreh- und Angelpunkt sind kosteneffiziente Einkapselungsmaterialien, die mit kontinuierlichen Verfahren hergestellt und mit kurzen Zykluszeiten verarbeitbar sind. In WP-02 und WP-03 wurden eine Vielzahl von Werkstoffformulierungen erstellt, Compounds und Folienhalbzeuge gefertigt und in Wechselwirkung mit den Modularbeitspaketen WP-04 und WP-05 zu Musterlaminaten und Kleinmodulen verarbeitet. Den Aufbau und die chemische Struktur der Werkstoffe betreffend wurde stringent auf eine möglichst kosteneffiziente Rohstoffbasis geachtet. Neben technischen Kunststoffen auf Basis von halogenfreien CHO- und CHON-Polymeren wurden vorrangig neuartige Kohlenwasserstoff(CH)-basierende Polymerwerkstoffe entwickelt, Legierungen und Blends hergestellt und untersucht. Durch systematischen Abgleich mit den in WP-01 erstellten Leistungsanforderungen und daraus abgeleiteten erforderlichen Eigenschaftsprofilen wurde eine kontinuierliche Bewertung, Selektion und Optimierung der Werkstoffe vorgenommen.

Folgende Werkstoffe und Halbzeuge auf Basis von Olefinen kristallisierten sich als besonders vielversprechend für die Einbettung von Solarzellen und für Rückseiten-folien heraus:

- Silan-vernetzende polare Polyolefin-Formulierungen als Einbettungsmaterialien
- Polare Polyolefin- Einbettungsmaterialien mit funktionalen ionisierten Gruppen (Ionomere)
- Extrudierte Rückseitenfolien auf Basis von Polyolefin-Formulierungen (Copolymere und -Legierungen (Blends)) mit Oberflächen-funktionalisierung (Primer)
- Extrudierte Rückseiten- und Einbettungsfolien auf Basis von olefin-modifizierten Polyamiden
- In-line-laminierte Hybridrückseitenfolie auf Basis eines Polyolefin/Glasgewebe/Aluminium Werkstoffverbundes mit Einbettungsschicht und Witterungsschutzschicht.

#### 4. Neuartige starre PV-Module mit physikalischer Einbettung und Hybridrückseitenfolie

Konventionelle Glas/Folie-PV-Module sind asymmetrische Lamine, bei denen die Solarzelle nicht in der neutralen Faser liegt und daher bei Biegebelastungen Zug/Druck-Wechselspannungen ausgesetzt sind. Dies bedingt eine mechanische Schädigung der spröden Solarzelle (Mikrorisse) und damit einhergehend Leistungseinbußen. Deutliche Verbesserungen wären durch symmetrischere Aufbauten und vergleichbare Ausdehnungskoeffizienten der Einkapselung auf Vorder- und Rückseite möglich. Zur Lösung dieses Problems wurde in SolPol-3 eine neuartige Hybridrückseitenfolie entwickelt, die sich durch hohe Steifigkeits- und Festigkeitswerte, geringere temperaturabhängige Ausdehnungskoeffizienten und eine Hochbarrierewirkung auszeichnet. Für die Lamination wurden physikalisch-vernetzende Polyolefin-Formulierungen erarbeitet, die bei besseren Gebrauchseigenschaften auch eine signifikante Reduktion der Prozesszeiten erlauben.

Mit diesen Einkapselungsmaterialien wurden neuartige starre PV-Module realisiert, die letztlich auch upgescaled wurden und für die eine ausgezeichnete Gesamtperformance nachgewiesen wurde. In weiterführenden Arbeiten wird die Behebung und Lösung identifizierter Defizite (Isolationseigenschaften, Laminationstemperatur und Benetzung der Zellkomponenten) angestrebt, sodass als Voraussetzung für die kommerzielle Umsetzung die Bauartzulassung erreicht wird. Die neuartigen Rückseitenlamine bieten auch hohes Potenzial für dünnere Module mit reduzierter Frontglasdicke.

#### Ausblick

Im Rahmen der einzelnen Arbeitspakete konnten deutliche Fortschritte in der Entwicklung und Austestung neuartiger polymerer Einkapselungsmaterialien erzielt werden. Die künftigen Aktivitäten der Unternehmenspartner betreffend sind vor allem folgende Kommerzialisierungsbestrebungen zu nennen:

- APC: Vermarktung des Know Hows im Bereich funktionaler Compounds und Blends aus Ethylen-Copolymeren und Polyamiden
- Borealis: Bemusterung und Vorqualifikations-tätigkeiten mit PV-Modulherstellern (neuartige polare Polyolefin-Formulierungen)
- Kioto: Implementierung und Anpassung von Qualitätssicherungsmaßnahmen, die jetzigen Produktlinien betreffend (Spezifizierung, Zertifizierung, Quality Assurance)
- Lenzing: Weiterentwicklung, Vorqualifizierung und Bemusterung der Hybridrückseitenfolie und der Ionomer-Einbettungsfolien
- PerkinElmer: Portfolio-spezifische Produktlinien inkl. Bewerbung für die PV-Industrie und Forschungseinrichtungen
- Sunplugged: Bauartzulassung für semi-flexible PV-Module mit Hybridsubstrat und Schutzrechte für flexible PV-Modulaufbauten mit defektfreier Laminierbarkeit

Das Forschungskonsortium insbesondere die wissenschaftlichen Projektpartner sind bestrebt die erarbeiteten Erkenntnisse in weiteren kooperativen Forschungsprojekten zu nutzen. Was die thematische Ausrichtung derartiger künftiger Projekte betrifft, fließen neben den erzielten Projektergebnissen insbesondere die Erkenntnisse des vom bmvit beauftragten

Projektes „Recherche der Einsatzmöglichkeiten von Polymerwerkstoffen in den Bereichen Photovoltaik und Windkraft“ ein. Darüber hinaus laufen Bestrebungen die erarbeiteten Kompetenzen auf dem Gebiet der Einkapselung von PV-Zellen in Anwendungsgebieten mit ähnlichem Anforderungsprofil zu nutzen.

### DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Ein zentrales Problem der Photovoltaik ist die Verfügbarkeit von großserien- und massenfertigungstauglichen Technologien für die Modulherstellung.
- Derzeit eingesetzte Verfahren der Modulherstellung sind diskontinuierlich mit langen Zykluszeiten bei der Lamination.
- Weitere Schwachstellen der aktuellen Modultechnologie liegen bei hochpreisigen Fluorpolymeren für die Rückseitenabdeckung und chemisch-vernetzenden Ethylen-Copolymere (EVA) für die Einbettung der Solarzellen.





**Projektleitung:** DR. ANDREAS ABART  
Energie AG OÖ Netz GmbH

**Integration von PV-Anlagen durch aktive Regelung von Niederspannungsnetzen: Feldtest Eberstalzell**



## DG DemoNet - Smart LV Grid

---

Die zunehmende Dichte an Photovoltaikanlagen in Mittel- und Niederspannungsnetzen sind aktuell eine der wichtigsten Herausforderungen für Verteilernetzbetreiber. Insbesondere in ausgedehnten ländlichen Netzen können wegen zu hoher Spannungsanhebung nur wenige Erzeugungsanlagen betrieben werden.

Alternativ zu teuren Netzverstärkungen wurden für vier Demonstrationsnetze in Oberösterreich und Salzburg als Alternative Smart Grid bzw. auf Smart Metering Systemen basierende Verfahren für Monitoring und Spannungsregelung entwickelt. Die Spannung kann am Ortsnetztransformator durch einen Stufensteller, sowie durch Blind- und Wirkleistungsregelungen an den Wechselrichtern, oder ausgewählten Verbrauchern in den Strängen beeinflusst werden. In den vier Demonstrationsnetzen werden unterschiedliche Komplexitätsstufen und kommunikationstechnische Lösungen angewendet.

### **Ausgangssituation Dezentrale Erzeugungsanlagen: Die aktuelle Herausforderung an Verteilernetze**

Der drohende Klimawandel sowie die Zielsetzungen die Energieunabhängigkeit zu erreichen und gleichzeitig durch eine führende Rolle in der Technologieentwicklung Impulse für die europäische Wirtschaft zu schaffen sind die wesentlichen Treiber der europäischen Klima- und Energiepolitik. Nach 20 Jahren mit hohen Förderungen werden nun abhängig von den Endverbraucherkosten für elektrische Energie und Netznutzung marktfähige dezentrale Erzeugungsanlagen angeboten. Im Netzgebiet der Energie AG Oberösterreich (450.000 Netzbenutzer) wurden bis

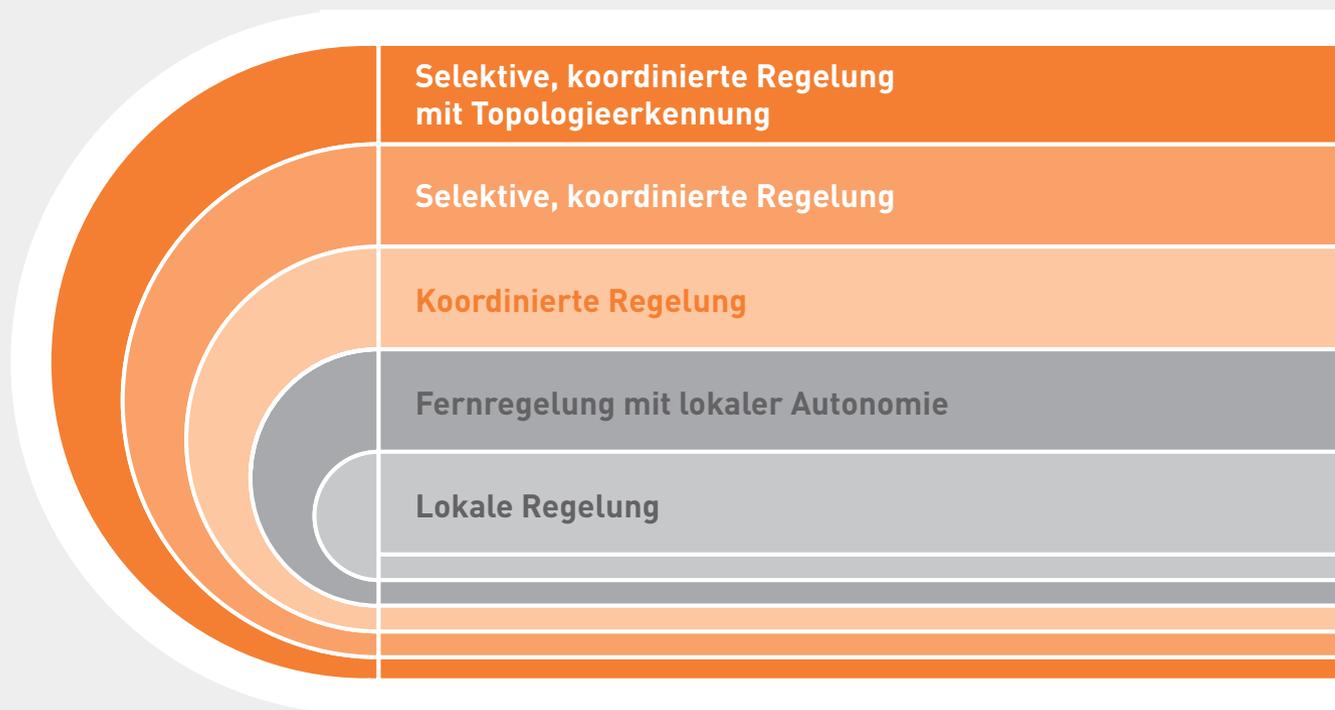
2010 ca. 1500 Anlagen mit insgesamt 8,5 MWp angeschlossen. Auf einen Zuwachs von 40 % im Jahr 2010 folgte im Jahr 2011 100% Zuwachs und seither werden jährlich ca. 30 MWp (3000 Anlagen) angeschlossen. Im Sommer 2015 erzeugen rund 13.000 Anlagen mit insgesamt 110 MWp etwa 1,5 % der Jahresabgabe.

Mit zunehmender Anlagendichte gerät jedoch auch die Auslastung der Netze an die Grenzen. Urbane Netze mit hoher Verbraucherdichte und geringen Stranglängen sind üblicherweise durch den zulässigen Dauerstrom der Betriebsmittel eingeschränkt. Netze mit längeren Strängen dagegen sind durch die über Leitungswiderstände gegebenen Spannungsabfälle durch Last bzw. -anhebung durch Erzeugung begrenzt nutzbar. Die durch die Einspeisung verursachte Spannungsanhebung führt bei sehr starker Verbreitung der PV-Anlagen vielerorts zu Überschreitung des in der EN 50160 angegebenen oberen Randwertes der Spannung von 253V (UN +10%).

Wechselrichter werden durch eine Überwachungsschaltung bei Überschreiten von definierten Spannungsgrenzen automatisch abgeschaltet. Vor Errichtung einer PV-Anlage wird auf Anfrage an den zuständigen Netzbetreiber von diesem der technisch geeignete Anschlusspunkt bestimmt. Um Spannungsüberschreitungen zu vermeiden, kann dieser auch entfernt von der geplanten Erzeugungsanlage sein, sodass eine Baumaßnahme mit teilweise erheblichen Kosten erforderlich wird. In der Regel werden solche Anlagen auf Grund der für den Errichter gegebenen Unwirtschaftlichkeit nicht realisiert.

## Stufen der Regelung im Projekt DG DemoNet Smart LV Grid

ABBILDUNG 1



„Die Energiewende ist die Sicherung der Zukunft. Heute besteht auf Basis eines gut ausgebauten Energiesystems die Chance schrittweise zu lernen wie wir dieses in ein nachhaltiges System weiterentwickeln können. Die Wirtschaftlichkeit spielt dabei eine bedeutende Rolle, da die technische Nachhaltigkeit nur gesichert ist, wenn sie klar erkennbare wirtschaftliche Vorteile bringt. Neue Technologien, wie etwa Smart Metering bieten viele Möglichkeiten ohne zusätzliche Systeme Informationen aus dem Netz für Planung und Betrieb effizienter Netze zu gewinnen.“ PROJEKTLEITER EBERSTALZELL

## Erweiterte Nutzung des Stromnetzes durch IKT statt Ausbau

In Ortsnetzen in denen durch den Betrieb von PV-Anlagen die Spannung zu sehr angehoben wird, müssen Leitungen durch solche mit niedrigerer Impedanz (meist Kabel statt Freileitung) ersetzt werden, Stränge durch zusätzliche Leitungen aufgeteilt werden oder im ungünstigsten Fall eine zusätzliche Transformatorstation errichtet werden. Den teilweise sehr hohen Kosten für diese Ausbaumaßnahmen steht jedoch kein Zuwachs auf Seiten der Tarife für die Nutzung des Netzes gegenüber. Im Gegenteil: etwa 15-40% der erzeugten Energie einer 5-kWp-Anlage können von Netzbenutzern, die eine Erzeugungsanlage mit Überschusslieferung betreiben, ohne anfallende Netzentgelte selbst verbraucht werden. Dieser Eigenverbrauch wirkt in bestimmten Situationen lokal netzentlastend, kann aber, weil die Solarerzeugung nicht täglich gesichert ist, nicht eingeplant werden. Die Kosten für Netzausbaumaßnahmen und die durch Eigenverbrauch verminderte Zahlung von Netzkosten führen langfristig jedenfalls zu höheren Netztarifen für alle Kunden. Um das zu vermeiden müssen Möglichkeiten gefunden werden die bestehenden Netze erweitert zu nützen. Die im Folgenden angeführten Methoden werden im Projekt DG DemoNet Smart LV Grid entwickelt. Das im März 2011 begonnene Projekt wird wissenschaftlich vom Konsortialführer AIT (Austrian Institute of Technology) sowie dem Institut für Computertechnik und der Energie Economy Group an der TU Wien bearbeitet. 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). Von den Netzbetreibern Salzburg Netz, Energie AG Oberösterreich Netz GmbH, Strom Netz GmbH Linz wurden vier Demonstrationsnetzabschnitten mit einer Dichte von PV-Anlagen, wie sie für das Jahr 2020 erwartet wird errichtet. In diesen Netzen beginnt ab Sommer 2013 der Probebetrieb und die Evaluierungs-

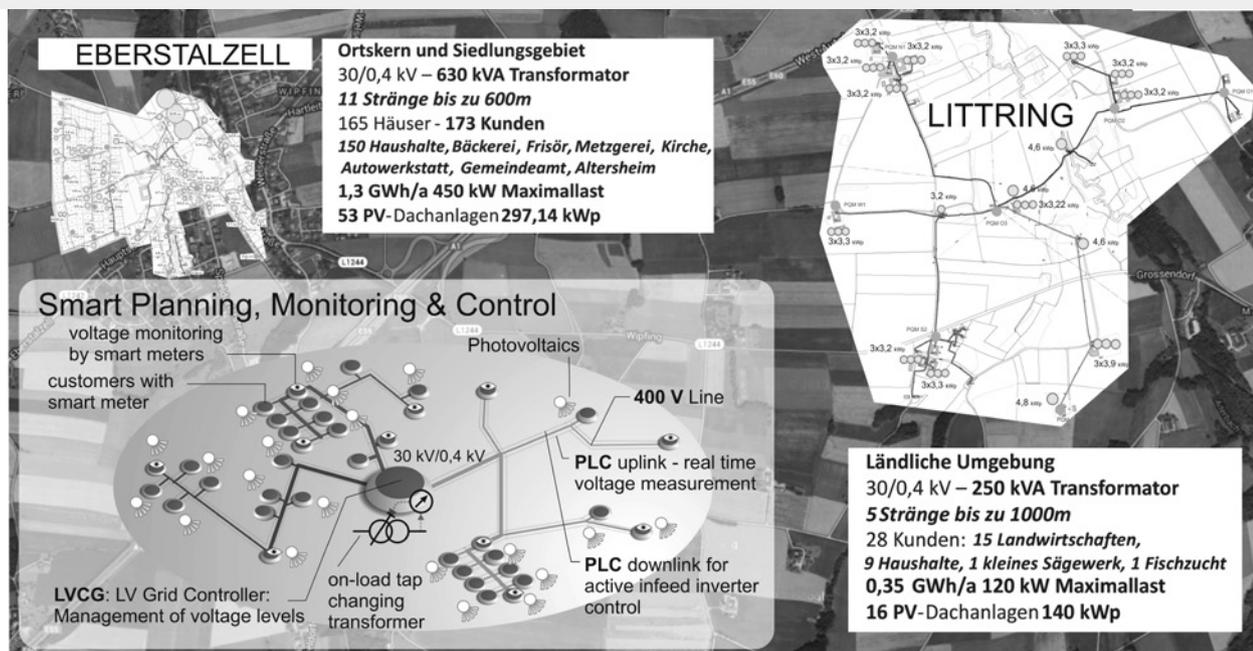
phase. Die hohe Anzahl von PV Anlagen in den DemoNetz-Gebieten konnten durch Sonderförderprogramme vom Land Oberösterreich und Land Salzburg erreicht werden. Die wissenschaftliche Arbeit, wie auch die erforderlichen Investitionen, werden durch Förderungen vom Österreichischen Klima- und Energiefonds ermöglicht.

### „Smart Planning“

Niederspannungsnetze werden bis dato nach sehr einfachen Verfahren, basierend auf Lastschätzungen geplant. Elektroinstallateure müssen im Rahmen der Anschlussvereinbarung besondere Betriebsmittel bekanntgeben. PV-Anlagen, Elektromobilität und andere neu aufkommende relevante Betriebsmittel müssen zur Sicherstellung der Spannungsqualität in den Planungsprozess gut integriert werden. Besonders zu beachten sind dabei große einphasige Leistungen. Betriebsmittel die neu auf den europäischen Markt gebracht werden sind in der Regel einphasig, da in vielen Ländern Kundenanlagen nur einphasig angeschlossen sind. An einphasigen Leitungen verursachen Lasten oder Erzeugungsleistungen im Vergleich zu dreiphasigen Leitungen die 5-6 fache Absenkung oder Anhebung der Spannung. Viele kleine einphasige Verbraucher verteilen sich in der Regel relativ gleichmäßig auf die drei Phasen. Diese Verteilung aber tatsächlich zu überwachen würde sowohl eine Einflussnahme auf die Kundenanlagen als auch eine diesbezügliche Administration und Überwachung notwendig machen. Da eine Solche praktisch undurchführbar ist, wird in der Planung davon ausgegangen, dass sich eine gleichmäßige Verteilung in der Praxis zufällig ergibt. Im Allgemeinen hat sich das in den vergangenen Jahrzehnten bewährt. PV-Anlagen oder E-Mobilität lassen auf Grund ihrer hohen Leistungen und kritischer Gleichzeitigkeit erwarten, dass Auslastungsgrenzen erreicht werden. Die Kernfrage ist, wie viele PV-Anlagen oder Elektroautos können an bestehende Niederspannungsnetze tatsächlich angeschlossen werden? Aus den Erkenntnissen des Projekts

## Feldtestgebiet in Eberstalzell und Littring

ABBILDUNG 2



DG DemoNet Smart LV Grid wurden Netzplanungsansätze zur optimierten Netznutzung entwickelt.

### „Smart Monitoring“

Eine individuell an einzelne Ortsnetze angepasste optimierte Nutzung kann durch Monitoring erzielt werden. Smart Meter sind dabei geeignete Messinstrumente in den Kundenanlagen. Sind diese entsprechend der Smart Metering Verordnung flächendeckend im Einsatz, so können je nach Verfügbarkeit der entsprechenden Funktionen, Informationen über die tatsächliche Ausschöpfung des Spannungsbandes erhoben werden. Im Fall einer Ausbauanforderung werden diese an Stelle der bisher üblichen Lastschätzungen herangezogen. **Dies bedeutet jedenfalls in Fällen außergewöhnlicher Lastverteilungen eine Qualitätsverbesserung für die Netzkosten bzw. eine effizientere Nutzung der Netzinfrastruktur.** Ein entsprechendes Verfahren wurde bereits vor mehreren Jahren in das Smart Metering System AMIS implementiert. Im Rahmen des Projekts DG DemoNet Smart LV Grid wurden diese Funktion sowie eine weitere mit Zählern eines anderen Herstellers hinsichtlich der zusätzlich erzielbaren Nutzung evaluiert.

### „Smart Control“

Das insgesamt fünfstufige Regelungskonzept basiert auf autonomen Spannungsregelungen (1. Stufe) des ON-Transformators 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 Meter 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 ein optimiertes 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 ON Strang versorgt werden.

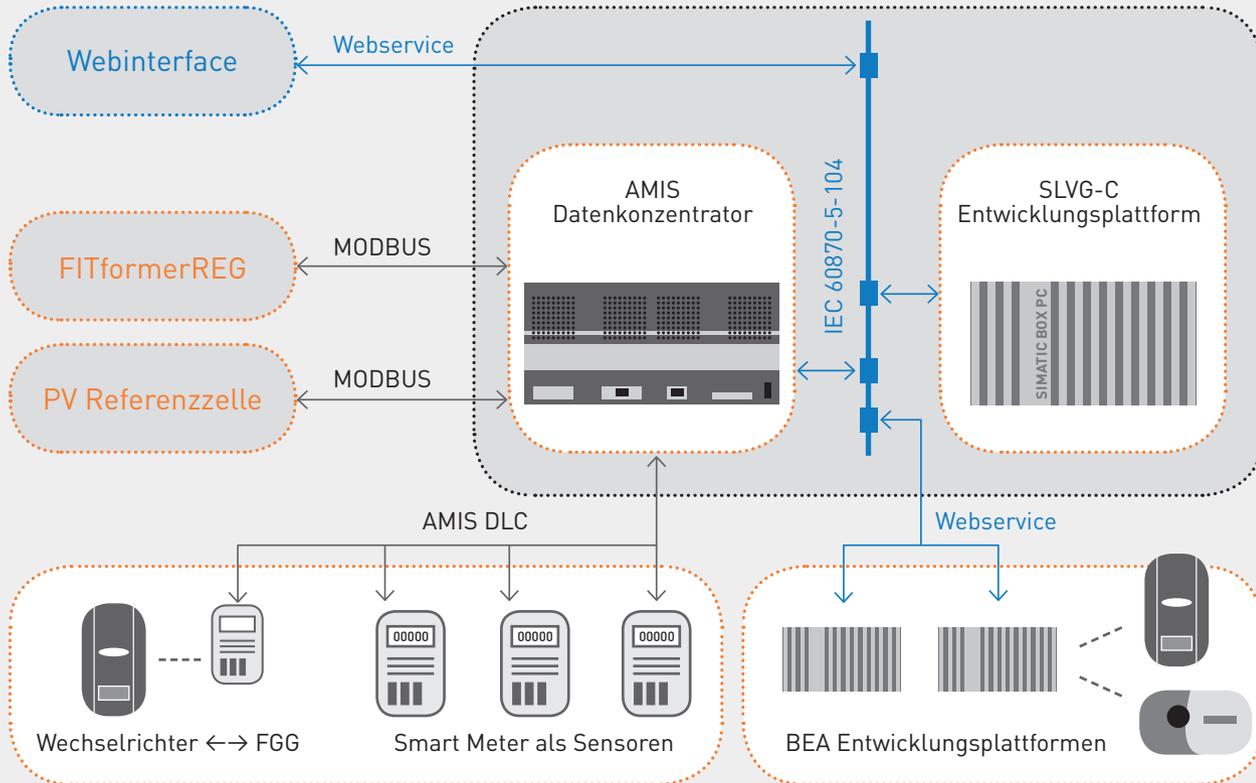
## 2. Feldtest

Das Projekt DG DemoNet Smart LV Grid startete im Jahr 2011 in Folge einer Serie von Mittelspannungsprojekten. Die dabei entwickelten Ansätze wurden für Niederspannungsnetze angepasst und die Technologie in die Smart Metering Systeme integriert. Technische Grundlage der Spannungsregelung ab der 2. Stufe ist die Messwerterfassung durch Smart Meter und die Übertragung dieser zum Regler in der Transformatorstation über die PLC Verbindung des Zählersystems. Ebenso werden in den Regelstufen 3 auch Wechselrichterparameter via Broadcast an alle eingebundenen Wechselrichter und Lasten global gesendet oder ab Stufe 4 selektiv als individuelle Einstellung an Einzelne oder Gruppen.

Das Ortsnetz Eberstanzell (Abbildung 2) versorgt den Ortskern der Gemeinde Eberstanzell, mit Gewerbebetrieben und ein Siedlungsgebiet zum Großteil bestehend aus Ein- und Zweifamilienhäusern. Das Ortsnetz Littring ist in der Flächenausdehnung ca. viermal größer und versorgt bei wesentlich geringerer Dichte landwirtschaftlicher Betriebe und den dazugehörigen Wohnhäusern.

## Funktionsschema der Spannungsregelung

ABBILDUNG 3



Von den in Abbildung 3 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 an das PLC des Meteringsystems Anbindung über ein eigens entwickeltes Gateway, installiert. Neben der Einbindung in die Spannungsregelung werden die Zähler auch zur Netzbeobachtung eingesetzt.

### Ergebnisse

In der Implementierungsphase konnte gezeigt werden, dass mit der verfügbaren Bandbreite des PLC die Aufgaben des Meterings, die Spannungsbandbeobachtung wie auch die laufende Werteübertragung für die Spannungsregelung möglich sind.

Durch Gleichzeitigkeiten der PV-Anlagen untereinander aber teilweise auch mit Lasten ergibt sich im Vergleich zu den Ergebnissen der konventionellen Netzplanung ein höheres Integrationspotenzial. Insbesondere bietet auch gegebenenfalls die Behebung von Unsymmetrie für weitere Anlagen Platz. Die Hosting-Capacity wird zusätzlich gesteigert indem vorhandene Reserven aus dem vorgelagerten Mittelspannungsnetz für das Niederspannungsnetz verwendet werden können. Bei Bedarf dieser Anteile des Spannungsbandes für die Mittelspannung kann durch den Einsatz regelbarer

Ortsnetztransformatoren und Längsregler eine entsprechende Kompensation erfolgen. Durch Monitoring ist eine Optimierung und Nutzung der Netzreserven bis an die Grenzen möglich.

Einen weiteren Beitrag bietet die spannungsabsenkende Wirkung durch Blindleistungsbezug der Wechselrichter für deren effiziente praktische Umsetzung aber auch hinsichtlich der Auswirkungen auf höhere Spannungsebenen Fragen zu klären sind.

IKT basierte Lösungen, wie sie im Rahmen des Projekts zur Koordination von Regeltransformatoren und Blindleistungsregelung an den Wechselrichtern erfolgreich erprobt wurden, sind relativ komplex und aus heutiger Sicht noch nicht für den breiten Einsatz geeignet. Einerseits stehen dzt. die o.a. Reserven und einfachen Maßnahmen zur Verfügung und andererseits sind die operativen Kosten der doch relativ komplexen Systeme noch nicht ausreichend geklärt.

Die Wirtschaftlichkeitsanalysen zeigen auch deutlich, dass so ferne eine gealterte Netzinfrastruktur gegeben ist jedenfalls Netzausbau nach Anforderung sinnvoll ist. Ebenso wird auch im Fall der Neuerrichtung eine geeignete Dimensionierung der Leitungen den Methoden der erweiterten Spannungsbandnutzung vorgezogen. Diese sind vor allem für bestehende Netze ein Schlüssel zur Erfüllung der gewachsenen Anforderungen.

### DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Das Interesse unserer Kunden zeigt sich an dem in den vergangenen Jahren stark angewachsenen und nun stetigen Anfragen für den Anschluss von PV Anlagen. Unsere Aufgabe ist es die zusätzlichen Kosten für das Netz so gering wie möglich zu halten.
- Heute schon in Partnerschaft mit Forschung und Industrie Erfahrungen mit hoher Dichte von PV-Anlagen in Ortsnetzen machen zu können, unterstützt die Entwicklung einer effizienten Netzinfrastruktur.
- Technologische Entwicklung braucht praktische Umsetzung der Ideen und Ansätze um die Grenzen der Umsetzbarkeit zu erfahren.





## morePV2grid

More functionalities for increased integration of PV into grid

<b>Projektnummer</b>	825441
<b>Koordinator</b>	Fronius International GmbH
<b>Projektleitung</b>	Martin Heidl: <a href="mailto:heidl.martin@fronius.com">heidl.martin@fronius.com</a>
<b>Partner</b>	AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Netz Oberösterreich GmbH, MEA solar GmbH
<b>Förderprogramm</b>	Neue Energien 2020 - 3. Ausschreibung
<b>Dauer</b>	01.03.2010 – 31.08.2013
<b>Budget</b>	587.538 €



## EStore-M - Electricity Storage Management

<b>Projektnummer</b>	848909
<b>Koordinator</b>	ASIC - AUSTRIA SOLAR INNOVATION CENTER
<b>Projektleitung</b>	Philipp Rechberger: <a href="mailto:rechberger.philipp@asic.at">rechberger.philipp@asic.at</a>
<b>Partner</b>	SCCH – Software Competence Center Hagenberg, Fronius International GmbH, BLUE SKY Wetteranalysen, Heliotherm Wärmepumpentechnik GmbH
<b>Förderprogramm</b>	Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung
<b>Dauer</b>	03.2015 - 08.2017
<b>Budget</b>	1.025.966 €

---



---

## SolPol-3 - Solar-electrical Systems based on Polymeric Materials Novel Polymeric Encapsulation Materials for PV Modules

<b>Projektnummer</b>	829761
<b>Koordinator</b>	Johannes Kepler Universität Linz, Institut für Polymerwerkstoffe und Prüfung
<b>Projektleitung</b>	Univ.-Prof. Dr. R. W. Lang, <a href="mailto:reinhold.lang@jku.at">reinhold.lang@jku.at</a>
<b>Partner</b>	Austrian Institute of Technology (AIT), APC Advanced Polymer Compounds, Borealis AG, Johannes Kepler Universität Linz - Institut für Analytische Chemie, Johannes Kepler Universität Linz - Institut für Polymerwerkstoffe und Prüfung, KIOTO Photovoltaics GmbH, Lenzing Plastics GmbH, PerkinElmer Vertriebs GmbH, SENOPLAST KLEPSCH & Co. GmbH, Sunplugged GmbH
<b>Förderprogramm</b>	Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung
<b>Dauer</b>	07.2011 - 12.2014
<b>Budget</b>	2.300.000 €



---

## DG DemoNet - Smart LV Grid

<b>Projektnummer</b>	829867
<b>Koordinator</b>	Energie AG OÖ Netz GmbH
<b>Projektleitung</b>	Dr. Andreas Abart: <a href="mailto:andreas.abart@netzgmbh.at">andreas.abart@netzgmbh.at</a>
<b>Partner</b>	Bewag Netz GmbH, AIT Austrian Institute of Technology GmbH, FRONIUS INTERNATIONAL GmbH, Linz Strom Netz GmbH, Österreichisches Forschungs- und Prüfzentrum Arsenal GmbH, Siemens AG Österreich, TU Wien - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU Wien - Institut für Computertechnik
<b>Förderprogramm</b>	Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung
<b>Dauer</b>	01.03.2011 - 30.09.2014
<b>Budget</b>	2.974.246 €

---



## Medieninhaber

### Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22, 1060 Wien

Tel: (+43 1) 585 03 90, Fax: (+43 1) 585 03 90-11

[office@klimafonds.gv.at](mailto:office@klimafonds.gv.at)

[www.klimafonds.gv.at](http://www.klimafonds.gv.at)

## Für den Inhalt verantwortlich

Die AutorInnen tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieser Broschüre. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider. Weder der Klima- und Energiefonds noch das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit) oder die Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) sind für die Weiter-  
nutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

## Gestaltung

[www.angieneering.net](http://www.angieneering.net)

## Druck

Druckerei Janetschek GmbH. Bei der mit Ökostrom durchgeführten Produktion wurden die Anforderungen des Österreichischen Umweltzeichens erfüllt. Sämtliche während des Herstellungsprozesses anfallenden Emissionen wurden im Sinne einer klimaneutralen Druckproduktion neutralisiert.

## Verlags- und Herstellungsort: Wien

Wir haben diese Broschüre mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt und die Daten überprüft. Rundungs-, Satz- oder Druckfehler können wir dennoch nicht ausschließen.

[www.klimafonds.gv.at](http://www.klimafonds.gv.at)





In Kooperation mit:



FFG



Bundesministerium  
für Verkehr,  
Innovation und Technologie



SOL SUN  
Energie