

Smart Grids

Gruppenleiter: Dr. Philipp Luchscheider
 T +49 9131 9398 404 / F +49 9131 9398 199
 SGS@zae-bayern.de

ZAE Bayern e. V. **Standort Hof**
 Unterkotzauer Weg 25 / c/o Stadtwerke Hof GmbH
 95028 Hof / Deutschland

Projektstandort Arzberg: ZAE Speichertestzentrum
Offene Testplattform für PV- und Speichertechnologien im Smart Grid
 Kieselmühlweg 6 / 95659 Arzberg / Deutschland

Projektstandort Hof: ZAE Quartierspeicher
Stromspeicher zur dezentralen Netzentlastung
 Epplas / 95030 Hof / Deutschland



Arzberg



Hof

Erneuerbare Energien

Wissenschaftlicher Leiter: Prof. Dr. Christoph J. Brabec
 Bereichsleiter: Dr. Jens Hauch
 T +49 9131 9398 100 / F +49 9131 9398 199
 re@zae-bayern.de

ZAE Bayern e. V. **Standort Erlangen**
 Immerwahrstr. 2 / 91058 Erlangen / Deutschland



Erlangen

Bildrechte: Kurt Fuchs/ZAE Bayern und angeschlossene Fotografen

Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e. V., ZAE Bayern
 T +49 89 329 442 980
www.zae-bayern.de
www.smart-grid-solar.de

Projektpartner



Gefördert durch

"Investition in Ihre Zukunft!"
 Das Forschungsprojekt "Smart Grid Solar" wird von der Europäischen Union aus dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung und vom Freistaat Bayern kofinanziert



Made in Germany | www.2be-markenmacher.de
 Bildrechte © www.fotolia.de: rashadashurov, lublubachka

ERGEBNISSE AUS DEM FORSCHUNGSPROJEKT
SMART GRID SOLAR

10 FRAGEN
 10 ANTWORTEN



Klimaneutraler Druck

Projektpartner



Gefördert durch

"Investition in Ihre Zukunft!"
Das Forschungsprojekt "Smart Grid Solar" wird von der Europäischen Union aus dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung und vom Freistaat Bayern kofinanziert

Bayerisches Staatsministerium für
Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie



EXZELLENT FÖRSCHUNG UND ANGEWANDTE LÖSUNGEN

Das ZAE Bayern entwickelt Technologien, die eine Energieversorgung auf Basis von Erneuerbaren Energien ermöglichen. Jeden Tag liefert die Sonne ausreichend Energie, um unseren gesamten Bedarf zu decken. Wir suchen nach den besten Möglichkeiten, diese Energie in unser Energiesystem zu integrieren. Solarenergie ist bereits heute die kostengünstigste Option für neue Kraftwerke in vielen Teilen der Welt. Die Herausforderung ist es, die richtigen Technologien zu finden, die es uns erlauben, nicht nur die Kosten der Solarenergie weiter zu senken, sondern auch diese volatile Energiequelle effizient zu nutzen – das bedeutet, große Mengen von Überproduktion aufzunehmen wenn die Sonne scheint, aber Solarstrom auch dann zur Verfügung zu stellen wenn es dunkel ist! Wir wollen Solarstrom zu jeder Zeit und an jedem Ort zu konkurrenzfähigen Kosten verfügbar machen.

Mit dem Projekt Smart Grid Solar wurde vor vier Jahren ein wichtiger Baustein gelegt, um das Zusammenspiel von volatiler Erzeugung, intelligenten Komponenten und Speichern von der Seite der Stromversorgungsnetze her zu untersuchen. Gemeinsam mit unseren bayerischen Partnern konnten wir wichtige Fragestellungen klären und im Projekt an realer Hardware demonstrieren, wie

sich mit dem Einsatz neuer Technologien zukünftig eine nachhaltige und ausfallsichere Stromversorgung herstellen lässt. Dabei muss eine Vielzahl von Teilnehmern mit unterschiedlichen Interessenslagen sowohl dezentral als auch zentral koordiniert werden. Durch eine hierarchische zellulare Struktur in der Versorgung wird es möglich, eine auf vielen Säulen basierende Stromversorgung zu etablieren, die den vielfältigen Anforderungen gerecht wird, wenn die richtigen regulatorischen Anreize gesetzt werden. Wie dies technisch und ökonomisch sinnvoll aussehen kann, wurde im Projekt Smart Grid Solar anschaulich dargestellt.

Wir freuen uns über Ihr Interesse an den Projektergebnissen. Die dargestellten 10 Fragen geben einen Überblick über zukünftige Herausforderungen, um die Energiewende dezentral zu meistern. Wir sind stolz, mit dem ZAE Bayern als starker Forschungspartner die bayerischen Unternehmen im Strukturwandel der Energiewende zu begleiten, indem wir auch in Zukunft wichtige Fragestellungen der Erneuerbaren Energieversorgung angewandt untersuchen, neue Produkte und Dienstleistungen entwickeln und wichtige Informationen einem breiten Publikum zur Verfügung stellen.



Prof. Dr. C. J. Brabec
Wissenschaftlicher Leiter
Erneuerbare Energien



Dr. J. Hauch
Bereichsleiter
Erneuerbare Energien



◻ EIN BAUSTEIN FÜR DIE ENERGIEWENDE

SMART GRID SOLAR

Die Energieversorgung steht gerade durch die Integration von Erneuerbaren Energien im Umbruch. Durch eine adaptive Betriebsführung und den Zubau regelbarer Technologien werden die Energienetze intelligent (engl. Smart Grids). Das Projekt „Smart Grid Solar“ liefert Antworten auf die Herausforderungen bei der Integration von Photovoltaik (PV) in die Niederspannung.

PHOTOVOLTAIK ALS ENERGIEQUELLE

Die PV deckt im Jahr 2017 7 % des Energiebedarfs in Deutschland. Neben großen Freiflächenanlagen sind es vor allem Dachanlagen, die in Zukunft einen großen Anteil am Energiemix produzieren werden. Um das Potenzial verschiedener Modultechnologien und Ausrichtungen erforschen zu können, wurde in Arzberg ein PV-Testfeld errichtet.

RÜCKGRAT NIEDERSPANNUNGSNETZ

Ursprünglich wurden die Verteilnetze von der Hoch zur Niederspannung als reine Stromversorgung der Haushalte gebaut. Heute sind sie der Ort, an dem die Energiewende regional umgesetzt wird. In den unteren Spannungsebenen ist eine große Anzahl an Erneuerbare-Energie-Anlagen angeschlossen, vor allem im Bereich der Photovoltaik. Ein Netzausbau dieser unterirdisch verlegten Leitungen ist meist kostspielig. Im Projekt werden die Verteilnetze in Hof-Epplas und Arzberg-Schlottenhof mit zeitgenauen Messungen untersucht und durch gezielten Zubau von Testkomponenten beeinflusst.

ENTLASTUNG DURCH SPEICHERUNG

Die Ausweitung des möglichen PV-Zubaus im Niederspannungsnetz ohne zusätzlichen Netzausbau soll unter Zuhilfenahme von Speichern und regelbaren Verbrauchern untersucht werden. Hierzu ist es notwendig, mögliche wirtschaftliche Anreize zu schaffen sowie regulatorische Änderungen vorzuschlagen. Vor Ort werden in Hof und Arzberg unterschiedliche Kurz- und Langzeitspeicher betrieben und deren Betriebsweisen optimiert. Netzentlastung und saisonale Energieverschiebung sind zwei wesentliche Untersuchungsaspekte.

INTERDISZIPLINÄRER FORSCHUNGSANSATZ

ZUSAMMENARBEIT

Der zentrale Ansatz des Projektes umfasst die Koordination von Erzeugung und Verbrauch sowie die zwischenzeitliche Speicherung von solar erzeugter Energie. Neue Ansätze werden unter Verwendung von Simulation und Optimierung entwickelt und gegenüber technischen Bedingungen im Niederspannungsnetz bewertet. Die notwendige Informations- und Kommunikationstechnik werden grundlegend untersucht und in der Praxis angewandt. Möglichkeiten des Zusammenspiels betrachteter Komponenten werden anschließend aus Marktsicht bewertet und auf Anwendbarkeit geprüft.

UNTERSTÜTZUNG DURCH KOMPETENTE PARTNER

Wissenschaftliche Unterstützung erhält das Projekt Smart Grid Solar im Rahmen gemeinsamer Forschung durch die Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, die Hochschule Hof sowie den Fraunhofer Instituten IIS und IISB. Die Partner HofEnergie+Wasser GmbH und Bayernwerk AG stellen umfassende Kompetenz im Bereich Netz und Netzinfrastruktur bereit. In den Fachgebieten Erzeugung und Speicherung sind AREVA GmbH, Gildemeister energy solutions GmbH, IBC Solar AG, sowie SMA Solar Technology AG erfahrene Ansprechpartner. Weitere Partner im Projekt sind die REHAU Energy Solutions GmbH sowie die Rauschert GmbH.

STECKBRIEF

Das Projekt Smart Grid Solar in den Städten Arzberg und Hof mit einem Gesamtvolumen von 8,7 Mio. € wird durch das ZAE Bayern e.V. koordiniert und von 2013 bis 2017 durchgeführt. Das Projekt erhält Fördermittel vom Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie (StMWi) sowie dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE).

◻ NEUE TECHNOLOGIEN DES SMART GRIDS ZUKUNFT IN DER ANWENDUNG

EPPLAS

QUARTIERSPEICHER

Mit dem Projektpartner HEW HofEnergie + Wasser war es in Epplas zusammen mit den Bürgern möglich, eine hochaufgelöste Messung des Netzzustands zu etablieren. Die dafür an der Hochschule Hof entwickelte Zusatzhardware wurde in fast allen Haushalten installiert, womit eine Vermessung im 15-Sekundentakt möglich war.

Die Messdaten aus den Jahren 2015 und 2016 konnten zur Modellerstellung, Netzzustandsschätzung und Quartierspeicherregelung herangezogen werden.



Installation spezieller Zählerhardware für eine lückenlose Erfassung des Netzzustands in Epplas

Durch den Betrieb können wichtige Erkenntnisse für den flächendeckenden Betrieb von Smart Metern erarbeitet werden, sowie Anforderungen unterschiedlicher Datennutzer an die Übertragung der Messdaten abgeleitet werden.

Zusammen mit den Projektpartnern IBC Solar, SMA und Wago wurde in Epplas ein Quartierspeicher an zentraler Stelle installiert. Durch den Betrieb mit verschiedenen Regelstrategien zur Netzentlastung können sowohl das Hardwarekonzept als auch die Auswirkungen auf das Niederspannungsnetz untersucht werden. Durch die umfassenden Messungen im Netz ist eine detaillierte Auswertung möglich.

ARZBERG

SPEICHERTESTZENTRUM

Im Netzgebiet von Bayernwerk in Arzberg wurde sowohl bei der Vermessung als auch bei den eingesetzten Komponenten auf Standardkomponenten zurückgegriffen. Durch die im Vergleich zu Epplas geringe Durchdringung entspricht die Instrumentierung in Arzberg einem realitätsnahen Szenario.

Zusammen mit dem Projektpartner IBC Solar wurde mit dem Testzentrum eine offene Plattform realisiert, anhand derer verschiedenartige Photovoltaik- und Speichertechnologien untersucht und im Smart Grid betrieben werden können. Auf Basis einer Online-Vermessung von Erzeugern und Verbrauchern im Sekundentakt können Modelle erstellt werden, die anschließend zur Prognose für die Regelung eingesetzt werden. Dies ermöglicht beispielsweise den Speichereinsatz in Abhängigkeit von Netzgrößen, Speichercharakteristika und einer lokal erstellten Kurzfristprognose.



Realbetrieb zukünftiger Betriebsmittel auf einer offenen Testplattform im Arzberg

Zusammen mit Gildemeister werden neue Einsatzfelder für Redox-Flow-Speicher erprobt. Mit dem Projektpartner Areva wurde erstmalig ein netzgebundener Wasserstoffspeicher mit chemischem Träger in Betrieb genommen. Die angrenzende Kläranlage der Stadt Arzberg diente als regelbarer Verbraucher. Die Projektpartner Rauschert, Rehau Energy Solutions und SMA lieferten wichtige Grundlagen für den koordinierten Betrieb der Testanlage mit dem vorgelagerten Netzgebiet.

VON DER KOMPONENTE ZUM SMART GRID

ARBEITSPAKETE

Im Projekt werden zunächst die drei grundlegenden Technologien für das Smart Grid in der Niederspannung untersucht. Im Bereich der Photovoltaik gilt es dabei, zunächst die Charakteristika verschiedener Modultechnologien, Aufständerungen und Ausrichtungen zu spezifizieren und zu modellieren. Bei den Speichern und regelbaren Verbrauchern ist es zusätzlich notwendig die Ansteuerung und den dynamischen Betrieb verschiedener Komponenten zu realisieren.

Anhand umfassender Simulation und Optimierung einzelner Technologien und ganzer Verbünde sowie der flächendeckenden Vermessung der zwei Netzgebiete und Vernetzung der verschiedenen Schauplätze werden Auswirkungen auf den Netzbetrieb untersucht. Dabei wer-

den sowohl verschiedene Ausbauszenarien untersucht aber auch der Einsatz unterschiedlicher Technologiekombinationen bewertet. Anschließend werden diese in Realität umgesetzt und über längere Zeiträume erprobt. Dabei stehen die Netzentlastung und damit die Ermöglichung des weiteren Zubaus erneuerbarer Energien stets im Vordergrund.

Anhand eines Marktmodells werden auf der geschaffenen Grundlage integrierte Planungsansätze durchgespielt. Dies ermöglicht die Untersuchung neuer Marktregeln auf deren Wirkung und Wirtschaftlichkeit. Die zehn an das Projekt formulierten Fragen bieten die Möglichkeit, arbeitspaketübergreifende Antworten auf die Herausforderungen bei der Etablierung von Smart Grids zu geben.



Ineinergreifende Disziplinen im Projekt „Smart Grid Solar“

Thema	Seite
FRAGE 1 Wie sieht ein Betrieb von Photovoltaik-Anlagen ohne EEG-Einspeisevergütung aus?	8
FRAGE 2 Wann ist der Einsatz spezieller Photovoltaik-Modultechnologien sinnvoll?	10
FRAGE 3 Welche Auswirkungen hat die Messwertgüte auf die Bewertung von Smart Grid Szenarien?	12
FRAGE 4 Wie können Messdaten einzelner Haushalte im Stromnetz der Zukunft verwendet werden?	14
FRAGE 5 Welche Faktoren haben Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Kleinspeichern?	16
FRAGE 6 Können Quartierspeicher im Vergleich zu Haushalts-speichern zusätzlichen Nutzen im Stromnetz bieten?	18
FRAGE 7 Welches Potential bieten regelbare Verbraucher im Vergleich zu Speichersystemen?	20
FRAGE 8 Wie beeinflusst die Marktausgestaltung mögliche Investitionsanreize im Verteilnetz?	22
FRAGE 9 Welche Hürden verhindern die Etablierung neuer Smart Grid Technologien in den Haushalten?	24
FRAGE 10 Was bedeuten die Ergebnisse von Smart Grid Solar für Industrie und Gewerbe?	26

FRAGE 1

Wie sieht ein Betrieb von PV-Anlagen ohne EEG Einspeisevergütung aus?

Durch die Einführung des EEG im Jahre 2000 stieg der Anteil der PV am deutschen Strommix bis 2017 auf 7 %. Im Jahr 2020 sollen rund 52 GWp PV installiert sein, um damit 10 % des Strombedarfs zu decken.

Spätestens nach Erreichen dieses Ziels ist ein neuer Mechanismus gefragt, der die EEG-Förderung ablöst. Unklar ist daher, wie Bestandsanlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung weiter zur Netzeinspeisung angereizt und in welcher Weise ein weiterer Zubau von PV-Anlagen finanziert werden kann.

TECHNISCHE SICHTWEISE

- Auch nach 20 Jahren Betrieb sind PV-Anlagen häufig in gutem Zustand mit nur wenig reduziertem Ertrag. Eine Abschätzung auf 40 oder gar 50 Jahre ist derzeit nicht möglich.
- Ein Monitoring von bestehenden PV-Anlagen kann einen fehlerfreien Betrieb unterstützen.
- Eine netzdienliche Einspeisung durch Wirkleistungsbegrenzung auf 70% führt nur zu 3% Einspeiseverlust.

REGULATORISCHE SICHTWEISE

- Die Frage zum Einspeisevorrang und der Abnahmepflicht nach dem EEG ist nicht abschließend festgelegt, wobei ohne Altanlagen das Erreichen der Energiewendziele gefährdet ist.
- Eine EEG-Umlagepflicht auf eigenverbrauchten Strom aus neuen PV-Anlagen mit einer Leistung über 10 kWp kann den weiteren Zubau hemmen.

UNTERSUCHUNGEN IM PROJEKT

Basierend auf den Messungen am PV-Testfeld in Arzberg wurden Simulationsmodelle für PV-Anlagen in verschiedenen Konfigurationen erstellt. Dadurch konnte die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher PV-Anlagenkonfigurationen sowie deren Einfluss auf den Börsenpreis bei hoher PV-Dichte untersucht werden. Hierbei wurden auch Speichersysteme hinzugezogen und deren Einfluss auf die Eigenverbrauchssteigerung untersucht. Eine flächendeckende Prüfung von PV-Anlagen wurde durch die Entwicklung eines dezentralen Monitoring-verfahrens von PV-Anlagen im Netz ermöglicht.

WIRTSCHAFTLICHE SICHTWEISE

- Die Ergebnisse der Ausschreibungsverfahren für PV-Freiflächenanlagen im Jahr 2017 zeigen Stromgestehungskosten von unter 7 ct/kWh.
- Bei Neuinstallation von PV-Dachanlagen muss die Anlagengröße mit dem Verbrauch in geeigneter Relation stehen.
- Der Weiterbetrieb von Altanlagen nach 2020 oder ein wirtschaftlicher Ersatz ist für die Energiewende notwendig.

BETREIBERSICHTWEISE

- Es herrscht ein Zwiespalt zwischen der Wirtschaftlichkeit durch Autarkie mit Speichersystemen und einer notwendigen Einspeisung für die Energiewende.
- EEG-Anlagen werden nicht als Werkzeug des Versorgungsauftrags gesehen, was langfristig zum Rückzug aus dem Strommarkt führen kann.

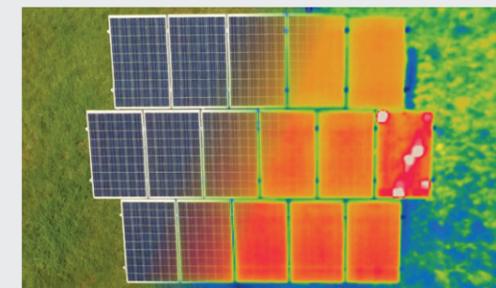


Einblick in das Untersuchungsgebiet Epplas

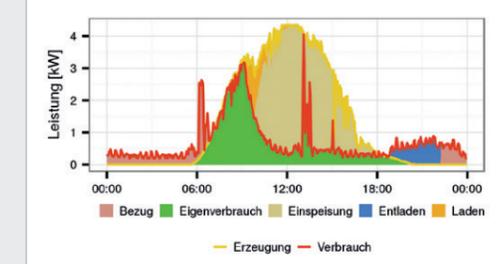
IM DETAIL

Vor dem Hintergrund, dass die Stromgestehungskosten von Altanlagen nahe Null liegen, wirft der Betrieb von PV-Anlagen ohne Förderung die Frage nach dem Umgang mit technischen Herausforderungen auf. Allen voran gilt das Repowering als Hauptaufgabe. Dies umfasst den Ersatz alter Module, welche häufig am Markt nicht mehr verfügbar sind. Neue Module weichen mechanisch aber auch in deren Einspeiseverhalten ab. Hierfür sind Vorschaltgeräte zur Kennlinienoptimierung sowie Modulwechselrichter verfügbar. Auch die schwierige Zugänglichkeit von Dachanlagen kann Kostentreiber sein.

Die anfallenden Kosten beim Betrieb von Altanlagen können, wegen des fehlenden Versorgungsauftrags dezentraler PV-Anlagen, nicht mit den geringen regulären Einspeisevergütungen gedeckt werden. Die Steigerung des Eigenverbrauchs z.B. durch Speichereinsatz wird Primärziel. Es existiert eine Vielzahl neuartiger Speichermodelle (PV-integrierte Speicher, Speicher-Cloud, Wechselrichter-Speicherkombination). Dies kann aber dazu führen, dass es zu einem Autarkieboom der Haushalte kommt. Damit lastet die Finanzierung des Versorgungsnetzes auf weniger Teilnehmern.



Montage einer drohnenbasierten IR-Inspektion eines Solartrackers im Testzentrum Arzberg mit dem defekten Modul rechts mittig



Typische Leistungsprofile von einem PV-Haushalt mit handelsüblichem nicht-netzdienlichem Speichersystem



OFFENE FRAGEN

- Ist ein Versorgungsauftrag für PV-Anlagen nach einer Laufzeit von 20 Jahren notwendig, um diese zur Einspeisung zu verpflichten?
- Wer ist verantwortlich für den fehlerfreien Betrieb von bestehenden PV-Anlagen?
- Ist Einspeisevorrang und Netzanschlusspflicht von PV-Altanlagen sinnvoll oder für eine zuverlässige Versorgung sogar unabdingbar?
- Bei wem liegt die Betreiberhoheit für dezentrale Speichersysteme im Falle des netzdienlichen Betriebs?
- Ist für eine gleichmäßige Beteiligung aller am Versorgungssystem eine Änderung der Struktur der Netzentgelte notwendig?
- Führt die Realisierung von Neuanlagen im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens weiterhin zum Erreichen der gesetzten Ausbauziele?

Autoren:

Josef Bogenrieder, ZAE Bayern
Manuel Dalsass, ZAE Bayern

REFERENZEN

- Stegner et al., „Profitability and LCOE of Small Solar Battery Systems – the German Case“ veröffentlicht auf der 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EUPVSEC) am 14 - 18.09.2016
- Bogenrieder et al., „Impact of a large-scale market integration on the orientation of photovoltaic modules“ veröffentlicht auf der European Energy Market (EEM) am 06 - 09.06.2016
- Stegner et al., „First Year of Smart Metering with a High Time Resolution – Realistic Self-Sufficiency Rates for Households with Solar Batteries,“ veröffentlicht in Energy Procedia im November 2016

FRAGE 2

Wann ist der Einsatz spezieller Photovoltaik-Modultechnologien sinnvoll?

Der PV-Markt bietet heute ein breites Angebot an PV-Modultechnologien, die sich im Preisniveau und der Einspeisecharakteristik unterscheiden. Anlagenbetreiber stehen daher vor der Herausforderung, für ihren Standort, ihr Budget und ihre Art der Anwendung die optimale Technologie auszuwählen.

Daher wurde im Projekt SGS untersucht, welche PV-Modultechnologie für welche Art von Standort sowohl hinsichtlich des Ertrages (kWh/kWp*a), des Preises (€/kWh) als auch hinsichtlich der Ertragsstabilität (ΔkWh/a) am geeignetsten ist.

TECHNISCHE SICHTWEISE

- Mono-Silizium-Module erweisen sich bezüglich ihres Ertrags für fast alle Wetterkategorien als überlegen. Nur bei hohen Temperaturen dominiert die Heterojunction-Technologie.
- Den größten Einfluss auf die Erträge haben Schwachlicht- und Temperaturverhalten.
- Der Flächenbedarf von Dünnschichtmodulen ist signifikant höher als bei Si-Modulen.

REGULATORISCHE SICHTWEISE

- Durch gesetzliche Vorgaben beim Repowering ist die optimale Wahl der Technologie hinsichtlich Ertrag und Ertragsstabilität von besonderer Bedeutung.
- Der freien Modulwahl stehen bei Kleinanlagen rechtlich keine Hindernisse entgegen, was auch die Entsorgung betrifft (EU Richtlinie WEEE 2012/19/EU).

UNTERSUCHUNGEN IM PROJEKT

Im Projekt SGS wurden neun unterschiedliche PV-Modultechnologien am PV-Testfeld in Arzberg installiert, unter natürlichen Bedingungen zwei Jahre betrieben, vermessen und hinsichtlich ihres Ertrages sowie ihrer Stromgestehungskosten analysiert. Dabei wurde das Wetter anhand mehrerer Kategorien klassifiziert, was einen regionalen Vergleich ermöglicht. Weiter wurde die Degradationsrate der Technologien über die Projektlaufzeit untersucht. In Laboruntersuchungen wurden ergänzend das Temperaturverhalten und die Ausrichtungsabhängigkeit analysiert.

WIRTSCHAFTLICHE SICHTWEISE

- Die Wirtschaftlichkeit definiert sich heute stark über den Grad der Flächennutzung, weshalb vollflächige Ost-West-Anlagen wirtschaftlicher sein können als reine Südanlagen mit geringer Verschattung.
- Unter den Testmodulen hat sich in allen Wetterkategorien die amorph/mikrokristalline Silizium-Technologie (gefolgt von Poly-Si B mit strukturiertem Glas) als am wirtschaftlichsten erwiesen. Bei den 2-achsig nachgeführten Anlagen war die Poly-Si A Technologie Spitzenreiter.

BETREIBERSICHTWEISE

- Neben klimatischen Standortfaktoren ist zu berücksichtigen, ob eine geplante PV-Anlage flächen- oder budgetlimitiert ist.
- Stark schwankende Marktpreise und die unsichere Zukunft bei der Vergütung führen zu Investitionsträgheit.



Übersicht der untersuchten Modultechnologien und deren Untersuchungsaufbau

IM DETAIL

Für die Untersuchung des klimaabhängigen Ertrages wurde der Beobachtungszeitraum auf Basis von meteorologischen Kenntagen des Deutschen Wetterdienstes und Einstrahlungsdaten in 21 Wetterkategorien eingeteilt. Für jede Kategorie wurden die ertragsreichsten bzw. die Technologien mit den geringsten Stromgestehungskosten ermittelt, die in nachstehender Matrix aufgeführt sind. Die beobachteten Unterschiede sind vor allem auf das Temperatur- (Temperaturkoeffizient) und Schwachlichtverhalten zurückzuführen. In höhergelegenen Gebieten ist zusätzlich das Abrutsch- und Abtauverhalten bzgl. Schneebedeckung entscheidend.

Bezüglich der Ertragsstabilität zeigten sich die Module der Technologie CIS und Mono-Si B als am stabilsten. Die höchsten Degradationsraten wurden für a-Si/μ-Si und Poly-Si (struk. Glas) ermittelt. Bei a-Si/μ-Si traten unter

Wetterkategorie ¹	Hohe Quantität ²	Mittlere Quantität ²	Geringere Quantität ²
Eistag	CIS	a-Si/μ-Si	a-Si/μ-Si
Frosttag	Mono-Si B	Mono-Si B	Mono-Si B
Normaler Tag	Poly-Si A	Mono-Si B	Mono-Si B
Regentag	Mono-Si B HIT / Poly-Si A	Mono-Si B	Mono-Si B
Schwüler Tag	HIT	Mono-Si B / HIT	Mono-Si B
Sommertag	HIT	Mono-Si B	n.a.
Tropentag	HIT	Mono-Si B HIT / Poly-Si A	n.a.

1) Basierend auf Kenntagen des DWD
2) Basierend auf K-POP-Methode: Koumparou et al.; 31st EUPVSEC, Hamburg, 2015

Technologie	1-Jahres-Degradationsrate ¹ [%/a]	Messunsicherheit [%/a]
Mono-Si A	-2.4	± 0.5
Mono-Si B	-1.7	± 0.5
Mono-Si C	-1.8	± 0.5
Poly-Si A	-3.0	± 0.4
Poly-Si B st. Gl.	-6.0	± 0.4
HIT	-2.1	± 0.4
CIS	-1.5	± 0.4
a-Si/μ-Si	-4.7	± 0.3

1) 1-Jahres-Degradationsrate: temperatur- & einstrahlungskorrigiert

Verschattungen bereits im ersten Jahr deutliche Delaminationen auf. Sowohl anhand der Testfeldmodule als auch in beschleunigten Alterungstests zeigte sich, dass Module i.d.R. durch Einmalereignisse beschädigt werden. Die verursachten Schäden weisen jedoch unter moderaten Standortbedingungen nur wenige Veränderungen beim Ertrag auf. Verluste durch Reflexionen waren für alle Technologien vernachlässigbar.

OFFENE FRAGEN

- Inwieweit weisen Module der gleichen Technologie unterschiedlicher Hersteller ebenfalls Unterschiede hinsichtlich der hier diskutierten Kennzahlen auf?
- Wie entwickeln sich die Degradationsraten für die Zeit nach der Herstellergarantie (20 Jahre und mehr)?
- Wie stark variieren die Degradationsraten in Abhängigkeit von den klimatischen Bedingungen am Standort?

Autoren:

Josef Bogenrieder, ZAE Bayern
Christian Camus, ZAE Bayern
Manuel Dalsass, ZAE Bayern

Auswertung der ertragsreichsten Modultechnologie je Wetter- und Bedeckungskategorie

Degradationsraten und Messunsicherheit der im Projekt betrachteten Modultechnologien



REFERENZEN

- **Bogenrieder et al.**, "Technology-specific yield analysis of various PV technologies under specific real weather conditions," angenommen zur Veröffentlichung in Progress in Photovoltaics
- **Doll et al.**, "Non-Uniformity Measurements of a Steady State Solar Simulator Using the Hishikawa-Hashimoto Method and Subsequent Improvement," veröffentlicht auf der European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition am 21.06.2016
- **Camus et al.**, "Snow melting behavior on modules of various photovoltaic technologies," veröffentlicht auf der Photovoltaic Technical Conference in Marseille am 26.04.2017
- **Camus et al.**, "Degradation behavior of pre-damaged crystalline silicon photovoltaic modules," veröffentlicht auf der Photovoltaic Technical Conference am 28.04.2017
- **E. Buchta**, "Vergleichende Langzeitauswertungen verschiedener PV-Technologien," Bachelorarbeit, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, 11.07.2017
- **Adrian**, "Langzeitauswertung und Technologievergleich von Photovoltaikmodulen," Masterarbeit, TU Berlin, 26.05.2017

FRAGE 3

Welche Auswirkungen hat die Messwertgüte auf die Bewertung von Smart Grid Szenarien?

Eine realistische und damit nachhaltige Bewertung zukünftiger Smart Grids basiert entweder auf synthetischen oder real gemessenen Datenreihen mit Kenngrößen aus den Energienetzen (u.a. Strom, Spannung, Frequenz) und Umgebungsgrößen. Unter Messwertgüte werden Eigenschaften wie die Messgenauigkeit, die zeitliche Auflösung, die Zeitsynchronität der Datenerfassung sowie die Datenverfügbarkeit und Datensicherheit zusammengefasst. Das Budget für ein Messgerät entscheidet maßgeblich über die Erfüllung der Anforderungen an die Messung.

TECHNISCHE SICHTWEISE

- Die Messgenauigkeit einzelner Messungen und Zeitsynchronität mehrerer Messpunkte ist zur Bewertung und Netzüberwachung kurzfristiger Vorgänge (Fluktuationen, Leistungsspitzen) wichtig.
- Zeitliche Auflösungen von größer als einer Minute führen virtuelle Speicherkapazitäten ein. Die notwendige Messstellendichte hängt von der Netztopologie ab.

REGULATORISCHE SICHTWEISE

- Derzeit ist eine einheitliche Registrierperiode von 15 Minuten bei Lastgangzählern und Zusatzeinrichtungen vorgeschrieben. Smart Meter müssen ein Kommunikationsintervall von 5 Minuten unterstützen (BSI TR-03109-1).
- Eine rein ereignisbasierte Messung (Grenzwertüberschreitung) könnte eine hohe Auflösung ermöglichen und gleichzeitig zur Gewährleistung des Datenschutzes beitragen.

UNTERSUCHUNGEN IM PROJEKT

Im Projekt werden zur Messdatenerfassung in den Haushalten eines Netzgebietes Smart Meter eingesetzt, welche die Daten per Mobilfunk lokal gepuffert an einen zentralen Server übertragen. Die Messdaten wurden zunächst hinsichtlich ihrer Zeitsynchronität der Messstellen untereinander sowie hinsichtlich der Erfassbarkeit von Netzvorgängen bei verschiedenen Messintervallen und deren Auswirkungen auf die Genauigkeit einer Netzzustandsschätzung untersucht.

WIRTSCHAFTLICHE SICHTWEISE

- Eine zuverlässige und hochfrequente Datenübertragung (mit Zeitsynchronisierung, hoher Abtastrate und Datensicherheit) verursacht mangels geeigneter Kommunikationswege hohe Kosten.
- Sinnvoll eingesetzte Messtechnik kann die Überdimensionierung von Netzen reduzieren und damit Kosten im Netzbetrieb einsparen.

BETREIBERSICHTWEISE

- Der Hausbesitzer als Messstellenbetreiber hat niedrige Anforderungen an die Messwertgüte und ist in der Wahl der Übertragungsinfrastruktur sehr frei.
- Der Netzbetreiber als Messstellenbetreiber kann sich auf öffentliche instabile Übertragungswege nicht verlassen und baut daher derzeit eigene Rundsteuersysteme auf.

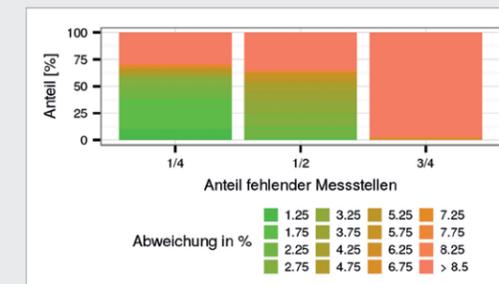


Installierte Messhardware in den Haushalten in Epplas

IM DETAIL

Anhand der Zeitstempel konnten Aussagen zur Zeitsynchronität der Messstellen getroffen werden. Es wurde gezeigt, dass die Zeiten der Datenaufnahme in der Regel weniger als eine Sekunde vom Soll-Messzeitpunkt abweichen. Um die Auswirkung von fehlenden Messwerten auf die Genauigkeit der Zustandsschätzung zu charakterisieren, wurden zusätzlich zu den vollständigen Messreihen solche mit Fehlern erstellt. Dabei wurden für eine Analyse ein Viertel, die Hälfte und Dreiviertel der Messwerte der insgesamt 18 Messstellen ausgeblendet. Die Grafik zeigt, dass bei der Schätzung der Leistung die Fehler bei zunehmendem Messstellenausfall rapide ansteigen. Im Vergleich dazu konnte bei einer Spannungsschätzung gezeigt werden, dass das Fehlen von Messwerten nur geringe Fehler unterhalb von 0,5 % einführt.

Da die Fluktuation der Erzeuger und Lasten größten Einfluss auf die Genauigkeit bei der Netzzustandserfassung und -schätzung hat, wurden die Einspeiseleistungen der 22 vermessenen PV-Teilanlagen in Epplas untersucht und in wichtige Kenngrößen unterteilt. Dabei wurden die drei Einspeiseszenarien „Wolkenlos“, „Wolkenlos mit Leistungseinbruch“ und „Teilbewölkt“ separiert betrachtet.



Tagtyp		Wolkenlos mit Leistungseinbruch		
		Wolkenlos	Teilbewölkt	
Leistung ¹	Mittelwert	83,8	84,6	94
	Maximalwert	98,4	95,3	112,7
	Minimalwert	69,9	70,4	75,1
Differenz ²	Mittelwert	24,6	65,6	88
	Maximalwert	55	78,7	105,1
	Minimalwert	11,4	24,6	68,9

1) Maximale Einspeiseleistung / STC-Leistung [%]
2) Höchste Differenz von max. zu min. Einspeiseleistung innerhalb einer h bezogen auf STC-Leistung [%]

Betrachtet man in der Grafik die STC-Leistungen verhalten sich die beiden „Wolkenlos“ Kategorien ähnlich, wobei bei Teilbewölkung die Leistungen starke Überhöhungen auf bis zu 113 % aufzeigen. Zusätzlich steigen Leistungsabweichungen innerhalb einer Stunde durch Fluktuationen bei Bewölkung im Mittel auf 88 %.

OFFENE FRAGEN

- Ist eine höhere Abtastrate als ein 15-Sekundentakt notwendig, um alle kritischen Vorgänge im Netz erfassen und durch regelnde Eingriffe (Speicher, rONT, Wechselrichter, Netzregler) ausgleichen zu können?
- Welche Übertragungsart und welche Messgeräte sind geeignet für eine ausreichende Zeitsynchronität und Datenverfügbarkeit?
- Welche Messwertgüte ist notwendig zur Netzüberwachung und -regelung?

Autor:

Rainer Schmidt, ZAE Bayern

Fehler bei der Zustandsschätzung der Leistungen bei fehlenden Messstellen



Analysen der gemessenen relativen Einspeiseleistungen an verschiedenen Typtagen in Epplas

REFERENZEN

- Meyer, „Bewertung und Analyse des Einflusses der Abtastzeit von Smart Metern auf Basis von Messdaten eines Niederspannungs-Ortsnetzes“, Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme Universität Erlangen-Nürnberg, Erlangen 2016
- Brandner, „Analyse eines Zeitversatzes bei der Aufnahme von Messdaten in Verteilnetzen im Projekt Smart Grid Solar“, Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme Universität Erlangen-Nürnberg, Erlangen 2016
- Bogenrieder et al., „Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren bei der Auslegung von Speichersystemen“, ZAE Bayern, Hof 2015

FRAGE 4

Wie können Messdaten einzelner Haushalte im Stromnetz der Zukunft verwendet werden?

Die digitale Erfassung und Bereitstellung von Ertrags- und Verbrauchsdaten aus privaten Haushalten in Echtzeit gilt als ein Baustein im Umbau der Stromversorgungsinfrastruktur. Unter dem dafür üblichen Begriff „Smart Metering“ wird zudem häufig eine zentrale Sammlung und Verwertung der Daten zur Netzsteuerung oder zur Bereitstellung von Mehrwertdiensten verstanden. In diesem Zusammenhang gelten gesetzliche Regelungen (Smart Meter Rollout) und Schutzvorschriften des BSI. Die tatsächliche Notwendigkeit der Erfassung und Verwertung der Daten hängt von der Anwendung ab und beschränkt sich meist auf das lokale Umfeld.

TECHNISCHE SICHTWEISE

- Zur Netzsteuerung ist eine Erfassung an strategischen Punkten der Netztopologie ausreichend.
- Für Mehrwertdienste notwendige Daten lassen sich präzise einschränken.
- Eine überflüssige Datenkommunikation zu vermeiden (Übertragungskosten, Datenschutz, Auslastung), weil die Kommunikation derzeit teuer und unzuverlässig ist.

REGULATORISCHE SICHTWEISE

- Smart Meter sind primär für die Erhöhung der Transparenz des Stromnutzungsverhaltens und zur Marktteilnahme einzelner Haushalte vorgesehen.
- Mangels zentraler Anwendungen (derzeit nur die Stromabrechnung) ist eine kontinuierliche Datenübertragung nicht notwendig und birgt im Gegenzug die Gefahr der Überwachung von Haushalten.

UNTERSUCHUNGEN IM PROJEKT

Insgesamt 80 Zähler mit Übertragungstechnik wurden in Privathaushalten installiert – für eine höhere Messfrequenz, sowie eine zuverlässige und sicherere Übertragung 35 davon mit externer Rechentechnik. Erfasst werden Netzkenngößen von Haushalten. Die Übertragung auf zentrale Server erfolgt per GSM und ist via VPN gesichert. Der Zugriff von Projektteilnehmern erfolgt dann gesichert & anonymisiert. Die Messdaten wurden mit Netzberechnungsmethoden validiert und zur Erstellung von Modellen herangezogen. Des Weiteren ermöglichen Sie die Bewertung von zukünftigen Smart-Grid-Szenarien.

WIRTSCHAFTLICHE SICHTWEISE

- Mit der Einführung von zeit- oder leistungsvariablen Tarifen kann für Haushalte ein wirtschaftlicher Nutzen von Smart Metern entstehen.
- Smart Meter können beispielsweise bei der Regelung von Quartierspeichern als lokale Messeinheiten zur Erfassung des Netzzustandes dienen und damit Kosten reduzieren.

BETREIBERSICHTWEISE

- Mangels anbindbarer Hardware und flexibler Tarifsysteme existieren keine realisierbaren Anwendungsfälle für den Haushalt. In Zukunft sollten Steueranforderungen über tarifliche Anreize oder Schwellwerte umgesetzt werden.
- Die Hoheit über die Messdaten sollte bei den Haushalten bleiben und ausgewählte Daten nur nach vorheriger Zustimmung übertragen werden.



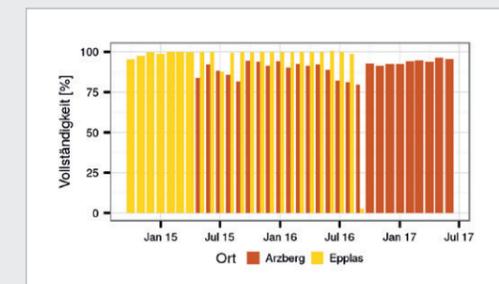
Smart-Meter mit Zusatzbox in Epplas

IM DETAIL

Die im Projekt eingesetzten Zähler LZQJ-XC der Firma EMH Metering verfügen über keine eigene Intelligenz oder größere interne Speicher. Daher führt das Fehlen der Kommunikationsverbindung meist schnell zu einem Datenverlust. Lediglich kumulierte Messwerte wie der Stromverbrauch können lokal gehalten werden. Diese Aufgabe der lokalen Pufferung und Aggregation erfüllen bei 35 der Zähler Raspberry-Pi Einheiten. Diese können jeweils bis zu vier Zähler auslesen, die Ergebnisse aufbereiten, puffern und gesichert übertragen.

Im Projekt musste zwischen zwei Nutzungsszenarien unterschieden werden. Zum einen gab es Messstellen, die zur Regelung verwendet wurden. Hier wurde auf eigene Messhardware aufgesetzt, bei der das Übertragungsprotokoll frei gewählt werden konnte. Beispiel sind die Messungen an den Ortsnetzstationen, beim Quartierspeicher und im Testzentrum. Da die Verfügbarkeit von Quartierspeicher und Testzentrum sehr hoch sein sollte, wurden diese jeweils Redundant per GSM und DSL angebunden. Im zweiten Fall, der Messwerterhebung in den Haushalten, werden a posteriori Analysen der verschiedenen Projektpartner durchgeführt.

Der Einsatz verschiedener Technik hängt also direkt von der mit den Daten zu realisierenden Aufgabe ab. Eine generelle, gesicherte und ausfallsichere Erhebung von Daten führt zu unnötig hohen Kosten, die über die Anwendung derzeit nicht finanziert werden können.



Auswertung der Messwertvollständigkeit mit Zusatzhardware in Epplas und ohne in Arzberg



REFERENZEN

- Müller et al., „Kommunikationsinfrastruktur für Smart Metering,“ Technischer Bericht TR-01-2014, Institut für Informationssysteme der Hochschule Hof (iisys) veröffentlicht im Januar 2014

FRAGE 5

Welche Faktoren haben Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Kleinspeichern?

Im Haushalt werden elektrische Energiespeicher mit Laderegler in Kombination mit PV-Anlagen installiert. Durch die kompakte Bauweise und den geringen Energiegehalt spricht man von Kleinspeichern. Da die Speicher im Haus positioniert sind, eignen sie sich zum Ausgleich von überschüssigem PV-Strom am Tag mit einem lokalen Energiemangel beispielsweise in der Nacht. Die Eigenverbrauchssteigerung ist deshalb momentan der primäre Einsatzzweck. Hierfür werden eine zentrale Messeinheit und ein Energiemanager installiert. Förderprogramme versuchen darüber hinaus eine netzdienliche Wirkung zu etablieren.

TECHNISCHE SICHTWEISE

- Technisch können Kleinspeicher bereits anspruchsvollere Ansätze als die Eigenverbrauchserhöhung leisten. Dabei hemmen Inkompatibilitäten und hohe Latenzen meist die Realisierung weiterer Einsatzzwecke.
- Zentrale Verbände (u.a. BVES) versuchen die Standardisierung von Wirkungsgraden und Schnittstellen in Datenblättern voranzutreiben.

REGULATORISCHE SICHTWEISE

- Zu den im Moment regulatorisch definierten Einsatzszenarien für Kleinspeicher zählen Eigenverbrauch sowie die Regelleistung als Teil eines Pools.
- Einspeisevergütung von PV-Anlagen und ihre Entwicklung sind bekannt, jedoch die Entwicklung der Förderprogramme und deren Bedingungen unklar.

UNTERSUCHUNGEN IM PROJEKT

In einer Marktstudie wurden realistische Kostenfunktionen für den Kleinspeicherbereich ermittelt. Basierend auf Smart Meter Daten wurden Kennzahlen für Eigenverbrauch und Autarkie abgeleitet, in Abhängigkeit von Größe (im Vergleich zur Last) und Ausrichtung der PV-Anlage. Da die Messdaten in sehr hoher zeitlicher Auflösung vorliegen, konnte eine Aussage über die Ungenauigkeit bei der Verwendung größerer Zeitreihen getroffen werden. Durch die Installation und das Monitoring von zehn Systemen konnten das dynamische Verhalten ermittelt und Simulationsmodelle verifiziert werden.

WIRTSCHAFTLICHE SICHTWEISE

- Ähnlich zu den Kostenentwicklungen bei der PV werden Speicherkosten mit Zunahme der installierten Kapazität weiter sinken.
- Die Anzahl der Ladezyklen hängt von Dimensionierung, Leistung und Betriebsweise des Speichers ab und muss im Einklang mit der technischen Leistungsfähigkeit und der erwarteten Lebensdauer stehen.

BETREIBERSICHTWEISE

- Kleinspeicher-Betreiber leben aktuell in dem sogenannten energy-only market, sozusagen einem reinen Energie-Umfeld. Eine netzentlastende Wirkung ergibt sich jedoch meist aus einer leistungsorientierten Betriebsstrategie.
- Der Betreiber muss aus existierenden Modellen (Eigenverbrauch, Stromclouds, Schwarmpeicher, virtuelle (gebuchte) Speicherkapazität in einem Quartierspeicher) wählen und damit die Speichernutzung zu erhöhen.

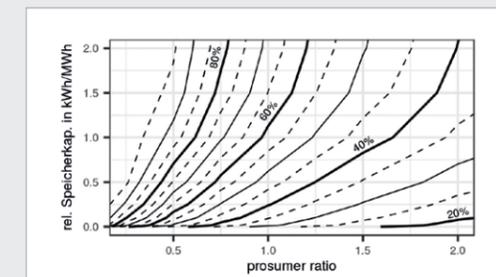


IBC SolStore 6.5 Li / IBC Solar

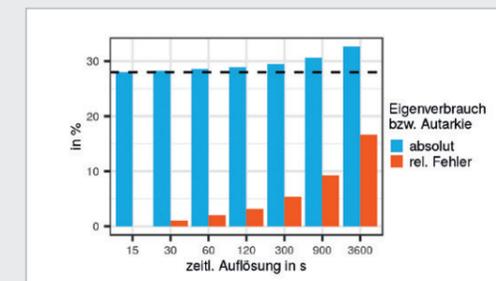
IM DETAIL

Bei der Anwendung von Kleinspeichern zur Erhöhung des Eigenverbrauchs werden diese mit zwei hochvolatilen Leistungsprofilen konfrontiert: der Haushaltslast und der PV-Erzeugung. In der Vergangenheit haben Betrachtungen den direkten Eigenverbrauch von PV-Strom häufig überschätzt, wenn z. B. nur Mittelwerte über 15 min zur Verfügung standen. Das Arbeiten mit einer groben zeitlichen Auflösung kommt dem Vorhandensein einer kleinen, verlustfreien, virtuellen Speicherkapazität gleich die den Eigenverbrauch um ca. 8% überschätzt. Der zusätzliche Nutzen eines Speichers wird dabei unterschätzt.

Ein rein Rendite-orientierter Investor würde unter aktuellen Bedingungen meist noch zur PV-Anlage ohne Speicher tendieren. Die Ausrichtung der Module hat wenig Auswirkung, dies ändert sich auch nicht durch Einsatz eines Speichers. Die Motivation eines Haushalts besteht aktuell darin, möglichst viel des Strombezugs, also Energie, aus dem Netz zu ersetzen – ein Ansatz der weder besonders netzdienlich noch unproblematisch hinsichtlich der Entkopplung von Kosten für die Allgemeinheit ist. Ein erster Schritt hin zu leistungsorientiertem und damit netzrelevantem Betrieb ist der Einsatz zur Wirkleistungsbegrenzung der PV-Anlage.



Eigenverbrauchsdaten für unterschiedlich große PV-Anlagen (prosumer ratio = PV-Jahresertrag : Jahresverbrauch) und Speicher (relativ = nutzbare Kapazität : Jahresverbrauch)



Einfluss der zeitlichen Auflösung auf ermittelte Eigenverbrauchs- und Autarkiewerte für den Fall prosumer ratio = 1 und nutzbare Speicherkapazität = 1 kWh pro MWh Jahresverbrauch



OFFENE FRAGEN

- Führt die regulatorisch einheitliche Definition von Speicher, die Diskussion des Endverbraucherstatus und Vermeidung der Doppelbelastung mit Umlagen langfristig zu einer höheren Akzeptanz und Durchdringung?
- Welche Normierungen der IKT sind notwendig um mehr Anwendungsbereiche für Speicher zu erschließen?
- Ist die Definition der Effizienz ähnlich dem europäischen Wirkungsgrad bei PV-Wechselrichtern möglich?
- Können „unsymmetrische“ Batterie-Umrichter vor allem im Haushaltsbereich die Wirtschaftlichkeit steigern?
- Wie werden große Kapazitäten durch second-life-Nutzung mit Akkus aus dem Bereich der Mobilität den Marktpreis verändern?

Autor:

Christoph Stegner, ZAE Bayern

REFERENZEN

- Stegner et al., "Profitability and LCOE of Small Solar Battery Systems—the German Case. (Smart Grid Solar – A Bavarian Smart Energy Project)," in 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, 2015, pp. 2604–2613
- Stegner et al., „Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Haushaltsspeichern und realdatengestützte Untersuchung des elektrischen Eigenverbrauchs von PV-Strom,“ in Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern, D. Schulz, Ed. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015, pp. 34–41

FRAGE 6

Können Quartierspeicher im Vergleich zu Haushalts- speichern zusätzlichen Nutzen im Stromnetz bieten?

Der Einsatz von Energiespeichern findet aktuell vor allem in Haushalten Anwendung. Grund dafür ist, dass hier bereits ein regulatorischer Rahmen besteht. Eine Alternative sind Quartierspeicher die über eine höhere Leistung und Kapazität verfügen und an zentraler Position im Niederspannungsnetz positioniert sind. Auf dieser höheren Ebene können Synergieeffekte genutzt werden, wobei gleichzeitig die Nähe zu fluktuierender Erzeugung und Verbrauch besteht. Auch andere, netzdienliche Anwendungen lassen sich mit einem Quartierspeicher implementieren.

TECHNISCHE SICHTWEISE

- Durch Betrieb einer einzelnen Einheit kann diese bei Verwendung lokaler Messwerte einfacher gestaltet werden.
- Größere Einheiten ermöglichen effizientere Hybrid-Lösungen unter Einsatz verschiedener Technologien. Gerade mit Hinblick auf eine mittel- bis langfristige Speicherung bietet sich in diesem Fall die Umwandlung in Wasserstoff an.

REGULATORISCHE SICHTWEISE

- Es gibt im Moment keine einheitliche Definition von elektrischen Speichern und deren Behandlung bei anfallenden Umlagen und der Besteuerung. Die Separierbarkeit von Eigenverbrauch und potentiellen weiteren Dienstleistungen ist schwierig.
- Das Zusammenspiel mehrere Akteure macht den rechtlichen Rahmen beim Quartierspeicher komplexer.

UNTERSUCHUNGEN IM PROJEKT

Das Potential von speichergestütztem Eigenverbrauch im Quartier wurde untersucht. Hierzu wurde nach einer simulativen Auslegung ein Quartierspeicher im Ortsnetz Epplas installiert und in Betrieb genommen. Nach einer Initialisierungsphase wurde eine Mehrfachstrategie entwickelt, simulativ für das Jahr 2015 angewandt und für eine Wochen auf einer eigens entwickelten Regelplattform im Realbetrieb getestet. Die technische Machbarkeit unter Verwendung externer Größen wurde bestätigt und die Simulationsmodelle validiert.

WIRTSCHAFTLICHE SICHTWEISE

- Der Anwendungsfall Eigenverbrauchserhöhung profitiert vom Pooling-Effekt. Aggregierte Haushalte gleichen bereits ohne Speicher Erzeugung und Bedarf über das Netz besser aus. Wird dies mit einem Quartierspeicher unterstützt, ist die notwendige Kapazität, um den gleichen Grad wie mit Haushaltsspeichern zu erreichen, deutlich geringer. Im Fall von Epplas reichen bereits 50 %.

BETREIBERSICHTWEISE

- Für viele technisch mögliche Produkte/Dienstleistungen durch Speicher fehlen entsprechende Märkte oder die rechtliche Grundlage.
- Ein Betreiber mehrerer Quartierspeicher kann als Aggregator weitere Märkte bedienen. Der allgemeine Wandel des Konsumverhaltens von Besitz hin zur Inanspruchnahme von Dienstleistungen ermöglicht neue Geschäftsmodelle.

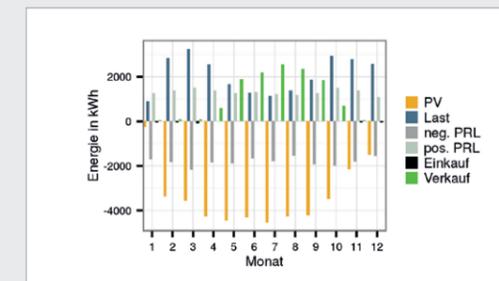


Einblick in den Quartierspeicher in Epplas, welcher nicht größer als ein herkömmlicher Ortsnetztransformator ist.

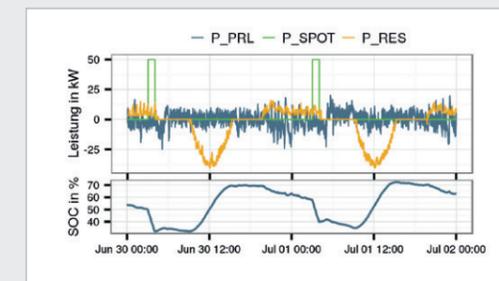
IM DETAIL

Mit Modellen konnte eine Vielzahl von denkbaren Anwendungen für Quartierspeicher in kürzester Zeit simuliert werden, selbst für ganze Jahre. Zum Beispiel wurde der Speicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs im Quartier eingesetzt. Als Mehrfachnutzen stand dabei jedoch die Reduktion der Last- und Einspeisespitzen, also Leistungen, im Vordergrund und nicht eine maximale Ausbeute des Eigenverbrauchs, sprich Energie. Diese Variante hat ein größeres Potential, den Herausforderungen des Netzbetreibers bei der Integration Erneuerbarer zu begegnen. Gleichzeitig wurde die Teilnahme am Primärregelungsmarkt unterstellt.

Diese beinhaltet auch das Handeln von Strom an der Börse für Ausgleichsladungen. Der Energiedurchsatz liegt anteilig bei 57 % für Eigenverbrauch, 32 % für Regelleistung und 11 % für die Marktteilnahme und ungeplante Ausgleichsvorgänge. Für eine plausible Wirtschaftlichkeitsbewertung fehlt der regulatorische Rahmen, der die anzusetzenden Kosten für den lokalen Energieausgleich unter Nachbarn definiert. Die Simulationsergebnisse wurden anschließend als Eingabe für den Realbetrieb des Quartierspeichers in Epplas verwendet, um die technische Machbarkeit zu bestätigen.



Monatlicher Vergleich der ausgetauschten Energiemengen für einen Speicher, der lokal den Eigenverbrauch im Quartier erhöht (PV und Last), am Regenergiemarkt teilnimmt (neg. und pos. PRL) sowie Ausgleichsgeschäfte an der Börse tätigt (Einkauf und Verkauf)



Beispielhafter Verlauf der Zusammensetzung der Speicherleistung aus Eigenverbrauchserhöhung (P_RES), frequenzabhängiger Regelleistung (P_PRL) und Börsengeschäften (P_SPOT) sowie des Füllstands (SOC) über zwei Tage



REFERENZEN

- Stegner et al., "Solving the Community Storage Dilemma – Higher Utilization by Multiple Usage," in 6th Solar Integration Workshop: International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems: 15-16 November 2016, Vienna, Austria: proceedings, Darmstadt, 2016

OFFENE FRAGEN

- Wie kann ein zukünftiger Rechtsrahmen gestaltet werden, der einen gemeinsamen Betrieb von Quartierspeichern durch Netzbetreiber, Energiehändler und Investoren ermöglicht?
- In wie weit behindert die Entflechtung (engl. unbundling) in der Energiewirtschaft das Entstehen neuer Betreibermodelle?
- Können die Entwicklungen im Bereich des Mieterstrom-Modells Quartierspeicher betreffen und damit fördern?

Autor:

Christoph Stegner, ZAE Bayern

Jonas Hirning, ZAE Bayern

FRAGE 8

Wie beeinflusst die Marktausgestaltung mögliche Investitionsanreize im Verteilnetz?

Das Entstehen eines Smart Grids im liberalisierten Energiemarkt ergibt sich im Zusammenspiel vieler verschiedener Akteure – nämlich Netzbetreiber, Aggregatoren, Prosumer und Verbraucher. Deren Entscheidungen werden vom Marktumfeld und den technischen, gesetzlichen und politischen Rahmenbedingungen in unterschiedlicher Weise beeinflusst. Dieses Zusammenspiel wird beeinflusst durch die Marktausgestaltung, welche Kosten, Anreize und Abgaben beschreibt.

TECHNISCHE SICHTWEISE

- Technische Einzellösungen zur Investition einzelner Haushalte sind verfügbar und vielfältig (Speicher, Messgeräte, Verbraucher, Smart Home), bieten aber wenig Möglichkeit zur gewinnbringenden Marktteilnahme.
- Der Grenznutzen für die Energienetze ist überschaubar und nur bei der Kombination von vielen kann ein sinnvoller Beitrag entstehen. Die Kombination ist aufgrund unzureichender Standards bisher nur aufwändig zu realisieren.

REGULATORISCHE SICHTWEISE

- Enge Marktregeln mit vielen Ausnahmen und die notwendige Versorgungssicherheit machen eine klare Definition von Netzkomponenten in der Niederspannung schwierig.
- Die Hinzunahme von Redispatch und Einspeisemanagement bei der Netzausbauplanung kann zu signifikant geringerem Netzausbau führen.

UNTERSUCHUNGEN IM PROJEKT

Mit Hilfe von quantitativen Analysetools wurden die Auswirkungen von Marktdesign und Regulierung (z.B. EEG, Netzentgeltberechnung, Speicheranreizung) auf die Entscheidungen der Akteure im Verteilnetz bestimmt. Zu diesem Zweck wurde ein neues Smart-Grid-Modell, bestehend aus einem Markt- und einem Lastflussmodell, entwickelt und eingesetzt. Zusätzlich wurden verschiedene Betriebsstrategien mit Hilfe der Testanlagen in Epplas und Arzberg auf ihre Wirtschaftlichkeit untersucht.

WIRTSCHAFTLICHE SICHTWEISE

- Flexible Strompreise für Endkunden können neue Geschäftsmodelle fördern.
- Veränderungen der Netzentgeltstruktur (z.B. Leistungspreis auf Verbrauch und/oder Erzeugung) kann bei PV-Anlagenbesitzern Anreize zum Speicherkauf generieren.
- Förderprogramme können helfen neue Betreibermodelle in Realität zu prüfen.

BETREIBERSICHTWEISE

- Verbindliche, langfristige Bestimmungen zur Abgabenbelastung (z.B. Eigenverbrauch) kann das regulatorische Risiko mindern.
- Die Schaffung neuer Rahmenbedingungen für die Mehrfachnutzung von Speichern kann neue Geschäftsmodelle für Speicher generieren (z.B. Bereitstellung eines Speichers für den netzdienlichen Betrieb).



Skizze des zweistufigen Marktmodells zur Modellierung von aktuellen und alternativen regulatorischen Rahmenbedingungen

IM DETAIL

Werden die gesetzlichen Rahmenbedingungen so angepasst, dass Netzbetreiber erneuerbare Erzeuger im Falle von Netzengpässen abregeln können (Fall MG_{SA}) und die Kompensation dafür für die Netzentgeltberechnung anrechnen dürfen, dann kann dies zu erheblichen Einsparung von Netzausbau führen und die Netzentgeltbelastung der Endkunden signifikant reduzieren. Es konnte bestätigt werden, dass die Möglichkeit des Abregels von EE-Strom bei negativen Börsenpreisen die Wirtschaftlichkeit von Dezentralitätsoptionen, wie Speichersysteme und flexible Verbraucher, reduziert. Hiergegen steht die Einführung eines Leistungspreises beim Netzentgelt (Fall MG_c), welche bei Anlagenbesitzern zu zusätzlichen Investitionsanreizen führen kann.

Auch konnte gezeigt werden, dass in Verteilnetzen mit hoher PV-Dichte ein großes Potenzial zur Blindleistungsbereitstellung bei der optimalen Wahl und Konfiguration von Wechselrichtern besteht. Dafür muss eine entsprechende Förderung und Steuerungsmöglichkeit durch den

Auswertung	FB	MG	MG_c	MG_{sub}	MG_{SA}	FB_{SA}
Eigenverbrauch [kWh]	19123	18986	19888	21164	18986	19123
Stromkosten [€]	8356	8395	8130	7729	8395	8356
Einspeisevergütung [€]	28479	28499	28361	28161	28499	28479
Kosten PV Ausbau	0	0	0	0	0	0
Kosten Speicher [€]	689	669	808	1083	669	689
Investitionszuschuss [€]	0	0	0	541	0	0
Kosten Netzentgelt [€]	0	0	1817	0	0	0
Δ Profit Haushalte [€]	-	0	-1829	456	0	-
Netzausbau [#]	2	3	2	2	2	2
Kosten Netz [€]	322	2288	322	1382	322	322
Kosten Losses [€]	441	333	449	352	455	441
Kosten Abregelung [€]	0	0	0	0	1	0
Kosten Zuschuss [€]	0	0	0	541	0	0
Einnahme Netzentgelt [€]	0	0	1817	0	0	0
Kosten Speicher (VNB) [€]	0	0	0	0	0	0
Δ Kosten Netzbetreiber [€]	-	0	-3667	-346,07	-1844	-
Δ Gesamtprofit [€]	1858	0	1838	802	1844	1858
Speicherinv. [kWh]	24,1	23,4	28,3	37,9	23,4	24,1

Integrierte Markt Betrachtung in Epplas
 FB = First Best (Systemoptimum)
 MG = Marktgleichgewicht (aktuelles Design)
 G = Generatornetzentgelt
 Sub = Speichersubvention
 SA = Systemdienliche Abschaltung

Netzbetreiber zunächst klar geregelt werden. Zusätzlich können durch Anpassungen der Rahmenbedingungen für Speicher, weitere netzdienliche Geschäftsmodelle ermöglicht werden. So kann beispielsweise die Förderung und Mitnutzung von Speichersystemen durch Netzbetreiber (Fall MG_{sub}) oder deren Nutzung im Verbund klarer definiert und anrechenbar gemacht werden.

OFFENE FRAGEN

- Für welchen Weg wird sich die Politik entscheiden, um die Energiewende effizient zu gestalten und die Klimaschutzziele 2050 zu erreichen?
- Können sich dezentrale Ansätze im europäischen Strommarktbestand weiter etablieren?
- Wie können Marktregeln dazu führen, dass Technologien eine zentrale Rolle einnehmen, z.B. Netz oder Speicher?

Autoren:

Julia Grübel, ZAE Bayern
 Christian Sölch, ZAE Bayern
 Bastian Rückel, ZAE Bayern
 Michael Neswal, ZAE Bayern



Zusammenfassung der jährlichen Simulationsergebnisse für eine integrierte Markt Betrachtung in Epplas

REFERENZEN

- Grimm et al., „Zur Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Redispatch und effizientes Engpassmanagement: Eine modellbasierte Abschätzung,“ List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik, 41, 4, 465-498, 2016
- Grimm et al., gemeinsam mit der Prognos AG, „Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf,“ Gutachten im Auftrag der N-Ergie AG, 2016
- Grimm et al., „Regionale Preiskomponenten im Strommarkt. Gutachten im Auftrag der Monopolkommission,“ in Vorbereitung des 71. Sondergutachtens Energie2015 der Monopolkommission, 2015
- Grimm et al., „Distribution network modeling in electricity market environment,“ Mimeo FAU Erlangen-Nürnberg, 2016
- Grimm et al., „Analysis of Market Mechanisms to Coordinate Economic Activities in Smart Grids,“ Mimeo FAU Erlangen-Nürnberg, 2016



FRAGE 9

Welche Hürden verhindern die Etablierung neuer Smart Grid Technologien in den Haushalten?

Haushalte verhalten sich im Rahmen ihrer Möglichkeiten zuerst wirtschaftlich, so wie die anderen Akteure im liberalisierten Energiemarkt. Lediglich das Komfortbedürfnis kommt als zusätzliche Komponente hinzu. Der Einsatz neuer Technologien muss bei rein rationalem Denken diesen beiden Kriterien dienen. Der aktuelle Handlungsspielraum, sowohl in technischer, rechtlicher aber auch wirtschaftlicher Hinsicht, bietet dabei keine Möglichkeiten zur Kosteneinsparung. Dadurch entstehen eine Reihe von Hindernissen, welche die Etablierung neuer Smart Grid Technologien verhindern.

TECHNISCHE SICHTWEISE

- Niederspannungsnetze sind (auf Grund des gesetzlichen Auftrags) immer ausreichend bzw. häufig überdimensioniert, so dass kein Anreiz besteht smarte Technologien einzusetzen.
- Die Zuverlässigkeit der nutzbaren IKT erlaubt keinen Betrieb einer versorgungskritischen Infrastruktur. Durch die Vielzahl und die Diversität der Geräte ist die Gewährleistung einer hohen Sicherheit sehr komplex.

REGULATORISCHE SICHTWEISE

- Beim Einsatz von Smart Grid Technologien ist eine Vielzahl von rechtlichen Einschränkungen zu berücksichtigen. Ebenso die weite Streuung der Betreibermodelle vom Einzelverbraucher über das Bio-Energiedorf bis zum Bilanzkreis. Eine klare einheitliche Definition der rechtlichen Rahmenbedingungen scheint daher verständlicherweise sehr schwierig.

UNTERSUCHUNGEN IM PROJEKT

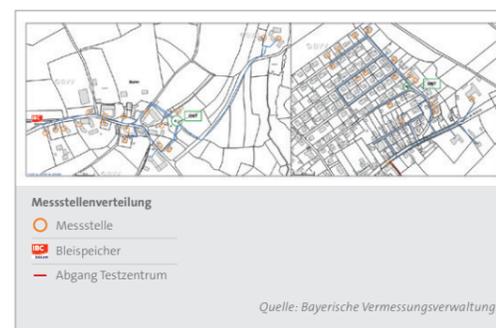
Mit dem entwickelten, quantitativen Analysewerkzeug zur integrierten Betrachtung von Marktteilnehmern wurden auch Szenarien untersucht, welche die Investition in Smart-Grid-Technologien in den Haushalten subventioniert. Unter Verwendung realer Netzpläne und Messwerte für ein Jahr konnte abschließend gezeigt werden, dass eine Subvention von Speichern in den Haushalten zu einer Reduktion der Netzausbaukosten führt. Zusätzlich zu den Analysen wurden in zwei Verteilnetzsträngen in Hof und Arzberg Smart-Grid-Technologien (Klein- und Großspeicher) installiert und mit verschiedenen Betriebsstrategien getestet.

WIRTSCHAFTLICHE SICHTWEISE

- Die Preise für Smart Grid Technologien können von den Haushalten noch nicht bewertet werden, weil der Nutzen für den Einzelnen noch nicht greifbar ist.
- Durch die zeitunabhängige Tarifstruktur (mit sehr hohen Umlagen und Steuern) sind die Haushalte nicht motiviert den Verbrauch anzupassen, sondern lediglich die Umlagen zu vermeiden.

BETREIBERSICHTWEISE

- Die Stärkung des Bezugs eines Haushaltes zu den Herausforderungen einer zuverlässigen Energieversorgung könnte die aktive Beteiligung vergrößern.
- Aggregatoren bieten Haushalten trotz Unsicherheiten über den rechtlichen Rahmen sowie dem schwierigen Zugang zu großen Märkten interessante Investitionsmodelle.



Netzpläne der beiden untersuchten Verteilnetze mit installierter Infrastruktur

IM DETAIL

Bis zur Einführung der 70 %-Regel musste das Verteilnetz so ausgebaut werden, dass jede PV-Anlage die volle Leistung einspeisen kann. Das gezwungen effiziente Handeln der Netzbetreiber führte dazu, dass die meisten Niederspannungsnetze überdimensioniert geplant wurden, um späteren Wiederausbau zu vermeiden. Dabei dürfen und können Netzbetreiber nicht auf alternative Smart-Grid-Technologien zurückgreifen. Der Netzausbau kann jedoch nur verringert werden, wenn dezentrale Ausgleichsmechanismen verlässlich angesteuert und kontrolliert werden können. Der Einbezug von Haushalten scheitert aber häufig mangels geeigneter Kooperationsmöglichkeiten und der Komplexitätssteigerung bei hoher Durchdringung.

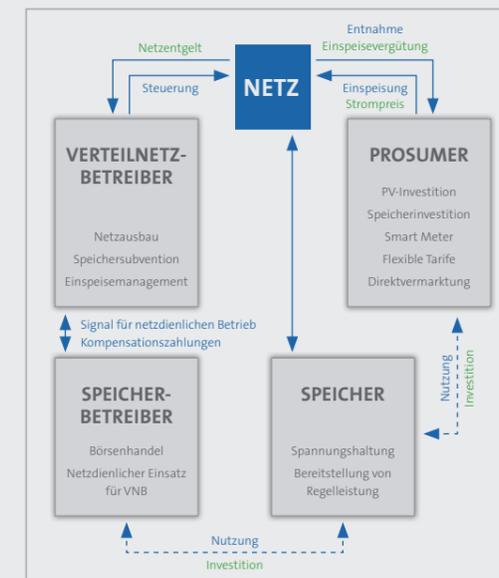
Bei Aufbau und Betrieb der Versuchsträger in Hof und Arzberg haben sich enorme Herausforderungen gezeigt. Die Geschäftsprozesse bei den Netzbetreibern sind auf neue Technologien und Betreibermodelle noch nicht eingestellt. Dies zeigt sich im noch nicht standardisierten Umgang mit Anfragen und im erhöhten Diskussionsbedarf. Im Rahmen ihres gesetzlichen Auftrags haben die Netzbetreiber wenig Spielraum neue Betreibermodelle zu unterstützen, zu testen oder gar zu standardisieren.

OFFENE FRAGEN

- Wie und mit welcher Zielsetzung entwickeln sich die Rahmenbedingungen für Smart-Grid-Technologien (z.B. EEG, ARegV) in den kommenden Jahren weiter?
- Welche Kostenentwicklung ist bei Smart-Grid-Technologien (z.B. Speichersysteme oder Smart-Home-Applikationen) in den kommenden Jahren zu erwarten?
- Wie können Erneuerbare Energien und Smart-Grid-Technologien besser im Markt integriert werden, um die Klimaschutzziele bis 2050 zu erreichen?
- Wie kann die Zusammenarbeit von privaten Haushalten mit dem Energieversorger und Netzbetreiber gestärkt werden?

Autoren:

Julia Grübel, ZAE Bayern
Christian Sölch, ZAE Bayern
Bastian Rückel, ZAE Bayern
Philipp Luchscheider, ZAE Bayern



REFERENZEN

- Grimm et al., "Distribution network modeling in electricity market environment," Nürnberg, 2016
- Bogenrieder et al., "Impact of a large-scale market integration on the orientation of photovoltaic modules," 13th International Conference on the European Energy Market (EEM), Porto, 2016
- Grimm et al., "Regionale Preiskomponenten im Strommarkt" für die Monopolkommission Energie, 2015
- Grimm et al., "Analysis of Market Mechanisms to Coordinate Economic Activities in Smart Grids," Nürnberg, 2016



FRAGE 10

Was bedeuten die Ergebnisse von Smart Grid Solar für Industrie und Gewerbe?

In der Laufzeit des Projektes Smart Grid Solar hat sich im Bereich der Energieversorgung seit 2012 einiges geändert. Einerseits hat sich der Zubau der Photovoltaik von über 7 GWp in 2009 auf 1,5 GWp in 2015 reduziert. Andererseits gibt es aber seit Ende 2015 ein weltweites Klimaabkommen, welches den weiteren Zubau Erneuerbarer Energien forciert.

In den kommenden Jahren wird sich die Energieversorgung zunehmend dezentralisieren und die Direktvermarktung von Erzeugung und regelbarem Verbrauch wird langsam aber sicher in den Mittelpunkt rücken. Folgende Schwerpunkte lassen sich von den Ergebnissen im Projekt ableiten.

PHOTOVOLTAIK

PV-Anlagen werden wieder stärker in den Mittelpunkt der Aufmerksamkeit rücken. Sobald die Importzölle fallen werden die Kosten für PV-Anlagen und damit auch für PV-Strom sinken. Im Moment liegt der Schwerpunkt im Ausbau bei den kleineren Anlagen für Ein- und Mehrfamilienhäuser zum einen und bei den Großanlagen das Ausschreibungsverfahren zum anderen, was nicht im Widerspruch zu den verfügbaren Netzkapazitäten steht.

NEUE TARIFE

Mit der Einführung der Smart Meter sind variable Tarife möglich, die sich an den aktuellen Börsenpreisen orientieren. Vor allem in Zeiten der negativen Energiepreise ergeben sich damit viele Möglichkeiten für neue Systeme und Betriebsmodelle. Speicher könnten dann völlig neuartig eingesetzt werden. Mit großer Wahrscheinlichkeit wären bei diesen kommenden Tarifen Kombisysteme (z.B. Wärme-Strom-Speicher) deutlich im Vorteil.

UNTERSUCHUNGEN IM PROJEKT

Im Projekt Smart Grid Solar in Arzberg und in Epplas wurden die Digitalisierungskonzepte in der Realität umgesetzt und mit Hilfe von Simulations- und Optimierungsmodellen die Abstimmung von Komponenten im Netz aufeinander durchgeführt.

Die Experten am ZAE Bayern sind heute in der Lage den Energieverbrauch und die Erzeugung gemeinsam mit Tarifmodellen zu optimieren, um somit im Bilanzkreis den Bedarf der vertikalen Netzlast und somit die Kosten zu senken.

EIGENVERBRAUCH

Den selbst erzeugten Strom möglichst gut zu nutzen ist im Moment das große Thema. Der Schwerpunkt verschiebt sich weg von maximaler PV-Einspeisung hin zur Optimierung des eigenen Verbrauchs im Haushalt. Je größer der Unterschied zwischen Strompreis und Stromerzeugungskosten, desto eher rechnet sich sogar ein Speicher, der den Eigenverbrauch wesentlich erhöhen kann. Bereits 2012 kam es zu Gleichheit von EEG-Vergütung und Strompreis.

DIGITALISIERUNG UND VERNETZUNG

In Zukunft wird es möglich sein, den Ladezustand des Elektromobils zusammen mit dem PV-Überschuss und der Heizlast auf dem Smartphone oder Fernseher darzustellen. Dies steigert Transparenz und Effizienz im Energieverbrauch. Dazu kommt, dass nicht nur Tarife und Abrechnung über die Smart Meter angebunden werden, sondern auch externe Dienstleistungen, wie zum Beispiel eine Wetterprognose, in das System eingebunden werden können.



Ergebnispräsentation beim Abschlusstreffen des Projektes „Smart Grid Solar“

IM DETAIL

Wenn man heute einen Batteriespeicher kauft, so sind die am Markt erhältlichen Systeme oft weit ausgereift und bieten verschiedenste Steuerungsmöglichkeiten für den Nutzer. Damit lassen sich gute Ergebnisse im Bereich Eigenverbrauch erzielen. Stehen Effizienz, Netzdienlichkeit und Planbarkeit im Vordergrund, lassen sich die besten Ergebnisse durch die Kombination verschiedener Prognosesysteme erzielen. Im Projekt Smart Grid Solar wurde eine lokale Prognose mit einer Wolkenkamera mit einer längerfristigen Wetterprognose kombiniert, um so die Energiespeicher möglichst optimal einzusetzen.

Es zeigte sich darüber hinaus, dass die Planung eines „hybriden“ Energiesystems keine leichte Aufgabe ist. Aufgrund der möglichen gegenseitigen Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Komponenten ist die Optimierung des Gesamtsystems machbar, aber alles andere als einfach. Voraussetzung dafür ist eine gute Datenbasis über den Verbrauch, über Preismodelle und Erzeugung. Nur so kann ein „vernünftiges“ System entworfen werden. Der wichtigste Faktor für die Wirtschaftlichkeit ist dabei die Auslastung der Komponenten. Diese Größe steht aber oft im Widerspruch zu einer Vorhaltung von Restkapazitäten.

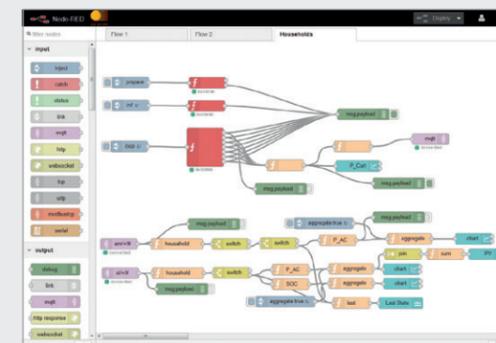
Letztendlich ist es sinnvoll, in der Planung verschiedene Szenarien zu berücksichtigen, denn jedes Energiesystem muss flexibel geplant auch auf Änderung in der Tarifstruktur anpassbar sein.

AUSSICHT: HEITER

Es herrscht ein wenig Aufbruchsstimmung am Deutschen Energiemarkt, weil neue Komponenten, neue Dienstleistungen und überhaupt neue Geschäftsmodelle in den nächsten Jahren gebraucht werden, um die Energielandschaft an die laufende Energiewende anzupassen. Es ist zwar nicht immer alles erlaubt, was technisch schon möglich ist, denn der Gesetzgeber muss für stabile Verhältnisse in Erzeugung und Verteilung sorgen. Aber die Möglichkeiten, die sich aus den verschiedenen Aufgabenstellungen ergeben, sind sehr vielfältig. Es gibt zudem möglicherweise noch nicht genug Normen und Standards auf dem Smart-Energy-Markt. Genau diese Situation bietet einen unschätzbaren Wettbewerbsvorteil für Unternehmen in Deutschland, die am schnellsten auf neue Entwicklungen und Dienstleistungen reagieren können. Und wie in der Photovoltaik geschehen, kann das, was in Deutschland entwickelt wird, als Vorlage oder Muster für die Entwicklung in anderen Ländern dienen.

Autoren:

Michael Neswal, ZAE Bayern
Philipp Luchscheider, ZAE Bayern



Realisierung einer verteilten Haushaltsspeichersteuerung mit der OpenSource Plattform „Node-RED“



REFERENZEN

- Bundesnetzagentur, „Fördersätze für Solaranlagen in der Festvergütung bleiben unverändert,“ Pressemitteilung vom 31.1.2017 online abgerufen am 1.2.2017
- Ullrich, „Der Photovoltaikmarkt in Deutschland wird 2017 wieder wachsen,“ Interview mit U. Möhrstedt in Erneuerbare Energien online abgerufen am 1.2.2017
- Ullrich, „EU-Mitglieder wollen Handelsbarrieren für Solarmodule abschaffen,“ in Erneuerbare Energien online abgerufen am 1.2.2017
- Offner, „Wenn möglich, bitte wenden: Die Neuausrichtung der Energiebranche durch smarte Technologien“ in Energiewissenschaftliche Tagesfragen online abgerufen am 13.2.2017