



smart grid Forschungsprojekt der E.ON Bayern AG

Im Februar 2010 wurden von den E.ON-Regionalversorgungsunternehmen und der E.ON Energie AG verschiedene smart grid-Untersuchungen initiiert. Folgende Forschungsschwerpunkte wurden dabei ins Auge gefasst:

- Integration hoher Windkrafteinspeisung im Mittel- und Hochspannungsnetz (MS- und HS-Netz)
- Intelligente Ortsnetzstation
- Längsspannungsregler bzw. Spannungskonditionierer und regelbare Ortsnetztrafos
- Ausstattung und Untersuchung eines Ortsteiles mit moderner Gebäudetechnologie, PV-Anlagen und Elektromobilen.
- Integration hoher Fotovoltaik-(PV-)Einspeisung im Niederspannungs-(NS-) und MS-Netz

Aufgrund der enorm hohen PV-Einspeisung in das Netz der E.ON Bayern AG ergab sich der „Untersuchungsschwerpunkt PV-Integration“ für den bayerischen Netzbetreiber praktisch von selbst.

Ziel der Untersuchungen

Die Installation hochwertiger Messgeräte in einem Netzgebiet sollte einen realen Blick ins Netz ermöglichen. Die daraus abgeleiteten Erkenntnisse zum Bezugs- und Einspeiseverhalten der Netzkunden ermöglicht eine Optimierung der bisherigen Planungsgrundsätze. Darüber hinaus werden künftige technische und rechtliche Neuerungen z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren, blindleistungsfähige Wechselrichter, Speicher, sowie das Last- und Einspeisemanagement vorab im Projektgebiet erforscht und umgesetzt.

Projektgebiet „Netz der Zukunft“

Bisher bekannte Untersuchungen zum Thema PV-Integration beschränken sich in der Regel auf generische Netzmodelle auf Laborebene. Da diese Netzmodelle nur eingeschränkt auf reale Netzsituationen übertragbar sind, war es eine wichtige Entscheidung, die Untersuchung in einer realen und großflächigen Netzstruktur durchzuführen (siehe Abb. 1).

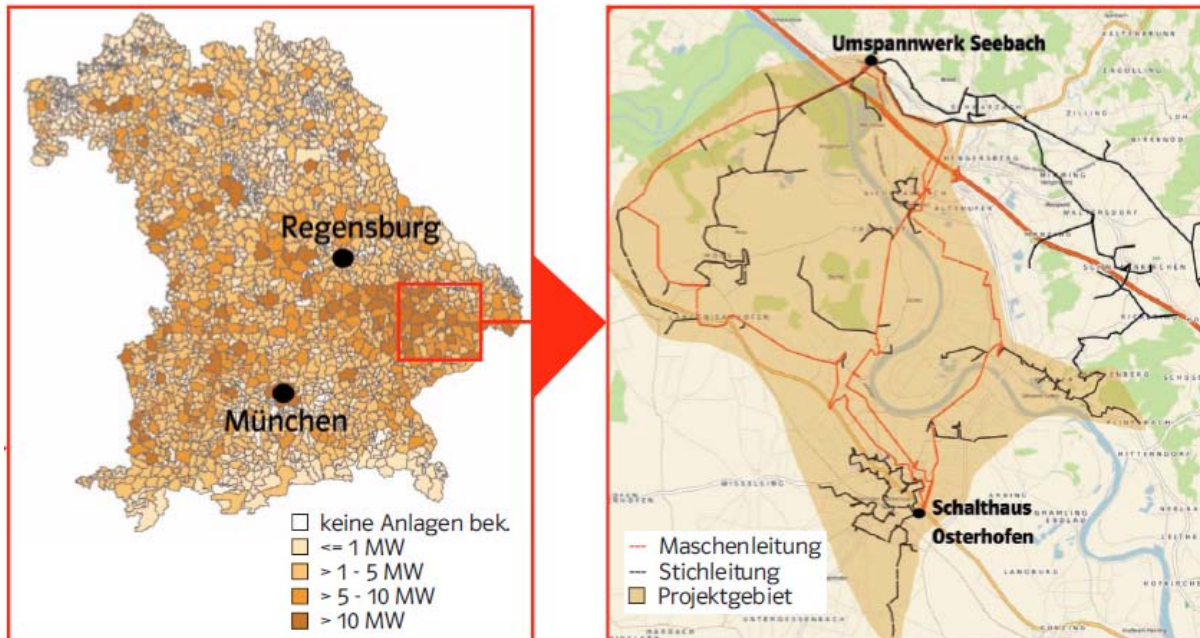


Abb. 1: Projektgebiet „Netz der Zukunft“ Mittelspannungsnetz

Das gewählte Untersuchungsgebiet - als Teilbereich des Erdschlussgebietes Seebach - erstreckt sich auf einer Fläche von 11km x 15 km zwischen den Städten Deggendorf und Osterhofen. Gewählt wurde es aufgrund der hohen PV-Durchdringung. Die Gründe, die zur Wahl dieses Projektgebietes führten, sind der Internetveröffentlichung¹ bzw. einem geplanten Folgeartikel² zu entnehmen.

Für die qualifizierte Untersuchung wurde das Netz mit 137 Power-Quality-Messgeräten und 563 Lastganzählern mit zusätzlichem Power-Quality-Messmodul ausgerüstet (Abb. 2).



Abb. 2: Power-Quality-Messgerät im Projektgebiet Netz der Zukunft

¹ http://www.eon-bayern.com/pages/eby_de/Netz/Forschungsprojekte_-_Netz_der_Zukunft/Seebach/index.htm

Abbildung links: Installierte PV-Leistung in Bayern, Stand 31.12.2009. Quelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt, LfU

²Geplanter Folgeartikel „Netz der Zukunft- Teil Projektgebiet“

Wie alle regenerativen Energieträger unterliegt auch die PV-Einspeisung großen, regional stark voneinander abweichenden Einflüssen. So ändert sich die Solareinspeisung vor allem aufgrund geographisch unterschiedlicher Globalstrahlungswerte und Umgebungstemperaturen. Um die Messwerte und Erfahrungen aus dem Projektgebiet auf E.ON Bayern übertragen zu können, werden zusätzlich Daten und das Einspeiseverhalten von weiteren über das gesamte Netzgebiet verteilten PV-Anlagen aufgenommen, ausgewertet und normiert.

Projektpartner

In dem Forschungsprojekt wird E.ON Bayern von folgenden Projektpartnern unterstützt

- Technische Universität München – TUM
Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze
- Hochschule München – HM
Labor Solartechnik und Energietechnische Anlagen
- Fraunhofer IWES – Institut für Windenergie und Systemtechnik

Smart grid Netzbetreiberanforderung

Unter der Bezeichnung smart grid wird eine große Bandbreite von möglichen Technologien zur Beherrschung der künftigen Herausforderungen (Internet der Energie etc.) verstanden. Viele dieser Technologien befinden sich derzeit noch im Prototypenstadium und sind von einer flächendeckenden Anwendbarkeit noch sehr weit entfernt.

Aus Sicht des Netzbetreibers ist eine klare Unterscheidung zwischen Markt- und Abrechnungsdaten sowie den Prozessdaten zwingend erforderlich. Die „smarten“ Anforderungen von Energielieferanten und In-House-Automationsdienstleistern werden oftmals mit den technologischen Anforderungen von Netzbetreibern gleichgesetzt. Doch die Umsetzung künftiger Geschäftsmodelle mit Technologien in Form von „smart Metern“, mehrstufigen Tarifsystemen, zentralen „Datendreh scheiben“ für Kundenverbrauchsprofile in Stunden- oder ¼-Std.-Rastern benötigt nicht die Datendetaillierung, wie sie ein sicherer Netzbetrieb erfordert. Verbrauchsprofile sind für Netzbetreiber in Hinsicht auf eine vorausschauende Netzplanung durchaus von Bedeutung. Für den laufenden Betrieb des Netzes sind diese Daten wegen der fehlenden Aktualität und des groben Zeitrasters jedoch eher ungeeignet.

Das Schaltpersonal und die Prozessrechner in den Netzleitstellen benötigen online-Messwerte der schwankenden Wirk- und Blindleistungseinspeisung, der Strom- und Spannungsverhältnisse an verschiedenen Netzpunkten und unter Umständen im Bereich „empfindlicher“ Kunden die Überwachung der Netzqualitätsparameter Oberschwingungen und Flicker. Außerdem ist künftig die fortlaufend im Stundentakt zu aktualisierende Wetterprognose für Globalstrahlung und Wind eine weitere zentrale Voraussetzung für den sicheren Netzbetrieb (Abb. 3).



Abb. 3: Wettermessstation (Wind, Globalstrahlung, Temperatur) im Projektgebiet

Vor diesem Hintergrund ist festzuhalten, dass die Netzbetreiber online-Messwerte in hoher Auflösung und kurzer Abtastrate benötigen. Aktuelle Schaltzustände, das Überschreiten von kritischen Parametern und das Auslösen von Schutzeinrichtungen im eigenen Netz bzw. an der Übergabestelle zu Kundennetzen sind unmittelbar an die Netzführung zu übertragen. Die Datenübertragung muss möglichst störungs- und ausfallsicher, unter Umständen auch redundant erfolgen.

Smart grid als Strategie zur Vermeidung unnötiger Netzausbauten

Smarte Technologien sollen auch dazu dienen, die Nutzung vorhandener Netzkapazitäten zu optimieren und so den erforderlichen Netzausbau für die Integration erneuerbarer Energien zu senken. Wenn man für den PV-Zuwachs im Netz der E.ON Bayern eine natürliche Wachstumsfunktion zu Grunde legt, wird die vorhandene EEG-Einspeisung im E.ON Bayern-Netz etwa um den Faktor 3 bis 4 zunehmen. Diese Zuwachsraten erfordern in jedem Fall einen Netzausbau in erheblichem Umfang. Smarte Technologien ermöglichen teilweise einen Zeitaufschub für die Umsetzung des Netzausbaus. Die volle Wirksamkeit des smart grid zeigt sich im modifizierten Netz-Endausbauszenario, dass sich unter Zuhilfenahme von neuen Technologien und Steuerungs- und Regelmechanismen reduzieren lässt.

Einspeiseleistung
bzw. Netzkapazität

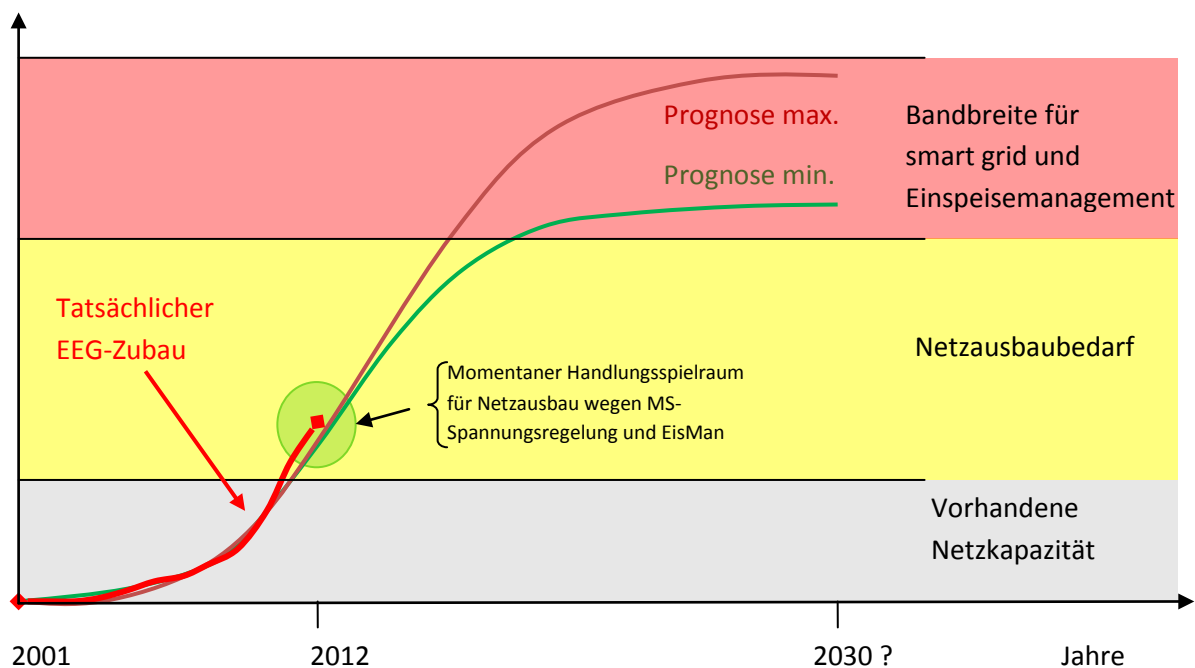


Abbildung 4: EEG-Zuwachs und Netzkapazität. Qualitative Darstellung

In der Abbildung 4 ist die bereits Ende 2010 erstellte PV-Zuwachsprognose für das Netzgebiet der EBY dargestellt³. Die Prognose geht von einer natürlichen Wachstumsfunktion in Form einer S-Kurve aus. Die tatsächliche Entwicklung der PV-Leistung ist in dem roten Graph dargestellt und hat die Prognose in 2010 und 2011 bereits etwas übertroffen. Ob diese Entwicklung in 2012 anhält, ist noch abzuwarten.

Seit Jahren werden erhebliche Mittel in den Zubau von Nieder- und Mittelspannungskabeln, Trafostationen, zusätzlichen 110/20-kV Netztrafos und neuen Umspannwerken investiert, da in vielen Regionen die vorhandene Netzkapazität in den Verteilnetzen (grauer Bereich)

³ Erläuterungen zu dem Thema Prognose entnehmen Sie bitte dem geplanten Folgeartikel „Netz der Zukunft- Teil PV-Prognose“ und „Biogas-Prognose“

bereits seit langem überschritten ist. Trotzdem kann der Netzausbau mit dem rasanten PV-Zuwachs nicht Schritt halten. Deshalb wurde bei E.ON Bayern die erste „smarte“ Anwendung in Form der MS-Spannungsregelung⁴ bereits 2011 umgesetzt. Auch der zeitweise Einsatz des Einspeisemanagements-EisMan für PV-Anlagen ab 1.1.2012 wird helfen, die erforderliche Zeit von 2 – 3 Jahren für den Netzausbau zu gewinnen (grüner Bereich).

Der gelb hinterlegte Bereich steht für den tatsächlich erforderlichen Netzausbau. Der rot hinterlegte Bereich stellt das EEG-Zielausbauszenario dar, in dem die Netzkapazität bzw. Einspeiseleistung über „smarte“ Maßnahmen geregelt wird. Dies sind z.B. die Spannungsregelung im Mittelspannungsbereich, Freileitungsmonitoring, aktive Blindleistungsbeeinflussung, Verbrauchersteuerung (demand side management), regelbare Ortsnetztrafos (rONT), Speichersysteme, Einspeisespitzenkappung und Einspeisemanagement (EisMan).

Die Herausforderung besteht für jeden Netzbetreiber darin, zu ermitteln, welche Leistungsbandbreite die smarten Technologien in dem jeweiligen Netzbereich abdecken können. Die Frage ist zu klären, welche Freiheitsgrade der Gesetzgeber für Steuerungsmaßnahmen wie die Einspeise-Spitzenkappung im Rahmen eines dauerhaften Einspeisemanagements gewähren wird. Natürlich ist immer zu beachten, dass die Netzstabilität in dem betroffenen Netzbereich massiv von der funktionierenden smart grid Technologie abhängt.

Eine zusätzliche Fragestellung ergibt sich aus der Wirtschaftlichkeit der smarten Technologien. So verursacht der Einsatz eines rONT Mehrkosten für den regelbaren Trafo , die Stationsumrüstung, ggf. den Stationsersatzbau, die Regeleinrichtung, das Messequipment, erhöhte Wartungsaufwendungen, kürzere Erneuerungszyklen und laufende Kommunikationskosten. Diese Mehraufwendungen sind zu vergleichen mit einer Einmalinvestition in eine Netzausbaumaßnahme, beispielsweise eine zusätzliche Trafostation, die zudem eine gesicherte Erweiterung der Netzkapazität darstellt.

So könnte es sich als Fehlinvestition erweisen, bereits in einem frühen Stadium einen vorhandenen 630 kVA-Trafo durch einen regelbaren Ortsnetztrafo zu ersetzen. Sollte sich im weiteren Verlauf herausstellen, dass in dem Ort die PV-Leistung auf 1 MW und ggf. mehr zusteuert, wird trotzdem der Bau einer weiteren Trafostation erforderlich und die (teure) Regelstation ist hinfällig.

EEG-Prognose als Basis für smart grid – Zielnetzplanung

Vor dem Hintergrund dieser Überlegungen ist, eine verlässliche EEG-Zubauprognose zwingend erforderlich. Im Falle der PV muss die Prognose bereits im Niederspannungs-Netz greifen, da ein Löwenanteil der Netzinvestitionen in zusätzliche Trafostationen und Niederspannungskabel fließt. Die PV-Prognose für E.ON Bayern⁵ und die Anwendung für die Niederspannungs-Netzplanung wird in einem gesonderten Artikel näher beschrieben.

⁴ Siehe Internet bzw. Fachartikel in ew 6/2012 „Automatische Spannungsregelung in Netzen mit hoher Einspeiseleistung“

⁵ Erläuterungen zu dem Thema Prognose entnehmen Sie bitte dem geplanten Folgeartikel „Netz der Zukunft- Teil PV-Prognose“ und „Biogas-Prognose“

Einspeisecharakteristik von PV-Anlagen

In Untersuchungen der TU München, der Hochschule München und der E.ON Bayern⁶ wurde ermittelt, dass die maximale Einspeiseleistung von PV-Anlagen in der Niederspannung ca. 85% der unter Standard-Test-Conditions (STC) ermittelten STC-Modulleistung beträgt⁷ (Abb.5). In der Mittelspannung liegt der Faktor bei ca. 90%, wenn man Netzgebiete betrachtet, die eine ähnliche Globalstrahlung aufweisen wie in Bayern.

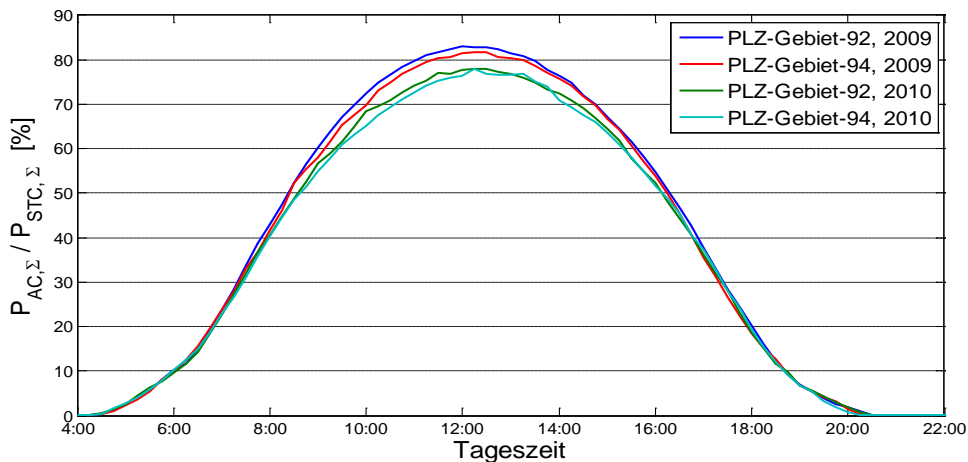


Abb. 5: Mittelwert der synthetischen Maximalwert-Profile der untersuchten PV-Anlagen

Im Rahmen dieser Untersuchungen wurde gemeinsam mit unseren Projektpartnern festgestellt, dass PV-Anlagen im Niederspannungs-Netz relativ selten mehr als 70% der Modulleistung in das Netz einspeisen. Vor diesem Hintergrund und der Notwendigkeit Netzausbaukosten zu reduzieren wurde vom Fraunhofer IWES⁸ bspw. empfohlen, in der EEG Novelle 2012 eine pauschale 70%-Spitzenkappung von PV-Kleinanlagen am netzanschlusspunkt zu ermöglichen⁹. Dies ist bei diesen Anlagen als Alternative zum Einspeisemanagement zu sehen, da im Jahresmittel nur wenige Prozent der PV-Energie von der Kappung betroffen sind und durch eine Erhöhung des Eigenverbrauchs weiter reduziert werden können.

⁶ Technische Universität München und Hochschule München

⁷ Siehe Internet bzw. Fachartikel ETG-Kongress 2011 Würzburg ISBN 978-3-8007-3376-7

⁸ www.pv-integrated.de

⁹ Siehe §6 Ziffer 2, Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, Stand 1. Januar 2012

Einspeisecharakteristik von Wind und PV

Wenn man zusätzlich die Einspeisung von Windkraftanlagen berücksichtigt, stellt man fest, dass es nur einzelne Zeitpunkte gibt, bei denen sowohl PV als auch Wind mit einer jeweils hohen Einspeisung zusammenfallen. Zurzeit ist es erforderlich, das Verteilnetz für diese wenigen Augenblicke eines Jahres auszubauen. Ob dieses Vorgehen volkswirtschaftlich sinnvoll ist, muss vom Gesetzgeber und den Fachverbandsgrerien noch näher untersucht werden.

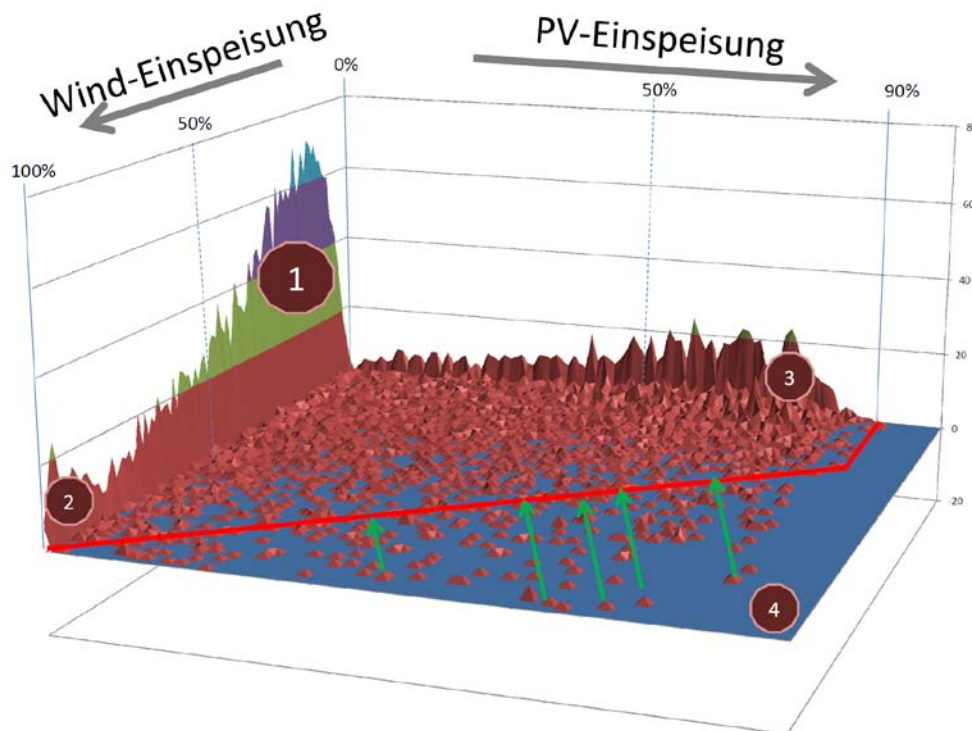


Abb.6: Gleichzeitigkeiten von Wind- und PV-Einspeisung / Qualitative Darstellung

In der Abb. 6 ist die Gleichzeitigkeit von Wind- und PV-Einspeisung dargestellt.

Die mit „1“ bezeichnete Fläche entspricht der Windeinspeisung im Winter bzw. nachts, wenn zeitgleich keine PV-Einspeisung erfolgt. An der Höhe des „Gebirges“ erkennt man, dass zu Zeiten mangelnder PV-Erzeugung erfreulicherweise viel Windenergie eingespeist wird. Außerdem ist ersichtlich, dass Windkraftanlagen in Bayern überwiegend im Bereich <50% der Nennleistung Strom erzeugen. Der mit „2“ bezeichnete „Zacken“ markiert die Starkwindtage, an denen die maximale Einspeiseleistung erreicht wird.

Mit der Ziffer „3“ ist die PV-Einspeisung markiert. Auch hier erkennt man, dass die maximalen PV-Erträge an Tagen mit guter Witterung, also bei fehlender Windeinspeisung, entstehen. Die maximale Leistung wird im MS-Netz mit 90% der Modulleistung erreicht.

In der Fläche „4“ sind die ¼-Stundenwerte aufgetragen, bei denen die PV- und die Windeinspeisung zusammenfallen. Da die Zeitpunkte von Starkwind und hoher

Sonneneinstrahlung relativ selten auftreten, sind in dem vorderen Diagrammbereich nur noch wenige Punkte zu finden.

Aus rein netzplanerischen Gesichtspunkten würde es sich im obigen Fall anbieten, den Netzausbau für folgende Einspeisefälle / Betriebspunkte zu dimensionieren:

- 90% der PV-Leistung (Wind = 0)
- 100% der Windleistung (PV = 0)
- 90% PV bei gleichzeitig 40% Wind (zwischen den Betriebspunkten mit linearem Verlauf, gemäß roter Linie)

smart grid Strategie regelbarer Ortsnetztrafo

Ähnlich wie die Spannungsregelung im Umspannwerk dazu beitragen kann, den Spannungshub der dezentralen Einspeisung im Mittelspannungs-Netz zu dämpfen, wird derzeit von verschiedenen Netzbetreibern untersucht, in welchem Maße eine aktive Spannungsregelung in der Trafostation geeignet ist, den Spannungshub in der Niederspannung zu beherrschen.

Wenn der Spannungshub vorrangig aus dem Mittelspannungsnetz resultiert, wie dies in Gebieten mit hoher Windkrafteinspeisung der Fall ist, wird der regelbare Ortsnetztrafo - rONT eine große Unterstützung sein, um eine Spannungserhöhung im Niederspannungs-Netz zu begrenzen.

Im Fall der PV-Einspeisung entsteht der Spannungshub ursächlich im Niederspannungsnetz und führt in der Folge auch zu Spannungserhöhungen im Mittelspannungs-Netz. Zugleich erzeugt der Energierückfluss ein Überlastungsproblem am Ortsnetztrafo. In diesem Fall „konkurriert“ der rONT mit der technischen Alternative „Netzverstärkung“ bzw. „Errichten einer zusätzlichen Trafostation“.

Um die Effekte und mögliche Regelkonzepte von rONT's prüfen zu können, wird das Ortsnetz Langenisarhofen im Projektgebiet mit vier rONT-Prototypen unterschiedlicher Hersteller ausgerüstet.

Sekundärspannung in V

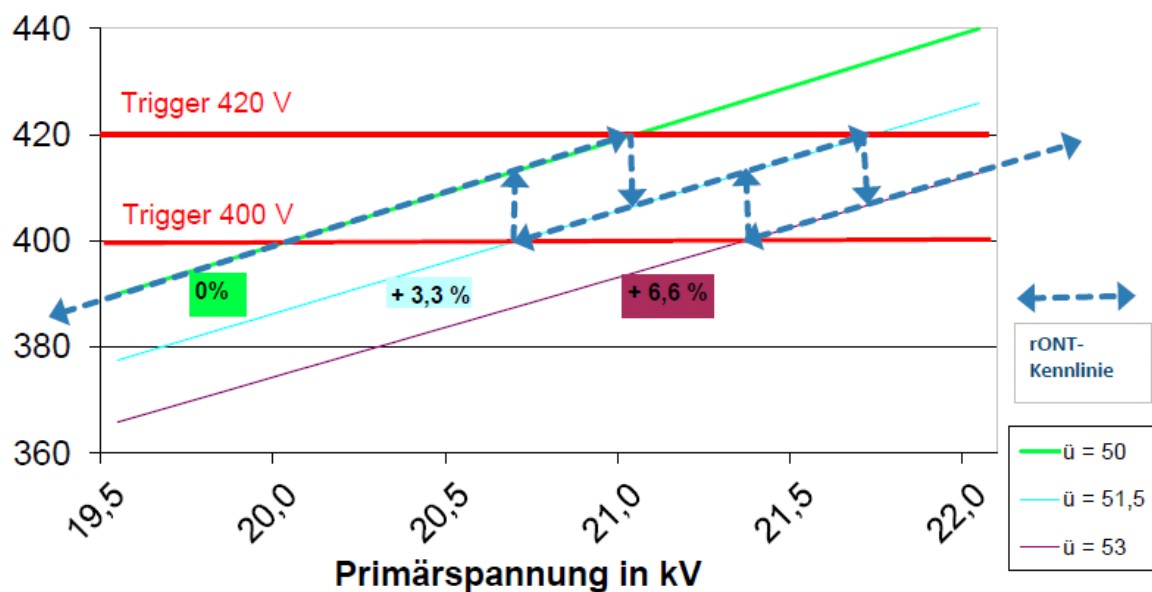


Abb.7: Prinzip des regelbaren Ortsnetztrafos mit 3 Stufen

Die Abb.7 stellt die prinzipielle Funktion des rONT dar.

Mit einem Übersetzungsverhältnis 50 gemäß grüner Kennlinie wird die Mittelspannung von zum Beispiel 20 kV auf 400 V ($400V = 20.000V / 50$) in der Niederspannung transformiert. Bei einem Anstieg der Mittelspannung auf 21 kV erhöht sich die Niederspannung am Trafostationsabgang im selben Verhältnis auf 420 Volt. Durch die PV-Einspeiser im Niederspannungsnetz wird nun die Spannung mit zunehmendem Abstand zur Trafostation noch weiter angehoben und es besteht die Gefahr, dass in Netzausläufern der obere Grenzbereich des Spannungsbandes von 440 V erreicht wird, was zur Abschaltung von Einspeiseanlagen führen würde.

Deshalb werden die regelbaren Ortsnetztrafos mit zusätzlichen Anzapfungen ausgestattet, die ein Umschalten auf andere Übersetzungsverhältnisse erlauben. In dem Beispiel würde beim Erreichen von 420 V auf das Übersetzungsverhältnis von 51,5 (hellblaue Kennlinie) umgeschaltet. Somit wird die Stationsausgangsspannung auf ca. 408 V abgesenkt.

Bei einem weiteren Anstieg der Mittelspannung auf 21,63 kV würden auch in dieser Stufe wieder 420 V auf der Niederspannungs-Seite erreicht und der Trafo schaltet auf das nächsthöhere Übersetzungsverhältnis von 53 gemäß der lilafarbenen Kennlinie.

Bei abflauer Windkrafteinspeisung bzw. mit abnehmender PV-Einspeisung sinkt das allgemeine Niveau der Mittelspannung wieder ab. Der Trafo schaltet bei jeder Unterschreitung von 400 V auf der Niederspannungsseite wieder auf ein kleineres Übersetzungsverhältnis zurück, um dem Kunden eine gute Spannungsqualität gewährleisten zu können. Der RONT „fährt“ in seinem Betriebsverhalten somit entlang der blau gestrichelten rONT-Kennlinie.

smart grid Strategie Blindleistungsregelung

Eine weitere Alternative zur Spannungssenkung bietet die Blindleistungsregelung in Form von festen $\cos \varphi$ -Vorgaben oder unterschiedlicher $\cos \varphi(U)$ - oder $Q(U)$ -Kennlinien für die einspeisenden PV-Wechselrichter. Im Falle einer Spannungserhöhung im Niederspannungsnetz beginnt der Wechselrichter mit dem Bezug induktiver Blindleistung (Abb. 8). Durch den zusätzlichen Blindstrom erhöht sich der Spannungsfall im NS-Netz und wirkt somit dem Spannungshub der Einspeisung entgegen. Allerdings steigen damit auch die Verluste im Netz.

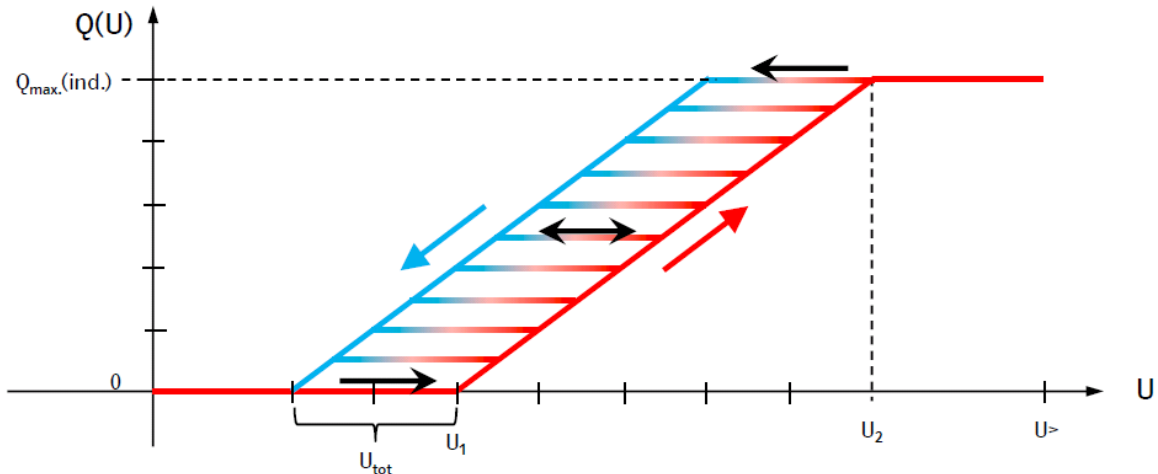


Abb. 8: Prinzip der $Q(U)$ -Regelung: Mit steigender Netzspannung erhöht der WR seinen induktiven Blindleistungsbezug

Im Rahmen eines Forschungsprojektes der EnBW Regional GmbH, der E.ON Bayern AG und verschiedener Wechselrichter-Hersteller wird derzeit die $Q(U)$ -Regelung von der TU München untersucht.

Die praktische Anwendung der Forschungsergebnisse und die Wechselwirkung mit rONT's, kann anschließend im Ortsnetz Langenisarhofen untersucht werden. Hier haben sich bereits einige Kunden bereit erklärt, ihre bestehenden Wechselrichter gegen neue Modelle mit $Q(U)$ -Regelung austauschen zu lassen.

Smart local generation

Im Rahmen des smart grid Forschungsprojektes wird auch untersucht, in welchem Maße Klein-Blockheizkraftwerke mit großem Wärmespeicher und Spitzenheizkessel die volatile PV-Einspeisung ausgleichen können. Hierzu werden im Projektgebiet mehrere Klein-BHKW-Anlagen errichtet¹⁰.

Es wird untersucht, ob es möglich ist, die elektrische Energieerzeugung der Klein-BHKW's vorrangig dann zu betreiben, wenn keine oder stark fluktuierende PV-Einspeisung im Niederspannungs-Netz vorhanden ist. Die anfallende thermische Energie wird im Wärmespeicher gepuffert. Zusätzlich kann der Thermospeicher dazu verwendet werden, die in Spitzenzeiten anfallende PV-Energie mittels steuerbarer Heizwiderstände zu kappen und damit die Netzbelastung zu senken¹¹. Die Wirkungsweise entspricht für diese Anwendung der im folgenden beschriebenen Verbrauchersteuerung.

Smart grid Verbrauchersteuerung – demand side management

Durch gezieltes Zu- und Abschalten von steuerbaren Verbrauchern soll der lokal und zeitlich begrenzt anfallende Energieüberschuss durch EEG-Einspeisung abgebaut werden. So sinkt die Netzbelastung, wodurch ein Netzausbau vermieden wird. In Abb.9 ist prinzipiell dargestellt, in welcher Form Verbraucher zugeschaltet werden müssten um eine auftretende PV-Spitzeinspeisung auf 70% zu kappen. Die entsprechenden Energieinhalte / Energiepakete sind mit SLG1 etc. bezeichnet.

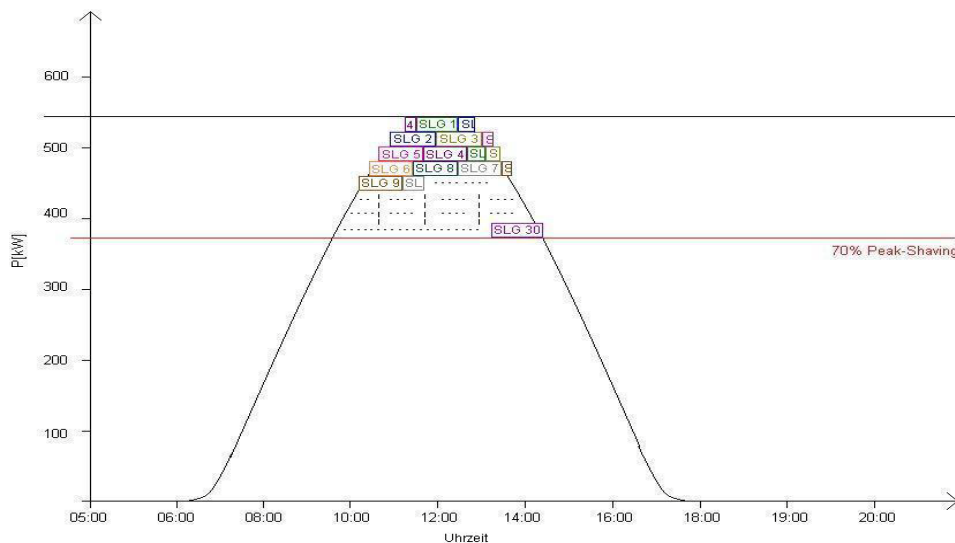


Abb. 9: PV-Spitzenkappung alternativ durch smart local generation, Verbrauchersteuerung oder durch Elektrospeicher

In einem Niederspannungsnetz mit 550 kW PV-Spitzeinspeisung würde dies eine Kappung auf 385 kW bedeuten. Über einen Zeitraum von ca. 4 Stunden fällt damit eine Energie von ca. 500 kWh an, die über Verbraucher, Elektrowärmespeicher oder Batteriespeicher gesichert abzunehmen wären.

¹⁰ Verantwortlicher Bereich: Unternehmensstrategie Dr. Hofer, H. Weng

http://www.eon-bayern.com/pages/eby_de/Netz/Forschungsprojekte_-_Netz_der_Zukunft/Smart_Local_Generation/index.htm

¹¹ Geplanter Folgeartikel „Netz der Zukunft- Teil smart local generation - Speicherbedarf“

Sol-ion und sol-ion+¹²

Ziel dieses Projektes ist es, PV-Einspeiser mit zusätzlichen Batteriesystemen auszustatten, die die Funktion einer Spitzenkappung gemäß Abbildung 7 vornehmen können. Zusätzlich bietet der Batteriespeicher dem Verbraucher die Möglichkeit der Zwischenspeicherung von PV-Überschussenergie. Eine Erhöhung seines haushaltstypischen Eigenverbrauchs an PV-Energie wird dadurch gewährleistet.

Auf Grund dieser Erkenntnisse soll anschließend ein größeres System für den Einsatz im Gewerbe bzw. als zentraler Batteriespeicher zur Netzintegration im Niederspannungsnetz entwickelt und getestet werden.

PV-charge¹³

Gemeinsam mit der Hochschule Regensburg werden die Möglichkeiten der Direktladung von Elektromobilen aus PV-Anlagen untersucht.

Ansprechpartner

Die praktische Abwicklung in Form der Messgeräteinstallation und der technischen Komponenten erfolgt durch die Mitarbeiter Johann Binder, Thomas Enzmann, Gerhard Greil, Stefan Murr, Walter Pirchtner und Georg Würdinger am Netzcenter bzw. Netzservice Vilshofen.

Die sekundärtechnischen Anforderungen und die Nachrichtenübertragungstechnik werden im Bereich Technik - Sekundärtechnik von den Mitarbeitern Alfons Behringer, Manfred Dechant, Thomas Hellmann und Franz Mairhanser bearbeitet.

Die Projektsteuerung und darauf aufbauende Untersuchungen werden durch die Gruppe Grundsatzaufgaben im Bereich Technik - Assetmanagement durch die Mitarbeiter Michael Garhamer, Martin Haseneder, Katja Lindner, Nikolaus Luttenbacher, Alexander Pfister, Sebastian Schmidt, Matthias Thurnhofer durchgeführt.

¹²Verantwortlicher Bereich: Regulierung H. Thomas Uwe
http://www.eon-bayern.com/pages/eby_de/Netz/Forschungsprojekte_-_Netz_der_Zukunft/sol-ion/index.htm und www.sol-ion-project.eu

¹³Verantwortlicher Bereich: Regulierung H. Thomas Uwe