

ABB

2 | 15
de

review

Lösungen von ABB für die Photovoltaik 6

Stabilisierung von Mikronetzen 20

Automatisierung für Solaranlagen 38

Solarpumpen für die Bewässerung 50

Die technische
Zeitschrift des
ABB Konzerns



Solarenergie

Power and productivity
for a better world™



Die Solarenergie hat eine erstaunliche Entwicklung durchlaufen. Vor einigen Jahren noch eine mehr oder weniger experimentelle Technologie, ist sie mittlerweile auch ohne Subventionen auf immer mehr Märkten konkurrenzfähig. Solarmodule sind ein gewohntes Bild – sei es auf Gebäuden oder in bodenmontierten Anlagen wie die auf der Titelseite dieses Hefts abgebildete PV-Anlage von Totana in der Nähe von Murcia (Spanien). Diese von ABB bereitgestellte Anlage liefert 2,2 GWh im Jahr.

Bei Redaktionsschluss befand sich das erste solarbetriebene Flugzeug, die Solar Impulse 2, auf ihrem Weltumrundungsversuch. Das auf dieser und auf Seite 5 abgebildete Flugzeug wird im Artikel „Der Sonne entgegen“ auf Seite 16 näher beschrieben.



Herausforderungen

- 6 Von der Quelle bis zur Steckdose**
ABB nimmt auch in der Photovoltaik eine Spitzenposition ein
- 10 Ein Platz an der Sonne**
Herausforderungen und Perspektiven für die Zukunft der Solarenergie
- 16 Der Sonne entgegen**
Das Solarflugzeug Solar Impulse 2 als Botschafter für alternative Energien

Technologien

- 20 Balanceakt**
Stabilisierung der Stromerzeugung in Photovoltaik- und hybriden Mikronetzen
- 27 Sonnige Aussichten**
Energiespeicherung eröffnet neue Möglichkeiten für die Solarenergie
- 33 Neue Lösungen**
Technologietrends und Designziele für Solarwechselrichter der nächsten Generation
- 38 Lebenszyklusautomatisierung und -services**
Ein ganzheitlicher Ansatz für die Automatisierung, den Betrieb und die Wartung von Photovoltaikanlagen
- 43 Eine Frage der Integration**
Einbindung dezentraler erneuerbarer Energien in das Stromnetz
- 50 Ein wachsender Bedarf**
Erschwingliche Bewässerung mit dem Solarpumpen-Frequenzumrichter von ABB
- 53 Lohnende Investition**
Transformatorverluste senken mit Technologie von ABB
- 58 Komponenten der nächsten Generation**
Fortschrittliche Niederspannungskomponenten für die nächste Generation von PV-Anwendungen im Kraftwerksmaßstab mit 1.500 V DC
- 60 Eigenerzeugung**
Photovoltaik spielt eine bedeutende Rolle in der Active-Site-Technologie von ABB

Trends und Lösungen

- 64 Der Fels in der Brandung**
ABB präsentiert zwei Varianten des aktiven Spannungsreglers PCS100 AVC für verschiedene Anwendungen
- 68 Sicher und leistungsstark**
Trockentransformatoren für die Regionalverteilung

ABB und die Solarenergie



Claes Ryttoft

Liebe Leserin, lieber Leser,

im September 2014 präsentierte ABB ihre Next Level Strategy mit den Wachstumsplänen des Unternehmens für den Zeitraum von 2015 bis 2020. Ein wichtiger Bestandteil dieser Strategie ist das Engagement für ökologisch nachhaltige Technologien.

Man kann sich der Nachhaltigkeit aus verschiedenen Richtungen nähern – von der Wahl der Werkstoffe über die Energieeffizienz bis hin zur menschlichen Sicherheit. All diese Aspekte spielen bei den F&E-Tätigkeiten von ABB eine Rolle. Die vorliegende Ausgabe der ABB Review befasst sich jedoch mit einem bestimmten und sehr sichtbaren Beitrag zur Nachhaltigkeit im Bereich der Energie: der Photovoltaik.

Die Photovoltaik ist ein schnell wachsender Bestandteil des globalen Energiemix. Sie ist von Natur aus skalierbar, sauber und unter günstigen Bedingungen bereits ohne Subventionen wettbewerbsfähig. Auch wenn ABB selbst keine Photovoltaikmodule herstellt, bietet das Unternehmen alle anderen Teile der Wertschöpfungskette von Wechselrichtern über Transformatoren bis hin zu Schutz- und Steuergeräten. Wir sind stolz darauf, als einziges Unternehmen diese umfassende Palette anbieten zu können. Zur Festigung der Position von ABB beigetragen hat nicht zuletzt auch die Übernahme von Power-One im Jahr 2013.

In dieser Ausgabe der ABB Review lesen Sie ein Interview mit Michael Liebreich, Gründer von Bloomberg New Energy und führender Experte für Photovoltaik, der uns seine Vision von der Zukunft der Technologie und den damit verbundenen Anforderungen präsentiert.

Weitere Artikel befassen sich mit verschiedenen Produkten und Technologien, die ABB anbietet, um die Wertschöpfungskette der Photovoltaik zu unterstützen. Neben Artikeln über verschiedene Aspekte der Netzkonnektivität werden auch einige ungewöhnliche Anwendungen wie die Bewässerung mithilfe von Solarpumpen beschrieben. Die wohl ungewöhnlichste Anwendung der Photovoltaik ist ein Flugzeug. ABB ist stolz, zum Team der Solar Impulse zu gehören. Das Flugzeug versucht zurzeit, ausschließlich mithilfe von Solarstrom die Welt zu umrunden.

Die Photovoltaik – vor einigen Jahren noch eine mehr oder weniger experimentelle Technologie – hat eine enorme Entwicklung durchlaufen. Ich hoffe, dass die vorliegende Ausgabe der ABB Review Ihnen interessante Einblicke und Denkanstöße zu dieser spannenden Energiequelle sowie deren Nutzung, Anbindung an das Netz und Integration mit anderen Formen der Energiegewinnung liefert.

Abschließend möchte ich die Gelegenheit nutzen, Sie daran zu erinnern, dass die ABB Review neben der Druckversion auch in elektronischer Form, als PDF und als App für Tablet-Geräte, erhältlich ist. Mehr hierzu erfahren Sie unter www.abb.com/abbreview.

Eine interessante Lektüre wünscht Ihnen



Claes Ryttoft
Chief Technology Officer &
Group Senior Vice President
ABB Group



Von der Quelle bis zur Steck- dose

ABB nimmt auch in der Photovoltaik eine Spitzenposition ein

ALEX LEVRAN – Seit rund 10 Jahren verzeichnet die Photovoltaik stetige Zuwachsraten im zweistelligen Bereich. So ist die weltweit installierte Leistung von etwa 15 GW im Jahr 2008 bis Ende 2014 auf über 170 GW gestiegen. Im Jahr 2014 lagen die jährlichen Gesamtinvestitionen bei über 83 Milliarden USD – und ein Ende dieses Trends ist nicht abzusehen. ABB geht davon aus, dass der weltweite Bestand an Solaranlagen in den nächsten drei Jahren die 400 GW übersteigen wird.

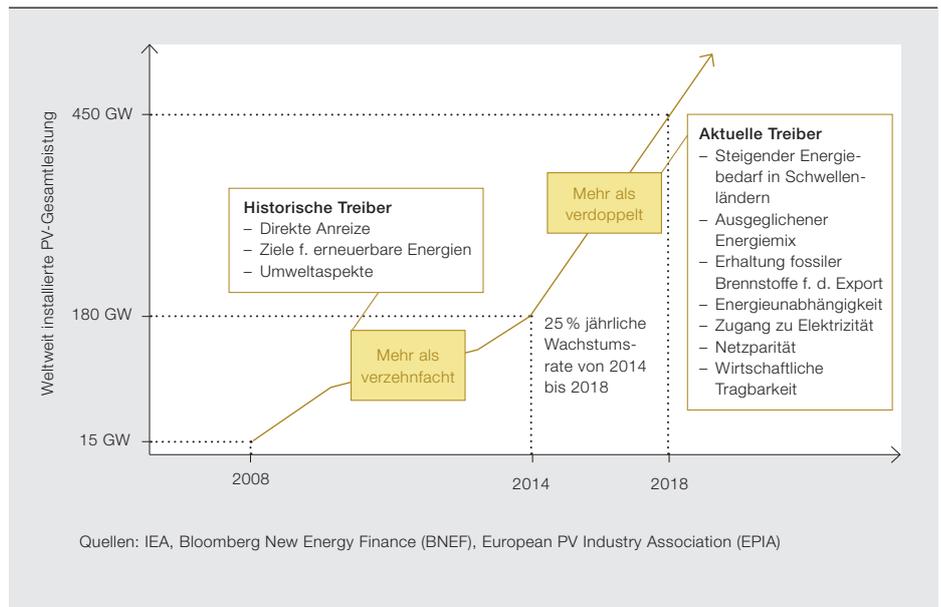
Titelbild

Ein ABB-Außendiensttechniker in der Anlage von Apex Nevada Solar in der Nähe von Las Vegas, NV, USA





1 Der PV-Markt verzeichnet weiterhin ein solides Wachstum mit einer Verschiebung der Antriebsfaktoren.



In den Anfangsjahren wurde die Expansion des Photovoltaikmarkts durch staatliche Förderungen und Subventionen vorangetrieben. Dies gilt besonders für Europa, wo Regierungen sich Ziele für einen größeren Anteil erneuerbarer Energien an der erzeugten Gesamtleistung gesetzt haben. Damit sollte die Möglichkeit geschaffen werden, die emissionsbehaftete Energieversorgung langfristig durch emissionsfreie Energiequellen zu ersetzen und den Gesamtausstoß an CO₂ zu senken → 1.

Marktreife

Mit zunehmender Reife des Marktes werden staatliche Förderungen nun vermehrt durch die inhärente Wettbewerbsfähigkeit der Technologie als primärem Treiber für das anhaltende Wachstum des Sektors abgelöst. So sind in den letzten fünf Jahren die Kosten für installierte Solaranlagen um über 70 % gesunken. Die Stromgestehungskosten für Solarstrom sind in vielen Teilen der Welt mindestens auf Netzparität¹, wenn nicht gar darunter, gefallen.

Europa war dank Einspeisetarifen in Kombination mit Subventionen zur Förderung der aufkommenden Technologie die erste Region, in der die Photovoltaik in großem Maßstab genutzt wurde.

In den vergangenen Jahren sind die Märkte in den USA, China, Japan, Indien und Australien schnell gewachsen. Die Bran-

che erwartet in naher Zukunft auch eine Expansion der Märkte in Schwellenländern im Nahen Osten, Afrika und Südamerika. Weltweit hat sich der Solarmarkt mittlerweile im Bereich der privaten Wohnhäuser, gewerblichen Dachanlagen und Freiflächenanlagen im Kraftwerksmaßstab etabliert.

Obwohl sich der starke Preisverfall in jüngster Vergangenheit negativ auf die Profitabilität der Branche ausgewirkt hat, gibt es deutliche Anzeichen dafür, dass sich die Branche in Richtung eines profitablen Wachstums durch weltweite Expansion entwickelt.

Das Engagement von ABB in diesem Sektor steht im Einklang mit der Vision ihres CEO Ulrich Spiesshofer: „Gemeinsam müssen wir die Welt gestalten, ohne die Erde zu verbrauchen.“

Eine komplette Produktpalette

Dank der Übernahme von Power-One, dem zweitgrößten Wechselrichterhersteller der Welt, im Jahr 2013 verfügt ABB nun über einen installierten Bestand von über 1,5 Millionen Solar-Wechsel-

richtern für eine Gesamtleistung von über 18,5 GW. Außerdem hat das Unternehmen 66 vollständige Solarkraftwerke in 14 Ländern mit einer Gesamtleistung von über 1,2 GW installiert. Darüber hinaus kümmert sich ABB im Rahmen von Betriebs- und Wartungsverträgen (O&M) um Solaranlagen mit einer Leistung von 350 MW an 55 verschiedenen Standor-

In den letzten fünf Jahren sind die Kosten für installierte Solaranlagen um über 70 % gesunken.

ten. Mit der Übernahme von Powercorp liefert das Unternehmen zudem führende Technik für die Integration erneuerbarer Energien in Mikronetze.

ABB bietet als einziges Unternehmen eine komplette Palette von elektrischen Komponenten für die Anbindung von Photovoltaikmodulen an das Stromnetz. Das Unternehmen besitzt ein breites Portfolio von Produkten, Lösungen und Dienstleistungen zur Unterstützung aller drei Marktsegmente – Privathaushalte, Gewerbebetriebe und Energieversorgungsunternehmen – im globalen Maßstab.

Für den privaten und gewerblichen Markt hat ABB ein globales Niederspannungs-Produktangebot entwickelt, das Genera-

Fußnote

¹ Netzparität bedeutet, dass der Strom zum gleichen Preis angeboten werden kann wie der Strom aus dem Netz.

2 ABB verfügt über das umfassendste Wertangebot in der Solarindustrie.

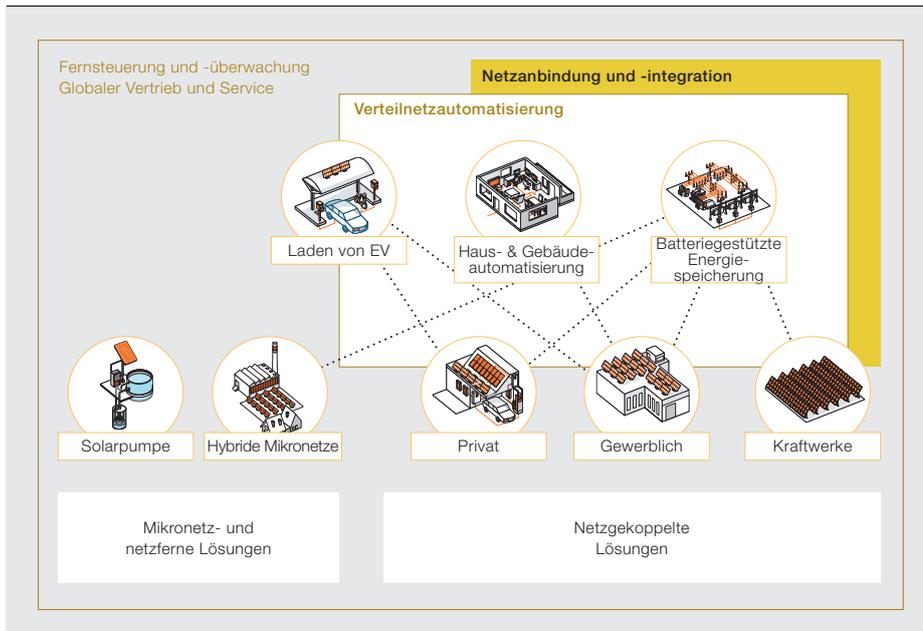


ABB bietet als einziges Unternehmen eine komplette Palette von elektrischen Komponenten für die Anbindung von PV-Modulen an das Stromnetz.

toranschlusskästen, AC- und DC-Schalter, Leistungsschalter, Schütze, Sicherungs-Trennschalter, Stromsensoren, Überspannungsschutzgeräte und Schnellabschaltungsvorrichtungen sowie Energiezähler umfasst. Außerdem verfügt das Unternehmen über ein globales Angebot an Ein- und Dreiphasen-Wechselrichtern sowie eine breite Palette von Überwachungssystemen. Ebenfalls zum ABB-Portfolio gehören Speicherplattformen zur Sicherung der Energieautarkie und -unabhängigkeit von Haushalten.

Für den globalen Kraftwerksmarkt bietet ABB Solarwechselrichter, Mittel- und Hochspannungs-Transformatoren, Mittel- und Hochspannungs-Schaltanlagen mit Mittelspannungs-Reclosern und Vakuum-Leistungsschaltern sowie ganze Unterstationen. Außerdem bietet das Unternehmen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme (HGÜ) für die effiziente Übertragung von elektrischer Energie über große Entfernungen sowie flexible Drehstrom-Übertragungssysteme (FACTS) zur Blindleistungsunterstützung und Wirkleistungsregelung. ABB verfügt über eine umfassende Palette an batteriegestützten Energiespeicherlösungen im Leistungsbe- reich von 25 kW bis 70 MW sowie aktive Spannungsregeleinrichtungen für Mittel- und Hochspannungsanwendungen. Neben den Produkten und Komponenten besitzt das Unternehmen umfassende Kompetenzen in den Bereichen System- engineering und -design, elektrische Neben- anlagen und Simulation.

Zu den umfangreichen Überwachungssystemen von ABB gehören Verteilnetz- automatisierungs-, Prognose-, Last- und Bedarfsplanungslösungen. Das Unter- nehmen bietet umfassende Unterstüt- zung in jeder Phase des Lebenszyklus einer Solaranlage einschließlich maßge- schneiderter Serviceverträge für sämtli- che Ausrüstungen und Lösungen. Das Ziel von ABB ist es, ihren Kunden durch bessere Leistungsfähigkeit, Effizienz und Zuverlässigkeit zu einer maximalen Ren- tabilität ihrer Investitionen zu verhelfen.

Auch wenn es darum geht, die mit der zunehmenden Durchdringung der Ener- giesysteme durch die Solarenergie ver- bundenen Herausforderungen zu bewäl- tigen, ist ABB bestens positioniert. Der wachsende Anteil dezentraler Erzeu- gungsanlagen auf dem weltweiten Solar- markt macht es für die Energieversorger immer schwieriger, die Stabilität des Net- zes sicherzustellen. So besteht in der Branche stetiger Bedarf zur Verbesse- rung der Netzanschlussstandards. Auch die Verbesserung der Stabilität der Netz- speicherung – sowohl auf dezentraler als auch auf zentraler Ebene – wird in naher Zukunft eine sehr wichtige Rolle spielen. ABB bietet Lösungen und Dienstleis- tungen, die es der Solarindustrie erlauben, ihr Wachstum fortzusetzen, während ABB ihre globale Reichweite weiter aus- baut → 2.

Alex Levrán

Solar Industry Segment Initiative
Camarillo, CA, USA
alex.levran@us.abb.com



Ein Platz an der Sonne

Herausforderungen
und Perspektiven für
die Zukunft der Solar-
energie

Michael Liebreich, Vorsitzender des Unternehmensbeirats und Gründer von Bloomberg New Energy Finance spricht mit der ABB Review über das Thema Solarenergie.

Dieser Fortschritt wird nicht aufhören. Bei guten Projekten liegen die Kosten für Solarstrom heute im Bereich von 6 bis 8 Cent/kWh ohne irgendwelche Subventionen. Das Günstigste, was wir gesehen haben, sind 5,84 Cent/kWh bei einem Projekt, das in diesem Jahr in Dubai bekannt gegeben wurde. Die Kosten für Solarstrom sind von etwa 50 Cent/kWh auf 30 Cent, 20 Cent, 10 Cent und nun sogar darunter gesunken.

[Um diese Preise ins richtige Verhältnis zu setzen – was sind die vergleichbaren Preise für nicht erneuerbare Energiequellen?](#)

Betrachten wir z. B. die USA. Der Preis für Strom aus Erdgas ist dort niedrig, rund 6 Cent/kWh. Das heißt, mit 8 Cent/kWh ist Solarstrom ohne Subventionen nicht wirklich wettbewerbsfähig. Rechnet man aber die Steuergutschriften auf Investitionen in Solaranlagen ein, so kann der Preis auf 5 Cent/kWh sinken. Außerdem kann die Solarenergie dabei helfen, den Spitzenbe-

haupt nicht wettbewerbsfähig. Es ist eine sehr bizarre und instabile Situation, dass ein Drittel der weltweiten Energie aus Kohle gewonnen wird, wo doch das Schicksal des Kohlesektors besiegelt scheint. In den Industrieländern werden immer mehr Kohlekraftwerke stillgelegt, und in den Entwicklungsländern geht der Neubau stark zurück. Wir gehen davon aus, dass wir bis zum Jahr 2030 netto eher einen Abbau von kohlebasierter Erzeugungskapazität als einen Zubau haben werden.

[Werden die Kosten für Solarstrom weiter fallen, und wenn ja, was sind die Folgen?](#)

Die 6 bis 8 Cent/kWh von heute werden mit zunehmender Expansion der Branche weiter fallen – wir glauben, dass wir zwischen 2030 und 2040, vielleicht schon früher, die 4 Cent/kWh erreichen – bis wir uns exponentiell nahezu kostenlosem Strom am Erzeugungspunkt nähern.

Natürlich muss dann all der billige, saubere Strom zum Verbraucher gebracht werden – und zwar genau dann, wenn er benötigt wird. Betrachtet man die Architektur, die zur Integration von Wind- und Solarenergie notwendig ist, sind dazu umfangreiche Veränderungen auf Systemebene erforderlich. Dazu gehören Nachfragemanagement, die Kopplung von Stromnetzen und Energiespeicherung. Wir erleben die Entstehung einer völlig anderen Art von Elektrizitätssystem, das auf Flexibilität aufbaut. Beim Bau dieser Systeme könnte ABB ihre Stärken ausspielen.

[Gibt es eine Obergrenze bei der kommerziell nutzbaren Solarenergie?](#)

Es ist sehr früh, um über eine Grenze zu sprechen, da der Anteil der Solarenergie mit weniger als 1% der weltweiten Elektrizität noch sehr gering ist. Außerdem macht Elektrizität nur einen geringen Teil der gesamten verbrauchten Energie aus. Da sind auch Transport und Wärme, sei es in Haushalten, Gewerbebetrieben oder industriellen Prozessen. Natürlich dringt die Elektrizität in diese anderen Bereiche vor, macht aber noch immer weniger als ein Drittel des Gesamtenergiebedarfs aus. Wir sind also noch weit weg von jeglicher Sättigung im Hinblick auf das, was das System aufnehmen kann.

Während der Prozentsatz der veränderlichen erneuerbaren Energien zunimmt, ist meine Arbeitshypothese, dass Ingenieure

ABB Review: Das Konzept, Strom aus Sonnenlicht zu gewinnen, gibt es seit Becquerel. Doch erst seit etwa zehn Jahren nimmt es einen bedeutenden und zunehmenden Teil des Gesamtenergiemarkts ein. Ist dies erst der Anfang? Was treibt die aktuellen Veränderungen voran?

Michael Liebreich: Ich habe New Energy Finance vor 11 Jahren gegründet, weil ich davon überzeugt war, dass wir am Anfang einer Revolution der sauberen Energien standen. Einer der Hauptgründe für meine Überzeugung war mein nahezu religiöser Glaube an Erfahrungskurven. Die wichtigen sauberen Energietechnologien – Wind, Sonne, Elektrofahrzeugbatterien – profitieren alle von steilen Erfahrungskurven, während die konventionellen Energien durch Ressourcenverfügbarkeit und ökologische Aspekte begrenzt sind.

Ein weiterer entscheidender Aspekt sind die niedrigen Kosten für Steuerungen und Software. Noch vor 15 oder 20 Jahren wäre der Betrieb eines Solarparks – oder noch schlimmer einer Reihe dezentraler Dachanlagen – ein sehr teurer gewesen. Man hätte maßgeschneiderte Kommunikationssoftware schreiben und eigene Telefonleitungen mieten müssen. Heute ist alles internetbasiert und kostet fast nichts.

Erfahrungskurven sind eine wichtige treibende Kraft für saubere Energien.

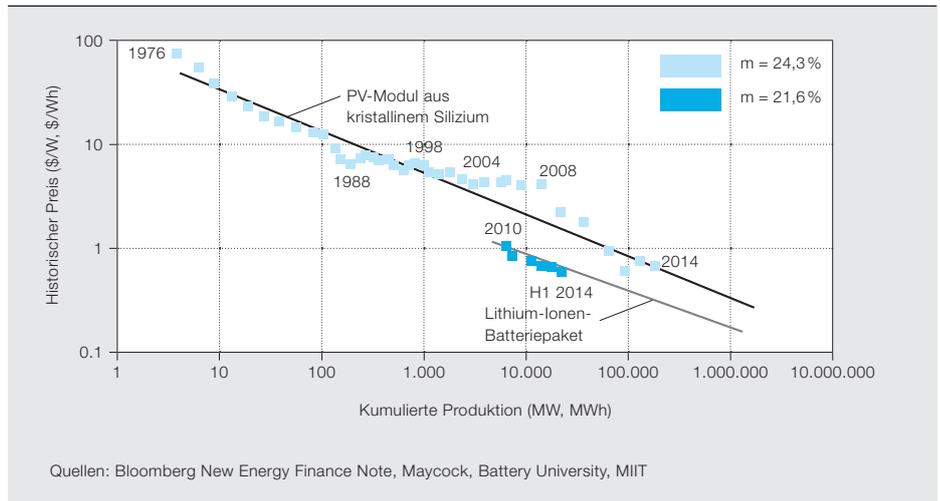
darf zu bewältigen, da ihre zeitliche Verfügbarkeit nahezu ideal zum Bedarf für Klimatisierung passt. Natürlich muss trotzdem der Bedarf bei Nacht und bei schlechtem Wetter oder im Winter gedeckt werden.

Auch wenn wir über Solarenergie sprechen, ist es erwähnenswert, dass der nicht subventionierte Preis für Windenergie in den USA bei 4 Cent/kWh liegt – also noch günstiger ist als aus Gas erzeugter Strom.

Dies stellt die Kohle vor eine richtige Herausforderung. Ein vollständig abgeschriebenes Kohlekraftwerk, das ungehindert Schadstoffe ausstoßen darf, kann zu Preisen von 3 oder 4 Cent/kWh produzieren. Doch sobald Auflagen hinzukommen, und sei es nur die Beseitigung von SO_x und NO_x, können die Preise auf 5 bis 8 Cent/kWh steigen – noch bevor irgendwelche Klimakosten berücksichtigt sind. Wenn man aber die Kosten für das Asthma, das durch Kohlestaub und -partikel verursacht wird, die Kosten für das Quecksilber, die Kosten für Straßenschäden durch Kohletransporte usw. einrechnet, ist Kohle über-

Der Treiber für Solarenergie kann nicht länger grüner Idealismus und die Werkzeuge können nicht länger Subventionen sein.

1 Erfahrungskurven von Lithium-Ionen-Batterien für Elektrofahrzeuge und PV-Modulen im Vergleich



unglaublich brillant sind und es keine grundsätzliche Obergrenze gibt. Wenn wir weiterhin in Energiespeicher, die Kopplung von Systemen und Nachfragemanagement investieren, können wir die Kapazität weiter ausbauen. Das Konzept der Speicherung ist z.B. in aller Munde. Man hat erkannt, dass die Sonne nachts nicht scheint und wir deswegen Batterien brauchen. Batterien werden dieselbe Erfahrungskurve durchlaufen wie die Solarenergie, aber momentan sind sie noch recht teuer → 1. Sind das schlechte Neuigkeiten für die Solarenergie?

Nun, erstens ist der Strombedarf am Tag vielfach wesentlich höher als in der Nacht. Man kann einen großen Teil der Solarenergie an den Bedarf am Tag anpassen, und auf den meisten Märkten bedeutet dies den Ausbau von Solar, ohne dass man sich um die Nacht sorgen muss. Bevor man Tag-Nacht-Speicher hinzufügen muss, kann man den Bedarf mithilfe von Nachfragemanagementstrategien oder Wärmespeichern verschieben. So kann man z.B. Gefrier- und Kühlschränke am Tag, wenn die Sonne scheint, kühlen und bei Nacht abschalten.

Aus der Sicht von ABB gibt es im Hinblick auf Kostensenkungen so viel Potenzial, das genutzt werden könnte, wenn man die elektrische Versorgungskette als System und nicht als Ansammlung einzelner Produkte betrachtet.

Wo sehen Sie die größten Herausforderungen und Veränderungen für die Solarenergie in den nächsten zehn Jahren (sowohl technisch als auch politisch)?

Der Treiber kann nicht länger grüner Idealismus und die Werkzeuge können nicht länger Subventionen sein. Die Motivation muss eine verbesserte Systemleistung im Hinblick auf Kosten, Verschmutzung und Stabilität sein, und die Mittel dazu müssen nuancierter sein. Der Übergang zu einer stärkeren Nutzung von Solarstrom muss für die Taschen der Verbraucher und der Industrie tragbar sein → 2.

Wenn man sich z.B. die deutschen Einspeisetarife ansieht, so haben sie ein klares Signal gesetzt und waren äußerst effektiv bei der Förderung der Solarenergie. Das Problem war, dass sie Preissignale vom Strommarkt und somit den Preis als Wettbewerbstreiber für Entwickler und Technologieanbieter beseitigt haben. Was in solchen Situationen passiert, ist, dass sich die Leute auf Lobbyismus und die Generierung von Geschäften durch andere Mechanismen als den Preiswettbewerb konzentrieren. Das ist natürlich kein effizienter Weg. Letztendlich kostet es zu viel und es muss sich was verändern. In Spanien hat dies zu nachträglichen Änderungen geführt, die den Markt lahmgelegt haben. Selbst Deutschland geht zu Rückwärtsauktionen über, nachdem deutlich wurde, dass höhere Stromkosten die deutsche Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigen. Noch immer engagieren sich alle sehr für die Energiewende, doch die anfänglichen Einspeisestrukturen werden durch wirtschaftlich effizientere Maßnahmen ersetzt. Im Vereinigten Königreich führen wir ein Differenzkontraktssystem (CFD) ein, das Rückwärtsauktionen vorsieht – was nachweislich den Preis bereits nach unten gebracht hat.

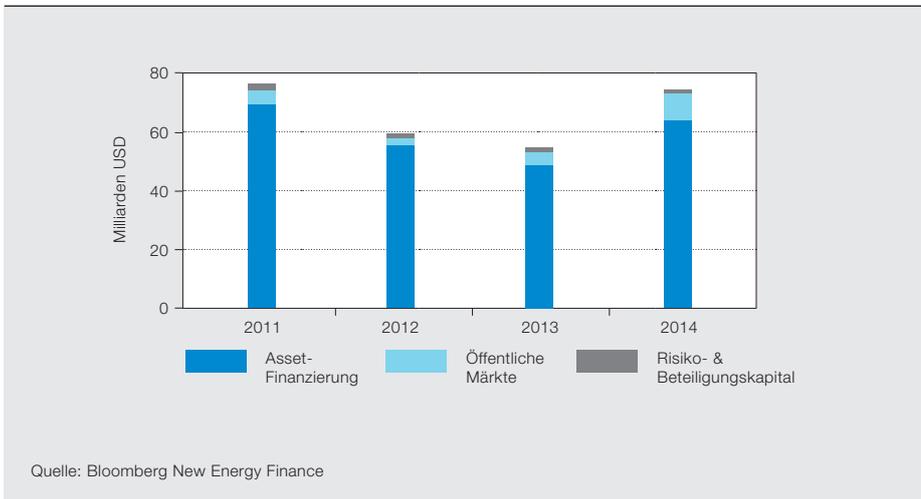
Also sind staatliche Subventionen und Unterstützung anfänglich gut, sollten aber später reduziert werden?

Absolut. Wenn die Solarenergie weniger als 1 % des Strommarkts ausmacht – und ich sage dies ungern – aber wenn man diese Extrakosten über den restlichen Strommarkt verteilt, dann tut es nicht sehr weh und spielt kaum eine Rolle. Doch wenn die Solarenergie auf 3, 5 oder gar 12 % ansteigt, was in sonnigen Ländern leicht erreichbar ist, kann man sich diese Verschwendung nicht mehr leisten.

Was die Industrie angeht, so ist es auch auf einem Markt mit hohen Subventionen immer besser, ein kostengünstiger Anbieter zu sein, denn nur so ist man wirklich in der Lage, sein Schicksal selbst zu bestimmen, und nicht von der Gnade politischer Veränderungen abhängig.

Wenn Regierungen nicht subventionieren sollen, welche Rolle sollten sie dann spielen?

Ihre vornehmliche Rolle sollte sich auf die Energiesicherheit beziehen, also sicherzustellen, dass das System nicht zusammenbricht, egal, ob durch technische Instabilität oder aus geopolitischen Gründen. Danach müssen Regierungen unterstützen, wo es nötig ist, aber nicht darüber hinaus. Sie sollten nicht versuchen, die etablierten Energieanbieter dazu zu zwingen, den Übergang zu sauberer Energie anzuführen (aber sie sollten sie machen lassen, wenn sie es wollen). Sie sollten den Markt für neue Akteure und neue Geschäftsmodelle öffnen. Wenn man Deutschland betrachtet, wo sich die Solarenergie am schnellsten entwickelt hat, besitzen die großen



Solarenergie ist besser und günstiger als Petroleum und kann sowohl das Telefon aufladen als auch Licht spenden.

Energieversorger 80 oder 90 % der auf Gas, Kohle oder Kernenergie basierenden Erzeugung, aber nur 5 bis 10 % der erneuerbaren Energien. Warum? Weil die etablierten Unternehmen keinen Anreiz hatten, darin einzusteigen. Das gleiche sehen wir in Kalifornien. Die Energieversorger reagieren und versuchen, aufzuholen, aber sie tun dies nur, weil es einen Wettbewerbsdruck durch neue Akteure gibt. Also müssen Regierungen dafür sorgen, dass neue Akteure Zugang zum Markt bekommen. Ein Beispiel ist der Kapazitätsmarkt. Wenn man einen Kapazitätsmarkt einrichtet, muss man sicherstellen, dass neue Teilnehmer oder Lösungen nicht draußen vorbleiben, was sehr schwer ist.

[Sind die Hauptherausforderungen für die Solarindustrie größtenteils universell, oder gibt es deutliche Unterschiede zwischen Ländern und Kontinenten?](#)

Die Solarenergie dehnt sich über ihre traditionellen Kernmärkte wie Deutschland, Japan und die USA in Regionen wie Chile, Südafrika, Nordafrika und Thailand aus. Tatsächlich wird die Solarenergie mittlerweile rund um die Welt genutzt. Mit sinkenden Preisen kommen immer mehr Regionen – besonders in Entwicklungsländern – hinzu, die traditionell hohe Strompreise und eine niedrige Versorgungszuverlässigkeit haben. Auf solchen Märkten wird die Solarenergie plötzlich sehr attraktiv und wettbewerbsfähig. Hier kommt nun der Energiezugang ins Spiel. Solaranlagen lassen sich leicht an bisher netzfernen Standorten installieren. Solarenergie ist besser und günstiger als Petroleum und kann sowohl das Telefon aufladen als auch Licht spenden. Die Solarenergie ist ein möglicher Schlüssel für ländliche Entwicklung,

besonders in Ländern, die traditionell gezwungen sind, mithilfe teurer Devisen fossile Brennstoffe zu importieren → 3.

[Was sind die verbleibenden Haupthindernisse für eine weitere Verbreitung der Solarenergie?](#)

Eines sind Stromsubventionen. In Ländern wie Indien gibt es künstlich gedrückte Strompreise von 3, 4 oder 5 Cent. Damit lassen sich die Kosten für einen Kapazitätsausbau nicht wieder reinholen. Ein weiteres Hindernis ist die Regulierung, die etablierte Energieanbieter und ihre Geschäftsmodelle schützt. Ein drittes Hindernis betrifft die physikalischen Beschränkungen im Stromnetz. Werden wir zu viel Strom produzieren, wenn die Sonne scheint, und zu wenig, wenn nicht?

[Wo sehen Sie die Zukunft der Photovoltaik? In dezentralen Dachanlagen oder in großen bodenmontierten PV-Kraftwerken?](#)

In beiden. Ich glaube nicht, dass wir einem der beiden Priorität einräumen müssen.

Wir werden an den Punkt gelangen, wo wir eine hohe Durchdringung von Dachanlagen bei Netzparität haben werden. Doch wird das den Strombedarf decken? Nein. Die Fläche der Dachanlagen ist zu klein, um den gesamten Bedarf zu decken. Es wird immer einen Großhandelsmarkt für Strom geben.

[Angesichts der zunehmenden Erzeugung mit Dachanlagen hört man manchmal Schlagworte wie „Grid Defection“, d.h. Leute wollen energieautark sein und kündigen ihren Netzanschluss. Ist dies eine Bedrohung für die Energieversorger?](#)

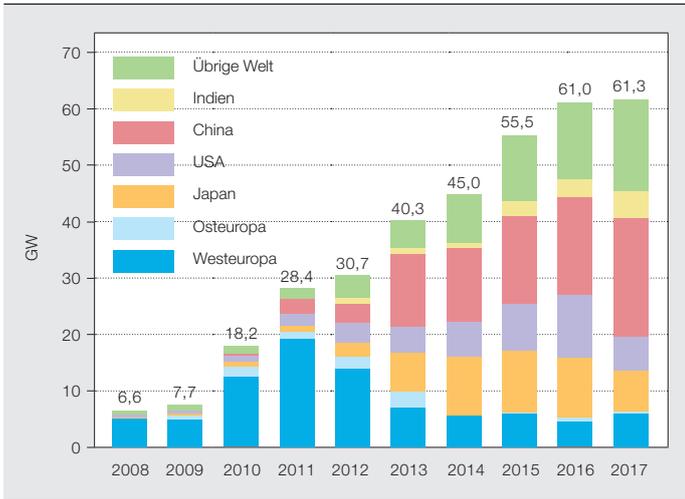
Ich glaube nicht daran. Es wird in einigen Nischensituationen dazu kommen, z. B. an sehr entlegenen Standorten im Australischen Outback oder bei einigen Freidenkern, die autark leben wollen. Es gibt eine Vielzahl von Gründen, warum die meisten Verbraucher mit dem Stromnetz verbunden bleiben wollen.

Erstens: Ich habe selbst Solarmodule auf meinem Dach, aber wenn ich den Geschirrspüler und den Wasserkocher gleichzeitig einschalte, muss ich den Strom irgendwo herbekommen. Wenn ich den Netzanschluss behalte, kann ich diese Spitzen – und auch die Tage ohne Sonnenschein – günstiger abdecken als durch Investitionen in große Speicherkapazitäten.

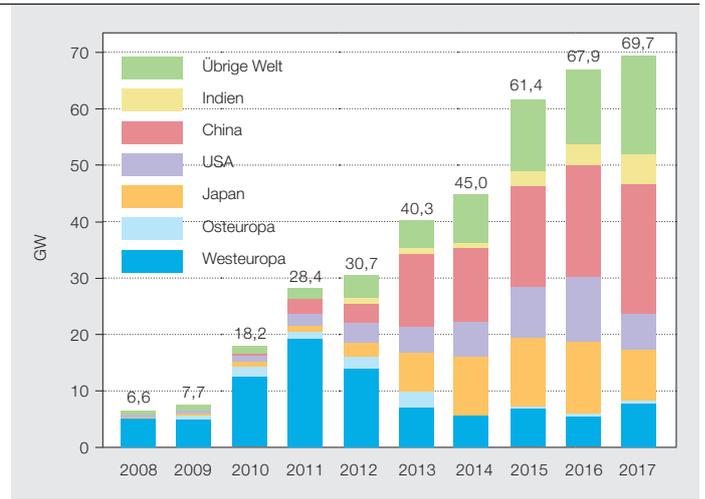
Zweitens: Wenn ich die Anlage richtig dimensioniert habe, um meinen Bedarf während der anspruchsvollsten Zeit des Jahres zu decken, werde ich in der übrigen Zeit einen großen Überschuss erzeugen. Warum diesen nicht verkaufen? Doch dafür brauche ich einen Netzanschluss. Drittens: Was passiert, wenn mein System ausfällt? Dann kann das Netz als Reserve dienen.

Und wenn man sich vom Netz verabschiedet, muss das eigene System ein vollständig selbstveraltetes Mininetz sein, und das ist nicht leicht. Ich möchte, dass mein Energieversorger mir dabei hilft, es zu verwalten; mir sagt, wann ich meine Solarmodule reinigen oder meine Brennstoffzelle warten muss usw. Es gibt also auch für ein gut konzipiertes System viele Services von der Wartung bis zur Versorgungssicherheit, die ein Versorgungsunternehmen bieten kann. Statt für Strom zahlen die Kunden dann für diese Services.

3 PV-Neubau pro Jahr



3a PV-Neubau pro Jahr, historisch und Prognose bis 2017 (konservativ)



3b PV-Neubau pro Jahr, historisch und Prognose bis 2017 (optimistisch)

Quelle: Bloomberg New Energy Finance

Hinweis: Für jedes Land wurde eine konservative und eine optimistische Prognose vorgenommen. Da es unwahrscheinlich ist, dass sich alle Länder entweder konservativ oder optimistisch entwickeln, entspricht die weltweite konservative Prognose der Summe der konservativen Länderprognosen + 25 % der Summe der optimistisch-konservativen Prognosen. Die weltweite optimistische Prognose entspricht der Summe der konservativen Länderprognosen + 75 % der Summe der optimistisch-konservativen Prognosen.

Was wir sehen werden, ist „Load Defection“, d. h. der Verbraucher kauft durch die höhere Energieeffizienz und die Eigenerzeugung weniger Strom vom Versorger. Versorgungsunternehmen werden ihr Geschäftsmodell umstellen und sich anstatt für den Strom für Dienstleistungen bezahlen lassen. Wenn sie dies nicht tun, dann ja, wird es zu „Grid Defection“ kommen.

Betrachten wir mal einen Moment andere erneuerbare Energien wie Wind, Wasserkraft, Biomasse, Geothermie oder einige der mehr experimentellen Formen wie Wellen- und Gezeitenenergie. Sehen Sie diese als Konkurrenten oder Partner der Solarenergie?

Sie sind zum großen Teil Partner. Wir müssen den Wert der Elektrizität im Hinblick darauf erkennen, wann sie bereitgestellt werden kann. Solarenergie ist tagsüber relativ leicht verfügbar, hinterlässt aber eine bedeutende Versorgungslücke am Abend, d. h. man muss sehen, welchen Bedarf sie am besten decken kann. Wasserkraft ist steuerbar. Vielleicht kann man sogar Pumpspeicherung nutzen, doch auch wenn nicht, kann man Wasser während des Tages in einem Speicherbecken sammeln und in der Nacht oder ein paar Wochen später bei Windstille nutzen.

Die Geothermie ist dort sehr interessant, wo man sie nutzen kann. Biogas funktioniert ganz gut. Die Wellenenergie befindet sich in einer sehr viel früheren Entwicklungsphase. Ich bin skeptisch, was die Fähigkeit angeht,

die Kosten auf ein Niveau zu senken, das auch nur annähernd im Bereich der Solar- und Windenergie liegt. Man muss eine enorme Menge Beton und Stahl ins Meer bringen für einen relativ geringen Ertrag.

Wo sehen Sie die Hauptstärken von ABB bei der Unterstützung und Förderung der Solarenergie?

Es dreht sich alles um die außerordentliche Stärke von ABB im technischen Bereich. Wir sprechen da zum einen über modernste Komponenten von Photovoltaik-Wechselrichtern und Niederspannungsprodukten bis hin zu Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs- und Kommunikationssystemen. ABB besitzt eine hohe technologische Kompetenz auf der Produktebene.

Zweitens sehe ich die Kompetenz von ABB auf der Systemebene. Ganz gleich, ob es um Lastausgleich, den Entwurf eines Mininetzes oder die Bereitstellung anderer Dienstleistungen auf Systemebene geht – es gibt relativ wenige Unternehmen, die wirklich in der Lage sind, das zu liefern. Startups können z. B. sehr gut darin sein, eine Komponente bereitzustellen, werden aber Schwierigkeiten haben, ein höheres Maß an Wissen, Sicherheit und dezentrale Services über eine Stadt, ein Stromnetz oder mehrere Stromnetze hinweg bereitzustellen.

Das dritte Element liegt im Ruf des Unternehmens. Eine der Herausforderungen ist, dass die meisten – seien es der geschäft-

liche Leser der Financial Times oder die Energieministerien mittelgroßer Länder – im Großen und Ganzen nicht auf dem neuesten Stand sind, was die Technologie und ihre Kosten angeht. Es besteht ein Wissensrückstand. Eine wichtige Rolle von ABB besteht darin, Politiker und Entscheider davon zu überzeugen, dass es bei sauberen Energien nicht mehr um riskante neuartige Technologie geht, sondern um robuste, belastbare, bewährte Lösungen.

Genau darum geht es auch bei der ABB Review und darum machen wir diese Aussage zum Thema Solarenergie.

Wenden wir uns einem Thema etwas abseits des Mainstreams zu. ABB unterstützt Solar Impulse 2, ein solarbetriebenes Flugzeug, das versucht, die Welt zu umrunden. Auch wenn die Fliegerei nicht zu den Hauptanwendungsbereichen der Solarenergie gehört, glauben Sie, dass es jemals einen kommerziellen solarbetriebenen Flug geben wird?

Solarflugzeuge werden in absehbarer Zeit wohl nicht zu einem der Hauptzielmärkte für Solartechnologie werden. Solar Impulse ist wirklich ein Versuch, die Grenzen der Technik und auch des menschlichen Denkens zu verschieben, indem man den Leuten sagt: „Schau, das ist möglich.“ Und es macht seine Sache gut.

Kann es jemals als kommerzielles Angebot funktionieren? Solar Impulse 2 ist sehr langsam. Es braucht um die 15 Stunden,



Michael Liebreich ist Vorsitzender des Unternehmensbeirats und Gründer von Bloomberg New Energy Finance, dem weltweit führenden Lieferanten von Informationen zum Thema saubere Energien für Investoren, Energieunternehmen und Regierungen. Er leitet ein weltweites Team aus 200 Mitarbeitern, das Journalisten, Forscher, Analysten, Vertriebs- und Marketingexperten umfasst. Knapp die Hälfte des Teams ist in London ansässig. Michael gründete das Unternehmen im Jahr 2004 als New Energy Finance und verkaufte es 2009 an Bloomberg. Michael tritt häufig als Kommentator zu Themen rund um Energie, Entwicklung und Wirtschaft in Presse, Funk und Fernsehen auf. Er ist Mitglied der „High-Level-Group on Sustainable Energy for All“ des UN-Generalsekretärs und ehemaliges Mitglied des „Global Agenda Council for the New Energy Architecture“ des Weltwirtschaftsforums. Er ist Gastprofessor am Imperial College London, sitzt im Verwaltungsrat der Londoner Verkehrsbehörde „Transport for London“ und ist Vorsitzender einer medizinischen Stiftung zur Erforschung von Darmerkrankungen. Michael hat einen MA in Ingenieurwesen von der Universität Cambridge, für den er mit dem Riccardo Prize for Thermodynamics ausgezeichnet wurde, sowie einen MBA von der Harvard Graduate School of Business, wo er als Harkness Fellow und Baker Scholar studierte. Von 1986 bis 1993 war er Mitglied der britischen Skimannschaft und nahm an den Olympischen Spielen in Albertville teil. Er lebt mit seiner Lebensgefährtin und drei Kindern in London.

Michael Liebreich

- Gründer und Vorsitzender des Unternehmensbeirats von Bloomberg New Energy Finance
- Mitglied der UN-High-Level-Group Sustainable Energy for All
- Gründer von Finance for Resilience
- Verwaltungsratsmitglied von Transport for London
- Gastprofessor am Imperial College Energy Futures Lab
- Vorsitzender der St Mark's Hospital Foundation

um den Persischen Golf und 6 Tage, um den Pazifik zu überqueren. Aber wer weiß? Vielleicht könnten kommerzielle Frachtflüge mit Drohnen oder Luftschiffen die kompletten Kraftstoffkosten aus der Frachtgleichung eliminieren.

Eine wahrscheinlich bessere Möglichkeit, Solarenergie für Flüge zu nutzen, wäre die Gewinnung von synthetischem Kraftstoff, entweder durch direkte Katalyse oder mithilfe von Solarstrom. Aber wer weiß? Hätte man sich 1975 die Telefongesellschaften angeschaut, hätte man niemals Facebook, Skype usw. vorausgesehen. Also schließe ich nichts aus.

[Eine weitere Form des Transports, in der die Solarenergie eine direktere Rolle spielt, sind Elektrofahrzeuge.](#)

Ich bin sehr optimistisch, was Elektrofahrzeuge angeht. Wie schon gesagt, glaube ich fest an Erfahrungskurven. Batterien für Elektrofahrzeuge verzeichnen die gleiche Art von Kostenkurve wie die Photovoltaik. Allerdings glaube ich nicht, dass wir eine ebenso rasche Durchdringung in allen Segmenten und Ländern erleben werden, in denen wir jetzt Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren haben. Die Batterien sind ein großer Kostenfaktor, was ihre Verwendung bei einer hohen Jahreskilometerleistung begünstigt, aber die Reichweite ist ein Problem. Pendler mit einer langen täglichen Fahrstrecke werden als Zielkunden also interessanter sein als Leute, die ihr Auto gelegentlich oder für lange, unregelmäßige Fahrten an Orte nutzen, von denen man nicht weiß, ob man dort die Batterie aufladen kann.

[Lassen Sie uns zum Schluss etwas philosophischer werden: Eine interessante Folge der Solarenergie ist, dass sich normale Menschen dazu entschließen, ihre eigenen Häuser und Büros mit PV-Modulen auszustatten. Stromerzeugung ist nicht mehr etwas, das weit weg stattfindet und von dem wir Verbraucher nur eine vage Vorstellung haben, sondern ist zu etwas greifbarem geworden. Glauben Sie, dass dies die Art und Weise verändert, wie wir über Energie denken und sie schätzen?](#)

Absolut. Wir nehmen Energie leicht als selbstverständlich hin, doch tatsächlich muss sie gewonnen, umgewandelt und bereitgestellt werden. Jede Generation muss ihre Energieversorgung sichern. Scheinbar kommen wir aus einer Zeit, in der wir dies fast vergessen konnten. Alles war so einfach.

Die neuen Technologien bringen uns dazu, unsere Energiegewinnung, unsere Dächer, unseren Müll, unsere Isolierung usw. neu zu betrachten. Energie bewegt sich aus den Wüsten und Häfen heraus in unsere Häuser und Gemeinschaften. Ich habe einen Typen in Indien getroffen, der Solarenergie an Stände auf einem Dorfmarkt verkauft hat. Für ein paar Rupien konnten die Standinhaber eine LED-Lampe und ein Kabel zu seiner Batterie bekommen, die er jeden Tag mit seinen Solarmodulen wieder aufgeladen hat. Die Standinhaber waren glücklich und er hat ein gutes Geschäft gemacht. Eine phantastische Dienstleistung und eine phantastische Innovation. Tatsächlich aber hat er nur die Stromversorgung neu erfunden.

Die Tatsache, dass die neuen Technologien aufeinander aufbauen, beschleunigt das Ganze. Der indische Unternehmer konnte sein Geschäft nur aufgrund des Zusammenspiels von LED und Solarenergie aufbauen. Hätte er es mit einer Glühlampe versucht, wäre das Solarmodul so groß gewesen, dass es nicht auf sein Hausdach gepasst hätte. Die Revolution der Solartechnik wird die Entwicklung supereffizienter Geräte vorantreiben und umgekehrt. Das Clean Energy Ministerial hat den Global Lighting and Energy Access Partnership Prize (Global LEAP) für hocheffiziente Geräte ins Leben gerufen und einer der ersten Gewinner war ein Fernsehgerät, das nur 6 W benötigt. Das ist weniger als eine Glühlampe.

Marshall McLuhan, der Philosoph, der den Satz prägte „das Medium ist die Botschaft“, sagte auch „die ‚Botschaft‘ jedes Mediums oder jeder Technik ist die Veränderung des Maßstabs, Tempos oder Schemas, die es der Situation des Menschen bringt“. Nun, es sieht so aus, als wenn die Solarenergie und diese anderen neuen Technologien eine unglaublich wichtige Botschaft für uns alle haben.

[Danke für das Interview und dass Sie Ihren Enthusiasmus mit uns geteilt haben.](#)

Das Interview wurde von Erika Velazquez, Alex Levrin und Andreas Moglestue für die ABB Review durchgeführt. Für Anfragen wenden Sie sich bitte an: erika.velazquez@ch.abb.com



Der Sonne entgegen

Das Solarflugzeug Solar Impulse 2 als Botschafter für alternative Energien

ERIKA VELAZQUEZ – Der Versuch der Weltumrundung mit einem solarbetriebenen Flugzeug definiert die Grenzen des Energiemanagements und der Energieumwandlung neu. Um zu zeigen, welches enormes Potenzial erneuerbare Energien in Kombination mit Pioniergeist bieten, haben die beiden Schweizer Piloten Bertrand Piccard und André Borschberg das erste Flugzeug gebaut, das in der Lage ist, bei Tag und bei Nacht nur mithilfe von Sonnenenergie zu fliegen und somit Kontinente und Ozeane zu überqueren. Als weltweit führender Technologieanbieter im Bereich Energieeffizienz,

nachhaltiger Transport und erneuerbare Energien war ABB geradezu prädestiniert als Innovations- und Technologiepartner für das Projekt Solar Impulse. Das Flugzeug nutzt ausschließlich die Energie, die von den Solarzellen und den Batteriesystemen an Bord bereitgestellt wird. Zu der Vielzahl von technischen Herausforderungen, mit denen es die ABB-Ingenieure zu tun haben, gehören die Verbesserung der Steuersysteme für die Abläufe am Boden, Komponententests, die Optimierung der Batteriesysteme und die Fehlerbeseitigung während des Flugs.



Mehr von ABB Review

Zusätzliche Bilder und Videos zu diesem Artikel gibt es in der ABB Review App.



Ziel der Partnerschaft von ABB und Solar Impulse ist es, eine gemeinsame Vision voranzutreiben: die Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Umweltbelastung durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien.

Mit immer ambitionierteren solarbetriebenen Flugprojekten haben Borschberg und Piccard auf die Möglichkeiten von sauberen Energien aufmerksam gemacht. Im Jahr 2013 haben sie mit ihrem Flug über die Vereinigten Staaten von Kalifornien nach New York in ihrem ersten Ultraleichtflugzeug Solar Impulse 1 einen Rekord aufgestellt. Im Jahr 2010 absolvierte das gleiche Flugzeug mit einer Reisegeschwindigkeit von etwa

53 km/h einen 26-stündigen Übernachtsflug und flog 2012 von der Schweiz nach Marokko.

Im April 2014 präsentierten die beiden Piloten Solar Impulse 2. Auf seinem

Die Zusammenarbeit zwischen den ABB-Ingenieuren und dem Solar-Impulse-Team bietet eine einzigartige Gelegenheit, die Möglichkeiten erneuerbarer Energien aufzuzeigen.

Jungfernflug in der Schweiz im Juni 2014 erreichte das Flugzeug eine maximale Höhe von 1.680 m und eine Durchschnittsgeschwindigkeit über Grund von 55,6 km/h.

Das neue Kohlefaserflugzeug ist mit 17.248 Solarzellen bestückt, die vier Elektromotoren mit sauberer Energie versorgen → 1-2. Am Tag laden die Solarzellen vier Lithium-Batterien auf, um eine stetige Stromversorgung für Nonstop-

Flüge bei Tag und Nacht sicherzustellen.

Der jüngste Flug

Im März 2015 brach die Solar Impulse 2 in Abu Dhabi zu ihrem 35.000 km langen Weltumrundungsversuch auf. Bis zur geplanten Wie-

derankunft in Abu Dhabi im Juli 2015 soll das Flugzeug insgesamt 12 Zwischenlandungen in Oman, Indien, Myanmar, China, den USA und entweder Nordafrika oder Europa absolvieren → 3.

Titelbild

Solar Impulse 2 bei einem Probeflug über der Schweiz

Das Flugzeug hat eine Länge von 21,82 m, eine Höhe von 6,4 m und eine Spannweite von 72 m. Die große Spannweite – größer als die einer Boeing 747 – minimiert den induzierten Luftwiderstand und bietet eine maximale Oberfläche für die Solarzellen. Der Rumpf der Solar Impulse 2 besteht aus leichten, dünnen Materialien wie Kohlefaser und Sandwichplatten mit Wabenkern. Diese reduzieren das Gewicht einer Kohleschicht von 80 g/m² auf 25 g/m² – etwa ein Drittel des Gewichts eines Blatt Papiers. Die Oberseite der Tragfläche ist mit hocheffizienten Solarzellen bedeckt und die Unterseite mit einer hochfesten, aber flexiblen Kunststoffolie bespannt. Dieses innovative Verfahren wurde von Segelmachern übernommen, die die Rennboote des America's Cup ausstatten. 140 Kohlefaserrippen, die in einem Abstand von 50 cm angeordnet sind, verleihen dem Flügel seinen aerodynamischen Querschnitt und die notwendi-

ge Steifigkeit. Das Flugzeug ist mit 17.248 monokristallinen Silizium-Solarzellen mit einer Dicke von 135 µm bestückt, die auf den Tragflächen, dem Rumpf und dem Höhenleitwerk angeordnet sind, um einen bestmöglichen Kompromiss zwischen Leichtigkeit, Flexibilität und Effizienz zu gewährleisten. Die von den Solarzellen gewonnene Energie wird in Lithium-Polymer-Batterien mit einer optimierten Dichte von 260 Wh/kg gespeichert. Die Batterien sind durch hochdichten Schaumstoff isoliert und zusammen mit einem System zur Kontrolle des Ladezustands und der Temperatur in den vier Motorgondeln untergebracht. Mit insgesamt 633 kg machen diese lediglich etwas über ein Viertel des Gesamtfluggewichts des Flugzeugs aus. Das Flugzeug verfügt über vier bürsten- und sensorlose Motoren mit einer Leistung von je 13 kW (17,4 PS), die unterhalb der Tragflächen montiert sind. Ein Untersetzungsgetriebe

begrenzt die Drehzahl der zweiblättrigen Propeller mit einem Durchmesser von 4 m auf 525 U/min. Das Gesamtsystem hat einen Wirkungsgrad von 94 % und stellt damit einen Rekord in puncto Energieeffizienz auf. Am Tag steigt das Flugzeug auf 8.500 m Höhe, um so viel Sonnenenergie wie möglich aufzunehmen. Nachts sinkt es auf 1.500 m, um Energie zu sparen. Dadurch, dass es sich wie ein Segelflugzeug bewegt, benötigt es viel weniger gespeicherte Energie aus den Batterien als wenn es mit konstanter Höhe fliegen würde. Das Flugzeug fliegt mit einer Durchschnittsgeschwindigkeit von 70 km/h. Die Startgeschwindigkeit beträgt 44 km/h und die maximale Flughöhe 8.500 m. Die Mindestgeschwindigkeit beträgt 36 km/h auf Meereshöhe und 57 km/h bei maximaler Flughöhe. Die Höchstgeschwindigkeit liegt auf Meereshöhe bei 90 km/h und bei maximaler Flughöhe bei 140 km/h.

Bei Fluggeschwindigkeiten zwischen 50 und 100 km/h soll die Solar Impulse 2 in den geplanten fünf Monaten insgesamt 500 Stunden in der Luft sein und dabei vier Kontinente und zwei Ozeane überqueren.

Die Technik

Die ABB-Ingenieure steuerten ihr spezielles Know-how in Bereichen wie Prüfverfahren und -protokolle, Leistungselektronik und Kühlung bei. Die einzelnen Komponenten wurden auf ihre Funktionalität und ihr Temperatur- und Druckverhalten getestet.

Eine Aufgabe der ABB-Ingenieure bestand in der Verbesserung des Steuerungssystems für den ballonartigen mobilen Hangar, in dem das Flugzeug bei außerplanmäßigen Landungen oder unzureichenden örtlichen Gegebenheiten auf einem Flughafen untergebracht werden kann. Der mobile Hangar ist eine aufblasbare, speziell für das Flugzeug angefertigte Konstruktion aus mehreren Modulen, die miteinander verbunden und über das Flugzeug gezogen werden → 4. Jedes Modul besitzt zwei Gewebeschichten mit ABB-Gebläsen dazwischen, die den Hangar aufblasen.

Zur Erhöhung der Zuverlässigkeit wurde das bestehende System mit Relais und Leistungsschaltern von ABB ausgestattet. Eine Umschalteneinheit, die mit einer alternativen Stromquelle verbunden ist, sorgt für die notwendige Redundanz. Spezielle Strommessrelais lösen einen Alarm aus, falls eines der Gebläse ausfallen sollte.

Außerdem entwickelten die ABB-Ingenieure das Ladegerät für die Cockpitbatterie, mit dem eine zusätzliche kleine Lithium-Batterie hinter dem Piloten geladen wird. Die Cockpitbatterie dient als Notstromversorgung für die Avionik des Flugzeugs und versorgt bei einem Strom-

Zur Erhöhung der Zuverlässigkeit wurde das bestehende System mit Relais und Leistungsschaltern von ABB ausgestattet.

ausfall alle wichtigen elektronischen Geräte (Navigation, Kommunikation, usw.). Diese wichtige Batterie wird vor und während des Flugs ebenfalls ausschließlich durch Sonnenenergie geladen und bleibt auf den langen Flugabschnitten vollständig geladen. Sollte das Flugzeug jemals nicht genügend Sonnenenergie für die Motoren haben, sichert die Cockpitbatterie die Kommunikation und Navigation und sorgt dafür, dass die zum Fliegen notwendige Elektronik funktioniert, denn das Flugzeug kann auch nach dem Abschalten der Motoren noch eine lange Zeit wie ein Segelflugzeug gleiten.

ABB-Ingenieure waren auch am Test des elektrischen Systems des Flugzeugs beteiligt. Dazu gehörten bestimmte Aspekte des Batteriemangementssystems und sogenannte MPPT-Geräte (Maximum Power Point Tracking), die dafür sorgen, dass den Solarzellen auf der Außenhaut des Flugzeugs unabhängig von den atmosphärischen Bedingungen die größtmögliche Leistung entnommen wird.

Die acht MPPT-Geräte des Flugzeugs sind von zentraler Bedeutung, da bei Ausfall nur eines Geräts auf bestimmten Abschnitten – z. B. dem fünftägigen Non-stop-Flug von China nach Hawaii – die Batterien am Tag nicht ausreichend geladen werden können, während die Motoren dazu genutzt werden, die maximale Flughöhe zu erreichen.

Ein wichtiger Aspekt der Arbeit der ABB-Ingenieure war das Testen der Komponenten auf ihre Funktionsfähigkeit vor der Installation. So besteht das Warnsystem des Flugzeugs, das sämtliche Geräte auf Störungen überwacht und die Fehleranzeigetafel im Cockpit steuert, um den Piloten zu warnen, wenn ein Problem mit einem Gerät an Bord auftritt, aus über 1.000 Komponenten.

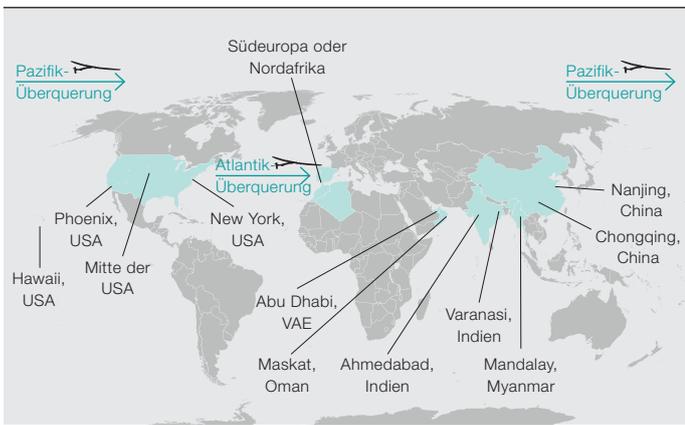
Anfängliche Tests ergaben, dass das System gegenüber dem mechanischen Prellen der Relais zu empfindlich war. Die anschließende Fehlerbeseitigung erforderte vier Tage Arbeit (des gesamten Elektrik- und Antriebstechnik-Teams) an der Fehleranzeigetafel. Erst als eine sta-

2 Solar Impulse 2 ist mit vier bürsten- und sensorlosen Motoren ausgerüstet, die unter den Tragflächen montiert sind.



© Solar Impulse | Ackermann | Rezo.ch

3 Flugplan für den Weltumrundungsversuch der Solar Impulse 2



4 Bei außerplanmäßigen Landungen kann das Flugzeug in einem mobilen Hangar untergebracht werden.



© Solar Impulse | Stéfatiou | Rezo.ch

bile Lösung gefunden, gefertigt und erneut getestet worden war, wurde das Gerät im Flugzeug montiert. Ein funktionierendes Alarmsystem ist absolut unerlässlich, da dem Piloten möglicherweise nur wenige Sekunden bleiben, um entsprechend zu reagieren und sein Leben oder die Mission zu retten. Entsprechende Tests wurden auch an den Pilotenüberwachungssystemen durchgeführt, die den Puls und den Sauerstoffgehalt messen.

Als letztes Einzelprojekt wurde die Konzeption eines Mediensystems zur Optimierung der Aufzeichnungen von der Bordkamera auf eine HD-Auflösung von 1080p in Angriff genommen. Dazu waren die Integration und Kopplung verschiedener Komponenten sowie eine ausreichende Kühlung des Mediensystems erforderlich.

Eine echte Partnerschaft

Die Zusammenarbeit und der Austausch von Wissen und Erfahrung zwischen den ABB-Ingenieuren und dem Solar-Impulse-Team bieten eine einzigartige Gelegenheit, die Möglichkeiten erneuerbarer Energien aufzuzeigen.

„Bei dem Flug werden die Grenzen von Technik und Innovation auf die Probe gestellt, und das ist ein weiterer wichtiger Grund, warum ABB Teil dieses Abenteuers ist. Auch wir sind bemüht, die Grenzen von Technik und Innovation ständig zu verschieben, um unseren Kunden zu helfen und die Belastung der Umwelt zu minimieren“, sagt Ulrich Spiesshofer, CEO von ABB. „Während unsere bahnbrechenden Innovationen und Technologien meist hinter Mauern, unter der Erde oder unter Wasser versteckt bleiben, ist Solar Impulse buchstäblich ein fliegender Botschafter für technische Innovation und ihr Potenzial zur Verbesserung der Welt.“

Erika Velazquez

Solar Industry Segment Initiative
Zürich, Schweiz
erika.velazquez@ch.abb.com



Balanceakt

Stabilisierung der Stromerzeugung in Photovoltaik- und hybriden Mikronetzen

CELINE MAHIEUX, ALEXANDRE OUDALOV – Traditionell werden in entlegenen, netzunabhängigen Mikronetzen Dieselgeneratoren zur Stromerzeugung eingesetzt. Der Kraftstoff wird normalerweise auf dem Land- oder Seeweg geliefert, was mit Transportkosten und höheren Stromkosten für die Endverbraucher verbunden ist. Doch angesichts der Umweltvorteile und der zunehmenden kostenmäßigen Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energie werden immer häufiger Photovoltaik- und Windenergieanlagen mit Dieselgeneratoren zu sogenannten hybriden Mikronetzen kombiniert. Energiespeicher wie Schwungräder und Lithium-Ionen-Batterien können ebenfalls integriert werden. Der Ausgleich von Schwankungen in der Solarstromerzeugung und die entsprechende Koordination der Dieselgeneratoren, Lasten, Energiespeicher- und Netzstabilisierungssysteme ist eine schwierige Aufgabe, die ein fortschrittliches Leitsystem erfordert.

1 Was ist ein Mikronetz?

Ein Mikronetz ist eine kleinere Version eines großen Stromnetzes (Makronetz). Es besteht aus einer Ansammlung von Stromerzeugungsquellen, Verbrauchern und Energiespeichern, die als eine Einheit arbeiten und durch ein Leitsystem im Gleichgewicht gehalten werden. Einige Mikronetze sind mit dem umgebenden Makronetz verbunden. So können sie nicht nur ihren eigenen Strom erzeugen, sondern auch Strom aus dem Hauptnetz beziehen bzw. in dieses einspeisen. Andere Mikronetze sind autark, d. h. sie müssen ihren eigenen Strom netzunabhängig im „Inselbetrieb“ erzeugen.

Mikronetze eignen sich für eine Vielzahl verschiedener Anwendungen. Sie sind die offensichtlichste Lösung für Inseln wie die Azoren oder die Kanaren, für Kommunen in entlegenen Gebieten wie dem australischen Outback oder Forschungsstationen an entfernten Orten wie der Antarktis. Militärstützpunkte, Hochschulcampus, Bergwerke, Onshore-Öl- und -Gasfelder, Freizeitparks und Ferienresorts sowie ländliche Elektrifizierungsprogramme in unterversorgten Ländern sind weitere typische Anwendungen.

Immer häufiger werden traditionelle, dieselbetriebene Generatoren in netzfernen Mikronetzen durch eine oder mehrere Solaranlagen und Windkraftanlagen ergänzt → 1–2. Darüber hinaus kann das Mikronetz Energiespeichersysteme wie Schwungräder und Lithium-Ionen-Batterien beinhalten. Schwungräder sind in der Lage, sofort Leistung bereitzustellen, um Schwankungen in der Leistungsabgabe aufgrund von Wolken oder plötzlichen Veränderungen der Windgeschwindigkeit entgegenzuwirken. Batteriesysteme hingegen können Energie in größeren Mengen und über längere Zeiträume speichern, um diese zeitlich versetzt zur Verfügung zu stellen. So kann z. B. bei niedrigem Bedarf am Tag erzeugter Solarstrom gespeichert und bei hohem Bedarf am Abend genutzt werden.

Die Herausforderung bei der Integration von Photovoltaik-(PV-)Anlagen und Dieselgeneratoren umfasst zwei Aspekte: die Bewältigung

von Schwankungen bei der Solarstromerzeugung und die Koordination der Dieselgeneratoren, Lasten, Energiespeicher- und Netzstabilisierungssysteme entsprechend diesen Schwankungen. Dies erfordert ein fortschrittliches Leitsystem, das in der Lage ist, Generatoren und Lasten an- und abzuschalten, Sollwerte an Generatoren zu übermitteln und das Schwungrad- oder Batteriesystem zu laden und zu entladen. Dadurch sorgt das Leitsystem für einen maximalen regenerativen Anteil bei der Stromerzeugung, reduziert die Betriebskosten und hält das Mikronetz stabil.

Die Mikronetz-Lösung von ABB

Das Microgrid Plus System™ von ABB ist ein dezentrales Leitsystem zur Automatisierung und Steuerung von Mikronetzen mit fossil betriebenen Generatoren und einer oder mehreren regenerativen Erzeugungsquellen. Andere Mikronetzkomponenten wie Energiespeicher- und Netzstabilisierungssysteme sowie Ver-

teilnetzabzweige werden ebenfalls integriert. Außerdem sorgt es für die Verbindung und Kommunikation mit dem öffentlichen Stromnetz (sofern vorhanden) → 3–4.

Das Microgrid Plus System ist darauf ausgelegt, mit dem anderen ABB-Produkt für Mikronetze, dem schwungrad- oder batteriebasierten Netzstabilisierungs- und Energiespeichersystem PowerStore™ zusammenzuarbeiten. Zusammen bestimmen beide Technologien die wirtschaftlichste Mikronetzkonfiguration, die einen

Ausgleich von Angebot und Nachfrage erreicht – und gleichzeitig den Anteil der regenerativen Erzeugung maximiert (bis zu 100 %), die Betriebskosten senkt und die größte Spannungsqualität, Netzstabilität und Versorgungssicherheit bietet.

Die ABB-Controller vom Typ MGC600 bilden die Bausteine des Microgrid Plus Systems. Sie ermöglichen die Kommunikation zwischen sämtlichen elektrischen Anlagen des Mikronetzes und nutzen die von den Anlagen kommunizierten Daten, um lokale Entscheidungen zum Nutzen des gesamten Mikronetzes zu treffen. Die verschiedenen MGC600-Controller basieren auf einer gemeinsamen Hardwareplattform,

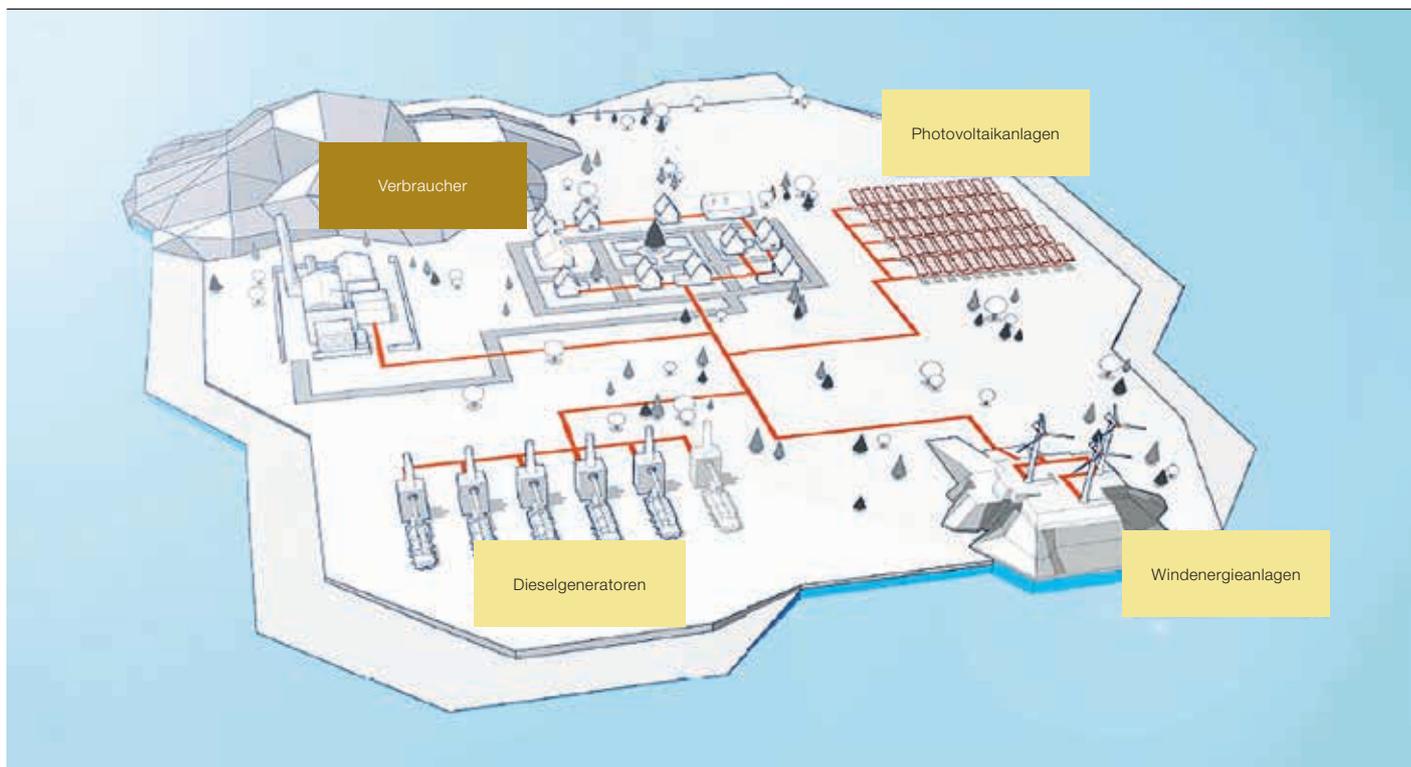
Immer häufiger werden traditionelle Generatoren in netzfernen Mikronetzen durch Solaranlagen, Windkraftanlagen und Energiespeichersysteme wie Schwungräder und Lithium-Ionen-Batterien ergänzt.

die je nach Art der jeweiligen elektrischen Anlage mit unterschiedlicher Firmware ausgestattet ist → 5.

Diese Firmware-Pakete enthalten die Kernsteuerlogik des MGC600 und arbeiten innerhalb des Microgrid Plus Systems harmonisch zusammen. Das PV-Überwachungs- und Steuersystem (MGC600-P) steuert die PV-Anlage in Koordination mit den Controllern für die Dieselgeneratoren (MGC600-G) und das Energiespeichersystem (MGC600-E).

Titelbild

Mikronetze können Dieselgeneratoren, Solaranlagen, Windkraftanlagen, Batterie- oder Schwungradspeicher und die elektrischen Anlagen umfassen, die alles miteinander verbinden. Wie kann eine solche Ansammlung von unterschiedlichen Anlagen effektiv gesteuert und koordiniert werden? Das Bild zeigt die PV-Module und die Container für die Dieselgeneratoren und Schwungräder einer Anlage in Marble Bar, Westaustralien.



Umfangreiche Funktionalität

Der MGC600 zeichnet sich durch eine Reihe einzigartiger Merkmale und Vorteile aus, die die Verfügbarkeit des Mikronetzes verbessern und den fossilen Brennstoffverbrauch durch Maximierung des regenerativen Erzeugungsanteils reduzieren:

- Automatisches Ein- und Ausschalten des PV-Generators
- Wirkleistungsbegrenzung auf Basis der optimalen Generatorlast
- Wirkleistungsbegrenzung auf Basis von System-Lastsprüngen
- PV-Generatorsteuerung für den Inselbetrieb oder Netzanschluss
- Aufteilung der Wirkleistungsbegrenzung auf mehrere PV-Generatoren

Der MGC600-P überwacht und steuert die PV-Anlage entweder über einen PV-Anlagencontroller oder einen Wechselrichter. Die Steuerung und Überwachung ist herstellerunabhängig, sodass Wechselrichter und Anlagencontroller verschiedener Marken in das Mikronetz-System integriert werden können. Bei Systemen mit einem geringen bis mittleren Anteil regenerativer Erzeugung (d.h. Systeme ohne Speicher- und Stabilisierungssysteme) überwacht der MGC600-P die Leistungsabgabe der fossil betriebenen Generatoren über einen Controller vom Typ MGC600-G. Ausgehend von den Lastwerten der fossil betriebenen Generatoren

bestimmt der MGC600-P, ob der Sollwert für die Leistungsbeschränkung der PV-Anlage erhöht oder reduziert werden soll. Damit können die fossil betriebenen Generatoren mit optimaler Last laufen, während gleichzeitig eine maximale Nutzung erneuerbarer Energie sichergestellt wird.

Beispiele für Regelungsstrategien

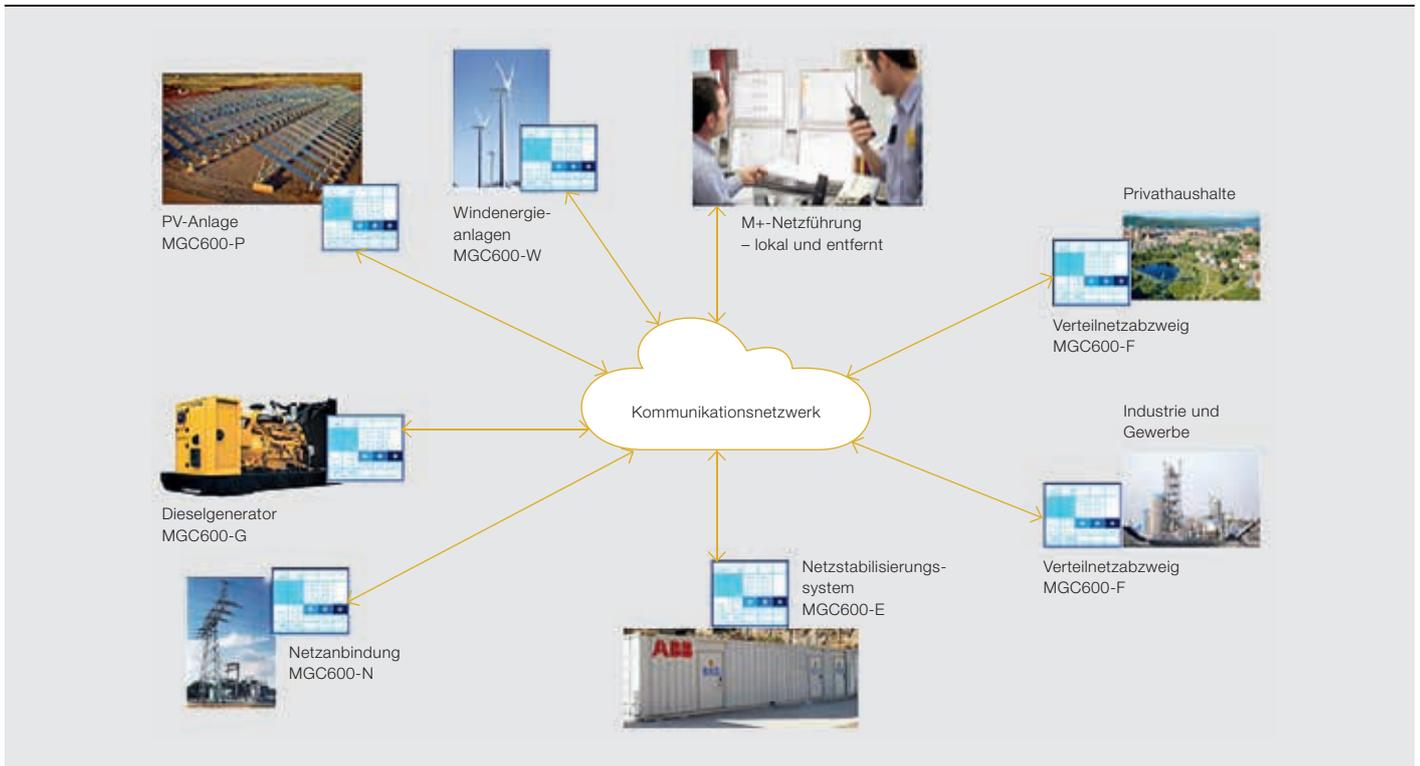
Das Microgrid Plus System ist bereits seit Längerem erfolgreich in verschiedenen Arten von Mikronetzen im Einsatz. Die folgenden zwei theoretischen Fallbeispiele zeigen, wie verschiedene Solarenergieanteile an der Stromerzeugung unterschiedliche Regelungsstrategien erfordern. Diese wiederum erfordern ein Leitsystem, das die notwendige Flexibilität und Funktionalität besitzt, um verschiedene Regelungsstrategien umzusetzen und veränderliche Mengen erneuerbarer Energie zu integrieren.

Im ersten Fallbeispiel möchte der Eigentümer eines Mikronetzes die Abhängigkeit vom schwankenden Dieselpreis und die

hohen Kosten für den Betrieb des Mikronetzes mit fossilen Brennstoffen reduzieren. Um dies zu erreichen, wurde eine PV-Anlage in das Mikronetz integriert, deren Kapazität ausreicht, um bei maximaler Produktion nahezu 100 % des unmittelbaren Netzbedarfs zu decken. Aufgrund des schwankenden Energiedargebots der Sonne muss der Dieselgenerator parallel zur PV-Anlage betrieben werden, um die Sollwerte für die Systemfrequenz und Spannung einzuhalten. In diesem beson-

Erforderlich ist ein Leitsystem, das in der Lage ist, Generatoren und Verbraucher an- und abzuschalten, Sollwerte an Generatoren zu übermitteln und das Speichersystem zu laden und zu entladen.

deren Fall könnte der höhere PV-Erzeugungsanteil die Leistungsabgabe des Dieselgenerators auf ein sehr niedriges Niveau senken. Laut Herstellerempfehlung sollten Dieselgeneratoren nicht länger als einige Stunden unter 20–30 % ihrer Nennleistung betrieben werden, da dies den



Motor beschädigen könnte. Daher ist eine Aufteilung der Last zwischen dem PV-System und dem Dieselgenerator erforderlich.

In einer Microgrid Plus Lösung sind sowohl das PV-System als auch der Dieselgenerator mit MGC600-Controllern ausgestattet – das PV-System mit einem MGC600-P und der Dieselgenerator mit einem MGC600-G –, die Informationen in Echtzeit miteinander austauschen. Ausgehend von den Lastwerten der fossil betriebenen Generatoren passt der MGC600-P den Sollwert automatisch so an, sodass die Generatoren mit ihrer optimalen Last laufen können und gleichzeitig die maximale Menge an erneuerbarer Energie für das Mikronetz genutzt wird.

Ist das Mikronetz mit einem größeren Stromnetz verbunden, kann es sein, dass der Netzbetreiber keine Lastflussumkehr zulässt, d.h. es darf keine Leistung vom Mikronetz in das Übertragungs- bzw. Verteilnetz eingespeist werden. In diesem Fall wird das Mikronetz sehr wahrscheinlich mit abgeschaltetem Dieselgenerator betrieben werden. Der MGC600-P, der die PV-Anlage steuert, koordiniert dann eine Einspeisung aus dem Hauptnetz mit einem Controller vom Typ MGC600-N am Anschlusspunkt.

Im zweiten Fallbeispiel ist die PV-Erzeugungskapazität im Mikronetz so groß, dass sie zu Spitzenerzeugungszeiten den Bedarf übersteigt. Allerdings treten die PV-Erzeugungsspitzen und lokalen Lastspitzen nicht immer zur gleichen Zeit auf. So fällt die Lastspitze am Abend, wenn der Bedarf normalerweise am größten ist, nicht mit der höchsten PV-Produktion zusammen, die am Tag auftritt. Die Lösung für dieses Dilemma besteht darin, einen Teil der am Tag erzeugten PV-Energie zur späteren Verwendung am Abend, wenn die PV-Anlage keinen Strom mehr liefert, zu speichern. Dies kann mit einem Lithium-Ionen-Batteriesystem erreicht werden. Die Kosten für diese Batterien sind in den letzten Jahren erheblich gesunken, und laut verschiedener Studien und Herstellerinformationen sind in naher Zukunft weitere Kostensenkungen zu erwarten.

Wird ein Mikronetz um ein Energiespeichersystem ergänzt, bedeutet dies, dass das Mikronetz-Leitsystem eine weitere Komponente steuern muss. Für das dezentrale Konzept des Microgrid Plus Systems stellt dies kein Problem dar, denn ein spezieller Controller für das Energiespeichersystem (Typ MGC600-E), der Informationen mit den anderen Controllern im Microgrid Plus System austauscht, lässt sich einfach installieren. Der MGC600-E

Das Microgrid Plus System™ von ABB ist ein dezentrales Leitsystem zur Automatisierung und Steuerung von Mikronetzen mit fossil betriebenen Generatoren und einer oder mehreren regenerativen Quellen.

Das Microgrid Plus System integriert Energiespeicher, Netzstabilisierungssysteme und Verteilnetzabzweige und sorgt für die Verbindung und Kommunikation mit dem öffentlichen Netz.

4 Mikronetz-Kompetenz von ABB

ABB bietet schlüsselfertige Lösungen und besitzt Referenzen für Mikronetzanforderungen aller Art: Hybridkraftwerke mit regenerativer und dieselbasierter Erzeugung auf der grünen Wiese, Integration von regenerativer Erzeugung in ein bestehendes brennstoffbasiertes Mikronetz, Optimierung der Leistungsfähigkeit eines instabilen Mikronetzes mit einer Kombination aus regenerativer und fossiler

Erzeugung, Stabilisierung der Anbindung einer bestehenden regenerativen Erzeugungsanlage an ein schwaches Stromnetz und Netzstabilisierung.

ABB besitzt 25 Jahre Erfahrung in der Entwicklung von Mikronetz-Technologien und hat mehr als 80 Mikronetz-Lösungen weltweit realisiert – mehr als irgendein anderer Anbieter.

5 Die MGC600-Controller basieren auf einer gemeinsamen Hardwareplattform und einer von der betreffenden elektrischen Komponente abhängigen Firmware.

Firmware/Controller	Beschreibung
Dieselgenerator (MGC600-G)	Steuert, überwacht und bildet die Schnittstelle zu Dieselgeneratoren
Verteilnetzabzweig (MGC600-F)	Steuert, überwacht und bildet die Schnittstelle zu Abzweigen und ihren Schutzrelais
Photovoltaikanlage (MGC600-P)	Steuert, überwacht und bildet die Schnittstelle zu Solarwechselrichtern
Einzelner/mehrere Verbraucher (MGC600-L)	Steuert, überwacht und bildet die Schnittstelle zu großen Verbrauchern wie Brechwerken, Kesseln usw.
Energiespeichersystem (MGC600-E)	Steuert, überwacht und bildet die Schnittstelle zum batteriegestützten ABB PowerStore-System
Netzanbindung des Mikronetzes (MGC600-N)	Steuert, überwacht und bildet die Schnittstelle zu anderen Mikronetzen oder größeren Stromnetzen
Windenergieanlage (MGC600-W)	Steuert, überwacht und bildet die Schnittstelle zu Windenergieanlagen

informiert die anderen Controller kontinuierlich über seinen Status, den Ladezustand und den Funktionszustand der Batterie und empfängt wichtige betriebsbezogene Informationen von den Controllern des Dieselgenerators, der PV-Anlage und des Netzes.

Stabiler Betrieb mit PowerStore

ABB PowerStore ist ein kompaktes und vielseitiges schwungradbasiertes Netzstabilisierungssystem, das in der Lage ist, Instabilitäten in Mikronetzen oder schwachen Stromnetzen aufgrund von Schwankungen in der PV-Leistungsabgabe durch vorbeiziehende Wolken zu reduzieren. Es kann als Netzstützungssystem für große Netze oder als virtueller Generator für isolierte Mikronetze betrieben werden.

→ 6 zeigt, wie mithilfe der Fähigkeit von PowerStore zur schnellen Leistungsabgabe und effizienten Leistungsaufnahme eine stabile Ausgangsleistung gewährleistet wird. Die Leistungsschwankungen werden durch rasche Veränderungen in der Ausgangsleistung der PV-Anlage aufgrund von vorüberziehenden Wolken verursacht. Zwei Dieselgeneratoren („Gen 2“ und „Gen 4“) sind am Leistungsausgleich

beteiligt, doch die Geschwindigkeit der Schwankungen in der PV-Ausgangsleistung belastet ihre Motoren, was zu schnellerem Verschleiß und zusätzlichem Wartungsaufwand führt. PowerStore greift genau während dieser kurzen Schwankungen ein und ermöglicht ein schonendes Hoch- und Herunterfahren der Dieselgeneratoren.

→ 6 zeigt außerdem, wie die MGC600-Controller ihre Handlungen koordinieren. So wird Gen 2 entsprechend dem Ladezustand und der Leistungsabgabe des PowerStore-Systems (die wiederum vom MGC600-P gemeldet werden) vom MGC600-G ein- und ausgeschaltet. Mit anderen Worten, wenn wiederholte Schwankungen der PV-Leistung erkannt werden und der Ladezustand des PowerStore-Systems nach der Unterstützung von Gen 4 niedrig ist, wird Gen 2 eingeschaltet (grüne Kurve). Dann teilen sich beide Generatoren den Leistungsausgleich, während das PowerStore-System wieder aufgeladen wird.

Gehobene Regelungsfunktionen

In den ABB-Produkten zur Mikronetz-Optimierung sind verschiedene gehobene Regelungsfunktionen integriert:

Wolkenverfolgung

Um einen stabilen und wirtschaftlichen Betrieb eines Mikronetzes mit einem hohen PV-Anteil zu gewährleisten, hat ABB Algorithmen entwickelt, die die Wolkenbewegung in der Nähe der Anlage verfolgen. Die Algorithmen sagen die Ankunftszeit und Dauer von Bewölkungen über der PV-Anlage voraus und berechnen den zu erwartenden Abfall und anschließenden Anstieg der Ausgangsleistung (Änderungsraten). Sehr große Änderungsraten können zu Instabilität führen, wenn sie das An- und Abfahrvermögen des Dieselgenerators übersteigen. Eine genaue kurzfristige Vorhersage der PV-Änderungsraten ermöglicht eine proaktive Regelung und reduziert die Auswirkungen von Störungen. Verfügt das Batteriesystem nicht über genügend gespeicherte Energie, um das Defizit in der PV-Produktion auszugleichen, kann das Starten eines oder mehrerer Generatoren im Voraus vorgesehen werden. Bei lang anhaltendem Produktionsausfall kann (bei netzgekoppelten Mikronetzen) auch eine optimale Energiemenge zu Zeiten günstiger Tarife eingekauft, im Batteriesystem gespeichert und während des Tages eingesetzt werden, um vertragliche Vereinbarungen zu erfüllen.

6 Stromerzeugungsprofile in einem isolierten Mikronetz

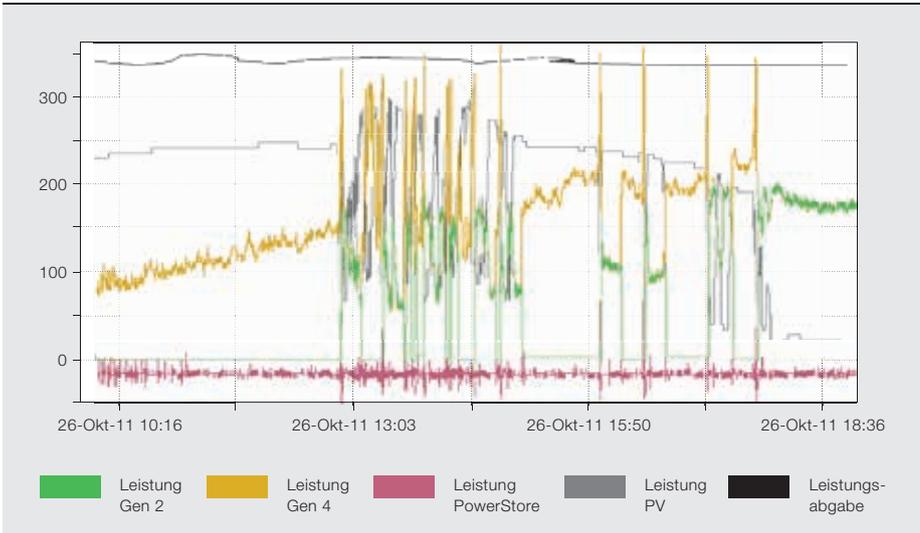
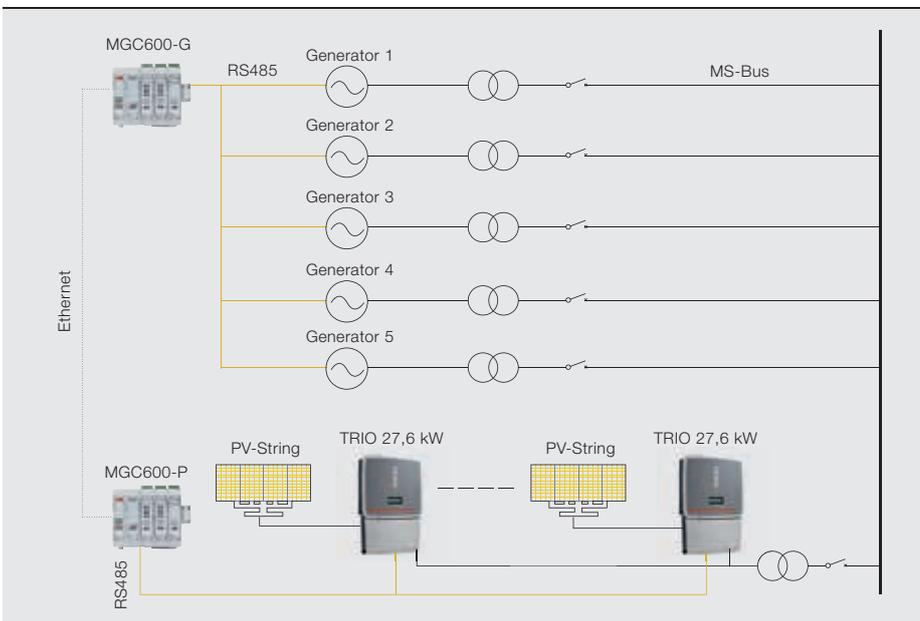


ABB PowerStore ist ein kompaktes und vielseitiges Stabilisierungssystem, das Instabilitäten in Mikronetzen oder schwachen Stromnetzen aufgrund von Schwankungen in der PV-Leistungsabgabe reduziert.

7 Das kostengünstige und unkomplizierte Regelungskonzept von ABB zur Einsparung von Kraftstoff in PV/Diesel-Mikronetzen



Die Controller vom Typ MGC600 bilden die Bausteine des Microgrid Plus Systems.

Hybride Energiespeicher

Ein hybrides Energiespeichersystem, das verschiedene Energiespeicherverfahren mit unterschiedlichen Eigenschaften (Zykluslebensdauer, Reaktionsgeschwindigkeit, Wirkungsgrad, Kosten usw.) beinhaltet, ermöglicht unter Umständen eine kostengünstigere PV-Integration, als dies bei

einer separaten Implementierung der Technologien der Fall wäre. ABB analysiert die Vor- und Nachteile eines solchen Systems und entwickelt Regelungslösungen dafür.

Einsparung von Dieseldieselkraftstoff

ABB entwickelt eine kostengünstige und unkomplizierte Regelungslösung zur Einsparung von Kraftstoff in PV/Diesel-Mikronetzen mit einer Kapazität von einigen Hundert Kilowatt bis zu mehreren Megawatt. Dabei koordiniert ein Controller vom Typ MGC600-G mehrere kleinere Dieselgeneratoren, während ein einziger Controller vom Typ MGC600-P mehrere kleinere PV-Wechselrichter steuert → 7.

Alexandre Oudalov

ABB Corporate Research
Baden-Dättwil, Schweiz
alexandre.oudalov@ch.abb.com

Celine Mahieux

ABB Power Generation
Zürich, Schweiz
celine.mahieux@ch.abb.com





Sonnige Aussichten

Energiespeicherung eröffnet neue Möglichkeiten für die Solarenergie

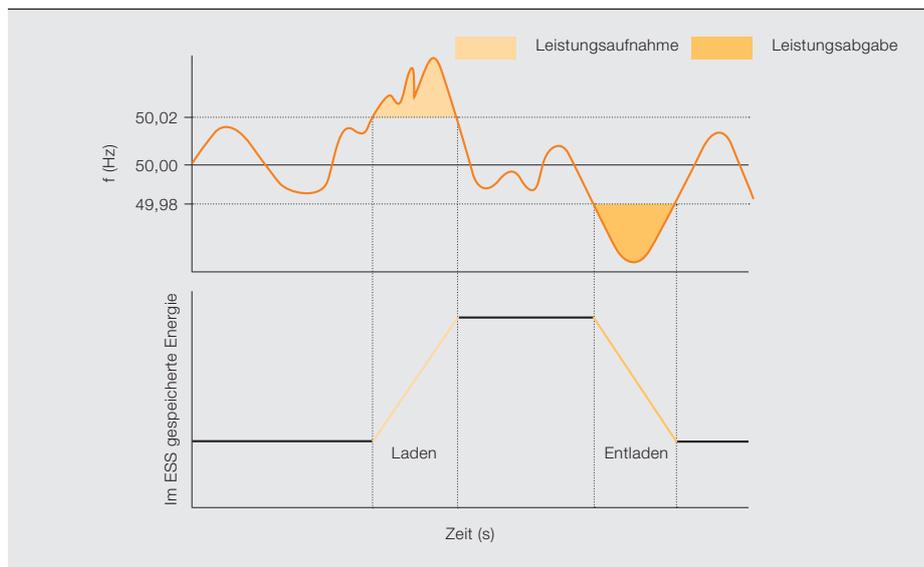
PAOLO CASINI, DARIO CICIO – Die Sonnenstrahlung, die auf die Erde gelangt, reicht aus, um den weltweiten Energiebedarf zu decken. Dieses Energiedargebot ist jedoch schwankend und daher schwer an den Bedarf anzupassen. Dies gilt besonders am frühen Morgen und am Abend, wenn nicht genügend Solarstrom erzeugt werden kann, um die Nachfrage zu decken. Die Antwort heißt Energiespeicherung: Durch Kopplung der Solaranlagen mit geeigneten Energiespeichern kann die schwer vorhersagbare und unbeständige Sonnenenergie in eine gut regel- und planbare Stromquelle verwandelt werden. Von dezentralen Speichersystemen bis hin zu großen, zentralisierten Lösungen verfügt ABB über das notwendige Know-how und die Speicherlösungen, um eine präzise Regelung und Anbindung von Solaranlagen zu ermöglichen.

Titelbild

Die Sonne liefert der Erde mehr als genug Energie, um den weltweiten Strombedarf zu decken. Doch wie kann diese Energie gespeichert werden, damit der Bedarf auch dann gedeckt werden kann, wenn die Sonne nicht scheint?

Durch Installation eines Energiespeichers in der Nähe der PV-Anlagen kann genau geregelt werden, wann und in welchem Umfang Energie im Stromnetz bereitgestellt wird.

1 Frequenzregelung



Strategisch platzierte lokale Solaranlagen tragen nicht nur zur Reduzierung von Treibhausgasen, sondern auch zur Verbesserung der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Stromnetzes bei: Kleine, dezentrale Erzeugungsanlagen in Verbrauchernähe erhöhen die Sicherheit des Netzes im Hinblick auf Ausfälle und Probleme mit der Versorgungsqualität, was nicht nur den Energieversorgern, sondern auch den Endverbrauchern zugute kommt. Hinzu kommen wirtschaftliche Vorteile, wenn der Verbraucher seinen eigenen Strom erzeugen und so Stromkosten sparen kann.

Um das Potenzial und den Nutzen der Solarenergie jedoch vollständig ausschöpfen zu können, muss das Problem ihrer Unbeständigkeit bewältigt werden. Ein wichtiges Instrument hierfür sind Energiespeichersysteme (ESS). Durch die Installation eines geeigneten Energiespeichers in der Nähe der Photovoltaik-Anla-

gen (PV-Anlagen) kann genau geregelt werden, wann und in welchem Umfang Energie im Stromnetz bereitgestellt wird. Außerdem kann eine Glättung der Leistungsabgabe erreicht werden, was die Stromversorgungsqualität für die Endverbraucher verbessert. Und schließlich ermöglichen ESS eine effizientere Nutzung der Energie aus dezentralen Solaranlagen.

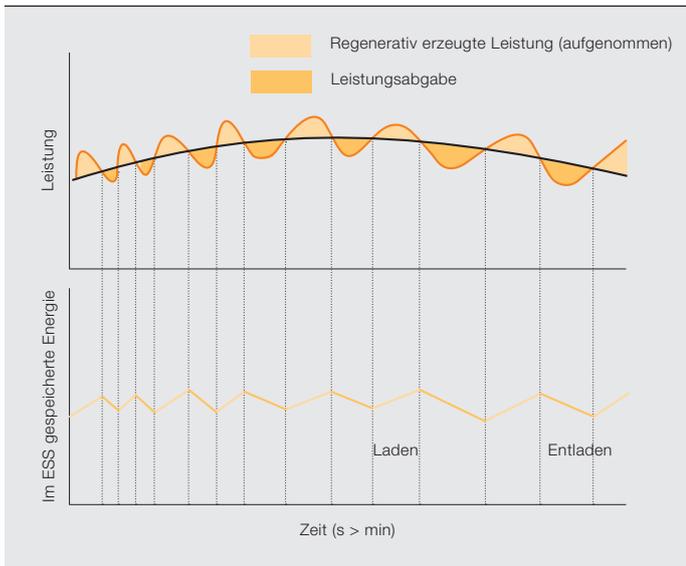
Noch größer wird das Einsparungspotenzial dadurch, dass die PV-Anlage mithilfe der Energiespeicherung genau dann als zuverlässige Energiequelle genutzt werden kann, wenn der Bedarf beim Endver-

Durch Kopplung mit Energiespeichern können PV-Anlagen mit schwankendem und schwer vorhersagbarem Energiedargebot in leichter regelbare Ressourcen verwandelt werden.

braucher am höchsten ist. So kann Energie, die zu Zeiten geringen Bedarfs im ESS gespeichert wurde, zu Zeiten hohen Bedarfs genutzt werden, um hohe Spitzenlasttarife zu vermeiden.

Die kommunalen Energiespeicherlösungen (Community Energy Storage, CES) von ABB sind für diese Fälle ausgelegt

2 „Capacity Firming“



und eignen sich für Anwendungen von 25 kW bis zu mehreren Megawatt. Das integrierte Energiespeichermodule (ESM) von ABB umfasst einen Transformator, Nieder- und Mittelspannungs-Schaltanlagen sowie Automatisierungstechnik z. B. in Form von Wechselrichtern. Diese einzigartige Bauweise ermöglicht eine schnelle und einfache Installation mit einem hohen Maß an Sicherheit für Mensch und Maschine. Die Wahl der Lithium-Ionen-Batterien für ein bestimmtes ESM richtet sich dabei nach den Anforderungen der jeweiligen Anwendung.

Solaranlagen im Kraftwerksmaßstab

Die zunehmende Nachfrage nach CO₂-ärmeren und nachhaltigeren Energiequellen sorgt für ein beispielloses Wachstum der Solartstromerzeugung im Kraftwerksmaßstab. Die vorhandene Infrastruktur wurde jedoch ursprünglich für eine geplante und stabile Übertragung und Verteilung des Stroms von zentralen Quellen zum Endkunden ausgelegt. Durch sorgfältige Planung und ständige Neukalibrierung des Netzes sorgen Ingenieure dafür, dass der Strom genau zur richtigen Zeit und am richtigen Ort zur Verfügung steht. Mit der Integration von unbeständigen Energiequellen, die über das gesamte Übertragungs- und Verteilnetz verteilt sind, ist ein erheblich größeres Maß an Regelung und Präzision erforderlich, um Angebot und Nachfrage auszugleichen.

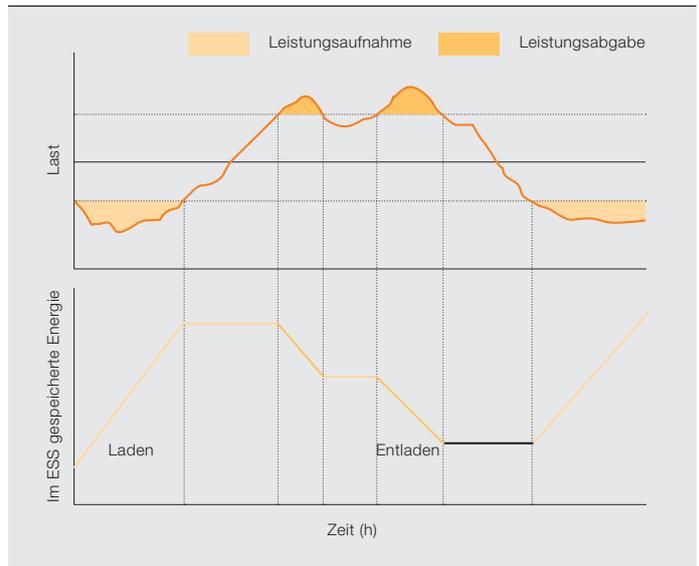
Frequenzregelung

Netzbetreiber nutzen große Erzeugungsanlagen häufig nicht nur, um die Endverbraucher mit großen Strommengen zu

versorgen, sondern auch zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen, mit denen die Integrität des elektrischen Netzes gewährleistet wird. Eine der wichtigsten Systemdienstleistungen ist die Frequenzregelung in Echtzeit. Weltweit müssen Stromnetze mit 50 oder 60 Hz arbeiten, um eine korrekte Versorgung wichtiger Anlagen und Betriebsmittel sicherzustellen. Dazu ist ein schneller und kontinuierlicher Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Netz erforderlich. Dies ist mit traditionellen, vorhersagbaren und leicht regelbaren Generatoren schon schwierig genug, doch wenn Solaranlagen mit einem naturbedingt unbeständigen Energiedargebot hinzukommen, wird dies zu einer äußerst komplexen Aufgabe.

Mit der zunehmenden Inbetriebnahme von Solarkraftwerken und der gleichzeitigen Abschaltung von Kohlekraftwerken stehen immer weniger dieser leicht regelbaren Ressourcen für Systemdienstleistungen zur Verfügung. Durch Kopplung mit Energiespeichern können PV-Anlagen mit schwankendem und schwer vorher-sagbarem Energiedargebot in leichter regelbare Ressourcen verwandelt werden, die für die sekundliche Frequenzregelung in Echtzeit genutzt werden können. Dazu wird das mit einer Solaranlage gekoppelte ESS bei einem Anstieg oder Abfall der Netzfrequenz ge- oder entladen → 1. Die kurze Reaktionszeit und der emissionsfreie Betrieb machen diese Art der Frequenzregelung besonders interessant.

3 Lastverschiebung



Durch schnelle Aufnahme oder Abgabe von Leistung kann ein ESS dafür sorgen, dass die korrekten Frequenz- und Spannungswerte eingehalten werden.



„Capacity Firming“ und „Ramping Support“

Um die Integrität des Stromnetzes und eine hohe Versorgungsqualität zu gewährleisten, müssen Spannung und Frequenz konstant auf vorgegebenen Werten gehalten werden. Bei Solarkraftwerken kann dies durch vorbeiziehende Wolken, plötzliche Wetterveränderungen oder einen Riss in einem PV-Modul erschwert werden. Solche Ereignisse können zu raschen Schwankungen in der Leistungsabgabe der PV-Anlagen und

den → 2. Neben diesem sogenannten „Capacity Firming“ können Energiespeicher auch dafür sorgen, dass die PV-Leistungsabgabe mit einer vom Netzbetreiber vorgegebenen Rate steigt und fällt („Ramping Support“), um die Einhaltung lokaler Netzanschlussregeln zu gewährleisten.

Lastverschiebung

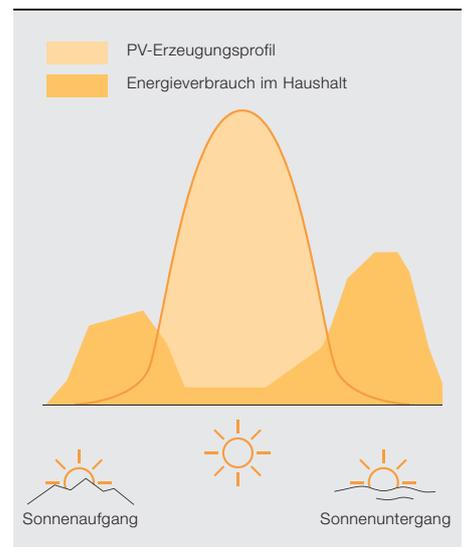
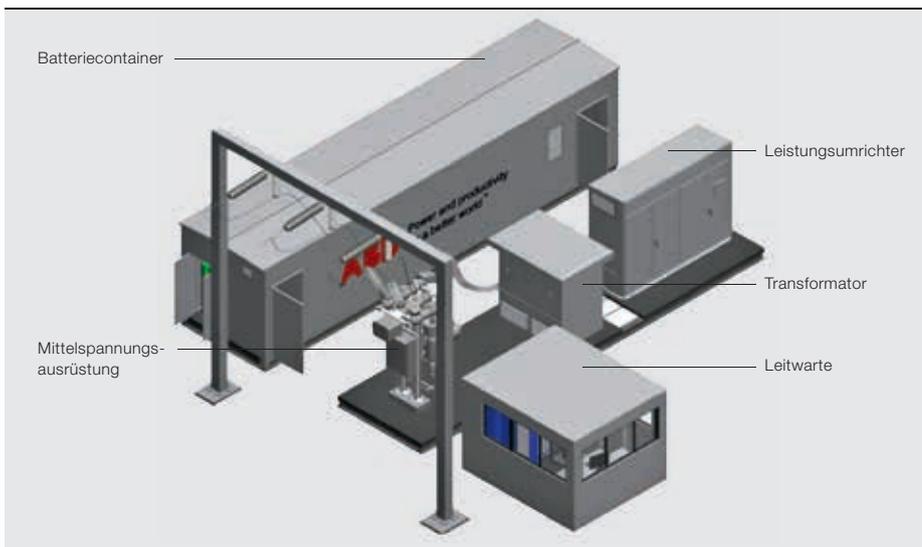
In Regionen mit einem hohen PV-Anteil an der Stromerzeugung ist das lokale Stromnetz häufig anfällig für Probleme im Hinblick auf die Ressourcenadäquanz

(d. h. die Bereitstellung von ausreichenden Ressourcen), wenn Bedarf und PV-Erzeugung aus dem Gleichgewicht geraten. Dies gilt besonders in den frühen Morgen- und Abendstunden, wenn der

Das ESS kann geladen werden, wenn die Erzeugung den Bedarf übertrifft, und wieder entladen werden, wenn der Bedarf ansteigt, auch wenn die Sonne untergeht.

somit zu Abweichungen von Frequenz und Spannung führen. Selbst bei einer einsekündigen Beschattung kann die Spannung so stark abfallen, dass das lokale Netz destabilisiert wird. Der plötzliche Abfall der Spannung und Leistung kann ferner zu Frequenzabweichungen führen, die die Gesamtbetriebseigenschaften des Netzes stören. Durch schnelle Aufnahme oder Abgabe von Leistung auf der Grundlage von Netzregelungssignalen kann ein ESS dafür sorgen, dass die korrekten Frequenz- und Spannungswerte eingehalten wer-

den Bedarf ansteigt, die Solaranlagen aber nicht genügend Strom liefern, um den Bedarf zu decken. Hier können Energiespeicher dem Systembetreiber dabei helfen, die Netzintegrität durch Lastverschiebung zu sichern. Durch Kopplung der Solaranlagen mit einem Energiespeicher kann das ESS geladen werden, wenn die Erzeugung den Bedarf übertrifft, und wieder entladen werden, wenn der Bedarf ansteigt, auch wenn die Sonne untergeht → 3.



Steigerung der Leistungsfähigkeit von großen Solaranlagen

Strategisch platzierte ESS können nicht nur die operative Leistungsfähigkeit von PV-Anlagen und die Netzzuverlässigkeit erhöhen, sondern auch die Integration von großen Solaranlagen unterstützen. Von Stromrichtersystemen (Power Conversion Systems, PCS) bis hin zu vollständig integrierten, schlüsselfertigen, batteriegestützten ESS helfen die EssPro™-Energiespeicherlösungen von ABB dabei, eine hohe operative Leistungsfähigkeit von Solaranlagen zu gewährleisten und die Zuverlässigkeit und Effizienz des Stromnetzes sicherzustellen → 4.

Das EssPro PCS von ABB verbindet die Batterie des ESS mit dem Stromnetz und wandelt die gespeicherte Energie von Gleichstrom in netzkompatiblen Wechsel-

Die integrierten, schlüsselfertigen ESS der Reihe EssPro Grid von ABB sind für Leistungsanforderungen von einigen Hundert Kilowatt bis zu mehreren Dutzend Megawatt erhältlich und für den Anschluss an Mittel- oder Hochspannungsnetze vorbereitet → 5. Aufbauend auf der umfangreichen Erfahrung von ABB im Bereich der Stromversorgungsnetze und den einschlägigen Kenntnissen des Unternehmens in der Batterietechnik verbindet EssPro fortschrittliche Regelungstechnik und Algorithmen mit der für die jeweilige Anwendung am besten geeigneten Speichertechnologie, um eine maximale Leistungsfähigkeit des ESS zu gewährleisten.

Energiespeicherung für Wohnhäuser

Seit 2004 verzeichnet der Solarenergie-

markt weltweit ein Rekordwachstum, das u. a. durch die Einführung einer gesetzlich geregelten Einspeisevergütung in Deutschland ausgelöst wurde. Diese sorgte über Jahre hinweg dafür, dass die Vergütung für in das Netz eingespeisten Solarstrom immer über dem Endverbraucherstrompreis lag – ohne dass ein Ab-

Mithilfe eines Energiespeichers kann die Verschiebung zwischen dem täglichen Solarstrom-Erzeugungsprofil und dem Bedarfsverlauf des Haushalts beseitigt werden.

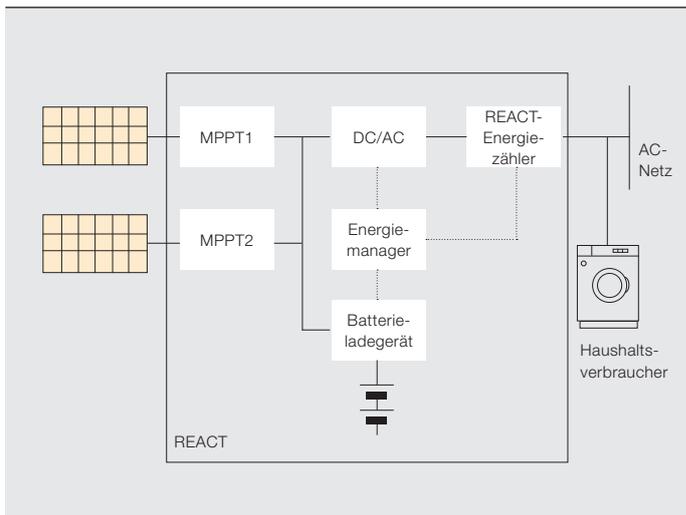
gleich zwischen der eingespeisten Energie und dem tatsächlichen Bedarf des Haushalts erforderlich war, weder im Hinblick auf die Energiebilanz noch auf das Leistungsäquivalent zu einem bestimmten Zeitpunkt. Mittlerweile wandelt sich

Neben der Stromrichtertechnologie umfasst das System die notwendige Regelungstechnik zur Maximierung der operativen Leistungsfähigkeit der PV-Anlage.

7 Beim ABB REACT-System ist der Batteriespeicher in der linken und die Elektronik in der rechten Hälfte des Schrank untergebracht.



8 Eine typische REACT-Anordnung: Ein eigener Energiezähler gibt Echtzeit-Rückmeldung über Eigenverbrauch und Selbstversorgung.



das Bild jedoch, vorangetrieben durch den wachsenden Anteil dezentraler Erzeugung und die damit verbundenen Netzstabilitätsprobleme, die nahende preisliche Parität zwischen Eigenerzeugung und gekauftem Strom sowie den Wegfall von finanziellen Anreizen.

Die neuen Schlagwörter im Bereich der Solarenergie lauten Eigenverbrauch (der Verbrauch von lokal erzeugter Solarenergie im Haushalt) und Selbstversorgung (die Fähigkeit, den Energiebedarf des Haushalts selbst zu decken). Um dies zu erreichen, muss die Verschiebung zwischen dem täglichen Solarstrom-Erzeugungsprofil und dem Bedarfsverlauf des Haushalts beseitigt werden → 6. Dies lässt sich durch das Hinzufügen eines Energiespeichers zum traditionellen PV-System erreichen.

REACT

Aus Praktikabilitäts- und Kostengründen stellen elektrochemische Batterien die beste Möglichkeit zur Speicherung überschüssiger Sonnenenergie dar. Doch das einfache Hinzufügen von Batterien zu einer vorhandenen PV-Anlage würde – selbst wenn dadurch eine Selbstversorgung erreicht werden könnte – höchstwahrscheinlich einen zweifelhaften finanziellen Nutzen bringen. Eine wirtschaftlich nachhaltige PV-/Speicherlösung für Wohnhäuser ist vielmehr das Ergebnis eines Kompromisses zwischen der Größe des installierten Batteriesystems und dem Maß an Eigenverbrauch bzw. Selbstversorgung, das der Haushalt mithilfe einer maßgeschneiderten Energiemanagementstrategie erreichen kann.

Das ABB-Energiespeichersystem REACT (Renewable Energy Accumulator and Conversion Technology) → 7 für Wohnhäuser ist darauf ausgelegt, diesen Kompromiss auf bestmögliche Weise zu realisieren. Es besteht aus einem netzgekoppelten PV-Wechselrichter (bis zu 5 kW), der über einen DC-Zwischenkreis gespeist wird. An diesem wiederum sind die (mit den PV-Modulen verbundenen) MPPT (Maximum Power Point Tracker) und ein bidirektionales Batterieladegerät angeschlossen → 8. Durch die Architektur mit dem integrierten DC-Zwischenkreis ist das REACT-System die kostengünstigste Lösung für neue Anlagen, kann aber auch zur Nachrüstung vorhandener PV-Anlagen als Batterieladegerät mit AC-Zwischenkreis verwendet werden, indem die PV-Module einfach nicht mit dem Eingang verbunden werden.

Der Energiespeicher eines REACT-Systems besteht aus Lithium-Ionen-Batterien mit einer modularen Bauweise, die eine nachträgliche Erweiterung des Systems (vor Ort) von ursprünglich 2 kWh auf bis zu 6 kWh zulässt. Ein integriertes Lastmanagementsystem erlaubt die Interaktion mit ausgewählten Verbrauchern/Geräten, was in der Grundkonfiguration eine bis zu 60%ige Erhöhung der Energieunabhängigkeit des Haushalts ermöglicht.

Gründe für die Wahl der Lithium-Ionen-Batterien waren das zu erwartende günstige Kostenprofil in den kommenden Jahren, ihr Größen-Leistungs-Verhältnis, ihre Lade-/Entladeleistung sowie ihre Effizienz und Langlebigkeit (mehr als das doppelte anderer aktueller Technologien).

Die neuen Schlagwörter im Bereich der Solarenergie lauten Eigenverbrauch und Selbstversorgung.

Die Zukunft ist sonnig

Die Erweiterung von PV-Anlagen durch ein Energiespeichersystem, ganz gleich welcher Größe, hilft dabei, das schwankende Energiedargebot der Sonne auszugleichen und die Sonnenenergie in puncto Planbarkeit, Stabilität, Regelbarkeit usw. an traditionellere Energiequellen anzupassen. Die kontinuierliche Weiterentwicklung der Speichertechnik spielt eine entscheidende Rolle, wenn es darum geht, die Entwicklung in Richtung Eigenverbrauch, Selbstversorgung und problemloser Integration von Solaranlagen in die weltweiten Stromnetze zu beschleunigen.

Paolo Casini

ABB Discrete Automation and Motion,
Power Conversion
Terranuova Bracciolini, Italien
paolo.casini@it.abb.com

Dario Cicio

ABB Battery Energy Storage Systems
Baden, Schweiz
dario.cicio@ch.abb.com

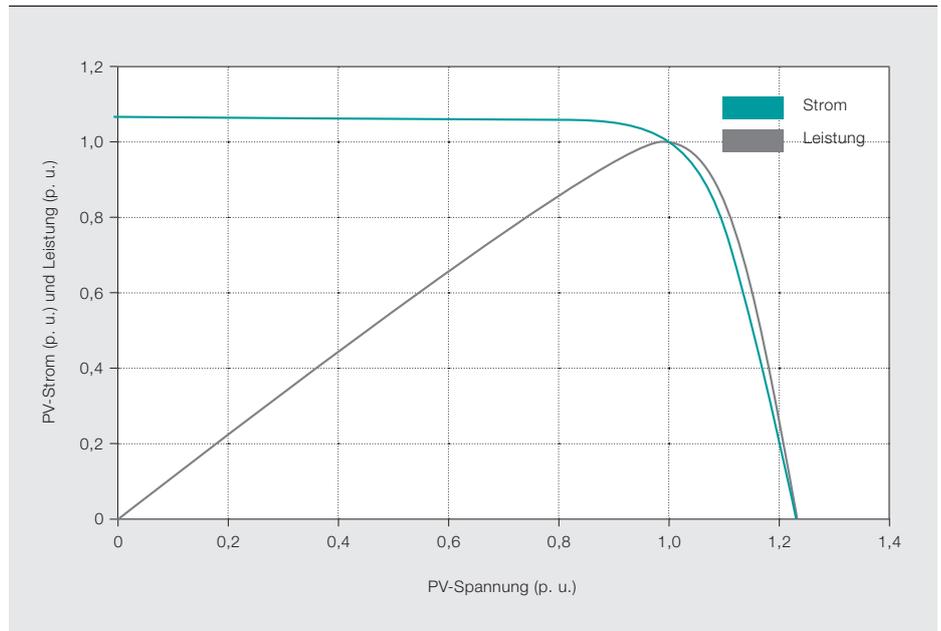


Neue Lösungen

Technologietrends und Designziele für Solarwechselrichter der nächsten Generation

JUHA HUUSARI, PAOLO CASINI – Stromrichter für Photovoltaikanlagen sind ein relativ neuer Anwendungsbereich der Leistungselektronik. Die ersten Systeme dieser Art basierten auf Umrichtern für Motoren, und erst seit Kurzem gibt es eigens für die Photovoltaik entwickelte Lösungen. Um sich auf dem heutigen Photovoltaiksektor behaupten zu können, müssen Unternehmen in der Lage sein, sich an einen sich stetig weiterentwickelnden Markt anzupassen. Gleichzeitig

müssen sie den richtigen Weitblick besitzen, um Schlüsseltechnologien in innovative Konzepte für die Bedürfnisse von morgen umzusetzen. Mit ihrer umfangreichen Erfahrung im Bereich der Leistungselektronik ist ABB nicht nur ein führender Lieferant von Photovoltaikprodukten, sondern auch Vorreiter auf dem Gebiet der Stromrichtertechnik für Solaranwendungen.



Die Einführung von Einspeisevergütungen und anderen Anreizen hat zur Senkung der Kosten für Photovoltaik-(PV)-Module beigetragen und insbesondere in Europa der PV-Industrie zwischen 2006 und 2011 zu einem Boom verholfen [1]. Nun zwingt die drastische Reduzierung dieser finanziellen Anreize den Markt dazu, sich anzupassen. Das bedeutet, dass die Kosten bei der Einführung neuer Produkte eine zunehmend wichtige Rolle spielen. Auch die Forschung muss sich anpassen. So befasst sich ABB intensiv mit neuen Entwicklungen für PV-Anwendungen, insbesondere im Bereich der Stromrichtersysteme.

PV-Stromrichter

Aufgabe des PV-Stromrichters ist in erster Linie die effiziente und kontrollierte Übertragung der elektrischen Energie von den PV-Modulen in das Verbrauchersystem (bei kleineren Anwendungen im privaten Bereich z. B. Heizung oder Beleuchtung) bzw. in das Übertragungsnetz (bei größeren Anwendungen). Die auf die Erde treffende Strahlungsenergie der Sonne führt an der Halbleitersperrschicht einer Solarzelle zur Erzeugung von freien Ladungsträ-

gern, d. h. von elektrischem Strom. Die PV-Zelle gilt damit aufgrund ihrer Natur als Stromquelle, anders als die meisten elektrischen Quellen, die eher die Eigenschaften einer Spannungsquelle besitzen. Dies wiederum erfordert geeignete Maßnahmen zur zuverlässigen Regelung der Stromerzeugung. Die Leistungsfähigkeit der ersten für PV-Anwendungen vorgesehenen Stromrichter war alles andere als optimal, und selbst die Wissenschaft tat sich schwer, den Paradigmenwechsel im Hinblick auf die in der Photovoltaik geltenden Regelungsprinzipien zu akzeptieren [2]. Solche Startschwierigkeiten sind inzwischen überwunden.

Aufgrund des nichtlinearen Verhaltens von Halbleitern erreicht eine photovoltaische Erzeugungsanlage (PV-Generator) ihre maximale Leistungsabgabe erst bei einer bestimmten Spannung → 1. Außerdem haben Umgebungsbedingungen wie die Temperatur der PV-Zellen und die Intensität der auftreffenden Strahlung erhebliche Auswirkungen auf die elektrischen Eigenschaften und die erzeugte Leistung des PV-Generators. Dabei steigt die Leistungsabgabe mit abnehmender Zellentemperatur und zunehmender Strahlungsintensität. Daher kann es sein, dass ein PV-Generator in einer Region wie Nordeuropa seine maximale Leistung an einem kalten Frühlingmorgen erreicht.

Das unbeständige Verhalten des PV-Generators wird vom leistungselektronischen Stromrichter überwacht, der die erzeugte

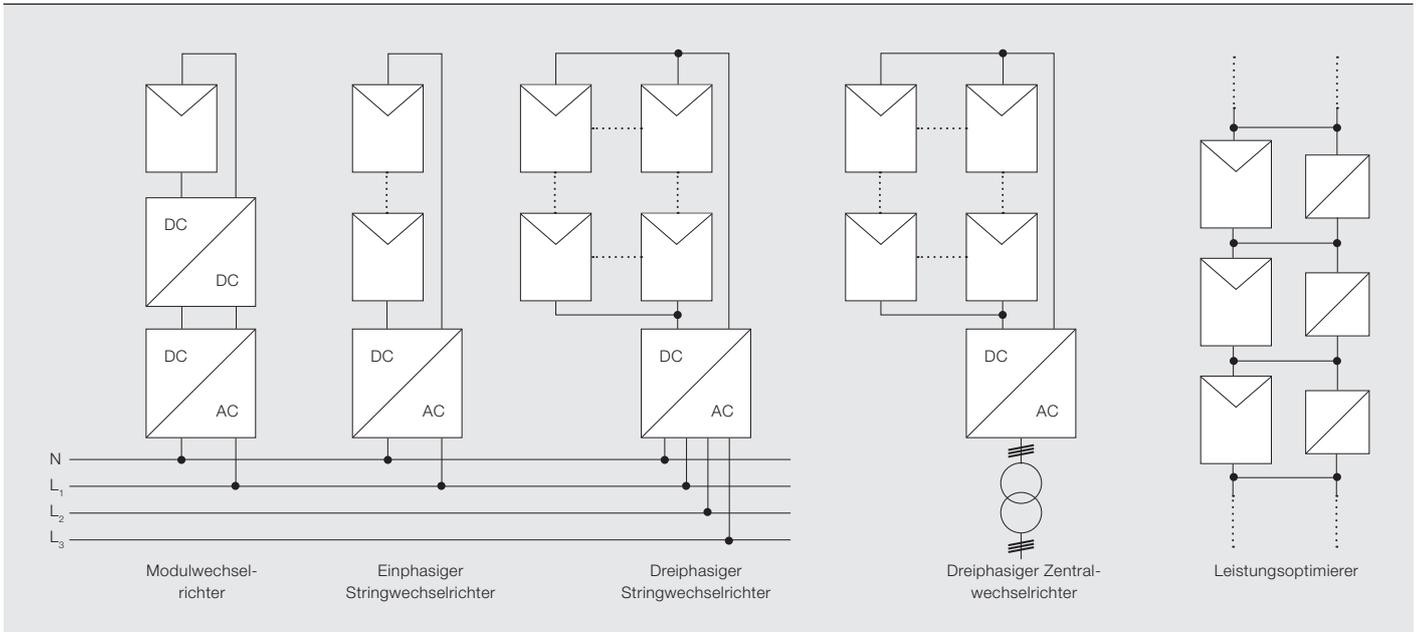
Leistung verarbeitet. Beim sogenannten Maximum Power Point Tracking (MPPT) überwacht der Stromrichter die Ausgangsleistung des Generators und regelt diese durch Veränderung des Generator-Spannungspegels kontinuierlich auf den gewünschten Wert.

Der Grundbaustein eines PV-Generators ist die Solarzelle mit einer ungefähren Größe von 15 x 15 cm und einer Dicke von rund 100 µm. Eine einzelne Solarzelle erzeugt je nach Größe und verwendeter Technologie typischerweise eine Leistung von einigen Watt bei Spannungen von unter einem Volt. Die meisten Zellen basieren auf Silizium (Si), wobei auch andere herkömmliche Halbleitermaterialien wie Galliumnitrid (GaN), Indiumphosphid (InP) und Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) sowie exotischere Werkstoffe wie organische und farbstoffsensibilisierte Materialien verwendet werden.

Einzelne Zellen werden zu einem sogenannten Solar- oder PV-Modul zusammengeschaltet, das aus zwei bis 96 PV-Zellen bestehen kann. Der Grund hierfür ist, dass sich die Leistung bei höheren Spannungen besser verarbeiten lässt. Der typische Leistungsbereich von PV-Modulen reicht von fünf bis 350 W, wobei in größeren Anlagen auch größere Module mit höherer Leistung eingesetzt werden. Die einzelnen PV-Module werden wiederum zu einem sogenannten PV-String in Reihe geschaltet. Dieser bildet die Grundeinheit einer Solaranlage. Aufgrund von Sicherheits-

Titelbild

Eine PV-Anlage mit 181 kW auf dem Dach des ABB-Werks in Helsinki, Finnland.



vorschriften ist die maximale Spannung eines PV-Strings gegen Erde begrenzt (1.000 V/1.500 V in der Europäischen Union und 600 V in den USA), woraus sich die maximale Leistung des Strings ergibt. Ein für 1.000 V ausgelegter PV-String hat normalerweise eine Gleichstrom-Nennleistung von 5 kW. Deshalb sind kommerzielle PV-Wechselrichter für mehrere Strings üblicherweise für ein Vielfaches von 5 kW ausgelegt.

Stromrichter für PV-Anlagen werden typischerweise in folgende Kategorien eingeteilt: Modulwechselrichter (zur Anbindung von bis zu vier PV-Modulen an das Wechselstromnetz), Stringwechselrichter (ein- bis dreiphasige Wechselrichter für bis zu 20 PV-Strings) und dreiphasige Zentralwechselrichter (für Anwendungen mit mehr als 100 kVA) → 2. Außerdem gibt es die Nischengruppe der Leistungsoptimierer. Hierbei handelt es sich um nachrüstbare DC/DC-Wandler für kleine Leistungen zur Feinabstimmung der erzeugten Leistung in vorhandenen PV-Strings. Mit Ausnahme von Leistungsoptimierern bietet ABB Stromrichter und Lösungen für alle diese Anwendungsbereiche.

Merkmale auf Anlagenebene

Traditionell werden PV-Anlagen mit der höchstmöglichen Wechselrichterleistung relativ zur Anlagengröße realisiert, d.h. kleine Anlagen mit Modulwechselrichtern und größere Systeme mit Hochleistungs-Wechselrichterstationen. Dieses Konzept wandelt sich nun, da immer mehr Hoch-

leistungssysteme mit Stringwechselrichtern gebaut werden. Treibende Faktoren hierfür sind höhere Leistungsabgaben, da dezentrale Wechselrichter eine feingranulare maximale Leistungsentnahme ermöglichen, und niedrigere Installationskosten. Außerdem hört bei Ausfall eines Wechselrichters nur ein begrenzter Teil der Anlage auf, Strom zu erzeugen. Folglich erhalten Stringwechselrichter eine immer größere Bedeutung.

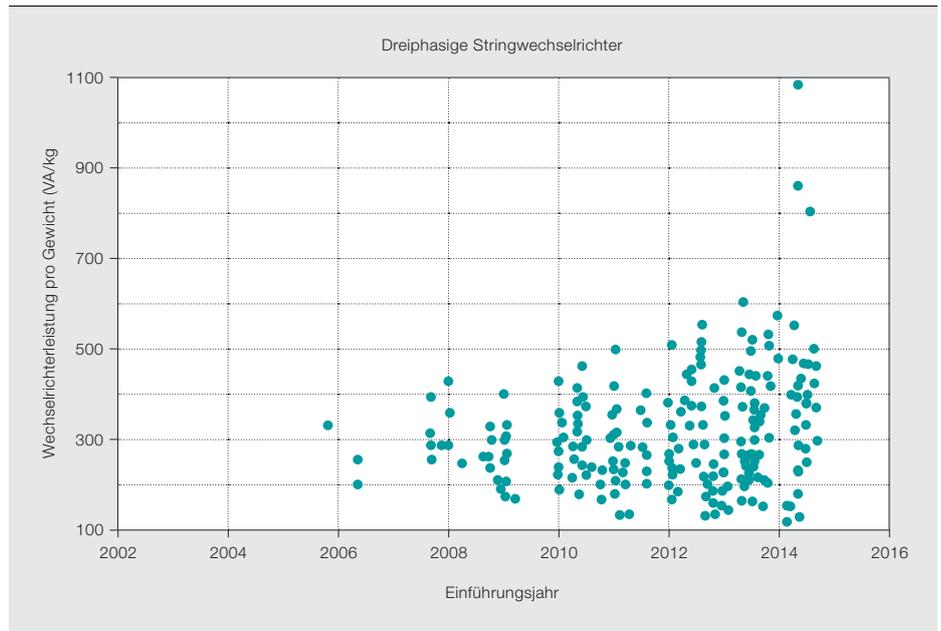
Eine weitere interessante Entwicklung auf dem Gebiet der PV-Anwendungen für größere Systeme ist die Einbindung von Umwelt-Messdaten zur Verbesserung kurzfristiger Prognosen und der Leistungsabgabe. So kann die zentrale Regeleinheit durch Überwachung – z.B. der Wolkenbewegung in der Nähe der PV-Anlage – den oder die Wechselrichter veranlassen, ihren Betrieb entsprechend anzupassen, und damit das MPPT unterstützen. Diese Informationen können außerdem dazu genutzt werden, die kurzfristig verfügbare Leistung vorherzusagen, was dem Netzbetreiber zugutekommt.

Ein neueres Merkmal in PV-Anwendungen ist die Verbindung zu verschiedenen dezentralen Datendiensten, über die der Wechselrichter relevante Informationen, z.B. den Verlauf der Leistungsabgabe, speichern und austauschen kann. Auch diese Informationen helfen dem Netzbetreiber beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage.

Durch Überwachung der Wolkenbewegung kann die zentrale Regeleinheit den oder die Wechselrichter veranlassen, ihren Betrieb entsprechend anzupassen und damit das MPPT unterstützen.

Das Herzstück eines PV-Wechselrichters ist eine Brücke aus schnell schaltenden Halbleiterelementen, die zusammen mit passiven Energiespeicherelementen die Umwandlung des Stroms ermöglichen.

3 Entwicklung der Leistungsdichte bei wandmontierten, transformatorlosen PV-Wechselrichtern



Neue Halbleiterbauelemente

Das Herzstück eines PV-Wechselrichters ist eine Brücke aus schnell schaltenden Halbleiterelementen, die zusammen mit passiven Energiespeicherelementen die Umwandlung des Stroms ermöglichen. Während die weitaus meisten PV-Wechselrichter auf Bauelementen aus Silizium (Si) basieren, sind in der Industrie neuerdings Elemente aus Siliziumcarbid (SiC) im Kommen. SiC-Bauelemente halten höheren Spannungen und Temperaturen stand und schalten schneller als Si-Bauelemente, was den Bau kompakterer und effizienterer Stromrichter ermöglicht [3]. Die SiC-Technologie ist jedoch recht teuer, und die Frage nach der langfristigen Zuverlässigkeit von SiC-Komponenten ist noch offen. Trotzdem kann davon ausgegangen werden, dass sich SiC-Bauelemente in den kommenden Jahren als wesentlicher Bestandteil von PV-Wechselrichtern etablieren werden, wie Forschungen von ABB [4] und Produkte auf Basis der SiC-Technologie zeigen.

Die Vorteile der GaN-Technologie gegenüber SiC werden in der Branche weiterhin diskutiert. GaN-Bauelemente sollen ultraschnelle Schaltvorgänge ermöglichen und damit größere Vorteile in puncto Effizienz und Leistungsdichte bieten. Ein praktisches Demonstrationssystem, das dies bestätigt, steht jedoch noch aus.

Im Gegensatz zu GaN-Elementen sind SiC-Bauelemente bereits technisch ausgereift. Derzeit befinden sich nur eine Handvoll GaN-Produkte auf dem Markt,

und zudem stehen keine Hochstrom-Leistungsmodul zur Verfügung. Dies ist unter anderem auf die seitliche Sperrschicht des GaN-Halbleiters zurückzuführen, die eine Parallelschaltung vieler GaN-Chips und damit die Herstellung von Hochstrommodulen erschwert. Mit einzeln gekapselten GaN-Chips können Leistungen von etwa 20 bis 30 kW erreicht werden, darüber hinaus sind Module erforderlich.

Leistungsdichte von Stringwechselrichtern

In den letzten 10 Jahren haben sich die Designziele für PV-Stringwechselrichter drastisch verändert. Designs der ersten Generation waren auf die Erzielung einer hohen Energieausbeute mit mehreren isolierten MPPT-Stromrichtern ausgerichtet. In der zweiten Generation wurde die Umwandlungseffizienz maximiert, gefolgt von den einstufigen Systemen der dritten Generation. Aktuelle Designziele sind niedrigere Kosten und eine höhere Leistungsdichte, wobei jedes der Ziele die Ingenieure vor unterschiedliche Herausforderungen stellt.

Die Forderung nach einer hohen Leistungsdichte hat mehrere Ursachen: Aus Sicherheitsgründen ist das zulässige Gewicht von Schaltschränken auf 75 kg begrenzt, damit sie von zwei Personen getragen werden können. Bei der Wandmontage kommen Grenzen hinsichtlich der Belastbarkeit der Befestigungsstruktur und der Wand hinzu. Ein weiterer treibender Faktor sind die geringeren Transportkosten pro Watt installierter Leistung.

Die Entwicklung der Leistungsdichte von kommerziellen wandmontierten, transformatorlosen, dreiphasigen PV-Stringwechselrichtern mit einem Gewicht von unter 75 kg zeigt, dass sich die Hersteller zunehmend um eine Maximierung der Leistungsdichte bemühen → 3.

Der Leistungsdichte von PV-Stringwechselrichtern sind klare Grenzen gesetzt. Typischerweise machen die passiven Filterelemente einen erheblichen Teil des Systemgewichts aus, aber auch die Wärmeübertragungslösung, das Gehäuse selbst und verschiedene Schutzeinrichtungen tragen zum Gewicht bei. Vieles davon lässt sich nicht ändern – so sind z. B. die Gehäusedicke und die Verwendung bestimmter Schutzeinrichtungen in Normen (z. B. in der IEC 62109) festgelegt. Je höher die Leistung, desto umfangreicher sind auch die Schutzeinrichtungen, was wiederum ein massiveres Gehäuse erfordert, um das Gewicht zu tragen und eine ausreichende Schutzart (nach IP) zu gewährleisten.

Ein neueres Merkmal in PV-Anwendungen ist die Verbindung zu verschiedenen dezentralen Daten-

Die Forderung nach noch höheren Leistungsdichten wird die Konstrukteure veranlassen, noch innovativere Systemlösungen zu suchen und den Einsatz von Halbleiter-Bauelementen der nächsten Generation voranzutreiben.

Lösungen für PV-Kraftwerke

Während sich die gesamte PV-Industrie technisch weiterentwickelt, ist das Innovationstempo im Segment für Lösungen im Kraftwerksmaßstab besonders beeindruckend. Seit den Anfängen des modernen PV-Markts wurde die Entwicklung von Wechselrichtern für PV-Kraftwerke durch die Optimierung der Produktionseffizienz und der Gesamtbetriebskosten (d. h. der Summe aus den Anfangsinvestitionen und den über die Lebensdauer der Anlage anfallenden Betriebsausgaben) der PV-Anlage bestimmt.

Ein Großteil der Anstrengungen der Wechselrichterindustrie in den letzten 10 Jahren richtete sich auf die Verbesserung der Umwandlungsleistung der Wechselrichter, was zu Wirkungsgraden von bis zu 98 % (gewichtet) bzw. 99 % (Spitzenwert) geführt hat. Doch die unvermeidlich asymptotische Entwicklung des Wirkungsgrads und der moderate Zuwachs an finanzieller Rendite im Verhältnis zu den Extrakosten für leistungsstärkere Topologien und Regelungsverfahren haben dazu geführt, dass sich die Aufmerksamkeit mittlerweile auf die Senkung der Gesamtbetriebskosten richtet.

Innovationen im Bereich der Wechselrichter gelten als eine Möglichkeit, die Kosten für die übrigen Systemkomponenten (Balance Of System, BOS) zu senken, die 60 % der Kosten einer PV-Anlage im Kraftwerksmaßstab ausmachen (verglichen mit weniger als 10 % für den Wechselrichter selbst). Vor einigen Jahren ermöglichte der Übergang von 600 V Systemspannung auf 1.000 V eine Senkung der BOS für die Gleichstromtechnik von 25 %. Heute steht die PV-Industrie mit der aufkommenden 1.500-V-Modultechnik an der Schwelle zu einer ähnlichen Veränderung, die eine gründliche Überprüfung der in PV-Wechselrichtern eingesetzten elektronischen und elektromechanischen Komponenten und Topologien erfordert und damit das Angebot an Wechselrichtern für PV-Kraftwerke nachhaltig verändern wird.

Die andere Komponente der Gesamtbetriebskosten sind die Betriebsausgaben. Die typischen jährlichen Betriebs- und Instandhaltungskosten einer PV-Anlage liegen bei etwa 1,5 % der Anfangsinvestitionen, wobei ein großer Teil davon auf die Wartung herkömmlicher luftgekühlter PV-Wechselrichter entfällt, besonders wenn diese in entlegenen und rauen Umgebungen installiert sind. Über die erwartete Lebensdauer von 20 Jahren machen die Betriebskosten einen erheblichen Anteil der Anlagenkosten aus. Somit stellt die Notwendigkeit zur Senkung der Wartungskosten, verbunden mit reduzierten Logistikkosten und einer einfachen Installation, eine weitere Triebfeder für die Entwicklung der mechanischen Aufbau- und Verbindungstechnik von Wechselrichtern im Kraftwerksmaßstab dar. Der rasche Umstieg auf Freiluftgehäuse war der erste Schritt in diese Richtung, die sich mit der Entwicklung innovativer, wartungsgünstiger Kühllösungen fortsetzt. Die traditionel-

le Luftkühlung von IP20-Wechselrichtern, die eine regelmäßige Reinigung der Luftfilter und Dekontaminierung der dem direkten Luftstrom ausgesetzten elektronischen Bauteile erfordert, wird zunehmend durch gekapselte Lösungen der Schutzart IP54 oder IP65 mit Flüssigkeits- oder Zweiphasenkühlung ersetzt.

Ein weiterer Vorteil intelligenter Gehäuse- und Kühltechnik ist eine höhere Leistungsdichte, die wiederum zu niedrigeren Logistik- und Installationskosten führt. Dies ist besonders wichtig, weil sich der Bedarf im Energieversorgungssektor zunehmend auf Schwellenländer verlagert, in denen neue Anlagen in entlegenen Regionen benötigt werden.

Juha Huusari

ABB Corporate Research
Baden-Dättwil, Schweiz
juha.huusari@fi.abb.com

Paolo Casini

ABB Discrete Automation and Motion,
Power Conversion
Terranuova Bracciolini, Italien
paolo.casini@it.abb.com

Literaturhinweise

- [1] „Global market outlook for photovoltaics 2014–2018“. European Photovoltaic Industry Association
- [2] L. Nousiainen et al.: „Photovoltaic generator as an input source for power electronic converter“. IEEE Transactions on Power Electronics. Vol. 28, No. 6, S. 3028–3038. Juni 2013
- [3] C. Weizer et al.: „Silicon carbide high power devices“. IEEE Transactions on Electron Devices. Vol. 43, No. 10, S. 1732–1741. Oktober 1996
- [4] C. Ho et al.: „A comparative performance study of an interleaved boost converter using commercial Si and SiC diodes for PV applications“. IEEE Transactions on Power Electronics. Vol. 28, No. 1, S. 289–299. Mai 2012



Lebenszyklusautomatisierung und -services

Ein ganzheitlicher Ansatz für die Automatisierung, den Betrieb und die Wartung von Photovoltaikanlagen

ADRIAN TIMBUS, MARC ANTOINE, LUIS DOMINGUEZ – Die Photovoltaikindustrie wächst schnell. Im Jahr 2017 ist ein Anstieg der weltweit installierten Leistung um 60 GW auf insgesamt 66 GW zu erwarten [1]. ABB ist maßgeblich an diesem Wachstum beteiligt und verfolgt bei Photovoltaikprojekten einen ganzheitlichen Ansatz, der den gesamten Lebenszyklus einer Anlage ebenso umfasst wie die beiden Phasen von Photovoltaikprojekten. Die erste Phase besteht aus dem Entwurf der Lösung, der Wahl der Ausrüstung und dem Bau der Anlage. In der zweiten Phase geht es darum, sicherzustellen, dass die Anlage die maximale Leistung erzeugt und dass die Ausrüstung effizient betrieben wird, um die Betriebs- und Wartungskosten zu minimieren. Der ganzheitliche Ansatz kombiniert die Kompetenz von ABB als Lieferant von Technologien für Solaranwendungen mit den umfangreichen Service- und Wartungsressourcen des Unternehmens.

Als führender Anbieter von Technologien für Photovoltaik-(PV-)Kraftwerke ist ABB Partner und Berater von Eigentümern und Investoren. ABB führt Machbarkeitsstudien durch und analysiert die Profitabilität eines Projekts; plant, entwickelt und optimiert Anlagen; bietet Projektmanagement und liefert elektrische und Automatisierungssysteme. Mit ihrem umfassenden Angebot im Bereich Betrieb und Wartung (O&M), das ein fortschrittliches Fernüberwachungs- und Servicekonzept beinhaltet, sorgt ABB für einen maximalen Ertrag jeder Anlage bei gleichzeitigem Schutz der Ausrüstung.

Die skalierbaren energie- und automatisierungstechnischen Lösungen von ABB für PV-Kraftwerke sind für eine rasche Bereitstellung konzipiert. Um kurze Vorlaufzeiten und eine einfache Installation zu gewährleisten, sind sie vormontiert, werksgeprüft und containerisiert. Mit Ausnahme der Solarmodule, die ABB nicht herstellt, bestehen die Lösungen vollständig aus speziell für PV-Anwendungen ausgelegten ABB-Produkten. Eine nahtlose Integration sorgt dabei für ein Höchstmaß an Zuverlässigkeit und Effizienz bei niedrigstem Energieverbrauch. Bisher hat ABB über 100 integrierte Elektro- und Automatisierungstechnik-Lösungen für PV-Kraftwerke mit einer Gesamterzeugungsleistung von 1.000 MW bereitgestellt.

Die Technologien von ABB für Photovoltaik-(PV-)Kraftwerke sind auf eine Maximierung der Anlagenleistung, eine schnelle Investitionsrendite und die Sicherung einer langen Anlagenlebensdauer ausgelegt. Von elektrischen Nebenanlagen über Leitsysteme und Energiemanagement bis hin zu Produktionsprognosen, Fernüberwachung und Remote-Services – das Ziel der PV-Technologien von ABB ist stets eine maximale Produktion bei minimalen Kosten → 1.

Weltweit führendes Anlagenautomatisierungssystem

Symphony® Plus for Solar, das ABB-Automatisierungssystem für PV-Kraftwerke, ist ein vielseitiges und skalierbares Leitsystem. Wie der Name schon sagt, ist es Bestandteil der ABB Symphony Plus Plattform, der umfassenden Automatisierungslösung für die Energie- und Wasserwirtschaft. Symphony Plus ist die neueste Generation der Symphony Familie von Prozessleitsystemen, die mit über 6.500 in Betrieb befindlichen Installationen zu den am meisten verwendeten Anlagenautomatisierungsplattformen weltweit gehört.

Symphony Plus for Solar überwacht und erfasst Daten von den kritischen Komponenten der Anlage. Dazu gehören die Stränge (Strings) aus PV-Modulen, Um-

wandlerstationen (die jeweils Wechselrichter, Transformatoren, Mittelspannungsschaltanlagen und Niederspannungsschaltfelder enthalten), der Netzanschluss und die Wetterstationen. Das System unterstützt eine breite Palette von Kommunikationsprotokollen, was die Verbindung und den Datenaustausch mit allen Komponenten ermöglicht. Ausgestattet mit einer Echtzeit-Datenbank und einem Datenarchivierungssystem (Historian), erfasst und speichert es alle relevanten Anlagendaten entweder vor Ort oder in einem entfernten ABB Remote Service Center.

Mithilfe des IEC-61850-Kommunikationsprotokolls überwacht und steuert Symphony Plus die Ausrüstung in Schaltanlagen und integriert Erzeugungs- und elektrische Komponenten in ein einziges Informationssystem.

Eines der Hauptunterscheidungsmerkmale der Symphony Plus Plattform ist, dass sie darauf ausgelegt ist, die Betriebslebensdauer der Anlage zu überdauern. Dank der ABB-Lebenszyklusphilosophie „Evolution without Obsolescence“ (Evolution ohne Produkalterung) baut jede Generation der Symphony Plus Familie auf ihrem Vorgänger auf und erweitert diesen durch neue Technologien und Funktionalitäten, um die sich stetig weiterentwickelnden Leistungsanforderungen der Nutzer zu erfüllen. Somit bleibt eine Investition in Symphony Plus Hardware und Software über den gesamten Lebenszyklus der Anlage geschützt.

Energiemanagement

Die Energiemanagement-Funktionalität ist entscheidend für eine problemlose

Netzanbindung von PV-Anlagen. Der leistungsfähige Controller von Symphony Plus verbindet sich mit allen relevanten Aktuatoren (Wechselrichter, Nachführungssysteme und – wenn vorhanden – Kondensatorbänke, STATCOMs¹ oder Energiespeicher) und regelt mithilfe von Echtzeitberechnungen die Stromproduktion der Anlage entsprechend den Vorgaben. Dazu greift er auf alle relevanten Anlageninformationen zu und sendet Sollwerte an die Wechselrichter. Außerdem sorgt er dafür, dass Anlagenmanagement und -steuerung im Einklang mit den lokalen Netzanschlussregeln stehen, steuert das Anfahren der Produktion und übernimmt die Leistungsfaktor- und Spannungsregelung am Netzanschlusspunkt.

Produktionsprognose

Mit zunehmender Größe der PV-Anlagen wird auch die Fähigkeit zur Vorhersage der Stromproduktion zu einem zunehmend wichtigen Faktor für die Profitabilität der Anlage. ABB bietet eine flexible Prognoselösung, die Daten von den Solarmodulen, Strings und Wechselrichtern sowie historische Produktions- und Wetterinformationen nutzt, um die Leistungsabgabe der Anlage vorherzusagen. Der Vorhersagehorizont reicht von einigen Stunden (typischerweise 6 h im Vor-

Titelbild

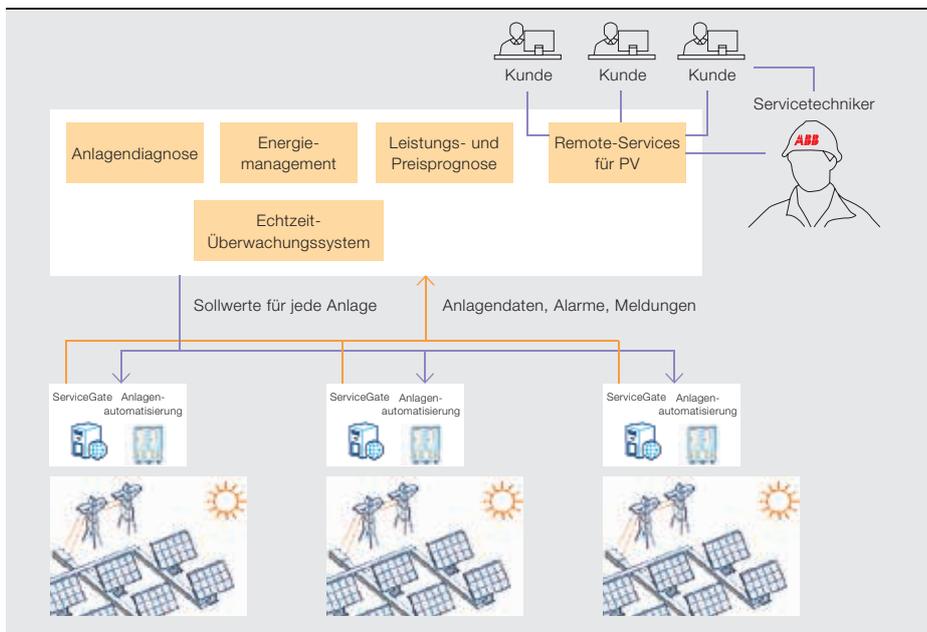
Betriebs- und Wartungsservices sind eine der Schlüsselkomponenten des Photovoltaikangebots von ABB, das es Anlagenbetreibern ermöglicht, Betriebs- und Wartungskosten zu minimieren.

Fußnote

1 Statische synchrone Kompensatoren

ABB bietet eine flexible Prognoselösung, die die Leistungsabgabe der Anlage vorher-sagt.

2 Architektur von Symphony Plus for Solar



3 Alarme und Meldungen im Remote-Portal

Plant Name	Alarm Description	Last Alarm	Alarm Description	Last Alarm
ABB1	CEM00CL_PWEED0	29/02/15 15:00:00	PG117_SEZNTCAB1	29/02/15 14:32:46
ABB2	Correction	29/02/15 01:02:28	PG117_SEZNTCAB2	24/02/15 15:14:00
ABB3	PG117_SEZMEL	27/02/15 01:58:28	PG117_SEZMEL1	23/02/14 12:29:28
ABB4	PG117_INT08N	16/09/14 01:28:30	PG117_SEZMEL2	23/02/14 12:29:44
ABB5	PG117_INT08N_B0C	29/02/15 08:36:00	PG117_SEZMEL3	23/02/14 12:29:52
ABB6	PG117_INV1_ALM	30/01/15 13:38:00	PG117_SEZTRRAL1	16/09/14 01:28:55
ABB7	PG117_INV2_ALM	14/02/15 11:04:15	PG117_SEZTRRAL2	16/09/14 01:28:57
ABB8	PG117_INV3_ALM		PG117_SEZTRRAL3	
ABB9	PG117_INV4_ALM			
ABB10	PG117_INV5_ALM			

ID	Alarm	Time	Tag Name Alarm	Status	Message
527581	PG117_SEZNTCAB2	14:02:46	PG117_SEZNTCAB2	OK	PG117_SEZNTCAB2 PG117 - Centro Subestacione MT Cabina 2 CLOSED RM
527590	PG117_SEZNTCAB1	14:02:46	PG117_SEZNTCAB1	OK	PG117_SEZNTCAB1 PG117 - Centro Subestacione MT Cabina 1 CLOSED RM
527605	PG117_SEZNTCAB2	13:55:28	PG117_SEZNTCAB2	OK	PG117_SEZNTCAB2 PG117 - Centro Subestacione MT Cabina 2 CLOSED RM
527614	PG117_SEZNTCAB1	13:55:28	PG117_SEZNTCAB1	OK	PG117_SEZNTCAB1 PG117 - Centro Subestacione MT Cabina 1 CLOSED RM
527623	PG117_SEZNTCAB2	13:55:24	PG117_SEZNTCAB2	OK	PG117_SEZNTCAB2 PG117 - Centro Subestacione MT Cabina 2 CLOSED RM
527632	PG117_SEZNTCAB2	13:55:12	PG117_SEZNTCAB2	ALARMED	PG117_SEZNTCAB2 PG117 - Centro Subestacione MT Cabina 2 OPENED AL
527641	PG117_SEZNTCAB1	13:55:11	PG117_SEZNTCAB1	OK	PG117_SEZNTCAB1 PG117 - Centro Subestacione MT Cabina 1 CLOSED RM
527650	PG117_SEZNTCAB1	13:55:23	PG117_SEZNTCAB1	ALARMED	PG117_SEZNTCAB1 PG117 - Centro Subestacione MT Cabina 1 OPENED AL
527659	PG117_SEZNTCAB1	13:55:11	PG117_SEZNTCAB1	OK	PG117_SEZNTCAB1 PG117 - Centro Subestacione MT Cabina 1 CLOSED RM
527668	PG117_SEZNTCAB2	11:51:36	PG117_SEZNTCAB2	OK	PG117_SEZNTCAB2 PG117 - Centro Subestacione MT Cabina 2 CLOSED RM

aus mit einer Zeitaufösung von 15 min bis zu mehreren Tagen (typischerweise eine Woche mit stündlicher Auslösung).

Außerdem hat ABB Algorithmen entwickelt, die die Bewegung der Wolken in der Nähe der PV-Anlage verfolgen. Mithilfe fortschrittlicher Bildverarbeitung und computergestützter optischer Erkennung sowie optischer und physikalischer Modelle sind die Algorithmen in der Lage, die Ankunftszeit und Dauer von Wolkendecken über der Anlage vorherzusagen und den zu erwartenden Leistungsabfall zu berechnen. Ist die Anlage mit einem Energiespeichersystem ausgerüstet, kann mithilfe der genauen kurzfristigen Prognose von Leistungsschwankungen durch Wolken eine Optimierung des Energieausgleichs erreicht werden.

Fernüberwachung und -steuerung

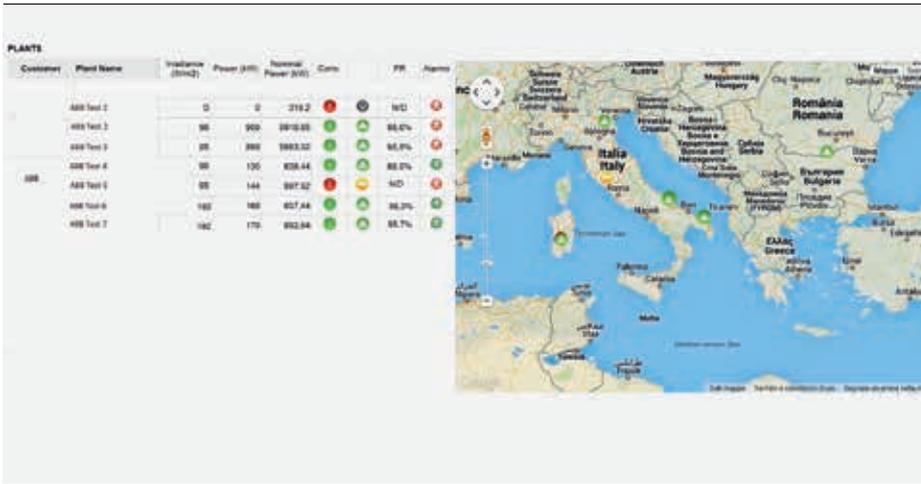
Um ihre Betriebs- und Wartungskosten (O&M-Kosten) zu minimieren, müssen Anlagenbetreiber leistungsschwache Komponenten in ihrer Anlage schnell erkennen können. Sie benötigen eine vorausschauende Wartung, um Ausfallzeiten zu reduzieren, die Lebenszyklen von Betriebsmitteln zu verlängern und die Auswirkungen von Betriebsmittelausfällen zu evaluieren. Darüber hinaus wird ein schneller Zugang zu Serviceingenieuren und Produktexperten erwartet.

Die Fernüberwachungs-, -betriebs- und -serviceplattform für PV-Anlagen von ABB bietet all dies. Symphony Plus for Solar umfasst drei Hauptkomponenten: eine remotefähige Schnittstelle namens Symphony Plus ServiceGate, das ABB

Remote Service Center und ein dediziertes Webportal → 2. Die Plattform kann für eine einzelne Anlage oder eine ganze Flotte von PV- oder anderen Erneuerbare-Energien-Anlagen genutzt werden. Das ServiceGate sorgt für eine schnelle und sichere Datenübertragungsverbindung zwischen den Anlagenautomatisierungssystemen und einem ABB Remote Service Center. Es unterstützt die Systemkonfiguration, Funktionszustandsüberprüfungen (sogenannte Health Checks) und Systemdiagnosen sowie den Betrieb von Anlagenausrüstung aus der Ferne.

Die Daten vom ServiceGate werden vom ABB Remote Service Center, das mit einer dedizierten Hardwareplattform und konfigurierbarer Software ausgestattet

4 Anlagenübersicht mit Kartendarstellung



Symphony Plus for Solar umfasst drei Hauptkomponenten: eine remote-fähige Schnittstelle, ein Remote Service Center und ein dediziertes Webportal.

5 KPI-Dashboard



ist, empfangen und gespeichert. Dort werden die Verarbeitungs- und Überwachungssoftware sowie fortschrittliche Anwendungen ausgeführt und die im dedizierten Webportal angezeigten Ergebnisse gespeichert. Anders als andere auf dem Markt erhältliche Überwachungssysteme ermöglicht das ABB-System den Betrieb der Anlage in Echtzeit über eine ergonomische Mensch-Maschine-Schnittstelle (MMS). Darüber hinaus steht eine optimierte Energiemanagement-Funktion auf Flottenebene zur Verfügung, um einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb der gesamten Flotte zu ermöglichen. Das Service Center ist 24 Stunden am Tag von qualifizierten Ingenieuren besetzt, die bereit sind, jederzeit auf Probleme vor Ort zu reagieren.

Das Webportal verfügt über eine dedizierte Schnittstelle, über die die PV-Anlage mit der Außenwelt kommuniziert. Sämtliche Anlagen der Flotte können über dasselbe Webportal verwaltet werden, auf das autorisierte Benutzer jederzeit und von überall per PC oder mobilem Gerät zugreifen können. Bei der Anmeldung stehen verschiedene rollenbasierte Autorisierungsebenen nach IEC 62351 zur Verfügung.

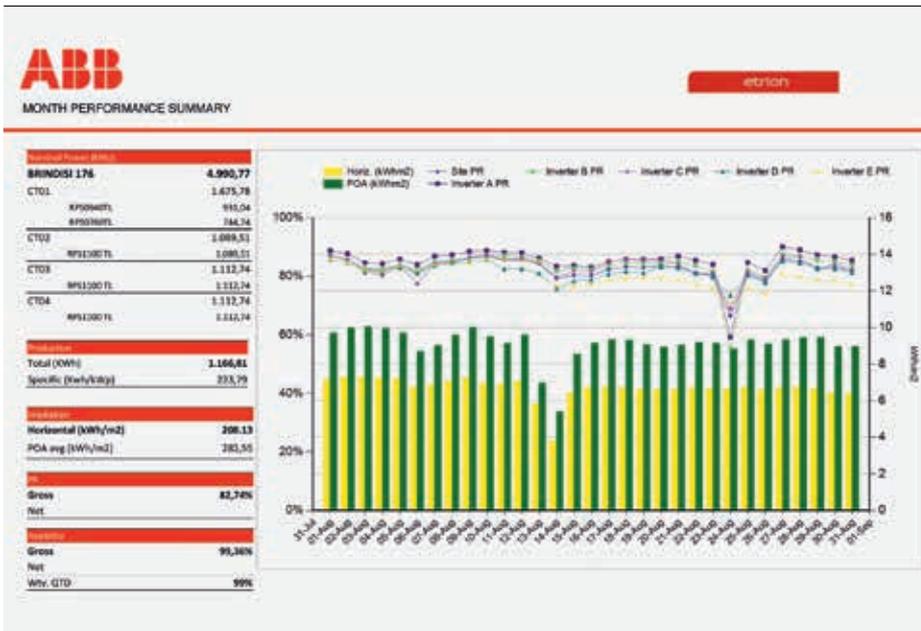
Zu den Schlüsselmerkmalen des Webportals gehören Alarmer und Meldungen, die dynamische Darstellung von erfassten Daten, vorausschauende Wartung, Produktionsprognose, Produktions- und Leistungscockpits, ein Reporting- und Ticketing-System sowie Gerätediagnosen.

Alarmer und Meldungen

Neben dem Empfang von Standardalarmen bei Störungen der Wechselrichter und Anlagenausrüstung können Benutzer ihre eigenen Alarmer, z. B. für niedrige Werte bestimmter Leistungskennzahlen (Key Performance Indicators, KPIs) einrichten. Wird ein Alarm aktiviert, führt die Plattform eine erste Diagnose auf mögliche Betriebsausfälle durch und informiert das zuständige Personal sofort per SMS oder E-Mail → 3.

Karten mit dynamischen Daten

Karten zeigen die geografische Lage der Anlagen anhand von Icons. Daneben sind alle Anlagen der Flotte aufgelistet. Anhand von dynamischen Ampelanzeigen und Icons werden der Status von vertraglichen KPIs, das Vorliegen offener



Wartungsaufträge und der Verbindungsstatus der Anlage mit dem ServiceGate angezeigt → 4.

Vorausschauende Wartung

Die Remote-Service-Plattform beinhaltet eine Reihe von Werkzeugen zur Erkennung und Behebung der häufigsten Ursachen für leistungsschwache Betriebsmittel. Die Tools analysieren die Anlage in kleinen Abschnitten (typischerweise einzelne Strings), um lokale Probleme frühzeitig zu erkennen, bevor sie zu größeren Produktionsproblemen führen. Erkannt werden Verschmutzungen (Staubansammlung auf den Modulen), die vollständige oder teilweise Abschattung von Strings und Alterung. Hierzu wird der Wirkungsgrad der PV-Module im zeitlichen Verlauf analysiert, um den Leistungsverlust durch Degradation zu bestimmen.

Produktions- und Leistungscockpits

Weitere Anwendungen zur Überwachung und Analyse der Anlagenproduktivität sind: die Überwachung des Nutzungsgrads (Performance Ratio) in Form eines Echtzeit-Cockpits zur Überwachung der Anlagenproduktion und KPIs (auf Basis der QlikView-Technologie) → 5, die Überwachung der Leistungsfähigkeit von kritischen Komponenten in Echtzeit (Equipment Condition Trending) sowie die Flottenanalyse, die ein Dashboard mit historischen Daten zum Vergleich und zur Analyse der Flottenleistung bereitstellt.

Reporting- und Ticketing-System

Die Remote-Service-Plattform speichert Daten von den PV-Anlagen, und das Webportal nutzt diese Daten u. a. zur automatischen Generierung von: Berichten über die Produktion, Eingriffe und Maßnahmen des Bedienpersonals; einem O&M-Logbuch, in dem Aufträge (Tickets) für O&M-Aktivitäten aufgeführt und Maßnahmen des Bedienpersonals verfolgt werden; Berichten für die Unternehmensführung mit wichtigen Informationen für die Verwaltung der Anlagen → 6.

Health Checks

Die Remote-Service-Plattform führt auch Überprüfungen des Funktionszustands der Ausrüstung durch. Diese umfassen sogenannte Fingerprint-Diagnosen, bei denen die Leistungsfähigkeit der Betriebsmittel überwacht und beurteilt und Zuverlässigkeitsprobleme identifiziert werden. Die Diagnosen können für Anlagenbetriebsmittel einschließlich des Automatisierungssystems (Hardware und Software), der Informationssicherheit und der elektrischen Prozessausrüstung durchgeführt werden. Die Fingerprints dienen als Ausgangspunkt für einen kontinuierlichen Optimierungsprozess zur Identifizierung und Planung notwendiger Verbesserungsmaßnahmen.

Derzeit nutzt ABB die Remote-Service-Plattform zur Überwachung und Steuerung von über 50 PV-Kraftwerken weltweit. Die Anlagen reichen in ihrer Größe von unter 1 MW bis zu über 100 MW und

Derzeit nutzt ABB die Remote-Service-Plattform zur Überwachung und Steuerung von über 50 PV-Kraftwerken weltweit.

umfassen sowohl einzelne Anlagen als auch ganze Flotten. Eine hohe Kundenzufriedenheit und eine große Zahl von Vertragsverlängerungen sprechen dafür, dass der ganzheitliche Ansatz von ABB den Kunden echte Vorteile und einen messbaren Mehrwert bietet.

Adrian Timbus

Marc Antoine

ABB Power Systems, Power Generation

Baden, Schweiz

adrian.timbus@ch.abb.com

marc.antoine@ch.abb.com

Luis Dominguez

ABB Corporate Research

Baden-Dättwil, Schweiz

luis.dominguez@ch.abb.com

Literaturhinweis

[1] Bloomberg New Energy Finance

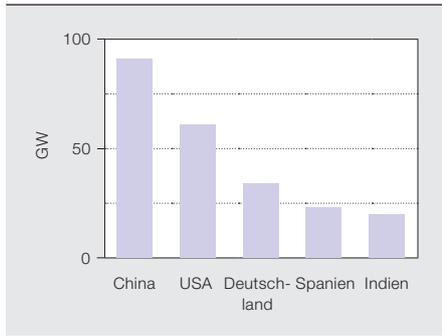


Eine Frage der Integration

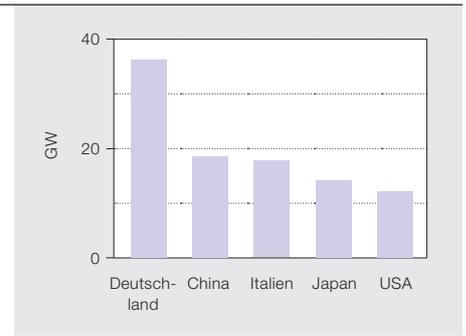
Einbindung dezentraler erneuerbarer Energien in das Stromnetz

JOCHEN KREUSEL – Vor mehr als zehn Jahren haben die neuen erneuerbaren Quellen elektrischer Energie – Sonne und Wind – ihren Einzug in das elektrische Energieversorgungssystem begonnen. Damals galten sie vornehmlich als zwei weitere Primärenergiequellen, die ohne tiefgreifende Änderungen an die vorhandenen Systeme angeschlossen werden können. Heute sind die neuen erneuerbaren Energien in einigen Ländern der größte Erzeugungs-Teilsektor, und angesichts der starken Kostensenkungen der vergangenen Jahre muss mit einer weiteren Beschleunigung des Wachstums gerechnet

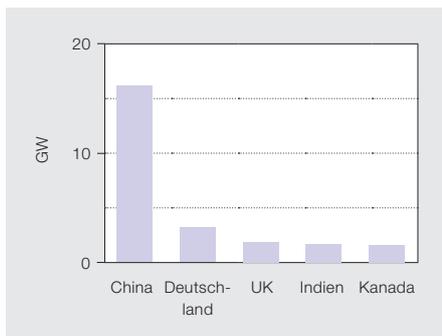
werden. Doch der Ansatz, erneuerbare Energien an die vorhandenen Systeme anzuschließen, greift zu kurz. Vielmehr müssen die elektrischen Energieversorgungssysteme so weiterentwickelt werden, dass sie die neuen Quellen in großem Stil einbinden können. Die Photovoltaik ist aufgrund ihrer sehr guten Skalierbarkeit der stärkste Treiber dieser Veränderung, die alle Bereiche der Wertschöpfungskette von Bereitstellung und Anwendung elektrischer Energie betrifft.



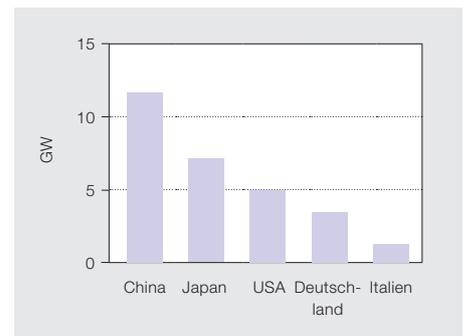
1a Wind: installierte Leistung 2013



1b Photovoltaik: installierte Leistung 2013



1c Wind: Zubau 2013



1d Photovoltaik: Zubau 2013

Quellen: Wind: Bundesverband Windenergie e.V., Deutschland; Photovoltaik: IEA-PVPS, IDAE, PV News, BSW, IWR

Seit dem Ende des 20. Jahrhunderts fördert eine zunehmende Zahl von Ländern die Nutzung von Wind- und Sonnenenergie. Einer der Pioniere ist Dänemark, das im Jahr 2011 bereits über 40 % seines elektrischen Energiebedarfs aus erneuerbaren Quellen deckte. Nahezu drei Viertel davon stammten aus Windenergie. Auch Deutschland wird als erstes großes Industrieland, das eine konsequent auf die neuen erneuerbaren Quellen ausgerichtete Transformation seiner Elektrizitätsversorgung beschlossen hat, international aufmerksam beobachtet.

→ 1 zeigt die jeweils fünf weltweit führenden Länder nach installierter Kapazität und Zubau in Wind- und Sonnenenergie im Jahr 2013. Zu erkennen ist, dass Länder aus allen Regionen aktiv sind, und dass einige der frühen Pioniere – erkennbar an hohen installierten Leistungen – inzwischen von anderen Ländern abgelöst worden sind. Die neuen erneuerbaren Energien sind heute eine globale Realität, die nicht mehr von Fördermechanismen einzelner Länder abhängt.

Titelbild

Der Umstieg auf erneuerbare Energiequellen macht die zuverlässige Energieversorgung zu einer noch größeren Herausforderung. Das umfangreiche Angebot von ABB für die Wind- und Solarenergie hilft dabei, diese Herausforderung zu bewältigen.

Der stärkste Treiber dieser Veränderung ist die Photovoltaik, die nach den starken Kostensenkungen am Ende des letzten Jahrzehnts in einer wachsenden Zahl von Ländern Netzparität erreicht oder bereits unterschritten hat, d.h. wettbewerbsfähig gegenüber den Endabnehmerpreisen in den Niederspannungsnetzen ist. → 2 zeigt die Entwicklung der Erzeugungskosten von Photovoltaikstrom im Vergleich zum Haushaltsstrompreis in Deutschland. Demnach ist die Photovoltaik unter der Voraussetzung eines überwiegend arbeitsbasierten Netznutzungsentgeltes für die Eigenbedarfsdeckung im Haushaltsbereich wirtschaftlich. Dies macht sie für einen großen Anwendungsbereich unabhängig von direkter Förderung, solange sie nur den Eigenbedarf ihrer Besitzer mindert.

Neue erneuerbare Energiequellen und Systemintegration

Die neuen erneuerbaren Energien besitzen im Wesentlichen drei Eigenschaften,

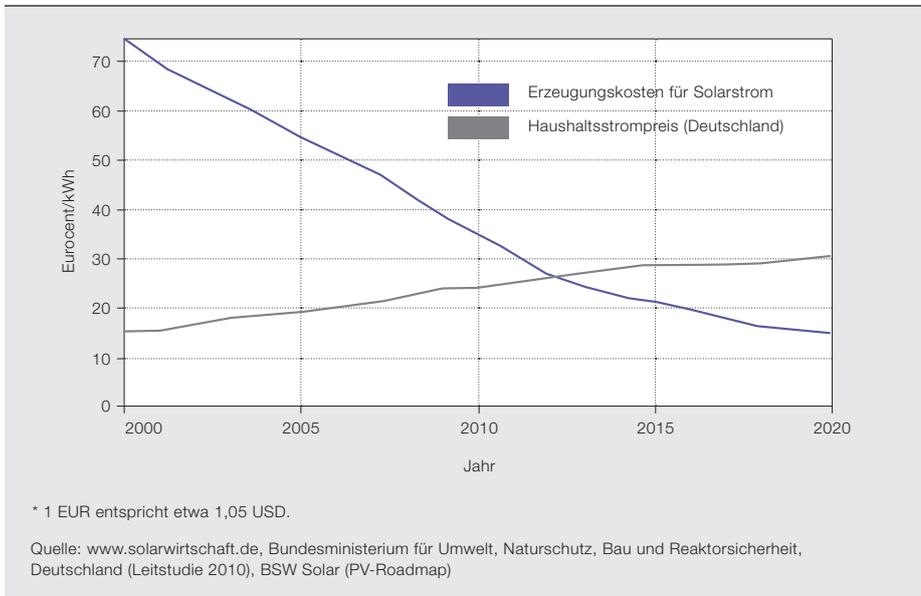
die die elektrischen Energieversorgungssysteme grundlegend verändern: verbrauchsferne Erzeugung, dezentrale Erzeugung und Volatilität.

Verbrauchsferne Erzeugung

Der Anteil verbrauchsferner Erzeugung steigt im Vergleich zu Kraftwerkssystemen

Verbrauchsferne Erzeugung, dezentrale Erzeugung und Volatilität wirken sich auf alle Bereiche der elektrischen Energieversorgung und -anwendung aus.

men, bei denen aus wirtschaftlichen wie aus technischen Gründen ein regionaler Ausgleich von Erzeugung und Bedarf bevorzugt wird. Diese Entwicklung wird vor allem durch die stark standortabhängigen Quellen Wind und Wasser getrieben und kann zu sehr großen Erzeugungseinheiten oder -clustern führen.



Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien hat auch Einfluss auf den Betrieb konventioneller Kraftwerke.

Dezentrale Erzeugung

Die Zunahme der dezentralen Erzeugung wird vor allem durch Photovoltaik und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) vorangetrieben. Bei der Photovoltaik liegt der Grund in den verhältnismäßig schwach ausgeprägten Skaleneffekten bei den Kosten in Verbindung mit der Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu den Endabnehmerpreisen im Niederspannungsnetz. Bei der Kraft-Wärme-Kopplung liegt der Grund in der Notwendigkeit der verbrauchsnahe Bereitstellung der Wärme. Vor allem die sehr kleinen Photovoltaikanlagen werden dazu führen, dass ein nennenswerter Anteil der Erzeugung mit einer sehr großen Zahl kleiner Einheiten gedeckt wird, die Energie in die Verteilungsnetze einspeisen.

Volatilität

Volatilität kommt vor allem von der Wind- und Sonnenenergie, die beide zu schnelleren, größeren und – vor allem im Fall der Windenergie – nur begrenzt prognostizierbaren Schwankungen des Leistungsangebots führen als bisher. Verbrauchsferne Erzeugung, dezentrale Erzeugung und Volatilität haben Auswirkungen in allen Bereichen der elektrischen Energieversorgung und –anwendung. → 3 zeigt einen Überblick über diese Bereiche, ergänzt um den Einfluss neuer Verbraucher als Veränderungstreiber.

Konventionelle Bereitstellung elektrischer Energie

Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien hat auch Einfluss auf den Be-

trieb konventioneller Kraftwerke. Eine große technische Herausforderung ist der zunehmend häufige Betrieb von ursprünglich zur Deckung der Grundlast vorgesehen Kraftwerken im Lastfolgebetrieb mit starken Gradienten der Leistungsabgabe. Die Auswirkungen dieser Veränderung sind in [1] detailliert am Beispiel Deutschlands untersucht worden. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass bereits im Jahr 2015 mit Leistungsgradienten von bis zu 15 GW/h für den konventionellen Erzeugungspark gerechnet werden muss.

Ein weiterer Faktor, der den Betrieb von konventionellen Kraftwerken beeinflusst, ist die Tatsache, dass Wind- und Sonnenenergie keine variablen Kosten haben und somit in der Einsatzreihenfolge eines energiekostenbasierten Marktes immer am Anfang liegen. Damit verdrängen sie die konventionelle Erzeugung, wodurch die Auslastung dieser Anlagen sinkt und die Fixkostendeckung erschwert wird.

Diese wirtschaftlichen Effekte führen dazu, dass der Bau und der Betrieb konventioneller Kraftwerke im heutigen Marktumfeld nicht mehr attraktiv sind. Da konventionelle Erzeugungskapazität aber sowohl als Backup für Zeiten mit niedrigem erneuerbarem Leistungsangebot als auch zur Regelung des Systems unverzichtbar ist, werden geeignete Anpassungen des Marktdesigns diskutiert. ABB ist maßgeblich an diesen Diskussionen beteiligt und trägt zur Ge-

Die zunehmende Vielfalt an Betriebszuständen in den Verteilungsnetzen erhöht den Informationsbedarf.

3 Auswirkungen der wesentlichen Treiber für Veränderungen auf verschiedene Teile der Wertschöpfungskette der elektrischen Energieversorgung und -anwendung

Treiber	Betroffener Systembereich				
	Konventionelle Erzeugung	Übertragung	Verteilung	Systembetrieb	Anwendung
Verbrauchsferne Erzeugung		<ul style="list-style-type: none"> - Ferntransport - FACTS¹ - Overlay-Netz/HGÜ 		<ul style="list-style-type: none"> - Stabilisierung mit FACTS¹ 	
Dezentrale Erzeugung			<ul style="list-style-type: none"> - Automatisierung - Spannungsregelung 	<ul style="list-style-type: none"> - Kommunikation - Steuerung - Virtuelle Kraftwerke 	
Volatile Erzeugung	<ul style="list-style-type: none"> - Teillastfähigkeit - Flexibilität 	<ul style="list-style-type: none"> - Überregionaler Ausgleich - Overlay-Netz/HGÜ - Großspeicher 	<ul style="list-style-type: none"> - Dezentrale Speicher 	<ul style="list-style-type: none"> - Lastmanagement - Virtuelle Kraftwerke - PMU/WAMS² 	<ul style="list-style-type: none"> - Speicher (in Anwendungen) - Lastbeeinflussung
Neue Verbraucher (z. B. Elektromobilität)			<ul style="list-style-type: none"> - Ladeinfrastruktur 	<ul style="list-style-type: none"> - Lastbeeinflussung 	

1 FACTS: Flexible Alternating Current Transmission Systems (flexible Drehstrom-Übertragungssysteme)

2 PMU/WAMS: Phasor Measurement Unit (Phasenmessgerät)/Wide-Area Monitoring System (Weitbereichsüberwachung)

staltung des modernen elektrischen Energieversorgungssystems bei.

Übertragungsebene

In den Übertragungsnetzen führt die verbrauchsferne Erzeugung zu erhöhtem Kapazitätsbedarf. Aber auch die Volatilität der Erzeugung – insbesondere in Verbindung mit den niedrigen Volllaststundenzahlen der erneuerbaren Energien – erhöht den Übertragungsbedarf, denn die Ausweitung des Verbundnetzes stellt die kostengünstigste Möglichkeit zur Abstimmung von volatiler Erzeugung und Verbrauch dar [2].

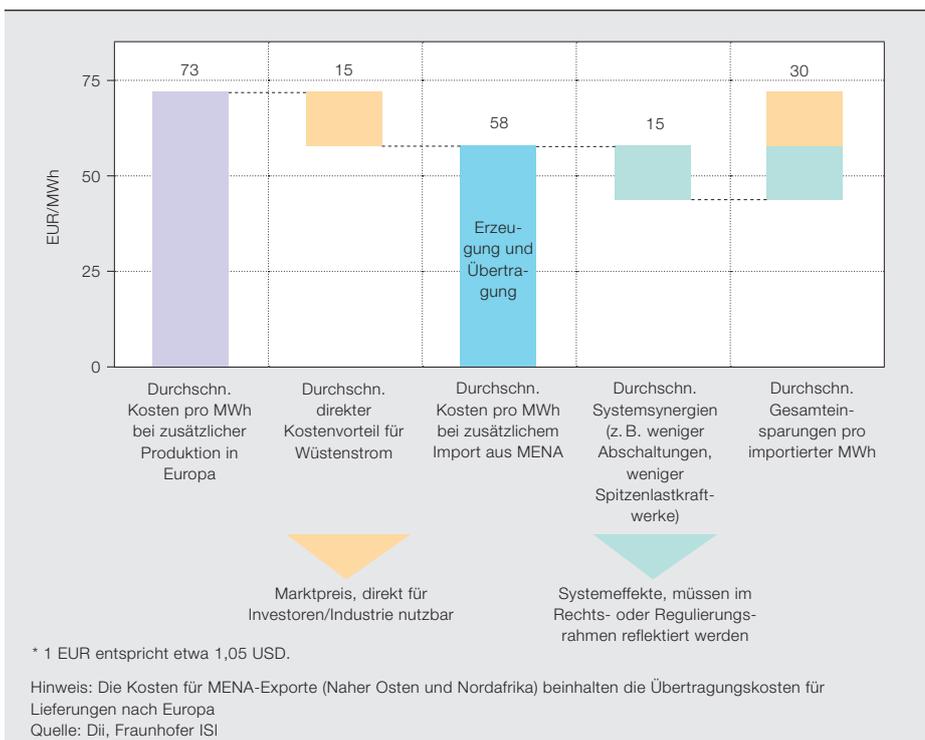
Der Nutzen der regionalen Ausweitung zur Integration eines sehr hohen Anteils erneuerbarer Energiequellen in die elektrische Energieversorgung ist in → 4 am Beispiel der Ausweitung des europäischen Verbunds auf den Norden Afrikas und den Nahen Osten dargestellt.

→ 4 zeigt die Kosten für eine zusätzliche, aus erneuerbaren Quellen in Europa erzeugte MWh bei Erreichen der energiepolitischen Ziele Europas und unter Voraussetzung weiterer Kostensenkungen bei den einzusetzenden Anlagen. Der Kostenvorteil ergibt sich aufgrund der im Vergleich zu Europa weitaus größeren Menge idealer Standorte in Nordafrika und dem Nahen Osten. Dabei sind die

Kosten für die zusätzlich benötigte Übertragungskapazität eingerechnet. Dieser Kostenvorteil kommt direkt den Betreibern der Anlagen zugute, und seine Erschließung erfordert außer verlässlichen Rahmenbedingungen keine besondere Unterstützung. Der andere in → 4 gezeigte Kostenvorteil basiert auf einer besseren Abstimmung vom Dargebot erneuerbarer Energien und dem Bedarf aufgrund der komplementären Jahresgänge von Wind und Verbrauch in Europa und den Regionen südlich des Mittelmeers. Diese Kostensenkung setzt eine geeignete Berücksichtigung im Marketdesign voraus.

Die unter den in → 4 beschriebenen Voraussetzungen benötigten Übertragungsnetze werden voraussichtlich andere sein als die der Vergangenheit. Angesichts der großen Übertragungsentfernungen in Verbindung mit den sich wegen der hohen Einspeisungsspitzen der erneuerbaren Quellen häufig grundlegend ändernden Lastflusssituationen erscheint eine überlagerte Übertragungsebene (Overlay-Netz) auf der Basis von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnik (HGÜ) sinnvoll. Eine Schlüsselkomponente hierfür ist der von ABB entwickelte Hochspannungs-Gleichstrom-Leistungsschalter [4].

4 Senkung der Kosten* für erneuerbare Energie bei Integration der Stromversorgungssysteme Europas, Nordafrikas und des Nahen Ostens [3]



Die Ausweitung des Verbundnetzes stellt die kostengünstigste Möglichkeit zur Abstimmung von volatiler Erzeugung und Verbrauch dar.

Verteilungsebene

Die in den Verteilungsnetzen auftretenden Veränderungen sind vielfältig. In vielen Fällen erfordert der Ausbau dezentraler Erzeugung eine Verstärkung der Netze. Gerade in ländlichen Netzen mit verhältnismäßig langen Leitungen kommt es allerdings häufig vorher zu Problemen bei der Spannungshaltung. Da die Ursache nicht in der einen Belastungssituation liegt, für die das Netz ausgelegt wurde, sondern in der Vielzahl der Betriebszustände zwischen Einspeisung und Entnahme, ist die traditionelle Lösung der manuellen Anpassung der Übersetzung des Ortsnetztransformators nicht mehr ausreichend → 5. In solchen Fällen kann die häufig deutlich teurere Netzverstärkung durch Installation eines Spannungsreglers, z. B. eines regelbaren Ortsnetztransformators (siehe z. B. [5, 6]), hinausgezögert oder sogar ganz vermieden werden.

Die zunehmende Vielfalt an Betriebszuständen in den Verteilungsnetzen erhöht den Informationsbedarf. Dies wird zu einer zumindest teilweisen Automatisierung der bisher kaum fernüberwachten oder -gesteuerten Ortsnetzstationen führen. Sowohl die dezentrale Erzeugung als auch die Elektromobilität (aufgrund des mobilen Charakters der Verbraucher) werden dazu führen, dass die Kapazität der Verteilungsnetze künftig nicht mehr

für alle Situationen ausreicht. Damit werden Messung und Steuerung erforderlich – und weil grundsätzlich jedes technische System, also auch jede Messung, fehlerbehaftet sein kann, liegt die Lösung in der Übertragung bekannter Ansätze wie z. B. der Zustandsschätzung aus den Übertragungsnetzen auf die Verteilungsebene bis in die Sekundärverteilung hinein.

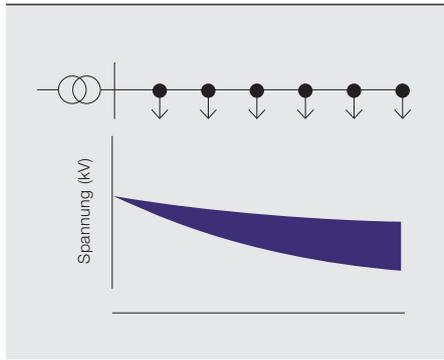
Wenn das Netz nicht mehr für jede Situation ausreichende Kapazität bietet, müssen Engpässe vorausschauend erkannt und aufgelöst werden. Diese Aufgabe ist in der elektrischen Energieversorgung prinzipiell nicht neu. Tatsächlich ist sie bei der Abstimmung zwischen (Groß-)Kraftwerken und Systembetreibern bewährte Praxis. Die Lösungen für die Verteilungsnetze müssen demgegenüber aber viel weitergehend standardisiert und automatisiert sein. Ein Beispiel für den vorausschauenden Verteilungsnetzbetrieb, der auch die Anforderungen des liberalisierten Marktes berücksichtigt, wurde in Deutschland im Rahmen des E-Energy-Projekts MeRegio entwickelt und erfolgreich zum Einsatz gebracht [7].

Verbrauch

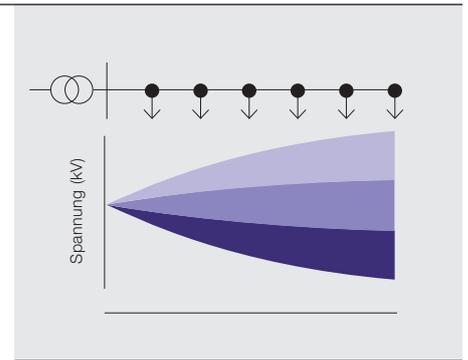
Aufgrund der Volatilität des Leistungsangebots erneuerbarer Energien gewinnt

Für die Nutzung von verbrauchsseitigen Flexibilitätsoptionen ist eine ganzheitliche Betrachtung der Bereitstellung von elektrischer Energie sowie von Wärme und Kälte unerlässlich.

5 Veränderung der Aufgabe der Spannungshaltung in Verteilungsnetzen bei Zunahme der dezentralen Erzeugung (schematisch)



5a Bisher: Verteilung; die Spannung sinkt entlang der NS-Leitungen, und das Spannungsband kann durch eine feste Einstellung des Ortsnetztransformators gewährleistet werden.



5b Heute und in Zukunft: Verteilung und Einspeisung; die Folge ist eine breitere Schwankung der Spannung am Ende der Leitung, was evtl. eine Spannungsreglung erfordert.

die kurzfristige Flexibilisierung des Verbrauchs an Bedeutung. Maßnahmen zur Lastbeeinflussung, insbesondere bei Verbrauchern mit funktionsbedingt integrierten Speichern, können dazu einen Beitrag leisten. Die Anforderungen an den Ausgleich von Last und Erzeugung für verschiedene Zeitbereiche sowie die heute üblichen und die zukünftig zu erwartenden Lösungen sind in → 6 dargestellt. Deutlich wird, dass die Lastbeeinflussung besonders in den ersten 15 min einen bedeutenden Beitrag leisten kann. Dieser Zeitbereich ist wichtig, weil er ausreicht, um schnellstartfähige Kraftwerke anzufahren, wenn plötzlich Erzeugungskapazität fehlt. Ob Lastbeeinflussung im sehr kurzfristigen Bereich, in dem heute die rotierende Masse der Kraftwerke systemstabilisierend wirkt, helfen kann, hängt davon ab, ob eine autonome Reaktion der Last auf Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch erreicht werden kann. Oberhalb der 15 min ist die Nutzung von Lastbeeinflussung nur bei ausgewählten Anwendungen realistisch.

Die Lastbeeinflussung eignet sich besonders für Wärme- und Kälteanwendungen, da eine thermische Energiespeicherung meist kostengünstig realisierbar ist. Für die Nutzung von verbrauchssei-

gen Flexibilitätsoptionen ist deshalb eine ganzheitliche Betrachtung der Bereitstellung von elektrischer Energie sowie von Wärme und Kälte unerlässlich.

Speichermöglichkeiten

Die Energiespeicherung ist ein weiterer wichtiger Baustein für die Integration erneuerbarer Energien. Aufgrund der Vielzahl von Anwendungen und verfügbaren Lösungen ist dies allerdings ein hochkomplexes Thema, das einer gesonderten Betrachtung bedarf. Der Artikel „Eine strahlende Zukunft“ auf Seite 27 dieses Hefts befasst sich genauer mit dem Thema Energiespeicherung.

Der Übergang von einer auf thermischen Kraftwerken basierenden Stromversorgung zu einer Versorgung mit erneuerbaren Energien als Hauptquellen wird zu einer grundlegenden Neugestaltung der Systeme führen.

Ausblick

Der Übergang von einer auf thermischen Kraftwerken basierenden Stromversorgung zu einer Versorgung mit neuen erneuerbaren Energien als Hauptquelle hat technische Auswirkungen in allen Bereichen der elektrischen Energieversorgung und -anwendung und wird zu einer grundlegenden Neugestaltung der Systeme führen.

6 Bedarf für den Ausgleich von Erzeugung und Last in unterschiedlichen Zeitbereichen und Lösungsoptionen heute und in Zukunft

Zeitbereich	Aufgabe	Traditionelle Lösungen	Zukünftige Lösungen
<30 s	Momentanreserve, Ausgleich kurzfristiger Schwankungen	– Rotierende Masse der Kraftwerke	– Batteriespeicher – Erneuerbare Energiere-sourcen, Lastmanagement kann ebenfalls beitragen
<15 min	Minutenreserve, Ausgleich kurzfristiger Schwankungen	– Wasserkraftwerke – Kraftwerke am Netz – Schnellstartfähige Kraftwerke	– Lastmanagement – Batteriespeicher
1-3 d	Ausgleich des Tagesgangs der Residuallast	– Pumpspeicher – Kraftwerke (Brennstofflager)	– Pumpspeicher – Lastmanagement (ausgewählte Anwendungen)
Wochen bis Monate	Ausgleich des Jahresgangs der Residuallast	– Kraftwerke (Brennstofflager) – Wasserspeicher (natürlicher Zufluss)	– Wasserspeicher (natürlicher Zufluss) – Verbundausweitung

In der konventionellen Erzeugung werden künftig Anlagen benötigt, die auch bei niedriger Auslastung und in häufig und schnell wechselnden Lastsituationen wirtschaftlich betrieben werden können. Die Übertragungsnetze werden wesentlich mehr Fernübertragungsaufgaben bei stark wechselnden Lastflusssituationen übernehmen müssen als in der Vergangenheit. Zum Ausgleich der starken Volatilität der neuen erneuerbaren Quellen sind großräumige Verbundsysteme, wie sie z. B. im Rahmen des Desertec-Konzepts für die Region Europa-Nordafrika-Naher Osten vorgeschlagen werden, eine Option.

Sowohl quantitativ als auch qualitativ sehr weitreichend sind vor allem die Folgen der dezentralen Einspeisung in den Verteilungsnetzen. Zunächst wird in vielen Fällen eine Erhöhung der Netzkapazität unvermeidbar sein. Da die Kombination von Entnahme und Einspeisung zu einer größeren Bandbreite an Betriebszuständen führt, wird häufig eine zusätzliche Spannungsüberwachung und -regelung erforderlich sein. Und zuletzt wird es – hauptsächlich wegen der niedrigen Vollaststundenzahlen der Solarenergie und wegen der Elektromobilität – nicht mehr sinnvoll sein, die Verteilungsnetze auf die seltenen Extremsituationen auszulegen. Dies führt zur Notwendigkeit von Überwachung und Steuerung bis in die Sekundärverteilung.

Der Ausgleich von Last und Erzeugung wird in Systemen mit stark schwankendem und nicht speicherbarem Primärenergiedargebot schwieriger. Neben den

bewährten, aber vom Landschaftsprofil abhängigen Pumpspeichern können Batteriespeicher im Kurzfristbereich, z. B. für die Frequenzstabilisierung und Spitzenreduktion, einen Beitrag leisten. Im längerfristigen Bereich, d. h. vor allem zum Ausgleich jahreszeitlicher Schwankungen, wird dagegen eher die Ausweitung der Systemgrenzen durch Vergrößerung der Verbundsysteme oder Vernetzung mit anderen Systemen wie der Wärme- und Gasversorgung zum Tragen kommen.

Die wesentlichen Änderungen in der Systembetriebsführung werden die Einbeziehung einer sehr großen Zahl dezentraler Einheiten, sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Verbrauchsseite, sowie die Frequenzregelung mit immer weniger stabilisierend wirkenden rotierenden Massen sein.

Die größten Herausforderungen bei der erforderlichen Weiterentwicklung der Systeme sind zum einen – mehr organisatorischer Natur – die Abstimmung der erforderlichen Maßnahmen in allen betroffenen Systembereichen und zum anderen – stärker auf der technischen Seite – die Entwicklung geeigneter Speicher, der Systembetrieb ohne rotierende Massen und die Integration sehr großer Zahlen dezentraler Einheiten in die Systembetriebsführung. Mit ihrem Innovationsvermögen treibt ABB das Wachstum der erneuerbaren Energien weiter voran und ebnet den Weg für die elektrischen Energieversorgungssysteme der Zukunft.

Eine der wesentlichen Änderungen in der Systembetriebsführung wird die Einbeziehung einer sehr großen Zahl dezentraler Einheiten auf der Erzeugungs- und der Verbrauchsseite sein.

Jochen Kreusel

ABB, Konzernprogramm Smart Grids
Mannheim, Deutschland
jochen.kreusel@de.abb.com

Literaturhinweise

- [1] VDE/ETG (2012): „Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke“. Analyse der Energietechnischen Gesellschaft (ETG) im VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V. (VDE). VDE-Verlag, Frankfurt/Main
- [2] VDE/ETG (2008): „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger“. Analyse der Energietechnischen Gesellschaft (ETG) im VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V. (VDE), VDE-Verlag, Frankfurt/Main
- [3] F. Zickfeld, A. Wieland (2012): „Desert Power 2050“. Dii GmbH, München
- [4] J. Häfner, B. Jacobson (2011): „Proactive hybrid HVDC breakers – a key innovation for reliable HVDC grids“. Cigré International Symposium on the Electric Power System of the Future. Bologna, Italien
- [5] ABB Ltd. (2013): Smart-R-Trafo – Voltage Regulation Solution for Distribution Transformers“. Verfügbar unter https://library.e.abb.com/public/c4fccc05930845de8a59a10286eb710c/Smart-R-Trafo_v3_clean.pdf?filename=Smart-R-Trafo_v3_clean.pdf
- [6] T. Hammerschmidt et al. (2011): „Innovative concepts for efficient electrical distribution grids“. CIRED 2011, Paper 0447. Frankfurt/Main
- [7] Franke, C. et al. (2011): „On the necessary information exchange and coordination in distribution smart grids – experience from the MeRegio pilot“. Cigré International Symposium on the Electric Power System of the Future. Bologna, Italien



Ein wachsender Bedarf

Erschwingliche Bewässerung mit dem Solarpumpen-Frequenzumrichter von ABB

FILIPPO PAGANI – Dass der weltweite Bedarf an Wasser und Energie weiter drastisch ansteigt, ist kein Geheimnis. Aber wussten Sie, dass die Hälfte der weltweiten Energie dazu benutzt wird, Pumpen anzutreiben? Angesichts des Bewässerungsbedarfs in der Landwirtschaft ist dies kein Wunder. Doch einfach eine Pumpe an eine zuverlässige oder erschwingliche Stromversorgung anzuschließen, ist in vielen

Teilen der Welt schlichtweg nicht möglich. Aus diesem Grund hat ABB eine innovative Lösung entwickelt, die das Sonnenlicht als zuverlässige Energiequelle zum Pumpen von Wasser nutzt. Der Frequenzumrichter für Solarpumpen von ABB nutzt MPPT- und herkömmliche Umrichtertechnologie, um sicherzustellen, dass Wasserpumpen relativ zur verfügbaren Sonnenenergie stets mit maximaler Leistung laufen.



1a Machinery Drive ACS355



1b ACSM1

Solarpumpensysteme werden in immer mehr Anwendungen eingesetzt. Dazu gehören unter anderem die kommunale Wasserversorgung, Fischzucht, Land- und Forstwirtschaft sowie die Abwasser- aufbereitung. Auch in der Kommunal- technik, in Stadtparks, Freizeitanlagen, Springbrunnen in Wohngebieten – und natürlich in der Bewässerung kommen diese Systeme zum Einsatz.

In einigen Ländern sind viele kleine und mittelgroße landwirtschaftliche Betriebe weit vom öffentlichen Stromnetz entfernt oder erhalten täglich nur wenige Stunden Strom. Häufig besteht die einzige Alternative für die Landwirte darin, ihre Bewässerungspumpen mit Dieselgeneratoren anzutreiben. Diese sind allerdings teuer im Betrieb, besonders in der Wachstumszeit, wenn der Wasserbedarf hoch ist und die Kraftstoffpreise nach oben schnellen. Mittlerweile spielt die Sonnenenergie eine bedeutende Rolle im Bewässerungssektor für die Landwirtschaft rund um die Welt.

Titelbild

Ein indischer Pumpenanbieter nutzt den Solarpumpen-Frequenzumrichter ACS355 von ABB für seine Pumpentechnik und ermöglicht so die Unabhängigkeit vom öffentlichen Stromnetz und von Dieselkraftstoff.

Frequenzumrichter für Solarpumpen

Im Jahr 2011 entwickelte ABB eine Lösung, die Frequenzumrichtertechnik mit Solarmodulen und einem MPPT-System (Maximum Power Point Tracking) kombiniert, um Pumpen mit Sonnenenergie zu betreiben. Betreiber von Pumpen wie z. B. Landwirte profitieren so von einer maximalen Pumpenleistung während des Tages. Im Vergleich zu Pumpen, die von Dieselgeneratoren angetrieben werden, ist der ABB-Solarpumpenantrieb umweltfreundlich und zeichnet sich durch eine lange Lebensdauer und niedrige Wartungskosten aus. Er ist zudem netzunabhängig und erzeugt weder Abgase noch Lärm.

Vor Kurzem wurde der Leistungsbereich des Solarpumpen-Frequenzumrichters von ursprünglich 0,37 bis 18,5 kW auf bis zu 45 kW erweitert. Dank dieses erweiterten Leistungsbereichs können die Umrichter in größeren Pumpenanwendungen wie z. B. Hochleistungspumpen für die Landwirtschaft oder für Entsalzungsanlagen eingesetzt werden.

Das komplette System besteht aus vier Komponenten: einem Photovoltaik-(PV-) Modul, einem Frequenzumrichter, einem Motor und einer Pumpe. Das Solarpumpen-Antriebssystem von ABB nutzt ein PV-Modul als Stromquelle, das mit den

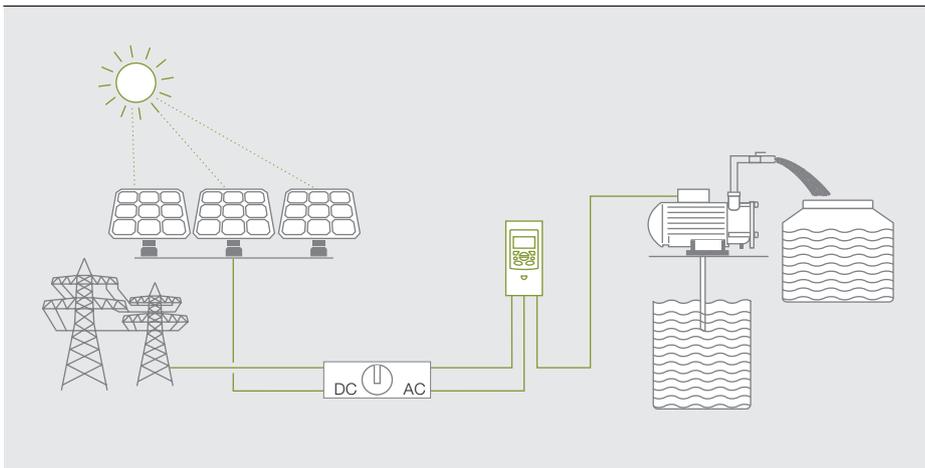
Gleichstromanschlüssen eines Umrichters vom Typ ACS355 oder ACSM1 verbunden ist → 1. Der Umrichter ist wiederum mit dem Motor verbunden, der die Pumpe antreibt → 2.

Maximale Leistung mit doppelter Versorgung

Dank des MPPT-Algorithmus sorgen die ABB-Frequenzumrichter für einen unterbrechungsfreien Fluss auch bei drastischen Veränderungen der Sonneneinstrahlung. Darüber hinaus ist die integrierte MPPT-Funktionalität wichtig für die Zuverlässigkeit, wenn die Ausrüstung an entlegenen Standorten mit minimaler Wartung installiert wird. Die Pumpe kann von überall aus der Ferne überwacht werden. Integrierte pumpenspezifische Funktionen wie Trockenläuferkennung und geberlose Durchflussberechnung helfen dabei, die Pumpstation zu schützen und zu überwachen. Der Umrichter ist so ausgelegt, dass er sich automatisch abschaltet, um eine Beschädigung der Ausrüstung durch Trockenlaufen der Pumpe zu verhindern. Die geberlose Durchflussmessung liefert einen direkten Hinweis auf die Leistungsfähigkeit und ermöglicht dem Nutzer die Messung der Systemleistung anhand des Durchflusses anstatt anhand elektrischer Parameter.

Im Jahr 2011 entwickelte ABB eine Lösung, die Frequenzumrichtertechnik mit Solarmodulen und einem MPPT-System kombiniert.

2 Das Solarpumpen-Antriebssystem von ABB



Nach Tagesanbruch, sobald das Sonnenlicht ausreicht, um den Antrieb anzufahren, startet der Umrichter automatisch den Motor, und die Pumpe fördert Wasser. Bei Sonnenuntergang schaltet der Umrichter den Motor wieder ab, und der Wasserfluss versiegt. Ist ein Umschalter vorhanden, kann der Antrieb auch vom Stromnetz gespeist werden – z. B. in der Nacht oder wenn der maximale Durchfluss benötigt wird und nicht ausreichend Sonnenenergie zur Verfügung steht.

Kompakt und vorteilhaft

Der Frequenzumrichter für Solarpumpen ist für bestimmte Pumpenanwendungen vorprogrammiert, sodass nur minimale Parametereinstellungen erforderlich sind. Zu den weiteren Vorteilen gehören: eine lange Pumpenlebensdauer, kein Neustart bei Gleichspannungsschwankungen sowie automatische Fehlerrücksetzung und Autostart. Zudem ist die Lösung frei von anderen Einschränkungen, die sich auf die Produktivität auswirken können, wie Lastabwurf, begrenzte Stromversorgung und steigende Energiepreise sowie durchgebrannte Motoren, wie sie häufig durch Spannungsschwankungen verursacht werden.

Verschiedene ABB-Niederspannungskomponenten wie Relais, Klemmleisten und Schütze kommen in der Lösung ebenfalls zum Einsatz. Dazu gehören auch Sicherungsautomaten vom Typ PV-S, die speziell darauf ausgelegt sind, gefährliche Gleichspannungslichtbögen in PV-Anwendungen sicher zu löschen.

Den Erfolg weiter vorantreiben

Der Frequenzumrichter für Solarpumpen ist ein großer Erfolg in Indien, wo bereits

mehrere Tausend Einheiten von ABB installiert sind. In einigen indischen Bundesstaaten übernimmt die Regierung bis zu 86 % der Kosten von Solarpumpen als langfristige Investition in die Produktivität und Nachhaltigkeit der indischen Landwirtschaft.

Bedarf für die Lösung besteht außerdem z. B. in Asien, Südamerika und Afrika. So sind derzeit nur rund 6 % des kultivierten Landes in Afrika südlich der Sahara für die Bewässerung ausgerüstet. Selbst in Ländern, in denen erneuerbare Energien nicht subventioniert werden, machen alternative Finanzierungsmöglichkeiten wie Mietprogramme, Eigentumsgemeinschaften und Kleinstkredite Solarwasserpumpen für kleinere netzferne landwirtschaftliche Betriebe wirtschaftlich.

Angesichts des steigenden weltweiten Bedarfs an Wasser und Energie und der anhaltenden Umweltbelastung stellen Solarpumpen sowohl kurz- als auch langfristig eine praktikable Lösung dar. Damit ebnet ABB den Weg für eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen rund um die Welt.

Filippo Pagani

ABB Discrete Automation and Motion, Solar Pumps
Sesto San Giovanni, Italien
filippo.pagani@it.abb.com



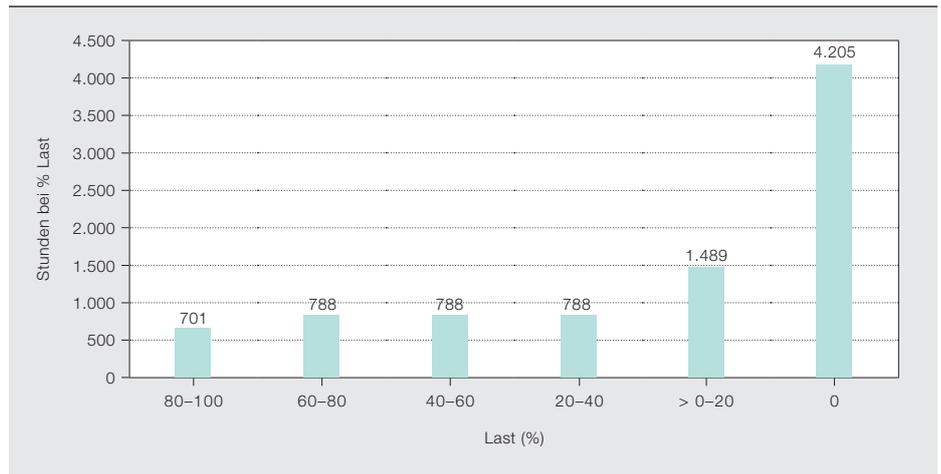
Lohnende Investition

Transformatorverluste senken mit Technologie von ABB

PATRICK ROHAN, TERO KALLIOMAA – Obwohl Transformatoren einen hohen Wirkungsgrad haben – typischerweise über 99 % –, sind die von ihnen verursachten Gesamtverluste aufgrund des riesigen installierten Bestands erheblich. Dies ist ein Grund, weshalb die Verluste von Transformatoren zunehmend durch Umweltvorschriften reglementiert werden. Für Betreiber ebenso wichtig sind die Kosten dieser Verluste:

In einem Solarkraftwerk bedeutet jeder Verlust, dass weniger Strom verkauft werden kann. Oftmals muss nachts sogar Strom hinzugekauft werden, um den Transformator unter Spannung zu halten, sofern er nicht vom Netz getrennt werden kann. Die Frage ist also, wie Betreiber diese Verluste reduzieren und so die Rentabilität ihrer Transformatoren maximieren können.

1 Die meisten Solarparks arbeiten die meiste Zeit deutlich unter ihrer Spitzenleistung. Beispieldaten einer Solaranlage auf 45,3° nördlicher Breite



unter höher ausfallen können als der ursprüngliche Anschaffungspreis.

Transformatorverluste

Der Wirkungsgrad eines Transformators wird von der Leistungsabgabe des Wechselrichters beeinflusst: Steigt die Last, so steigen auch die Lastverluste des Transformators. Allerdings treten auch im Leerlauf Verluste auf, da für die Magnetisierung des Eisenkerns ebenfalls Energie benötigt wird. Diese Verluste sind lastunabhängig und fallen an, solange der Transformator unter Spannung steht.

Das Sammelnetz eines Solarkraftwerks, zu dem auch die Transformatoren gehören, ist nach der Spitzen-Ausgangsleistung der Wechselrichter bemessen. Im Jahresdurchschnitt werden allerdings meist nicht mehr als 20–30% dieser Spitzenleistung erreicht → 1. Abhängig

Die Ökodesign-Richtlinie der Europäischen Union, die im Juli 2015 in Kraft tritt, stellt EU-weit konsistente Regeln zur Verbesserung der Umweltleistung energieverbrauchsrelevanter Produkte auf, unter die auch Transformatoren fallen. Die Richtlinie enthält strenge neue Designvorgaben für alle neu auf den Markt gebrachten Transformatoren, die sich explizit auf die Verluste beziehen. Dieser Trend zur Reglementierung von Transformatorverlusten veranlasst die Betreiber und Entwickler von Solaranlagen dazu,

genauer auf die Gesamtkosten von Transformatoren zu schauen. Dabei fällt auf, dass die verlustärmeren Transformatoren, die zur

Einhaltung der neuen Effizienzrichtlinien erforderlich sind, zwar mit etwas höheren Investitionskosten verbunden sind als „normale“ Transformatoren, ihre Lebensdauerkosten aber niedriger sind. Bei den Lebensdauerkosten sollten nicht nur der Anschaffungspreis, Installationskosten, Wartungskosten usw. berücksichtigt werden, sondern auch zukünftige verlustbedingte Ertragseinbußen, die mit

Verlustarme Transformatoren sind etwas teurer, sorgen über ihre Lebensdauer hinweg aber für einen höheren Ertrag.

von der geografischen Lage und der eingesetzten Technik – z. B. Nachführsysteme – variiert die Erzeugungsleistung von Standort zu Standort. Deshalb ist es wichtig, die durchschnittliche Ausgangsleistung der Wechselrichter zu kennen, damit Transformatorenhersteller ihre Geräte so auslegen können, dass die Verlustkomponente mit den größten Auswirkungen minimiert wird. Bei Solaranlagen

Titelbild

Trotz des hohen Wirkungsgrads von Transformatoren geht durch ihre große Anzahl eine erhebliche Menge Energie verloren. Wie können diese Verluste reduziert und Investitionen in Transformatoren optimiert werden? Das Bild zeigt eine MS-Solarstation mit einem verlustarmen Transformator und Schaltanlagen.

2 Beispieldaten für die Investitionskosten und die Leistung von Transformatoren (Transformatorpreise dienen lediglich der Veranschaulichung)

Transformatoroptionen					
Transformator	kVA	Spannung (V)	Leerlaufverluste (W)	Lastverluste (W)	Kaufpreis (USD)
1: Normaler kornorientierter Stahl	2.500	20.000/400	2.782	23.682	21.600
2: Stahl mit hoher Permeabilität	2.500	20.000/400	1.747	21.861	25.700

3 Energievergleich: Der verlustarme Transformator führt zu einem höheren jährlichen Ertrag.

Energieverkauf für beide Transformatoren							
Lastfaktor (%)	Stunden	Transformator 1			Transformator 2		
		Energieverkauf (MWh)	Preis (USD/MWh)	Energieverkauf (\$)	Energieverkauf (MWh)	Preis (USD/MWh)	Energieverkauf (\$)
100	701	1.733	130	225.349	1.735	130	225.609
80	788	1.563	130	203.138	1.564	130	203.363
60	788	1.174	130	152.565	1.175	130	152.739
40	788	783	130	101.800	784	130	101.937
20	1.489	739	130	96.037	740	130	96.253
0	4.205	-12	-65	-760	-7	-65	-477
Gesamt		778.128			779.424		

machen die Leerlaufverluste aufgrund der geringeren durchschnittlichen Ausgangsleistung einen erheblichen Anteil der Gesamtverluste aus.

Kosten für Verluste im Vergleich

Um die Rentabilität zu maximieren, werden Solarparks gern so nah wie möglich an ihrer Kapazitätsgrenze betrieben. Gleichzeitig wird versucht, die Verluste im Sammelnetz zu minimieren. Entscheidungen über Investitionen zur Reduzierung der Verluste und Erhöhung der Effizienz werden nach der rechnerischen Rendite getroffen. Im folgenden Beispiel für eine solche Evaluierung werden zwei flüssigkeitsgefüllte Transformatoren miteinander verglichen: einer mit einem Kern aus kornorientiertem Stahl, der „normale“ Verluste aufweist, und eine verlustarme Einheit mit einem Kern aus hochwertigem Stahl mit hoher Permeabilität gemäß der neuen EU-Richtlinie. Auf der Basis des zuvor beschriebenen Lastprofils lassen sich die Kosten für zukünftige Verluste für beide Transformatoren berechnen. Dabei wird von folgenden Annahmen ausgegangen:

- Die Durchschnittsvergütung für ins Netz eingespeiste Energie beträgt 130 USD/MWh.

- Der Durchschnittspreis für die (nachts) hinzugekaufte Energie entspricht dem halben durchschnittlichen Verkaufspreis.

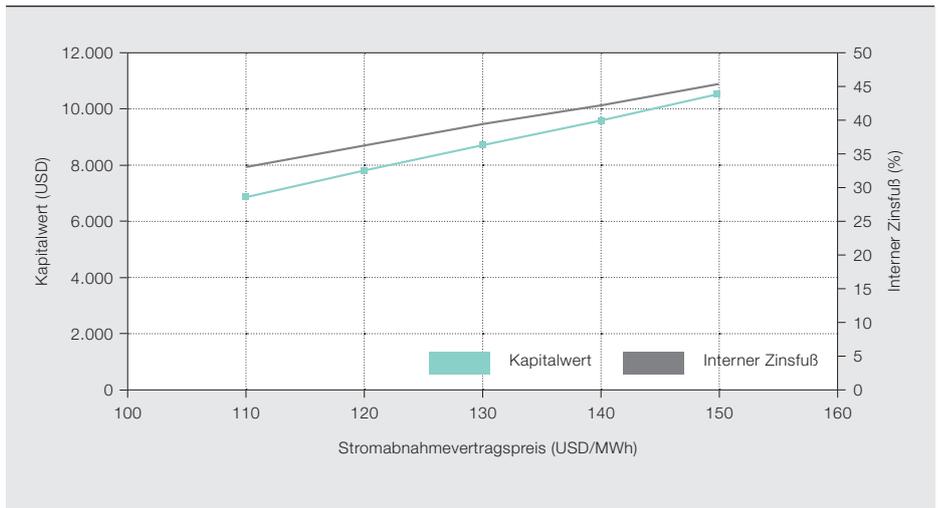
In → 2–3 werden die Netto-Energieverkäufe für beide Transformatortypen miteinander verglichen. Transformator 1 ist die Standardeinheit mit einer Gesamtabgabe von 5.960 MWh, was einem Ertrag von 778.128 USD entspricht. Der verlustärmere Transformator 2 mit einem Kern aus HI-B-Stahl erreicht 5.992 MWh, die für 779.424 USD verkauft werden. Somit steigert der verlustärmere Transformator den Ertrag um 1.296 USD pro Jahr. Die Darstellung bezieht sich auf eine 2,5-MW-Anlage. Bei größeren Anlagen stiegen die Einsparungen linear an.

Zu beachten sind die negativen Energieverkäufe, wenn die Ausgangsleistung des Wechselrichters gleich null ist. In diesen Zeiten muss Energie aus dem Netz hinzugekauft werden, um den Transformator und das Sammelnetz mit Spannung zu versorgen → 3. Dies spiegelt die Leerlauf- bzw. Kernverluste wider, die ständig auftreten, wenn der Transformator unter Spannung steht.

Verluste treten auch im Leerlauf auf, da für die Magnetisierung des Eisenkerns ebenfalls Energie benötigt wird.

Abhängig von der geografischen Lage und dem Einkaufspreis für Nachtstrom kann es sich lohnen, den Transformator nachts vollständig vom Netz zu trennen, um die Energiekosten zu senken.

4 Das Preissensibilitätsdiagramm zeigt den internen Zinsfuß und Kapitalwert für die zusätzliche Investition bei unterschiedlichen Stromabnahmevertragspreisen.



Im Anschluss an die Ertragsberechnung muss ermittelt werden, ob die Verlustsenkung den höheren Kaufpreis rechtfertigt. Hierbei werden die Beschaffungskosten für die Transformatoren und die jährliche Ertragssteigerung berücksichtigt, die durch den höheren Wirkungsgrad eines verlustärmeren Transformators über seine Lebensdauer (hier 20 Jahre) erreicht werden kann.

Der finanzielle Nutzen verlustärmerer Transformatoren lässt sich noch genauer durch Berechnung des Kapitalwerts und des internen Zinsfußes überprüfen, wobei von einem Zinssatz von 8 % ausgegangen wird. Das Preissensibilitätsdiagramm für Stromabnahmeverträge in → 4 zeigt den internen Zinsfuß und den Kapitalwert der zusätzlichen Investition für unterschiedliche Stromabnahmepreise. Bei einem Stromabnahmepreis von 130 USD/MWh ergeben sich ein interner Zinsfuß von 39 % und ein Kapitalwert von 8.726 USD. Dies bedeutet, dass die zusätzlichen Kosten für den verlustärmeren Transformator in der Tat eine gute Investition darstellen.

Abschalten und sparen

Abhängig von der geografischen Lage und dem Einkaufspreis für Nachtstrom kann es sich lohnen, den Transformator nachts vollständig vom Netz zu trennen, um die Energiekosten zu senken. Dies kann mithilfe von Mittelspannungs-(MS-) Schaltanlagen erfolgen.

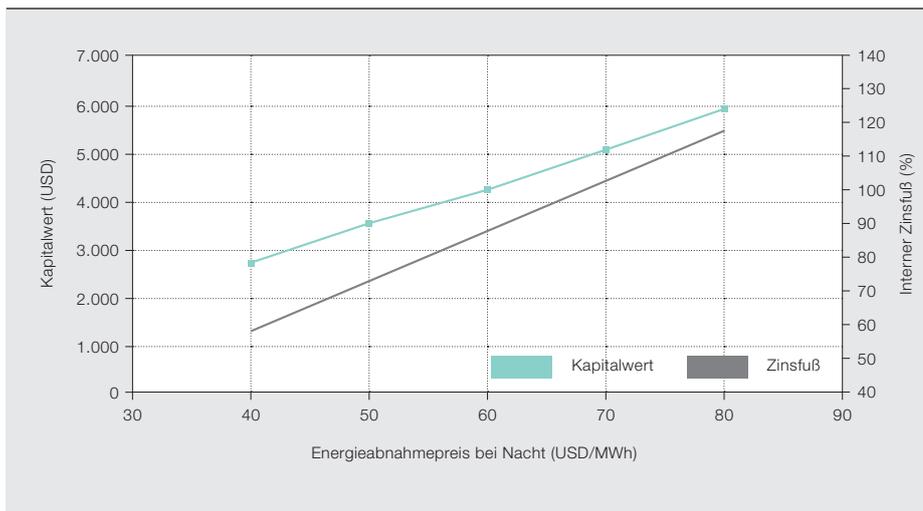
ABB bietet eine breite Auswahl an Schaltanlagen, die für Solaranlagen geeignet sind, wie die sekundären Schaltanlagen vom Typ SafeRing/SafePlus oder UniSec.

Die Umweltrichtlinien von ABB sorgen dafür, dass sowohl bei der Fertigung als auch über die Lebensdauer der Schaltanlagen hinweg ökologische Faktoren berücksichtigt werden.

In Solaranlagen im Kraftwerksmaßstab schützen Schaltanlagen auf der MS-Seite der Transformatoren die Transformatoren und das MS-Netz. Je nach Größe und Aufbau der Anlage befinden sie sich entweder direkt beim Transformator oder weiter entfernt in einer Sammel- oder Netzanschlussstation. Zum Abschalten des Stroms sind die Schaltanlagen entweder mit einem Sicherungs-Lastschalter oder einen Leistungsschalter ausgerüstet. Während motorisierte Sicherungs-Lastschalter bis zu 1.000-mal betätigt werden können, lassen sich Leistungsschalter mehrere Tausend Male schalten.

Durch Ausrüstung der Schaltanlagen mit motorisierten Leistungsschaltern und ferngesteuerten Schutzrelais lassen sich automatische oder ferngesteuerte Schaltkonzepte realisieren, um die Transformatoren spannungsfrei zu schalten. Die dazu notwendigen zusätzlichen Investitionskosten hängen vom Aufbau der Anlage ab und reichen vom einfachen Austausch von Sicherungen durch Leistungsschalter über die Motorisierung vorhandener Leistungsschalter bis hin zur Nachrüstung mit motorisierten Leistungsschaltern. Möglicherweise müssen auch die Schutzrelais ausgetauscht oder mit Kommunikationssystemen nachgerüstet werden, um eine Fernsteuerung des Leistungsschalters zu ermöglichen.

5 Kapitalwert und interner Zinsfuß für die zusätzliche Investition in Schaltanlagen beim Transformator 1 mit Motorisierung des vorhandenen Leistungsschalters



Die Einsparungen hängen stark vom Aufbau der Anlage ab: Sind bereits Leistungsschalter eingeplant, können sie einfach motorisiert werden, um ein Abschalten der Transformatoren zu ermöglichen.

Die dadurch erzielten Einsparungen hängen zum einen von der täglichen Zeitdauer ab, in der die Solarmodule keinen Strom produzieren, und zum anderen von der Anzahl der mechanischen Schaltvorgänge, denen die Leistungsschalter standhalten können. Da in Solarkraftwerken nachts kein Strom erzeugt wird und ein Transformator jeden Abend ab- und jeden Morgen wieder eingeschaltet werden müsste, kämen über eine Lebensdauer von 20 Jahren für jeden Leistungsschalter 14.600 Schaltvorgänge zusammen. Dies stellt insofern eine Herausforderung dar, als die Lebensdauer von Leistungsschaltern in sekundären Schaltanlagen normalerweise auf maximal 10.000 mechanische Schaltvorgänge begrenzt ist.

Bei kleineren Kraftwerken (unter 10 MW) wird der Leistungsschalter entweder nach 10.000 Schaltvorgängen ersetzt oder einfach die Zahl der Schaltvorgänge über die Lebensdauer des Transformators auf diese Zahl begrenzt. In größeren Solarkraftwerken, die mit primären Schaltanlagen in der Sammelstation oder der Netzanschlussstation ausgestattet sind, könnte sich eine Investition in motorisch betätigte Leistungsschalter mit einer Lebensdauer von 30.000 mechanischen Schaltvorgängen lohnen. Diese sind zwar teurer, doch es wären weniger Leistungsschalter erforderlich, weil die primären Schaltanlagen in Sammel- und Netzanschlussstationen mit mehreren MS-Stationen der Anlage verbunden sind.

Sekundäre Schaltanlagen vom Typ ABB UniSec können z. B. mit einem Leistungsschalter für 10.000 Schaltvorgänge bei

einer Spannung von bis zu 24 kV ausgerüstet werden. Eine UniSec-Schaltanlage mit motorisiertem Vakuum-Leistungsschalter würde bei der Anlagenplanung lediglich etwa 600 USD mehr kosten als eine nichtmotorisierte Variante. Die Einsparungen durch das Abschalten der Transformatoren über Nacht lägen allerdings bei 580 USD im Jahr, ausgehend von einem Strompreis von 65 USD/MWh und einer Abschaltung des Transformators im Winter, wenn die Nächte am längsten sind und die Sonneneinstrahlung am schwächsten ist. Im Fall von Transformator 1 wären dies 3.226 Stunden und eine Energieeinsparung von 9 MWh im Jahr (vgl. → 3). Die Investitionsrendite läge bei einem internen Zinsfuß von 97 % und einem Kapitalwert von 4.750 USD. Folglich würde sich die zusätzliche Investition in motorisierte Leistungsschalter also lohnen → 5.

Die Einsparungen sind stark abhängig vom Aufbau der Anlage: Sind bereits Leistungsschalter eingeplant, können sie einfach motorisiert werden, um ein Abschalten der Transformatoren zu ermöglichen. In Anlagen mit kleineren Transformatoren, in denen sich Sicherungs-Lastschalter anbieten, könnte sich – abhängig von den Energiekosten – eine Umstellung auf motorisierte Leistungsschalter ebenfalls lohnen.

ABB unterstützt ihre Kunden sowohl bei der Planung des anlageninternen Netzes als auch bei der Auswahl der richtigen Produkte, um sowohl im Hinblick auf die Investitions- als auch die Betriebskosten die optimale Lösung zu finden.

Patrick Rohan

ABB Power Products, Transformers
Waterford, Irland
patrick.rohan@ie.abb.com

Tero Kalliomaa

ABB Power Products, Medium Voltage Products
Vaasa, Finnland
tero.kalliomaa@fi.abb.com

Komponenten der nächsten Generation

Fortschrittliche Niederspannungskomponenten für die nächste Generation von PV-Anwendungen im Kraftwerksmaßstab mit 1.500 V DC

ALLEN AUSTIN, FEDERICO MAI – Die Photovoltaik ist weltweit die am schnellsten wachsende erneuerbare Energiequelle. Als führender Anbieter ist ABB entschlossen, die Bedürfnisse dieser sich rasch entwickelnden Branche mit einem umfassenden Portfolio von Produkten, Systemen und Lösungen für Photovoltaikanwendungen zu erfüllen. Um die Herausforderungen fortschrittlicher PV-Anwendungen zu bewältigen, hat ABB eine neue Reihe von Niederspannungskomponenten für 1.500 V DC auf den Markt gebracht, die eine sichere Verarbeitung der erzeugten Leistung ermöglichen. Zu ihren besonderen Merkmalen gehören reduzierte Leistungsverluste, eine geringere Polzahl, sichtbare Messerkontakte sowie integrierte Wärmeableitungs- und fortschrittliche Lichtbogenlöschtechnologien.

Während die Bedeutung der Photovoltaik (PV) im Energieerzeugungsmix kontinuierlich zunimmt, entwickelt sich die Technologie der Systemkomponenten stetig weiter, um die Kosten der Energieerzeugung weiter zu senken. So hat die Branche in den vergangenen Jahren einen gewaltigen Sprung von Einspeisungen mit 600 V DC auf Einspeisungen mit 1.000 V DC erlebt, die mittlerweile den Großteil der PV-Anlagen im Kraftwerksmaßstab ausmachen. Der nächste Schritt in dieser Entwicklung sind Systeme mit 1.500 V DC, die aufgrund der höheren Spannung eine um bis zu 50% höhere Leistungsabgabe ermöglichen, was wiederum die Systemverluste und die Kosten für die Nebenanlagen senkt.

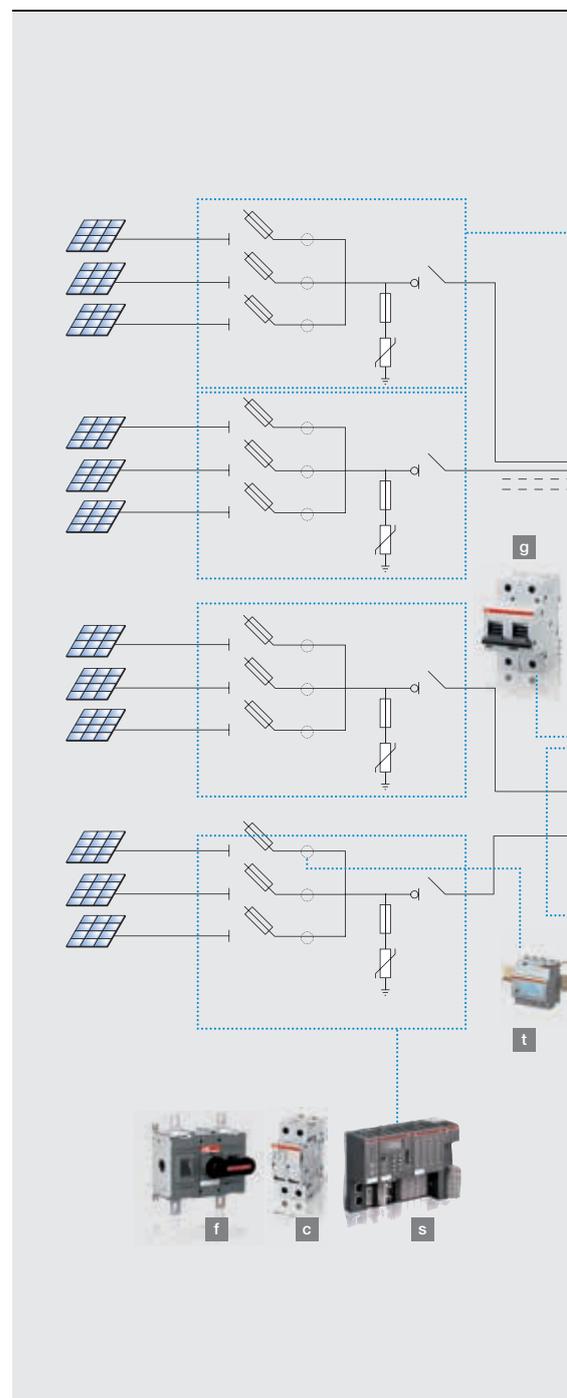
Um diese neue Leistung verarbeiten zu können, hat ABB Niederspannungskomponenten für 1.500 V DC entwickelt.

Diese umfassen Schalter, Kompaktleistungsschalter, Schütze, Überspannungsschutzgeräte und Spannungs-/Stromsensoren. Einige Komponenten sind für bis zu 3.000 A/1.500 V DC bemessen und tragen verschiedene Zertifizierungen einschließlich UL und IEC.

Anpassung an den Solarmarkt

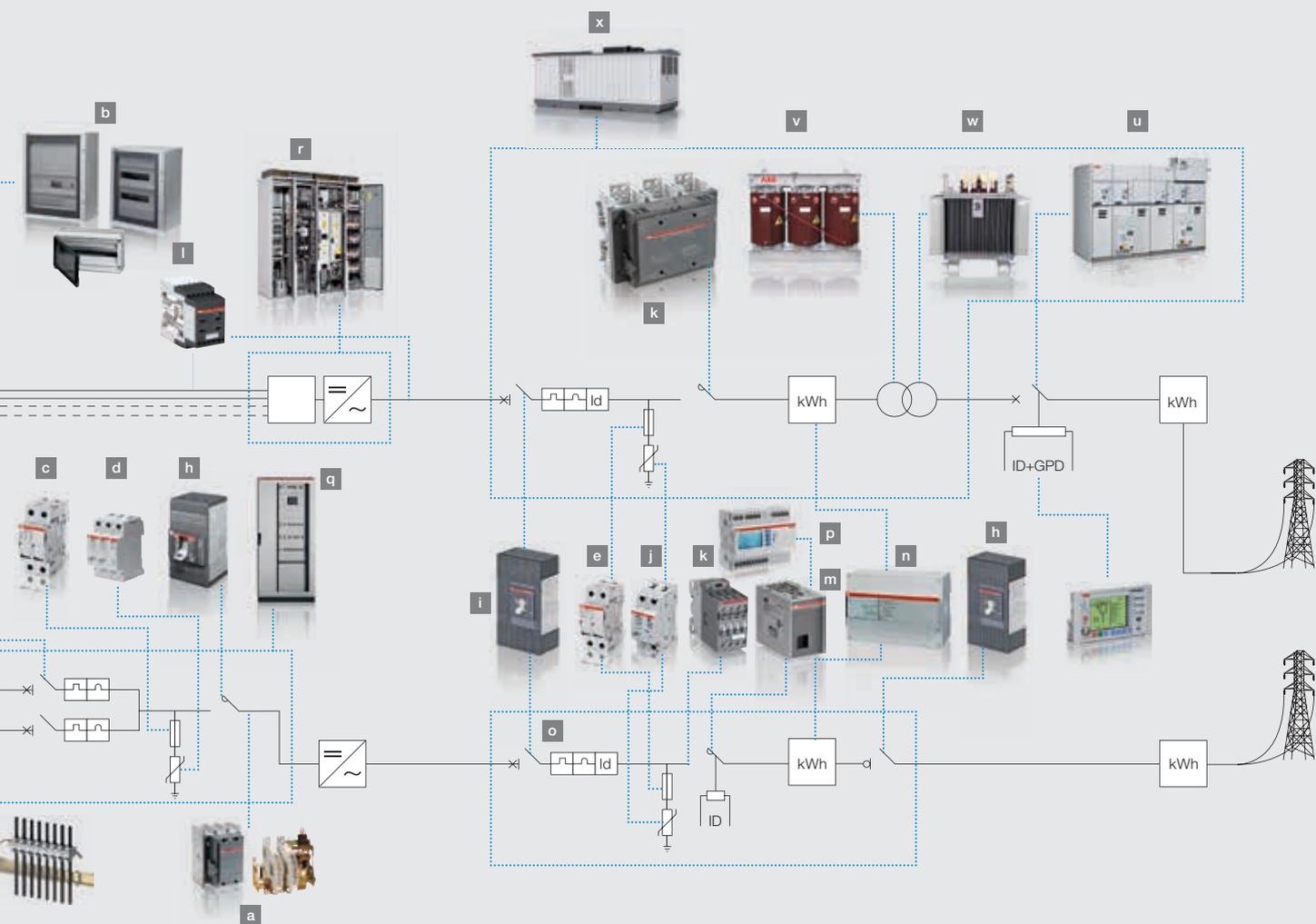
Ein Spannungspegel von 1.500 V DC ist nichts Neues – z. B. in Eisenbahnanwendungen –, doch die Anpassung an den Solarmarkt bringt gewisse Herausforderungen mit sich.

Eine besondere Herausforderung sind die Auswirkungen der höheren Spannung auf das Systemdesign und die Isolationsanforderungen. Die Temperatur ist ein weiterer Aspekt, der berücksichtigt werden muss, da die Komponenten in der PV-Anlage bei höheren Temperaturen – häufig bis zu 70 °C – arbeiten müs-



sen. Außerdem müssen Komponenten für PV-Kraftwerke mit 1.500 V DC für einen bidirektionalen Stromfluss ausgelegt sein.

Die neuen Produkte ermöglichen eine sichere Verarbeitung der erzeugten Leistung und zeichnen sich durch reduzierte Leistungsverluste, eine geringere Polzahl, sichtbare Messerkontakte sowie integrierte Wärmeableitungs- und fortschrittliche Lichtbogenlöschtechnologien aus.



Niederspannungsprodukte:

- a – Schütze: GAF-Reihe, IOR-Barrenschütze
- b – DC-Stringboxen: Schaltschränke: Gemini-Reihe, Kleinverteiler: Europa-Reihe
- c – Sicherungs-Trennschalter: E 90 PV; Sicherungen: E 9F PV
- d – Überspannungsschutzgerät: OVR PV
- e – Sicherungs-Trennschalter: E 90
- f – Schalter: OTDC-Reihe, Sicherungsautomaten als Lasttrennschalter: S800 PV-M
- g – Sicherungsautomaten: S200 PV-S; Sicherungsautomaten: S200 M UC Z
- h – Lasttrennschalter: Tmax PV

- i – Kompakt-Leistungsschalter: Tmax
- j – Überspannungsschutzgeräte: OVR T1/T2
- k – Schütze: A- und AF-Reihe
- l – Isolationsüberwachungsgeräte: CM-IWN
- m – Netzgeräte
- n – Energiezähler: EQ-Energiezähler
- o – Fehlerstrom-Schutzschalter-Blöcke: DDA 200 B; Fehlerstrom-Schutzschalter: F202 PV B und F204 B; Sicherungsautomaten: S 200
- p – Netzeinspeiseüberwachungsrelais CM-UFD.M22
- q – ArTu-Schaltgerätekombinationen

Solarwechselrichter:

- r – Zentralwechselrichter: PVS 800 Fernüberwachungsportal

Stringüberwachung:

- s – PLC AC500
- t – Strommesssystem (CMS)

Mittelspannungsprodukte:

- u – Sekundäre Schaltanlagen
- v – Trockentransformatoren
- w – Flüssigkeitsgefüllte (Öl-)Transformatoren
- x – Kompaktstationen

Neben der höheren Spannung sind die neuen Produkte auch in der Lage, höhere Ströme – je nach Gerät bis zu 6.000 A – zu bewältigen. Damit können Generatoranschlusskästen und Wechselrichter für große PV-Anlagen mehr Leistung verarbeiten. Einige der neuen Produkte sind sogar in der Lage, zwei Einspeisungen mit 1.500 V DC gleichzeitig zu bewältigen.

Als führender Anbieter für Photovoltaik-Anwendungen aller Art ist ABB nun auch in der Lage, ihren Kunden fortschrittliche Solarkomponenten anzubieten, mit de-

nen Sie ihre eigenen PV-Kraftwerke der nächsten Generation mit 1.500 V DC realisieren und somit von einer höheren Effizienz und niedrigeren Kosten für ihre Systeme profitieren können.

Allen Austin

ABB Low Voltage Products
Houston, Texas, USA
allen.austin@us.abb.com

Federico Mai

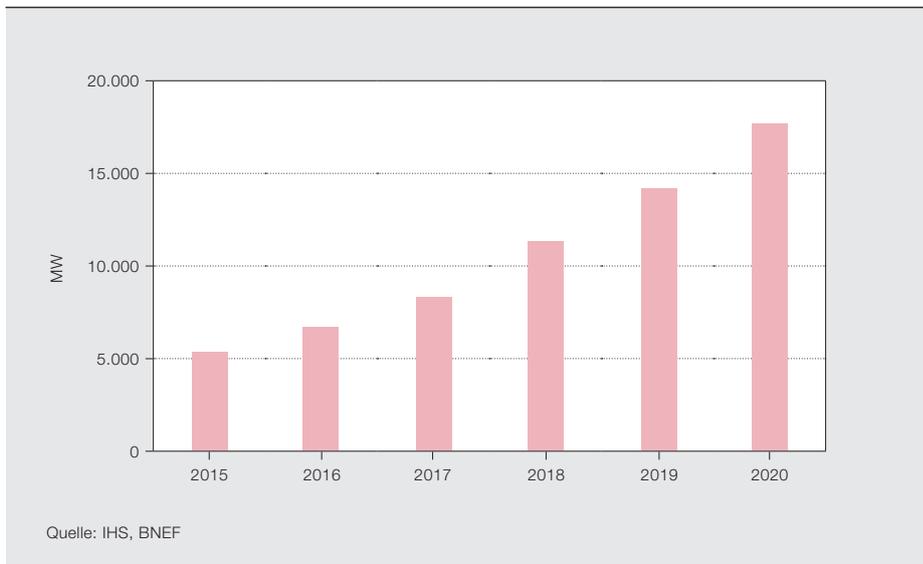
ABB Low Voltage Products
Sesto San Giovanni, Italien
federico.mai@it.abb.com



Eigenerzeugung

Photovoltaik spielt eine bedeutende Rolle in der Active-Site-Technologie von ABB

LEONARDO BOTTI, PHILIP JUNEAU – Wie können dachmontierte Photovoltaikmodule am besten ans Netz angebunden werden und wie können Nutzer sie optimal einsetzen? Die Photovoltaik hat einen raschen Wandel durchlaufen – sowohl im Hinblick auf die Leistungsfähigkeit als auch auf die Kosten – und ist dabei, gegenüber der konventionellen Erzeugung konkurrenzfähig zu werden. Mittlerweile lohnt sich die Installation von Photovoltaikanlagen auch ohne Förderung, und obwohl viele Länder ihre Subventionen kürzen oder streichen, verzeichnet die Branche weiterhin ein starkes Wachstum. Doch zu einem Wechsel von einer konventionellen Erzeugung zu einer Erzeugung auf Solarbasis gehört viel mehr als nur der Austausch einer Energiequelle gegen eine andere. Damit verbunden ist auch der Übergang von einer zentralisierten zu einer dezentralen Erzeugung. Immer mehr gewerbliche, kommunale und industrielle Liegenschaften, die Strom verbrauchen und erzeugen – und vielleicht über eigene Speichermöglichkeiten verfügen – entwickeln sich zu Mikronetzen. Diese müssen optimal betrieben und an das Makronetz angebunden werden. Dies ist die Aufgabe der ABB Active-Site-Technologie¹, die eine breite und umfassende Unterstützung für die neuen Bedürfnisse dieses Marktes bietet. Die Lösungen von ABB für die Anbindung und den Betrieb der Photovoltaik (PV) solcher Liegenschaften basiert auf einer breiten Palette von modernen dreiphasigen Stringwechselrichtern in Kompakt- und Freiluftausführung mit schnell reagierender MPPT-Funktionalität (Maximum Power Point Tracking).



Auf den europäischen Hauptmärkten werden die Subventionen für Photovoltaik (PV) zurückgeschraubt. Andere reife Märkte erwarten den gleichen Trend. Schlechte Nachrichten für die Solarstromerzeugung? Nicht unbedingt. Dank erheblicher Kostensenkungen und steigender Endkumentarife hat sich die PV von einer stark subventionierten Randtechnologie zu einer etablierten, wettbewerbsfähigen Energiequelle gewandelt. Nicht nur gewerbliche Nutzer, sondern auch Privathaushalte installieren Solaranlagen auf ihren Dächern, um ihre Stromrechnungen zu reduzieren. Das Eigenverbrauchsmodell ermöglicht Verbrauchern den Schritt vom Konsumenten zum „Prosumenten“, d. h. sie nutzen die selbst erzeugte Energie und können je nach Bedarf überschüssige

Energie verkaufen oder zusätzliche Energie hinzukaufen. Zurzeit sind solche Anlagen ohne Subventionen realisierbar und können einen internen Zinsfuß von über 6% und eine Amortisationszeit von unter 10 Jahren (bei einer doppelt so langen Anlagenlebensdauer) erreichen. Für Gewerbegebäude und Industriekomplexe sind die Zahlen noch vielversprechender. Hier kann der Zinsfuß über 10% und die Amortisationszeit unter sieben Jahre betragen, was sie zu idealen Kandidaten für eine Implementierung der Active-Site-Technologie macht. Diese ist in der Lage, das Mikronetz und seine Schnittstelle zum Makronetz zu steuern und zu optimieren, sodass eine Optimierung der Energienutzung und -kosten erreicht und die vollständige Teilnahme des Mikronetzes am Smart Grid ermöglicht wird.

Auf reifen Märkten wie Europa und den USA scheint das Eigenverbrauchsmodell, da finanziell rentabel und insgesamt selbsttragend, gut zu funktionieren. Viele Analysen und Forschungsstudien gehen davon aus, dass in diesen Ländern bis zum Jahr 2020 über 20% des Strombedarfs durch selbsterzeugten Solarstrom gedeckt werden – dank nicht subventionierter Dachanlagen mit einer Leistung von über 60 GW, die in diesem Zeitraum geplant sind → 1.

In diesem Szenario, in dem die Kundenbedürfnisse eine bisher nicht dagewesene Komplexität erreichen, wird der Wettbewerb für alle Energieanbieter noch schärfer werden. Dies gilt auch für die großen Versorgungsunternehmen, deren Rolle sich von reinen Energieanbietern zu um-

fassenden Energiedienstleistern wandeln wird → 2. Ihre Fähigkeit, diesen Wandel zu vollziehen, wird ein Schlüsselfaktor für den Markterfolg sein. Zu den ausschlaggebenden Faktoren gehören:

- Intelligente Verteilung (die Fähigkeit, die technologische Komplexität des sich entwickelnden Netzes zu bewältigen)
- Energiemanagement-Kompetenz (Erfahrung im Netzmanagement und mit der erforderlichen Hard- und Software)
- Technisches Können (Kompetenz, Professionalität und Erfahrung sowie Anerkennung bei Kunden und Endverbraucher).

Dezentrale Erzeugung mit PV

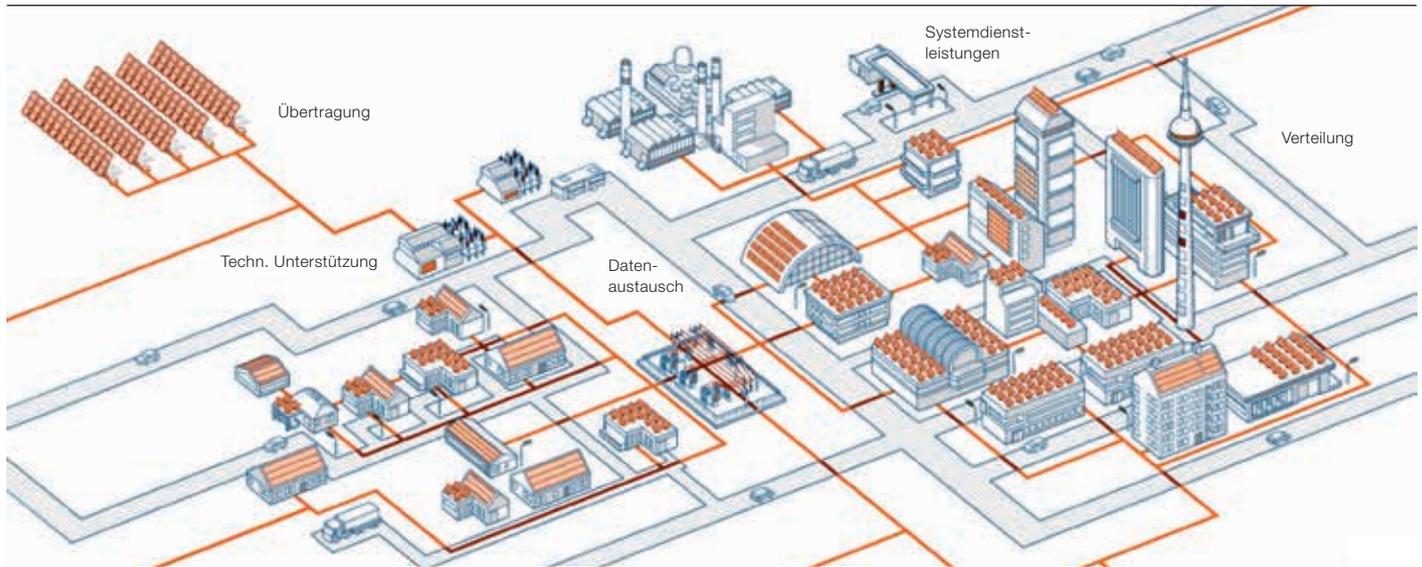
Die Stromkosten sind ein wichtiger Posten für jede Art von Verbraucher von einer einzelnen Wohnung bis hin zu einem großen Industriekomplex. Folglich ist die Fähigkeit zur Steuerung des Energieverbrauchs ein wichtiger Faktor für die Kostenkontrolle. Auf einem Gewerbe- oder Industriecampus gibt es viele verschiedene Lastprofile, die von einzelnen Gebäuden und Objekten bestimmt werden. Diese Profile werden stark von Faktoren wie dem Wetter, der stündlichen Nutzung usw. beeinflusst. Um diese steuern zu können, muss zunächst ein Verfahren zur Messung, Analyse und Bestimmung der Bedarfs- und Verbrauchsprofile auf Ausrüstungs- oder Anlagenebene implementiert werden. Dies kann mithilfe der Vielzahl von Energiezählern, Sensoren und anderen Messeinrichtungen innerhalb des Gebäudeautomatisierungssystems geschehen.

Titelbild

Immer mehr Krankenhäuser, Hochschulen und Fabriken sind nicht mehr nur reine Stromverbraucher, sondern erzeugen ihren Strom auch selbst. Die hier gezeigte Wechselrichterfabrik von ABB im finnischen Helsinki ist keine Ausnahme. Die ABB Active-Site-Technologie kann dabei helfen, solche Liegenschaften zu betreiben und mit dem Stromnetz zu verbinden.

Fußnote

1 Mehr über die ABB Active-Site-Technologie erfahren Sie im Artikel „Aktive Liegenschaften“ auf Seite 34 der ABB Review 4/2014.



Die Stromerzeugung mithilfe kleiner und flexibler Module ist entscheidend für die Realisierung eines dezentralisierten elektrischen Systems.

Die Kombination dieser Daten ermöglicht nicht nur einen detaillierten und genauen Überblick über die vorhandenen Lastprofile, sondern auch eine bessere Vorhersage zukünftiger Profile. Stehen diese detaillierten Daten zur Verfügung und werden sie mit anderen relevanten Informationen zur Liegenschaft kombiniert, ist die Bestimmung der optimalen Erzeugungslösung ein relativ kleiner Schritt.

In einem realen Beispiel wird eine kleine Industrieanlage in Italien evaluiert, die Kunststoffgehäuse herstellt → 3. Der Betreiber wollte die Energieleistung der Anlage durch Installation einer dachmontierten PV-Anlage verbessern. Nach einer detaillierten Analyse des Strombedarfs und -verbrauchs bei einem Jahresverbrauch von über 10,6 GWh wurde ein Profil erstellt → 3b.

Die Form der Kurve spiegelt die Lastaktivierungszeit gut wider und stimmt perfekt mit der Verfügbarkeit der Sonnenenergie überein → 3a. Durch Simulationen und Analyse aller unterschiedlichen Variablen schlug ABB eine PV-Anlage mit 700 kW als effektivste Lösung vor. Die Lösung ermöglicht dem Standort einen jährlichen Verbrauch von 1,1 GWh und führt zu einer Einsparung von über 150.000 USD (140.000 EUR) im Jahr (ausgehend von einem Strompreis einschließlich Steuern von 17 Cent/kWh (0,156 EUR/kWh)) bei einer Amortisationszeit von etwas mehr als sechs Jahren und einem internen Zinsfuß von 11,5%. Die Lösung von ABB basiert auf 24 Wechselrichtern vom Typ TRIO-27.6-S2X in Kombination mit einem Überwachungssystem vom Typ VSN700-05

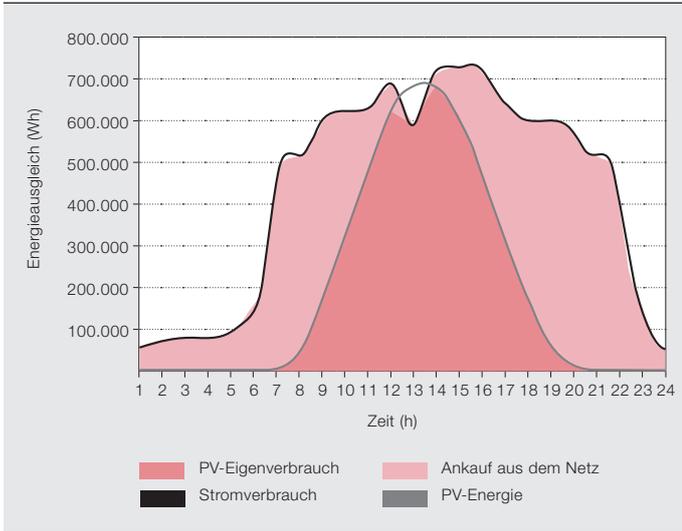
sowie Umweltsensoren, Niederspannungs-Leistungsschaltern und zusätzlichen Schutzeinrichtungen.

Lokale Intelligenz und virtuelle Kraftwerke

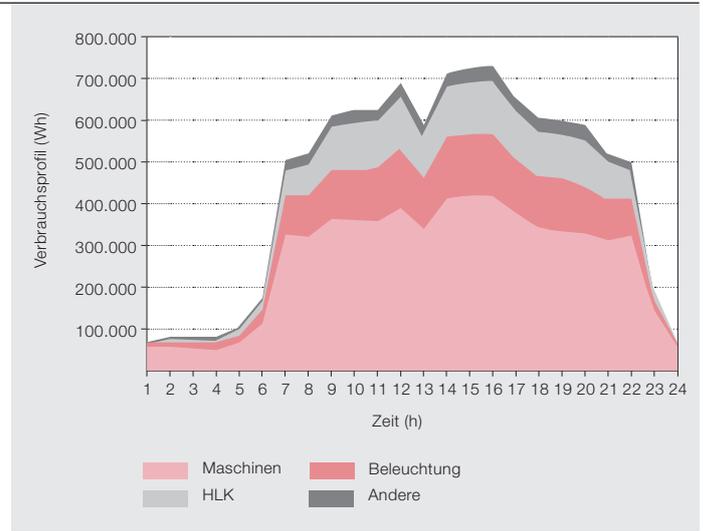
Die Stromerzeugung mithilfe kleiner und flexibler Module innerhalb des elektrischen Netzes ist entscheidend für die Realisierung eines wirklich dezentralisierten elektrischen Systems. Eine Active Site mit dezentralen Solaranlagen ist die effektivste Möglichkeit, dieses Ziel zu erreichen. Unter bestimmten Voraussetzungen können solche Anlagen zu virtuellen Kraftwerken (VKs) werden, die sich durch einen kontinuierlichen Datenaustausch zwischen den Mikrostandorten und dem Netz auszeichnen. VKs ermöglichen die Bereitstellung von Systemdienstleistungen innerhalb des Übertragungs- und Verteilungsnetzes (z. B. Regelleistung in der sogenannten Minutenreservekapazität) durch Kombination von Endverbraucherlasten mit Notstromaggregaten und dezentraler Erzeugung. Das VK bündelt die von mehreren Objekten abgegebene elektrische Leistung und stellt diese dem Verteilungssystem zur Verfügung. Wenn erforderlich, regelt das VK die sofortige Verteilung der elektrischen Leistung auf die angeschlossenen Anlagen und trägt somit zur Netzstabilität bei.

Die in Industriecampus und Gewebegebäuden installierten dreiphasigen Stringwechselrichter von ABB spielen eine entscheidende Rolle bei der Realisierung von virtuellen Kraftwerken auf der Basis dieser Active Sites. Dank ihrer Multiple-MPPT-Technologie sind die Wechselrichter in der

3 Reales Beispiel: Fabrik in Italien



3a Täglicher Energieausgleich am Standort mit lokaler PV



3b Tägliches Verbrauchsprofil für den Standort

Lage, eine maximale Produktion der Liegenschaften zu gewährleisten.

Im Hinblick auf die Netzanforderungen bieten die ABB-Wechselrichter der Produktreihen PVI, TRIO und PRO eine breite Palette von Funktionen zur Blindleistungsunterstützung und dynamischen Netzstützung im Fehlerfall (Fault-Ride-Through). In Verbindung mit einer Frequenz-/Spannungsregelung leisten sie einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität. Zu den Vorteilen von VKs für Energieanbieter gehören:

- Die Möglichkeit, Bedarfsspitzen „abzuschneiden“ und somit eine höhere Stabilität für die Energieerzeugungsanlagen zu sichern. Dies ermöglicht indirekt stetige Einsparungen im Hinblick auf die zusätzlichen Kosten, die sonst zur kurzfristigen Deckung höherer Spitzen erforderlich wären.
- Reduziert die Notwendigkeit von

- Vermeidet das Ersetzen alter und/oder veralteter Kraftwerke durch neue Erzeugungsanlagen (Investitionskostenvermeidung). Dies ist ein kritischer Punkt in vielen Ländern, in denen massive Investitionen die Hauptalternative sind.
- Reduziert die Ausgaben für ältere Netze durch effektiven Einsatz des „Internets der Dinge“ einschließlich der Nutzung von Anwendungen (Apps) über Tablets und Smartphones. Solche Endanwender-Apps werden dabei helfen, den allgemeinen und administrativen Aufwand zu reduzieren.
- Die außerordentliche Fähigkeit zur Durchführung von Echtzeit-Diagnosen im Fehlerfall mit der Möglichkeit zu präventiven Eingriffen und Einsparungen bei den Wartungskosten (Betriebskosten).

dass alle möglichen Eingaben analysiert und vom Leitsystem der Active Site verarbeitet werden. Die Kommunikation des Systems verbindet Verbraucher, Schalter, Sensoren, Zähler und dezentrale Solaranlagen. Algorithmen und Betriebsstrategien der Netzbetreiber regeln den Energiebetrieb der Liegenschaft so, dass unnötige Verbräuche minimiert und Netzschwankungen ausgeglichen werden. ABB-Solarwechselrichter können über verschiedene Protokolle wie ModBus, TCP/IP und RS-485 sowie über offene Gateways kommunizieren. Sie sind vollständig in das Gebäudeautomatisierungssystem integriert und können kontinuierlich Daten mit dem für die gesamte Active Site zuständigen Energiemanagementsystem austauschen.

PV-Anlagen sind ein wichtiger Bestandteil des Active-Site-Konzepts von ABB. In Verbindung mit der Energiespeicher- und Gebäudeautomatisierungstechnik eines Unternehmens können die PV-Anlagen eine bedeutende Rolle bei der Energieunabhängigkeit und Nachhaltigkeit übernehmen.

Algorithmen und Betriebsstrategien regeln den Energiebetrieb der Liegenschaft so, dass unnötige Verbräuche minimiert und Netzschwankungen ausgeglichen werden.

Reservesystemen aufgrund des niedrigeren Verbrauchs und des besseren Energieflussmanagements. Dies wiederum ermöglicht die Stilllegung älterer Erzeugungsanlagen (Investitionskostenreduzierung).

schen den verschiedenen Teilnehmern im dezentralisierten System, d.h. den Erzeugern, den Verbrauchern und dem Netz, erforderlich. Die Kommunikation der Active-Site-Architektur von ABB basiert auf mehreren Protokollen, um sicherzustellen,

Kommunikation

Um eine maximale Nutzung des Solarstroms zu gewährleisten, muss der Eigenverbrauch einer Liegenschaft optimiert werden. Doch dazu ist ein kontinuierlicher und zuverlässiger Datenaustausch zwischen

Leonardo Botti

ABB Discrete Automation and Motion, Power Conversion
Terranuova Bracciolini, Italien
leonardo.botti@it.abb.com

Philip Juneau

ABB Low Voltage Products, Building Automation
Zürich, Schweiz
philip.juneau@ch.abb.com

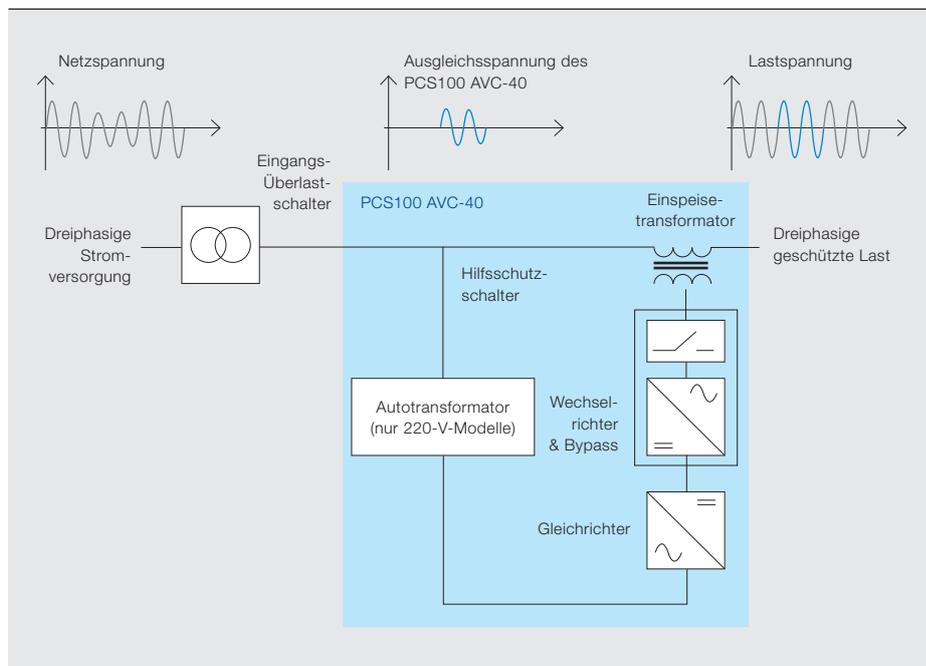


Der Fels in der Brandung

ABB präsentiert zwei Varianten des aktiven Spannungsreglers PCS100 AVC für verschiedene Anwendungen

DARIO ROZMAN – Selbst Industrieländer mit modernen Stromnetzen sind nicht immun gegen Spannungsprobleme. Zwar sind Ausfälle selten, doch Spannungsprobleme, die durch Wettereinwirkung, Netzfehler oder Beschädigungen der Stromkabel verursacht werden, sind stets gegenwärtig. Angesichts der zunehmenden Automatisierung in der modernen Industrie steigt auch die Empfindlichkeit der Prozesse gegenüber solchen Netzqualitätsereignissen. Selbst Ereignisse, die weniger als ein paar Perioden andauern, können zu unerwarteten Prozessunterbrechungen und somit zu Produktschäden, Ausschuss und Produktionsengpässen

führen. In Entwicklungsländern oder Regionen mit einer schwachen Stromversorgung ist das Hauptproblem eine schlechte Spannungsregelung. Ohne die richtige Spannung kann es sein, dass ein zuverlässiger Prozessbetrieb nicht möglich ist. Eine zu niedrige oder asymmetrische Spannung führt häufig zur Überhitzung von Motoren. Die ABB-Spannungsregler vom Typ PCS100 AVC sind dafür konzipiert, die Industrie vor Netzqualitätsereignissen zu schützen, damit sich Unternehmen auf das konzentrieren können, was sie am besten können.



Häufig liegen Industriebetriebe nahe beieinander – z. B. in einem Industriegebiet oder einem bestimmten Stadtgebiet. Stört ein Betrieb die Netzspannung – z. B. durch das Anfahren eines großen Motors – kann dies bei den anderen zu einem Spannungseinbruch oder einer Spannungsschwankung führen. Wetterereignisse oder Störungen in anderen Teilen des Stromnetzes können ebenfalls dazu führen, dass die Spannung für mehrere Perioden deutlich unter ihren Nennwert fällt.

Solche Spannungsschwankungen können empfindliche Produktionsmittel stilllegen. Bleibt eine Produktionslinie stehen, muss sie neu gestartet werden, was ein kompliziertes und sehr teures Unterfangen sein kann. Kommt die Ausrüstung zu Schaden, kann dies noch teurer werden. Außerdem kann es sein, dass die Ausrüstung zur Herstellung eines hochwertigen Endprodukts auf eine stabile Stromversorgung angewiesen ist.

Titelbild

Der PCS100 AVC von ABB korrigiert Spannungseinbrüche und -schwankungen und sorgt so für die Versorgung kritischer Verbraucher mit hochwertigem Strom.

Für Unternehmen, die der Gefahr einer unsicheren Stromversorgung ausgesetzt sind, empfiehlt es sich, in Geräte zu investieren, die eine konstante Versorgung mit sauberem, hochwertigem Strom gewährleisten – wie der aktive Spannungsregler (Active Voltage Conditioner) PCS100 AVC von ABB.

Stattdessen erfolgt die Einkopplung der Korrekturspannung mittels einer Transformatorwicklung zwischen dem Versorger und der kritischen Last → 1–2. Diese Konfiguration ermöglicht eine sehr effiziente und effektive Spannungskorrektur.

Der PCS100 AVC benötigt keinen Batteriespeicher, da er den zusätzlichen Strom

für die Korrekturspannung aus dem Netz bezieht. Ohne die laufenden Wartungskosten, die typischerweise bei Batterien anfallen, sind die Betriebskosten für PCS100 AVC-Systeme sehr niedrig.

Der PCS100 AVC-40 reagiert innerhalb von Millisekunden auf Spannungseinbrüche und -erhöhungen und ermöglicht eine Spannungskorrektur von bis zu 40 %.

Der PCS100 AVC

Der PCS100 AVC ist einzigartig unter den Leistungsschutzprodukten von ABB. Er wurde speziell für industrielle und große gewerbliche Anwendungen konzipiert und ist in der Lage, unverzüglich auf Spannungseinbrüche und Überspannungen zu reagieren, Spannungsunsymmetrien zu korrigieren und Spannungsflicker zu beseitigen.

Der PCS100 AVC besteht aus zwei Umrichtern, die nicht in den Strompfad zwischen dem Verbraucher und dem Energieversorger (EVU) geschaltet sind.

Außerdem enthält der PCS100 AVC ein Bypass-System, das dafür sorgt, dass die Last bei einem internen Fehler im Spannungsregler vom EVU-Netz weiterversorgt wird.

Der PCS100 AVC ist in einem Leistungsbereich von 150 kVA bis 3,6 MVA als Ausführung in einem Niederspannungsschaltschrank erhältlich → 3. Er zeichnet sich durch eine genaue Online-Spannungsregelung, eine bewährte und betriebssichere Umrichterplattform, eine hoch entwickelte Regelungssoftware und einen Wirkungsgrad von 99 % aus. Nun wurde das PCS100 AVC-Produkt-

Der PCS100 AVC benötigt keine Batterien, da er den zusätzlichen Strom für die Korrekturspannung aus dem Netz bezieht.



portfolio um zwei Produkte erweitert, die für verschiedene Anwendungen ausgelegt sind:

- Der PCS100 AVC-40 für Kunden, die über ein stabiles Netz verfügen, das aber für Spannungseinbrüche durch externe Faktoren wie Wetter usw. anfällig ist.
- Der PCS100 AVC-20 für die kontinuierliche Spannungsregelung. Dieses Produkt eignet sich ideal für Kunden mit einem schwachen und instabilen Netz.

Der PCS100 AVC enthält ein Bypass-System, das dafür sorgt, dass die Last bei einem internen Fehler vom EVU-Netz weiterversorgt wird.

Jedes Produkt wurde speziell dafür konzipiert, verschiedene Arten von gängigen Stromversorgungsproblemen zu beheben.

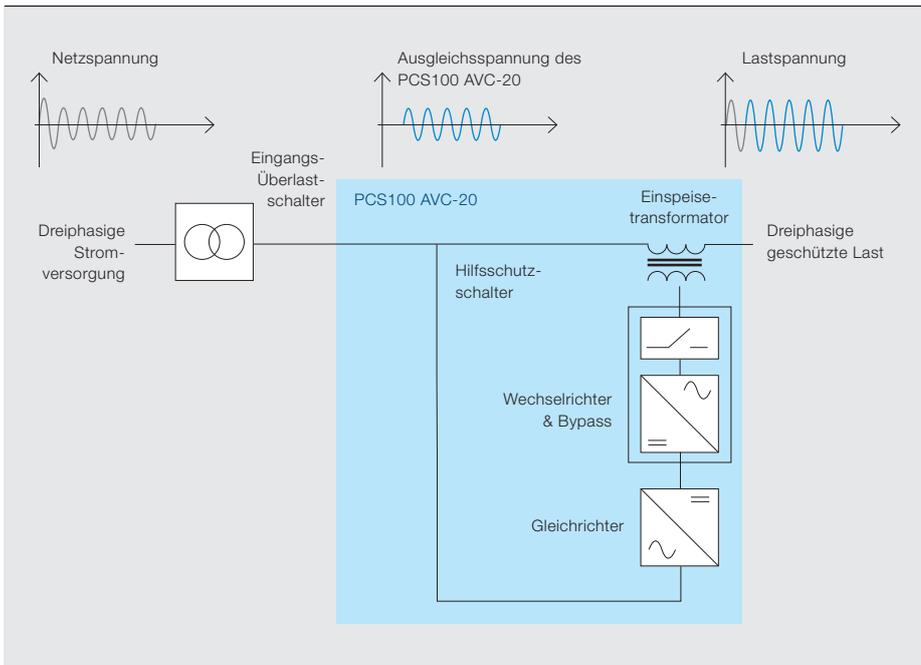
PCS100 AVC-40: Korrektur von Spannungseinbrüchen

Der PCS100 AVC-40 reagiert innerhalb von Millisekunden auf Spannungseinbrüche und -erhöhungen und ermöglicht eine Spannungskorrektur von bis zu 40 %. Bei einem Einbruch der Versorgungsspannung für eine Industrieanlage auf 60 % der Nennspannung würde der PCS100 AVC-40 die Spannung also wieder auf 100 % erhöhen. Keine Beleuchtung würde dunkler werden, und keine Geräte würden abschalten – der Betrieb würde einfach weitergehen. Dies gilt für dreiphasige Spannungseinbrüche. Bei einphasigen Einbrüchen (die häufigste Art) ist die Leistungsfähigkeit noch besser: Hier werden Einbrüche bis auf 45 % der Nennspannung vollständig korrigiert.

Bei dreiphasigen Einbrüchen kann der PCS100 AVC-40 eine auf 50 % gesunkene Spannung zu 90 % wiederherstellen und somit einen kontinuierlichen Anlagenbetrieb gewährleisten. Diese Korrektur kann er 10 s lang aufrechterhalten, was die von Kunden üblicherweise verzeichnete Dauer von Spannungseinbrüchen reichlich abdeckt. Damit ist der Anlagenbetrieb gegen die beiden Hauptaspekte von Spannungseinbrüchen – Tiefe und Dauer – gut geschützt.

Einphasige Spannungseinbrüche kann der PCS100 AVC-40 bis zu einer Tiefe von 30 % auf 90 % der Nennspannung korrigieren, um einen kontinuierlichen

3 Prinzipschaltbild des PCS100 AVC-20



Der PCS100 AVC-20 ermöglicht eine kontinuierliche Spannungsregelung auf 100 % bei Spannungsschwankungen von $\pm 20\%$ der Netzspannung und beseitigt Unsymmetrien in der Versorgungsspannung.

Anlagenbetrieb zu gewährleisten. Diese Korrektur ist 10s lang möglich. Auch dies ist mehr als ausreichend, um die übliche Einbruchsdauer bei Kunden abzudecken.

Darüber hinaus ist der PCS100 AVC-40 in der Lage, Spannungsschwankungen von $\pm 10\%$ der Netzspannung kontinuierlich auszuregulieren und sogar Unsymmetrien der in Versorgungsspannung zu beseitigen.

Das Produkt ist mit einer Belastbarkeit von 150 kVA bis 3,6 MVA und für Spannungen von 220 V, 400 V und 480 V erhältlich. Spezielle Spannungen und Leistungen bis zu mehreren MVA sind als kundenspezifische Ausführungen möglich.

PCS100 AVC-20: Spannungsregelung

Mit einer Nennleistung von bis zu 3 MVA ermöglicht der PCS100 AVC-20 eine kontinuierliche Spannungsregelung auf 100 % bei Spannungsschwankungen von $\pm 20\%$ der Netzspannung. Genau wie der PCS100 AVC-40 ist auch er in der Lage, Unsymmetrien in der Versorgungsspannung zu beseitigen → 3.

Bei stärkeren Spannungsschwankungen unternimmt der PCS100 AVC-20 eine teilweise Korrektur mit einer Spannungseinkopplung von bis zu 20 %. Fällt die Netzspannung z. B. um 30 %, korrigiert er sie auf 90 % der Nennspannung und hält sie so innerhalb der Standardvorgaben für die meisten elektrischen Geräte.

Gemeinsame Merkmale

Der PCS100 AVC bietet mehrere Vorteile gegenüber anderen auf dem Markt erhältlichen Geräten:

- Kleine Abmessungen: In industriellen Umgebungen ist Platz häufig ein Problem. Dank seiner kompakten Abmessungen lässt sich der PCS100 AVC auf kleinstem Raum installieren.
- Hohe Zuverlässigkeit: Ein integrierter Bypass und eine industrietaugliche Überlastbarkeit und Störfestigkeit tragen zu einer hohen Zuverlässigkeit bei.
- Niedrige Betriebskosten: Der nicht erforderliche Energiespeicher (Batterien), der geringe Wartungsaufwand und ein hoher Wirkungsgrad sorgen für niedrige Unterhaltskosten.

Sowohl der PCS100 AVC-40 als auch der PCS100 AVC-20 verfügen über ein großes Touchscreen-Display, über das das Gerät bedient werden kann und detaillierte Ereignisprotokolle abgerufen werden können. Ein integrierter Webserver ermöglicht den Fernzugriff und den Versand von E-Mails bei Netzqualitätsereignissen.

Moderne Fabriken mit fortschrittlicher Ausrüstung sind einer ständigen Bedrohung durch Netzereignisse wie Spannungseinbrüche und Überspannungen ausgesetzt. Mit der Installation eines PCS100 AVC können sie sich eine zusätzliche Schutzebene schaffen, die

durch drastische Reduzierung von Ausfallzeiten, Ausschuss, schlechter Produktqualität, Produktionsausfällen und reduziertem Wartungsaufwand zur Verbesserung des Geschäftsergebnisses beiträgt.

Dario Rozman

ABB Discrete Automation and Motion

Napier, Neuseeland

dario.rozman@nz.abb.com

Sicher und leistungsstark

Trockentransformatoren für die Regionalverteilung

MARTIN CARLEN, MARIANO BERROGAIN – Der innovative ABB-Leistungstransformator HiDry⁷² ist mittlerweile in einer Vielzahl von Umspannstationen weltweit im Einsatz. Mit dem HiDry⁷² ebnet ABB den Weg für Trockentransformatoren in überregionale Verteilnetze und lokale Transportnetze. Die äußerst leistungsstarke und sicherere ölfreie Technik hinter dem Leistungstransformator ermöglicht eine einfache und gefahrlose Integration von Umspannstationen in Gebäude. Der HiDry⁷² eignet sich besonders für Umspannstationen in Städten und an belebten öffentlichen Orten mit hohem Leistungsbedarf.

Titelbild

Das Stadion Arena Fonte Nova in Salvador da Bahia, Brasilien, verfügt über eine 69-kV-Umspannstation mit 69-kV-/25-MVA-Trockentransformatoren.
Foto: World Cup Portal





spannstation in das neue Stadion zu integrieren. Zufälligerweise kündigte ABB zeitgleich die Einführung eines Trockentransformators für die 72,5-kV-Spannungsklasse an: den HiDry⁷² [1]. HiDry steht für „High-Voltage Dry“ (Hochspannung trocken), die hochgestellte „72“ kennzeichnet die Spannungsklasse 72,5 kV.

Die Projektverantwortlichen waren begeistert von dem Gedanken, dass die feuerfeste und explosionsgeschützte Trockentransformatortechnik nicht mehr nur für Mittelspannungs-(MS-)Anwendungen, sondern auch für Hochspannungs-(HS-)Anwendungen eingesetzt werden konnte. Außerdem stellte sich heraus, dass Trockentransformatoren in der Planung und Anordnung hinsichtlich der Integration der Umspannstation in das Stadion einfacher waren, die kostengünstigste Lösung darstellten und jegliche Sicherheitsbedenken ausräumten. Schließlich ist die Sicherheit ein ganz wesentlicher Aspekt bei einem Veranstaltungsort, der von mehreren Zehntausend Zuschauern besucht wird.

Für die FIFA-Fußballweltmeisterschaft 2014 in Brasilien wurden mehrere neue Stadien errichtet. Eines davon ist die Arena Fonte Nova in Salvador da Bahia, einer Stadt mit 2,7 Millionen Einwohnern an der Atlantikküste Zentralbrasiliens. Das Stadion fasst 55.000 Zuschauer und befindet sich im Stadtzentrum → [Titelbild](#).

Dieser Teil der Stadt wird über eine 69-kV-Regionalverteilungsleitung mit Strom versorgt. Mit dem Abriss des alten und dem Neubau des neuen Stadions

Trockentransformatortechnologie

Im Gegensatz zu ölisierten Transformatoren sind Trockentransformatoren luftisoliert. Dies bietet Vor- und Nachteile. So ist die dielektrische Spannungsfestigkeit von Öl etwa achtmal höher als die von Luft, d. h. die Abmessungen von Kern und Spulen eines Öltransformators sind kleiner als bei einem luftisolierten Transformator. Andererseits benötigen Trockentransformatoren keine Durchführungen, und es kann zu keinen Ölleckagen kommen.

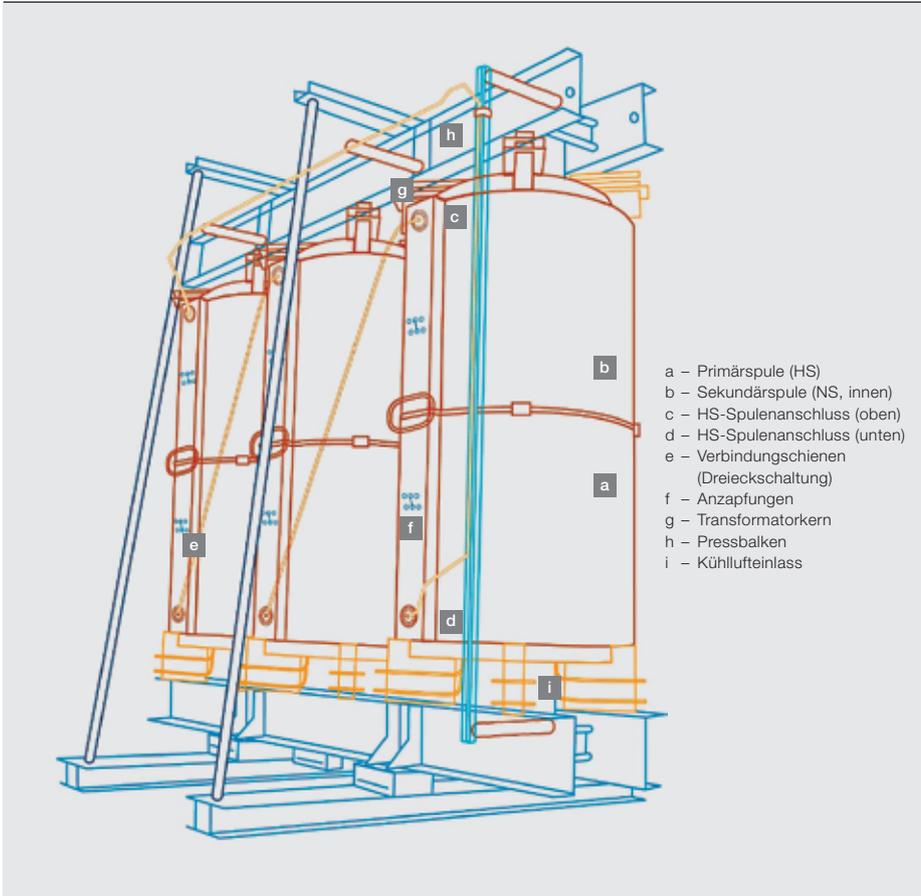
Der Hauptvorteil ist jedoch das Fehlen von leicht entzündlichem Öl und anderen brennbaren Materialien. Während ein typischer Leistungstransformator mehrere Tausend Liter entzündlichen Öls enthält, sind die in Trockentransformatoren der Brandklasse F1 verwendeten Isolierstoffe selbstlöschend. Trockentransformatoren stellen auch eine Alternative zu gasisolierten Transformatoren dar und sind sicherer in der Handhabung.

Trockentransformatoren benötigen keine Durchführungen, und es gibt keine Ölleckagen. Der Hauptvorteil ist jedoch das Fehlen von leicht entzündlichem Öl und anderen brennbaren Materialien.

musste auch eine nahegelegene Freiluft-Umspannstation ersetzt werden. Da am Standort der Anlage ein Erholungsgebiet vorgesehen war, hatte der lokale Energieversorger die Idee, die neue Um-

setzten die neue Umspannstation in das neue Stadion zu integrieren. Zufälligerweise kündigte ABB zeitgleich die Einführung eines Trockentransformators für die 72,5-kV-Spannungsklasse an: den HiDry⁷² [1]. HiDry steht für „High-Voltage Dry“ (Hochspannung trocken), die hochgestellte „72“ kennzeichnet die Spannungsklasse 72,5 kV.

1 Trockentransformator



Es gibt eine Reihe verschiedener Technologien, die in Trockentransformatoren zum Einsatz kommen, wie Vakuumverguss (Vacuum Cast Coil, VCC), Gießharz (RESIBLOC®) und offene, nur imprägnierte Wicklungen (Open Wound), die sich jeweils durch unterschiedliche besondere Merkmale auszeichnen. Die Hauptkomponenten eines vakuumvergossenen Transformators sind in → 1 dargestellt.

Zwischen der Primär- und Sekundärspule eines vakuumvergossenen Transformators befindet sich ein Luftkanal. Da die relative Permittivität der Feststoffisolation um die Wicklung höher ist als die von Luft, wird das elektrische Feld hauptsächlich von der Luft im Kanal aufgenommen. Dabei muss der Luftkanal groß genug sein, um einer Blitzstoßspannungsprüfung standzuhalten. Jeder Transformator wird auf Teilentladung hin geprüft (gefordert ist eine Teilentladung von unter 10 pC). Dadurch wird gewährleistet, dass die Feststoffisolation von ausreichend hoher Qualität und frei von Hohlräumen ist.

Der Luftkanal sorgt außerdem für einen ausreichenden Kühlluftstrom, wobei Frischluft am unteren Ende eintritt und sich durch deren Erwärmung ein Kamineffekt ergibt. So wird die isolierende Luft automatisch erneuert. Zusätzliche Luftkanäle befinden sich zwischen den Niederspannungs-(NS-)Spulen und den Kernschenkeln. Die HS-Spulen werden auch auf ihrer Außenseite gekühlt. Bei Transformatoren mit hohen Nennleistungen können die NS- und HS-Spulen mit zusätzlichen Luftkanälen versehen werden.

Die Wicklungen können je nach Kundenwunsch aus einem Aluminium- oder Kupferleiter gefertigt werden. Zuleitungen bzw. offene Stromschienen sind direkt mit den HS-Spulen verbunden.

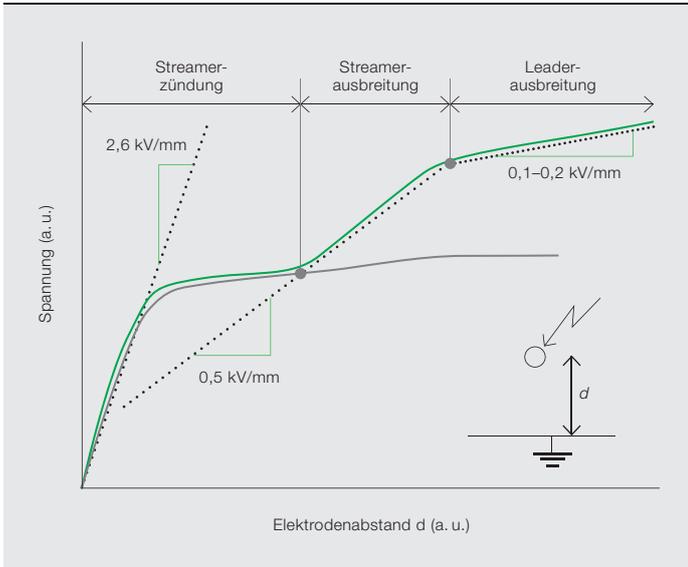
Weltweit zeichnet sich ein bedeutender Trend zur vermehrten Verwendung von Trockentransformatoren ab. Das Marktpotenzial ist groß: Während bei NS-Anwendungen die Trockentransformatortechnik bereits vorherrschend ist, kommen in MS-Anwendungen noch immer vorwiegend Öltransformatoren zum Einsatz. Auch bei HS-Anwendungen sind –

2 Eigenschaften des HiDry⁷²

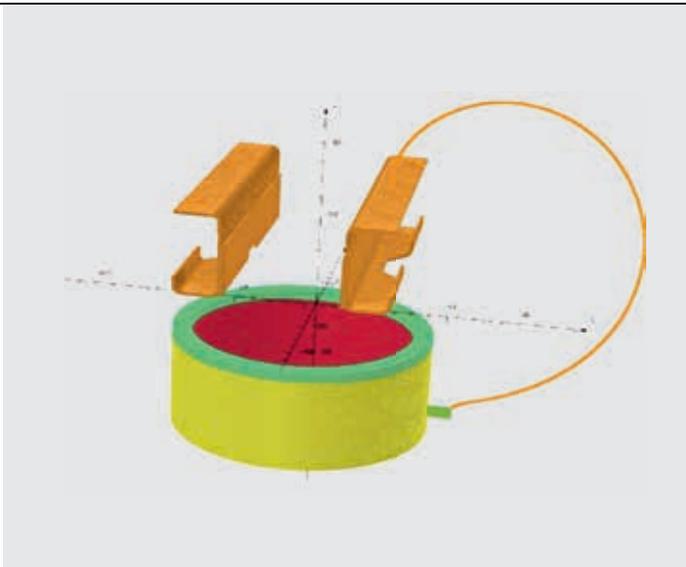
Primärspannung	Bis zu 72,5 kV
Nennleistung	Bis zu 63 MVA
Blitzstoßspannung	325 kV für IEC 350 kV für ANSI/IEEE
Kurzzeit-Stehwech-selspannung	140 kV für IEC 140 kV für ANSI/IEEE
Sekundärspannung	Bis zu 36 kV
Schaltgruppe	Stern oder Dreieck
Teilentladung	< 10 pC
Isolierstoffklasse	F (155 °C) oder H (180 °C)
Umweltklasse	E2
Klimaklasse	C2
Brandklasse	F1
Kühlung	AN, ANAF, AFAF, AFWF A: Luft W: Wasser N: Natürliche Konvektion F: Erzwungene Konvektion
Anzapfung und Laststufenschalter	17 Stellungen (± 8 x 1,25 %)
Kapselung	Keine bzw. für Innenraum oder Freiluft nach IP oder NEMA je nach Anforderungen

Während ein typischer Leistungs-transformator mehrere Tausend Liter Öl enthält, sind die Trockentransformatoren der Brandklasse F1 selbstlöschend.

3 Das dielektrische Verhalten von Luft ist ein entscheidender Faktor bei der Konstruktion von Transformatoren.

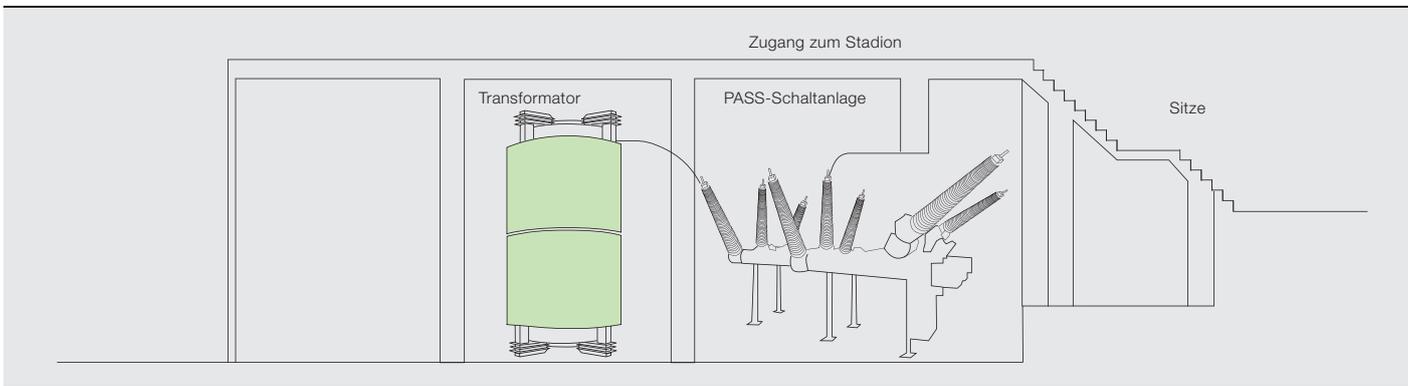


3a Die grüne Kurve zeigt die Stehspannung für eine Kugel-Platte-Anordnung [1].



3b Evaluierung einer möglichen Entladungsstrecke durch dielektrische Simulationen

4 69-kV-HiDry⁷²-Umspannstation in der Arena Fonte Nova, Salvador da Bahia (Brasilien) mit Transformator und gasisolierter Schaltanlage



Weltweit zeichnet sich ein Trend zur vermehrten Verwendung von Trockentransformatoren ab, und das Marktpotenzial ist groß.

außer einigen mit SF₆-Gas isolierten Einheiten – ölfüllte Typen vorherrschend. Die HiDry⁷²-Transformatoren sind die ersten luftisolierten Serientransformatoren für die 72,5-kV-Spannungsklasse.

Eigenschaften und Technik des HiDry
HiDry⁷²-Transformatoren sind für Nennleistungen bis 63 MVA in drei- oder einphasigen Lösungen erhältlich. Sie bieten die gleiche Funktionalität wie ölfüllte Leistungstransformatoren [2, 3] – einschließlich Spannungsregelung unter Last mithilfe eines Laststufenschalters (On-Load Tap Changer, OLTC), der ebenfalls in ölfreier Technologie ausgeführt ist. Dieser bietet einen Regelbereich von ±10 %.

HiDry⁷²-Transformatoren nutzen die gleiche Basistechnologie, wie sie auch bei MS-Anwendungen zum Einsatz kommt, und sind in VCC- und RESIBLOC-Ausführung erhältlich. Die Anforderungen,

die an Transformatoren in der Regionalverteilung gestellt werden, sind viel höher als die Anforderungen an Verteiltransformatoren: Die höhere Spannung, die höhere Nennleistung und der größere Spannungsregelbereich bringen komplexe dielektrische, thermische und mechanische Probleme mit sich, die es zu lösen gilt.

So ist jenseits der 36-kV-Spannungsklasse ein eingehendes Verständnis der physikalischen Vorgänge beim Gasdurchschlag erforderlich, um die Luftstrecken zu minimieren → 3. Dies geschieht durch den Einsatz von Schirmringen in den Wicklungen, die Abschirmung von Kernteilen und den Einsatz von Mehrfachbarrieren-Konzepten und Barrierenanordnungen. Diese Verfahren beeinflussen die lokale elektrische Feldverteilung und bestimmen die Entladungsstrecken.



5a Mit ölfreiem Laststufenschalter (links)



5b 72,5-kV-SF₆/Luft-Hybridschaltanlage PASS M00

HiDry⁷²-Transformatoren bieten die gleiche Funktionalität wie ölgefüllte Leistungstransformatoren – einschließlich Spannungsregelung unter Last.

Brandschutz – maßgebend für Innenraum- und unterirdische Anlagen

Aufgrund der Feuer- und Explosionsgefahr sind HS-Umspannstationen in Stadtzentren meist in speziellen Gebäuden untergebracht. Die zunehmende Verwendung von Hochspannung in Innenstädten und das sinkende Platzangebot machen die Integration von HS-Umspannstationen in öffentliche oder private Gebäude zu einer äußerst wünschenswerten Option – eine Situation, für die der HiDry⁷² aufgrund seiner hervorragenden Brandschutzigenschaften ideal geeignet ist.

Die Spulen der HiDry⁷²-Transformatoren sind mit Epoxidharz vergossen. Epoxidharz ist ein duroplastisches Polymer, das – im Gegensatz zu thermoplastischen Polymeren – bei höheren Temperaturen nicht schmilzt. Das Harz ist mit einer großen Menge nichtbrennbarem Quarz (entweder kleine Sandpartikel oder Glasfasern) versetzt, die im Brandfall Wärme aufnehmen und die Verbrennungstemperatur senken. Wird das Epoxidharz hohen Temperaturen ausgesetzt, entzündet

es sich nicht, sondern zersetzt sich und beginnt zu entgasen und zu oxidieren. Sobald die externe Wärmezufuhr unterbrochen wird oder ein externes Feuer erlischt, kommt auch dieser Prozess zum Erliegen.

Somit stellen HiDry⁷²-Transformatoren niemals ein Brandrisiko dar.

Brennbarkeitsprüfung

Transformatoren der Brandklasse F1 (basierend auf der Norm IEC 60076-11:2004) zeichnen sich durch eine begrenzte Brennbarkeit und eine minimierte Abgabe von toxischen Stoffen und sichtbehinderndem Rauch auf. Das Brandverhalten gemäß F1 wird an einer vollständigen Phase des Transformators bestehend aus HS- und LS-Spulen, dem Kernschenkel und Isolationskomponenten geprüft. Dazu wird ein mit Ethanol gefüllter Behälter unter der Spule platziert und entzündet. Ein elektrisches Heizgerät (Radiator), das die HS-Spule von der Seite mit 24 kW bestrahlt, stellt eine zusätzliche externe Wärmequelle dar. Die Prüfung wird in einer standardisierten Prüfkammer durchgeführt, und die Temperatur und der Lichttransmissionsgrad des Abgases werden gemessen.

Wichtig ist, dass die Abgase nicht giftig oder stark korrosiv sind, da sie leicht in andere Teile des Gebäudes strömen oder durch das Lüftungssystem verteilt werden können und so viele Menschen gefährden könnten. Je lichtdurchlässiger der Rauch, desto besser können sich Menschen orientieren und Notausgänge finden.

Gemäß der Erfahrung von ABB führen innere Defekte bei Trockentransformatoren weder zur Explosion noch zum Herausfliegen von Teilen. Normalerweise reißt die Feststoffisolation der Spulen, es kommt zu lokaler Lichtbogenbildung und Verkohlung, und es entsteht ein wenig Rauch. Je nach Art des Fehlers trennt der Systemschutz den Transformator von Netz oder der Temperaturfühler registriert eine Abschalttemperatur [4].

Umspannstation Arena Fonte Nova, Brasilien

Die 69-kV-Umspannstation im Stadion Arena Fonte Nova besitzt eine redundante Konfiguration mit zwei Transformatoren und zwei HS-Schaltanlagen → 4. Die Transformatoren befinden sich unterhalb des Zugangsbereichs zum Stadion in der Nähe der Tribüne. Die Schaltanlagen und Transformatoren sind über offene, deckenmontierte Stromschienen miteinander verbunden. Die Umspannstation wurde im Frühjahr 2013 rechtzeitig zum FIFA Confederations Cup in Betrieb genommen.

Die 25-MVA-Transformatoren sind auf der Sekundärseite mit den MS-Schaltanlagen verbunden → 5. Ihre Sekundär-

6 HiDry⁷²-Trockentransformator mit 31,5 MVA/66 kV bei der Kurzschlussprüfung im CESI-Testlabor



spannung ist zwischen 11,95 kV und 13,8 kV umschaltbar. Die Transformatorspulen sind vakuumvergossen, was die Robustheit der Wicklungen erhöht (Umweltklasse E2) und einen guten Schutz gegen Umweltverschmutzung und Feuchtigkeit bietet. Der Transformator wird durch natürliche Konvektion gekühlt und ist für eine Blitzstoßspannung von 350 kV getestet.

Der ölfreie OLTC ist vor dem Transformator angeordnet, wobei jede Phase über ihre eigene Schalteinheit verfügt. Das Schalten erfolgt mithilfe von Vakuum-Schaltkammern. Der OLTC bietet einen Regelbereich von +4/-12 % in Schritten zu 1,25 %. Sowohl der Transformator als auch der OLTC sind ohne Gehäuse aber abgezünt, um ein versehentliches Berühren durch Betriebspersonal zu verhindern.

Umspannstationen Spanien und Schweden

Mittlerweile gibt es eine Vielzahl von installierten HiDry⁷²-Transformatoren weltweit. Spaniens größter Energieversorger Endesa entschied sich, die vorhandenen ölgefüllten Leistungstransformatoren in zwei Umspannstationen in Sevilla durch HiDry⁷²-Transformatoren zu ersetzen, um eine mögliche Gefährdung der Umgebung auszuschließen. Jede Umspannstation besitzt zwei Transformatoren. Einer der Transformatoren mit 31,5 MVA, 66/22 kV und OLTC ($\pm 8 \times 1,25 \%$) wurde im unabhängigen Testlabor von CESI in Italien erfolgreich einer Kurzschlussprüfung gemäß den Anforderungen der IEC

60076-5 unterzogen → 6. Dabei handelte es sich um den Trockentransformator mit der größten Nennleistung, der jemals bei CESI getestet wurde.

Im schwedischen Ulricehamn musste ein Energieversorger einen Freiluft-Öltransformator austauschen, der in einem Wald installiert war. Das Unternehmen entschied sich für die Installation eines Hi-Dry-Transformators mit 45/11 kV, 16 MVA und OLTC, wodurch das Umweltrisiko vollständig beseitigt werden konnte → 7. Die RESIBLOC-Spulen sind für Temperaturen bis -60 °C ausgelegt.

Zukünftige Umspannstationen

Die Kombination von gasisolierten Schaltanlagen mit HiDry⁷²-Transformatoren ermöglicht den Bau äußerst kompakter Umspannstationen, die sich leicht in jedes Gebäude integrieren lassen. Hi-Dry⁷²-Transformatoren sind in der Lage, Stadtgebiete mit höheren Spannungen und mehr Leistung zu versorgen, ohne dass zusätzliche Umspannstationen gebaut werden müssen. Die äußerst positiven Erfahrungen, die mit dem 72,5-kV-Trockentransformator bisher gemacht wurden, zeigen, dass das Portfolio von Trockentransformatoren auch auf die nächsthöhere Spannungsklasse weiter ausgedehnt werden sollte.

7 16-MVA/45-kV-Trockentransformator mit OLTC und Gehäuse bei der Installation in einer Freiluft-Umspannstation in Schweden



Martin Carlen

ABB Power Products, Transformers
Zürich, Schweiz
martin.carlen@ch.abb.com

Mariano Berrogain

ABB Power Products, Transformers
Zaragoza, Spanien
mariano.berrogain@es.abb.com

Literaturhinweise

- [1] M. Carlen et al.: „Transformer innovation: Dry-type transformers for the 72.5 kV voltage class – safe and ecological“. Advanced Research Workshop on Transformers. Santiago de Compostela, Spanien, 2010. S. 8–13
- [2] M. Carlen, M. Berrogain: „Dry-type transformers for the subtransmission voltage level“. EEA 2014 Conference. Auckland, Neuseeland, 2014
- [3] A. Pedersen et al.: „Streamer inception and propagation models for designing air insulated power devices“. IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena. Virginia Beach, VA, USA, 2009
- [4] M. Carlen et al.: „Dry-type subtransmission transformer: Compact and safe indoor substations“. Paper A2-304. 2014 CIGRE Session, Paris

Editorial Board

Claes Ryttoft

Chief Technology Officer
Group R&D and Technology

Ron Popper

Head of Corporate Responsibility

Christoph Sieder

Head of Corporate Communications

Ernst Scholtz

R&D Strategy Manager
Group R&D and Technology

Andreas Moglestue

Chief Editor, ABB Review
andreas.moglestue@ch.abb.com

Herausgeber

Die ABB Review wird herausgegeben von
ABB Group R&D and Technology.

ABB Technology Ltd.
ABB Review
Affolternstrasse 44
CH-8050 Zürich
Schweiz
abb.review@ch.abb.com

Die ABB Review erscheint viermal pro Jahr in Englisch, Französisch, Deutsch und Spanisch. Die ABB Review wird kostenlos an Personen abgegeben, die an der Technologie und den Zielsetzungen von ABB interessiert sind. Wenn Sie an einem kostenlosen Abonnement interessiert sind, wenden Sie sich bitte an die nächste ABB-Vertretung, oder bestellen Sie die Zeitschrift online unter www.abb.com/abbreview.

Der auszugsweise Nachdruck von Beiträgen ist bei vollständiger Quellenangabe gestattet. Ungekürzte Nachdrucke erfordern die schriftliche Zustimmung des Herausgebers.

Herausgeber und Copyright © 2015
ABB Technology Ltd.
Zürich, Schweiz

Satz und Druck

Vorarlberger Verlagsanstalt GmbH
AT-6850 Dornbirn, Österreich

Layout

DAVILLA AG
Zürich, Schweiz

Übersetzung

Thore Speck, Dipl.-Technikübersetzer (FH)
D-24941 Flensburg, Deutschland

Haftungsausschluss

Die in dieser Publikation enthaltenen Informationen geben die Sicht der Autoren wieder und dienen ausschließlich zu Informationszwecken. Die wiedergegebenen Informationen können nicht Grundlage für eine praktische Nutzung derselben sein, da in jedem Fall eine professionelle Beratung zu empfehlen ist. Wir weisen darauf hin, dass eine technische oder professionelle Beratung vorliegend nicht beabsichtigt ist. Die Unternehmen der ABB-Gruppe übernehmen weder ausdrücklich noch stillschweigend eine Haftung oder Garantie für die Inhalte oder die Richtigkeit der in dieser Publikation enthaltenen Informationen.

ISSN: 1013-3119

www.abb.com/abbreview



Vorschau 3115

Aspekte der Produktivität

Die Vision von ABB, „Power and productivity for a better world“, prangt stolz neben dem Logo des Unternehmens auf Werbung, Produkten und Publikationen wie der ABB Review. Nach diesem Heft mit dem Schwerpunkt Solarenergie befasst sich die nächste Ausgabe der ABB Review mit der Technologie des Unternehmens unter dem Blickwinkel der Produktivität.

Ein Thema ist der neue Zweiarm-Roboter YuMi, der nicht nur den Einsatzbereich von robotergestützten Anwendungen erweitert, sondern auch die Art und Weise, wie Mensch und Roboter in Zukunft zusammenarbeiten werden, neu definiert.

Bei der Produktivität geht es nicht nur um das, was neue Produkte können, sondern auch darum, sicherzustellen, dass der vorhandene Bestand optimal funktioniert. Ein Beispiel für die Unterstützung, die ABB ihren Kunden dabei bietet, ist das ABB Asset Health Center™.

Aus dem Bereich F&E präsentieren wir den ersten aus einer Reihe von Artikeln über die Erforschung von Schwingungen – ein häufig unterschätztes Phänomen, das Auswirkungen auf praktisch alle technischen Systeme hat.

ABB Review App-Ausgabe

Die ABB Review ist auch als Tablet-Version verfügbar. Besuchen Sie uns unter <http://www.abb.com/abbreview>



Stets auf dem Laufenden...

Haben Sie eine Ausgabe der ABB Review verpasst? Melden Sie sich unter <http://www.abb.com/abbreview> für unseren E-Mail-Service an und verpassen Sie nie wieder ein Heft.





Von der Quelle bis zur Steckdose – keiner bietet mehr Solarlösungen

Die Solarenergie spielt eine wichtige Rolle, wenn es darum geht, den wachsenden Energiebedarf der Welt zu decken und gleichzeitig die Umwelt zu schonen. ABB bietet branchenweit das umfassendste Portfolio an Produkten, Systemen, Lösungen und Dienstleistungen zur Optimierung der Leistungsfähigkeit, Zuverlässigkeit und Rentabilität von Solaranlagen – von privaten Dachanlagen bis hin zu kommerziellen Anwendungen und Anlagen im Kraftwerksmaßstab. Dank unseres erfolgreichen Engagements im Bereich der Solarenergie seit den 1990er Jahren und unserem Know-how in Bereichen wie Solarsysteme, Netzanbindung und Integration in Smart Grids und Mikronetze bietet weltweit niemand mehr Solarlösungen von der Quelle bis zur Steckdose als ABB. Weitere Informationen unter <http://new.abb.com/solar>