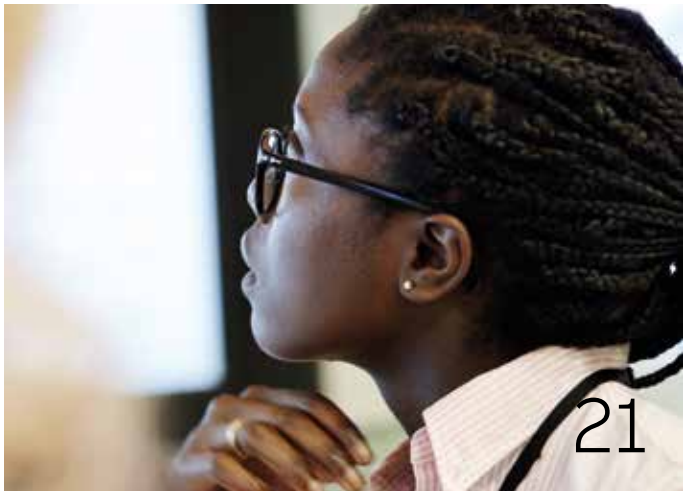
review

03|2018 de

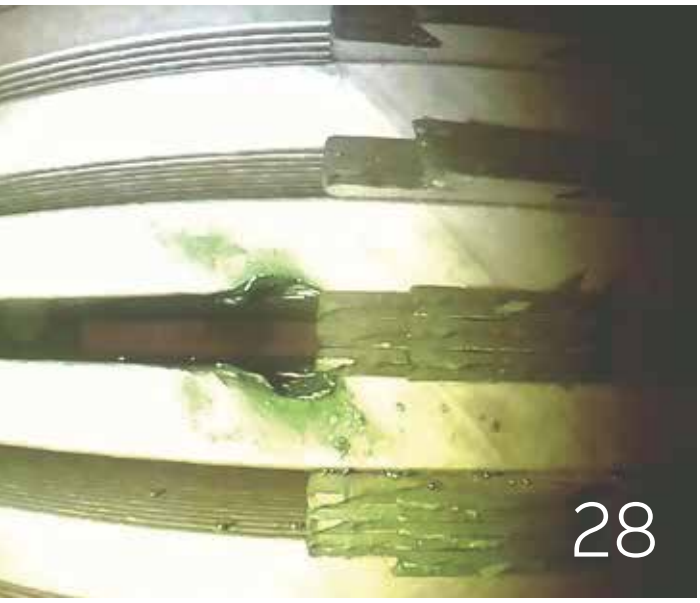
Algorithmen treffen Werkstoffe



08 – 25 **Algorithmen treffen Werkstoffe**
26 – 43 **Transformative Trends**
44 – 61 **Digitalisierung und Analyse**

Stabile Stromversorgung für die Fertigung

Thermoplastische Isolierung

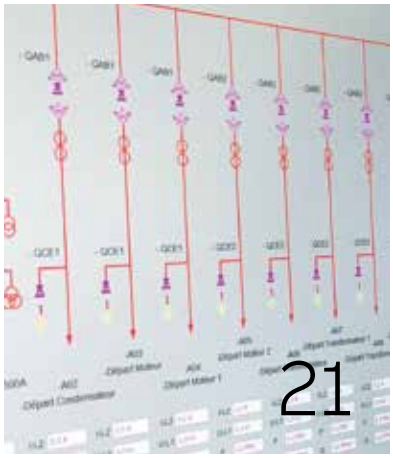


Trafoinspektion per Roboter

HGÜ für Offshore-Wind

Modellierung von Solarwechselrichtern

Automatisierung einer Fabrikverteilung



05 **Editorial**

Algorithmen treffen Werkstoffe

08 **Netzstabilität im Bergbau durch FACTS**
14 **Thermoplastische Isolierung**
21 **Automatisierung einer Fabrikverteilung**

Transformative Trends

28 **Trafoinspektion per Roboter**
36 **HGÜ für Offshore-Wind**

Digitalisierung und Analyse

46 **Stabile Stromversorgung für die Fertigung**
52 **Modellierung von Solarwechselrichtern**
58 **Cybersicherheit im Blick**

Buzzwords entschlüsselt

62 **Quantensichere Verschlüsselung**

63 **Impressum**

Die Digitalisierung geht über die Erfassung großer Datenmengen und die daraus resultierenden Erkenntnisse hinaus und verändert die Art und Weise, wie Technologien und Systeme aufgebaut und genutzt werden. Wir zeigen anhand von Beispielen, wo und wie Unternehmen davon profitieren.

Wie immer freuen wir uns über Ihr Feedback unter abb.com/abbreview

EDITORIAL

Algorithmen treffen Werkstoffe

Liebe Leserin, lieber Leser,

die Industrie steht am Anfang einer beispiellosen Revolution. Während viele Unternehmen ihr Geschäft heute auf fest verdrahtete Fabrikkonfigurationen und installierte Ausrüstung aufbauen, wird ihr Wettbewerbsvorteil künftig in portablem Prozesswissen und Daten liegen. Digitalisierung, künstliche Intelligenz und cloudbasierte Services werden das Wissen erweitern, verknüpfen und eine optimale Nutzung ermöglichen.

Schwerpunkt dieser Ausgabe der ABB Review sind die Herstellung und der Einsatz von Werkstoffen in Verbindung mit intelligenten digitalen Methoden. Dazu gehört die Nutzung fortschrittlicher Simulationsverfahren bei der Produktentwicklung ebenso wie der Einsatz von Robotern zur Inspektion und Analyse von Betriebsmitteln und die fortschrittliche Steuerung von Fabriken.

Digitale Technologien steigern die Produktivität, bieten aber auch potenzielle Ziele für Cyberangriffe. ABB setzt sich stets kritisch mit dem aktuellen Stand der Cybersicherheit auseinander, um selbst ein Höchstmaß an Sicherheit bieten zu können. In dieser Ausgabe erfahren Sie mehr über die Aktivitäten von ABB auf dem Gebiet der Cybersicherheit und der quantensicheren Verschlüsselung.

Eine interessante Lektüre wünscht Ihnen

Bazmi Husain
Chief Technology Officer

Algorithm

treffen

Werkstof

nen

fe

Betreiber von kritischen Technologien verlassen sich auf festgelegte Leistungskriterien. ABB nutzt fortschrittliche Methoden aus dem Bereich der Datenwissenschaft zur Erforschung, Entwicklung und Prüfung von Werkstoffen, die diese Systeme weiter verbessern – z. B. durch den Austausch von Pressspan in Transformatorenwicklungen gegen radiale Distanzstücke aus thermoplastischem Kunststoff oder die Beseitigung von mechanischen Komponenten in Mahlanlagen durch den Einsatz von getriebelosen Antrieben.

08 FACTS sorgen für Netzstabilität im Bergbau

14 Thermoplastische Isolierung in Leistungstransformatoren

21 Süßer Erfolg – Verteilungsautomatisierung für eine Zuckerfabrik

ALGORITHMEN TREFFEN WERKSTOFFE

FACTS sorgen für Netzstabilität im Bergbau

Häufig werden Mahlanlagen zur Zerkleinerung von Erz von riesigen getriebelosen Mühlenantrieben, sogenannten GMDs, angetrieben. Wenn sich Bergwerksbetreiber dazu entschließen, die Produktivität vorhandener Bergwerke zu steigern, anstatt neue zu erschließen, kommen mehr GMDs zu einem bereits belasteten Stromnetz hinzu. FACTS-Lösungen von ABB sichern die Netzstabilität unter diesen schwierigen Bedingungen.

Jose Luis Olabarrieta Rubio
ABB Ring Motors
Trapagarán, Spanien

jose-luis.olabarrieta@es.abb.com

Pablo Eguia
Fakultät Elektrotechnik
Universität des Baskenlands
Lejona, Spanien

In der Bergbauindustrie werden verschiedene Arten von Mühlen eingesetzt, um Erz vor der Weiterverarbeitung zu zerkleinern. Kugelmühlen bestehen aus einem rotierenden hohlen Zylinder mit einer abriebfesten Innenauskleidung. Das Mahlen geschieht mithilfe von frei beweglichen Stein-, Metall- oder Gummikugeln, die durch natürliche Adhäsion bis zu einer bestimmten Höhe an der Innenwand des rotierenden

GMDs sind hocheffiziente drehzahlgeregelte Motoren und gelten als effektivste Antriebslösung für Hochleistungsmühlen.

Zylinders angehoben werden und anschließend herunterfallen. Autogenmühlen (AG-Mühlen) sind ähnlich, verfügen aber zusätzlich über Hubplatten im Inneren und nutzen große Erzbrocken als Mahlkörper. Ist das Erz zu hart oder abrasiv, können Stahlkugeln hinzugefügt werden – man spricht dann von einer Semiautogenmühle (SAG-Mühle). AG- und SAG-Mühlen können als einstufige Zerkleinerer dienen, werden aber häufig als erste Stufe in einem zwei- oder mehrstufigen Zerkleinerungsprozess vor einer Kugelmühle eingesetzt.

01

—

01 Bergbauunternehmen entschließen sich häufig dazu, ein vorhandenes Bergwerk zu erweitern, anstatt ein neues zu eröffnen. Mit FACTS-Lösungen von ABB können leistungshungrige Maschinen wie GMDs hinzugefügt werden, ohne die Stabilität des lokalen Stromnetzes zu gefährden. Das Bild zeigt einen von drei GMDs, die von ABB in der Esperanza Gold- und Kupfermine in Chile installiert wurden.

Diese Mühlen können von Asynchronmotoren (niedrige Kosten, aber schlechter Wirkungsgrad aufgrund von Getriebeverlusten), Synchronmotoren (die in ihrer Leistung auf etwa 9 MW pro Ritzel beschränkt sind) oder getriebelosen Motoren, sogenannten GMDs (Gearless Mill Drives), angetrieben werden. GMDs sind hocheffiziente drehzahlgeregelte Motoren mit Leistungen bis zu 30 MW und gelten insbesondere im Hinblick auf die Gesamtbetriebskosten als effektivste Antriebslösung für Hochleistungsmühlen. Der Synchronmotor eines GMD wird von einem Direktumrichter gespeist, einem Gerät, das Wechselstrom ohne Gleichspannungs-Zwischenkreis in Wechselstrom einer niedrigeren Frequenz umwandelt [1].

GMDs haben den großen Vorteil, dass sie auf alle mechanischen Komponenten eines herkömmlichen Mühlenantriebssystems wie Zahnkranz, Ritzel, Getriebe, Kupplung, Motorwelle und Lager verzichten und sich daher durch einen besseren Wirkungsgrad, eine höhere Zuverlässigkeit, Prozessverfügbarkeit und längere Lebensdauer auszeichnen →1.

—
02 Wirk- und Blindleistungsaufnahme beim Anfahren eines SAG-Motors bei 1.200 s.

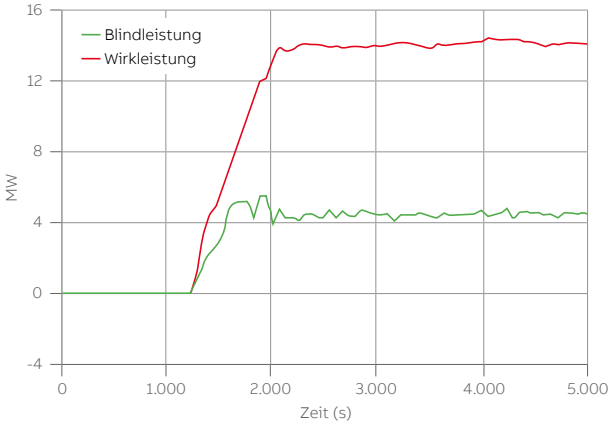
—
03 Abfall der Nennspannung um etwa 1,4 % in verschiedenen Sammelschienen nach dem Anfahren eines neuen Motors bei 1.200 s.

Erweiterung von Bergwerken
Die Erschließung und Eröffnung eines neuen Bergwerks ist ein komplexes Unterfangen. So müssen Umweltverträglichkeitsprüfungen und bautechnische Gutachten durchgeführt und eine unglaubliche Zahl von Berechtigungen, Lizenzen, Vereinbarungen und Genehmigungen (Bau, Sprengstoffe usw.) eingeholt werden. Dies führt dazu, dass sich Bergwerksbetreiber häufig dazu entschließen, die Produktivität vorhandener Bergwerke zu erhöhen, anstatt neue zu erschließen. Ein typisches Bergwerk verfügt über eine oder zwei SAG-Mühlen und zwei bis vier Kugelmühlen. Bei einer Erweiterung kommt für gewöhnlich jeweils eine Mühle jedes Typs hinzu.

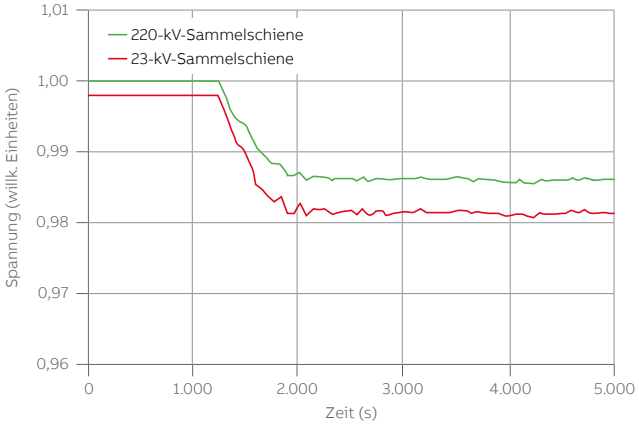
—
Die FACTS-Produkte von ABB erhöhen die Übertragungsleistung und Stabilitätsmarge des Netzes und verbessern so sein dynamisches Verhalten.

Schwächen elektrischer Systeme in Bergwerken
Wenn es darum geht, weitere Mühlen zur vorhandenen Infrastruktur eines Bergwerks hinzuzufügen, ist die Robustheit des elektrischen Netzes, d. h. seine Fähigkeit, ungeachtet von der Last und Netzstörungen eine gleichbleibende Spannung und Frequenz zu liefern, ein entscheidender Aspekt. Während einige Netze von Synchrongeneratoren profitieren, die nicht nur den Leistungsbedarf decken, sondern auch für Spannungs- und Frequenzstabilität sorgen, ist dies bei anderen Netzen nicht der Fall. In solchen Netzen kann es bei der leichtesten Störung – etwa dem Anfahren eines Motors oder einer kleinen Lastveränderung – zu Spannungs- und Frequenzabweichungen kommen. Stromnetze in Bergwerken gehören für gewöhnlich zu den schwächeren Netzen, d. h. sie besitzen eine geringe Kurzschlussleistung und sind überwiegend ohmsch mit einem niedrigen Verhältnis von Blindwiderstand zu Wirkwiderstand.

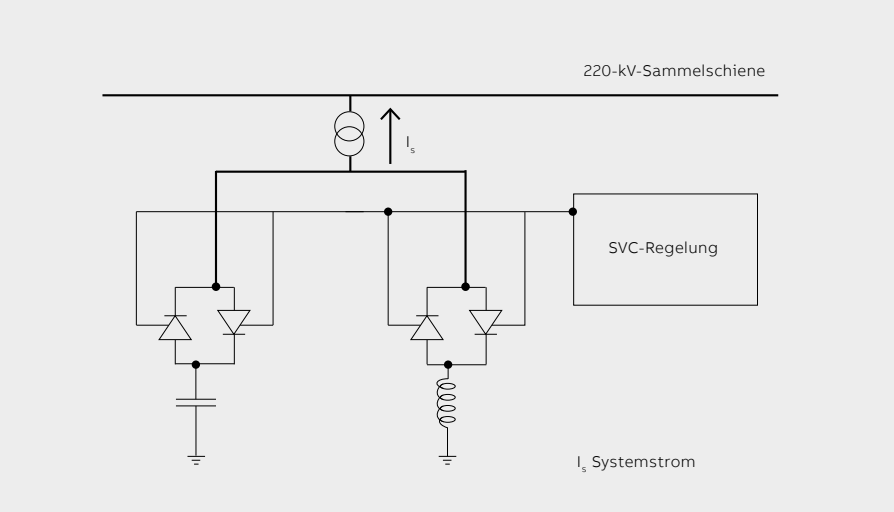
Hinzu kommt, dass Bergwerke häufig in entlegenen Regionen am Ende von langen Über-tragungsleitungen liegen, was die Stromversorgung noch schwächer, anfälliger und unvorhersehbarer macht. In schwachen Netzen wie diesen kann die Wirk- und Blindleistungsaufnahme von GMDs, Generatoren, Leitungen und Transformatoren zu Spannungsabfällen und einer mangelhaften Versorgungsqualität führen →2–3. In solchen Fällen spielt die Spannungsstabilität eine entscheidende Rolle für die Verbesserung der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit [2].



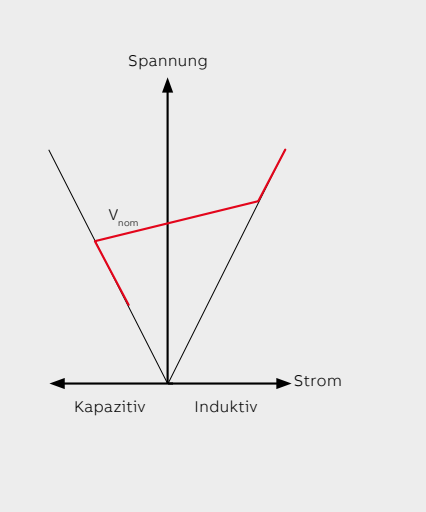
02



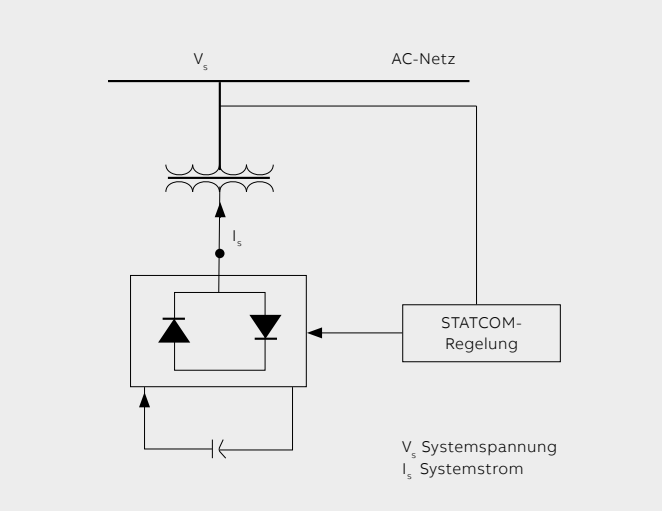
03



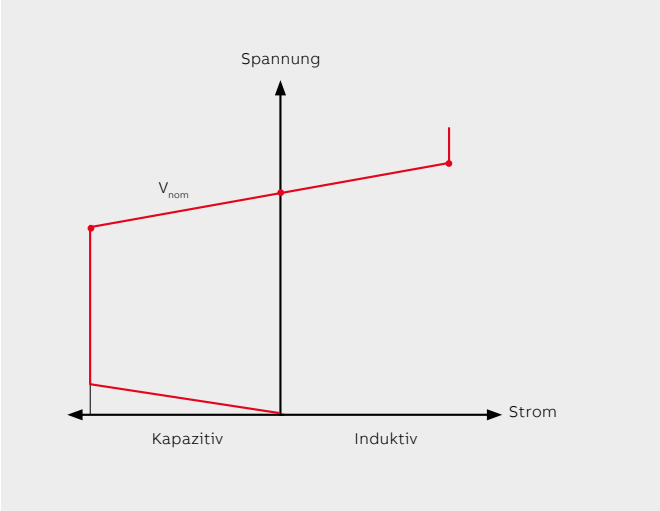
04



05



06



07

—
04 Prinzipschaltbild eines SVC.

—
05 Die U-I-Kennlinie des SVC zeigt, dass eine Regelung mit einer Steigung um die Nennspannung (Vnom) im normalen Betriebsbereich erreicht werden kann, der durch den maximalen induktiven und kapazitiven SVC-Strom definiert wird. Diese maximalen Ströme sind abhängig von der Systemspannung.

—
06 STATCOM.

—
07 Die U-I-Kennlinie des STATCOM zeigt, dass der STATCOM in der Lage ist, unabhängig von der Systemspannung kapazitiven und induktiven Strom bereitzustellen.

FACTS-Anlagen

In einem Drehstromnetz wird das Übertragungsvermögen durch transiente Stabilitätsprobleme, thermische Grenzen und maximale Spannungen und Kurzschlussströme begrenzt. Die FACTS-Lösungen (Flexible Alternating Current Transmission Systems) von ABB

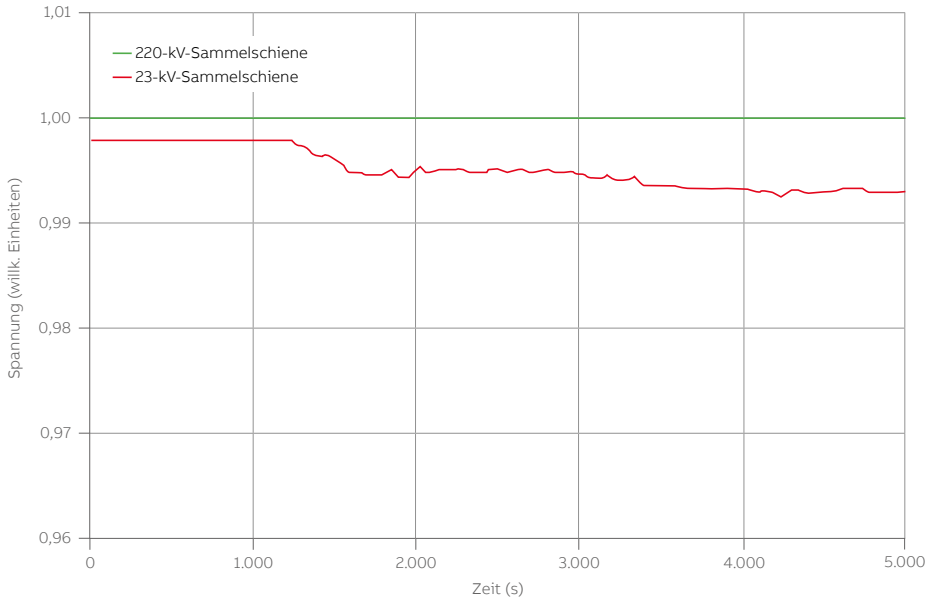
—

SVCs und STATCOMs sind die im Bergbau am häufigsten verwendeten parallelen FACTS-Anlagen.

umfassen verschiedene Produkte auf der Basis von leistungselektronischen Reglern, die die Übertragungsleistung und Stabilitätsmarge des Netzes erhöhen und das dynamische Verhalten des Netzes verbessern [3–5]. Zu den FACTS gehören außerdem leistungselektronische Geräte zur Einspeisung von induktiver Leistung oder Blindleistung in das Netz. Die Hauptaufgaben dieser Anlagen sind Blindleistungskompensation, Spannungsregelung und Lastflussregelung.

Bei FACTS-Anlagen kann zwischen Serien- und Parallelkompensation unterschieden werden:

- Bei der Parallelkompensation fungieren der statische Blind-leistungskompensator (Static Var Compensator, SVC) und der statische Kompensator (STATCOM) als Blindleistungs-kompensatoren.
- Die wichtigsten Geräte bei der Serienkom-pensation sind der thyristorgesteuerte Serienkondensator (TCSC) und der statische synchrone Serienkompensator (SSSC), die die Übertragungsreaktanz der Stromleitung bei Nennfrequenz erhöhen oder verringern.



08

—
08 Simulation von Sammelschienen-spannungen nach dem Anfahren von neuen GMDs mit einem STATCOM an der 220-kV-Sammelschiene.

—
09 Blindleistung-seinspeisung der FACTS-Anlage.

—
Literaturhinweise
[1] A. Symonds, M. Laylabadi: „Cycloconverter Drives in Mining Applications". IEEE Industry Applications magazine Nov/Dec 2015.

[2] J. Pontt et al.: „Current issues on highpower cycloconverter-fed gearless motor drives for grinding mills". IEEE International Symposium on Industrial Electronics 2003.

[3] ABB FACTS. Verfügbar unter: http://new.abb.com/facts

[4] N. G. Hingorani, L. Gyugyi: „Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems". Wiley-IEEE Press, 1999.

[5] K. B. Bimal (2006): „Power Electronics and Motor Drives: Advances and Trends". Academic Press. S. 126.

Diese Anlagen sind weltweit in Umspannwerken, Eisenbahnnetzen, Bergbaukomplexen, HGÜ-Stationen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung), Anlagen für erneuerbare Energien usw. im Einsatz. Die Gesamtleistung der weltweit installierten Anlagen zur Parallelkompensation beläuft sich auf rund 95.000 MVA, die der Serienkompensationsanlagen auf 360.000 MVA.

Für Bergbauanwendungen werden parallele Anlagen bevorzugt, die für gewöhnlich an derselben Sammelschiene installiert werden wie GMDs. SVCs und STATCOMs sind die im Bergbau am häufigsten verwendeten parallelen FACTS-Anlagen. Ihre Aufgaben sind:

- Gewährleistung des vertraglich vereinbarten Leistungsaustauschs durch den Ausgleich von Blindleistung
- Erhaltung der Stromqualität trotz großer Bedarfsschwankungen
- Verbesserung der statischen bzw. dynamischen Stabilität

—

Ein STATCOM kann den Spannungsabfall, der durch die Installation eines neuen GMD verursacht wird, kompensieren.

SVC
Ein SVC besteht aus einer Kombination von thyristorgeschalteten Kondensatoren (TCSs) und thyristorgeschalteten Drosselspulen (TSRs) bzw. thyristorgesteuerten Drosselspulen (TCRs), die sich wie eine parallel geschaltete variable Reaktanz verhält. Eine solche Anlage kann Blindleistung erzeugen oder aufnehmen, um die Spannungshöhe am Anschlusspunkt zum Drehstromnetz zu regulieren. Eine koordinierte Regelung verändert die Blindleistung am Ausgang des SVC und somit auch die kapazitiven und induktiven Werte des Systems →4–5.

STATCOM
Ein STATCOM entspricht einer regelbaren Spannungsquelle hinter einer Reaktanz und ist eine parallele Kompensationseinrichtung, die Blindleistung im kapazitiven oder induktiven Bereich erzeugen oder aufnehmen kann, um bestimmte elektrische Systemparameter zu regulieren. →6-7.

FACTS im Bergbau
Der Spannungsabfall, der durch die Installation eines neuen GMD in einem Bergwerk verursacht wird, kann mithilfe einer parallelen FACTS-Anlage kompensiert werden. Hier bietet sich aufgrund seiner Fähigkeit, unabhängig von der Spannung kapazitiven und induktiven Strom zu liefern, ein STATCOM an. Die erforderliche Kenngröße des STATCOM kann wie folgt beschrieben werden:

$$\Delta U\ (\%) = Q / Scc * 100$$

Wobei
$\Delta U\ (\%)$ = Prozentsatz der zu korrigierenden Spannung bezogen auf die Nennspannung
Q = Blindleistung des FACTS-Systems
Scc = Kurzschlussleistung an der Sammelschiene, an der das FACTS-System installiert ist

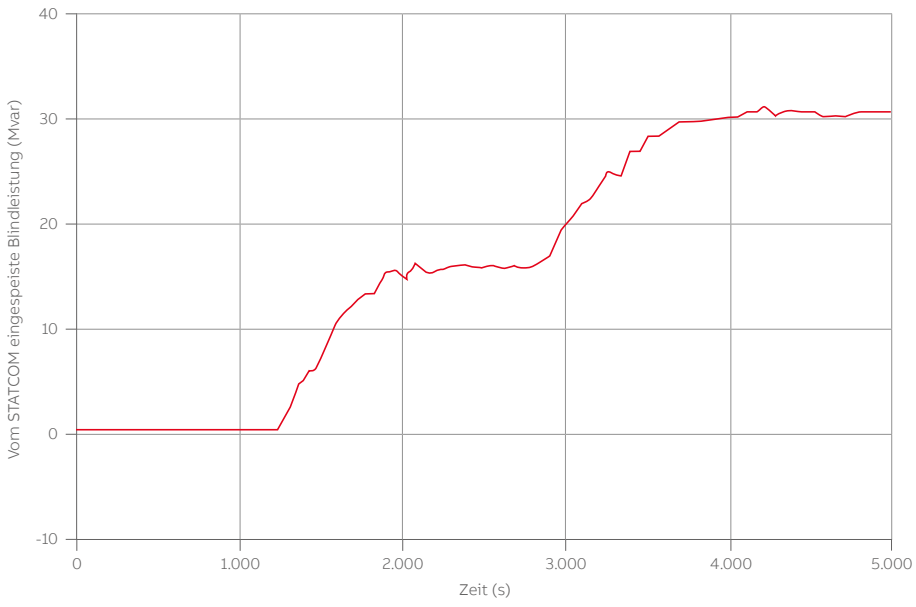
Somit ist ein STATCOM mit 40 Mvar in der Lage, 4 % der Nennspannung in einer Sammelschiene mit einer Kurzschlussleistung von 1.000 MVA zu auszugleichen. Ein STATCOM mit dieser Leistung kann die Sammelschienenspannung regeln und Spannungseinbrüche korrigieren, die z. B. durch das Anfahren von Motoren verursacht werden.

Mithilfe der FACTS-Produkte von ABB können neue GMDs und die dazugehörige Ausrüstung reibungslos in das lokale Stromnetz integriert werden, ohne es zu schwächen.

Eine Simulation von Sammelschienenspannungen nach dem Anfahren von neuen GMDs mit einem STATCOM (an der 220-kV-Sammelschiene) ist in →8 dargestellt. Bei 1.200 s startet der erste Motor, nimmt Wirk- und Blindspannung auf und verursacht einen Spannungsabfall von 1,4 %. Die STATCOM-Regelung reagiert darauf mit der Einspeisung von Blindleistung, um die 220-kV-Sammelschienenspannung zu kompensieren. Durch diese Blindleistungseinspeisung wird auch die Spannung in der 23-kV-Sammelschiene auf über 99 % der Nennspannung kompensiert. Bei 2.800 s wird ein zweiter Motor eingeschaltet, was den STATCOM dazu veranlasst, noch mehr Blindleistung einzuspeisen, um auch diesen neuen Spannungsabfall zu kompensieren.

→9 zeigt die vom STATCOM eingespeiste Blindleistung in Mvar. Die beiden Einzeleinspeisungen sind deutlich erkennbar: bei 1.200 s, als der erste GMD eingeschaltet wurde, und bei 2.800 s nach dem Einschalten des zweiten GMD. Durch diese Blindleistungseinspeisung wurde die Netzspannung stabilisiert.

Das Hinzufügen eines weiteren GMD bietet Bergbauunternehmen die Möglichkeit, die Produktion und Produktivität an einem bestehenden Standort zu erhöhen und sich den mit der Eröffnung eines neuen Bergwergkomplexes verbundenen Aufwand zu ersparen. Mithilfe der FACTS-Produkte von ABB können neue GMDs und die dazugehörige Ausrüstung reibungslos in das lokale Stromnetz integriert werden, ohne es zu schwächen. Tatsächlich werden schwache Netze durch die Installation von z. B. SVC- oder STATCOM-Anlagen gestärkt. ●



09

ALGORITHMEN TREFFEN WERKSTOFFE

Thermoplastische Isolierung in Leistungstransformatoren

ABB hat radiale Distanzstücke aus thermoplastischem Kunststoff für ölgefüllte Transformatoren entwickelt und erfolgreich getestet. Mithilfe des Spritzgussverfahrens und eines neuen flexiblen Gießwerkzeugs wurde eine schnelle und kostengünstige Produktionsmethode entwickelt, um Kunden eine robuste und zuverlässige Alternative zu Pressspan zu bieten.

Adam Michalik
Renata Porębska
Corporate Research Center
Krakau, Polen

adam.michalik@pl.abb.com
renata.porebska@pl.abb.com

Su Zhao
Orlando Girlanda
Harald Martini
Corporate Research Center
Västerås, Schweden

su.zhao@se.abb.com
orlando.girlanda@se.abb.com
harald.martini@se.abb.com

Claire Pitois
ABB Product Group
Västerås, Schweden

claire.pitois@se.abb.com

Als einer der weltweit führenden Transformatorenhersteller bietet ABB eine umfassende Palette von Transformatoren, Komponenten und Services, ermittelt individuelle Bedürfnisse und liefert optimale Lösungen.

Ziel des gemeinsamen Projekts war es, einen neuen Werkstoff zum Bau von Distanzstücken für Transformatoren zu finden.

Als Reaktion auf sich verändernde Marktbedingungen erweitert ABB ihre Produktfamilie von Transformatoren und investiert in Neuerungen, Produkt- und Prozessverbesserungen →1. Zurzeit ist das Unternehmen dabei, die Eignung neuer Werkstoffe für Transformatorkomponenten zu untersuchen und Produktionsprozesse neu zu definieren, um bestmögliche Produkte zu entwickeln →2.

—
01 In ABB-Leistungstransformatoren stecken das Wissen und die Erfahrung von über 100 Jahren.

Radiale Distanzstücke – klein, aber bedeutend
Radiale Distanzstücke gehören zu den wichtigsten Isolationskomponenten typischer ölgefüllter Transformatoren mit Scheibenwicklungen. Diese relativ kleinen Elemente sitzen mitten in den Transformatorwicklungen und sichern den richtigen Abstand zwischen den einzelnen Wicklungsscheiben →2. Die Distanzstücke müssen eine konstante mechanische Belastung aushalten, die aus der Presskraft resultiert, und – im Falle

—
Die Distanzstücke besitzen eine hervorragende Maßbeständigkeit und Zuverlässigkeit, was eine langfristige mechanische Leistungsfähigkeit der Wicklung garantiert.

eines Kurzschlusses – einer zusätzlichen hohen Belastung durch elektrodynamische Kräfte standhalten können. Darüber hinaus müssen sie Betriebstemperaturen von 98 °C bis 110 °C und kurzzeitigen schnellen Temperaturanstiegen aufgrund möglicher Überlastungen widerstehen. Und zu guter Letzt müssen sie beständig gegen Wechselwirkungen mit dem Transformatorenöl sein.

Bisher war Pressspan das Produkt der Wahl für Distanzstücke und andere Isolationskomponenten. Pressspan wurde Mitte des 20. Jahrhunderts entwickelt, ist leicht und eignet sich sehr gut für die besonderen mechanischen und elektrischen Anforderungen von Transformatoren. Aus diesem Grund hielt man die Erforschung und Entwicklung anderer geeigneter Werkstoffe für lange Zeit weder für wirtschaftlich noch für technisch machbar [3]. Heute wird Pressspan in den meisten Transformatortypen von kleinen Verteiltransformatoren bis hin zu großen Leistungstransformatoren eingesetzt. Die einzige Ausnahme bilden Spezialtransformatoren, die extrem hohe Betriebstemperaturen erfordern [4, 5] oder Lösungen mit besonders hohen Sicherheitsanforderungen wie Traktionstransformatoren. In diesen Fällen kommen aufgrund ihrer hohen Festigkeit und nichtleitenden Eigenschaft künstliche Hochleistungswerkstoffe auf Aramidbasis zum Einsatz.

01

02

Kunststoff-Alternativen

Nach dem jahrzehntelangen Einsatz von Pressspan als Grundwerkstoff für Transformatorisolierungen ist ABB überzeugt, dass der Fertigungsmarkt bereit für weitere innovative Werkstoffe ist, um dem Kunden eine größere Auswahl zu bieten. Die Verfügbarkeit und rasche Entwicklung von Kunststoffen mit einzigartigen Eigenschaften ebnet den Weg für Anwendungen, die bisher nicht möglich waren. Moderne Kunststoffe zeichnen sich durch verbesserte mechanische und thermische Eigenschaften wie eine hohe thermische Alterungsbeständigkeit (RTI-Wert), eine hohe Wärmeformbeständigkeit und eine hohe Druckfestigkeit aus. Dies macht Kunststoff zu einem potenziellen Kandidaten sowohl für tragende als auch für isolierende Elemente in Transformatoren. Zudem ermöglichen bahnbrechende Neuerungen auf dem Gebiet der Fertigungsverfahren eine einfache und energieeffiziente Produktion, was die Attraktivität von Kunststoff zusätzlich erhöht.

Kunststoffe zeichnen sich allgemein durch eine geringe Wasseraufnahme aus der Umgebungsfeuchtigkeit aus (bei einigen thermoplastischen Sorten liegt die Wasseraufnahme sogar bei unter einem Gewichtsprozent). Dies ist besonders vorteilhaft, da sich Wassermoleküle im Isolierstoff negativ auf die elektrischen Eigenschaften auswirken, was wiederum die Montage der Distanzstücke und Wicklungen beeinträchtigen kann. Aus diesem Grund werden Distanzstücke und andere Isolationskomponenten aus Pressspan getrocknet – einmal nach der Wicklungsmontage und ein zweites Mal vor dem Imprägnieren mit Öl [6]. Der Entzug des aufgenommenen Wassers aus den Isolierelementen kann zu Maßänderungen durch Schrumpfen führen. Daher wird ein spezielles Pressverfahren angewandt, um die korrekten Abmessungen der montierten Wicklungen nach dem Trocknen sicherzustellen. Sowohl das Trocknen als auch das Pressen erfordert Zeit, Aufwand und eine beträchtliche Menge Energie [6]. Beim Einsatz neuer Werkstoffe wie Kunststoff kann auf diese Schritte ganz oder teilweise verzichtet werden, wodurch Energie eingespart und die Produktion effizienter gestaltet werden kann.

—

Beim Einsatz neuer Werkstoffe wie Kunststoff kann auf das Trocknen und Pressen ganz oder teilweise verzichtet werden.

— 02 Typische Leistungstransformatorproduktion (ABB Monselice, Italien).

— 03 Schematische Darstellung von Transformatoren mit den inneren Wicklungen und Isolierungen.

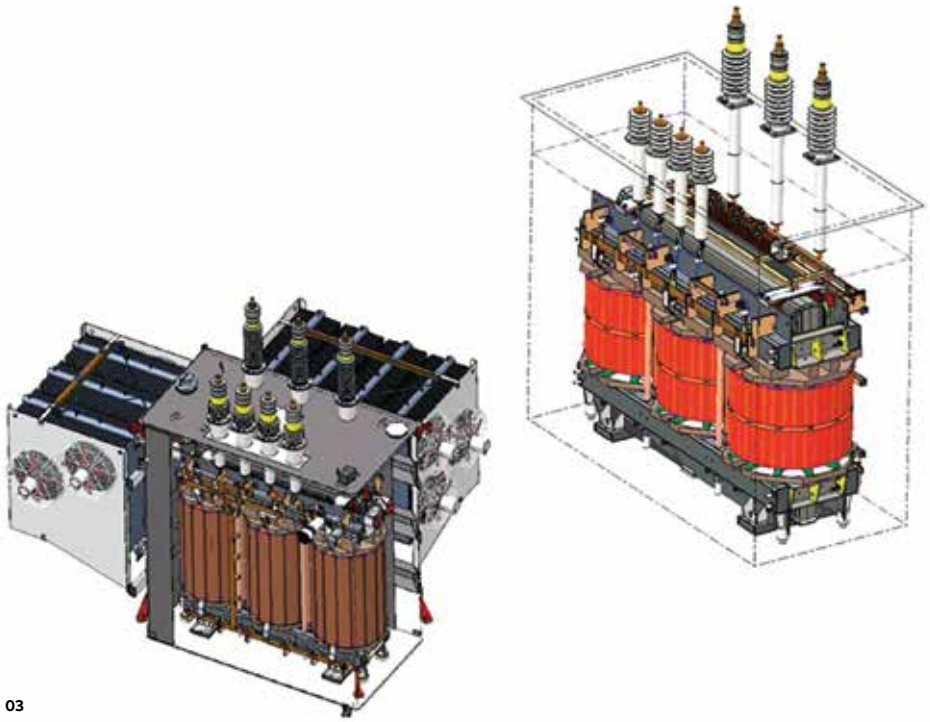
Mit über 100 Jahren Erfahrung in der Entwicklung und Fertigung von Transformatoren an mehreren Standorten ist sich ABB bewusst, dass Transformatorenkunden aus der Energie-, Eisenbahn- und anderen Branchen auf dem wettbewerbsintensiven Markt von heute auf das Know-how und das Fachwissen von ABB vertrauen, wenn es um das Thema Isolierung geht. Kunststoffe mit herausragenden thermischen Eigenschaften und einer vernachlässigbaren Wasseraufnahme wären ein idealer Werkstoff für radiale Distanzstücke, wobei ein schlankerer Produktionsprozess möglich wäre und der erste Trocknungsschritt und eventuell das Pressen ganz oder teilweise entfallen könnte. Aus der daraus resultierenden Effizienzsteigerung und Kostensenkung könnten sich echte Einsparungen für Kunden ergeben, die nach alternativen Distanzstücken suchen.

— Das Verhalten von Transformatoren mit Distanzstücken aus Thermoplast wurde erfolgreich unter schwierigsten Betriebsbedingungen verifiziert.

Thermoplaste

Im Jahr 2011 initiierten mehrere ABB-Forschungszentren ein gemeinsames Projekt mit dem Ziel, einen Werkstoff für den Bau von Distanzstücken zu finden, der neue funktionale Möglichkeiten bietet und somit für Kunden eine interessante Alternative zum Einsatz von Pressspan in Leistungstransformatoren darstellt. Außerdem suchten die Teams nach einer schnelleren, zuverlässigeren und kostengünstigeren Produktionsmethode, die eine hohe Präzision der produzierten Elemente sicherstellt.

Aufgrund ihrer molekularen Struktur, die ein wiederholtes Schmelzen und Umformen erlaubt, bieten sich thermoplastische Kunststoffe als idealer Isolierstoff für Leistungstransformatoren an. Thermoplaste werden zunehmend für verschiedene elektrische Niederspannungsprodukte und neuerdings auch im Mittel- und Hochspannungsbereich eingesetzt, wo sie bei Gehäusen von Eingießpolteilen das herkömmliche Epoxidharz ersetzen, um mechanischen Halt und elektrische Isolierung zu bieten.



03

Angesichts der Vielzahl verschiedener Sorten wurden überraschend wenige Thermoplaste auf ihre Einsetzbarkeit in Leistungstransformatoren untersucht. Die durchgeführten Tests bestätigten jedoch die hervorragenden Eigenschaften der Kunststoffe wie etwa

— Transformatoren, die auftrags- und anforderungsspezifisch konstruiert und optimiert werden, benötigen einen flexiblen Fertigungsprozess.

ein stabiles mechanisches Verhalten unter Lastbedingungen und selbst bei Überlast, chemische Verträglichkeit bzw. Beständigkeit gegen Degradation durch Wechselwirkung mit Öl, geringe Feuchtigkeitsaufnahme und eine erwartungsgemäß hohe elektrische Festigkeit. Anschließend wurden einige Distanzstücke aus Thermoplast hergestellt, in Wicklungsstapeln installiert und getestet →4, 5a. Dabei zeigten sie eine hervorragende Maßbeständigkeit und Zuverlässigkeit, was eine langfristige mechanische Leistungsfähigkeit der Wicklung garantiert →5b.

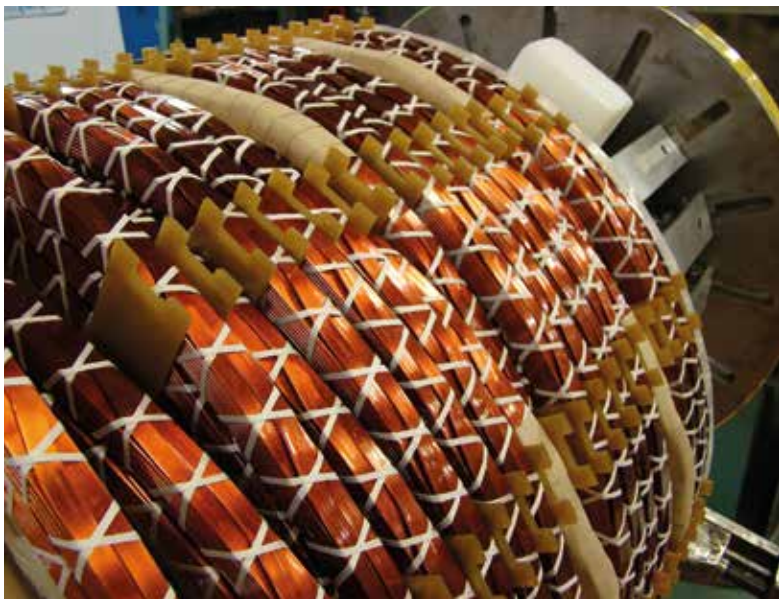
Das Temperaturverhalten wurde ebenfalls erfolgreich getestet. Aufgrund der hohen Temperaturbeständigkeit ist die Gefahr eines thermischen Versagens im Hinblick auf den Wicklungsheißpunkt deutlich geringer. Somit trägt der Einsatz von Distanzstücken aus Thermoplast zur Robustheit und Widerstandfähigkeit von Transformatoren bei.

Effizienter Prozess

Gesucht wurde eine Produktionsmethode, die schnell genug ist, um die erforderliche Zahl von Distanzstücken (mehrere Tausend pro Transformator) zu liefern, und flexibel genug, um – je nach Transformator und Kundenanforderungen – veränderliche Größen und kurze Reaktionszeiten zu ermöglichen. Außerdem sollte der Fertigungsprozess eine ausgezeichnete Präzision, Homogenität und Reproduzierbarkeit gewährleisten.

Man entschied sich für das Spritzgussverfahren, das üblicherweise zur Verarbeitung von Thermoplasten verwendet wird. Die Vielzahl der zu produzierenden Größen stellte jedoch eine technische Herausforderung dar. Das Spritzgussverfahren kommt vornehmlich bei der Massenproduktion von Objekten mit einer festen Geometrie zum Einsatz. Dabei wird flüssiger Kunststoff in den Hohlraum (Kavität) eines Gießwerkzeugs mit bestimmten Abmessungen eingespritzt, d. h. es kann nur eine bestimmte Objektgröße mit einem Gießwerkzeug hergestellt werden. Für Transformatoren, die auftrags- und anforderungsspezifisch konstruiert und optimiert werden, ist jedoch ein flexibler Fertigungsprozess hinsichtlich der Größe der Wicklungen und Distanzstücke erforderlich. Um dies zu gewährleisten, entwickelte ABB ein spezielles Gießwerkzeug →6.

04a



04b

—
04 Durch die Erweiterung der Palette von Isolationsprodukten sorgt ABB dafür, dass Kunden die passenden Distanzstücke zur Verfügung stehen.

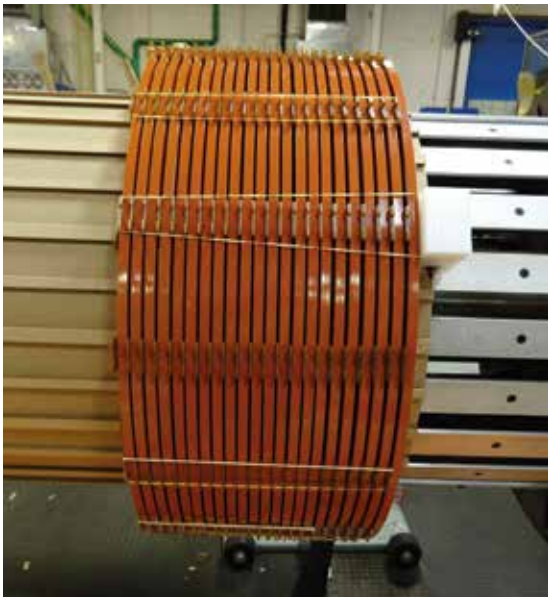
04a Distanzstücke aus Thermoplast.

04b Die Kunststoff-Distanzstücke bieten zusätzlichen Halt und elektrische Isolierung für den Wicklungsstapel.

—
05 Die installierten Distanzstücke sorgen für Stabilität.

05a Montage der Wicklungsstapel mithilfe von Distanzstücken aus Thermoplast.

05b Einsatzbereite Transformatorwicklung.



05a

05b

Das modulare Werkzeug verfügt über verstellbare Wände und ermöglicht eine stufenlose Veränderung der Länge des Distanzstücks, sodass alle erforderlichen Größen für Leistungstransformatoren abgedeckt werden. Darüber hinaus besitzt das Werkzeug mehrere Kavitäten, was die gleichzeitige Fertigung mehrerer Distanzstücke pro Einspritzzyklus in weniger als einer Minute erlaubt.

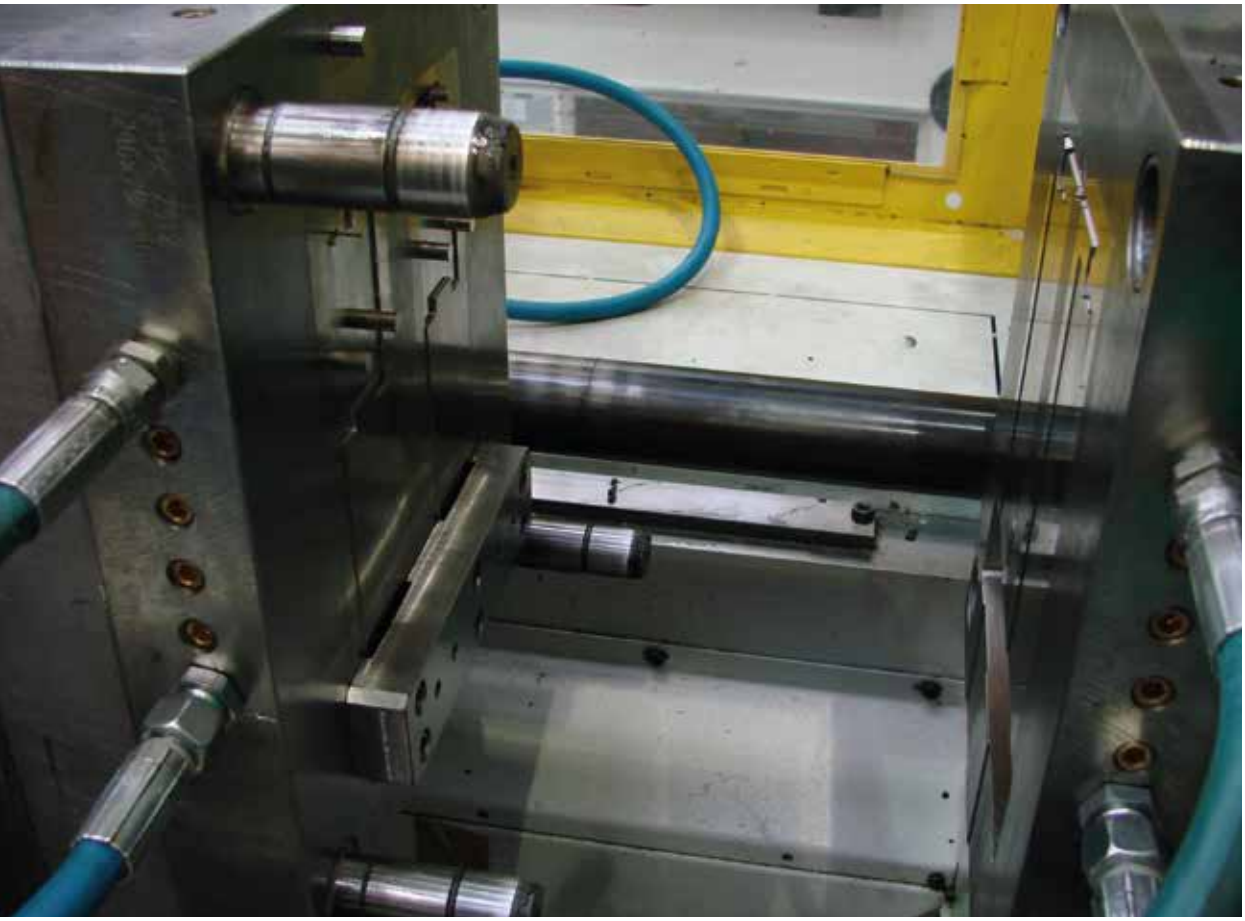
—

ABB entwickelte ein spezielles Gießwerkzeug, das eine stufenlose Veränderung der Länge des Distanzstücks ermöglicht.

Simulationsexperten von ABB unterstützten die Entwicklung mit ihrem Wissen und ihrer Erfahrung auf dem Gebiet der multiphysikalischen Simulation, wodurch die üblichen Iterationen nach dem „Trial-and-Error“-Verfahren eliminiert werden konnten und der Designprozess beschleunigt wurde.

Nach Optimierung der Prozessparameter konnten die Dickentoleranzen der Distanzstücke erfolgreich auf ± 0,015 mm reduziert werden, was eine präzise Fertigung, Reproduzierbarkeit und Homogenität des Prototyps sicherstellte.

Tests in Leistungstransformatoren
Umfangreiche Untersuchungen an Transformatoren, die mit Distanzstücken aus Thermoplast ausgestattet wurden, lieferten beispielhafte Ergebnisse. Bisher haben Transformatoren mit Distanzstücken aus Thermoplast sämtliche Stück- und Typprüfungen, einschließlich Erwärmungsprüfungen mit Überlast und dielektrischer Prüfungen, erfolgreich absolviert. Das Verhalten von Transformatoren mit Distanzstücken aus Thermoplast wurde erfolgreich unter schwierigsten Betriebsbedingungen, z. B. bei Netzkurzschlüssen, verifiziert. Vollständige Kurzschlussprüfungen wurden ebenso wiederholt erfolgreich durchgeführt wie Sichtprüfungen der Aktivteile und der einzelnen Wicklungen.



06

—
06 Am Spritzgießwerkzeug lässt sich die Länge der Distanzstücke entsprechend den Kundenvorgaben einstellen.

—
Literaturhinweise
[1] IEEE C57.12.00-2015: IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers.
[2] IEC 60076 (2011): Power Transformers – Part 1-7.
[3] IEC 6064 (2004): Pressboard and press paper for electrical purposes – Part 1-3.
[4] IEC 60076-14:2013: Power Transformers - Part 14: Liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials.
[5] IEEE C57.154-2012: IEEE Standard for the Design, Testing, and Application of Liquid-Immersed Distribution Power, and Regulating Transformers Using High-Temperature Insulation Systems and Operating at Elevated Temperatures.
[6] M. J. Heathcote: „The J&P Transformer Book: A Practical Technology of the Power Transformer“. 12th edition. Newnes, Oxford, 1998.

Blick in die Zukunft

Durch die Erweiterung der Palette von Isolationsprodukten für Leistungstransformatoren um neue Distanzstücke aus Thermoplast sorgt ABB dafür, dass Kunden die passenden Distanzstücke für die anspruchsvollen Anforderungen des heutigen Transformatorenmarkts zur Verfügung stehen. Das Produkt wird besonders für Kunden auf dem US-amerikanischen Markt von Interesse sein, wo ABB zellulosefreie Isolierstoffe anbietet. Kombiniert man diese Isolierstoffe mit Distanzstücken aus Thermoplast, kann auf den Trocknungsschritt bei der Montage verzichtet werden.

—

Durch die Erweiterung der Palette von Isolationsprodukten sorgt ABB dafür, dass Kunden die passenden Distanzstücke zur Verfügung stehen.

Die Forschungsteams von ABB nutzten die Verfügbarkeit neuer Werkstoffe zur Entwicklung eines zuverlässigen und kostengünstigen Produkts zur Stabilisierung und elektrischen Isolierung von Transformatorwicklungen. Der Produktionsprozess wurde perfektioniert und vereinfacht, und neue, variable Werkzeuge helfen dabei, den Fertigungsprozess weiter zu rationalisieren. Durch die Beseitigung einiger Produktionsschritte bei gleichzeitiger Erhaltung der Produktqualität und Verbesserung der Zuverlässigkeit kann dem Kunden ein besseres Produkt angeboten werden.

Die Bedeutung, die der Einsatz von Thermoplast für das neue Produkt hat, geht über die Anwendung in Distanzstücken hinaus. Die erfolgreiche Verwendung des Werkstoffs ebnet den Weg für einen breiteren Einsatz moderner Werkstoffe für zukünftige Isolationskomponenten. ●

ALGORITHMEN TREFFEN WERKSTOFFE

Süßer Erfolg – Verteilungs-automatisierung für eine Zuckerfabrik

Mit zukunftsorientierten Konzepten und Visualisierungsmöglichkeiten hilft das Verteilungs-Automatisierungssystem von ABB dabei, die Produktivität und Sicherheit in der Zuckerfabrik von Sucrivoire an der Elfenbeinküste zu verbessern.

Benjamin Kabeya
ABB Technology SA
Yamoussoukro,
Elfenbeinküste

benjamin.kabeya@
ci.abb.com

Seit 1970 ist die jährliche Zuckerproduktion an der Elfenbeinküste von praktisch null auf rund 200.000 t gestiegen. Ein bedeutender Akteur auf dem rasch expandierenden Zuckermarkt ist Sucrivoire, ein kürzlich privatisiertes, ehemals staatliches Unternehmen, das mittlerweile zum ivorischen Agrarkonzern SIFCA gehört. Sucrivoire produziert und vertreibt Rohrzucker, der in Sirupen, Backwaren und Arzneimitteln Verwendung findet. Die Fabrik von Sucrivoire produziert 110.000 t Zucker im Jahr aus Zuckerrohr, das auf einer Fläche von 11.000 ha angebaut wird. Bis zum Jahr 2020 ist eine Steigerung der Produktion auf 118.000 t vorgesehen.

01

Mit nur einer großen Produktionsstätte, einer großen jährlichen Produktionsmenge und ehrgeizigen Plänen zur Steigerung der Produktion spielt die Verfügbarkeit der Anlagen – insbesondere während der saisonalen Spitzenzeiten – für Sucrivoire eine entscheidende Rolle.

—

Sucrivoire hat sich entschieden, die neueste Verteilungs-Automatisierungstechnik von ABB einzusetzen.

Ein Hauptgrund für Ausfallzeiten sind Unterbrechungen in der Stromversorgung der Fabrik. Um dieser Gefahr entgegenzuwirken, hat sich Sucrivoire entschieden, die neueste Verteilungs-Automatisierungstechnik von ABB einzusetzen.

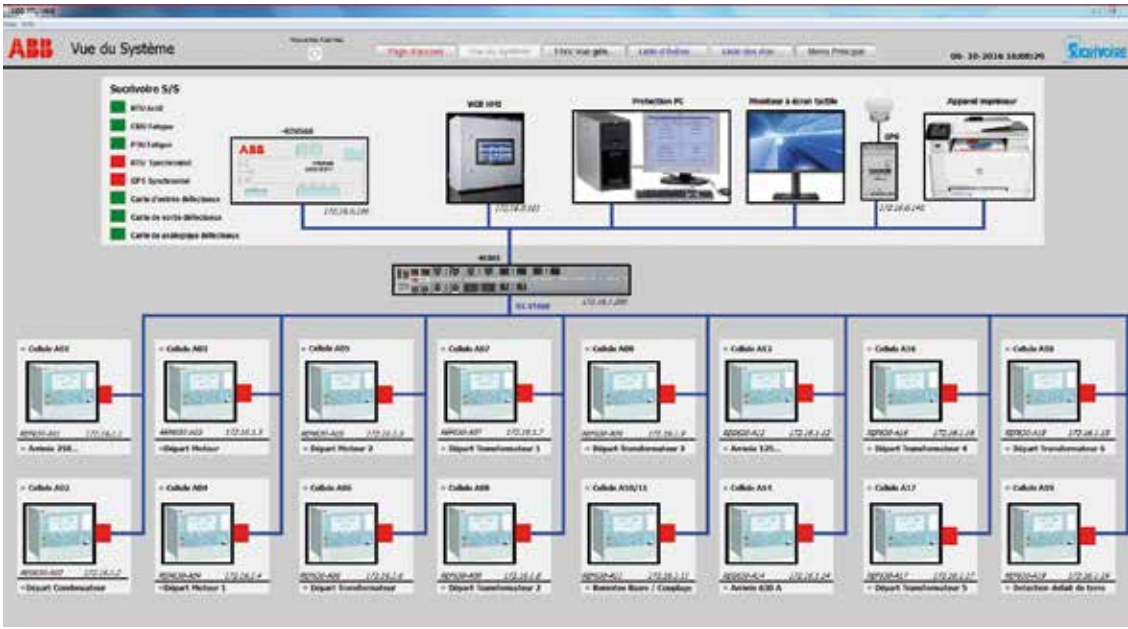
Das neue Verteilungs-Automatisierungssystem von ABB kombiniert digitale Technik mit herkömmlichen Geräten und Plug-in-Anwendungen, die dem Bedienpersonal einen schnellen visuellen Überblick über die Stromversorgungsinfrastruktur ermöglichen. Außerdem liefert das System Alarmlisten und Trenddarstellungen zum Anlagenbetrieb. Mithilfe dieser Informationen ist das Personal in der Lage, Unterbrechungen der Stromversorgung zu reduzieren bzw. im Falle von Ausfällen die Versorgung schnell wiederherzustellen und somit unnötige Stillstandzeiten zu minimieren →2–3. Darüber hinaus ermöglicht die Flexibilität der neuen Verteilungs-Automatisierungstechnik eine schnelle und genaue Messung wichtiger Produktionsparameter, was wiederum eine höhere Produktivität und eine bessere Anlagensicherheit unterstützt.

02

—
01 Das neue Verteilungs-Automatisierungssystem von ABB kombiniert digitale Technik mit herkömmlichen Geräten und Plug-in-Anwendungen, die einen schnellen Überblick über die Stromversorgungsinfrastruktur liefern.

—
02 Eine umfassende Visualisierung der elektrischen Versorgungssituation der Anlage unterstützt die Optimierung des Betriebs.

—
03 Systemübersicht.



03

RTU540
Ein Schlüsselelement des elektrischen Verteilungssystems ist die Fernwirkeinheit (Remote Terminal Unit, RTU) RTU540. Die RTU540 schlägt eine Brücke zwischen alter und neuer Technik und kombiniert vorhandene Geräte und neue Standardprotokolle in einem System. Eine RTU540 beinhaltet erweiterte Funktionen wie eine speicherprogrammierbare Steuerung und eine Mensch-Maschine-Schnittstelle (HMI), die mit einer Reihe von Displays verbunden sind. Auf den Displays wird der Status der Leistungs- und Trennschalter in der Fabrik zusammen mit Messwerten, Alarmlisten und Trenddarstellungen angezeigt. Das hochwertige, kompakte Metallgehäuse der RTU540 kann bei Bedarf mit Eingabe/Ausgabe-Modulen ausgerüstet werden, um Platz im Schaltschrank zu sparen. Die integrierte Intelligenz ermöglicht eine schnelle selektive Vorabinterpretation der Daten, sodass dem Bedienpersonal auf effiziente Weise die wichtigsten Informationen bereitgestellt werden, die es benötigt. Daten von geringerer Wichtigkeit werden weniger hervorgehoben, um Verwirrungen zu vermeiden.

—

Auf den Displays wird der Status der Leistungs- und Trennschalter zusammen mit Messwerten, Alarmlisten und Trenddarstellungen angezeigt.

Die RTU540 lässt sich einfach konfigurieren, sodass Veränderungen in der Topologie der Zuckerfabrik problemlos berücksichtigt werden können und der Überblick über die wichtigen Stromversorgungsdaten erhalten bleibt.

UniGear ZS1
Als weitere Verbesserung der elektrischen Versorgungsinfrastruktur der Zuckerfabrik wurde die luftisolierte Mittelspannungs-(MS-) Schaltanlage durch eine Schaltanlage vom Typ ABB UniGear ZS1 ersetzt. UniGear Digital ist ein neues Konzept auf der Basis einer optimierten Integration von Strom- und Spannungssensoren,

UniGear Digital basiert auf einer optimierten Integration von Strom- und Spannungssensoren, kombiniert mit neuesten IEDs und IEC 61850-Kommunikation.

kombiniert mit neuesten elektronischen Schutz- und Steuergeräten (Intelligent Electronic Devices, IEDs) und IEC 61850-Kommunikation. Das Konzept kommt auch in den luftisolierten MS-Schaltanlagen vom Typ UniGear ZS1 zum Einsatz. UniGear Digital verfolgt einen „One Size Fits All“-Ansatz, d. h. es müssen keine primären MS-Komponenten ausgetauscht werden, wenn sich die Last verändert. Dies spart Zeit und Geld bei der Projektplanung und -durchführung. Auch die Energieverluste im Betrieb fallen geringer aus, da der Messwandler entfällt. Außerdem sind alle MS-Komponenten vollständig in störlichtbogenfeste Schaltschränke gekapselt, was die Bedienersicherheit erhöht.

Relion®
Im Verteilungs-Automatisierungssystem in der Fabrik von Sucrivoire kommen kombinierte Schutz- und Steuergeräte aus der ABB Relion IED-Familie zum Einsatz →4. Die Relion-Familie umfasst die breiteste Palette an Produkten für den Schutz, die Steuerung, Messung und Überwachung von Stromversorgungssystemen für IEC- und ANSI-Anwendungen. Um eine hohe Interoperabilität und Zukunftssicherheit zu gewährleisten, wurden die Relion®-Produkte so konzipiert, dass die Kernwerte der Norm IEC 61850 umgesetzt werden.

04a

—
04 IEDs der Relion-Familie.

04a Die 540CMD01 ist ein Modul der RTU540-Produktlinie und besteht aus einer Kommunikationseinheit und einer galvanisch getrennten Weitbereich-Stromversorgung in einem Metallgehäuse für die Hutschienenmontage.

04b Die 540CID01 besitzt die gleichen Merkmale wie die 540CMD01, verfügt aber zusätzlich über eine Multi-E/A-Karte.

ABB Ability™
Die in der Fabrik von Sucrivoire eingesetzten ABB-Produkte profitieren von ABB Ability, dem übergreifenden Digitalisierungskonzept von ABB.

—

Die Relion-Familie umfasst Produkte für den Schutz, die Steuerung, Messung und Überwachung von Stromversorgungssystemen für IEC- und ANSI-Anwendungen.

ABB Ability bündelt branchenübergreifend das gesamte digitale Know-how von ABB und erstreckt sich vom einzelnen Gerät über den Netzwerkrand bis hin zur Cloud – mit Geräten, Systemen, Lösungen, Services und einer Plattform, die Dank der Konnektivität von ABB Ability-fähigen Geräten und Systemen ein erweitertes Systemwissen, erweiterte Funktionalitäten und eine Steigerung der Leistungsfähigkeit ermöglicht.

Verteilungsautomatisierung von ABB
Das Angebot von ABB für die Verteilungsautomatisierung umfasst deutlich mehr Produkte als im Lieferumfang für Sucrivoire enthalten: Von einfachen Systemen zur Verteilungsautomatisierung über die Integration von erneuerbaren Energien und Batteriespeichern bis hin zu anspruchsvollen Verteilungs-Automatisierungssystemen bietet ABB Lösungen für Neubauprojekte ebenso wie für die kostengünstige Modernisierung vorhandener

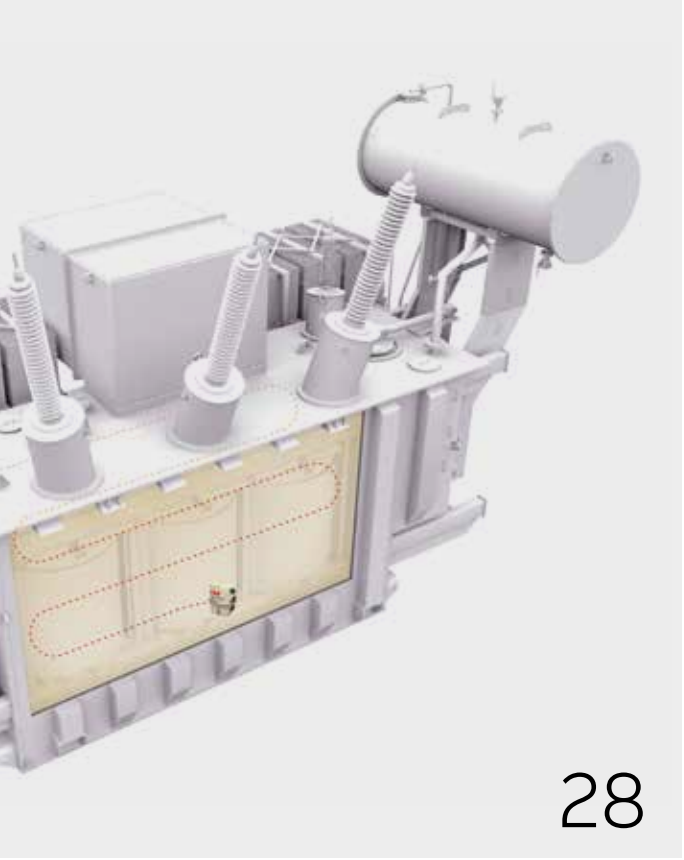
—

Das Automatisierungssystem von ABB hat die Zuverlässigkeit und Effizienz der Stromversorgung in der Fabrik erheblich verbessert.

Anlagen – wie im Fall von Sucrivoire. Das Verteilungs-Automatisierungssystem von ABB hat die Zuverlässigkeit und Effizienz der Stromversorgung in der Fabrik von Sucrivoire erheblich verbessert. Gleichzeitig bietet es dem Bedienpersonal einen vollständigen Einblick in und die Kontrolle über die Versorgungsinfrastruktur, was zur Steigerung der Produktivität und Sicherheit in der Fabrik beiträgt – ein wichtiger Schritt für das Unternehmen bei der Realisierung seiner ehrgeizigen Produktionsziele. ●

04b

Trans-formative Trends



28

Ob es darum geht, mithilfe der digitalen „Augen“ eines neuen Roboters Einblicke in das komplexe und gefährliche Innere von ölgefüllten Transformatoren zu gewähren oder Offshore-Windparks mithilfe moderner Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnik an nationale Stromnetze anzubinden – ABB arbeitet zusammen mit Energieversorgern kontinuierlich an innovativen Lösungen für eine sichere Energieerzeugung und -verteilung.

28 TXplore-Roboter revolutioniert die Inspektion von Transformatoren

36 HGÜ für Offshore-Wind – eine bewährte Technologie

36

TRANSFORMATIVE TRENDS

TXplore-Roboter revolutioniert die Inspektion von Transformatoren

Das neue robotergestützte Inspektionssystem TXplore von ABB ist auf die komplexe Umgebung im Inneren von ölgefüllten Transformatoren zugeschnitten. Ausführliche Tests bestätigen die Überlegenheit von robotergestützten gegenüber menschlichen Inspektionen hinsichtlich Kosten, Sicherheit und der Nutzung digitaler Daten.

Gregory Cole
Harshang Shah
ABB USCRC Mechatronics and Sensors
Bloomfield, CT, USA

gregory.a.cole@us.abb.com
harshang.shah@us.abb.com

Craig Stiegemeier
ABB Transformer Remanufacturing and Engineering Services
St. Louis, MO, USA

craig.stiegemeier@us.abb.com

Jamie Stapleton
ABB Transformers Business Unit
Worthing, Großbritannien

jamie.stapleton@gb.abb.com

Trotz des Einsatzes von nichtinvasiven Zustandsüberwachungsverfahren zur Erkennung möglicher Fehler und Verhinderung von Ausfällen in ölgefüllten Transformatoren [1] gibt es Routine- und Notsituationen, in denen teure interne Inspektionen erforderlich sind. Diese sind mit einem erheblichen Risiko sowohl für den Transformator als auch für den menschlichen Prüfer verbunden. Energieversorgungsunternehmen führen interne Sichtprüfungen in der Regel nach Blitzschlägen, zur Bestimmung der genauen Lage oder Schwere von Fehlern oder im Rahmen von geplanten Reparaturen durch [2]. In solchen Fällen muss das Mineralöl abgelassen und gelagert werden, damit sich ein qualifizierter Wartungsingenieur in das Innere des Kessels begeben kann. Dabei besteht stets die Gefahr, dass er sich verletzt oder den Transformator beschädigt. Bei der Inspektion ist zudem die Anwesenheit von medizinischem und anderem Fachpersonal erforderlich. Da ein Transformator für die Inspektion in der Regel drei Tage abgeschaltet werden muss, ist eine solche menschliche Inspektion mit einem hohen Personal- und Kostenaufwand verbunden.

Eine menschliche Inspektion dauert in der Regel drei Tage und ist mit einem hohen Personal- und Kostenaufwand verbunden.

—
01 Der ferngesteuerte TXplore-Roboter bewegt sich mithilfe von Propellern und einer Auftriebssteuerung. Lichtquellen und Kameras sorgen für hochwertige Bilder.

01

Mit über 200.000 realisierten Projekten gehört ABB weltweit zu den führenden Unternehmen in der Herstellung, Überwachung und Instandhaltung von Transformatoren. Mit dem Ziel, Kosten zu

—

Das Robotersystem ist in der Lage, zuverlässig und effektiv in der giftigen und empfindlichen Umgebung in einem Transformator zu agieren.

senken, die Effektivität von Inspektionsdaten zu verbessern, das Sicherheitsrisiko für Mensch und Ausrüstung zu reduzieren und Ausfallzeiten zu verkürzen, hat sich ABB intensiv mit dem Thema interne Trafoinspektion befasst.

Ende 2012 stellte ABB ein Konzept zur Entwicklung eines ferngesteuerten Robotersystems vor, das in der Lage ist, zuverlässig und effektiv in der giftigen und empfindlichen Umgebung im Inneren eines Transformators zu agieren, sodass auf den Einsatz von Menschen im Trafo verzichtet werden kann. Um sich als brauchbare Alternative für Energieversorger zu etablieren, muss das ferngesteuerte Robotersystem in der Lage sein, den Transformator zu inspizieren, sich effektiv bewegen lassen und die Unversehrtheit des Transformators und des Öls gewährleisten. Außerdem müssen hochwertige Bilder und Daten erfasst und zur Evaluierung an externe Systeme übermittelt werden. Um ein solches System zu entwickeln, wurde ein multidisziplinäres Team aus Wissenschaftlern und Ingenieuren bei ABB gebildet. Das Ergebnis ist der Tauchroboter TXplore →1.

Technische Entwicklung und Validierung
Leistungstransformatoren sind teure und wichtige Geräte, die mithilfe komplexer Verfahren entwickelt und gebaut werden, um den besonderen Beanspruchungen ihres Betriebs in Form von Überspannungen, Kurzschlussströmen, hohen Wicklungstemperaturen und Verschmutzungen standzuhalten. Die Umwälzung des Isolieröls sorgt dafür, dass Wärme von den Wicklungen abgeführt wird, und ist von entscheidender Bedeutung für die Funktion des Transformators. Jedes Objekt, das in den Transformator gelangt, muss die Unversehrtheit des Öls gewährleisten. Das gilt auch für Roboter.

—

TXplore ermöglicht die Erfassung hochwertiger Daten, ohne dass der Roboter Gefahr läuft, steckenzubleiben oder den Transformator zu beschädigen.

Aus diesem Grund hat ABB das neue TXplore-System zur Inspektion von spannungsfreien ölgefüllten Transformatoren entwickelt →1–2.

TXplore-Systemdesign
Nach der Vorbereitung des Transformators sind für eine Inspektion mit dem neuen System lediglich zwei Personen erforderlich: ein Gerätetechniker, der den Roboter einrichtet und betreut, und ein Pilot, der den Roboter steuert, Daten erfasst und mit Experten und Kunden kommuniziert →3. Der Gerätetechniker ist verantwortlich für die Installationsaufgaben und das Einsetzen des Roboters in den bzw. das Herausnehmen aus dem Transformator.

TXplore ist so konzipiert, dass er sich sicher und einfach im Transformator bewegen lässt und hochwertige Inspektionsdaten erfasst, d. h. es können Fotos und Videos aufgenommen werden, ohne dass der Roboter Gefahr läuft, steckenzubleiben oder den Transformator oder seine Komponenten zu beschädigen →4. Der Roboter kommt ohne Führungsleinen aus und ist von seiner Form und Größe her auf eine gute Beweglichkeit und eine hohe Robustheit ausgelegt. Damit ist der Tauchroboter in der Lage, alle wichtigen Bereiche im Transformator wie Durchführungen, Leitungen, Stufenschalter, Kernoberseite, Kernstütze und Isolierung zu inspizieren. Das TXplore-System verfügt außerdem über redundante Sicherheitssysteme und hat in umfangreichen Prüfungen der thermischen Sicherheit und der Umweltsicherheit bewiesen, dass es zur Inspektion von Transformatoren unter einer Vielzahl von anspruchsvollen Bedingungen eingesetzt werden kann.

02

—
02 Der TXplore kann sich frei und sicher in einem spannungsfreien ölgefüllten Transformator bewegen.

—
03 Interne Inspektion eines Transformators vor Ort mit Roboterpilot, Gerätetechniker und Roboter.

03

Da die Erhaltung der Mineralölqualität von größter Bedeutung ist, wurde die Konstruktion des Roboters so optimiert, dass dieser bei seinem Einsatz im Transformator keinerlei nachweisbare Spuren – weder chemische noch physikalische – hinterlässt. Die Außenhülle besteht auch einem Hochleistungs-Kunststoff, der die Gefahr von elektrischen Wechselwirkungen und strukturellen Schäden am Transformator minimiert und gleichzeitig einen sicheren Betrieb in anspruchsvollen Umgebungen bei hohen Temperaturen ermöglicht.

—

Für eine Inspektion mit TXplore sind nur zwei Personen – ein Roboterpilot und ein Gerätetechniker – vor Ort erforderlich.

Mit den Kameras können vor Ort hochwertige Aufnahmen gemacht und anschließend weltweit übertragen werden. Redundante Funksysteme sorgen auch bei einer Beeinträchtigung der Kommunikation für eine durchgängige Navigationsfähigkeit. Dank der einzigartigen Systemarchitektur kann das System bei fortschreitender Entwicklung und zunehmenden Kundenanforderungen im Zuge der Digitalisierung durch zukünftige Technologien ergänzt werden →5.

Mensch versus Roboter

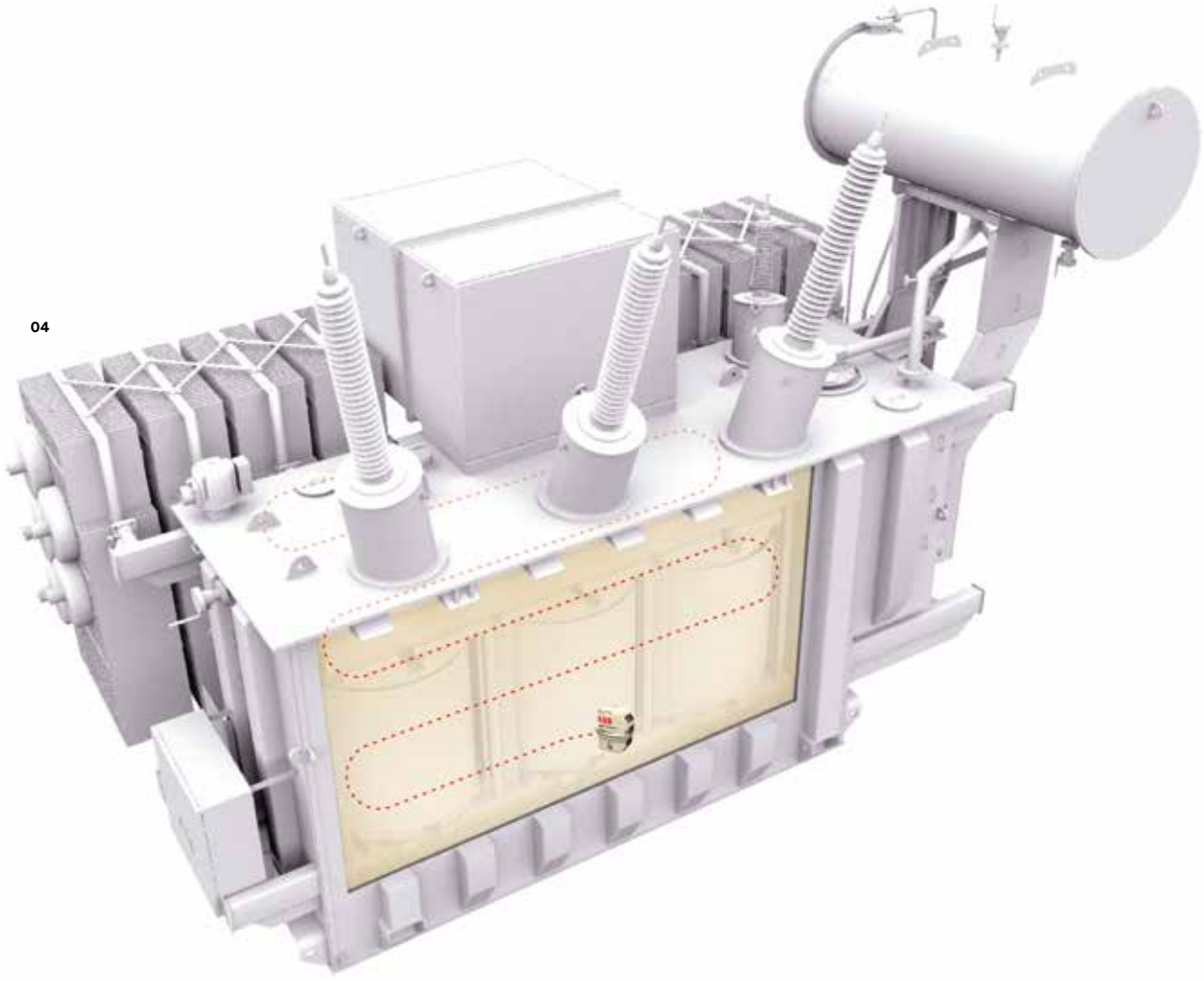
Bei der Inspektion stehen die Sicherheit der beteiligten Personen und die Unversehrtheit des Transformators im Vordergrund. Gleichzeitig sichert das Systemdesign eine optimale Navigation und Kommunikation. Dies zeigt ein Vergleich des vorgesehenen Arbeitsablaufs zur Durchführung einer robotergestützten Inspektion mit dem einer traditionellen invasiven Inspektion durch einen Menschen →6. TXplore bewegt sich im Öl, wodurch keine zusätzliche Ausrüstung wie Tankwagen und Vakuumsysteme und kein zusätzliches Personal zur Entnahme und Lagerung des Öls – wie bei der menschlichen Inspektion üblich – erforderlich ist. Und da sich statt eines Menschen der Roboter in den Transformator begibt, muss auch kein medizinisches oder Umweltschutzpersonal anwesend sein. Wie bereits erwähnt, werden für eine Inspektion mit TXplore nach der Vorbereitung des Transformators vor Ort nur zwei Personen benötigt. Alles in allem kann eine robotergestützte Inspektion mit zwei Personen in weniger als einem Tag durchgeführt werden. Dies stellt im Vergleich zu einer normalen menschlichen Inspektion, für die ein großes Team und drei oder mehr Tage erforderlich sind, eine drastische Reduzierung des Personal-, Zeit- und Kostenaufwands dar.

Validierung
Zunächst wurden das Gesamtsystem und die Teilsysteme im Labor und in Prüfeinrichtungen getestet, bevor Pilotversuche in anwendungsnahen Konfigurationen durchgeführt wurden. Geprüft wurden die Dichtheit, das Navigationsvermögen, die Temperatur- und Chemikalienbeständigkeit

Eine robotergestützte Inspektion kann mit nur zwei Personen in weniger als einem Tag durchgeführt werden.

sowie die mögliche Verunreinigung des Öls. Die Prototypen wurden über einen Zeitraum von mehr als 96 Stunden bei verschiedenen Temperaturen und bei Drücken bis zu mehr als dem Zweifachen der in der Realität zu erwartenden Werte geprüft. Das räumliche Navigationsvermögen wurde in sieben verschiedenen ölgefüllten Tanks getestet, um die notwendige Stabilität des Roboters und des Bildverarbeitungssystems für hochwertige Aufnahmen sicherzustellen.

Um die Auswirkungen des Roboters auf das Mineralöl zu prüfen, wurde jeweils ein Tank mit hochgradig verunreinigtem Öl (das einem in Betrieb befindlichen Transformator entnommen wurde) und ein Tank mit sauberem Öl vorbereitet. Für beide Ölmengen wurden verschiedene Referenzwerte gemessen. Anschließend wurde der Roboter in den Tank mit dem verunreinigten Öl gesetzt und für sechs Stunden darin belassen. Nach der Entnahme, Reinigung und erneuten Vorbereitung mithilfe der validierten Vor-Ort-Verfahren von ABB wurde der Roboter für einen längeren Zeitraum in den Tank mit dem sauberen Öl gesetzt. Dann wurden Proben aus diesem Tank entnommen und analysiert, um festzustellen, ob der Roboter Verunreinigungen im zweiten Tank hinterlassen hatte oder nicht. Dazu wurden die Ergebnisse mit den Referenzmessungen verglichen. Untersucht wurden der Verschmutzungsgrad des Öls (von sauber und neu bis hin zu praktisch schwarz und hochgradig verschmutzt) →7, die Temperatur (von -5 °C bis 27 °C) und die Auswirkungen des Roboters auf das Öl. Die Ergebnisse zeigen, dass bei Einhaltung der Verfahrensweisen die Unversehrtheit des Öls während der Inspektion gewährleistet bleibt.



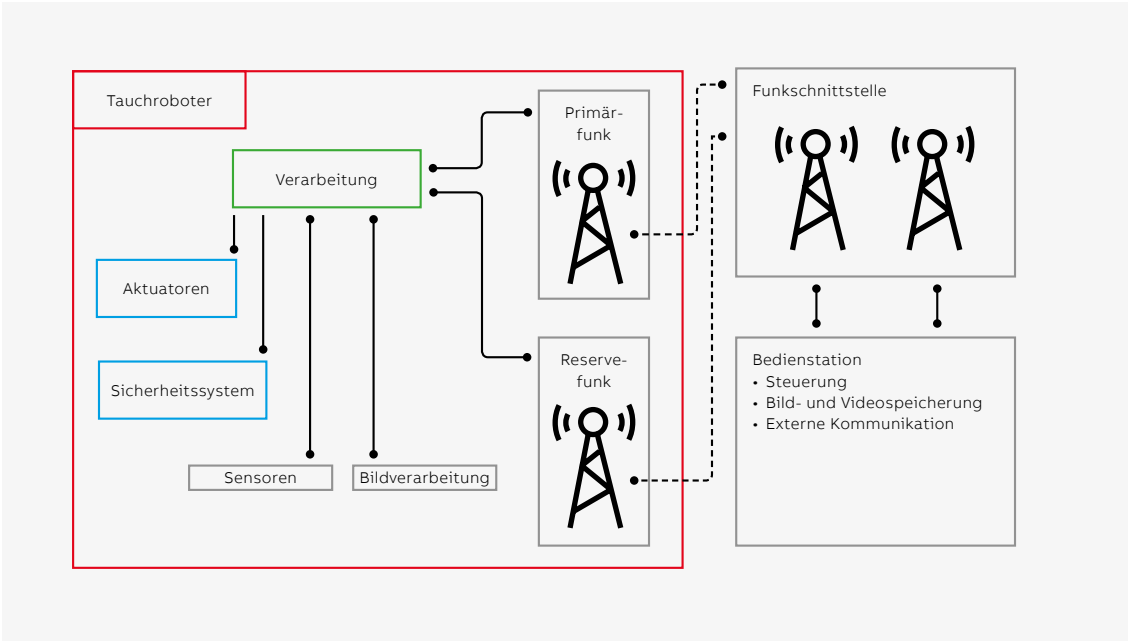
04

—
04 Schematische Darstellung der Bewegung des TXplore im ölgefüllten Transformator.

—
05 Systemarchitektur mit den elektrischen Systemen, mechanischen Steuerungssystemen und Datenerfassungssystemen.

—
06 Traditioneller Arbeitsablauf einer menschlichen Trafo-inspektion im Vergleich zum vorgesehenen roboter-gestützten Arbeitsablauf.

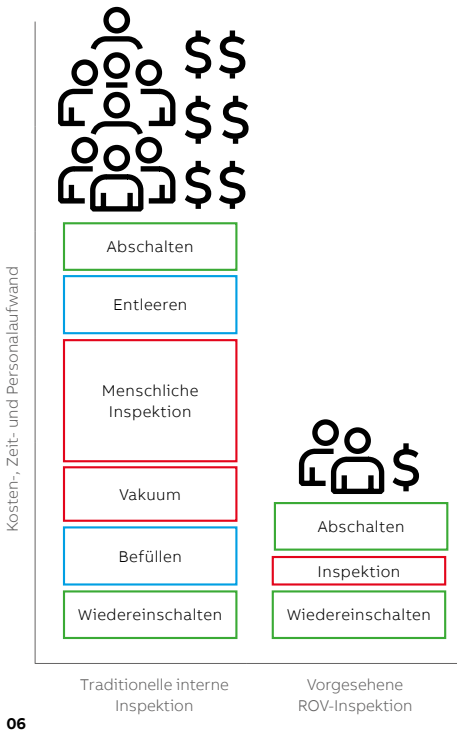
—
07 Die Beispielergebnisse einer Prüfung des Öls auf Verunreinigungen zeigen keine Partikelkontamination nach dem Einsetzen des Roboters in den ölgefüllten Transformator.



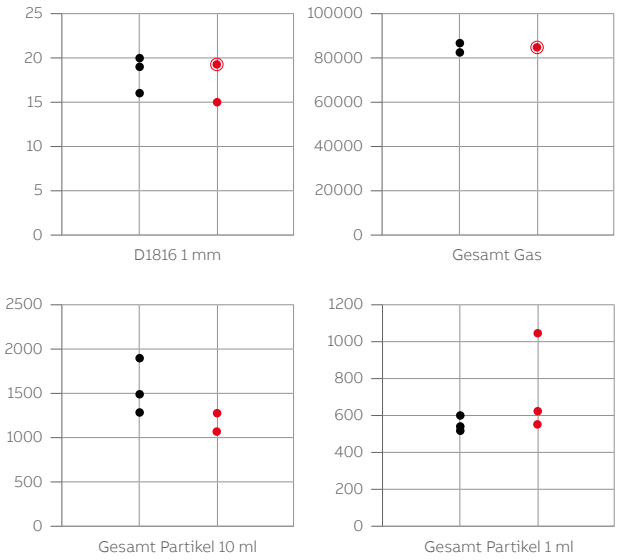
05

Bekanntermaßen können die Antriebssysteme von in Flüssigkeiten eingesetzten ferngesteuerten Fahrzeugen (Remote Operated Vehicles, ROVs) Blasen durch Kavitation hervorrufen. Dies gilt auch für den Antrieb des Inspektionsroboters. Um dies zu verhindern, wurden entsprechende konstruktive Elemente vorgesehen. Zur Evaluierung des Vorgangs wurde eine stroboskopische Untersuchung des Propellers bei allen möglichen Drehfrequenzen durchgeführt. Selbst in Bereichen, in denen häufig Kavitation auftritt – wie z. B. an der Vorderkante des Propellers oder in der Lücke zwischen Propeller und Gehäuse – wurden keine Gasblasen festgestellt.

Inspektionen, die mit dem Pilotsystem unter verschiedenen Bedingungen und bei verschiedenen Temperaturen durchgeführt wurden, ergaben eine drastische Verkürzung der Inspektionsdauer auf unter zwei Stunden. Dabei wurden klare und präzise Bilder aufgenommen →8 und dem Kunden in einem detaillierten Bericht zur Verfügung gestellt, der die Inspektion dokumentiert. Alle relevanten Informationen können mit Experten weltweit nahezu in Echtzeit geteilt werden. So kann sichergestellt werden, dass dem Kunden für alle möglichen Transformatorenprobleme die richtigen Fachleute zur Verfügung stehen.



06



07

08a

08b

Fallstudie
Die Testergebnisse wurden durch Inspektionen bestätigt, die 2016 in der Leistungstransformatorenfabrik von ABB in St. Louis an Transformatoren aus der Produktion und einem Umspannwerk zur Versorgung der Hochspannungs-Prüfanlage durchgeführt wurden →9.

2017 führte ABB erfolgreich eine interne Inspektion an einem Transformator von AEP im ölgefüllten Zustand durch.

Im März 2017 demonstrierte ABB die Inspektion eines Trafokessels mit dem ferngesteuerten Roboter auf der ABB Customer World, woraufhin sich der US-amerikanische Energieversorger American Electric Power (AEP) mit der Bitte an ABB wandte, einen seiner großen Leistungstransformatoren zu inspizieren, der außer Betrieb genommen werden sollte. Im Sommer 2017 brachte das ABB-Entwicklungsteam den Roboter mitsamt der Steuerungs- und Aufzeichnungsausrüstung zum betreffenden Umspannwerk von AEP und führte erfolgreich eine Inspektion des über 50 Jahre alten Transformators im ölgefüllten Zustand durch.

Dabei konnten die effektive Mobilität des Roboters, die Visualisierungsfähigkeiten und das Kollaborationsvermögen des Systems – sowohl lokal als auch aus der Ferne – ebenso verifiziert werden wie die Effizienz des gesamten Betriebsablaufs.

Produkteinführung
Im Anschluss an die Piloteinsätze wurden die mit den Prototypen gewonnenen Daten und Erkenntnisse ausgewertet und einige konstruktive Veränderungen vorgenommen, um die Zuverlässigkeit und Langlebigkeit sowie die Fähigkeit des TXplore zur Durchführung von Inspektionen in heißem Öl zu verbessern. Im Februar 2018 wurden die ersten Roboter aus der Produktion probeweise zu Inspektionen eingesetzt. Die Markteinführung des Roboters erfolgte auf der Hannover Messe, und am 1. März erhielt ABB die ersten Aufträge für Pilotversuche mit dem endgültigen Design. Der Beginn des Inspektionsbetriebs im Rahmen von Serviceleistungen ist für Mai 2018 vorgesehen. Von diesem Zeitpunkt an wird ABB durch die Produktion weiterer Roboter in der Lage sein, Inspektionen an jedem ölgefüllten Transformator durchzuführen, der groß genug ist, um den patentierten Roboter aufzunehmen. Ziel der Produktion ist es, eine Flotte von Robotern zur Unterstützung des ABB-Servicebetriebs aufzubauen.

—
08 Bilder, die von TXplore bei der Inspektion eines 20 Jahre alten Transformators aufgenommen wurden, der aufgrund eines Fehlers abgeschaltet wurde.

08a Der Kunde vermutete die Fehlerursache am Stufenschalter, doch das Bild von TXplore zeigt, dass dies nicht der Fall ist.

08b Das Bild von TXplore zeigt eindeutig, dass ein Kurzschluss zwischen den Scheibenwicklungen die Ursache des Problems war.

—
09
Transformatorinspektion mit TXplore.

09a Demonstration einer ferngesteuerten robotergestützten Inspektion in einem ölgefüllten Kessel.

09b Bei der Inspektion kümmert sich ein Techniker um die Einrichtung und Betreuung des Roboters, während ein Pilot den Roboter steuert.

09c TXplore wird vom Gerätetechniker sicher in den ölgefüllten Transformator gesetzt.

09d TXplore bewegt sich frei und sicher innerhalb des ölgefüllten Transformators, ohne dass Mitarbeiter gefährdet werden.

—
Literaturhinweise
[1] L. Carlzon, A. Fazlagic, P. Lorin: „Service Handbook for Transformers“. P. Boss, D.G. Frimpong, M. Turner (Hrsg.). ABB, 2007.

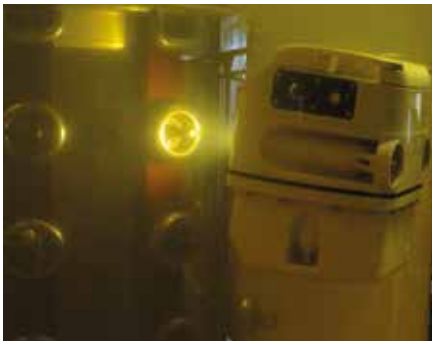
[2] H. C. Sun, Y. C. Huang, C. M. Huang (2012): „A review of dissolved gas analysis in power transformers“. Energy Procedia, Vol. 14. S. 1220–1225.

Die Zukunft ist sicher und digital
Die robotergestützte Inspektion kommt ohne schweres Gerät aus, reduziert den Personalaufwand, sorgt für eine drastische Verkürzung der Ausfallzeit – für gewöhnlich weniger als ein Tag – und ist kostengünstig. Ein weiterer Vorteil ist die Fähigkeit des Systems zur Bereitstellung umfassender Daten. Der bedeutendste Vorteil besteht jedoch darin, dass das gesamte Innere eines ölgefüllten Transformators abgebildet werden kann und die Inspektionsergebnisse aus der Ferne begutachtet werden können, ohne dass sich ein Mensch in den engen Transformator begeben muss. ABB geht noch einen Schritt weiter und wird das robotergestützte System in die ABB Ability™-Plattform integrieren, um weitere digitale Lösungen und Services rund um die Inspektionsdaten anzubieten.

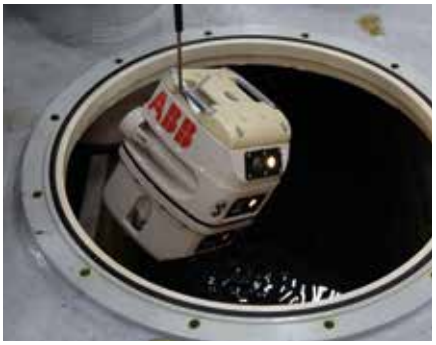
—
Vor allem aber ist TXplore in der Lage, sich im Öl zu bewegen und das gesamte Innere des Transformators abzubilden.

TXplore revolutioniert nicht nur die Inspektion von ölgefüllten Transformatoren, sondern definiert auch die Erfassung und das Management von Inspektionsdaten neu. Damit begegnet ABB dem Wunsch der Kunden nach mehr Sicherheit und niedrigeren Kosten und hilft ihnen gleichzeitig dabei, die Vorteile der Digitalisierung zu nutzen und sich einen wichtigen Wettbewerbsvorteil zu sichern. ●

09a



09b



09c

09d

TRANSFORMATIVE TRENDS

HGÜ für Offshore-Wind – eine bewährte Technologie

Die Offshore-Windenergie ist das am schnellsten wachsende Segment unter den erneuerbaren Energien. Für eine effiziente Anbindung von weit vor der Küste gelegenen Windparks an nationale Stromnetze ist Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnik (HGÜ) erforderlich – ein Bereich, in dem ABB über langjährige Erfahrung verfügt. Welche Herausforderungen auf diesem Gebiet in den letzten zehn Jahren bewältigt wurden, zeigt dieser Artikel.

Athanasios Krontiris
HVDC Connections,
ABB Power Grids
Mannheim, Deutschland

athanasios.krontiris@
de.abb.com

Peter Sandeberg
HVDC Connections,
ABB Power Grids
Ludvika, Schweden

peter.sandeberg@
se.abb.com

Mit einem durchschnittlichen Wachstum von 13 % in den letzten fünf Jahren und einem Anstieg der installierten Gesamtleistung auf 540 GW im Jahr 2017 hat sich die Windenergie rasant entwickelt →1–2. Trotz eines Anteils an der installierten Gesamtleistung von nur 3,5 % ist das Wachstum im Bereich der Offshore-Windenergie mit 28 % sogar noch größer →3. Schwerpunkt der Offshore-Windenergieerzeugung ist die Nordsee, aber auch in Nordamerika, Ostasien, Indien und an anderen Orten der Welt verbreitet sie sich zunehmend.

Nicht nur die Bemessungsleistung von Offshore-Windenergieanlagen nimmt stetig zu, auch ihre Entfernung zur Küste wird immer größer.

Dabei nimmt nicht nur die Bemessungsleistung von Offshore-Windenergieanlagen stetig zu, auch ihre Entfernung zur Küste und zu den Netzanschlusspunkten wird immer größer. Dies ist mit erheblichen technischen Herausforderungen verbunden.

—
01 Im Jahr 2017 stieg die Offshore-Windenergieerzeugung um fast 30 %.

Anbindung mit Wechsel- oder Gleichstrom?
Bei der Frage, ob ein Offshore-Windpark über eine Wechselstrom- (AC) oder Gleichstromverbindung (DC) an das Stromnetz angebunden werden soll, spielen die Bemessungsleistung, die Entfernung zur Küste und die Entfernung an Land bis zum nächsten starken Netzanschlusspunkt eine entscheidende Rolle. Letztere kann dabei bis zu 100 km betragen, da sich die Anlandepunkte häufig in dünn besiedelten Gebieten mit schwachem Übertragungsnetz befinden.

Ein bedeutender Vorteil von Wechselstrom sind die niedrigen Stationskosten. Allerdings steigen bei der Wechselstromübertragung die Verluste mit der Spannung, Kapazität und Leitungslänge. Jenseits der sogenannten kritischen Länge (je nach Kabeltyp zwischen 100 und 150 km) bleibt keine Kapazität für die Wirkleistungsübertragung übrig. Die klassische Lösung zur Erhöhung der Übertragungskapazität ist das Erhöhen der Spannung. Doch da die Blindleistung mit dem Quadrat der Spannung ansteigt, verringert sich durch die Erhöhung der Spannung die kritische Länge.

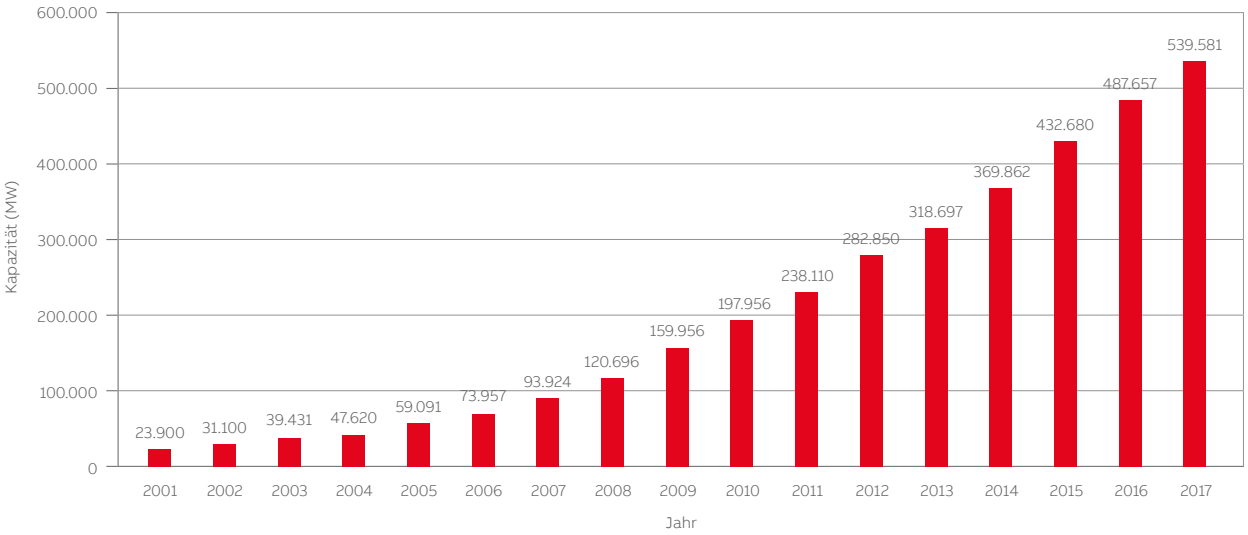
Eine Gleichstromverbindung hat den Vorteil niedrigerer Kabelkosten. Und da die Kabel nur einmal beim Einschalten geladen werden, sind die Kabelverluste ab einer bestimmten Entfernung niedriger als bei der AC-Übertragung. Dies gleicht die höheren Kosten für die DC-Umrichter aus.

Darüber hinaus sind HGÜ-Kabel mit einer Isolierung aus vernetztem Polyethylen (XLPE) leichter als andere Kabel, was eine Installation im Offshore-Bereich einfacher und kostengünstiger macht. Das geringere Gewicht pro Längeneinheit ermöglicht den Transport längerer Kabelabschnitte, sodass weniger Kabelmuffen erforderlich sind, die Installationszeit verkürzt wird und das Ausfallrisiko sinkt.

Dies macht die Gleichstromlösung sowohl aus Sicht der Investitionskosten als auch der Betriebskosten mit zunehmender Leistung und Übertragungsentfernung konkurrenzfähig.

Offshore-HGÜ heute
Derzeit besitzen 40 der über 90 Offshore-Windparks in Europa eine Nennleistung (vorgesehene dauerhafte Erzeugungsleistung unter Volllast) von über 200 MW. Etwa ein Drittel davon ist einzeln oder in Gruppen per HGÜ mit dem Netz verbunden. Bisher sind sieben HGÜ-Systeme zur Anbindung von Offshore-Windparks in Betrieb, und drei weitere befinden sich im Bau. Alle Verbindungen befinden sich an der deutschen Nordseeküste und werden vom Übertragungsnetzbetreiber TenneT Offshore betrieben. Angesichts weiterer geplanter Projekte rund um den Globus sind die kurz- bis mittelfristigen Aussichten für die Offshore-HGÜ vielversprechend.

01



02

Mögliche Konfigurationen
Die einfachste Konfiguration für die HGÜ-Anbindung eines Offshore-Windparks ist eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung zwischen einem auf einer Plattform installierten Offshore-Umrichter und einem Umrichter an Land →4a. Alle bisher in Betrieb befindlichen Offshore-HGÜ-Verbindungen sind von diesem Typ.

Eine auf einer Plattform befindliche „Nabe“ wird über mehrere „Speichen“ mit Landnetzen im gleichen oder in verschiedenen Synchrongebieten verbunden.

Ein zunehmend interessantes Konzept ist ein Hybridsystem, d. h. eine Kombination aus Unterwasser-Kuppelleitungen zwischen Offshore-Netzen und deren Anbindung an das Festland →4b–4d. Solche sogenannten Hub-and-Spoke-Systeme (zu Deutsch Nabe-Speiche-Systeme) wurden kürzlich auch für die Nordsee vorgeschlagen. Dabei soll eine auf einer Offshore-Plattform oder künstlichen Insel befindliche „Nabe“ über mehrere „Speichen“ mit Landnetzen im gleichen oder in verschiedenen Synchrongebieten verbunden werden. Dieses Konzept eignet sich grundsätzlich sowohl für AC- als auch für DC-Verbindungen, wobei die AC-Option im Falle der Nordsee aufgrund der Entfernungen zur Küste nicht wirtschaftlich wäre. Bei einer Gleichstromlösung könnte die „Nabe“ mit mehreren parallelen Punkt-zu-Punkt-HGÜ-Verbindungen oder einer HGÜ-Mehrpunktverbindung angebunden werden.

Vorteile des Hub-and-Spoke-Konzepts
Da die Auslastung einer Offshore-Windparkanbindung ausschließlich vom schwankenden Energiedargebot des herrschenden Winds bestimmt wird, lässt sich der Nutzungsgrad durch die Kopplung mit anderen Netzen erheblich verbessern.

Ein international koordinierter Ansatz bei der Installation der Übertragungsinfrastruktur kann zudem dabei helfen, Kosten zu reduzieren. Weitere Vorteile ergeben sich aus der Möglichkeit eines einfacheren Energieaustauschs zwischen internationalen Märkten.

Ferner ermöglicht das Hub-and-Spoke-Konzept einen schrittweisen Ausbau mit einer stufenweisen Erhöhung der Übertragungskapazität, wodurch früher eine höhere Verfügbarkeit der Energie erreicht werden kann. Bei einem schrittweisen Vorgehen können zudem Veränderungen vorgenommen und neue Technologien integriert werden, während sich der Windpark entwickelt. Auch Investitionen können schrittweise erfolgen.

Das erste Projekt dieser Art wird zurzeit in der Ostsee realisiert. Im Rahmen des Projekts Kriegers Flak – Combined Grid Solution (CGS) entsteht eine AC-Verbindung zwischen Dänemark und Deutschland über die Offshore-Windparks Kriegers Flak A und B sowie Baltic 1 und 2. Um die Frequenzentkopplung zwischen den nordischen und kontinentaleuropäischen Synchrongebieten zu gewährleisten, liefert ABB eine HGÜ-Kurzkupplung, die am deutschen Anlandepunkt in Bentwisch errichtet wird, sowie eine übergeordnete Regelung, die eine bestmögliche Nutzung der Anlagen des hybriden Interkonnektors sicherstellt. Es wird erwartet, dass die bei dem Projekt gewonnene Betriebserfahrung eine wichtige Rolle bei der Weiterentwicklung des Hub-and-Spoke-Konzepts spielen wird.

—
02 Kumulierte installierte Windenergie-Erzeugungskapazität in den Jahren 2001 bis 2017.

—
03 Weltweit installierte Erzeugungskapazität für Offshore-Windenergie.

03a Kumulierte Offshore-Kapazität nach Ländern für 2017 im Vergleich zu 2016.

03b Entwicklung der jährlichen kumulierten Kapazität für die Jahre 2011 bis 2017.

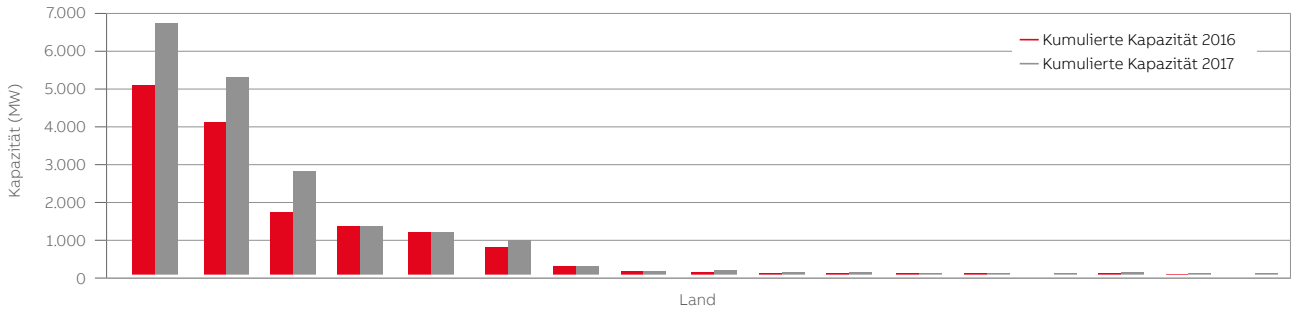
Offshore-HGÜ-Verbindungen von ABB
ABB hat bereits drei HGÜ-Verbindungen für Offshore-Windparks erfolgreich realisiert →5–7. Diese Projekte wären ohne die bedeutenden Entwicklungen der ABB-Partner auf dem Gebiet des Plattformdesigns und von ABB auf dem Gebiet der HGÜ-Technologie nicht möglich gewesen.

—

Das kompakte Design der HVDC-Light-Ausrüstung ermöglicht eine kostengünstige Implementierung auf einer Offshore-Plattform.

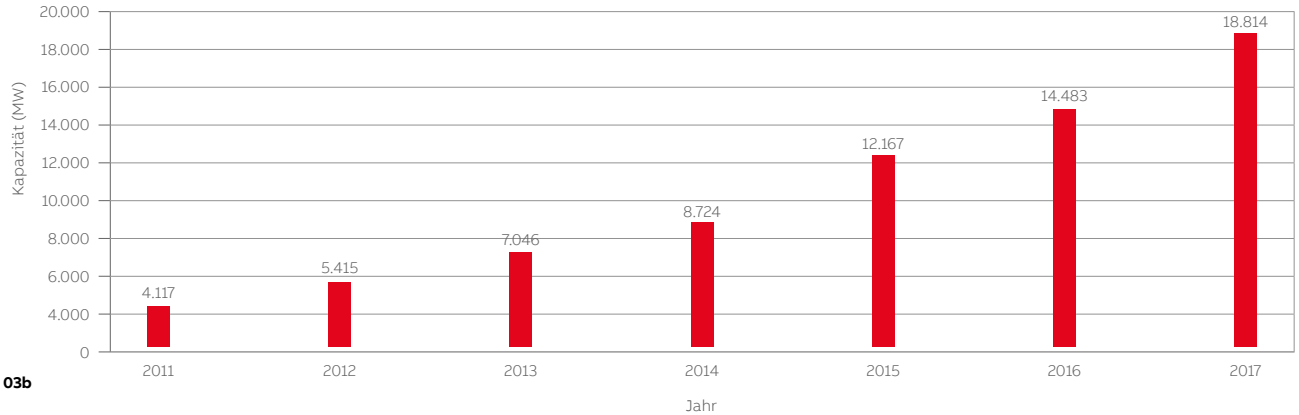
Eine Schlüsseltechnologie für Offshore-HGÜ-Verbindungen ist die erstmals von ABB unter dem Namen HVDC Light® auf den Markt gebrachte Spannungszwischenkreis-Umrichtertechnologie (englisch: Voltage Sourced Converter, kurz VSC). Durch direkte Regelung der Spannung und Frequenz im Offshore-AC-Inselnetz überträgt die Offshore-Umrichterstation automatisch die gesamte erzeugte Wirkleistung in das landseitige Drehstromnetz und sorgt gleichzeitig für eine stabile Spannung und Frequenz im Offshore-AC-Netz. Außerdem ermöglicht das kompakte Design der HVDC-Light-Umrichterstation eine kostengünstige Implementierung auf einer Offshore-Plattform.

Pionierarbeit für die HGÜ-Anbindung von Offshore-Windparks
Im Vergleich zu anderen HGÜ-Anwendungen ist die Implementierung im Offshore-Bereich mit einigen besonderen Designanforderungen verbunden. Einige der Hauptherausforderungen ergeben sich aus den besonderen Umgebungsbedingungen, dem Fehlen anerkannter Standards für Offshore-HGÜ-Systeme und -Komponenten, der beschränkten Zugänglichkeit und dem Betrieb der Anlagen auf hoher See sowie dem anspruchsvollen Schnittstellenmanagement. Hinzu kommt, dass sich Offshore-AC-Inselnetze in ihrem Systemverhalten deutlich von typischen Übertragungsnetzen unterscheiden.



	UK	Deutschland	VR China	Dänemark	Niederlande	Belgien	Schweden	Vietnam	Finnland	Japan	S. Korea	USA	Irland	Taiwan	Spanien	Norwegen	Frankreich	Gesamt
Gesamt 2016	5.156	4.108	1.627	1.271	1.118	712	202	99	32	60	35	30	25	0	5	2	0	**14.483**
Neu 2017	1.680	1.247	1.161	0	0	165	0	0	60	5	3	0	0	8	0	0	2	**4.331**
Gesamt 2017	6.836	5.355	2.788	1.271	1.118	877	202	99	92	65	38	30	25	8	5	2	2	**18.814**

03a



03b

Umgebungsbedingungen
Offshore-HGÜ-Systeme sind typischerweise rauen Umgebungsbedingungen in Form von mechanischen Schwingungsbelastungen, extremen Temperaturen, übermäßiger Feuchtigkeit und einer salzhaltigen Atmosphäre ausgesetzt. Zudem haben die Witterung, der Seegang und die Handhabung auf dem Wasser Einfluss auf die Lagerung und den Transport der Komponenten. Die Erfahrung hat jedoch gezeigt, dass diese Herausforderungen durch ein sorgfältiges Design bewältigt werden können.

—

ABB hat innovative Konzepte für die Regelung von Offshore-Inselnetzen im normalen und gestörten Betrieb entwickelt und implementiert.

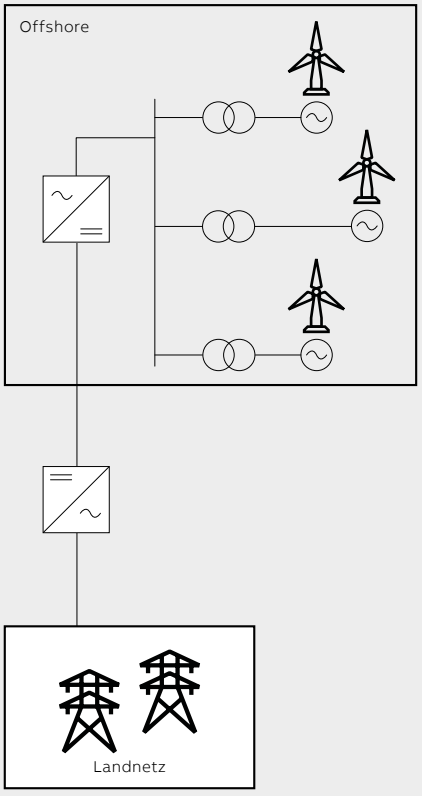
Plattformdesign und Normen
Die ersten beiden Plattformen, die für HGÜ-Umrichterstationen zur Anbindung von Offshore-Windparks gebaut wurden, basierten auf einer herkömmlichen sogenannten Jacket-Topside-Lösung mit einer Gründung aus Stahlrohren (Jackets) und darauf ruhenden Aufbauten (Topsides). Für das Projekt DolWin 2 entwickelte ABB in enger Zusammenarbeit mit einer norwegischen Werft eine innovative flexible, robuste und skalierbare Plattform, die eine effizientere Produktion und einfachere Installation (ohne Schwergutschiffe oder Hubvorgänge) ermöglicht →7–8.

Die Plattform basiert auf einer Kombination aus Halbtaucher- und Schwerkraftfundament. Während des Transports und der Installation verhält sie sich wie eine Halbtaucherplattform, die anschließend durch Ballastierung auf dem Meeresboden verankert wird.

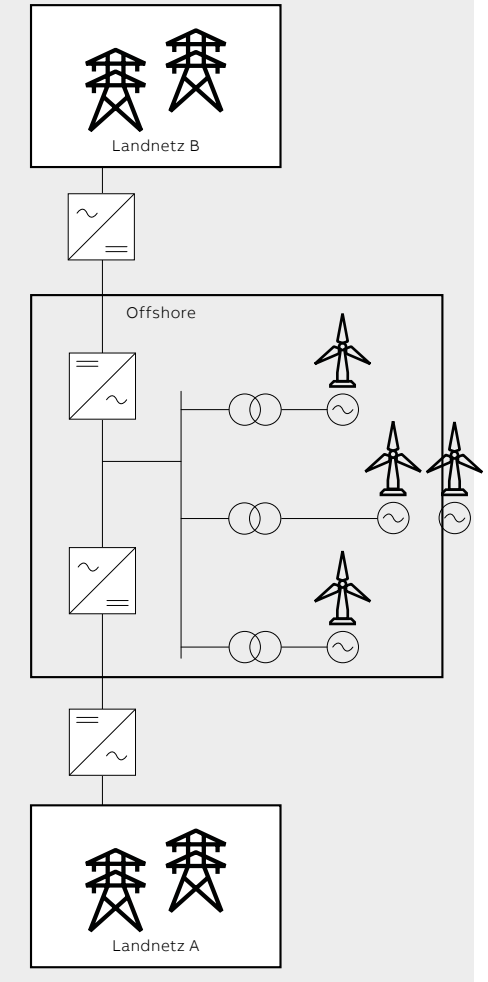
In der Offshore-Industrie herrschen strenge Anforderungen, und Konstruktionen müssen durch eine Zertifizierungsstelle genehmigt werden. Daher ist eine starke Partnerschaft mit einem sachkundigen Plattformkonstrukteur von entscheidender Bedeutung, um kurze Projektvorlaufzeiten zu gewährleisten und Risiken zu minimieren.

Betrieb von Offshore-AC-Netzen
ABB hat verschiedene innovative Konzepte für die Regelung von Offshore-Inselnetzen im normalen und gestörten Betrieb entwickelt und erfolgreich implementiert. Dazu gehört die Installation eines großen, elektronisch geregelten Bremswiderstands (Choppers) zur Verbesserung

04a



04b



—
04 HGÜ-Anschlusskonzepte für Offshore-Windparks.

04a Punkt-zu-Punkt-Verbindung.

04b Hub-and-Spoke-System mit mehreren HGÜ-Verbindungen.

04c Hub-and-Spoke-System mit HGÜ-Mehrpunktverbindung.

04d Hub-and-Spoke-System mit AC-Verbindungen und HGÜ-Kurzkupplung, wie sie z. B. beim Projekt Kriegers Flak – Combined Grid Solution realisiert wird.

der Stabilität des Offshore-Netzes bei Störungen im Landnetz.

Erfahrungen mit frühen Offshore-Anbindungen hatten TenneT dazu veranlasst, die Netzanschlussregeln (Grid Codes) für Offshore-Anlagen anzupassen. Dank des flexiblen, modularen

—

Dank des flexiblen, modularen Designs der Regelungssoftware konnten die neuen Grid Codes schnell umgesetzt werden.

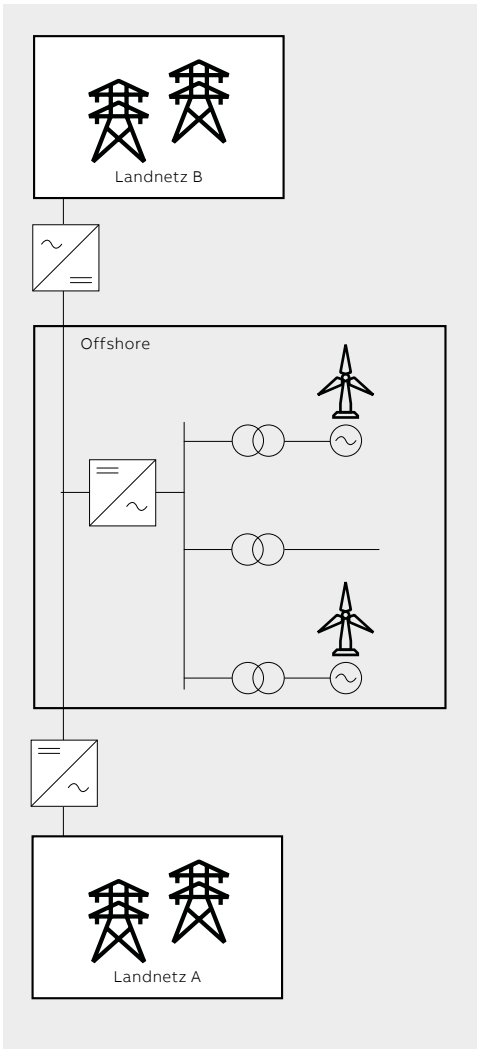
Designs der Regelungssoftware konnten die neuen Grid Codes in bereits in Betrieb befindlichen Verbindungen schnell umgesetzt werden. Die von ABB entwickelte Regelungssoftware wird nicht nur für HGÜ-Systeme, sondern auch für FACTS-Anlagen (Flexible Alternating Current Transmission Systems) eingesetzt.

Besondere Merkmale von Offshore-AC-Netzen
Anders als typische Übertragungsnetze mit Übertragungsleitungen, Verbrauchern und großen Erzeugungseinheiten auf der Basis von Synchronmaschinen beinhaltet ein Offshore-AC-Netz nicht synchrone Erzeugungseinheiten, Seekabel und viele Transformatoren in den AC-Umspannstationen und Windenergieanlagen (WEAs), die in unmittelbarer Nähe zueinander liegen.

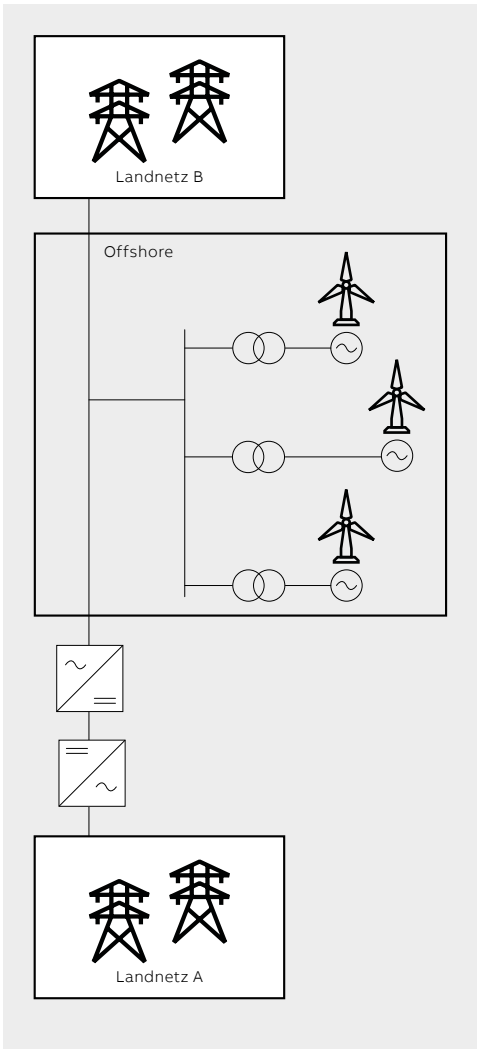
Aufgrund der fehlenden Synchronmaschinen besitzt ein Offshore-AC-System nur eine geringe bzw. gar keine Trägheit. In einem solchen System kann es im Falle eines Lastabwurfs infolge eines Fehlers im Onshore- oder Offshore-Netz zu einer großen Frequenz- und Phasenwinkelabweichung kommen. Dies erschwert den phasengekoppelten Regelkreisen (PLL) der WEA-Regler die genaue Verfolgung der Netzspannung. Bei Fehlern im Landnetz fungiert der oben genannte DC-Chopper als Firewall und nimmt die überschüssige Energie von den Windparks auf, die nicht in das Landnetz übertragen werden kann, und verhindert so, dass die Störung vom Landnetz in das Offshore-Netz gelangt.

Zusammen mit der Frequenz- und Spannungsregelung im Offshore-HGÜ-Umrichter garantiert der Chopper so die Stabilität des Offshore-Netzes. Im Hinblick auf Fehler im Offshore-Netz ist ein entsprechender Regelungsentwurf für die HGÜ und WEAs erforderlich.

04c



04d



	BorWin1	DolWin1	DolWin2
Kunde (Standort)	TenneT (Deutschland)	TenneT (Deutschland)	TenneT (Deutschland)
In Betrieb seit	2009	2013	2014
Nennleistung (MW)	400	800	916
Offshore-AC-Spannung (kV)	155	155	155
DC-Spannung (kV)	±150	±320	±320
Offshore-AC-Spannung (kV)	380	380	380
Landkabellänge (km)	2 x 75	2 x 90	2 x 90
Seekabellänge (km)	2 x 125	2 x 75	2 x 45
Plattformlieferant	Heerema Fabrication Group	Heerema Fabrication Group	Aibel AS
Plattformkonstruktion	Jacket-Topside	Jacket-Topside	Schwerkraftfundament
Angeschlossene Offshore-Windparks	Bard Offshore 1	Borkum West II MEG Offshore 1 Borkum Riffgrund 1	Merkur Offshore Trianel Borkum Borkum Riffgrund 1

05

Weiterhin werden Resonanzen, die durch die Kapazität von Kabeln und die Induktivität von Kabeln und Transformatoren entstehen, schwach gedämpft. Das gilt besonders während der Einschaltvorgänge im Offshore-AC-System, wenn nur wenig bzw. gar keine Windenergieerzeugung stattfindet.

Außerdem sind beim Anfahren eines Offshore-Windparks aufgrund der elektrischen Nähe der Transformatoren Wechselwirkungen bei deren Einschalten zu erwarten, die zu vorübergehenden harmonischen Überspannungen, einer erhöhten Belastung der Transformatorwicklungen und einer möglichen Fehlfunktion des

—

Der DC-Chopper nimmt überschüssige Energie auf und verhindert, dass Störungen vom Landnetz in das Offshore-Netz gelangen.

Differential- und Überstromschutzes von Transformatoren führen können. Das Anfahren eines Offshore-AC-Netzes ist alles andere als trivial. Zu den möglichen Maßnahmen zur Verhinderung von Resonanzen oder resonanten

06

—
05 Von ABB bereitgestellte HGÜ-Systeme zur Anbindung von Offshore-Windparks.

—
06 Die DolWin2-Plattform auf dem Weg zu ihrem Standort.

—
07 Die HGÜ-Plattform DolWin2 Beta.

Wechselwirkungen von Transformatoren gehören synchrones Schalten, erweitertes Filtern von Oberschwingungen mithilfe des Offshore-HGÜ-Umrichters oder die Installation von Oberschwingungsfiltern. In Zusammenarbeit mit TenneT hat ABB Lösungen zur Bewältigung solcher Instabilitäten entwickelt.

—

Wichtige Faktoren für eine weitere Senkung der Kosten sind ein robustes, praxiserprobtes Design und die Offenheit für technische Innovationen.

Standardisierung – Chancen und Risiken
In den vergangenen zehn Jahren hat die Branche wertvolle Erfahrungen im Entwurf und im Betrieb von HGÜ-Verbindungen für Offshore-Windparks gesammelt. Die gewonnenen Erkenntnisse und bewährten Verfahrensweisen (Best Practices) fließen in Anwendungsregeln und Grid Codes ein. Die Standardisierung des Systemdesigns ist eine wirksame Möglichkeit, um die Nutzung von Best Practices zu fördern und die Harmonisierung zwischen Anbietern zu verbessern.

Allerdings sollte verhindert werden, dass technische Innovationen wie das zurzeit diskutierte Konzept der direkten Anbindung von Windenergieanlagen an den Offshore-HGÜ-Umrichter ohne zwischengeschaltete AC-Umspannstationen auf separaten Plattformen durch die Standardisierung behindert werden.

Um die Kosten für die Offshore-Windenergieerzeugung weiter zu senken, ist es wichtig, den richtigen Mittelweg zwischen dem Festhalten an einem robusten, praxiserprobten Design und der Offenheit für technische Innovationen mit potenziellen Vorteilen zu finden.

Markt mit Rückenwind
Die Offshore-Windbranche ist in den vergangenen zehn Jahren rasant gewachsen und wird – unterstützt durch die Entwicklung von Erzeugungseinheiten mit immer höheren Bemessungsleistungen und Windparks mit immer höheren Nennleistungen – in Zukunft noch weiter wachsen. Dies wird zur einer verstärken Nachfrage nach HGÜ-Verbindungen führen.
Die mittlerweile erprobte Technologie und die zunehmend positiven Erfahrungen mit bereits in Betrieb befindlichen Systemen helfen dabei, Risiken zu reduzieren und eine termingerechte und effiziente Implementierung von Netzanbindungen sicherzustellen. Gleichzeitig wird ABB im Rahmen ihres langfristigen Engagements auf dem Gebiet der Offshore-Windparkanbindungen weiter an Innovationen in der HGÜ-Technologie arbeiten, um stärkere, intelligentere und umweltfreundlichere Offshore-Netze zu ermöglichen. ●

07

Digitalisierung und Analyse

46

e-

52

Während ein analoges Risiko stets als Wahrscheinlichkeit ausgedrückt wird, ermöglichen digitale Werkzeuge eine Quantifizierung und entsprechende Behandlung. ABB arbeitet zusammen mit Kunden daran, eine stabile Stromversorgung für Fertigungsprozesse sicherzustellen, Solarwechselrichter für Stromnetzanalysen zu modellieren und neueste Cybersicherheitskonzepte in allen Geschäftsbereichen umzusetzen. Das Ergebnis sind weniger unangenehme Überraschungen – bzw. gar keine.

46 Stabile Stromversorgung für Fertigungsbetriebe
52 Modellierung von ABB-Solarwechselrichtern in Netzsimulationen
58 Cybersicherheit im Blick

DIGITALISIERUNG UND ANALYSE

Stabile Stromversorgung für Fertigungsbetriebe

Die Fertigung ist ein bedeutender Aspekt in vielen Volkswirtschaften. Neigt das Stromnetz jedoch zur Instabilität, kann es zu teuren Produktionsausfällen kommen. Die Power-Protection-Produkte der PCS100-Familie von ABB sorgen für eine kontinuierliche Versorgung mit hochwertigem Strom für industrielle Prozesse, auch bei drastischen Spannungseinbrüchen.

Bruce Bennett
ABB Power Conditioning
Napier, Neuseeland

bruce.bennett@nz.abb.com

Seit Jahren verfolgen Unternehmen verschiedene Strategien, um ihre Produktivität zu steigern und die Fertigungskosten zu senken. Gelingt es ihnen, so wird es immer schwieriger, weitere Erfolge in dieser Richtung zu erzielen – das Gesetz vom abnehmenden Ertragszuwachs. Dies führt dazu, dass viele Unternehmen immer mehr Prozesse automatisieren, um ihre Ziele zu erfüllen und wettbewerbsfähig zu bleiben. Dieser Trend zur Massenautomatisierung treibt die Kommodifizierung von Fertigungsmaschinen – und in einigen Fällen von ganzen Fertigungsanlagen – voran.

—

Auch wenn sie möglicherweise effizienter sind, können neue Maschinen ein bereits belastetes Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsnetz zusätzlich belasten.

Automatisierung benötigt Strom

Prinzipien der schlanken Fertigung, die sich über Jahrzehnte bewährt haben – wie die Reduzierung von Abfall durch Minimierung von Maschinenausfällen oder die Beseitigung von nicht wertschöpfenden Aktivitäten – bleiben unverändert. Doch die Digitalisierung der Fertigung, begünstigt durch die steigende Rechenleistung, ermöglicht erweiterte Analysen, die Erfassung von Daten aus mehr Sensoren, bessere Automatisierungstechnik (z. B. touch-interaktive Roboter) und die Gewinnung zusätzlicher Informationen über die Maschinenleistung, die von Fertigungsunternehmen zur Verbesserung bestehender Prozesse genutzt werden können.

Diese verbesserte Technologie und Prozessanalytik benötigt elektrische Energie. Wenn die Stromversorgung unzuverlässig ist oder dazu neigt, außerhalb der Spezifikationen

01

—
01 Eine zuverlässige Stromversorgung ist für moderne Fertigungsverfahren von entscheidender Bedeutung. Dies gilt besonders in Entwicklungsländern, wo die Fertigung den Weg aus der landwirtschaftlichen Subsistenzwirtschaft ebnen kann.

zu liegen, besteht die Gefahr, dass Geräte nicht richtig arbeiten und zweifelhafte, ungenaue oder möglicherweise falsche Daten liefern.

Darüber hinaus können selbst sehr kurze Schwankungen in der Stromversorgung fatale Maschinenschäden verursachen bzw. zur Abschaltung eines Fertigungsprozesses oder einer ganzen Anlage führen →1. Abgesehen von Produktionseinbußen, der Nichtauslieferung von Produkten an Kunden und möglichen Schäden an der Ausrüstung können ungeplante Unterbrechungen auch in anderer Hinsicht sehr teuer werden. In hygienischen Produktionsumgebungen, z. B. in Molkereien oder bei der Lebensmittelverarbeitung, kann es viele Stunden dauern, bis die Anlagen geräumt, gereinigt, dekontaminiert und wieder angelaufen sind.

Steigende Produktionsanforderungen führen häufig zur Installation weiterer und größerer Maschinen. Auch wenn diese möglicherweise effizienter sind, können sie ein bereits belastetes elektrisches Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsnetz zusätzlich belasten. Das Ergebnis ist eine weitere Reduzierung der Stabilität und eine erhöhte Gefahr von Unterbrechungen aufgrund von Netzstörungen.

Laut Schätzungen können die Kosten, die Fertigungsunternehmen durch ungeplante Prozessunterbrechungen aufgrund von Netzereignissen entstehen, bis zu 4 % des Umsatzes betragen [1]. Dies kann schnell jegliche Durchsatzsteigerungen, Produktionskostensenkungen oder Qualitätsverbesserungen, die durch Investitionen erzielt wurden, zunichtemachen.

Die ABB PCS100-Produktlinie

Alle Stromnetze haben es zu einem gewissen Grad mit Qualitätsproblemen zu tun. Diese treten in vielen Formen auf – Netzzusammenbrüche (Blackouts), Rauschen, Frequenzschwankungen oder Oberschwingungen. Doch 90 % der Instabilitäten, die Fertigungseinrichtungen bedrohen, sind Spannungseinbrüche, bei denen die Versorgungsspannung kurzzeitig deutlich abfällt. Die meisten Spannungseinbrüche werden durch externe Faktoren wie starker Wind, Regen,

—

Von der kontinuierlichen Spannungsregelung über den Schutz vor Spannungseinbrüchen bis hin zur Weiterversorgung bei Stromausfällen – die PCS100-Produkte sorgen für saubere, symmetrische und phasenkorrigierte Spannung.

Schnee oder Vereisung, Verkehrsunfälle oder Fehler bei Erdarbeiten verursacht. Da diese Ereignisse außerhalb des Einflussbereichs der Anlagenfahrer in den Fertigungsbetrieben liegen, muss ein entsprechender Schutz dagegen vorgesehen werden.

ABB bietet Fertigungsunternehmen eine ganze Reihe von Lösungen zur Spannungsaufbereitung, die Maschinen, Produktionslinien und ganze Anlagen vor Netzereignissen schützen. Diese Lösungen liefern eine Energieversorgung, die durchweg den Spezifikationen entspricht und somit die Gefahr von Prozessunterbrechungen oder fatalen Maschinenschäden reduziert. Von der kontinuierlichen Spannungsregelung über den Schutz vor Spannungseinbrüchen bis hin zur Weiterversorgung bei Stromausfällen – die

—

Der PCS100 AVC-20 regelt die Versorgungsspannung auf 100 % des Nennwerts, auch wenn die Netzspannung kontinuierlich um bis zu ± 20 % schwankt.

PCS100-Produktlinie versorgt die Verbraucher eines Kunden mit sauberer, symmetrischer, phasenkorrigierter und spezifikationsgemäßer Spannung.

02

—
02 PCS100 AVC-40. Die PCS100-Familie eignet sich nicht nur für Entwicklungsländer mit einer schwächeren Infrastruktur, sondern auch für Industrieländer, in denen auch eine geringe Steigerung der Produktivität einen erheblichen Wettbewerbsvorteil bedeuten kann.

PCS100 AVC-20
Der PCS100 AVC-20 ist ein aktiver Spannungsregler, der die Versorgungsspannung auf 100 % des Nennwerts regelt, auch wenn die Netzspannung kontinuierlich um bis zu ± 20 % schwankt.

In einem Netz, in den die Kapazität der Infrastruktur dem Bedarf hinterherhängt, kommt es beim Anschluss großer Lasten häufig zu Zeiträumen von einer Minute bis zu mehreren Stunden, in denen die Versorgungsspannung deutlich unter den Nennwert abfällt.

Diese Unterspannungen treten häufig zu Spitzenbedarfszeiten auf, wenn Industrieanlagen den meisten Strom beziehen. Kommt es in einem Drehstromnetz mit einer Nennspannung von 400 V zu einem solchen Ereignis, ist der PCS100 AVC-20 in der Lage, die Spannung für die Dauer der netzseitigen Unterspannung von mindestens 320 V wieder auf den Nennwert von 400 V anzuheben, sodass die nachgeschalteten Verbraucher von der Unterspannung unbeeinflusst bleiben. Genauso kann der PCS100 AVC-20 eine Überspannung von bis zu 20 % korrigieren, wenn z. B. eine große Last im Netz ausfällt und die Spannung rapide ansteigt.

Der PCS100 AVC-20 regelt die Spannung nicht nur kontinuierlich, sondern auch extrem schnell: Die Zeit von der Erkennung der Instabilität bis zur vollständigen Korrektur beträgt typischerweise weniger als 20 ms und ist damit kürzer als eine Periode im 50-Hz-Netz.

—

Der PCS100 AVC-40 ist in der Lage, Spannungskorrekturen von bis zu 40 % der Nennspannung durchzuführen.

PCS100 AVC-40
Der PCS100 AVC-40 ist in der Lage, Spannungskorrekturen von bis zu 40 % der Nennspannung durchzuführen →2. In einem 400-V-Drehstromnetz könnte die Spannung also auf 240 V abfallen, und der PCS100 AVC-40 würde sie in weniger als 18 ms auf 400 V anheben. Um ein solch hohes Ausgleichsniveau erreichen zu können, ist die Dauer der Korrektur beim PCS100 AVC-40 aufgrund thermischer Einschränkungen auf 30 s begrenzt. Der Bereich für die kontinuierliche Regelung des PCS100 AVC-40 liegt bei ± 10 % der Nennspannung.

Ein- und zweiphasige Spannungseinbrüche können vom PCS100 AVC-40 ebenso korrigiert werden wie daraus resultierende Phasenwinkelverschiebungen. Batterien oder andere Energiespeicher sind nicht erforderlich, da der PCS100 AVC-40 die notwendige Energie aus dem öffentlichen Netz bezieht (und somit auf einen dauerhaften Netzanschluss angewiesen ist).

PCS100 UPS-I
Fertigungsanlagen, die an Versorgungsnetze angeschlossen sind, in denen es zu häufigen Ausfällen kommt, und die über eine Reserveversorgung – z. B. in Form eines zweiten Anschlusses auf der Übertragungsebene oder eines Generators – verfügen, können durch die PCS100 UPS-I von ABB vor Unterbrechungen geschützt werden →3.

Die PCS100 UPS-I ist darauf ausgelegt, den Zeitraum von dem Moment, in dem die Netzspannung unter einen bestimmten Wert fällt oder ganz ausfällt, bis zum Umschalten auf die Reserveversorgung zu überbrücken. Während dieser Zeit

03

wird die industrielle Last von einem Energiespeicher versorgt, der mit dem Controller der UPS-I verbunden ist. Der Controller regelt die Umschaltung auf die Sekundärquelle und zurück zur Netzversorgung, sobald diese wiederhergestellt ist. Je nach Art der Reserveversorgung werden als Energiespeicher Batterien oder Ultrakondensatoren eingesetzt. Beim Umschalten auf einen Reservegenerator bieten die Batterien eine Autonomiezeit von mindestens 30 s – genügend Zeit, um die meisten Generatoren anzufahren und zuzuschalten.

Die PCS100 UPS-I überbrückt den Zeitraum von dem Moment, in dem die Netzspannung unter einen bestimmten Wert oder ganz ausfällt, bis zum Umschalten auf die Reserveversorgung.

Bei Anlagen mit zwei Einspeisungen von der Übertragungsebene – z. B. zwei 110-kV-Abwzeigen von zwei Erzeugungsanlagen – wird die Last während der automatischen Umschaltung bis zu 2 s lang mithilfe von Ultrakondensatoren versorgt.

In jedem Fall werden die Verbraucher von dem Moment, in dem die Netzversorgung nicht mehr den Spezifikationen entspricht, bis zum erfolgreichen Umschalten auf die Reserveversorgung kontinuierlich versorgt. Die UPS-I regelt die Umschaltung und sorgt für eine entsprechende Synchronisierung des UPS-Ausgangs und der Netzversorgung.

Die PCS120 MV UPS wird auf der 11- oder 22-kV-Verteilnetzebene eingebunden und bietet Schutz auf Anlagenebene.

Schutz auf Mittelspannungsebene: die PCS120 MV UPS

Die ABB PCS100-Lösungen bieten Schutz vor gängigen Netzstörungen auf Werkzeug-, Linien- oder Anlagenebene mit Nennleistungen zwischen 150 kVA und 3.600 kVA. Mit steigender Anlagenlast und -komplexität sind umfassendere Schutzstrategien und zuverlässige Spannungsaufbereitungssysteme auf einer höheren Ebene erforderlich. Aus diesem Grund hat ABB mit der PCS120 MV UPS ein Power-Protection-Produkt für die Mittelspannungsebene auf den Markt gebracht →4. Die PCS120 MV UPS wird auf der 11- oder 22-kV-Verteilnetzebene eingebunden und bietet Schutz auf Anlagenebene. Eine Einheit besitzt eine Nennleistung von 2,25 MVA, und mehrere Einheiten können parallel geschaltet werden, um Lasten bis zur maximalen Leistung der verfügbaren Fehlerschutz- und Schaltgeräte zu schützen.

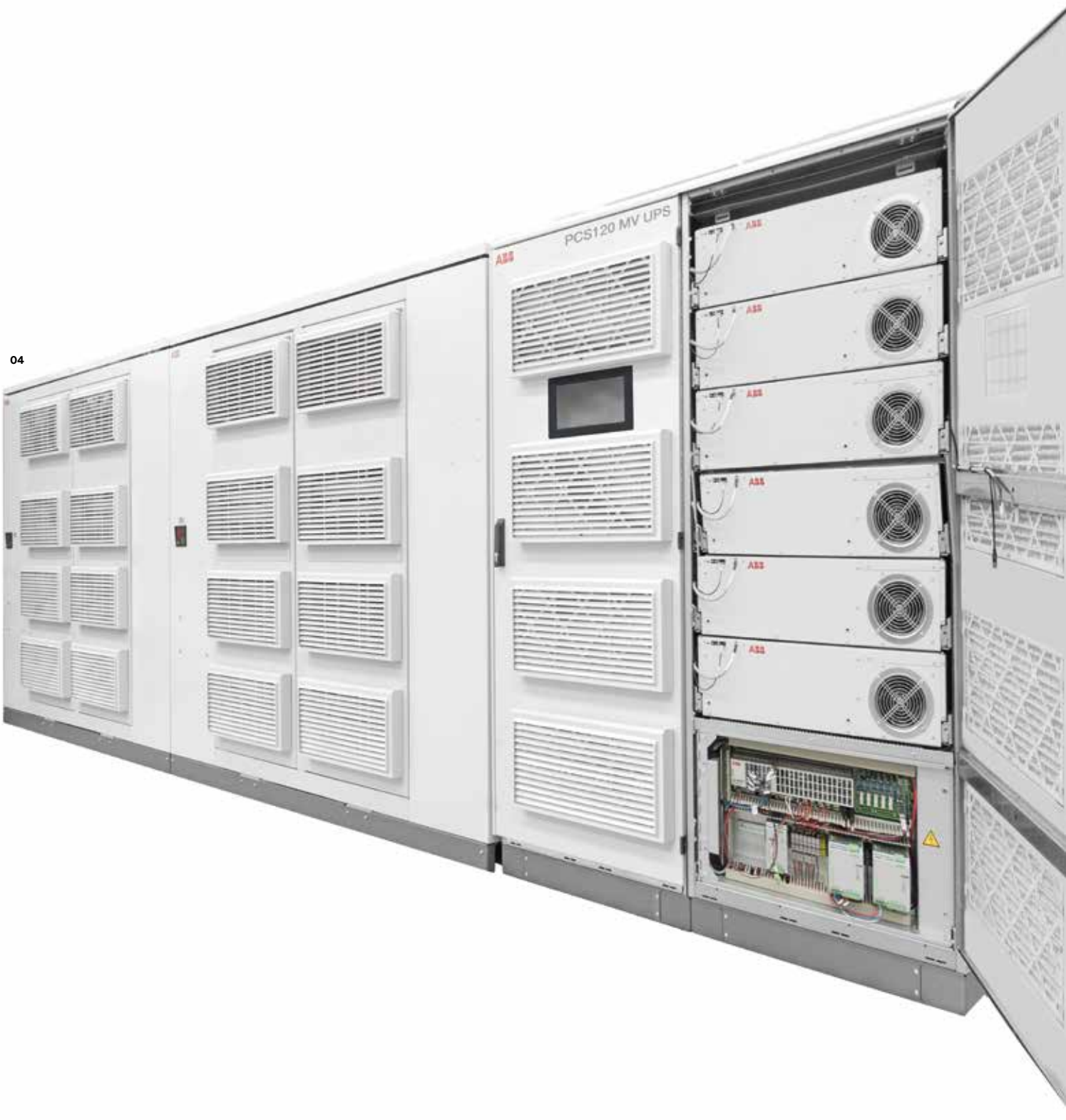
—
03PCS100 UPS-I.

—
04 PCS120 MV UPS.

—
Literaturhinweise
[1] Copper Development Association: „The Cost of Poor Power Quality". ECI Publication No Cu0145, Oktober 2015. Verfügbar unter: http://admin.copperalliance.eu/docs/librariesprovider5/power-quality-and-utilisation-guide/21-the-cost-of-poor-power-quality.pdf?sfvrsn=4&sfvrsn=4

Die PCS120 MV UPS nutzt ähnliche Energiespeicherstrategien wie die PCS100 UPS-I und ist in der Lage, sekundäre Versorgungsquellen einzubinden. Das Produkt wird zurzeit vor allem in der Rechenzentrumsbranche beworben, da sich die PCS120 MV UPS besonders für große industrielle Lasten eignet, bei denen ein Gesamtschutz auf Anlagenebene wünschenswert ist.

In ihrem Bestreben, wettbewerbsfähig zu bleiben, setzen moderne Fertigungsbetriebe verstärkt auf Automatisierung, neue Technologien sowie elektronisch gesteuerte Prozesse und Betriebsmittel. Die ABB-Produkte zur Spannungsaufbereitung bieten Betriebsingenieuren und -leitern die Möglichkeit, kostspielige ungeplante Unterbrechungen zu verhindern und gleichzeitig teure Betriebsmittel vor Schäden durch wiederkehrende Netzstörungen zu schützen, die außerhalb ihres Einflussbereichs liegen. Darüber hinaus sorgen sie dafür, dass komplexe und anspruchsvolle Fertigungsprozesse störungsfrei, kontinuierlich und präzise ablaufen, und helfen somit, die Wettbewerbsfähigkeit des Unternehmens zu sichern. ●



04

DIGITALISIERUNG UND ANALYSE

Modellierung von ABB-Solarwechselrichtern in Netzsimulationen

ABB bietet Solarwechselrichter für eine Vielzahl von Bemessungsleistungen und -spannungen an. Ein solch umfangreiches Portfolio erfordert ein Werkzeug zur schnellen, genauen und kundenorientierten Gerätemodellierung. Das ABB Universal-Framework-Simulationstool kann in verschiedenen Softwarepaketen für die Analyse von elektrischen Versorgungssystemen verwendet werden.

Piotr Mars
Miłosz Miśkiewicz
Paweł Błaszczyk
Tomasz Kuczek
ABB Corporate Research
Krakau, Polen

piotr.mars@
pl.abb.com
milosz.miskiewicz@
pl.abb.com
pawel.blaszczyk@
pl.abb.com
tomasz.kuczek@
pl.abb.com

Es ist zu erwarten, dass der Anteil der Photovoltaik (PV) an der regenerativen Stromerzeugung in den kommenden Jahren weiter zunehmen wird. Daher spielt die Bereitstellung einer breiten Palette von Solarprodukten für das zukünftige Wachstum von ABB eine wichtige Rolle.

ABB bietet Solarwechselrichter für Anwendungen mit verschiedenen Erzeugungsleistungen und Spannungen an.

—
01 Wechselrichter vom Typ PVS980.

So bietet ABB unter anderem Solarwechselrichter für Anwendungen mit verschiedenen Erzeugungsleistungen und Spannungen an:

- Ein- oder dreiphasige Stringwechselrichter mit Bemessungsleistungen zwischen 2 kW und 60 kW. Diese finden vorwiegend für Wohngebäude Anwendung, können aber auch zu größeren Einheiten für dezentrale industrielle PV-Anlagen oder PV-Kraftwerke kombiniert werden.
- Zentralwechselrichter mit Bemessungsleistungen zwischen 100 kW und 2.300 kW sowie schlüsselfertige Stationslösungen (Wechselrichter mit der entsprechenden Ausrüstung), die sich für größere Solarparks im gewerblichen und Kraftwerksmaßstab eignen.

Das Universal-Framework-Simulationstool

Angesichts der großen Bandbreite potenzieller Anwendungen für ABB-Solarwechselrichter stellt sich eine Frage: Ist es möglich, ein universelles Tool zu entwickeln, das eine schnelle, genaue und kundenorientierte Modellierung des Verhaltens dieser Wechselrichter in allen möglichen Stromnetzanwendungen erlaubt? Die Antwort lautet „ja“, und dieser Artikel beschreibt ein eben solches Tool – das ABB Universal-Framework-Simulationstool – sowie seine Verwendung für den Zentralwechselrichter PVS980 in verschiedenen Simulationssoftwarepaketen, die für die Analyse von elektrischen Versorgungssystemen eingesetzt werden →1–2.

01

Das ABB Universal-Framework-Simulationstool basiert auf der Erzeugung von dynamischen Programmbibliotheken (Dynamic Linked Libraries, DLLs), die den Zentralwechselrichter PVS980 hinsichtlich seiner Regelalgorithmen und seiner Anbindung an ein Stromnetz modellieren. Analysen zeigen, dass universelle „Blackbox“-Modelle, die vom Tool erstellt wurden, für alle betrachteten Softwarepakete – PSCAD, Matlab, DIgSILENT PowerFactory und PSS/E – die gleichen quantitativen Ergebnisse liefern, was eine große Flexibilität bei der Berücksichtigung verschiedener kundenseitiger Designumgebungen verspricht.

Das Universal-Framework-Simulationstool wurde über einige Jahre hinweg entwickelt und deckt mittlerweile alle Anforderungen im Zusammenhang mit dem Design und der Analyse von Stromnetzen ab. Das Tool ist einfach in der Anwendung und lässt sich leicht an neue Anforderungen anpassen →2.

—

Ist es möglich, ein universelles Tool zur schnellen, genauen und kundenorientierten Modellierung des Verhaltens von Wechselrichtern in allen Stromnetzanwendungen zu entwickeln?

Einhaltung von Grid Codes

Ein kritischer Aspekt der Simulation von PV-Wechselrichtern, den das Tool abdeckt, ist die Einhaltung von Netzanschlussregeln (Grid Codes). Wechselrichter, die mit einem Stromnetz verbunden sind, müssen bestimmte Bedingungen erfüllen, die von den Netzbetreibern in sogenannten nationalen Grid Codes festgelegt sind, um den sicheren und ordnungsgemäßen Betrieb des gesamten Netzes zu gewährleisten. Diese Bedingungen können heute in einem Computermodell abgebildet werden, das genau genug ist, um die elektrischen Eigenschaften realer Geräte unter verschiedenen Betriebsbedingungen widerzugeben.

Die Grid Codes beschreiben, wie Geräte und Referenzmodelle bei normalen Netzbedingungen arbeiten sollten und wie sie sich im Fehlerfall hinsichtlich der Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung verhalten sollten. Das vom Universal-Framework-Simulationstool erstellte Wechselrichtermodell sollte daher Informationen über die Wirkleistungsmenge enthalten, die sowohl bei einem bestimmten Sollwert als auch bei einer Änderung der Netzfrequenz in Abhängigkeit von der primären Energieversorgung an das Netz geliefert wird. Die Regelung der Blindleistung bei unterschiedlichen Sollwerten sollte durch eine entsprechende Netzqualitätskurve bestimmt werden.

02

Außerdem muss das Modell das Verhalten des Wechselrichters bei plötzlichen Abweichungen der Netzspannung von der normalen Amplitude widerspiegeln, d. h. Widerstehen von Abweichungen über einen bestimmten Zeitraum und Abschalten, wenn die Abweichung die in der Spezifikation angegebene Zeit überschreitet. Ein weiterer Aspekt, der vom Modell abgedeckt werden muss, ist der Blindstrom, der zur Netzstützung bei einem Spannungseinbruch eingespeist wird. Die Leistungsfähigkeit des Universal-Framework-Simulationstools unter solchen Netzfehlerbedingungen wurde durch Messungen bestätigt. Das Zertifikat dieser Validierung wird häufig vom Kunden benötigt und stellt somit einen erheblichen Mehrwert dar.

Das Modell sollte Informationen über die Wirkleistung enthalten, die in Abhängigkeit von der primären Energieversorgung an das Netz geliefert wird.

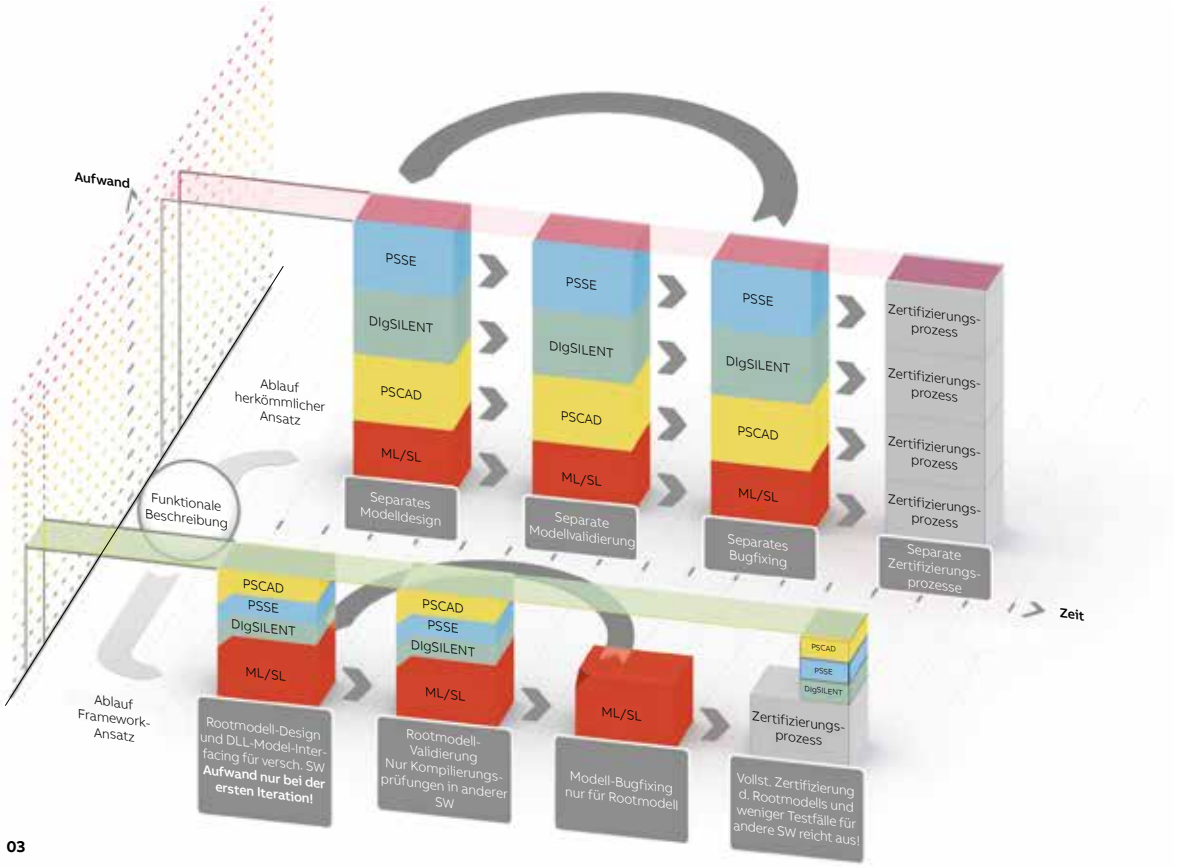
Prinzipien universeller Modelle

In erster Linie muss das Universal-Framework-Simulationstool die notwendige Funktionalität zur Simulation aller Grid-Code-Szenarien bieten. Die beiden wichtigsten Komponenten einer solchen Simulation sind die PV-Quelle und der Wechselrichter.

Die Simulation der PV-Quelle basiert auf einem mathematischen bzw. physikalischen Modell des Solarmoduls mit den grundlegenden Parametern Bestrahlungsstärke und Temperatur. Der Nutzer kann die Eigenschaften des Moduls im Tool auf der Grundlage des Datenblatts definieren und nach Wunsch virtuelle Solaranlagen erstellen, um verschiedene Eingangsleistungen zu simulieren. Dies kann in eine DLL integriert werden, was aber nicht zwingend notwendig ist, da ein Kunde vielleicht ein externes PV-Parkmodell anbinden möchte.

—
02 Logo des Universal-Framework-Simulationstools.

—
03 Vergleich zwischen dem Ablauf beim herkömmlichen Ansatz und beim Framework-Ansatz.



03

Die Simulation der Wechselrichterkomponente beinhaltet eine mathematische Umsetzung des Wechselrichters und der dazugehörigen Regelalgorithmen, die Szenarien wie die maximale Leistungsauskoppelung von der PV-Anlage, Netzsynchronisation und -stützung (z. B. durch Blindleistungseinspeisung), Spannungsregelung, Wirk- und Blindleistungsbereitstellung bzw. dynamische Netzstützung im Fehlerfall (Fault-Ride-Through) abdeckt. Das Universal-Framework-Simulationstool unterstützt Eingabe-Ausgabe-Schnittstellen für EMT- (Electromagnetic Transients) und RMS-Simulationen (Root Mean Square), um verschiedene vom Kunden verwendete Simulationsarten zu berücksichtigen.

Da verschiedene Kunden verschiedene Simulationsumgebungen nutzen, wäre es wünschenswert, ein einzelnes Grundmodell in verschiedene Funktionsmodule übertragen zu können. Eine Möglichkeit dazu besteht darin, mithilfe eines Matlab/Simulink-Rootmodells DLL-Blöcke zu generieren, die dann als separate externe Module in Drittanbietersoftware (z. B. DIgSILENT Power Factory, PSCAD oder PSS/E) genutzt werden können. Eine vollständige Automatisierung dieses Prozesses wird durch die Einführung eines Frameworks ermöglicht, das für die Erzeugung des Funktionscodes für das Modell verantwortlich ist. Der Schnittstellencode für die Drittanbieter-Simulationssoftware (ein sogenannter Wrapper) wird bereitgestellt und in das finale Modell integriert.

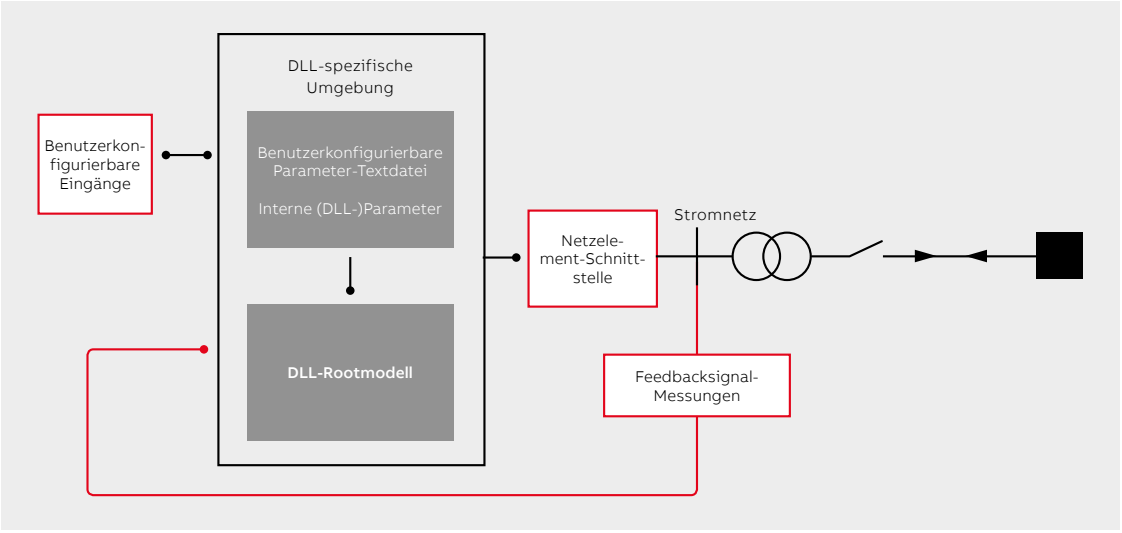
Weitere erforderliche Funktionalitäten des Tools sind: Unterstützung von automatisierten Tests, Berichterstellung und Regressionstests der Modelle. Diese Funktionen unterstützen Entwickler bei der Modellerstellung, beim Testen und bei der Fehlerbeseitigung (Bugfixing).

Das Tool unterstützt auch das Backtesting von DLLs in der Matlab/Simulink-Umgebung (sogenanntes Software-in-the-Loop-Testing). Dies ist wichtig, um sicherzustellen, dass der Code korrekt generiert wurde. Der DLL-Block

—
In erster Linie muss das Simulationstool die Funktionalität zur Simulation aller Grid-Code-Szenarien bieten.

kann in der gleichen Umgebung getestet werden wie das Grundmodell. Darüber hinaus können die generierten Modelle als „Black-Box“-Modell an Kunden geliefert werden, die eine Matlab/Simulink-Simulationsumgebung verwenden.

Der größte Vorteil des Black-Boxings ist, dass das in den DLLs enthaltene geistige Eigentum von ABB geschützt ist. Auf diese Weise kann das gesamte Modell an den Kunden in PSCAD, PowerFactory oder PSS/E übermittelt werden, ohne die internen Algorithmen offenzulegen. Mit den zur Verfügung gestellten Anleitungen ist der



04

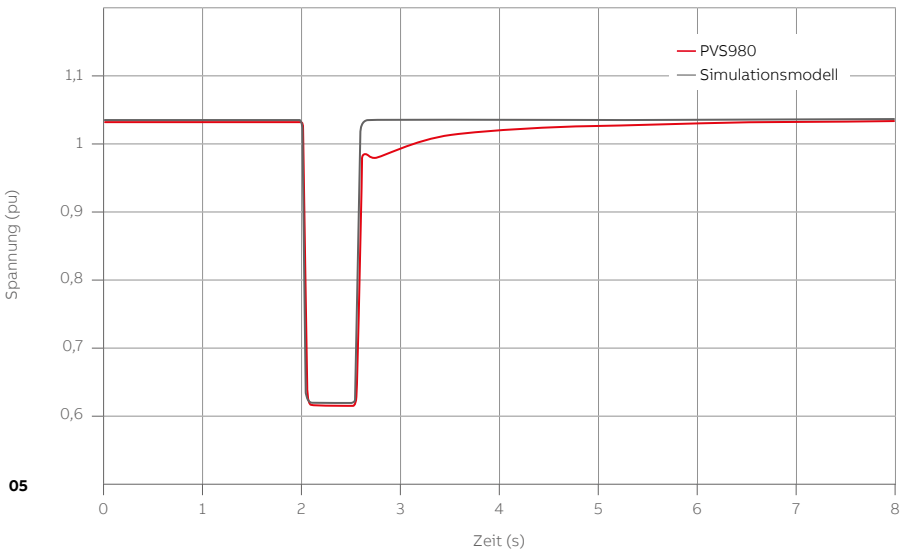
Kunde problemlos in der Lage, die Ergebnisse zu reproduzieren, um das Grid-Code-konforme Verhalten des Solarwechselrichters zu validieren. Der gesamte Prozess der Modellentwicklung und -zertifizierung kann im Vergleich zu einem herkömmlichen Ansatz mithilfe des Universal-Framework-Simulationstools erheblich verbessert werden →3.

Der Prozess der DLL-Modellimplementierung ist normalerweise abhängig von der verwendeten Simulationssoftware und nicht ganz so einfach, wie es scheint. Unterschiedliche Simulationspakete nutzen unterschiedliche Löser, Berechnungsmethoden, Signalschnittstellen und Elementbibliotheken. Das Universal-Framework-Simulationstool beseitigt alle mit dem Implementierungsprozess verbundenen Unannehmlichkeiten durch die Erstellung einer DLL-spezifischen Zwischenumgebung, die eine softwarespezifische Schnittstelle definiert. Eine solche Lösung ermöglicht eine Zusammenarbeit des DLL-Modells mit dem Netz durch Regelung des softwarespezifischen Netzelements auf Basis der Feedback-Messungen und benutzerkonfigurierbaren Eingangssignale. Die spezifischen Parameter des DLL-Rootmodells sind über die externe Parameter-Textdatei konfigurierbar, die von allen Simulationssoftwarepaketen verwendet wird →4.

Das ABB Universal-Framework-Tool ermöglicht durch seine Einfachheit, Flexibilität, Anpassungsfähigkeit und Widerverwendbarkeit erhebliche Kostensenkungen.

Modellvalidierung

Um zu zeigen, dass das entwickelte Modell eine korrekte Reaktion auf verschiedene Grid-Code-Szenarien liefert, wurde es anhand von Laborexperimenten verifiziert. Beispiele für den Spannungs- und Stromverlauf eines Solarwechselrichters beim Fehlertest sind in →5–6 dargestellt. Es zeigt sich eine hohe Übereinstimmung der Kurven im stationären Zustand vor dem Fehler und während des Fehlers. Auch die transienten Regionen stimmen



05

gut überein. Die Unterschiede treten nach der Fehlerphase aufgrund des Transformator-Einschaltstroms auf, der bei der Netzmodellierung nicht berücksichtigt wurde. Dennoch liegt die Abweichung innerhalb des Toleranzbereichs.

Solche validierten Modelle können für weitere Untersuchungen genutzt werden, die das gesamte Kundennetz einschließen. Ein solches Referenzdesign ist in →7 dargestellt. Der Netzteil nutzt softwarespezifische Bibliotheken und beinhaltet typischerweise Verteil- und Leistungstransformatoren, Kabel und Netzimpedanzen am Netzanschlusspunkt (Point of Common Coupling, PCC).

Ein wahrhaft universelles Tool

Der Ansatz des Universal-Framework-Tools wurde erfolgreich für andere Produkte aus der Familie der Solarwechselrichter verifiziert, was seine Wiederverwendbarkeit unterstreicht. Außerdem ist das Tool kompatibel mit einer ganzen Reihe von Softwarepaketen für die Analyse von elektrischen Versorgungssystemen und könnte auch für andere Produktgruppen wie Wechselrichter für Windturbinen, STATCOMs (statische synchrone Kompensatoren) und Mittelspannungs-Antriebswechselrichter verwendet werden. Ferner lässt sich der universelle Modellansatz auf andere Simulationssoftwarepakete ausweiten, die eine DLL-Schnittstelle unterstützten, wenn sich kundenseitig ein entsprechender Bedarf einstellt. Im Vergleich zum herkömmlichen Ansatz ermöglicht das ABB Universal-Framework-Tool durch seine Einfachheit, Flexibilität, Anpassungsfähigkeit und Widerverwendbarkeit erhebliche Kostensenkungen bei der Modellierung von Wechselrichtern. ●

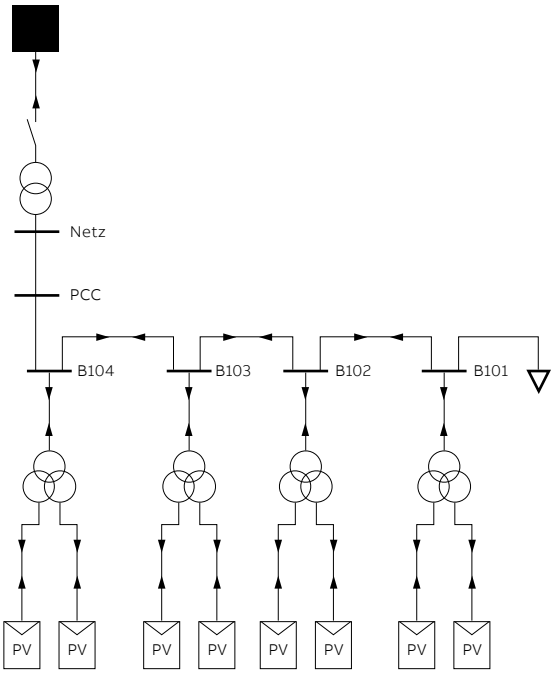
—
04 DLL-Modell-Interfacing in verschiedenen Simulations-softwarepaketen.

—
05 RMS-Wert der Mitsystemspannung zwischen zwei Phasen während eines symmetrischen Fehlers – Vergleich zwischen Messungen und Simulationsergebnissen.

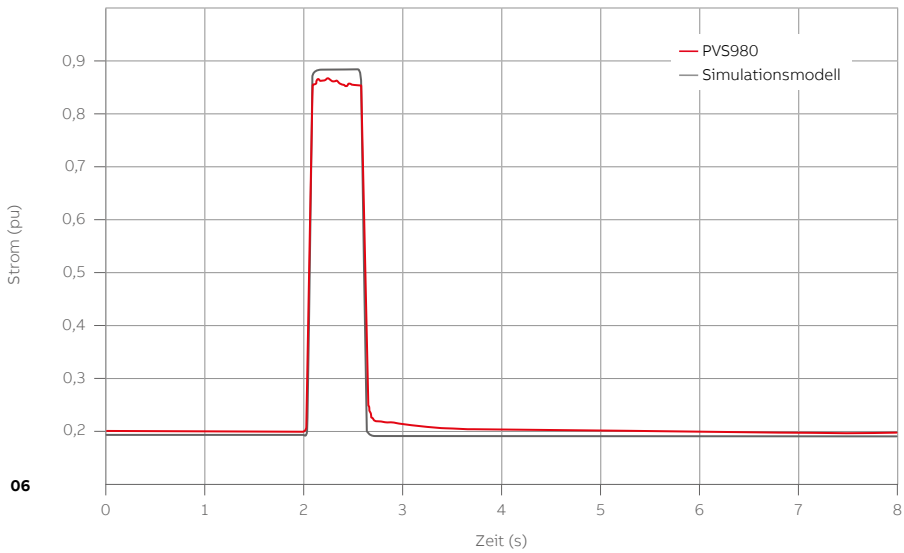
—
06 RMS-Wert des Mitsystemstroms während eines symmetrischen Fehlers – Vergleich zwischen Messungen und Simulationsergebnissen.

—
07 Beispiel eines Referenzdesigns mit acht Solarwechselrichtern.

—
Literaturhinweis
[1] I. Romero et al.: „Gut beraten beim Netzanschluss: ABB und ihre Power-Consulting-Experten helfen bei der Integration erneuerbarer Energien und Einhaltung von Netzanschlussregeln". ABB Review 4/2015, S. 50–55.



07



06

DIGITALISIERUNG UND ANALYSE

Cybersicherheit im Blick

Während viele Unternehmen versuchen, neue und alte Systeme zu integrieren – häufig ohne einen ganzheitlichen Ansatz zur Netzwerksicherheit zu verfolgen –, geht man davon aus, dass sich die durch Cyberkriminalität verursachten Kosten in den kommenden fünf Jahren nahezu verdoppeln werden. Mit einer installierten Basis von 70 Millionen vernetzten Geräten, 70.000 digitalen Steuerungssystemen und 6.000 Softwarelösungen der Enterprise-Klasse nimmt ABB diese Entwicklung sehr ernst. Im ABB Group Cyber Security Council kommen Experten aus allen Teilen des Unternehmens zusammen, um das Bewusstsein für potenzielle Bedrohungen zu stärken und sicherzustellen, dass entsprechende Maßnahmen innerhalb des Unternehmens nach einheitlichen Standards umgesetzt werden.

Satish Gannu
ABB Industrial Automation
San Jose, CA, USA

satish.gannu@us.abb.com

Laut einer jüngsten Studie, die vom britischen Marktforschungsunternehmen Juniper Research durchgeführt wurde, könnten für Unternehmen weltweit in den nächsten fünf Jahren Kosten in Höhe von acht Billionen US-Dollar durch kriminellen Datenmissbrauch entstehen. Gründe für das wachsende Ausmaß dieser Schäden sind zum einen die stetig zunehmende Internetkonnektivität und zum anderen die Herausforderungen, mit denen

> Der kriminelle Datenmissbrauch könnte Unternehmen weltweit in den nächsten fünf Jahren acht Billionen US-Dollar kosten.

sich Unternehmen konfrontiert sehen, wenn sie versuchen, durch die Einführung neuer Cybersicherheitsmaßnahmen mit diesem Trend Schritt zu halten.

Laut der Studie von Juniper Research [1] wird sich die Zahl der von Cyberkriminellen gestohlenen Personendatensätze von geschätzten 2,8 Milliarden im Jahr 2017 bis zum Jahr 2020 auf 5 Milliarden nahezu verdoppeln.

Diese Entwicklung zeigt, dass Cybersicherheitsprobleme besonders akut werden, wenn Unternehmen versuchen, neue und vorhandene Altsysteme zu integrieren, ohne dabei einen ganzheitlichen Ansatz zur Netzwerksicherheit zu verfolgen.

Große installierte Basis

ABB nimmt diese Entwicklung sehr ernst. Die installierte Basis des Unternehmens umfasst 70 Millionen vernetzte Geräte, 70.000 digitale Steuerungssysteme und 6.000 Softwarelösungen der Enterprise-Klasse. Als führendes Unternehmen im Industriesektor besitzt ABB vierzig Jahre Erfahrung in der Entwicklung sicherer digitaler Lösungen für Kunden in kritischen Geschäftsfeldern wie Öl und Gas, Energieerzeugung und -verteilung. In diesen Bereichen kann schon die geringste Störung schwerwiegende wirtschaftliche und ökologische Folgen haben.

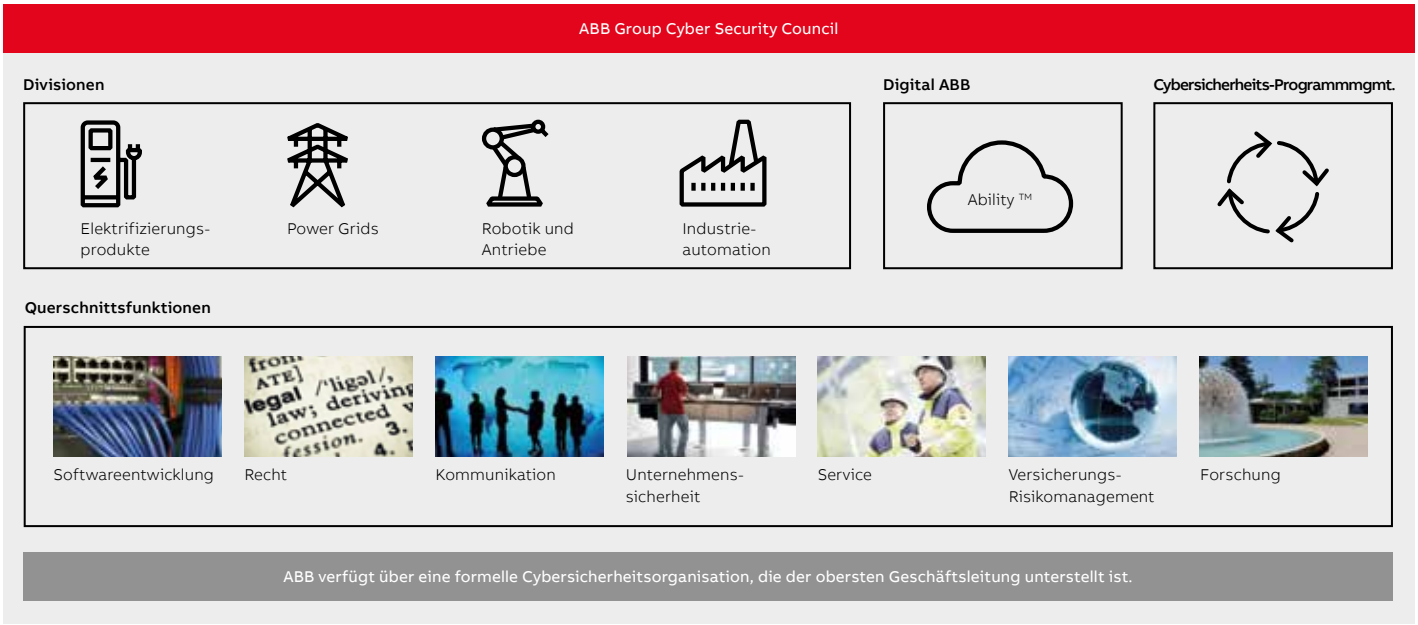
Weltweiter Weckruf

Der als „Stuxnet“ bekannt gewordene Cybersicherheitsvorfall in der iranischen Urananreicherungsanlage in Natanz im Jahr 2010 war wie ein Weckruf für die gesamte Industrie – und die ganze Welt.

—

ABB besitzt vierzig Jahre Erfahrung in der Entwicklung sicherer digitaler Lösungen für Kunden in kritischen Geschäftsfeldern.

Obwohl keine Systeme von ABB betroffen waren, löste der Vorfall einen Prozess der internen Reflexion und Untersuchung im Unternehmen aus. Stuxnet machte deutlich, dass es jedes Unternehmen hätte treffen können, und zeigte die potenziellen Schwachstellen einer Vielzahl von Geräten auf.



01

Stärkung der Handlungsbereitschaft
Vor diesem Hintergrund hat sich ABB dazu entschlossen, die Skalierung von entsprechenden Initiativen von der lokalen Ebene und Divisionsebene auf die Konzernebene zu initiieren, und hat dazu den ABB Group Cyber Security Council ins Leben gerufen. Aufgabe des Councils ist es, eine kontinuierliche Stärkung der Handlungsbereitschaft von ABB sicherzustellen →1.

—

Der Group Cyber Security Council arbeitet daran, das Bewusstsein für Cybersicherheit im gesamten Unternehmen zu stärken.

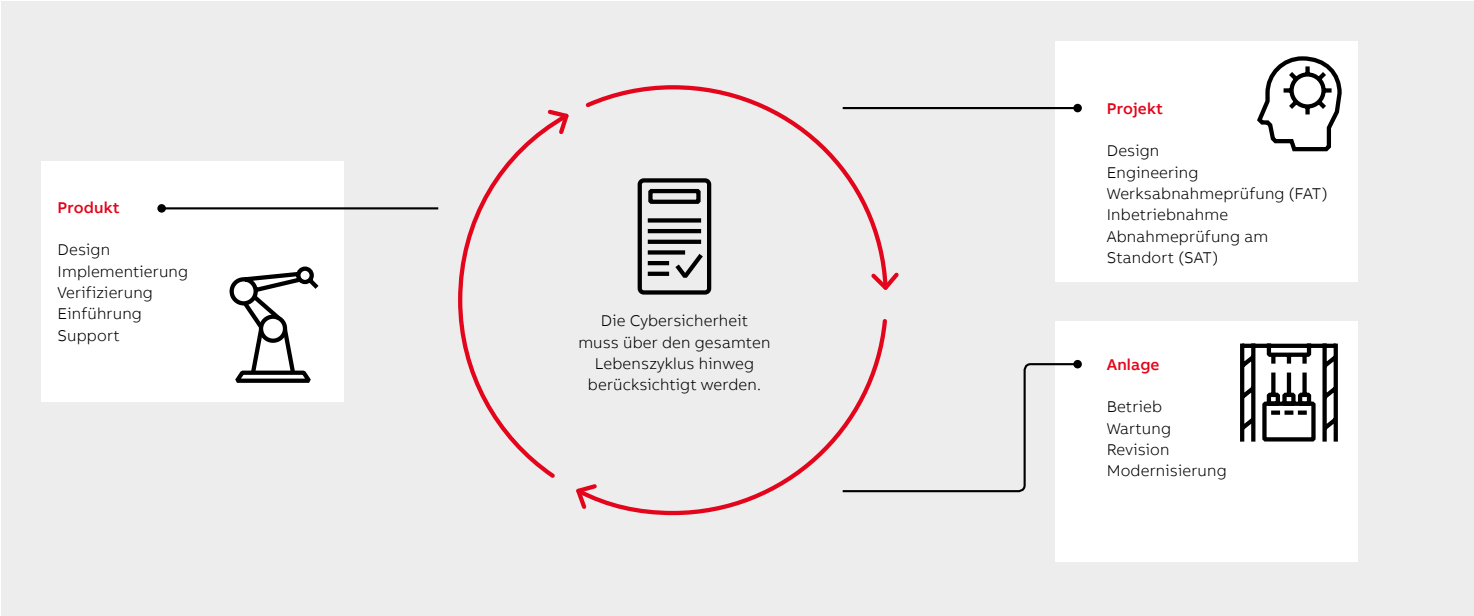
Im Council kommen Experten aus unterschiedlichen Bereichen wie F&E, IS-Infrastrukturen, Recht und Kommunikation zusammen, die aktiv daran arbeiten, das Bewusstsein für Cybersicherheit im gesamten Unternehmen zu stärken.

Außerdem ist der Council an Standardisierungsinitiativen wie der Plattform Industrie 4.0 und dem Industrial Internet Consortium beteiligt und arbeitet eng mit Dutzenden von Hochschulen zusammen. Ferner sorgt der Council dafür, dass Maßnahmen innerhalb des Unternehmens nach einheitlichen Standards umgesetzt werden →2 und dass Zulieferer von ABB in Sachen Informationssicherheit auf dem gleichen Level sind wie ABB.

Cybersicherheit im Mittelpunkt
Im Laufe der Jahre ist Cybersicherheit zu einem integralen Bestandteil des ABB-Produktportfolios geworden und spielt heute eine wichtige Rolle in jeder Phase von der Konzeption und Entwicklung eines Produkts bis hin zur Wartung und zum Support.

Zu den Maßnahmen, die ABB unternimmt, um die Zuverlässigkeit und Sicherheit ihrer Lösungen zu gewährleisten, gehören z. B.:

- Bedrohungsmodellierung und Security Design Reviews
- Sicherheitsschulung von Softwareentwicklern
- Interne und externe Sicherheitsprüfungen im Rahmen von Qualitätssicherungsprozessen



02

Die Entwicklung, die in puncto Cybersicherheit bereits im IT-Sektor stattgefunden hat, passiert nun im Bereich der industriellen Leitsysteme. Tatsächlich wird Cybersicherheit zunehmend zu einem festen Bestandteil des täglichen Lebens mit automatischen Softwareupdates, Sicherheitspatches und Antiviren-Updates, die darauf ausgelegt sind, eine wachsende Zahl von Bedrohungen abzuwenden. ABB ist bereit, die Sicherheit ihrer Produkte durch stetige Innovation zu verbessern und die richtigen Produkte bereitzustellen, um die Sicherheitsanforderungen der kritischen Infrastrukturen ihrer Kunden zu erfüllen. ●

—

ABB ist bereit, die Sicherheit ihrer Produkte durch stetige Innovation zu verbessern und die richtigen Produkte bereitzustellen, um die Sicherheitsanforderungen ihrer Kunden zu erfüllen.

—

01 Der ABB Group Cyber Security Council hat die Aufgabe, eine kontinuierliche Stärkung der Handlungsbereitschaft von ABB sicherzustellen.

—

02 Der Cybersicherheits-ansatz von ABB ist ganzheitlich und umfasst alles von der Konzeption und Entwicklung bis hin zur Wartung und zum Support.

—

Literaturhinweis

[1] Juniper Research: „Cybercrime to Cost Global Business Over $8 Trillion in the Next 5 Years“. Verfügbar unter: https://www.juniperresearch.com/press/press-releases/cybercrime-to-cost-global-business-over-$8-trn

BUZZWORDS ENTSCHLÜSSELT

Quantensichere Verschlüsselung

Kritische Systeme wie die Eisenbahnen, die Flugsicherung oder Stromnetze benötigen eine Verschlüsselung, die extrem sicher ist und auch im Zeitalter der Quantencomputer einen langfristigen Datenschutz bietet. Die Quantenphysik liefert eine solche Lösung.

01

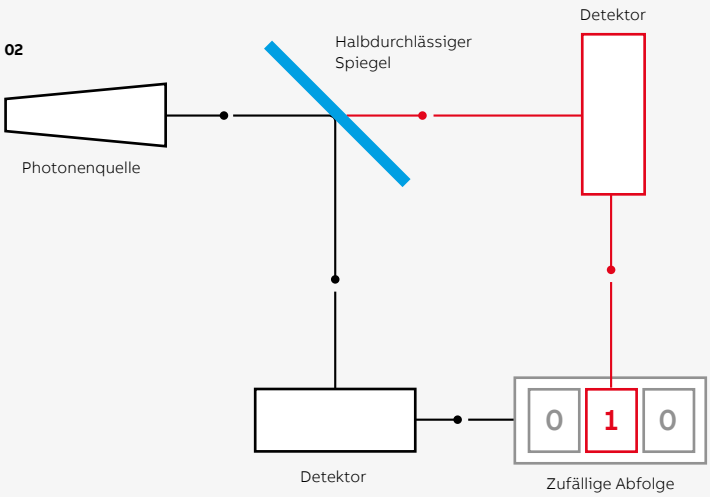
Rouven Floeter
ABB Power Systems,
Grid Automation
Baden, Schweiz

rouven.floeter@
ch.abb.com

Die Industrie wird immer digitaler und vernetzter. Gleichzeitig werden immer größere Datenmengen übertragen. Einige dieser Daten, z. B. in kritischen Prozessen, erfordern ein besonders hohes Maß an Sicherheit und einen langfristigen, zukunftssicheren Schutz. Selbst physisch geschützte und verschlüsselte Kommunikationsverbindungen sind nicht gegen Angriffe gefeit. Physische Sicherheit kann umgangen werden, und es gibt Abhörmethoden, die ein Auskoppeln von Daten aus einer Kommunikationsleitung ermöglichen, ohne dass ein physischer Kontakt zum Gerät erforderlich ist.

In der Kryptographie geht es um digitale Schlüssel. Ein Schlüssel ist im Wesentlichen eine große Zahl, die zur Verschlüsselung von Daten verwendet wird. Hört ein Dritter die Übertragung ab, kann dieser die einzelnen Bits der Nachricht zwar sehen und aufzeichnen, aber wenn er den Schlüssel nicht kennt, ist der erforderliche Rechenaufwand zum Knacken des Codes so groß, dass es unwirtschaftlich ist.

02



—
01 Die Quantenphysik ermöglicht die Schaffung von wirklich nichtdeterministischen Systemen.

—
02 Die Verschlüsselungskarte SECU1 von ABB nutzt die Quantenphysik zur Erzeugung von kryptografischen Schlüsseln auf wirklich nichtdeterministische Weise.

Eine sichere Übertragung hat zwei Phasen: die Verschlüsselung der Daten und der Austausch der erforderlichen Schlüssel. Herkömmliche Methoden auf der Basis mathematisch generierter zufälliger Zahlen werden für eine sichere Erzeugung von Schlüsseln bald nicht mehr ausreichen, da die Computer, auf denen sie ausgeführt werden, selbst deterministisch sind und Quantencomputer bald in der Lage sein werden, diese Art der asymmetrischen Verschlüsselung zu knacken. Die quantensichere Kryptografie beschreitet neue Wege, indem sie die physikalischen Eigenschaften von Licht zur Erzeugung wirklich zufälliger Zahlen nutzt.

Man stelle sich ein Photon vor, das auf eine halbdurchlässige Oberfläche trifft. Es kann entweder von der Oberfläche reflektiert werden oder durch sie hindurchdringen, aber nicht beides gleichzeitig. Platziert man einen Detektor so, dass er übertragene Photonen registriert, und einen weiteren so, dass er reflektierte Photonen registriert, liefert die kombinierte Ausgabe beider Detektoren eine wirklich zufällige binäre Abfolge →2.

Die zweite Phase ist die Übertragung des Schlüssels. Bei der Quantenschlüsselverteilung wird die Orientierung des elektrischen Felds eines Photons für die Übertragung der Schlüssel genutzt. Dazu erzeugt ein Sender Photonen mit zufälliger Orientierung. Sobald ein Hacker versucht, den Schlüssel auszuspionieren, verändert er die Bits des Quantencodes. Schon das Lesen verändert den Zustand. Sender und Empfänger erkennen dies, und der Abhörversuch ist entlarvt. Die Schlüsselerzeugung und -übertragung beginnt von Neuem. Die Methode der Quantenschlüsselverteilung wurde bereits erfolgreich getestet und macht die Datenübertragung viel sicherer.

Die beste Kryptografie nützt jedoch wenig, wenn die besonderen Anforderungen kritischer Anwendungen hinsichtlich der Kommunikationsleistung (z. B. Jitter, Migration, Latenz) und der Verfügbarkeit der Kommunikationsinfrastruktur nicht durch entsprechende Messungen dieser kritischen Parameter berücksichtigt werden.

Nach dem Erwerb des Geschäftsfelds Kommunikationsnetze von KEYMILE im Jahr 2017 ist ABB in der Lage, quantensichere Kommunikationslösungen für kritische Infrastrukturen anzubieten. Durch die Installation von Geräten wie der Verschlüsselungskarte SECU1 →1 zwischen einem Gerät und dem Netzwerk kann die Kommunikation abgesichert werden, ohne die Latenz zu erhöhen. ●

—
Impressum

—
Editorial Board

Bazmi Husain
Chief Technology Officer
Group R&D and Technology

Adrienne Williams
Senior Sustainability Advisor

Christoph Sieder
Head of Corporate Communications

Reiner Schoenrock
Technology and Innovation Communications

Roland Weiss
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 Switzerland Ltd.
ABB Review
Segelhofstrasse 1K
CH-5405 Baden-Dättwil
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 ©2018 ABB Switzerland Ltd. Baden, Schweiz

—
Druck
Vorarlberger Verlagsanstalt GmbH
6850 Dornbirn
Österreich

—
Layout
DAVILLA AG
Zürich, Schweiz

—
Satz
Konica Minolta Marketing Services
WC1V 7PB London
Großbritannien

—
Übersetzung
Thore Speck
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

http://www.abb.com/abbreview

PEFC Certified
This product is from sustainably managed forests and controlled sources
www.pefc.org
PEFC
PEFC/06-37-03

Tablet-Ausgabe
Die ABB Review ist auch als Tablet-Version verfügbar.

Besuchen Sie abb.com/abbreview

Bleiben Sie auf dem Laufenden …
Haben Sie eine ABB Review verpasst? Melden Sie sich unter abb.com/abbreview für unseren E-Mail-Benachrichtigungsservice an und verpassen Sie nie wieder eine Ausgabe.

Nach der Anmeldung erhalten Sie per E-Mail einen Bestätigungslink, über den Sie Ihre Anmeldung bestätigen müssen.

Adressaufkleber hier anbringen

Vorschau 04/2018

Autonome Systeme

Eine Fabrik ist traditionell ein physischer Ort, an dem Dinge hergestellt werden. Doch die Digitalisierung der Industrie macht sie zu viel mehr: einem Pool von Fertigkeiten, Fähigkeiten und Systemen, die zunehmend intelligenter werden und es Unternehmen erlauben, das Was, Wie, Wer und Wo der Fertigung neu zu definieren. Die nächste Ausgabe der ABB Review zeigt erstmalig, wie unsere Kunden solche innovativen Ideen umsetzen.