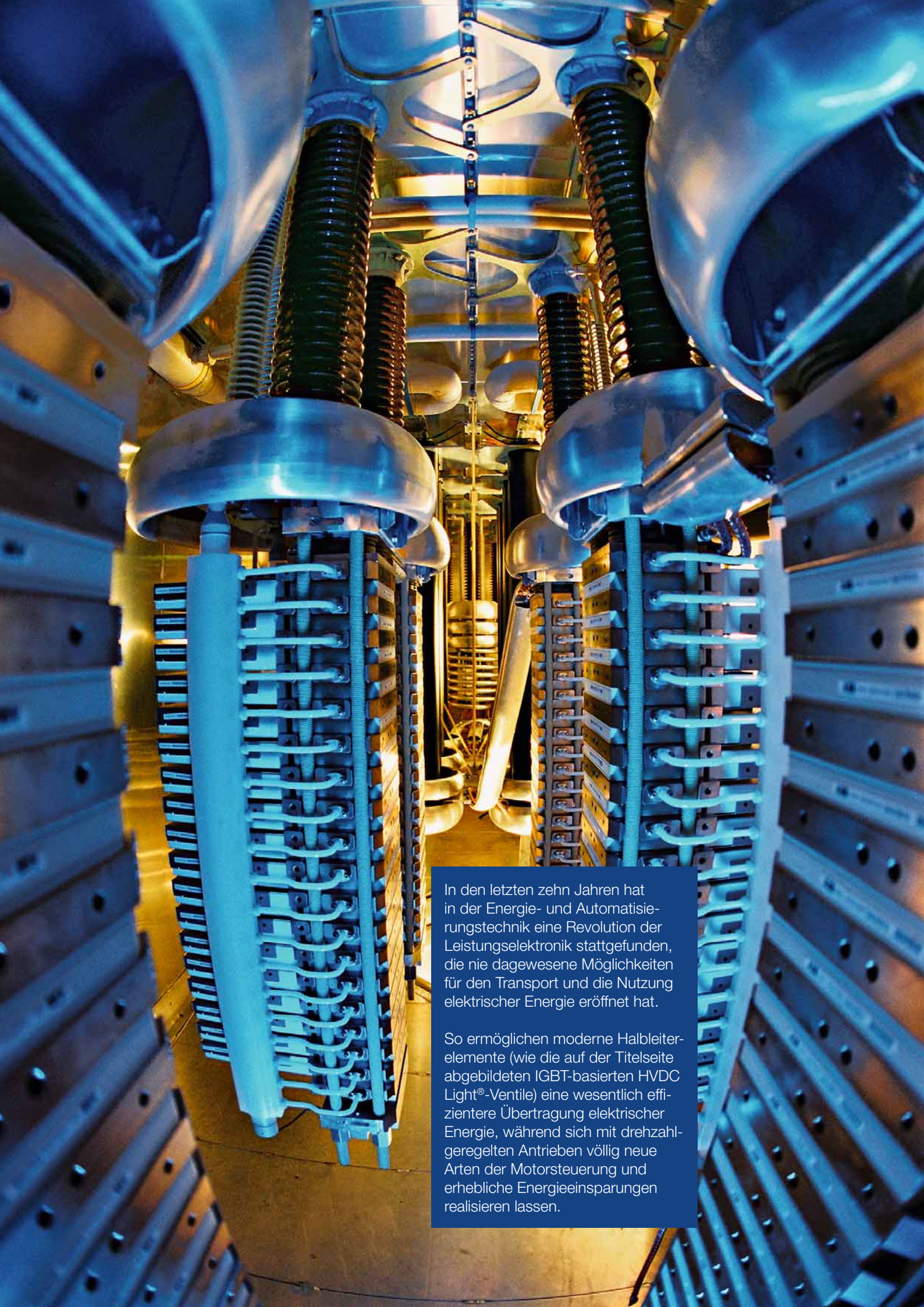


Leistungs- elektronik

IGBT: ein kleiner Chip mit großer Wirkung
Seite 19

Antriebe: mehr Leistung mit weniger Energie
Seite 30

Windkraft: Strom aus Luft
Seite 56



In den letzten zehn Jahren hat in der Energie- und Automatisierungstechnik eine Revolution der Leistungselektronik stattgefunden, die nie dagewesene Möglichkeiten für den Transport und die Nutzung elektrischer Energie eröffnet hat.

So ermöglichen moderne Halbleiterelemente (wie die auf der Titelseite abgebildeten IGBT-basierten HVDC Light®-Ventile) eine wesentlich effizientere Übertragung elektrischer Energie, während sich mit drehzahlregulierten Antrieben völlig neue Arten der Motorsteuerung und erhebliche Energieeinsparungen realisieren lassen.



Die unsichtbare Evolution

Wir haben uns längst an den Gedanken gewöhnt, dass die Leistungsfähigkeit unserer Laptops und Unterhaltungselektronik auf Millionen von Transistoren basiert. Doch wer hätte gedacht, dass eines Tages auch unsere Stromversorgung durch Milliarden von Transistoren fließen würde?

Während in frühen Gleich- und Wechselrichterstationen nur eine Handvoll Dioden oder Thyristoren zu finden war, kann eine moderne HVDC Light®-Station 100 Milliarden Transistoren enthalten, wenn man die Anzahl der IGBT-Module, die Chips innerhalb dieser Module und die Mikrostrukturen auf diesen Chips berücksichtigt. Das dazu erforderliche hohe Maß an Integration ist mit hohen Anforderungen an die Zuverlässigkeit verbunden – Anforderungen, für die die fortschrittlichen Design- und Fertigungsteams von ABB bestens gerüstet sind.

Als ABB Anfang der 1960er Jahre ihre erste Siliziumdiode entwickelte, konnte niemand selbst in seinen kühnsten Träumen ahnen, dass einmal ein solches Maß an Komplexität und raffinierter, fein abgestimmter Funktionalität möglich sein würde. Ebenso wenig konnte damals jemand ahnen, dass der elektrische Strom auf seinem Weg vom Kraftwerk zum Verbraucher durch kontrollierte Verbindungen aus Silizium fließen würde, die heute mehrere Hundert Megawatt bewältigen können – rund 10.000-mal mehr als noch vor einem halben Jahrhundert.

Kein Wunder also, dass Leistungshalbleiter die führende Rolle in nahezu allen elektrischen Anwendungen übernommen haben: Antriebe für einen effizienten Betrieb von Motoren sind von 10 W bis zu mehreren 100 MW erhältlich; HGÜ-Leitungen transportieren bis zu 6 GW elektrischer Energie bei fast 1.000 kV; Züge, Aufzüge und Krane laufen sanft und ruckfrei dank leistungselektronischer Elemente;

Umrichter ermöglichen die Anbindung von Windkraftanlagen an das Stromnetz, und sogar Radarsysteme zur Sicherung des Luftverkehrs basieren auf Leistungshalbleitern.

Bei all diesen Errungenschaften hat ABB eine bedeutende Rolle gespielt. In dieser Ausgabe der *ABB Technik* stellen wir eine Reihe von Anwendungen sowie die Technologie selbst vor, die all dies ermöglicht – eine Technologie, die nicht nur den Komfort und die Produktivität steigert, sondern auch dabei hilft, Energie zu sparen. Eine höhere Energieeffizienz ist auch das Ziel des umfangreichen Produkt- und Systemportfolios von ABB, und nahezu bei allen Produkten spielen Leistungshalbleiter eine Rolle.

Wir sehen den enormen Fortschritt bei den elektronischen Komponenten an unseren Computern, digitalen Abspielgeräten, Digitalkameras usw. Eine ähnliche, jedoch wesentlich weniger sichtbare Evolution hat auch im Bereich der elektrischen Energieversorgung stattgefunden. Doch da diese gern als selbstverständlich hingenommen wird, bleibt der enorme Fortschritt größtenteils unerkannt. In dieser Ausgabe der *ABB Technik* werfen wir einen Blick hinter die Kulissen und betrachten eine Infrastruktur, die längst zu einem natürlichen Bestandteil unseres Lebens geworden ist.

Eine interessante Lektüre wünscht Ihnen

Peter Terwiesch
Chief Technology Officer
ABB Ltd.

ABB Technik 3/2008

Leistungselektronik

Halbleiter

6

Das Geschäft mit den Halbleitern

Die ABB-Geschäftseinheit Semiconductors in Lenzburg und ihre besondere Bedeutung für die Energiewirtschaft

9

Auf das Packaging kommt es an

Die richtige Aufbau- und Verbindungstechnik sorgt für eine hohe Qualität und Zuverlässigkeit von IGBT-Modulen.

15

Kleiner Punkt mit großer Wirkung

High-Power-Technologie für IGCTs

19

Das Plus an Leistung

Die Evolution der IGBT-Technologie

Antriebstechnik

25

Das Arbeitspferd und sein Jockey

AC-Antriebe von ABB sind das Maß der Dinge in puncto Energieeffizienz und Produktivität für Elektromotoren aller Leistungsklassen.

30

Ein starkes Team

Einsatz von ABB-Multidives mit aktiver Einspeiseeinheit in der Zement- und Mineralindustrie

Stromrichter

35

Der kompakte Controller

PP D104 – eine Lowend-Erweiterung der Leittechnikplattform AC 800PEC

40

AC-Erregung mit ANPC-Stromrichtertechnologie

Einsatz von ANPC-Stromrichtern in AC-Erregungssystemen für Pumpspeicherwerke

44

Unsichtbar und umweltfreundlich

Neue Übertragungstechnologien für eine saubere und nachhaltige Zukunft

49

Die richtige Verbindung

Frequenzumrichter für die Bahnstromversorgung

56

Umrichter für den Offshore-Einsatz

Anbindung von 5-MW-Offshore-Anlagen mit dem PCS 6000 Wind

62
Effiziente Nutzung der Windkraft
Netzanbindung von Offshore-Windparks mit
HVDC Light®

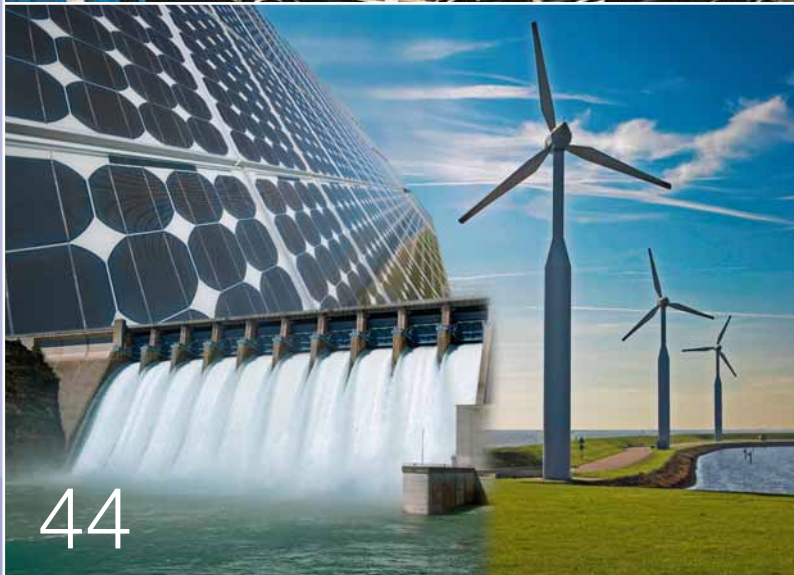
Diagnose und Sicherheit

67
Beschleunigte Problemlösung
Ein neues Diagnosewerkzeug hilft bei der Fehlerbeseiti-
gung in Anlagenleitsystemen.

70
Sicher landen mit Hochleistungsimpulsen
Modernisierung der Radarsysteme an US-Flughäfen mit
Halbleiterschaltern von ABB

Pionierleistungen

72
Siegessäge der Chips
Die Geschichte der Leistungshalbleiter bei ABB



Das Geschäft mit den Halbleitern

Die ABB-Geschäftseinheit Semiconductors in Lenzburg hat eine besondere Bedeutung in der Energiewirtschaft

Sven Klaka

Seit über 25 Jahren fertigt ABB Leistungshalbleiter. Was als Produktion einer begrenzten Anzahl von Einheiten für den Eigenbedarf bei BBC begann, hat sich nach der Fusion mit ASEA im Jahr 1987 zu einem starken Geschäftszweig entwickelt. Die Technologie des Geschäftszweigs von ASEA, der im schwedischen Västerås Leistungshalbleiter herstellte, wurde zu ABB in Lenzburg in die Schweiz transferiert. Binnen kurzer Zeit wurde eine breite und konkurrenzfähige Produktpalette entwickelt und erfolgreich vermarktet.



In Zusammenarbeit mit International Rectifier entwickelte ABB eine Reihe von Bipolartransistoren mit isoliertem Gate (Insulated-Gate Bipolar Transistor, IGBT) für Traktions- und Hochspannungs-Gleichstromanwendungen. Im Jahr 1997 investierte ABB in eine Anlage zur Herstellung von Wafern für IGBTs am Standort in Lenzburg. Diese neue BiMOS¹⁾-Anlage wurde direkt neben der bestehenden Anlage zur Fertigung bipolarer Halbleiter²⁾ errichtet. Hierbei handelt es sich um die erste und einzige Anlage der Welt, in der beide Technologien unter einem Dach produziert werden **1**.

Heute verfügt die Halbleiterdivision von ABB in Lenzburg über eine Fertigung für bipolare Wafer (mit einem Durchmesser von 100 mm) mit einer installierten Kapazität von 150.000 Wafern im Jahr und eine Fertigung für BiMOS-Wafer (mit einem Durchmesser von 150 mm) mit einer Jahresleistung von rund 100.000 Wafern – bei gut gefüllten Auftragsbüchern. Zurzeit investiert das Unternehmen in eine Erweiterung der Kapazitäten für beide Technologien, um die steigende Nachfrage im Zuge des allgemeinen Strebens um eine höhere Energieeffizienz zu decken.

Stets präsente Leistungshalbleiter

Während sich vielleicht nur Leistungselektronik-Experten im Angebot der Leistungshalbleiterprodukte von ABB auskennen, sind die Anwendungen, in denen diese Produkte zum Einsatz kommen, allgemein bekannt. So liegt

der Marktanteil von ABB im Bereich der Hochleistungs-Schweißanwendungen zum Beispiel bei über 30%. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Auto nicht nur von ABB-Robotern, sondern auch mit Dioden von ABB geschweißt wurde, ist also recht hoch **2a**. Ebenso ist besonders in Deutschland und der Schweiz die Wahrscheinlichkeit hoch, dass der Zug oder die U-Bahn, mit denen Pendler zur Arbeit fahren, mit GTO-Thyristoren (Gate Turn-Off Thyristoren) von ABB betrieben werden **2c**. Auch wenn es sich hierbei um keine sehr modernen Halbleiterelemente handelt, sind sie doch bekanntermaßen zuverlässig und entsprechend weit verbreitet. Sowohl Autos als auch Züge bestehen zu einem großen Teil aus Stahl, bei dessen Verarbeitung mit Sicherheit IGCTs (Integrated Gate-Commutated Thyristoren) von ABB beteiligt waren **2d**.

Alle bisher genannten Produkte haben eines gemein: Sie enthalten nur einen Halbleiter **3**. In einigen Fällen kann dieser zwar einen Durchmesser von bis zu 110 mm haben (ab 2009 auch 135 mm), doch er besteht weiterhin aus nur einem einzigen Siliziumkristall.

Die anderen Produkte basieren auf IGBT-Chips **2f**. Wie der Name sagt, ist die Steuerelektrode – das Gate – durch eine dünne Oxidschicht isoliert. Der Hauptstrom wird durch einen kapazitiven Effekt gesteuert. Durch die komplexere laterale Struktur dieser Elemente ist die Größe der Komponenten auf ca. 2 bis 3 cm² begrenzt.

Um den steigenden Bedarf an höheren Leistungen zu decken, werden mehrere solcher Chips parallel geschaltet. Ein ABB HiPakTM-Modul enthält bis zu 36 Chips in unterschiedlichen Topologien mit isoliertem Kühlkörper **2e**. Bei den meisten modernen Reisezügen sind IGBTs der HiPak-Serie von ABB für eine sanfte Beschleunigung verantwortlich.

Leistungshalbleiter von ABB spielen in der Regel eine weniger sichtbare, aber dennoch wichtige Rolle. Die Übertragung von Energie über große Entfernungen ist bekanntermaßen nicht sehr effizient, aber in einigen Fällen notwendig. Man denke nur an große Staudämme oder Offshore-Windparks, die sich meist in einiger Entfernung von den Verbrauchsschwerpunkten wie Großstädten befinden. Leistungshalbleiter wie Thyristoren oder StakPakTM-IGBTs wandeln die elektrische Energie in Gleichstrom um, der dann ohne allzu hohe Verluste über große Entfernungen übertragen werden kann. Am Zielort wird der Gleichstrom in einer zweiten Stromrichterstation wieder in Wechselstrom umge-

Fußnoten

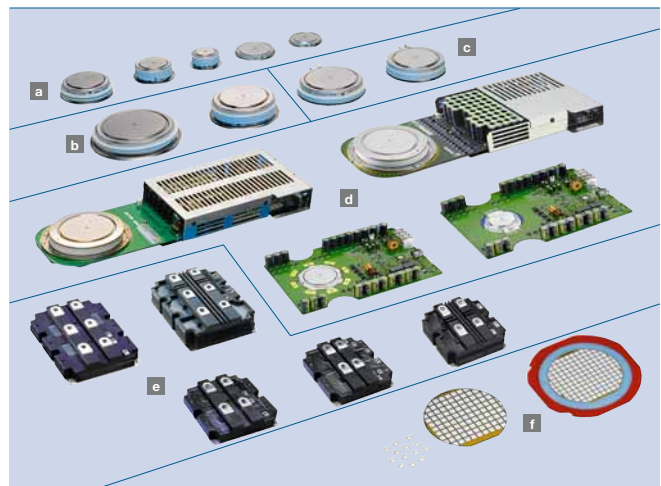
¹⁾ Bipolar Metal-Oxide Semiconductor (bipolare Metalloxid-Halbleitertechnologie). Die Metalloxid-Halbleiterstruktur ermöglicht die Steuerung hoher Ströme mithilfe sehr leistungsarmer Steuersignale. Der zugrunde liegende Haupthalbleiter ist bipolar.

²⁾ Bei der bipolaren Halbleitertechnologie werden im Gegensatz zu unipolaren Halbleitern, bei denen nur eine Ladungsträgerart eingesetzt wird, beide Ladungsträgerarten (positive und negative) zur Leitung des Stroms verwendet.

1 Die Fabrik, die niemals schläft: Bei ABB in Lenzburg wird an sieben Tagen in der Woche rund um die Uhr produziert.



2 Das Leistungshalbleiterangebot von ABB umfasst Dioden **a**, Thyristoren **b**, GTOs **c**, IGCTs **d**, HiPaks **e** und IGBT-Chips **f**.



Halbleiter

3 Anwendungen von Leistungshalbleitern

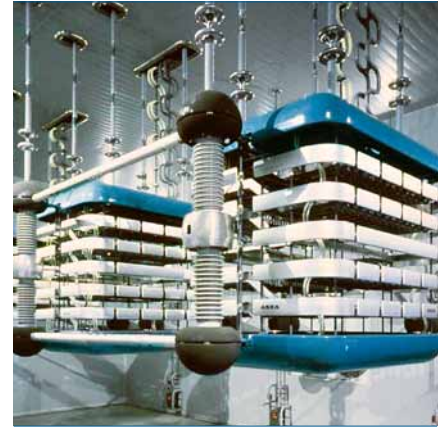
a Walzwerk



b Elektrische Bahnen



c HGÜ-Ventil



wandelt und mit dem Netz synchronisiert.

Mehr Energieeffizienz durch Leistungshalbleiter

Auch wenn niemand in die Zukunft sehen kann, sind einige Entwicklungen schon jetzt klar. So ist es zum Beispiel unwahrscheinlich, dass die Energiekosten wieder sinken werden. Noch vor einem Jahrzehnt hätten die heutigen Rohölpreise von über 100 USD pro Barrel zu einer starken Rezession geführt. Eines der Geheimnisse der derzeitigen wirtschaftlichen Entwicklung ist, dass hohe Energiekosten nicht nur das Wachstum verlangsamten, sondern zu einem gewis-

sen Grad auch Investitionen in eine höhere Energieeffizienz auslösen. Da sich mithilfe der Leistungselektronik Effizienzsteigerungen von bis zu 40% erzielen lassen, bedeutet dies nicht nur ein starkes Wachstum für einen ganzen Industriezweig, sondern auch eine bessere Rentabilität im Hinblick auf die hohen Primärkosten.

Erneuerbare Energien gewinnen zunehmend an Bedeutung. Im Bereich der Windkraft geht der Trend in Richtung großer Offshore-Windparks, da die meisten der geeigneten Standorte an Land entweder bereits besetzt sind oder von den Anwohnern abgelehnt werden. Die auf See erzeugte Energie

wird mithilfe von Leistungshalbleitern bis zu viermal umgewandelt, bevor sie in das Verteilnetz gelangt. Strom aus regenerativen Energien wird für gewöhnlich dort erzeugt, wo die entsprechenden Quellen im Überfluss vorhanden sind. Da dies nicht unbedingt dort ist, wo die Energie benötigt wird, sind umfangreiche Investitionen in die Übertragungsinfrastruktur erforderlich.

Gleichzeitig befasst sich die Energiewirtschaft mit anderen Möglichkeiten, um die CO₂-Emissionen zu minimieren. Die Initiativen sind vielfältig und reichen von Fahrzeugen mit Elektro- oder Hybridantrieb über intelligente Stromnetze bis hin zur CO₂-Abscheidung. Und für alle diese Maßnahmen sind Leistungshalbleiter erforderlich.

4 Die meisten erneuerbaren Energiequellen liegen weit von den Verbrauchern entfernt.



Mehr über die IGCT- und IGBT-Produkte von ABB lesen Sie in den Artikeln „Auf das Packaging kommt es an“ auf Seite 9, „Kleiner Punkt mit großer Wirkung“ auf Seite 15 und „Das Plus an Leistung“ auf Seite 19 dieses Hefts.

Sven Klaka

ABB Semiconductors
Lenzburg, Schweiz
sven.klaka@ch.abb.com

Weiterführende Literatur

ABB Technik 2/2007 „Energieeffizienz“

Auf das Packaging kommt es an

Die richtige Aufbau- und Verbindungstechnik sorgt für eine hohe Qualität und Zuverlässigkeit von IGBT-Modulen

Daniel Schneider, Lydia Feller, Dominik Trüssel, Samuel Hartmann, Sven Klaka

Die Aufbau- und Verbindungstechnik (Packaging) von integrierten Schaltungen hat nicht nur die Aufgabe, die Integrität und Leistungsfähigkeit des Schaltkreises zu schützen. Sie ist auch ein zentraler Faktor bei der Entwicklung von elektronischen Systemkonzepten. So spielt die Packaging-Technologie mittlerweile eine bedeutende Rolle, wenn es darum geht, immer strengere Anforderungen in puncto Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit zu erfüllen. Dank engerer Prozesstoleranzen, genauerer Messung der Materialeigenschaften sowie einem intelligenteren Design und fortschrittlicher Simulation im Bereich des Substrats können kostengünstigere Module entwickelt werden, die ihren Vorgängern leistungsmäßig überlegen sind.

Je rauer die Umgebung, desto höher sind die Anforderungen an die Aufbau- und Verbindungstechnik eines Moduls. Um die hohen Anforderungen an die Zuverlässigkeit im Bereich der Industrie- und Traktionsanwendungen erfüllen zu können, müssen die Module der ABB HiPak™-Familie nicht nur einen sicheren Betrieb gewährleisten, sondern auch ein hohes Isolationsvermögen, eine hohe Gleichstrom-Tragfähigkeit und eine lange Lebensdauer aufweisen.

Halbleiter

Bei den HiPak-Modulen von ABB handelt es sich um bipolare Hochleistungstransistoren mit isoliertem Gate (Insulated Gate Bipolar Transistor, IGBT) auf Basis der ABB Soft-Punch-Through- (SPT) und SPT+-Technologie, die in einem Industriestandard-Gehäuse untergebracht sind **1**. Mit Größen von 190×140 mm und 130×140 mm decken sie einen breiten Spannungsbereich von 1.200 bis 6.500 V und einen Strombereich von 400 bis 2.400 A ab [1, 2]. Außerdem sind sie in drei verschiedenen Isolationsspannungsklassen von 4, 6,2 und 10,2 kV_{RMS} erhältlich. Die HiPak-Module gibt es in vier Konfigurationen: Single IGBT, Dual IGBT, Dual Diode und Chopper.

Für den Einsatz in Industrie- und Traktionsanwendungen muss die Packaging-Technologie vier Hauptfunktionen erfüllen:

- Sie muss einen Strompfad von der Sammelschiene zum Chip und zurück bereitstellen.
- Das Modul muss über ein wirksames Kühlsystem verfügen, das es gegen Überhitzung schützt.
- Die elektrischen Kontakte müssen gegeneinander isoliert sein.
- Das Package muss mechanisch robust sein.

Diese Funktionen werden durch verschiedene Teile des HiPak-Moduls gewährleistet. **2** zeigt einen vereinfachten Querschnitt durch ein solches Modul. Die roten Teile stellen den Strompfad einschließlich der Leiterplatte, den Bonddrähten sowie den Haupt- und Hilfsanschlüssen dar. Die Teile des

Wärmpfads einschließlich der Bodenplatte und des keramischen Substrats sind in blau dargestellt. Der grüne Bereich zeigt die elektrische Isolation, die auch den mechanischen Aufbau bildet, bestehend aus Gehäuse, Silikon gel und Epoxidfüllung.

Neben der Erfüllung der genannten vier Funktionen sollte das Packaging so ausgelegt sein, dass das Modul mindestens 30 Jahre lang betrieben werden kann. Eine unbegrenzte Lebensdauer ist aufgrund der zyklischen Wärmebelastung infolge der Lastwechsel nicht möglich. Wenn ein Zug für zwei Minuten an einem Bahnhof anhält, kann das Modul einige zehn Grad abkühlen. Bei einem Halt über Nacht hingegen sinkt die Temperatur des Moduls von über 100 °C auf die Umgebungstemperatur. Solche thermischen Zyklen belasten das Modulpackage auf verschiedene Weise. Sind zwei Materialien mit unterschiedlichem Wärmeausdehnungskoeffizient (WAK) miteinander verbunden, werden diese und die sie verbindende Schicht (z. B. Lötverbindungen) bei Temperaturänderungen besonders beansprucht. Ebenso ist der Kontakt zwischen den Bonddrähten und der Chip-Metallisierung vor allem bei kurzen Zyklen mit niedrigen Temperaturunterschieden gefährdet.

Auslegung des Strompfads

Die Verwendung eines idealen Kontakts in Form eines steifen, breiten Kupferstabs ist aus folgenden Gründen nur begrenzt möglich:

- Erstens muss der Hauptstrompfad aufgrund des modularen Designs in

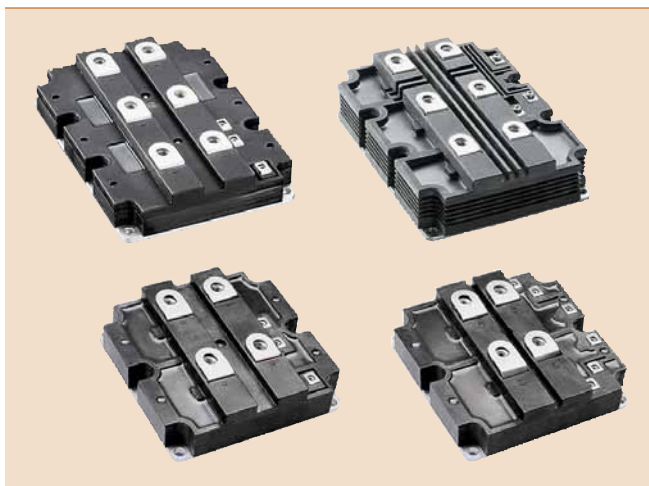
zwei Teile geteilt werden. Bonddrähte verbinden die Chips mit dem Substrat, das durch die Hauptanschlüsse mit der Sammelschiene verbunden ist.

- Zweitens sind aufgrund der ungleichen Wärmeausdehnung des Siliziums und der anderen Packaging-Materialien flexible Stromzuführungen erforderlich, um die Belastung der Lötverbindungen zu minimieren.

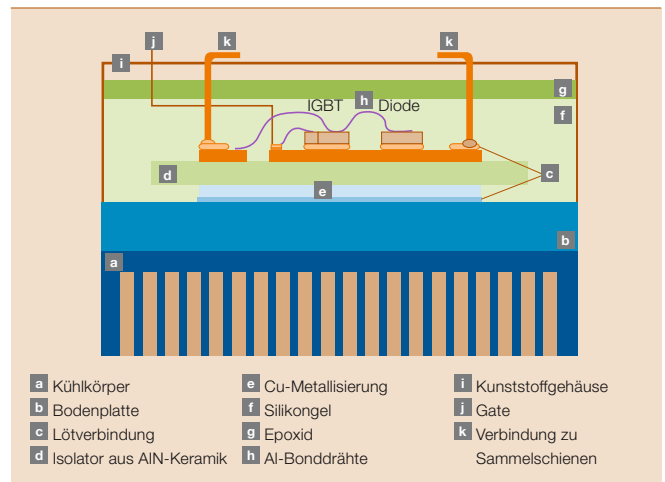
Bei heutigen Modulen kann der Nennstrom eines einzelnen Anschlusskontakts bis zu 1.200 A betragen. Doch aufgrund der hohen ohmschen Erwärmung im Anschluss können die Module ohne ausreichende Kühlung der Sammelschiene nicht über längere Zeiträume mit solch hohen Strömen betrieben werden.

Da ein großer Teil der in den Anschlüssen erzeugten Widerstandswärme in Richtung der Sammelschiene fließt¹⁾, ist ein optimales Hochstrom-Design mit einem möglichst geringen elektrischen Widerstand zwischen der Sammelschiene und dem Chip gefragt. Der maximale Temperaturunterschied im Anschluss wird einerseits durch die maximal zulässige Temperatur der Packaging-Materialien (z. B. des Silikon gels) und andererseits durch die maximal zulässige Sammelschiene-temperatur bestimmt. Allgemein ist ein maximaler Temperaturunterschied innerhalb des Anschlusses von 50 K zulässig. Ein zu großer Widerstand der Anschlussverbindung bedeutet eine starke Begrenzung des maximalen Gleichstroms im Modul.

1 Die ABB HiPak-Familie



2 Querschnitt durch ein HiPak-IGBT-Modul



Der Strompfad wird durch einen geometrischen Faktor, das Verhältnis zwischen der Länge und dem Querschnitt, definiert. Bei den heute von ABB verwendeten Anschlüssen beträgt dieser Faktor etwa 4.500 m^{-1} **3**, beim neueren Design etwa 3.500 m^{-1} . Ohne Leistungsfluss durch die Sammelschiene entsprechen diese Werte einem maximalen Gleichstrom von 500 bzw. 650 A.

Reduzierung von inneren Spannungen
 Wenn es darum geht, die richtige Balance zwischen einem geringen elektrischen Widerstand und einer guten Flexibilität zu finden, ist die Optimierung der Anschlussleitungen das A und O. Der fest im Kunststoffgehäuse sitzende und mit dem Substrat verlötete Anschluss wird durch thermische Zyklen belastet, die die Höhe des Anschlusses verändern²⁾. Da die Lötverbindungen relativ nahe an ihrem Schmelzpunkt betrieben werden, müssen die auf sie wirkenden Belastungen reduziert werden, um ein frühes Versagen zu verhindern. Dies wird durch den Einbau von Zugentlastungen³⁾ erreicht.

Die in verschiedenen Designs auf die Lötverbindung wirkende Kraft wurde mithilfe einer standardmäßigen Zugprüfmaschine untersucht. Die Messungen nach etwa 50 Zyklen, d. h. nach erfolgter Kaltverfestigung des Anschlusses, sind in **4** dargestellt. Die blaue Kurve zeigt das Ergebnis für einen älteren Anschluss. Hier ist für eine Auslenkung von $\pm 0,5 \text{ mm}$ eine Kraft von 100 N erforderlich. Beim aktuellen Anschluss (rote Kurve) ent-

spricht die gleiche Auslenkung einer Kraft von 50 N. Durch diese höhere Flexibilität ist es möglich, die Anforderungen an die Zuverlässigkeit im Hinblick auf die passive zyklische Belastung durch Temperaturwechsel und die aktive zyklische Belastung durch Lastwechsel zu erfüllen.

Bonddrähte

Auch die Bonddrähte tragen zum elektrischen Widerstand bei, und es gilt, einen ähnlichen Mittelweg zu finden wie bei den Hauptanschlüssen. Allerdings werden die Belastungen bei den Bonddrähten nicht durch das Packaging, sondern durch den großen Unterschied im WAK zwischen den Bonddrähten aus Aluminium und dem Siliziumchip hervorgerufen [3, 4]. Die Zahl und Größe der Bonddrähte wird hauptsächlich durch den verfügbaren Platz auf dem aktiven Bereich des Chips begrenzt. Dennoch führt eine hohe Stromdichte in den Bonddrähten zu unerwünschten thermischen Belastungen. Kommt es zu Rissen in den Drähten, sind sie unbrauchbar. **5** zeigt einen solchen Riss, der sich quer durch den Bonddraht fortgepflanzt hat.

Selbstinduktivität

Ein weiterer bedeutender Aspekt für die Leistungsfähigkeit des Strompfades ist die Reduzierung der Selbstinduktivität. Leiter mit gegenläufiger Stromrichtung sollten so nahe wie möglich beieinander liegen, damit sich ihre Magnetfelder aufheben. Für die HiPak-Module bedeutet dies, dass die Kollektor- und Emitterleiter sehr nahe beieinander liegen müssen. Allerdings muss

ein Mindestabstand eingehalten werden, um eine Beschädigung der Isolation zu verhindern.

Entwicklungstrends

Die heutigen ABB HiPak-Module sind für Anschlussströme von 800 A bei IGBTs und 1.200 A bei Dioden ausgelegt. Neue Chiptechnologien erfordern jedoch noch höhere Ströme im Bereich von 1.500 A für Dioden und 1.200 A für IGBTs. Der anhaltende Trend in Richtung höherer Betriebstemperaturen erfordert die Konstruktion von Anschlüssen mit geringerem Widerstand und besserer Kühlung.

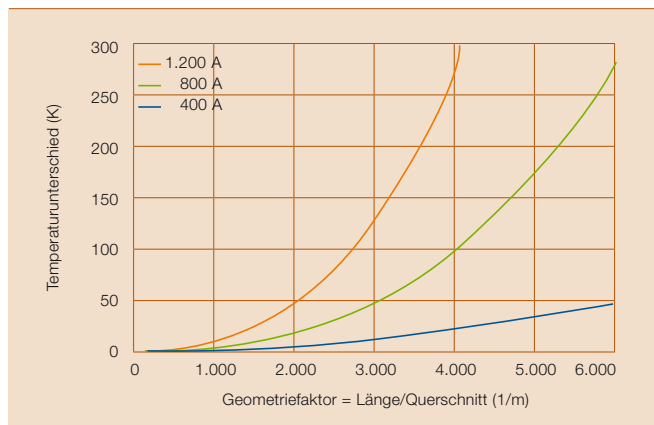
Auslegung des Wärmepfades

Je geringer der thermische Widerstand zwischen der integrierten Schaltung und dem Kühlmittel, desto höher ist die Ausgangsleistung des Moduls. Ein guter thermischer Kontakt wirkt sich also direkt auf die Nennleistung des Moduls aus. Eine typische Wärmeimpedanzkurve für IGBTs und Dioden ist in **6** dargestellt. Wie zu sehen ist, erreicht die thermische Impedanz binnen einer Sekunde den Wert des statischen thermischen Widerstands. Die Zeitdauer bis zum Erreichen stabiler Temperaturen wird von der Wärmekapazität der Materialien bestimmt. Daher gilt:

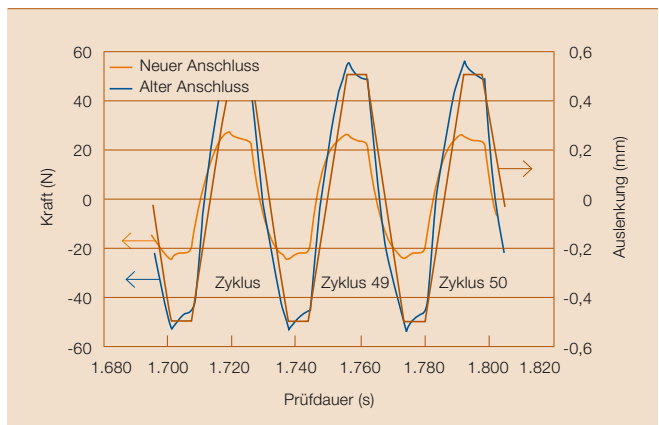
Fußnoten

- ¹⁾ Typischerweise werden laminierte Sammelschienen mit einer zulässigen Höchsttemperatur zwischen 105 und 125 °C verwendet.
- ²⁾ Die Höhenänderung wird durch das Design des Packages bestimmt und hängt von der Temperaturamplitude ab, die das Material erfährt.
- ³⁾ Hierbei handelt es sich um flexible Komponenten mit hohem elektrischem Widerstand.

3 Der maximale Temperaturunterschied im Anschluss in Abhängigkeit von der Geometrie. Die verschiedenen Kurven (blau, grün und rot) stehen für unterschiedliche Gleichstromstärken.



4 Zyklische Messung an den Hauptanschlüssen mit Auslenkungen von $\pm 0,5 \text{ mm}$



Halbleiter

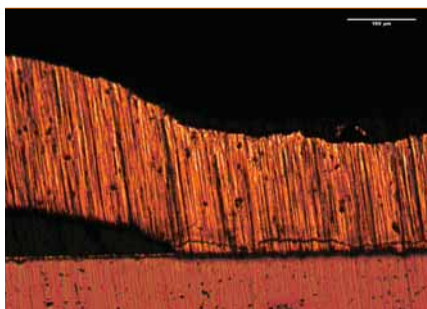
Je größer die thermische Masse in der Nähe der Sperrschicht des Chips, desto geringer die kurzzeitigen Temperaturwechsel.

Thermischer Widerstand

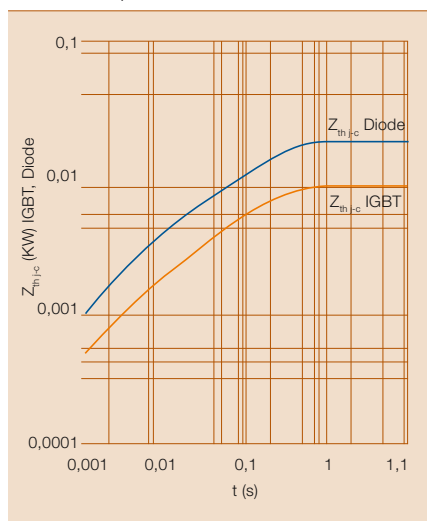
In einem wassergekühlten System finden sich drei vergleichbare Widerstände ähnlicher Größe hintereinander:

- Der erste liegt innerhalb des Moduls zwischen der Sperrschicht des Chips

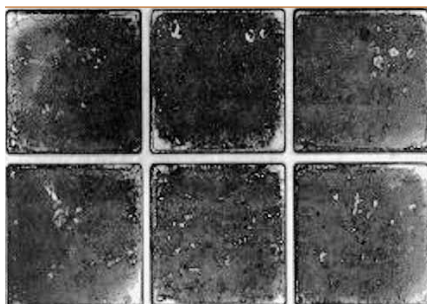
5 Riss in einem Bonddraht nach einem Lastwechseltest mit $\Delta T = 55 \text{ K}$



6 Wärmeimpedanzkurve für ein HiPak-Modul



7 SAM-Bild eines ABB HiPak-Moduls nach 35.000 Lastwechselzyklen mit $\Delta T = 80 \text{ K}$. Die helleren Bereiche der Delaminierung in den Ecken des Substrats sind deutlich sichtbar.



- und dem Gehäuse (in diesem Fall die Unterseite der Bodenplatte).
- Der zweite ist der Kontaktwiderstand zum Kühlkörper.
- Der dritte Widerstand besteht zwischen der Oberfläche des Kühlkörpers und dem Kühlmedium.

Von den drei Widerständen ist der erste der bedeutendste. Um den thermischen Widerstand zu senken, wie es zum Beispiel für Traktionsanwendungen erforderlich ist, müssen die verwendeten Materialien so dünn und wärmeleitfähig wie möglich sein. Um diese Anforderungen zu erfüllen, sind alle ABB-Module mit Bodenplatten aus Aluminium-Siliziumkarbid (AlSiC)⁴⁾ und isolierenden Substraten aus Aluminiumnitrid (AlN) ausgestattet, die sich durch ihre hervorragende Temperaturwechselfestigkeit und ihren geringen thermischen Widerstand auszeichnen. Die Verwendung von Materialien mit deutlich unterschiedlichem WAK führt zur Delaminierung der großen Lötfläche unterhalb des Substrats. Dies zeigt das mit einem Ultraschallmikroskop (Scanning Acoustic Microscope, SAM) aufgenommene Bild eines Moduls nach 35.000 Zyklen mit $\Delta T = 80 \text{ K}$ 7. Die Delaminierung an den Ecken des Substrats ist deutlich sichtbar. Um eine größtmögliche Temperaturwechselfestigkeit sicherzustellen, gilt eine Löt-schichtdicke von 0,2 mm als notwendig. Dünnere Löt-schichten bedeuten eine höhere Beanspruchung der Löt-verbinding, während sich bei dickeren Schichten der höhere WAK-Wert des Lötmaterials auf die Gesamtbelastung auszuwirken beginnt.

Einige dieser Probleme können durch bestimmte Verbesserungen minimiert werden. So neigen Substrate zum Beispiel zum Verkippen, weswegen verschiedene Abstandhalter eingesetzt werden [5]. Ferner hilft die Verwendung eines Lötmaterials mit einem höheren Schmelzpunkt, da dies eine bessere Kriechbeständigkeit besitzt.

Thermische Masse

Die Verwendung von dünneren Materialien bewirkt nicht nur eine Verringerung des thermischen Widerstands, sondern auch eine Reduzierung der thermischen Masse in der Nähe der Sperrschicht, was sich wiederum negativ auf Faktoren wie die Zuverlässigkeit

und Stoßstromfestigkeit auswirken kann. So können sich kleine Veränderungen im Leistungsfluss unmittelbar zu einer höheren zyklischen Wärmebelastung führen, da die glättende Wirkung der thermischen Masse auf Temperaturspitzen entfällt.

Zuverlässigkeit

Um die Widerstandsfähigkeit der HiPak-Module gegenüber zyklischen Wärmebelastungen zu prüfen, werden aktive und passive zyklische Prüfungen durchgeführt. Bei einer aktiven Prüfung werden die Module mithilfe eines Stromflusses erwärmt. In einer Prüfung erfolgen kurze Zyklen mit einer Dauer von einer bis fünf Sekunden, bei denen die Bonddrahtverbindungen und die Metallisierung des Chips belastet werden. In einer anderen Prüfung erfolgen längere Zyklen mit einer Dauer von einer bis zwei Minuten, bei denen der Chip und der Rest des Packages dem thermischen Zyklus ausgesetzt werden. Hierbei werden die Lötverbindungen belastet.

Um möglichst genaue Ergebnisse zu erzielen, sollte jeder Ausfallmechanismus einzeln untersucht werden. Eine Weibull-Verteilung der Ausfälle der drei verschiedenen Lötverbindungen in den HiPak-Modulen ist in 8 dargestellt. Die Delaminierung, die in der großen Lötfläche zwischen Substrat und Bodenplatte auftritt, ist in blau, das Abheben der Hilfsanschlüsse, die die Substrate mit der Leiterplatte verbinden, ist in violett und das Abheben der Hauptanschlüsse, die die Substrate mit der Sammelschiene verbinden, ist in grün dargestellt.

Die Weibull-Verteilung ermöglicht eine Prognose über den Ausfallzeitpunkt eines bestimmten Prozentsatzes der Module. Normalerweise werden hierfür die Werte verwendet, bei denen 1, 5 oder 10% der Module ausgefallen sind. Ist das Ziel eine Ausfallrate von 1% bei einer Lebensdauer von 30 Jahren, wird für die Berechnungen der 1%-Wert verwendet.

Fußnote

⁴⁾ AISiC bietet eine ideale Kombination aus einer hohen thermischen Leitfähigkeit, einem niedrigen WAK und hoher Steifigkeit.

Entwicklungstrends

Die Entwicklung neuer Materialien ist eine Möglichkeit zur Verbesserung der Zuverlässigkeit und zur Beseitigung der mit dem thermischen Widerstand und der thermischen Masse verbundenen Problematik. Neue Metall-Matrix-Verbundwerkstoffe (Metal Matrix Composites, MMC), bei denen das Siliziumkarbid durch Diamant ersetzt wird, befinden sich in der Entwicklung. Außerdem wird ständig nach optimierten Lötverfahren geforscht, um das Verkippen der Substrate zu verhindern. Auch die Verwendung von Schweiß- statt Lötverfahren für die Anschlüsse bzw. von Niedertemperatur-Bondverfahren für größere Flächen wäre denkbar.

Gehäuse

Das Gehäuse von IGBT-Modulen erfüllt drei Zwecke: Es isoliert unterschiedliche Potenziale voneinander, schützt die Elemente gegen Feuchtigkeit und Verschmutzung und reduziert die mechanischen Belastungen.

Isolation

In Hochspannungsmodulen treten auf einer Entfernung von nur 2 mm Potenzialunterschiede von 6,5 kV auf. Damit über die gesamte Lebensdauer des Moduls von 30 Jahren auch bei starker mechanischer und chemischer Beanspruchung eine angemessene Isolation gewährleistet ist, müssen die verwendeten Materialien sorgfältig gewählt werden.

Innerhalb des Moduls erfolgt die Isolation normalerweise mithilfe von keramischen Werkstoffen und Kunststoffen. Um eine sichere Isolation zu gewähr-

leisten, müssen die Grenzflächen zwischen den Materialien makellos sein, d.h. die Materialien müssen perfekt aneinander haften. In den Bereichen, in denen das elektrische Feld am stärksten ist, wird Polyimid verwendet – allerdings nur in Schichtdicken von ca. 10 µm. Der übrige Raum innerhalb des Moduls wird mit Silikongel gefüllt.

Die Außenseite des Moduls muss den Anforderungen an die Luft- und Kriechstrecken gemäß der Isolationskoordination (EN 50124-1) genügen. Bei Hochspannungsanwendungen ist die Wahl des Gehäusematerials stark eingeschränkt, da zur Erfüllung dieser Norm eine Kriechwegfestigkeit nach CTI (Comparative Tracking Index) von 600 V erforderlich ist. Doch auch bei Materialien der höchsten CTI-Klasse (600 V oder höher) sind sehr lange Kriechwege gefordert. Dies lässt sich mithilfe von Rillen erreichen, einem für Hochspannungsmodule typischen Merkmal **1**.

Da die Module ihr Isolationsvermögen über ihre gesamte Lebensdauer hinweg behalten müssen, wurden verschiedene Prüfungen durchgeführt, um die Qualität der Isolation sicherzustellen. Die Qualität der Isolation zwischen den Kollektor- und Emitterleitungen wurde zum Beispiel mithilfe von Heißsperrdauertests (High Temperature Reverse Bias Tests, HTRB) bei einer Temperatur von 125 °C und einer Zeitdauer von 1.000 Stunden geprüft. Weitere Tests wurden an der Isolation zwischen der Bodenplatte, die dasselbe Potenzial besitzt wie der Kühlkörper, und den Stromzuführungen durchgeführt. Die

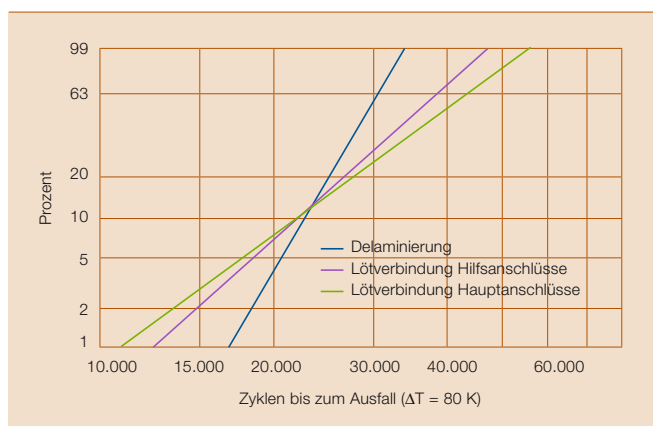
Isolationsprüfung wurde bei 10,2 kV_{RMS} an den hochisolierten Versionen, einigen 3,3-kV- und allen 6,5-kV-Modulen durchgeführt. Die bei diesem Test auftretenden großen elektrischen Felder sind in **9** dargestellt. In der Nähe des Tripelpunkts von Keramik, Kupfer und Polyimid beträgt die Feldstärke über 20 kV/mm. Alle produzierten Module werden einer Teilentladungsprüfung unterzogen, wodurch langfristige Schäden infolge wiederholter Entladungen verhindert werden, die schließlich zur Erosion des Isolationsmaterials führen. Mithilfe von harten Lastwechseltests wird die Lebensdauer eines Moduls simuliert. Bei Messungen der Isolationseigenschaften von Modulen, die von ABB nach diesen Tests vorgenommen wurden, konnten keinerlei Anzeichen für eine Degradation festgestellt werden.

Mechanischer Aufbau

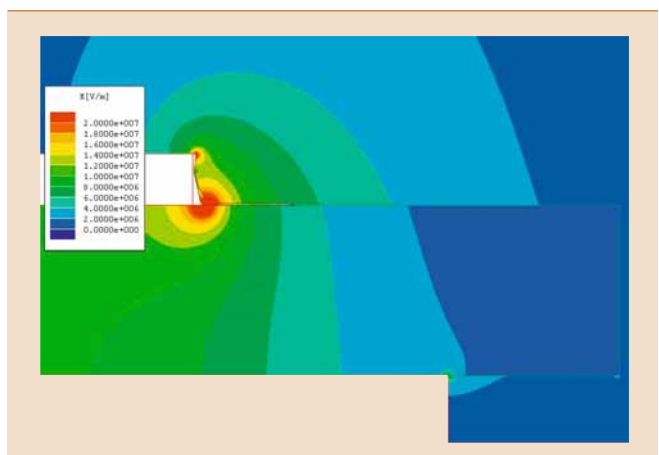
Damit die Temperatur- und Lastwechselfestigkeit der HiPak-Module voll zur Geltung kommen kann, müssen die Module bis zum Ende ihrer Lebensdauer in rauen, feuchten und chemischen Umgebungen sowie unter äußerer mechanischer Belastung sicher funktionieren.

Die Auswirkungen von Feuchtigkeit auf die Funktionalität der Module wurden mithilfe eines Sperrtests bei feuchter Wärme (Temperature Humidity Bias, THB) geprüft. Darüber hinaus wurden Tests in rauen Umgebungen mit Salznebel und Schwefel durchgeführt, die die Module ebenfalls überstanden haben. Auch die Auswirkungen mechanischer Beanspruchung wurden geprüft. Da die Anschluss-

8 Unterschiedliche Ausfallmechanismen beim Lastwechseltest mit $\Delta T = 80$ K



9 Simulation eines zweidimensionalen elektrischen Felds für ein Substrat



Halbleiter

verbindungen des Moduls mit den Ansteuereinheiten und den Sammelschienen in Kontakt kommen, können durch sie auf unbestimmte Weise mechanische Belastungen zum Modul übertragen werden. Zur Prüfung der Beständigkeit der Module gegen diese Belastungen wurden entsprechende Schock- und Vibrationsprüfungen durchgeführt. Um den Test zusätzlich zu erschweren, wurden die HiPak-Module mit 2 kg schweren Gewichten an den Hauptanschlüssen und 250 g schweren Gewichten an den Hilfsanschlüssen belastet. Trotz dieser erschwerten Bedingungen wurden keinerlei Probleme festgestellt. Ermöglicht wurde dies durch eine dicke, mit Glasfasern und Mineralien verstärkte Epoxid-schicht.

Leider bieten auch ein gutes Design und eine sorgfältige Prüfung keine Garantie gegen Ausfälle. Tatsächlich liegen die normalen Ausfallraten in der Größenordnung von mehreren Hundert FITs (Failure in Time), wobei ein FIT einem Modulausfall in einer Milliarde Betriebsstunden entspricht. In so einem Fall ist es wichtig, dass das Modul sicher ausfällt, d. h. mit möglichst geringen Auswirkungen auf benachbarte Betriebsmittel und ohne Gefährdung von Menschen. Aus diesem Grund hat ABB ein robustes Design mit einer dicken Epoxidschicht gewählt, die im Falle einer Explosion dabei hilft, Energie zu absorbieren (und seitlich abzulenken). Darüber hinaus entspricht das gewählte Material den Brandschutznormen UL 94 und NF F 16-102, d. h. im Falle eines Brands erlöschen die Materialien ohne die Entwicklung giftiger Gase.

Entwicklungstrends

Im Bereich der Gehäusematerialien spielen zwei Entwicklungsrichtungen eine bedeutende Rolle. Um den Einsatz in Regionen wie Sibirien und Tibet zu ermöglichen, wurde der Lager- bzw. Betriebstemperaturbereich auf -55°C nach unten vergrößert. Andererseits

10 Übersicht über die ABB-Prüfanforderungen für HiPak-Module

Prüfung	
Bedingungen	Standard
Lastwechselstest (Bodenplatte)	
$t_{\text{cycle}} = 1-2 \text{ min}$, $\Delta T_{\text{case}} = 60-80 \text{ K}$	IEC 60747-9, 60749-34
Lastwechselstest (Sperrschicht)	
$t_{\text{cycle}} = 1-5 \text{ s}$, $\Delta T_j = 40-80 \text{ K}$	IEC 60747-9, 60749-34
Temperaturwechselstest	
$t_{\text{cycle}} = 4 \text{ h}$, $\Delta T = 165-200 \text{ K}$	IEC 60068-2-14
Heißsperrdauertest	
$V_{\text{CE}} = 5200 \text{ V}$, 125°C , 1000 h	IEC 60747-9.8
Gate-Stress-Test	
$V_{\text{GE}} = +/-20 \text{ V}$, 125°C , 1000 h	IEC 60749-9.8
Sperrtest bei feuchter Wärme	
$V_{\text{CE}} = 80 \text{ V}$, 85°C , 85% , 1000 h	IEC 60749-3.4B
Salznebel	
50 g/l NaCl , 35°C , 16 h	IEC 60068-2-11
Schwefel (SO_2 , H_2S)	
25°C , 75% , 10 Tage	IEC 60068-2-60
Schock und Vibration	
	IEC 61373
Brandschutz	
UL 94 : V0, NF F 16-101 : I3/F2	

führt die Forderung nach immer höheren Betriebstemperaturen (150°C und mehr) und höheren Stromstärken zu einer verstärkten ohmschen Erwärmung der Anschlüsse. Mit anderen Worten, die Gehäusematerialien müssen sowohl bei niedrigen als auch bei hohen Temperaturen einwandfrei funktionieren.

Neue Maßstäbe

Auf der Suche nach einem geeigneten Kompromiss zwischen Leistungsfähigkeit einerseits und Zuverlässigkeit an-

dererseits gilt es, verschiedene Designvarianten in Betracht zu ziehen. Die IGBT-Module der HiPak-Familie von ABB setzen neue Maßstäbe in puncto Robustheit für Anwendungen mit hohen Anforderungen an die Zuverlässigkeit, wie es zum Beispiel bei Traktionsanwendungen der Fall ist. Eine höhere Robustheit bedeutet größere Sicherheitsreserven und ermöglicht einen niedrigen Widerstand in der Ansteuereinheit beim Abschalten, was wiederum niedrigere Abschaltverluste ermöglicht. Damit bestätigt ABB einmal mehr ihren Ruf als Anbieter von Hochleistungs-Halbleitern mit außergewöhnlich hoher Zuverlässigkeit für raueste Einsatzbedingungen.

10 zeigt einen Überblick über die Eigenschaften der HiPak-Produktfamilie.

Mehr zum Thema IGBTs lesen Sie im Artikel „Das Plus an Leistung“ auf Seite 19 dieses Hefts.

Daniel Schneider

Lydia Feller

Dominik Trüssel

Samuel Hartmann

Sven Klaka

ABB Semiconductors

Lenzburg, Schweiz

daniel.d.schneider@ch.abb.com

lydia.feller@ch.abb.com

dominik.truessel@ch.abb.com

samuel.hartmann@ch.abb.com

sven.klaka@ch.abb.com

Literaturhinweise

- [1] **Rahimo, M. et al.:** „2.5 kV–6.5 kV Industry standard IGBT modules setting a new benchmark in SOA capability“, Tagungsband PCIM 2004, Nürnberg, Deutschland, S. 314–319
- [2] **Rahimo, M. et al.:** „SPT+, The next generation of low-loss HV-IGBTs“, Tagungsband PCIM 2005, Nürnberg, Deutschland, S. 361–366
- [3] **Yamada, Y. et al.:** „Reliability of wire-bonding and solder joint for high temperature operation of power semiconductor device“, *Microelectronics Reliability* 47, 2007, S. 2147–2151
- [4] **Horio, M. et al.:** „Investigations of high temperature IGBT module package structure“, Tagungsband PCIM 2007, Nürnberg
- [5] **Guth, K., Mahnke, P.:** „Improving the thermal reliability of large area solder joints in IGBT power modules“, Tagungsband CIPS 2006, Neapel, Italien

Kleiner Punkt mit großer Wirkung

High-Power-Technologie für IGCTs

Tobias Wikström, Sven Klaka



Um die Performance leistungselektronischer Systeme zu steigern, die Größe und Kosten zu reduzieren und eine höhere Flexibilität beim Design leistungselektronischer Anwendungen zu gewährleisten, wird versucht, die Nennströme und -spannungen von Leistungshalbleitern zu erhöhen. Der IGCT (Integrated Gate-Commutated Thyristor) ist zwar das Halbleiterbauelement mit der höchsten Leistung, doch aufgrund seiner Geometrie ist er auch am schwierigsten zu schalten. Die neue High-Power-Technologie (HPT) von ABB ermöglicht IGBTs mit einer bisher unerreichten Leistungsfähigkeit.

Halbleiter

Der IGCT (Integrated Gate-Commutated Thyristor) ist ein Leistungshalbleiterschalter, der für Anwendungen mit besonders hohen Leistungen ausgelegt ist. Da der IGCT vom Thyristor abstammt, ist er in der Lage, große Mengen elektrischer Leistung in einer einzigen Komponente zu schalten. Aufgrund dieser Fähigkeit wird der IGCT in Mittelspannungsantrieben, Netzkupplungen, statischen Kompensatoren (sog. STATCOMs), Halbleiterschaltern und Choppern eingesetzt.

Als der IGCT in den 1990er Jahren als handbetriebener abschaltbarer Thyristor (Gate Turn-off Thyristor, GTO) eingeführt wurde, ähnelte sein Grundaufbau noch stark dem eines normalen GTO-Thyristors **Infobox**. Der Hauptunterschied bestand in der Ansteuerung (der sogenannten „harten“ oder Hard-Drive-Ansteuerung), mit der der Thyristor wie der IGBT¹⁾ ausschließlich im pnp-Transistormodus abgeschaltet wird.

Da das Schalten von pnp-Strukturen homogener ist als bei npnp-Strukturen wie beim GTO-Thyristor, ist der Betrieb ohne Schutzbeschaltungen (sog. „Snubbers“) und die Verwendung von verlustarmem Silizium möglich. Im Durchlasszustand verhält sich der IGCT wie ein Thyristor im durchgeschalteten Zustand. Dies ermöglicht äußerst geringe Durchlassverluste und eine hohe Flexibilität bei der Anpassung der Eigenschaften an die jeweilige Anwendung.

Erweiterung des SOA

Eine besondere Herausforderung für die IGCT-Technologie ist seit jeher die Erhöhung des Abschaltvermögens, das durch den sogenannten RBSOA (Reverse Bias Safe Operating Area = sicherer Arbeitsbereich in Sperrrichtung)²⁾ definiert wird. Bei kleinflächigen IGBTs liegt der RBSOA mit über 1 MW/cm² deutlich oberhalb der Grenze, ab der andere Faktoren wie Verluste und die Stoßstromfestigkeit ausschlaggebender

sind. Je größer die Fläche, desto geringer ist die spezifische Belastbarkeit. Dabei verhält sich der RBSOA annähernd proportional zur Quadratwurzel der Bauelementfläche. Der RBSOA des gängigsten 4“-IGCT von ABB (5SHY 35L4510) liegt bei 3.500 A bei 2,8 kV DC. Mit der im Folgenden beschriebenen High-Power-Technologie (HPT) wird dieser Wert auf 5,5 kA erhöht und damit nahezu verdoppelt. Die tatsächliche Belastbarkeit der HPT-Technologie beträgt über 7 kA.

Der IGCT im Betrieb

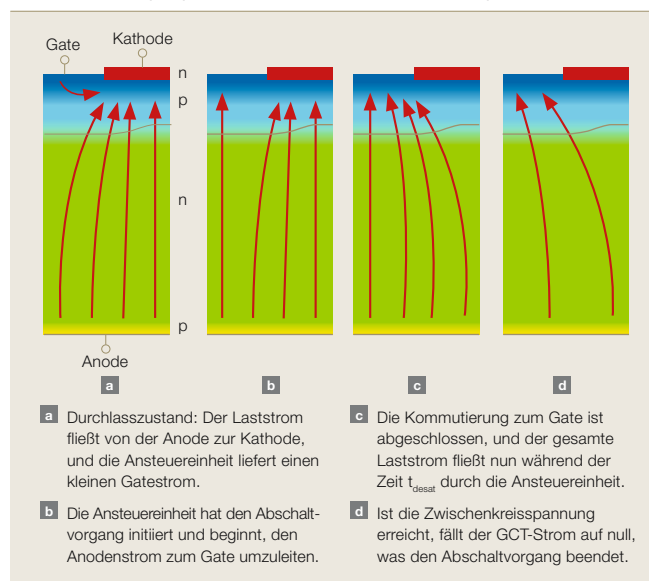
Der Grund für die sublineare Skalierung des RBSOA liegt in den Einzelheiten des Abschaltvorgangs des IGCT. Der schematische Aufbau eines IGCT umfasst das Hauptschaltelement, den GCT

und die Ansteuereinheit, die die Vorspannung der pn-Sperrschicht zwischen den Kathoden- (n) und den Gatekontakten (p) steuert. Im Durchlasszustand liefert die Ansteuereinheit einen kleinen Durchlassstrom, der den Thyristor im durchgeschalteten Zustand hält **1**. Während des Abschaltvorgangs spannt die Ansteuereinheit die pn-Sperrschicht durch Aktivierung des Abschaltkanals (rot gekennzeichnet in **3**) in Sperrrichtung vor. Der Abschaltkanal ist eine niederinduktive Spannungsquelle, die gerade eben unterhalb der Rückwärts-Sperrfähigkeit der pn-Sperrschicht vorgespannt wird. Dadurch wird der Kathodenstrom in den Gatekreis „gezwungen“. Die Geschwindigkeit, mit der dies geschieht, wird von der Streuimpedanz des Gatekreises bestimmt (**2** zeigt die Stromzunahme in der Zeit t_{com}). Damit das Element wie ein pnp-Transistor funktioniert, muss der gesamte Laststrom von der Kathode umgelenkt werden.

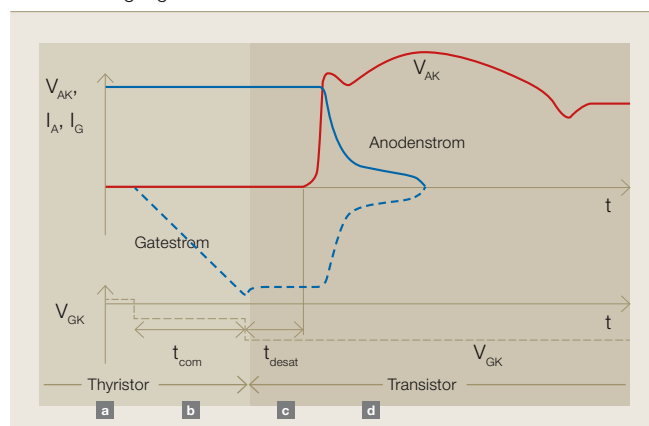
Die Ansteuereinheit muss nicht nur die gesamten Anodenströme aufnehmen, sondern auch die Kommutierung in deutlich weniger als 1 μ s durchführen. Sobald diese Zeit verstrichen ist, beginnt der IGCT, Spannung aufzubauen (nach Beendigung von t_{com} und t_{desat} **2**). Für einen sicheren Betrieb ist es unerlässlich, dass das Element nun im pnp-Transistormodus arbeitet.

Betrachtet man den IGCT als einzelnes leistungstechnisches Element, besteht offensichtlich eine makroskopische Bedingung hinsichtlich der Geschwindigkeit, die erfüllt werden muss, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten – die Grenze der harten Ansteuerung. Diese

1 Stromfluss (rote Pfeile) in einem IGCT-Segment während des Abschaltvorgangs. Die Phasen **a-d** sind in **2** dargestellt.



2 Wellenform von Spannung, Gate- und Anodenstrom während des Schaltvorgangs



Fußnoten

¹⁾ Mehr über IGBTs lesen Sie in den Artikeln „Auf das Packaging kommt es an“ auf Seite 9 und „Das Plus an Leistung“ auf Seite 19 dieses Hefts.

²⁾ Ein sicherer Arbeitsbereich (SOA) ist der Spannungs- und Strombereich, über den ein Element betrieben werden kann, ohne selbst Schaden zu nehmen. Der RBSOA ist der sichere Arbeitsbereich, wenn das Element abgeschaltet ist.

entspricht dem Kreuzungspunkt in **4**. Hierbei handelt es sich um ein charakteristisches Merkmal sowohl des GCT-Wafers, da verschiedene Waferdesigns mit unterschiedlicher Geschwindigkeit ($t_{com} + t_{desat}$) reagieren, als auch der Ansteuereinheit (t_{com}) aufgrund ihrer Streuimpedanz.

Herausforderungen beim echten Gerät
Großflächige Elemente sind anspruchs-

Infobox GTO-Thyristoren

Normale Thyristoren können nur ein- aber nicht wieder abgeschaltet werden. Das Einschalten erfolgt mithilfe eines Gate-signals. Auch wenn das Gatesignal entfernt wird, bleibt der Thyristor im Durchlasszustand, d. h. leitend. Ein GTO-Thyristor (Gate Turn-Off Thyristor) kann hingegen durch ein Gatesignal mit negativer Polarität auch wieder abgeschaltet werden. Das Einschalten erfolgt durch einen positiven Stromimpuls zwischen den Gate- und Kathodenanschlüssen. Um den GTO-Thyristor im Durchlasszustand zu halten, ist ein kleiner positiver Gatestrom erforderlich. Das Abschalten erfolgt mithilfe eines negativen Spannungsimpulses zwischen Gate und Kathode. Ungefähr ein Drittel bis ein Fünftel des Durchlassstroms wird umgelenkt, wodurch eine Spannung zwischen Kathode und Gate induziert und der GTO in den Sperrzustand versetzt wird. Der Abschaltvorgang ist beendet, wenn sämtliche Ladungen aus dem Element entfernt sind. Daher ist die maximale Frequenz für den Einsatz von GTO-Thyristoren auf etwa 1 kHz beschränkt.

voller, da mit der Stromstärke auch die Anforderungen hinsichtlich der Streuimpedanz des Gatekreises steigen.

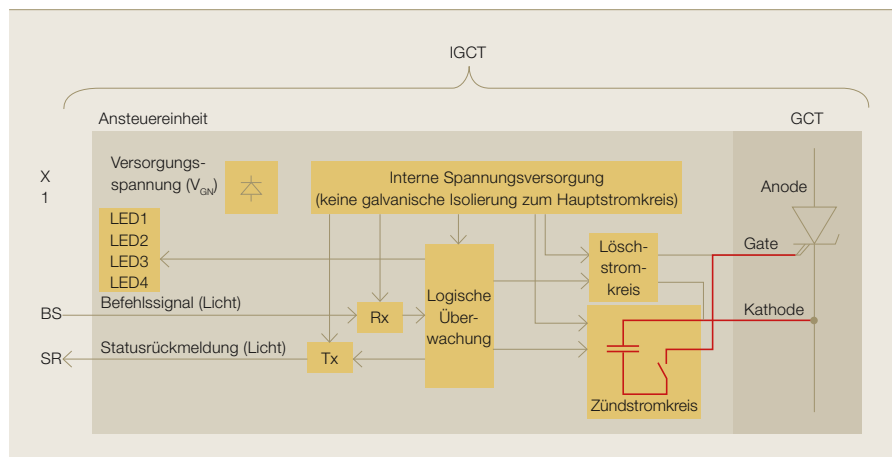
Das Titelbild zu diesem Artikel zeigt den neuesten 5,5-kA-GCT-Wafer mit Tausenden von parallelen GCT-Segmentverbindungen, die alle synchron betrieben werden müssen, um eine inhomogene Verteilung des Stroms zu verhindern. Die Segmente sind in zehn Ringen auf dem Wafer angeordnet. Der ebenfalls ringförmige Gatekontakt befindet sich zwischen dem fünften und sechsten Segmentring.

Zwangsläufig weisen diese Segmentringe leicht unterschiedliche Impedanzen zur Ansteuereinheit auf. Eine Simulation der Geometrie von Wafer, Gehäuse und Ansteuereinheit zeigt die unterschied-

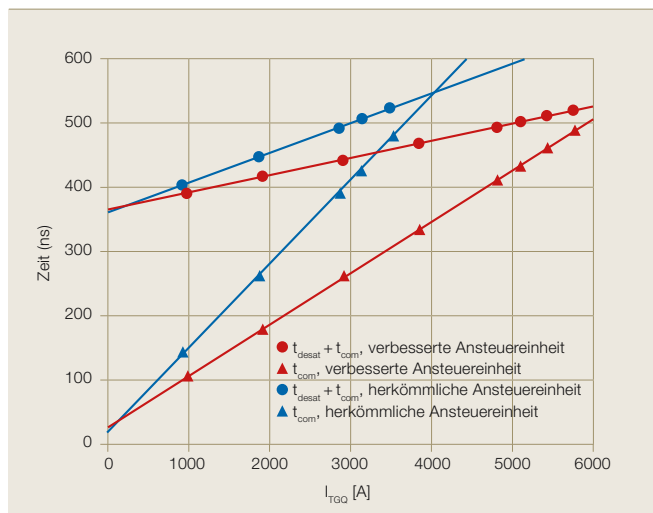
liche Streuinduktivität der einzelnen Segmentringe in Abhängigkeit von der Ringnummer **5**. Dieses Ungleichgewicht ergibt sich ausschließlich aus den Randbedingungen, unter denen der Strom vom Wafer zur Ansteuereinheit fließt. Da die aktive Fläche eines Segmentrings mit der Ringnummer ins Quadrat zunimmt, ist der Strom in den äußeren Ringen am größten. Folglich ist davon auszugehen, dass sich die Auswirkungen dieses Ungleichgewichts in erster Linie in den äußeren Ringen bemerkbar machen. Experimente bestätigen dies. So sind die deutliche Mehrheit der Segmentringe, die zu RBSOA-Verletzungen führen, äußere Ringe.

Dieses Ungleichgewicht in der Induktivität ist ein Ergebnis der geometrischen Auslegung des IGCT-Package. Folglich

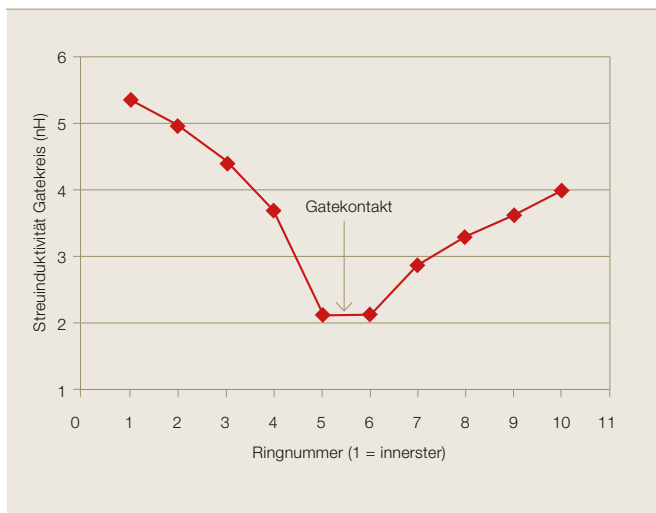
3 Prinzipschaltbild des IGCT mit der Ansteuereinheit und den äußeren Anschlüssen links und dem GCT-Leistungshalbleiter rechts



4 t_{com} und $t_{com} + t_{desat}$ in Abhängigkeit vom Strom bei der HPT-Technologie (rot) und der herkömmlichen Technologie (blau)



5 Streuinduktivität der einzelnen Segmentringe eines GCT-Wafers in Abhängigkeit von ihrer Position



Halbleiter

kommt es im GCT-Element unweigerlich zu einer gewissen Stromumverteilung, wenn sich das Gatesignal über den Wafer ausbreitet. Der zweite Grund, warum eine Vergrößerung der IGCT-Fläche mit Schwierigkeiten verbunden ist, ist die Tatsache, dass die am weitesten vom Gatekontakt entfernten Zellen mit einer höheren Streuinduktivität belastet werden. Das einzige Gegenmittel aus Sicht der Siliziumtechnologie ist die Fertigung eines Wafers, der bei ungleicher Impedanz weniger empfindlich reagiert.

Die Besonderheit des HPT-IGCT von ABB ist eine ausgestülpte p-Basis. Die Hauptmerkmale dieser Technologie sind in 6 dargestellt. Bei der herkömmlichen Technologie ist die Diffusion der p-Basis über den gesamten Wafer homogen. Bei der HPT-Technologie hingegen ist die untere p-Diffusions-schicht unterhalb der Kathodenfinger maskiert. Dies führt zu einem ausgestülpten Erscheinungsbild der p-Basis. Zusammen mit der neuen Ansteuer-einheit hat dies erhebliche Auswirkungen auf den RBSOA. Es ist schon erstaunlich, welche Wirkung ein derart kleiner Punkt mit reduzierter Dotierung haben kann.

Die neue Technologie...

Die HPT-Technologie ist in asymmetrischen IGCT-Versionen mit 4,5 und 6,5 kV erhältlich. 7 zeigt das neue Design eines HPT-IGCT von ABB.

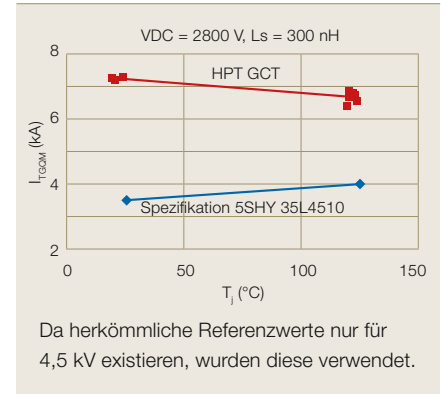
Dank der HPT-Technologie konnte die Zerstörungsgrenze des IGCT bei 125 °C um 50% und bei Raumtemperatur um 80% erhöht werden. Der IGCT weist bei maximal schaltbarem Strom einen negativen Temperaturkoeffizienten auf. Das bedeutet, dass für ihn nun die gleichen Beschränkungen gelten wie bei IGBTs 8.

Aufgrund seiner Robustheit ist der HPT-IGCT in der Lage, dem Betrieb im sogenannten Switching-Self-Clamping-Modus (SSCM) standzuhalten. Hierbei handelt es sich um einen strengen Maßstab für die Robustheit, der im Zusammenhang mit IGBTs in den letzten fünf Jahren umfassend beschrieben wurde.

... und ihre Zukunft

Neben den oben genannten unmittelbaren Vorteilen legt die neue Technologie den Grundstein für folgende zukünftige Verbesserungen im Bereich der IGCTs:

- 8 Der maximale Abschaltstrom eines HPT-IGCT im Vergleich zu einem herkömmlichen IGCT.



- In Zukunft werden die Abschaltströme von 10-kV-IGCTs mit denen heutiger 6-kV-Elemente vergleichbar sein.
- Grundsätzlich ermöglicht die HPT eine bessere Homogenität des Abschaltvorgangs über den Waferquerschnitt hinweg.
- Eine weitere Vergrößerung des Waferquerschnitts scheint möglich.

Nimmt man diese Vorteile zusammen, so ist es sehr wahrscheinlich, dass in naher Zukunft größere IGCTs in der Lage sein werden, über 4 kA gegen Gleichspannungen von über 6 kV zu schalten. Dies wiederum ermöglicht die Realisierung von Dreipunkt-Mittelspannungsantrieben mit 20 MW für 6-kV-Drehstrommotoren, ohne die Notwendigkeit einer Reihen- oder Parallelschaltung.

Am anderen Ende des Anwendungsspektrums ergeben sich aufgrund des enormen Abschaltvermögens in Verbindung mit einem potenziell thyristorartigen Durchlassspannungsabfall weitere Möglichkeiten für den Einsatz von IGCTs als verschleißfeste statische Leistungsschalter.

Mehr über das ABB IGCT- und IGBT-Produktangebot lesen Sie im Artikel „Das Geschäft mit den Halbleitern“ auf Seite 6 dieses Hefts.

Tobias Wikström

Sven Klaka

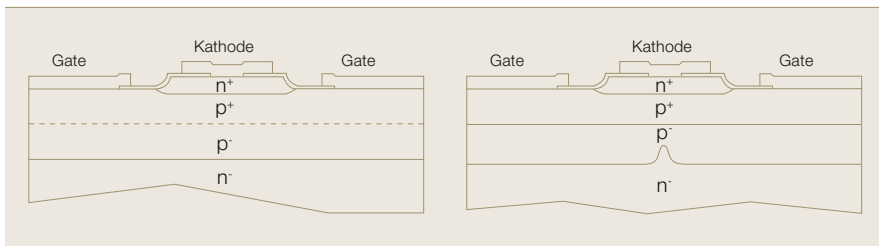
ABB Semiconductors

Lenzburg, Schweiz

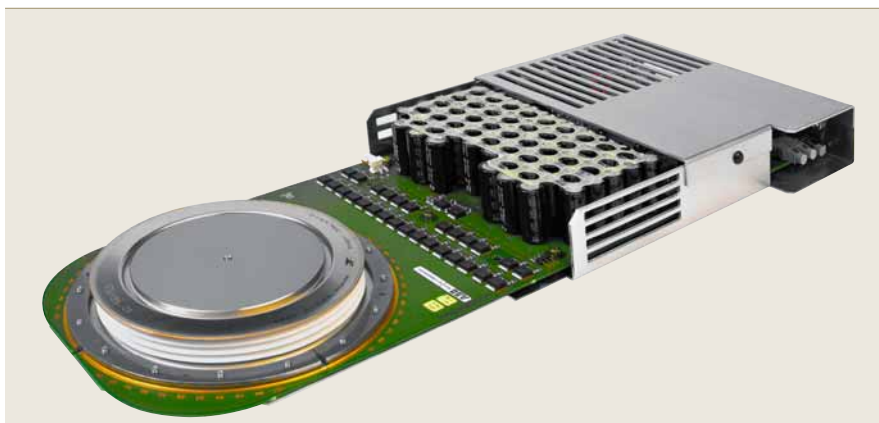
tobias.wikstroem@ch.abb.com

sven.klaka@ch.abb.com

- 6 Aufbau und Dotierung einer herkömmlichen GCT-Zelle (links) und die HPT-Technologie mit ausgestülpter p-Basis (rechts)



- 7 Der neue HPT-IGCT von ABB ist als 4,5-kV- und 6,5-kV-Variante erhältlich.



Das Plus an Leistung

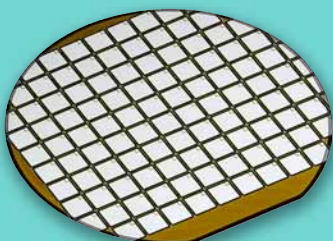
Die Evolution der IGBT-Technologie

Munaf Rahimo, Arnost Kopta

Vor zwei Jahrzehnten begann eine scheinbar einfache Variante des Leistungs-MOSFETS auf Siliziumbasis die Leistungselektronik zu verändern: der IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). Diese Revolution setzte sich durch die 1990er Jahre bis ins neue Jahrtausend fort. Der IGBT kombiniert die Eigenschaften von Metalloxid- und bipolaren Halbleitern und bietet eine Vielzahl von Vorteilen für das Design von leistungselektrischen Systemen wie niedrige Verluste, eine hohe Eingangsimpedanz, die den Einsatz von relativ kleinen Ansteuereinheiten ermöglicht, sowie eine hohe Kurzschlussfestigkeit und eine hohe Abschaltfähigkeit.

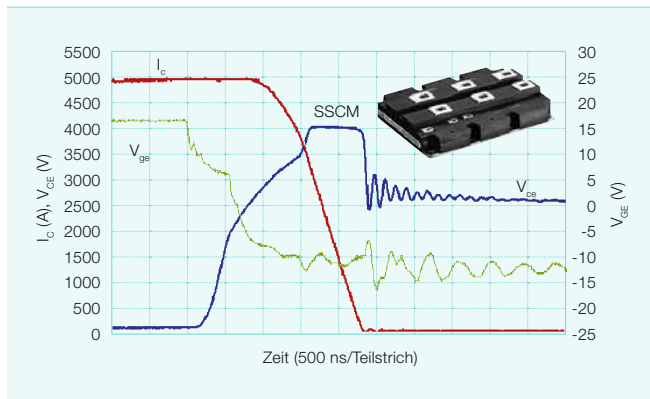
Während die ersten kommerziell erhältlichen IGBTs lediglich Sperrspannungen von 600 V und Ströme von einigen Ampere erreichten, konzentrierte sich die Entwicklung auf die Steigerung der Belastbarkeit. Heute werden Hochspannungs-IGBTs und entsprechende Dioden (mit Nennspannungen bis 6,5 kV) für den Einsatz in Gleichstrom-Zwischenkreis-Anwendungen mit 3,6 kV gefertigt. Außerdem kommen Hochstrom-IGBT-Module mit mehreren parallelen Chips in einer Vielzahl von Anwendungen mit Nennströmen bis 3.600 A zum Einsatz. Aufgrund der großen Bandbreite der Nennströme und Spannungen werden IGBTs auch in vielen leistungselektronischen Anwendungen

mit unterschiedlichen Anforderungen wie Eisenbahnen, der HGÜ und industriellen Antrieben eingesetzt. Dieser Artikel befasst sich mit den neuesten Entwicklungen auf dem Gebiet der IGBTs und Halbleiterdioden, beschreibt die damit verbundenen Fortschritte in puncto Leistungsfähigkeit und gibt einen Ausblick auf die zukünftigen Entwicklungstrends zur weiteren Verbesserung der Eigenschaften von IGBTs und Dioden.

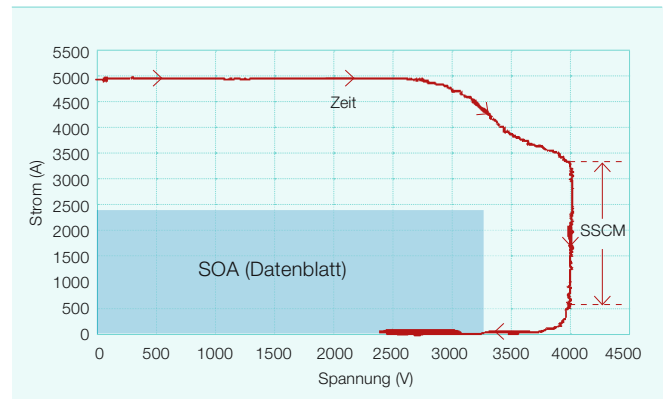


1 RBSOA eines 3,3 kV/1.200 A IGBT-Moduls bei 125 °C ($V_{DC} = 2.600 \text{ V}$, $I_c = 5.000 \text{ A}$, $R_g = 1,5 \Omega$, $L_g = 280 \text{ nH}$)

a Strom- und Spannungsverlauf



b Rechteckige I/V-Kurve



Die Liste mit den Wünschen der Branche nach Verbesserungen der elektrischen Performance von Leistungshalbleiter-Bauelementen ist lang. Auch wenn IGBTs dem Benutzer eine Vielzahl attraktiver elektrischer Eigenschaften bieten, werden ständig weitere Verbesserungen gefordert. In den letzten Jahren bestand das Hauptziel bei der Entwicklung von Leistungshalbleitern in der Erhöhung der Leistungsdichte für bestimmte Zielanwendungen. Dies wird im Wesentlichen durch drei Faktoren beschränkt:

- die Gesamtverluste im Element
- die Grenzen des sicheren Arbeitsbereichs (Safe Operating Area, SOA)
- die maximal zulässige Sperrschichttemperatur während des Betriebs

Eine weitere Beschränkung besteht in der Beseitigung der im Element generierten Wärmeleistung. Dies allerdings ist in erster Linie Sache der Aufbau- und Verbindungstechnik (Packaging) und der Kühlung. Die jüngsten Entwicklungen bei ABB im Bereich der Leistungshalbleiter konzentrierten sich auf die ersten beiden Faktoren. Dies gilt insbesondere für Hochspannungselemente.

SPT: Durchbruch beim SOA

Ein ständiges Ziel bei der Entwicklung von IGBTs und Dioden ist die Bereitstellung eines ausreichend großen Arbeitsbereichs, um einen sicheren Betrieb unter harten Schaltbedingungen sicherzustellen. Bis vor Kurzem blieb den Konstrukteuren besonders im Hochspannungs-

bereich keine andere Wahl, als eine Reihe von betrieblichen Einschränkungen in Kauf zu nehmen, um das erforderliche Schaltvermögen zu gewährleisten. Dazu gehörten unter anderem der Betrieb mit geringerer Leistung sowie der Einsatz von Schutzbeschaltungen (sog. Voltage Clamps und Snubber) und hohen Gatewiderständen.

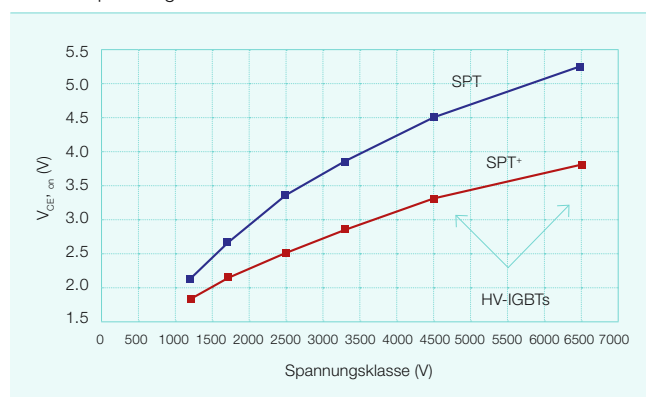
Erst mit der Einführung der Soft-Punch-Through (SPT) Technologie mit dünnerem Silizium und einem äußerst robusten, planaren Zellendesign, das die Durchbruchfestigkeit der Zelle deutlich erhöht, konnten niedrigere Verluste erreicht werden. Damit verbunden war auch ein „Durchbruch“ im Hinblick auf die Grenzen des SOA. Dank der neuen Technologie waren die Elemente erstmalig in der Lage, die kritische Phase des dynamischen Lawineneffekts (Avalanche-Effekt) zu überstehen, was wiederum deutlich zur Verbesserung der Robustheit beitrug. Gleichzeitig waren die Hochspan-

nungs-IGBTs in der Lage, eine neue Betriebsart, den sogenannten Switching-Self-Clamping-Modus (SSCM) zu erreichen, bei dem die Überschwingspannung annähernd den Wert der statischen Durchbruchspannung erreicht. Wie sich zeigte, war der IGBT in der Lage, auch solche Bedingungen zu überstehen, was zu einem ultimativen rechteckigen SOA-Verhalten führte. Dies ist in den Strom- und Spannungsverläufen des 3,3 kV/1.200 A IGBT-Moduls in 1a (SOA in Sperrichtung, RBSOA) und 1b (I/V-Kurve mit rechteckigem SOA) erkennbar. Ähnliche Verbesserungen beim SOA wurden im Hinblick auf die Kurzschlussfestigkeit des IGBT und die Sperrverzögerung der Antiparalleldiode erreicht.

SPT+: niedrigere Verluste und größerer SOA

Der nächste Meilenstein war die Reduzierung der Gesamtverluste von IGBT und Diode ohne Abstriche bei den oben genannten Performancevorteilen. Ziel der SPT+ IGBT-Plattform war eine deutliche Senkung der Durchlassspannung bei gleichzeitiger Verbesserung der hohen Abschaltrobustheit gegenüber der SPT-Technologie. Mit der SPT+ IGBT-Technologie setzte ABB neue Maßstäbe für die Technologiekurve von IGBTs über den gesamten Spannungsbereich von 1.200 bis 6.500 V 2. Die Werte für die Durchlassspannung $V_{CE(sat)}$ werden bei den gleichen Stromdichten und für ähnliche Abschaltverluste für jede Spannungsklasse erreicht. Im Folgenden soll die Leistungs-

2 Reduzierung der Durchlassspannung $V_{CE(sat)}$ bei SPT+-IGBTs für Nennspannungen bis 6.500 V



fähigkeit der neuen SPT+-Technologie am Beispiel des IGBT und der Diode eines 6,5-kV-Hochspannungsmoduls beschrieben werden.

SPT+ IGBT- und Diodentechnologie

Die höhere Leistungsfähigkeit des SPT+-IGBT wurde durch ein verbessertes planares Zellendesign in Kombination mit der bereits optimierten vertikalen Struktur der SPT-Technologie erreicht. **3** zeigt einen Querschnitt durch den SPT+-IGBT. Bei der planaren SPT+-Technologie ist die p-Wanne in der IGBT-Zelle von einer n-Anreicherungsschicht umgeben. Durch die n-Schicht wird die Ladungsträgerkonzentration auf der Kathodenseite verbessert und somit der Durchlassspannungsabfall ($V_{CE, on}$) ohne bedeutende Erhöhung der Abschaltverluste verringert. Eine weitere Reduktion von $V_{CE, on}$ wurde durch die Verkürzung der Seitenlänge des MOS-Kanals und die damit verbundene Senkung des Kanalwiderstands erreicht. Durch die optimierte Form der n-Anreicherungsschicht konnte der SOA in Bezug auf die Abschaltrobustheit über den der bereits sehr robusten Standard-SPT-Zelle hinaus erweitert werden. So zeichnet sich die SPT+-Technologie im Vergleich zur Standardtechnologie nicht nur durch deutlich geringere Verluste, sondern auch durch eine höhere Abschaltfähigkeit aus.

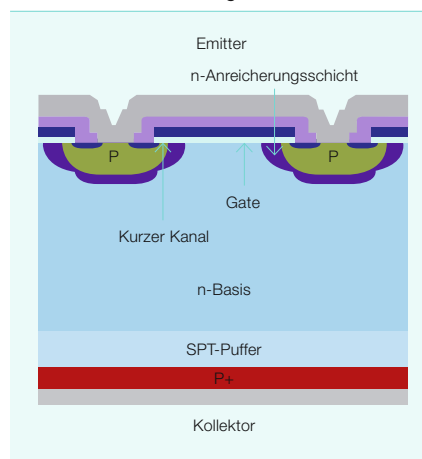
4 zeigt einen Querschnitt durch die SPT+-Diode. Die Form der gespeicherten Ladung wurde durch doppelte

lokale Einstellung der Ladungsträgerlebensdauer optimiert. Durch die verbesserte Ladungsverteilung konnten die Gesamtverluste reduziert werden, während die weichen Abschalteigenschaften (Soft Recovery) der standardmäßigen SPT-Dioden erhalten blieben.

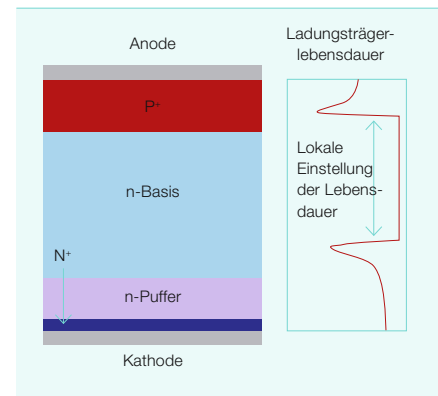
Anodenseitig weist die SPT+-Diode mit einem stark dotierten p+-Emitter das gleiche Design auf wie bei der SPT-Technologie. Der Wirkungsgrad des Anodenemitters wird mithilfe eines ersten He⁺⁺-Peaks eingestellt, der in die p+-Diffusion eingebracht wird. Zur Steuerung der Plasmakonzentration im Bereich der n-Basis und auf der Kathodenseite der Diode wird ein zweiter He⁺⁺-Peak von der Kathodenseite tief in die n-Basis implantiert. Auf diese Weise wird das in **4** dargestellte

Profil der Ladungsträgerlebensdauer erreicht. Mit diesem Verfahren ist keine zusätzliche homogene Einstellung der Lebensdauer in der n-Basis erforderlich. Durch die verbesserte Form des gespeicherten Elektron-Loch-Plasmas

3 SPT+ IGBT-Technologie



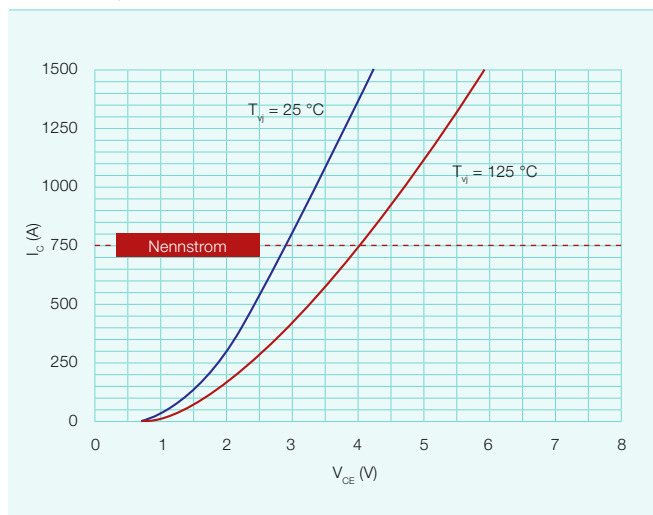
4 SPT+-Diodentechnologie



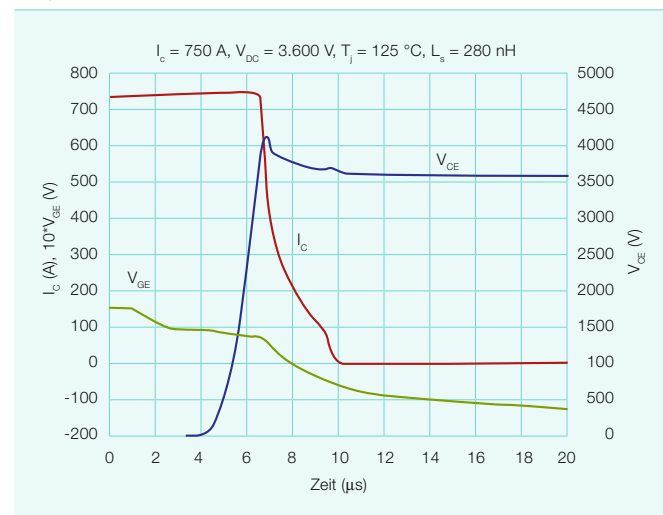
5 Das 6,5 kV HiPak-Modul mit dem neu entwickelten SPT+-Chipsatz



6 Durchlasskennlinie des 6,5 kV SPT+-IGBT (Messung auf Modulebene)



7 Abschaltkennlinien des 6,5 kV SPT+-IGBT unter Nennbedingungen, gemessen auf Modulebene



Halbleiter

wurde ein besserer Kompromiss zwischen geringen Diodenverlusten und weichem Abschaltverhalten erreicht.

Das 6,5 kV SPT+ HV-HiPak™-Modul

Der neue 6,5 kV SPT+-IGBT weist im Vergleich zum Standard-SPT-Element etwa um 30% niedrigere Durchlassverluste auf. Dies und die größere Robustheit des SPT+-IGBT haben eine Erhöhung des Nennstroms von 600 A für das standardmäßige 6,5 kV HiPak-Modul auf bis zu 750 A für die neue SPT+-Version ermöglicht.

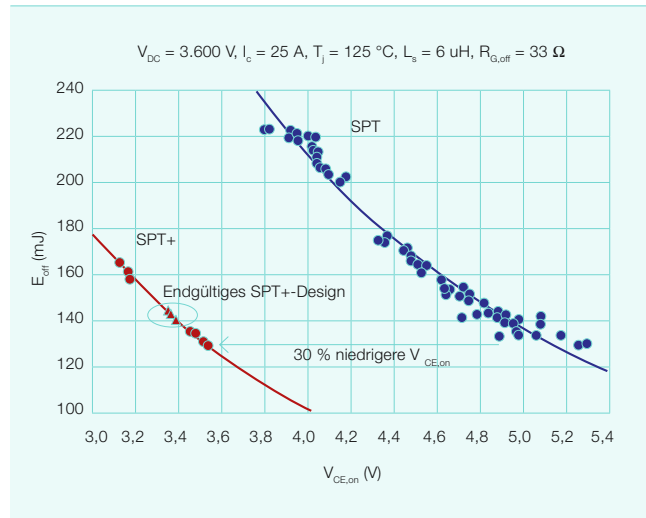
5 zeigt das 6,5 kV HV-HiPak-Modul mit seinem Industriestandard-Gehäuse in der gängigen Größe 190x140 mm. Die Bodenplatte besteht aus einem Aluminium-Silizium-Karbidmaterial (AlSiC), um eine hohe Temperaturwechselfestigkeit zu gewährleisten, wie sie in Traktionsanwendungen gefordert ist. Zusätzlich sorgt eine Isolation aus Aluminiumnitrid (AlN) für einen geringen thermischen Widerstand. Das Isolationsvermögen der HV-HiPak-Version für die Spannungsklasse bis 6,5 kV beträgt 10,2 kV_{RMS}.

Die Leistungsfähigkeit der 6,5 kV SPT+-Chips und des HV-HiPak-Moduls wurden in umfangreichen Messungen bestätigt, deren Ergebnisse hier dargestellt sind. Die dynamischen Messungen wurden bei einer Zwischenkreis-Nennspannung von 3.600 V und die SOA- und Softness-Messungen bei 4.500 V durchgeführt.

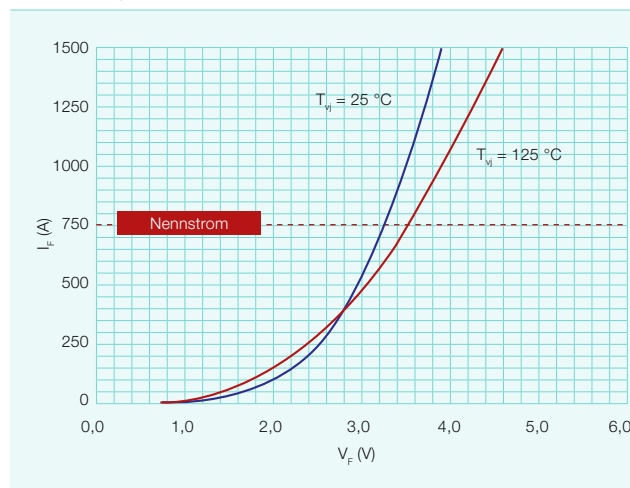
Eigenschaften und Verluste des IGBT

6 zeigt die Durchlasskennlinie des 6,5 kV SPT+-IGBT. Der typische Durchlassspannungsabfall ($V_{CE, on}$) bei Nennstrom und einer Sperrschichttemperatur von $T_j = 125^\circ\text{C}$ beträgt 4,0 V.

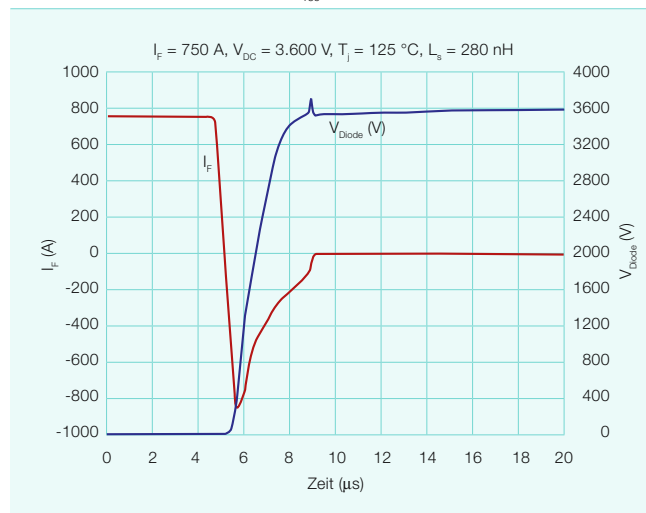
8 Vergleich der Technologiekurven von SPT+- und SPT-IGBT, gemessen auf Chipebene



9 Durchlasskennlinie der 6,5 kV SPT+-Diode (Messung auf Modulebene)



10 Sperrverzögerung der 6,5 kV SPT+-Diode unter Nennbedingungen, gemessen auf Modulebene ($E_{rec} = 2,8 \text{ J}$)



Der SPT+-IGBT weist bereits bei niedrigen Strömen einen positiven Temperaturkoeffizienten von $V_{CE, on}$ auf. Dies ermöglicht eine gute Temperaturaufteilung zwischen den einzelnen Chips innerhalb des Moduls.

7 zeigt die Strom- und Spannungsverläufe beim Abschalten des 6,5 kV HiPak-Moduls bei Nennbedingungen, d. h. bei 750 A und 3.600 V. Unter diesen Bedingungen betragen die Abschaltverluste des Moduls 5,2 J. Die Abschaltung erfolgte mithilfe eines externen Gatewiderstands ($R_{G, off}$) von 15Ω , der daraus resultierende Spannungsanstieg beträgt $2.000 \text{ V}/\mu\text{s}$. Die optimierte n-Basis in Verbindung mit dem Soft-Punch-Through (SPT)-Puffer ermöglicht einen sanften Abfall des Kollektorstroms und somit ein sanftes Abschaltverhalten ohne störende Spannungsspitzen oder Oszillationen auch bei hohen Zwischenkreisspannungen und Streuinduktivitäten.

8 zeigt die Kurve für den Zusammenhang zwischen Durchlassspannungsabfall und Abschaltverlusten einmal für den SPT+-IGBT und einmal für den SPT-IGBT, gemessen auf Chipebene. Die verschiedenen Punkte auf den beiden Technologiekurven stehen für IGBTs mit unterschiedlichen Wirkungsgraden des Anodenemitters. Die Messungen wurden bei einem Kollektorstrom von 25 A, dem Nennstrom der SPT-IGBTs, durchgeführt. Der neue SPT+-IGBT weist im Vergleich zum SPT-Standardchip bei gleichen Durchlassverlusten einen ca. 30% niedrigeren Durchlassspannungsabfall ($V_{CE, on}$) auf. Der letzte Punkt der Kurve für die SPT+-IGBTs wurde im Hinblick auf den Kompromiss zwischen Sperrreststrom und sanftem Abschalten so gewählt, dass gleichzeitig ein guter Ausgleich zwischen Schalt- und

Durchlassverlusten gewährleistet ist.

Eigenschaften und Verluste der Diode

9 zeigt die Durchlasskennlinie der 6,5 kV SPT+-Diode. Aufgrund der optimierten Plasmaform durch doppelte He⁺⁺-Bestrahlung weist die Diode bereits deutlich unterhalb des Nennstroms einen stark positiven Temperaturkoeffizienten von V_F auf. Bei Nennstrom und 125 °C beträgt der typische Durchlassspannungsabfall 3,5 V.

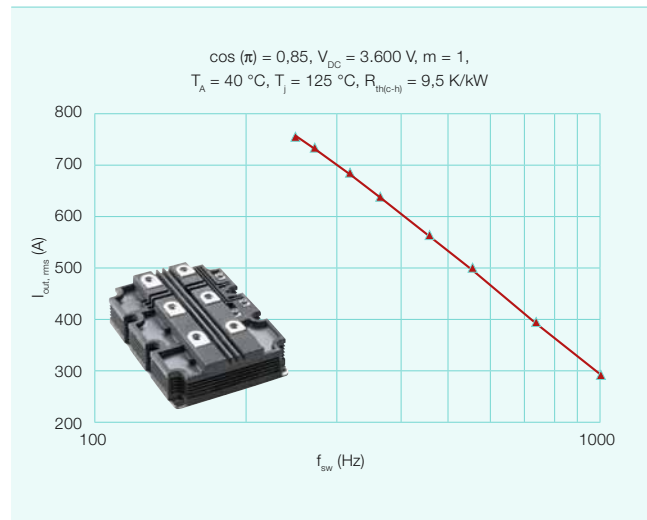
10 zeigt die Sperrverzögerungskennlinien der Diode unter Nennbedingungen.

Durch sorgfältige Auslegung der kathodenseitigen He⁺⁺-Peaks wurde ein kurzer, aber dennoch sanft abfallender Stromverlauf erreicht. Die Sperrverzögerungsverluste der Diode unter Nennbedingungen betragen 2,8 J. Dank der hohen Robustheit und des Soft-Recovery-Verhaltens kann die Diode mit einem hohen di_F/dt geschaltet werden, was die IGBT-Abschaltverluste deutlich reduziert.

Ausgangsstrom

Um die Leistungsfähigkeit des 6,5 kV SPT+-Moduls unter realen Anwendungsbedingungen zu beurteilen, wurde eine thermische Simulation des Ausgangsstroms des Moduls in Abhän-

11 Ausgangsstrom des 6,5 kV SPT+ HiPak-Moduls in Abhängigkeit von der Schaltfrequenz



gigkeit von der Schaltfrequenz durchgeführt, deren Ergebnisse in 11 dargestellt sind. Die 6,5 kV SPT+-IGBTs wurden durch die Verwendung niedriger Schaltfrequenzen für den Einsatz in Anwendungsumgebungen mit hohen Streuinduktivitäten optimiert. Um ein sanftes Schaltverhalten zu gewährleisten, wurde der IGBT mit einem relativ hohen Wirkungsgrad des Anodenemitters ausgelegt. Dies erhöht die Elektron-Loch-Konzentration auf der Anodenseite der n-Basis und sichert einen sanft abfallenden Abschaltstromverlauf bei hohen Streuinduktivitäten und Zwischenkreisspannungen. Das Ergebnis ist ein Chip mit niedrigen Durchlassverlusten und

höheren Abschaltverlusten, was eine ideale Voraussetzung für niedrige Schaltfrequenzen darstellt.

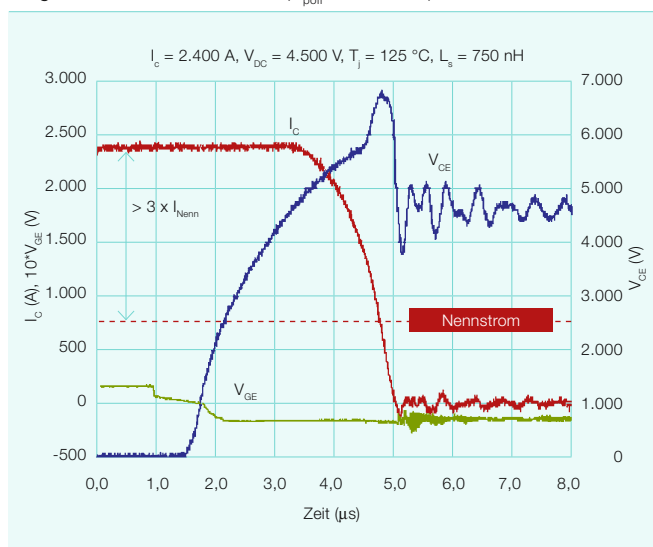
Abschaltung und Sperrverzögerung

Ein Hauptvorteil des neuen 6,5 kV SPT+-IGBT ist seine extrem hohe Abschaltrobustheit, die einen neuen Maßstab für diese Spannungs-kategorie setzt. 12 zeigt die Strom- und Spannungsverläufe beim Abschalten auf Modulebene. Hier wurde ein Strom von 2.400 A – dies entspricht mehr als dem Dreifachen des Nennstroms – gegen eine Zwischenkreisspannung von 4.500 V bei

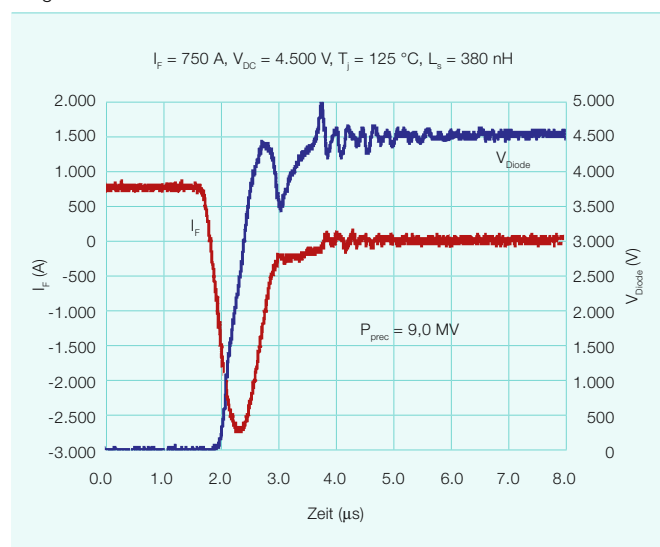
einer Sperrschichttemperatur von 125 °C abgeschaltet. Der Test wurde mit einem externen Gatewiderstand von 1,0 Ω ohne Clamps oder Snubber durchgeführt. Die Streuinduktivität bei dieser Prüfung betrug 750 nH, was selbst im ungünstigsten Fall mehr als dem Doppelten des bei der vorgesehenen Anwendungsumgebung zu erwartenden Werts entspricht.

Dank der Robustheit der SPT+-Zelle sind die IGBTs in der Lage, während des Abschaltvorgangs starke dynamische Lawineneffekte von längerer Dauer zu überstehen, und weisen somit hervorragende SOA-Eigenschaften auf. Bei dem Test erreichte die

12 Abschaltkennlinien des 6,5 kV SPT+-IGBT unter SOA-Bedingungen, gemessen auf Modulebene (P_{poff} = 11,7 MW)

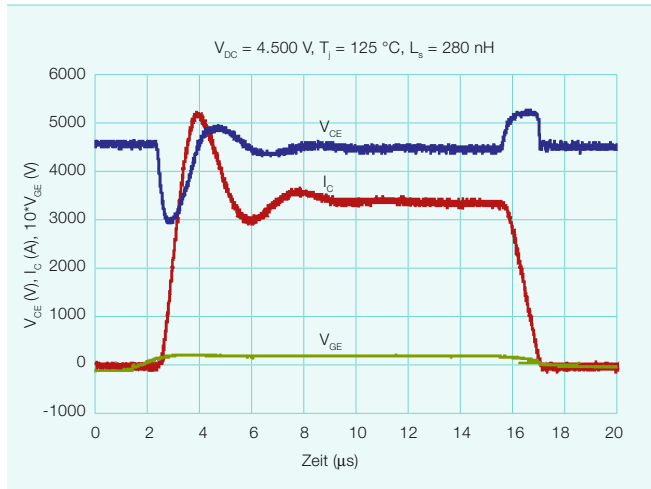


13 Sperrverzögerung der 6,5 kV SPT+-Diode unter SOA-Bedingungen, gemessen auf Modulebene



Halbleiter

14 Kurzschlusskennlinie des 6,5 kV SPT+-IGBT, gemessen auf Modulebene



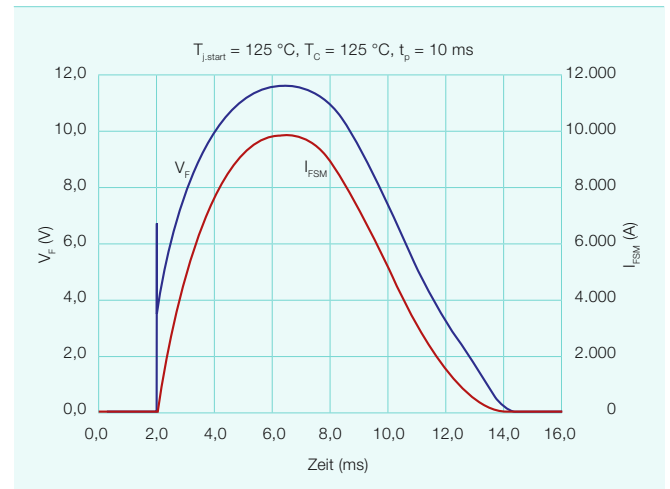
Abschaltleistung einen Spitzenwert von 11,7 MW. Bei der standardmäßigen Produktionsprüfung werden alle Module einem Abschalt-SOA-Test mit dem Dreifachen des Nennstroms (2.250 A) unterzogen, bei dem ein dynamischer Lawineneffekt ausgelöst wird. Zweck dieser äußerst strengen Prüfung ist es, eine hohe Qualität und Zuverlässigkeit aller 6,5 kV HV-HiPak-Module zu gewährleisten.

13 zeigt einen Test der Sperrverzögerung unter SOA-Bedingungen, gemessen auf Modulebene bei einem Durchlassstrom von 750 A (Nennstrom) und einer Zwischenkreisspannung von 4.500 V. Aufgrund des Einschaltverhaltens des IGBT erreicht die Diodenleistung ihren Spitzenwert in der Nähe des Nennstroms und beginnt bei höheren Strömen wieder zu sinken. Das Schalten der Diode erfolgte mithilfe eines externen Gatewiderstands ($R_{G, on}$) von 1,2 Ω bei einer Schaltgeschwindigkeit von 7.000 A/ μ s und einer Spitzenleistung von 9,0 MW.

Kurzschluss-SOA

Die Kurzschlusskennlinien des 6,5 kV SPT+-Moduls sind in 14 dargestellt. Der IGBT wurde so ausgelegt, dass er einem Kurzschluss bei $V_{GE} = 15,0$ V und allen Zwischenkreisspannungen bis 4.500 V sowie Sperrschichttemperaturen zwischen -40 °C und 125 °C standhält. Die gewünschte Kurzschlussfestigkeit wurde durch Optimierung des PPT-Puffers und des Wirkungsgrads des Anodenemitters erreicht.

15 Stoßstromverlauf bei der 6,5 kV SPT+-Diode auf Modulebene



Stoßstromfestigkeit

Zur Prüfung der Stoßstromfestigkeit des 6,5 kV SPT+-Moduls wurde das HiPak-Modul mit 100 Impulsen von 9,9 kA und einer Dauer von 10 ms ($I^2t = 523$ kA²s) belastet 15. Nach dem 100. Impuls wurde das Modul erneut elektrisch getestet, um eine Degradation auszuschließen. Bei einem nachfolgenden Zerstörungstest wurde die Stoßstromfestigkeit bestimmt. Die Dioden erreichten vor dem Ausfall einen Spitzenstrom von 12,3 kA, was einem I^2t -Wert von 705 kA²s entspricht. Erreicht wurde diese hervorragende Stoßstromfestigkeit dank der Kombination aus einem stark dotierten P+-Emitter und einem niedrigen Durchlassspannungsabfall, der wiederum durch die optimale Plasmaverteilung infolge der doppelten He⁺⁺-Bestrahlung begünstigt wird.

Zukünftige Trends

Angesichts der Fortschritte auf dem Gebiet der modernen IGBT- und Diodenstrukturen stehen die Konstrukteure leistungselektronischer Elemente vor der wachsenden Herausforderung, die Leistungsfähigkeit von IGBTs mithilfe konventioneller Verfahren zur Optimierung des Ladungsträgerplasmas und Reduzierung der Dicke des Siliziums weiter zu verbessern. Ein Teil der Entwicklung befasst sich heute mit der Wiederbelebung des rückwärts leitenden IGBT (Reverse Conducting IGBT, RC-IGBT), der IGBT und Diode in einer einzigen Struktur vereint und so mehr Leistung pro Fläche (d. h. für eine bestimmte Modulgröße) ermög-

licht. Die Möglichkeiten, die sich aus einem solchen technologischen Schritt ergeben, sind vielfältig.

Auch die maximale Sperrschichttemperatur rückt zunehmend in den Mittelpunkt des Entwicklungsinteresses. Da die Belastbarkeit (d. h. der SOA) der Elemente mittlerweile so weit gestiegen ist, dass IGBTs theoretisch bei Strömen betrieben werden können, die die Nennwerte moderner Systeme bei Weitem übersteigen, stehen die Entwickler nun vor der Aufgabe, den Temperaturbereich zu vergrößern. Da die Ausgangsleistung proportional zum Temperaturunterschied (ΔT) zwischen der Sperrschicht des Chips und dem Kühlmedium ist, bedeutet eine höhere zulässige Betriebstemperatur des Halbleiters eine höhere Leistungsdichte für eine bestimmte Elementfläche. So bewirkt eine Erhöhung der Temperatur um 25 °C je nach Kühlung eine 25 bis 30%ige Verbesserung der Nennleistung.

Mehr zum Thema IGBTs lesen Sie im Artikel „Auf das Packaging kommt es an“ auf Seite 9 dieses Hefts.

Munaf Rahimo
Arnost Kopta
 ABB Semiconductors
 Lenzburg, Schweiz
 munaf.rahimo@ch.abb.com
 arnost.kopta@ch.abb.com

Das Arbeitspferd und sein Jockey

AC-Antriebe von ABB sind das Maß der Dinge in puncto Energieeffizienz und Produktivität für Elektromotoren aller Leistungsklassen

Pieder Jörg, Panu Virolainen, Roelof Timmer

Elektromotoren sind die „Arbeitspferde“ der modernen Industrie und benötigen schätzungsweise 65 % der gesamten elektrischen Energie. Auch wenn sie in der Lage sind, elektrische Energie wirksam in mechanische Energie umzuwandeln, gehen in vielen industriellen Prozessen rund 20 % der Energie durch ineffiziente Drosselungsmechanismen verloren. Durch bedarfsgerechte Speisung des Prozesses lässt sich der Energieverbrauch deutlich senken. Dabei macht

selbst eine kleine Reduktion der Motordrehzahl einen erheblichen Unterschied aus, und die effizienteste Methode zur Regelung der Drehzahl von Elektromotoren sind AC-Antriebe. Dank des technischen Fortschritts, insbesondere im Bereich der Leistungselektronik, stehen mittlerweile AC-Antriebe zur Regelung von Motoren mit Nennleistungen zwischen 100 Watt und 100 MW zur Verfügung. Angesichts dieser großen Bandbreite konzentrieren sich die Wünsche der

Kunden heute auf die funktionellen Anforderungen ihrer jeweiligen Anwendung. Viele dieser Anforderungen können mithilfe des im elektrischen Antrieb integrierten intelligenten Controllers erfüllt werden. Diese Controller ermöglichen eine Vielzahl von anwendungsspezifischen Lösungen angefangen bei Pumpenanwendungen bis hin zu anspruchsvollen Lösungen für Walzwerke.



Antriebstechnik

Elektromotoren sind im wahrsten Sinne des Wortes die treibende Kraft hinter den Automatisierungssystemen in Industrie, Handel und Gebäudetechnik. Tatsächlich werden rund 65% der weltweit erzeugten elektrischen Energie von Elektromotoren verbraucht. Es gibt zwei verschiedene Arten von Elektromotoren: Gleichstrommotoren (DC-Motoren) und Wechselstrommotoren (AC-Motoren). Rund drei Viertel aller Motoren treiben Pumpen, Lüfter oder Kompressoren an. In industriellen Prozessen werden vorwiegend Wechselstrommotoren, insbesondere in Form von Käfigläufermotoren, eingesetzt. Werden Wechselstrommotoren direkt an das Stromnetz angeschlossen, laufen sie konstruktionsbedingt mit fester Drehzahl. Um die Menge der verbrauchten Energie regulieren zu können, ist generell eine Form der Drehzahlregelung erforderlich.

Eine variable Drehzahl wird erreicht, indem der Motor mithilfe eines AC-Antriebs (auch drehzahl geregelter Antrieb genannt) geregelt wird. Diese Antriebe kommen in einer Vielzahl von Anwendungen in verschiedenen Bereichen wie der Zementindustrie, der chemischen Industrie, der Zellstoff- und Papierindustrie, der Metallindustrie sowie der Öl- und Gasindustrie zum Einsatz. In Kraftwerken und in der chemischen Industrie müssen Motoren zum Beispiel dem Hauptprozess entsprechend geregelt werden, der aufgrund eines veränderlichen Leistungsbedarfs zu unterschiedlichen Tages-, Wochen- oder Jahreszeiten variiert. In solch einem Fall sind AC-Antriebe die ideale Lösung, da sie mit hoher

Effizienz dem Bedarf folgen. Tatsächlich können sie die Energiekosten eines Unternehmens um bis zu 60% reduzieren. Nach einer Studie von ABB könnten durch den Einsatz von AC-Antrieben im Mittelspannungsbereich zur Regelung der Drehzahl von Pumpen, Lüftern und Kompressoren weltweit 227 TWh im Jahr eingespart werden [1]. Dies entspricht der Jahresleistung von 144 fossil befeuerten Kraftwerken¹⁾ bzw. dem gesamten Energieverbrauch eines Landes wie Spanien.

Mit einem geschätzten Marktanteil von 16% ist ABB der weltweit führende Anbieter von drehzahl geregelten Antrieben **1**. Das Produktangebot der ABB Drives mit einer Vielzahl von integrierten Regelungsfunktionen deckt die gesamte Motorenpalette mit Nennleistungen von 100 W bis 100 MW ab. Zur weiteren Verbesserung der Antriebslösungen haben die Ingenieure von ABB entscheidende leistungselektronische Technologien aus dem Bereich der akademischen und industriellen Forschung ausgewählt und über die Anforderungen der Anwendungen hinaus angepasst und erweitert. So basiert die in der gesamten Produktpalette eingesetzte Stromrichterschaltung auf der sogenannten Spannungszwischenkreis-Wechselrichtertechnologie, und die leistungsstarke Motorregelung Direct Torque Control (DTC) findet sowohl bei Niederspannungs-Induktionsmotoren als auch bei Mittelspannungs-Synchronmotoren Anwendung. Dank der technologischen Entwicklung sind die Hersteller von elektrischen Antrieben in der Lage, ihre Produkte mit zusätzlichen Merkmalen und erweiterten Funktionalitäten auszustatten.

Aufgrund ihrer Aktivitäten im Bereich der Prozessautomatisierung hat sich ABB vornehmlich auf die Integration anwendungsspezifischer Regelungsfunktionen konzentriert. So sind die Antriebslösungen von ABB nicht nur in der Lage, die Drehzahl von Motoren anhand eines externen Sollwerts zu regeln, sondern auch in Abhängigkeit von der Motorlast. Darüber hinaus sind sie in der Lage, Elastizitäten in der Mechanik zu kompensieren, Schwingungen zu dämpfen, sich selbstständig mit anderen Antrieben zu koordinieren und sogar Hilfseinrichtungen zu überwachen.

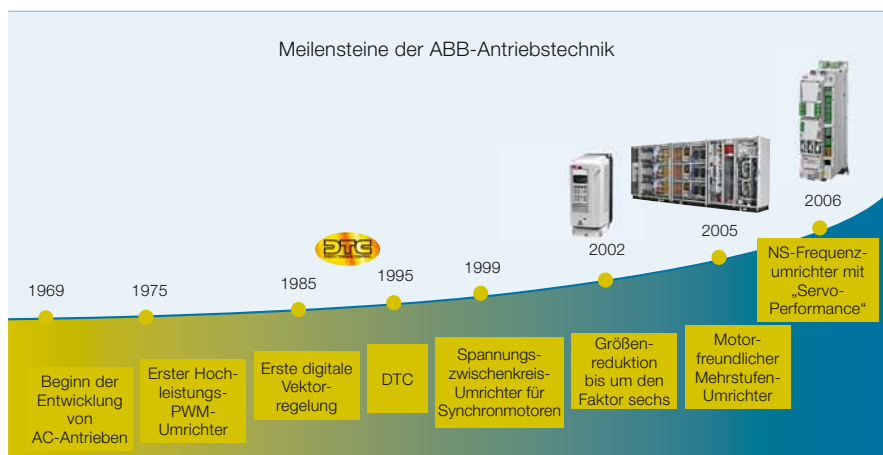
Umwandlung elektrischer Energie

Die Regelung von Wechselstrommotoren – bzw. die Fähigkeit, elektrische Energie in mechanische Energie umzuwandeln – basiert auf dem Prinzip der elektromagnetischen Induktion. Die Spannung in den Statorwicklungen bildet den Strom und den Magnetfluss. Ändert sich die Richtung der Spannung, ändert sich auch die Richtung des Magnetflusses. Wird die Spannungsrichtung in den Wicklungen eines Drehstrommotors in der richtigen Reihenfolge verändert, beginnt der Magnetfluss des Motors zu rotieren, und der Rotor folgt der Drehbewegung. Dies lässt sich mithilfe eines Frequenzumrichters regeln, der im Prinzip die Frequenz und die Amplitude der normalerweise festen Netzspannung verändert.

In der Praxis ist die Regelung von Wechselstrommotoren allerdings etwas schwieriger, da Rotorströme, die durch den Magnetfluss erzeugt werden, die Situation komplizieren. Hinzu kommen externe Einflüsse wie die Temperatur oder Lastveränderungen, die ebenfalls zu Problemen bei der Regelung führen können. Doch mit der heutigen Technik und dem heutigen Wissen kann diesen Schwierigkeiten wirksam begegnet werden.

Alle modernen AC-Antriebe von ABB basieren auf derselben Schaltung, dem Spannungszwischenkreis-Wechselrichter. Dieser besteht aus einem Gleichrichter, einem Gleichstrom-Zwischenkreis und einer Wechselrichtereinheit **2**.

1 Seit über 40 Jahren ist ABB führend auf dem Gebiet der elektrischen Antriebstechnik.



Fußnote

¹⁾ Ausgehend von einer durchschnittlichen Erzeugungsleistung eines Kraftwerks von 350 MW an 4.500 Stunden/Jahr.

Der Gleichrichter wandelt den normalen 50-Hz-Drehstrom in einen Gleichstrom um, der in den Zwischenkreis gespeist wird. Dieser filtert die pulsierende Spannung, sodass eine Gleichspannung entsteht. Im nachfolgenden Wechselrichter wird diese Gleichspannung in eine Wechselspannung mit variabler Frequenz und Amplitude umgewandelt. Dazu verbindet der Umrichter im Prinzip die einzelnen Phasen des Motors in einer bestimmten zeitlichen Folge entweder mit der positiven oder der negativen Gleichstrom-Sammelschiene. Bestimmt wird diese Abfolge von einem integrierten intelligenten Motorregelungssystem.

Der in 2 dargestellte Wechselrichter bildet die grundlegende Wechselrichterschaltung mit zwei (Spannungs-)Stufen. Dies ist die optimale Lösung für Wechselspannungen bis 1 kV. Für höhere Spannungen wird die Schaltung durch geschickte Kombination derselben Grundschaltung erweitert. Im Mittelspannungsbereich haben sich in den letzten zehn Jahren zum Beispiel dreistufige Wechselrichterschaltungen als Standard etabliert. Vor Kurzem hat ABB die maximale Ausgangsspannung ihrer Frequenzumrichter mithilfe eines neuen Designs erhöht, bei dem die Motoranschlüsse auf fünf unterschiedliche Spannungsstufen geschaltet werden können. Diese Innovation, die sich durch eine optimierte Ausgangs-Wellenform und höhere Zuverlässigkeit auszeichnet, wurde zum großen Teil auf der Basis bewährter Konzepte und Komponenten realisiert [2].

Unabhängig von der verwendeten Grundschaltung wird die Schaltfolge durch die leistungsstarke DTC-Motorre-

gelung von ABB bestimmt. Dank eines elektronischen Spiegelbilds des Motors ist der integrierte Controller stets über den aktuellen Rotationszustand informiert. Da der Controller über eine Art „Straßenkarte“ der oben genannten Spannungsrichtungen verfügt, „weiß“ er genau, welche Haupt- und Nebenwege die Umrichterschaltung nehmen muss, um den Motor weiter zu drehen. Die Vorteile für den Benutzer von ABB Drives sind vielfältig, doch vor allem sorgt die Technologie für eine nahtlose Integration über den gesamten Leistungsbereich der Produkte hinweg.

Einfachere Methoden der Drehzahlregelung

Betrachtet man den gesamten verfügbaren Leistungsbereich, werden derzeit weniger als 10% aller jährlich verkauften Motoren mit Frequenzumrichtern ausgerüstet, obwohl sie die Drehzahlregelungsmethode mit dem geringsten Wartungsaufwand darstellen. Dabei bietet die Regelung der Energiezufuhr zu einem Prozess mithilfe von Frequenzumrichtern deutliche Vorteile gegenüber herkömmlichen und einfacheren Methoden wie der Drossel- oder Bypassregelung 3. Solche Regelungseinrichtungen sind vom Aufbau her normalerweise sehr einfach, und die Investitionen scheinen – jedenfalls auf den ersten Blick – kostengünstig. Doch sie sind auch mit einer Vielzahl von Nachteilen verbunden. Zunächst einmal lässt sich die optimale Prozessleistung mit einer einfacheren Regelung nur schwer erreichen, und eine Steigerung der Produktionsleistung erfordert normalerweise den Umbau des gesamten Prozesses.

Die Gesamtbetriebskosten sind nicht nur viel höher, die Drossel- und Bypassregelung ist – einfach gesagt – auch eine Verschwendung wertvoller Energie. Man stelle sich nur vor, man würde versuchen, die Geschwindigkeit eines Autos zu regulieren, indem man gleichzeitig einen Fuß auf dem Gaspedal und einen Fuß auf der Bremse lässt. Einen Motor mit voller Drehzahl laufen zu lassen und gleichzeitig die Ausgangsleistung zu drosseln, hat denselben Effekt – ein Teil der erzeugten Leistung geht ungenutzt verloren. Tatsächlich geht durch den ineffizienten Betrieb mit konstanter Drehzahl und mechanische Regelungsmechanismen so viel Energie verloren, dass durch den Einsatz einer vernünftigen Drehzahlregelung jedes Industrieland der Welt auf mehrere Kraftwerke verzichten könnte.

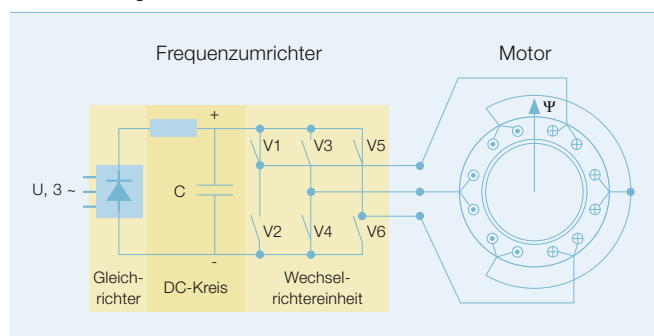
Wird ein Motor ohne Frequenzumrichter betrieben, können seine Belastbarkeitskurven nicht verändert werden. Der Motor liefert ein bestimmtes Drehmoment bei einer bestimmten Drehzahl, und das maximale Drehmoment kann nicht überschritten werden. Wird zum Anlassen eine höhere Belastbarkeit benötigt, muss der Motor überdimensioniert werden.

Zusätzliche Merkmale

Neben ihrer Rolle als Drehzahlregler bieten AC-Antriebe weitere interne Merkmale und Funktionen, die in manchen Fällen für eine Verbesserung der Prozessführung erforderlich sind. Dazu gehören:

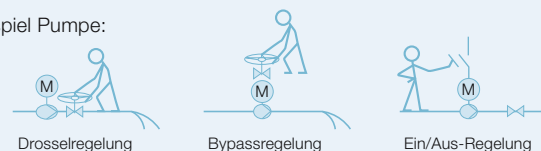
- Ein- und Ausgaben für Steuerungs- und Überwachungssignale
- eine Umkehrfunktion

2 Für die im Diagramm dargestellte Flussrichtung müssen die Schalter V1, V4 und V5 geschlossen sein. Um den Fluss links herum zu drehen, muss V6 geschlossen und V5 geöffnet sein. Bleibt V5 geschlossen, entsteht ein Kurzschluss. Der Fluss hat sich um 60° nach links gedreht.



3 Einfache Regelungsmethoden: Suboptimale Regelung und hohe Energieverschwendung

Beispiel Pumpe:



- Einfacher Aufbau
- Optimale Leistung schwer erreichbar
- Eine Erhöhung der Leistung bedeutet einen Umbau der Anlage
- Regelung durch Drosselung, Rückführung oder Start/Stop
- Gefahr einer Beschädigung beim Anlauf
- Hohe Betriebskosten

Antriebstechnik

- Beschleunigung/Verzögerung der Rampenzeiten
- Variable Drehmoment V/Hz Einstellungen
- Drehmomenterhöhung
- Verhinderung mechanischer Schwingungen
- Drehmomentgrenzwerte
- Netzausfallregelung
- Blockierfunktion
- Schlupfkompensation
- Fliegender Start

Diese und viele weitere Funktionen erleichtern den Einsatz von elektrischen Antrieben in vielen verschiede-

Der ABB Drive ACS800-02 für Leistungen von 90 bis 150 kW hat nur ein Sechstel der Größe vergleichbarer Umrichter von anderen Herstellern.



nen Anwendungen. Vor dem Hintergrund jahrzehntelanger Erfahrung auf dem Gebiet der Prozessführung hat ABB Funktionen entwickelt, die dem Benutzer dabei helfen, den richtigen Drehzahl-Sollwert für den jeweiligen Prozess zu bestimmen und Störungen wirksam zu vermeiden. Diese Funktionen stehen über den gesamten Leistungsbereich der ABB Drives zur Verfügung. Unabhängig von der Größe des Antriebs oder der Anwendung lassen sich auf einfache Weise Energieeinsparungen erzielen.

Weiterentwicklung

Technische Entwicklungen haben dafür gesorgt, dass drehzahlgeregelte Antriebe immer kostengünstiger wurden und mittlerweile eine wirtschaftliche Alternative zu mechanischen Methoden der Drehzahlregelung darstellen. Viele dieser Technologien entwickeln sich ständig weiter, und Forschungs- und Entwicklungsteams arbeiten an noch kleineren und kostengünstigeren Antriebslösungen. Doch die Größe ist nicht alles. Ingenieure und Wissenschaftler sind dabei, Antriebe zu entwickeln, die noch intelligenter und kommunikativer sind und sich noch leichter installieren und steuern lassen – was letztendlich zur Erschließung vieler neuer Anwendungen führen wird.

ABB erwartet in den kommenden zehn Jahren eine weitere Reduzierung der Anzahl von Komponenten innerhalb der Antriebe durch die engere Integration von Halbleiterelementen und mechanischen Komponenten. Weniger Bauteile bedeuten weniger Schnittstellen und weniger mechanische Befesti-

gungen, was wiederum die Zuverlässigkeit erhöht.

Nehmen wir zum Beispiel die Halbleiterschalter in einem Frequenzumrichter **2**. Sie sind vollständig als dünner, rechteckiger Siliziumchip (von ca. 1 bis 2 cm²) oder als runder Siliziumwafer mit einem Durchmesser von 3 bis 10 cm ausgeführt. Der Chip wird über einen elektrischen Hilfseingang an der Seite angesteuert. So wird bestimmt, ob der Chip den Stromfluss zwischen der Ober- und Unterseite blockiert (wie ein offener mechanischer Kontakt) oder ob ein Strom durch das Silizium von einer Seite zu anderen fließen kann (wie bei einem geschlossenen mechanischen Kontakt). Durch die Integration der gesamten Hilfselektronik wird der Halbleiterschalter zu einem elektronischen Baustein mit idealem Verhalten, der in jede Schaltung integriert werden kann.

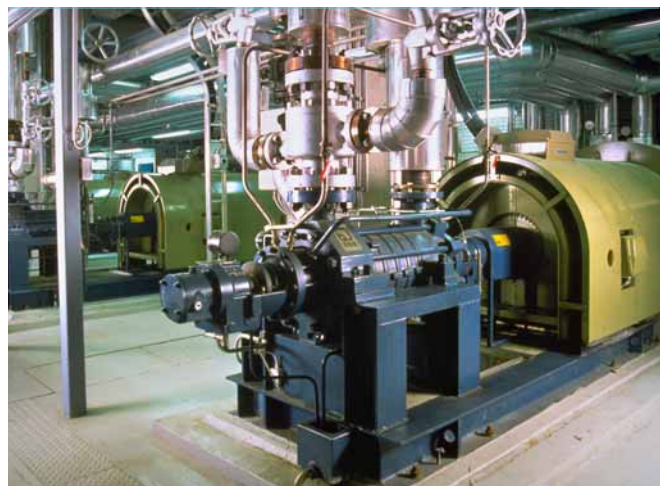
Die Steuerung dieser Kombination aus Siliziumschaltern erfolgt mithilfe von Prozessoren und ist so einfach wie das Senden von Daten an einen Drucker. Gleichzeitig sind die Prozessoren in der Lage, den Elektromotor zu überwachen, die mechanische Last zu überwachen und zu regeln und Daten mit einem externen Automatisierungssystem auszutauschen.

Die Entwicklung von Leistungshalbleitern ist ein bedeutender Faktor für die Zukunft der drehzahlgeregelten Antriebe. Ein weiterer ist die Kühlung. Auch wenn die Luftkühlung weiterhin das vorherrschende Verfahren bleiben dürfte, wird viel in die Erforschung und Entwicklung neuer Kühlverfahren investiert. So können zum Beispiel durch

Frischwasserpumpen in einem Wasserwerk



Speisepumpe in einem Kombikraftwerk



Der größte und der kleinste ABB Drive: der 2,2 m hohe und 6,5 m breite ACS5000 **a** und der ACS55 **b**

Entwicklungen auf dem Gebiet der numerischen Modellierung fortschrittliche rechnergestützte Strömungsmo-
dellierungsverfahren für die Konstruktion effizienterer Kühlkörper eingesetzt werden. Außerdem befassen sich die Wissenschaftler mit neuen Materialien, mit der Integration eines Kühlkörpers in das Leistungsmodul zur Verbesserung der Kühlleistung und mit der Steigerung der Leistungsfähigkeit von Lüftern durch Drehzahlregelung. Die Flüssigkeitskühlung findet zunehmend im Bereich der Windkraft, dem Transportwesen, der Schifffahrt und bei Anwendungen in staubigen oder feuchten Umgebungen Einsatz. Eine bemerkenswerte technologische Entwicklung ist die Motorregelung Direct Torque Control (DTC) von ABB. Diese vor etwa 14 Jahren eingeführte Technologie zur direkten Drehmomentregelung ist noch immer die wichtigste Regelungsplattform für die Antriebs-

Heißes Metall auf dem Rollgang einer Stranggießanlage



lösungen von ABB. Derzeitige Forschungen konzentrieren sich auf den Einsatz von rechnergestützten Simulationsverfahren zur Vorhersage des Motorverhaltens mit folgenden Zielen:

- effizientere Leistungsumwandlung
- größere Robustheit gegenüber Störungen
- bessere Motordiagnose

Dank ihrer hohen Leistungsfähigkeit wird die DTC-Technologie auch in neuen Anwendungen mit hohen Lage-
regelungsanforderungen eingesetzt.

Kommunikationstechnik

Die zunehmende Verbreitung der Ethernet-Kommunikation hat dafür gesorgt, dass elektrische Antriebe zu einem integrierten Bestandteil der Steuerungs-, Überwachungs- und Wartungssysteme geworden sind. Dank der großen Bandbreite der Ethernet-Technologie sind die intelligenten Antriebe nicht nur in der Lage, größere Mengen an Überwachungsinformationen zu kommunizieren, sondern auch Daten über den Zustand des zu regelnden Prozesses zu erfassen.

Darüber hinaus analysiert das preisgekrönte DriveMonitor™-System von ABB die Daten sofort, beginnt – falls erforderlich – mit der Erfassung zusätzlicher Daten und informiert den Bediener mit Klartextmitteilungen über den aktuellen Zustand des Antriebs. Eine detaillierte Analyse dieser Daten kann zur Abstimmung des Prozesses und zur Verbesserung der Produktivität verwendet werden. Ferner kann sie dabei helfen, die Prozessverfügbarkeit durch proaktives Störungsmanagement und proaktive Betriebsmitteloptimierung zu erhöhen.

Alles in allem blicken die AC-Antriebe von ABB in eine positive Zukunft. Dank der kontinuierlichen Steigerung der Effizienz und Belastbarkeit können die drehzahleregelten Antriebe von ABB mit Wechselstrommotoren im Leistungsbereich von 100 W bis 100 MW eingesetzt werden. Da sich Neuerungen rasch über den gesamten Leistungsbereich verbreiten, wird die Industrie in absehbarer Zukunft auf ein noch exklusiveres und einzigartiges Produktangebot zurückgreifen können.

Pieder Jörg

ABB Medium Voltage Drives
Turgi, Schweiz
pieder.joerg@ch.abb.com

Panu Virolainen

ABB Low Voltage Drives
Helsinki, Finnland
panu.virolainen@fi.abb.com

Roelof Timmer

ABB Automation Technologies
Helsinki, Finnland
roelof.timmer@fi.abb.com

Literaturhinweise

- [1] Wikstroem, P., Tolvanen, J., Savolainen, A., Barbosa, P.: „Energie sparen mit effizienten Antrieben“, *ABB Technik* 2/2007, S 73–80
- [2] Jörg, P., Scheuer, G., Wikström, P.: „Auf die Welle kommt es an“, *ABB Technik* 4/2007, S. 26–31

Weiterführende Literatur

ABB Review Special Report Motors and Drives (2004)



Ein starkes Team

Einsatz von ABB-Multidrives mit aktiver Einspeiseeinheit in der Zement- und Mineralindustrie
Rolf Hoppler, Urs Maier, Daniel Ryf, Leopold Blahous

Elektrische Antriebe bieten hervorragende Möglichkeiten, Energie zu sparen. Insbesondere in drehzahl-geregelten Anwendungen lassen sich durch den Einsatz von elektrischen Antrieben in Form von Frequenzumrichtern beträchtliche Einsparungen erzielen. Der Frequenzumrichter liefert dem Motor die Spannung und den Strom, der erforderlich ist, um die gewünschte Drehzahl zu erreichen. Dies ist wesentlich effizienter als die traditionelle Methode, bei der der Motor mit konstanter Drehzahl läuft und der Fluss des jeweiligen Prozessmediums mithilfe von Klappen o. Ä. reguliert wird. Allerdings machen sich die möglichen Einsparungen häufig erst über die Lebensdauer der Betriebsmittel hinweg bemerkbar, und viele Kunden ent-

scheiden sich aufgrund der höheren Anschaffungskosten gegen diese Technologie. Die Frage ist, wie sich diese Kosten senken lassen. Die Antwort von ABB heißt Multidrives. Normalerweise besitzt jeder Frequenzumrichter einen Gleichrichter und einen Wechselrichter. Der Gleichrichter wandelt den Wechselstrom aus dem Netz in Gleichstrom um, der dann vom Wechselrichter in einen Wechselstrom mit der gewünschten Frequenz und Spannung umgewandelt wird. Um jeden Motor einzeln steuern zu können, ist jeweils ein eigener Wechselrichter erforderlich, doch die Gleichrichter können zu einer einzelnen größeren Einheit zusammengefasst werden. Dies ist das grundlegende Konzept des Multidrives.

In der Zement- und Mineralindustrie gibt es eine Reihe von Anwendungen, in denen mehrere Antriebe in unmittelbarer Nähe zueinander betrieben werden, und in denen sich darüber hinaus der Einsatz von drehzahleregelten Antrieben anbietet. In den meisten Fällen werden solche Antriebslösungen aufgrund der höheren Anschaffungskosten und der Tatsache, dass ihre Vorteile erst nach der Inbetriebnahme erkennbar werden, jedoch nicht realisiert. Außerdem verursachen drehzahleregelte Antriebe Oberschwingungen im Netz, sodass eventuell passive oder aktive Filter benötigt werden. Bei der Installation solcher Filter ist eine eingehende Untersuchung des Netzes erforderlich, um unerwünschte Auswirkungen aufgrund der Resonanzen mit den Oberschwingungen zu verhindern, die die Frequenzrichter der drehzahleregelten Antriebe auf der Netzseite erzeugen.

Mit dem Einsatz von drehzahleregelten Multidrives können – sofern es der Prozess erlaubt – mehrere dieser Hürden umgangen werden. Darüber hinaus kann aufgrund des hohen Leistungsfaktors der drehzahleregelten Antriebe ein Teil der Blindleistung kompensiert werden, die Motoren mit konstanter Drehzahl verbrauchen.

Drehzahleregelte Antriebe und Multidrives

Heutige drehzahleregelte Antriebe im unteren und mittleren Leistungsbereich basieren normalerweise auf dem Konzept der variablen Spannung und variablen Frequenz (Variable Voltage, Variable Frequency, VVVF). Das Grundkonzept eines drehzahleregelten Einzelantriebs ist in **1** dargestellt.

Der Drehstrom aus dem Versorgungsnetz wird zunächst gleichgerichtet. Der Gleichstromkondensator, der den netzseitigen Gleichrichter mit dem motorseitigen Wechselrichter verbindet, sorgt dafür, dass der Wechselrichter mit einer konstanten Gleichspannung gespeist wird, aus der er

die geforderte Versorgungsspannung und -frequenz für den Motor erzeugt.

In Niederspannungsanwendungen, d. h. mit einer Versorgungsspannung zwischen 400 und 690 V (effektiv), ist der Wechselrichter mit IGBT-Halbleitern (Insulated Gate-Controlled Bipolar Transistor) ausgestattet, die eine extrem hohe Schaltfrequenz besitzen und die entsprechende Dynamik bieten, damit der Motor allen Veränderungen der Prozessparameter folgen kann.

In der Zement- und Mineralindustrie werden Multidrives typischerweise im Niederspannungsbereich eingesetzt.

Der Regelkreis, der beispielsweise die Drehzahl des Motors regelt, kann je nach Anwendung zwischen dem Wechselrichter und dem Motor offen oder geschlossen sein. Die Hauptaufgabe des Gleichrichters besteht darin, die Gleichspannung konstant zu halten.

Die einfachste Form des Gleichrichters ist ein Diodengleichrichter. Hinsichtlich der Beschleunigung des Motors ist dieser mit keinerlei Beschränkungen verbunden. Wenn aber die Drehzahl des Motors verringert werden soll, muss die kinetische Energie des Motors und der angetriebenen Maschine abgebaut werden. Der einzige Ort, an den die Energie abfließen kann, ist der Gleichstromkondensator, dessen Spannung dadurch steigt. Die Standardlösung für Anwendungen, die einen Vierquadrantenbetrieb erfordern, ist die Integration eines Bremschoppers. Dadurch wird der Kondensator in einen Bremswiderstand entladen und die überschüssige mechanische Energie des Motors in Wärme umgewandelt. Bei Anwendungen, in denen häufig oder kontinuierlich gebremst wird, ist dies keine besonders effiziente Lösung.

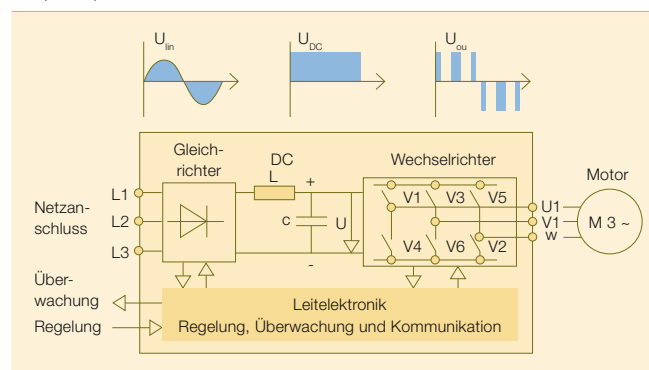
Eine technisch interessante Alternative ist die Verwendung eines IGBT-Gleichrichters anstelle der Diode.

Bei dieser Lösung kann die mechanische Energie der Last beim Bremsen in das Versorgungsnetz zurückgespeist und somit anderen Verbrauchern im Netz zur Verfügung gestellt werden. **2** zeigt eine solche Lösung, wobei die IGBTs als sehr schnelle Schalter dargestellt sind.

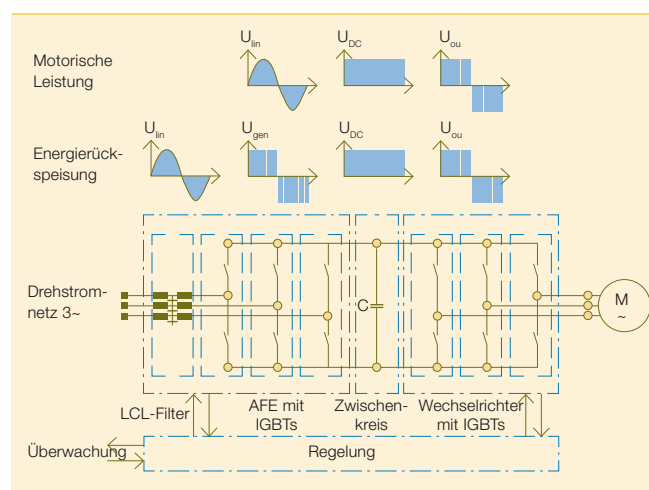
Der größte Nachteil dieser Lösung ist, dass die Anschaffungskosten – wenn jeder drehzahleregelte Antrieb mit einem Gleichrichter in Form einer aktiven Einspeiseeinheit (Active Front-End, AFE) ausgestattet wird – höher sind als bei der Variante mit Diodengleichrichtern.

Mehrere räumlich nahe beieinander liegende drehzahleregelte Antriebe lassen sich zu einem Multidrive mit einem gemeinsamen 6- oder 12-Puls-Gleichrichter bzw. einer aktiven Einspeiseeinheit mit Umrichter kombinieren. Selbst bei aktiven Einspeiseeinheiten stehen alle Vorteile zu angemessenen Investitionskosten zur Verfügung, was die Lösung nicht nur technisch,

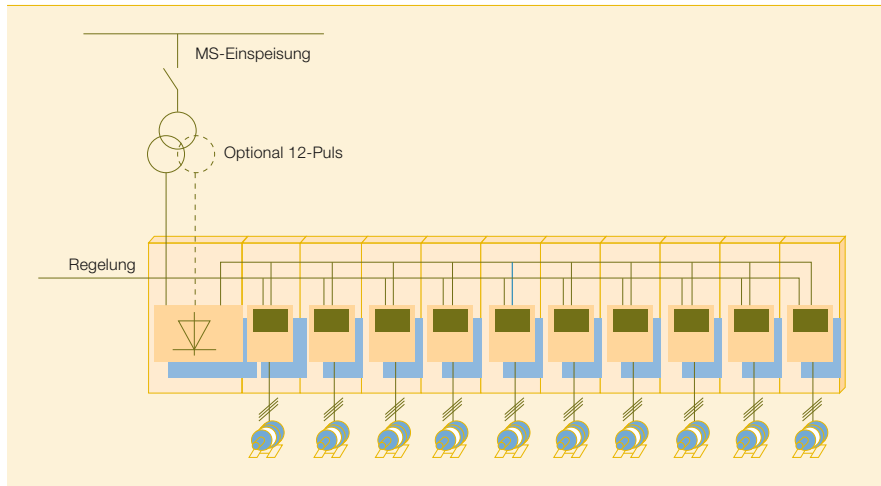
1 Grundschaubild eines Antriebs mit variabler Spannung und Frequenz (VVVF)



2 Schema eines Frequenzrichters mit IGBT-Gleichrichter und -Wechselrichter



3 Grundaufbau eines Multidrive



sondern auch wirtschaftlich interessant macht.

Grundlagen der Multidrive-Technik

3 zeigt den Grundaufbau eines Multidrive. Das zentrale Konzept ist ein gemeinsamer Gleichrichter in 6- oder 12-Puls-Ausführung bzw. eine aktive Einspeiseeinheit für alle Wechselrichter. Dabei können die einzelnen Wechselrichter unterschiedliche Nennleistungen und sogar Leistungsanforderungen haben, da die Wechselrichter wie erwähnt individuell geregelt werden. Mit einem Multidrive ist je nach Art des verwendeten Gleichrichters auch ein Motor-zu-Motor-Bremsen über die gemeinsame DC-Sammelschiene möglich. Der Gleichrichter in 3 ist zwar als Diode dargestellt, doch die zusätzliche Investition für eine aktive Einspeiseeinheit mit Umrichter, d. h. mit IGBTs auch auf der Gleichrichterseite, ist relativ gesehen wesentlich geringer als wenn alle einzelnen drehzahlregulierten Antriebe mit einem eigenen Gleichrichter ausgestattet würden.

8 zeigt einen Dreiwicklungs-Transformator für den Diodengleichrichter. Dadurch werden die Oberschwingungen reduziert, die der Multidrive bei der Verwendung von 12-Puls-Gleichrichtern auf der Netzseite erzeugt. Ist seitens der Anwendung eine gewisse Redundanz erforderlich, verfügt jede Sekundärwicklung über eine eigene 6-Puls-Dioden-

brücke, die bei einem Ausfall der zweiten Brücke einen Teil der Last übernehmen kann. Mit anderen Worten, der Ausfall einer Gleichrichterbrücke führt nicht gleich zum Ausfall aller angeschlossenen drehzahlregulierten Antriebe. Dank des modularen Aufbaus der Drehstromumrichter-Halbleitermodule ist nur eine geringe Ersatzteilbevorratung erforderlich, und defekte Module können schnell und problemlos von einem Elektriker ausgetauscht werden.

Darüber hinaus bietet der Multidrive eine Reihe weiterer Vorteile, die bei einer Investitionsentscheidung ebenfalls berücksichtigt werden sollten.

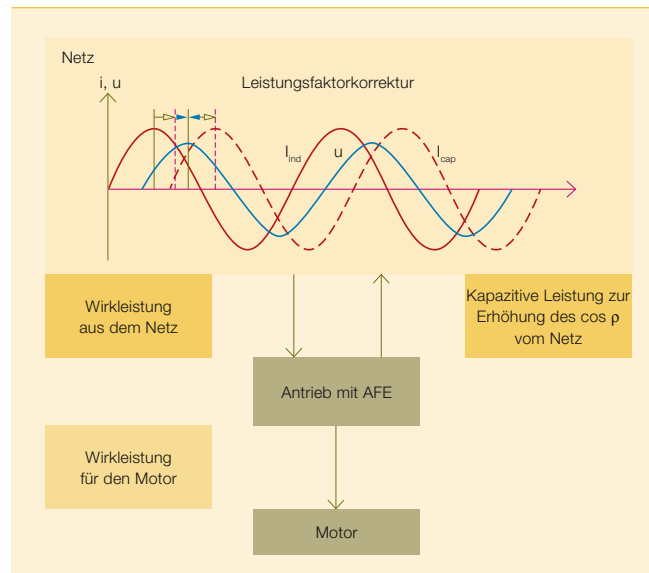
Weitere Vorteile des Multidrive

Effiziente Nutzung von Wirkleistung
Wie bereits erwähnt, sinken bei Verwendung von IGBT-Halbleitern für den Gleichrichter die relativen Kosten und die Investitionskosten. Im Vierquadrantenbetrieb ermöglicht der IGBT-basierte Gleichrichter eine Rückspeisung der mechanischen Energie vom Motor und der angeschlossenen Betriebsmittel in das Versorgungsnetz, d. h. diese Energie geht nicht in Bremswiderständen verloren.

Blindleistungskompensation
Da der IGBT-Umrichter die Versorgungsspannung auf der Wechselrichterseite formt, ist er in der Lage, eine bestimmte Phasenverschiebung von Strom und Spannung im Versorgungsnetz zu „erzwingen“. Mit anderen Worten, er kann dafür sorgen, dass der drehzahlregulierte Antrieb aus der Sicht des Versorgungsnetzes innerhalb eines gewissen Bereichs kapazitiv oder induktiv wirkt. Dies ist in 4 dargestellt, wo der Gleichrichter für das Drehstromnetz als kapazitive Last erscheint.

Dies bedeutet, dass der Gleichrichter der aktiven Einspeiseeinheit zur Kompensation der Blindleistungsaufnahme von Motoren mit konstanter Drehzahl im Versorgungsnetz eingesetzt werden kann.

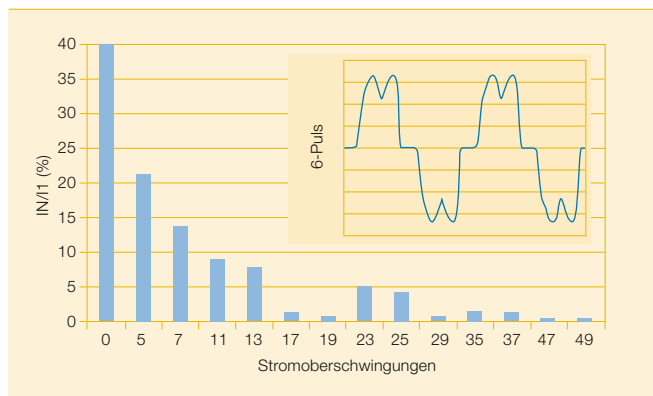
4 Kapazitive Phasenverschiebung von Strom und Spannung auf der Netzseite eines Antriebs mit aktiver Einspeiseeinheit (d. h. mit IGBT-Gleichrichter)



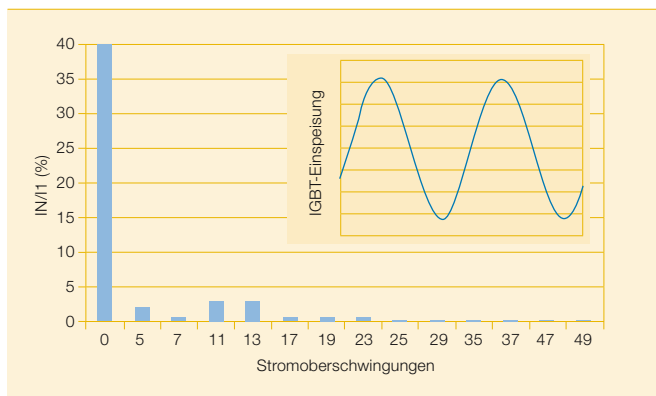
Geringe Oberschwingungen
In drehzahlregulierten Antrieben mit geringer Leistung werden nur 6-Puls-Diodengleichrichter eingesetzt. Wie in 5 zu sehen, ist das Ergebnis ein recht gestörter Stromverlauf. Mithilfe eines IGBT-Gleichrichters lässt sich eine erheblich bessere Annäherung des Netzstroms an eine ideale Sinuskurve erreichen 6.

Folglich verursacht der Multidrive mit aktiver Einspeiseeinheit im Versorgungsnetz nur sehr geringe Störungen. Dabei ist zu erwähnen, dass der geringe Oberschwingungsgehalt im Strom der aktiven Einspeiseeinheit ohne Rückgriff auf einen Dreiwicklungs-Transformator erreicht wurde (der im Falle von

5 Stromberschwingungen bei einem 6-Puls-Diodengleichrichter



6 Stromberschwingungen bei einem IGBT-Gleichrichter (AFE)



12-Puls-Diodengleichrichtern dabei geholfen hätte, Oberschwingungen zu reduzieren).

Durch das LCL-Filter im Gleichrichter kann auf weitere Filter verzichtet werden. Ein einfacher Zweiwicklungstransformator (falls erforderlich) reicht aus, um die Normen für harmonische Verzerrungen im Versorgungsnetz zu erfüllen. Damit wird der Stromrichtertransformator in zweierlei Hinsicht vereinfacht:

- Er kann als einfacher Zweiwicklungstransformator ausgeführt sein, sodass sowohl für die Energieverteilung als auch die drehzahlgeregelten Antriebe dieselben Ersatzteile genutzt werden können.
- Seine Oberschwingungslast ist deutlich geringer als bei normalen Gleichrichteranwendungen.

Weitere Vorteile

Aufgrund der kompakten Bauweise des Multidrives ist keine separate Einspei-

sung für die einzelnen Wechselrichter in den Motorsteuerungen oder Abgangsfeldern erforderlich. Der Motorschutz wird durch den Wechselrichter selbst realisiert. Jeder Wechselrichter kann durch einen eigenen verriegelbaren Schalter von der DC-Sammelschiene getrennt werden.

Da durch das Motor-zu-Motor-Bremsen ein Ausgleich zwischen den anderen Motoren an derselben Gleichspannungsversorgung erfolgt, brauchen rasche Lastveränderungen – auch wenn dadurch rückspeisefähige Energie erzeugt wird – nicht vollständig vom Versorgungsnetz kompensiert werden.

Anwendungen

Klinkerkühler in Zementwerken

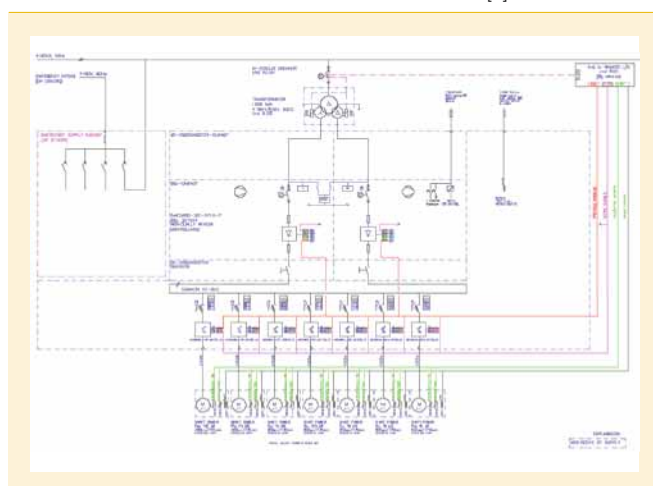
Klinkerkühler sind prädestiniert für den Einsatz von Multidrives, da für die richtige Kühlung des Klinkers ein ständig wechselnder Luftstrom erforderlich ist. Durch den Einsatz von drehzahlgere-

gelten Antrieben wird sichergestellt, dass keine wertvolle elektrische Energie durch die Reduzierung des maximalen Luftstroms mithilfe von Klappen verloren geht. Stattdessen wird der Luftstrom mithilfe eines schnell reagierenden drehzahlgeregelten Antriebs über die Motordrehzahl und -leistung angepasst.

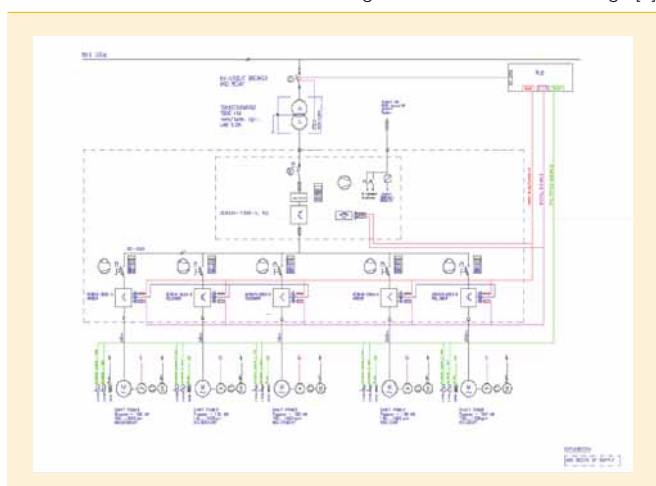
7 zeigt eine „einfache“ Lösung mit einem Multidrive für einen solchen Kühler. In dem dargestellten Beispiel werden zwei herkömmliche 6-Puls-Diodengleichrichter eingesetzt. Die redundante Ausführung führt zu einer 12-Puls-Konfiguration einschließlich der Phasenverschiebung in den Dreiwicklungstransformatoren (aus der Sicht des Drehstromnetzes). Jeder Wechselrichter verfügt über eine eigene Steuerschnittstelle.

Es gibt einige Prozesskonzepte, bei denen auch der Abluftventilator in das Multidrive-System des Kühlers einbezo-

7 Schaltbild eines Multidrives für einen Klinkerkühler [1]



8 Schaltbild des Multidrives für eine bergab führende Gurtförderanlage [2]



Antriebstechnik

gen werden muss. Wenn es darum geht, den Luftdruck am Ofenausgang innerhalb sehr enger Toleranzen zu halten, muss der Betrieb des Abluftventilators und der Kühlergebläse eng miteinander koordiniert werden. Das bedeutet auch, dass der Abluftventilator im Vierquadrantenbetrieb betrieben werden können muss. Soll dies allein mithilfe von Bremschoppern und Widerständen realisiert werden, sind dafür unter Umständen große, schwere und sperrige Schaltschränke erforderlich. Ein drehzahl geregelter Multidrive ermöglicht das Bremsen über die Gleichstromschiene bzw. die Rückspeisung der Bremsenergie in das Netz mithilfe einer aktiven Einspeiseeinheit.

Gurtförderanlagen

Häufig befindet sich der Steinbruch nicht in unmittelbarer Nähe der Verarbeitungsanlagen, und nicht alle Anlagen dürfen das Material mit LKW vom Steinbruch in die Anlage transportieren. In so einem Fall stellen Gurtförderan-

9 Beispiel einer bergab führenden Gurtförderanlage [2]



- a Unteres Ende des Muldenförderers
- b Oberes Ende des Rohrförderers
- c Elektrizitätsversorgung mit Antrieben

10 Multidrive-Schaltschänke der Gurtförderanlage



Infobox Vorteile von Multidrive-Antrieben in der Zement- und Mineralindustrie

- Optimierung des Prozesses durch eine für den Prozess optimale Antriebslösung
 - Verschleißreduzierung durch sanftes Anfahren und Anhalten der mechanischen Ausrüstung
 - Reduzierung der Auswirkungen durch das Anlassen und Anhalten eines einzelnen Antriebs auf die Blind- und Wirkleistungsaufnahme des Versorgungsnetzes
 - Vereinfachung der elektrischen Installation und Reduzierung des Verkablungsaufwands durch integrierte Spannungsverteilung
 - Geringerer Platzbedarf bei mehreren Antrieben
 - Vollständig werksgeprüftes System
 - Geringere Kapazität des Verteiltransformators für die Motorsteuerung durch eigenen Multidrive-Transformator
 - Weniger Komponenten, Schnittstellen und somit geringerer Engineeringaufwand
 - Weniger Ersatzteile
 - Geringerer Oberschwingungsgehalt am Verteiltransformator und den mit der Motorsteuerung verbundenen Betriebsmitteln
- Zusätzliche Vorteile durch aktive Einspeiseeinheit**
- Reduzierung der Oberschwingungen ohne Filter und somit Vermeidung der komplexen Wechselwirkung zwischen Filter und Versorgungsnetz sowie langwieriger Netzuntersuchungen
 - Einsatz von Zweiwicklungstransformatoren mit deutlich reduzierter Oberschwingungslast
 - Blindleistungskompensation ohne Kondensatoren oder Filter
 - Optimale Nutzung der teuersten Energiequelle (Elektrizität) innerhalb der Anlage

gen die einzige Alternative dar. 9 zeigt ein Beispiel, bei dem das Material vom Steinbruch bergab zur Verarbeitungsanlage transportiert wird [2]. In diesem speziellen Fall liegen die drehzahl geregelten Antriebe nahe beieinander, denn die oberen Antriebe des Rohrförderers und die unteren Antriebe des Muldenförderers sind im selben Gebäude untergebracht.

8 zeigt das Prinzipschaltbild des dazugehörigen Multidrives. In diesem Fall kam die AFE-Technologie voll zur Geltung, da der Antrieb während des Betriebs und beim Starten mit beladenem Band aus einem Bremszustand anlaufen muss. Bei diesem speziellen Projekt konnten für alle Antriebe die gleichen Motoren verwendet werden. Das interne Regelungssystem sorgt dafür, dass sich die Last gleichmäßig auf alle drehzahl geregelten Antriebe eines Bands verteilt. Das übergeordnete Regelungssystem sorgt zudem dafür, dass jeder Antrieb nur genau mit dem erforderlichen Beschleunigungs- bzw. Bremsmoment gespeist wird, um Beschädigungen am Band zu verhindern und gleichzeitig einen optimalen Materialfluss zu gewährleisten. Wie kompakt der Multidrive für diese spezielle Förderanwendung tatsächlich ist, zeigt das Bild in 10.

Vorteile der Multidrive-Lösung

Drehzahl geregelte Multidrives bieten erhebliche technische Vorteile in einer

Reihe von Schlüsselanwendungen bei der Zementherstellung, die normalerweise übersehen werden, wenn nur die Investitionskosten für einen Multidrive in Betracht gezogen werden. Einige dieser Vorteile sind in der Infobox aufgeführt.

Berücksichtigt man alle genannten Aspekte, stellt der drehzahl geregelte Multidrive eine technisch und wirtschaftlich interessante Alternative zu herkömmlichen, in der Zementherstellung und der Mineralindustrie verwendeten Antriebskonzepten dar. Die beiden hier beschriebenen Beispiele zeigen deutlich, welche Prozessflexibilität durch die richtige Anwendung des Multidrive-Konzepts bei der Zementherstellung gewonnen werden kann.

Rolf Hoppler

Urs Maier

Daniel Ryf

Leopold Blahous

ABB Process Automation

Baden-Dättwil, Schweiz

rolf.hoppler@ch.abb.com

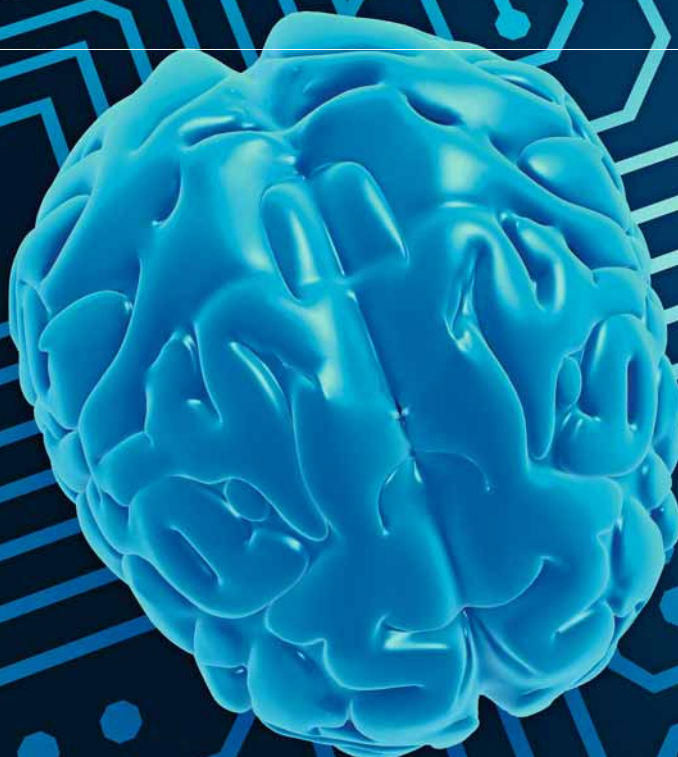
urs.maier@ch.abb.com

daniel.ryf@ch.abb.com

leopold.blahous@ch.abb.com

Literaturhinweis

- [1] **Hoppler, R.:** „An optimized drive solution for the cooler area“, ZKG International 2 (2005)
- [2] **Lüchinger, P., Maier, U., Errath, R.:** „Active front end technology in the application of a down hill conveyor“, Cement Industry Technical Conference 2006, IEEE, Phoenix, AZ, S. 20



Der kompakte Controller

PP D104 – eine Lowend-Erweiterung der Leittechnikplattform AC 800PEC

Beat Schaerz, Michael Bueckel, Peter Steimer

Wir sind umgeben von elektronischen Geräten aller Art und erwarten von ihnen, dass sie eigenständig und richtig funktionieren. In der Leistungselektronik sind die Anforderungen besonders hoch. Hier reichen die Zeitspannen von wenigen Nanosekunden bei der Auslösung und Überwachung einzelner Schaltvorgänge bis hin zu einigen Sekunden für längerfristige transiente Vorgänge. Die Entwicklung eines einzigen, schlanken und effizienten Controllers, der dies bewältigen kann, ist keine leichte Aufgabe.

Der AC 800PEC von ABB wurde speziell für solche Anwendungen entwickelt. Der Controller lässt sich flexibel an verschiedene Zeitanforderungen anpassen, und der entsprechende Code kann effizient mithilfe von MATLAB/Simulink™-Modellen generiert werden.

Die Verarbeitungseinheit früher AC 800PEC-Controller war die PP D103. Speziell für kleinere Systeme, bei denen sowohl der Platz als auch die Kosten entscheidend sind, hat ABB einen neuen Controller auf der Basis der PP D104 entwickelt, einer extrem kompakten Prozessoreinheit, die weniger Platz benötigt als eine Kreditkarte.

Stromrichter

Im Jahr 2002 brachte ABB die Leittechnikplattform AC 800PEC auf den Markt, um den bedeutenden Bereich der Hochleistungs-Regelungsanwendungen zu bedienen.

Die Forderung des Marktes war eine Kombination aus folgenden Merkmalen:

- Hohe Verarbeitungsleistung
- Kurze Zykluszeiten (< 100 µs)
- Kurze Markteinführungszeit für Anwendungen
- Eignung für Kleinserien
- Hardware in Industriequalität
- Hohe Integration der Geräte

Prinzip der AC 800PEC

Die AC 800PEC ist eine leistungsstarke Leittechnikplattform, die hardwareseitig die Gleitkomma-Rechenleistung der CPU mit der schnellen Flexibilität eines FPGA¹⁾ und softwareseitig die Systemdesignfähigkeiten der ABB Control^{IT}-Software mit den Regelungs- und Simulationsfähigkeiten von MATLAB/SimulinkTM (von The Math Works[®]) verbindet.²⁾

Aus Benutzersicht gliedert sich das System in drei Ebenen, die verschiedene Aufgaben im Entwicklungslebenszyklus eines Produkts widerspiegeln.

Systemengineering (Ebene 1)

ABB Control^{IT} basiert auf der Programmiersprache der IEC 61131-3, und als Programmierwerkzeug dient ABB Control Builder. Auf dieser Ebene werden Funktionen implementiert, die keine Echtzeit-Performance erfordern, aber im Laufe des Produkt-/Systemlebenszyklus flexibel bleiben müssen. Ein weiteres wichtiges Merkmal dieser Ebene ist die Integration der AC 800PEC-Controller in das System 800xA von ABB. Die Integration der AC 800PEC-Controller erfolgt mithilfe von „800 Connect“, das den Zugang der 800xA-Knoten zu den Verarbeitungsinstanzen innerhalb des AC 800PEC-Controllers herstellt.

Produktentwicklung (Ebene 2)

Schnelle Regelungsanwendungen werden mithilfe von MATLAB/Simulink programmiert. Mit dem Real-Time Workshop von MATLAB/Simulink wird C-Code generiert, der mithilfe eines C-Compilers in einen ausführbaren Code kompiliert und auf den Controller heruntergeladen wird. Dort startet die Regelungsanwendung unmittelbar nach dem Hochfahren des Controllers. Ist die Regelungsanwendung Teil eines größeren Leitsystems, das das Vorhandensein einer Control^{IT} IEC

61131-3-Anwendung erfordert, übernimmt das Engineering die Ausführung der schnellen Regelungsanwendung.

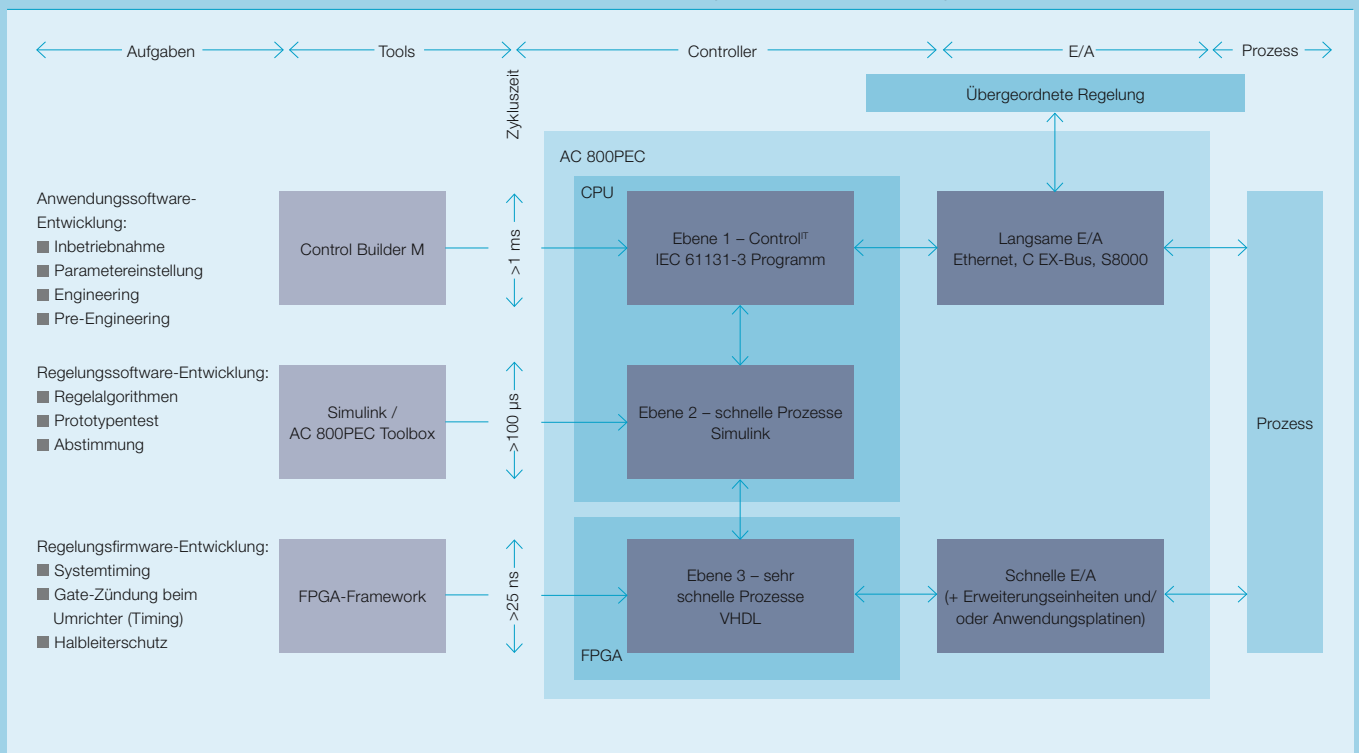
Typischerweise werden die Regelung, der Schutz, der Zustandsautomat und andere Algorithmen auf dieser Produktebene implementiert. Bemerkenswert ist, dass die schnelle Regelungsanwendung parallel mit einer 1131-Anwendung (der Ebene 1) läuft. Regelungs- und Systemtechniker können über eine effiziente Software-schnittstelle Signale in beide Richtungen austauschen. Diese Schnittstelle wird mithilfe eines standardmäßigen Control^{IT}-Protokollhandlers realisiert.

Technologieentwicklung (Ebene 3)

Sehr schnelle Prozesse werden in VHDL³⁾ programmiert. Protokolle und Regelungslogik, die sehr kurze Zykluszeiten erfordert, werden ebenfalls auf der Ebene 3 implementiert. In vielen Fällen liegt bereit geeigneter Code vor, der gemäß den Bedürfnissen des Kunden kombiniert werden kann.

Die Ebenen 1 und 2 können auf die Signale (als Dual-Port-Speicher realisiert) und spezifische Blöcke zugreifen. In Control^{IT} wurde der sogenann-

1 Struktur der AC 800PEC-Leittechnikplattform und auf Basis dieser Technologie implementierter Lösungen



2 Typischer PP D104-basierter Controller mit integrierten E/As



te „FPGA-Protokollhandler“ entwickelt, um einen unmittelbaren Zugriff auf die schnellen Signale der E/As zu ermöglichen. Diese Funktion ist in erster Linie für die sehr schnelle Peer-to-Peer-Kommunikation von AC 800PEC-Controllern (im Bereich von wenigen Millisekunden) vorgesehen.

Darüber hinaus können die Geräte der AC 800PEC-Plattform in ein 800xA-System integriert werden, um einen anlagenweiten Datenaustausch und eine anlagenweite Regelung zu ermöglichen. Zu bemerken ist, dass die zwei im Folgenden beschriebenen Controllermodule eine gemeinsamen Softwarearchitektur nutzen, was den Austausch von Steuercode und System-engineering-Daten ermöglicht ¹.

Highend-Controller

Bei den ersten in der Praxis eingesetzten Geräten handelte es sich um Controller vom Typ PP D113. Diese basieren auf der Prozessoreinheit PP D103 und stellen die Highend-Lösung dar, bei der Controller und schnelle E/As getrennt implementiert sind. Die CPU ist ein PowerPC 7050FX mit einer Taktfrequenz von 600 MHz.

Diese Controller bilden zurzeit das „Rückgrat“ des Leistungselektronik-Geschäfts.

Lowend-Controller

Dieser Artikel befasst sich vorwiegend mit Lösungen auf der Basis der Pro-

zessoreinheit PP D104, bei denen Controller und schnelle E/As in einem Gerät integriert sind. Diese Lösung ist vorwiegend für kleine Systeme vorgesehen, bei denen begrenzter Platz und die Kosten für den Controller für den Erfolg des Endprodukts entscheidend sind ².

Das Design der PP D104 ist auf die Aufteilung der Aufgaben innerhalb eines Leitsystems ausgelegt.

Die Prozessoreinheit PP D104 enthält einen Mikrocontroller vom Typ MPC5200 (von Freescale mit PowerPC 603-Kern) mit einer Taktfrequenz von 396 MHz, einen 10/100 Mbps Ethernet-MAC, zwei CAN-Controller, 3 serielle Schnittstellen (UART) und eine große programmierbare Logikeinheit (FPGA) – und das alles auf einer Fläche, die kleiner ist als eine Kreditkarte.

Im Gegensatz zum Hochleistungs-Controller, ist das Design der PP D104 konsequent auf die Aufteilung der Aufgaben innerhalb eines Leitsystems ausgelegt. Eine kleine, aber leistungsstarke Controllereinheit fungiert dabei als „Gehirn“ des Systems. Sie bietet eine optimale Leistungsfähigkeit pro Flächeneinheit und wird anhängig von den Anforderungen der jeweiligen Anwendung von anwendungsspezifischen

Kommunikationskarten, Anwendungsplatinen oder einer Kombination aus beiden unterstützt. Alle Teilgeräte bilden zusammen das Controller-Package und werden für den spezifischen Zweck der Anwendung optimiert.

In der Vergangenheit war dieses Design der „Türöffner“ zu einer Reihe von Anwendungen, die zuvor aus Leistungs- und Kostengründen undenkbar waren. Welche Möglichkeiten die Entwicklung der PP D104 erschlossen hat, soll anhand von zwei Beispielen auf den folgenden Seiten verdeutlicht werden.

Fußnoten

¹ Ein FPGA (Field-Programmable Gate Array) ist eine Hardwarekomponente mit einer programmierbaren logischen Schaltung.

² Siehe auch: „Mustergültig“ in *ABB Technik* 2/2006, S. 62–65

³ VHDL = Very High-Speed Integrated Circuit Hardware Description Language

Anwendung in Hilfsbetriebeumrichtern

An Bord von elektrischen Zügen gibt es zwei Arten von Stromrichtern: Traktionsumrichter für die elektrischen Fahrmotoren und Hilfsbetriebeumrichter für andere elektrische Systeme an Bord wie Heizung, Lüftung, Klimaanlage und Beleuchtung.

Hier geht es um letztere, die Hilfsbetriebeumrichter. Diese werden nach den Bedürfnissen und Anforderungen der Kunden als maßgeschneiderte Produkte in geringen Stückzahlen von manchmal nur einem Exemplar gefertigt. Die wichtigste Anforderung an die verwendete Leittechnikplattform ist daher eine einfache Anpassbarkeit und rasche Implementierung.

Einfache Anpassung und rasche Implementierung

Diese Anforderung wird durch die automatische Codegenerierungsfunktion für schnelle Echtzeit-Anwendungen mithilfe von MATLAB/Simulink erfüllt: Mit wenigen Änderungen in der grafischen Benutzeroberfläche von Simulink kann die Software an kundenspezifische Wünsche angepasst werden. Bei normalen Leitsystemen hingegen müssten die Änderungen im Code implementiert und Systemtests durchge-



führt werden, um eine einwandfreie Funktion sicherzustellen. Bei der AC 800PEC-Plattform wird der Code von der grafischen Benutzeroberfläche aus automatisch generiert.

Eine weitere Anforderung resultiert aus der Tatsache, dass solche Hilfsbetriebeumrichter typischerweise auf dem Dach oder unter dem Wagenboden untergebracht sind. Die Platzierung innerhalb des Zugs bringt einige zusätzliche Anforderungen an das Leitsystem mit sich: Die Hardware muss Industriequalität besitzen und kompakt ausgeführt sein.

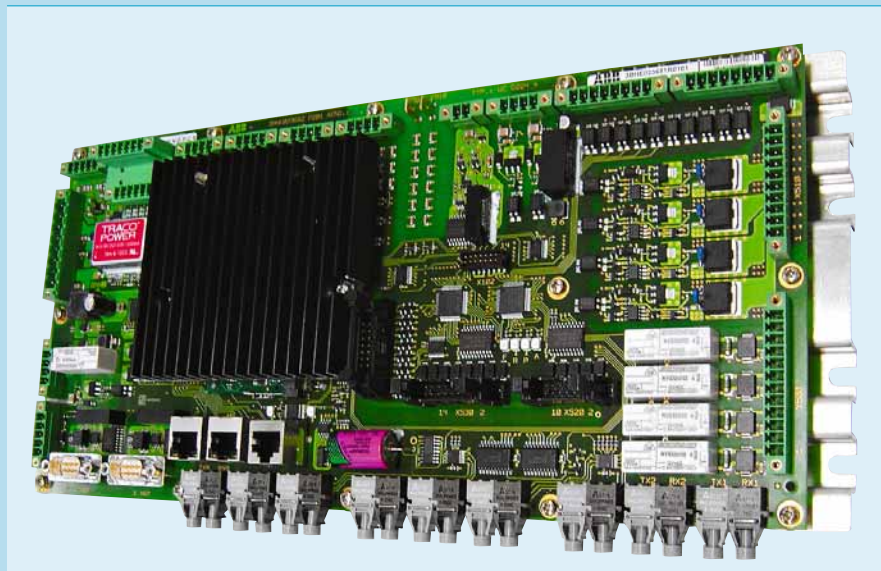
Traktion ist der bedeutendste Anwendungsbereich der AC 800PEC. Da dort besonders raue Umgebungsbedingungen herrschen, genügen alle Geräte der AC 800PEC-Plattform den Anforderungen an industrielle Hardware. Neben einer entsprechenden Umhüllung wie sie typischerweise in Bereichen eingesetzt wird, in denen keine saubere Umgebungsluft garantiert werden kann, besitzen die Geräte einen erweiterten Temperaturbereich von -40 bis $+75$ °C und müssen vibrationsbeständig gemäß IEC 61373 („Bahnanwendungen – Betriebsmittel von Bahnfahrzeugen, Prüfungen für Schwingen und Schocken“) sein.

In Traktionsanwendungen herrschen besonders raue Umgebungsbedingungen.

Die Lösungen auf der Basis der PP D104 eignen sich ideal für begrenzte Platzbedingungen, da sie die Integration der Verarbeitungseinheit und aller E/As in einem einzigen kompakten Hardwareelement ermöglichen ³.

Die kompakte PP D104 übernimmt nicht nur die allgemeine Steuerung des Produkts, sondern steuert auch alle zur Erzeugung der AC- und DC-Ströme verwendeten leistungselektronischen Bausteine (Power Electronic Building Blocks, PEBBs).

³ PP D104-basierte Prozessoreinheit für Traktionsanwendungen



Anwendung in Erregungssystemen

Erregungssysteme werden typischerweise zur Generatorregelung in Kraftwerken eingesetzt, wo eine hohe Zuverlässigkeit gefordert ist. Im Gegensatz zum vorherigen Beispiel können diese Systeme sehr groß sein und mehrere Teilsysteme umfassen. In diesem Fall ermöglichte die Einführung der PP D104 die Aufteilung des gesamten Systems in mehrere eigenständige Teilsysteme für bestimmte Teilaufgaben, die von einem separaten Controller gesteuert werden. Das Gesamtsystem wird wiederum von einem leistungsstarken Hauptcontroller gesteuert und koordiniert, der auf dem PP D103-Prozessormodul basiert.

Durch diese Modularisierung konnte nicht nur die Komplexität des Gesamtsystems erheblich reduziert werden, sondern es konnten auch zwei weitere bedeutende Vorteile realisiert werden: Skalierbarkeit und Zuverlässigkeit.

Normalerweise weisen Systeme, die über eine breite Palette von Größen skalierbar sind, eine komplexe Architektur auf, was das Engineering entsprechend erschwert. Dank der Modularisierung, die durch die Lowend-Erweiterung der AC 800PEC ermöglicht wurde, konnte eine sehr breite natürliche Skalierbarkeit erreicht werden. So kann jedes Teilsystem mehrfach realisiert werden, ohne die Software im Hauptcontroller zusätzlich zu komplizieren.

Wie bereits erwähnt, spielt die Systemzuverlässigkeit bei der Energieerzeugung eine bedeutende Rolle, und häufig ist eine vollständige Redundanz erforderlich. Während in langsameren Systemen die Controller selbst redundant ausgeführt werden können, sind traditionelle Redundanzkonzepte für Controller bei Leistungselektronischen Systemen aufgrund der kürzeren Zykluszeiten ungeeignet.

Hier wird die erforderliche Redundanz nicht mehr auf Geräteebene, sondern auf Systemebene realisiert. Bei dem Redundanzkonzept der ABB UNITROL® Erregungssysteme steht jedes Teil-



4 UNITROL 6000 Erregungssystem mit PP D104-basierten Controllern für die Stromrichter



system n-fach zur Verfügung. Tritt in einem Teilsystem ein Problem auf, schaltet der Hauptcontroller auf die verbleibenden Teilsysteme um, die so skaliert sind, dass die Gesamtaufgabe dennoch bewältigt werden kann **4**. Falls der Hauptcontroller ausfällt, gibt es einen zweiten Controller, der in ständiger Bereitschaft steht (Hot Standby).

Beat Schaez
Michael Bueckel
Peter Steimer

ABB Automation Products
Turgi, Schweiz
beat.schaez@ch.abb.com
michael.bueckel@ch.abb.com
peter.steimer@ch.abb.com

AC-Erregung mit ANPC- Stromrichtertechnologie

Einsatz von ANPC-Stromrichtern in AC-Erregungssystemen
für Pumpspeicherwerke
Andreas Hämmerli, Bjørn Ødegård

Die Stromrichterplattform PCS 8000 ist ein neues modulares Stromrichter-system auf der Basis der ANPC-Technologie (Active Neutral Point Clamped). In Verbindung mit einer neuen Generation von IGCT-Leistungshalbleitern ermöglicht diese Technologie eine deutliche Steigerung der Ausgangsleistung im Vergleich zu bisherigen Einheiten. Außerdem wird eine hervorragende Gleichstromfähigkeit erreicht, die zusätzliche Vorteile bietet, wenn Gleichstrom oder niederfrequenter Wechselstrom benötigt wird.

Letzteres ist bei AC-Erregungssystemen von Varspeed-Antrieben der Fall, die zunehmend in modernen Pumpspeicherkraftwerken eingesetzt werden. Zurzeit befindet sich ein solches System unter Verwendung der neuen Stromrichter-plattform PCS 8000 für das Pumpspeicherwerk Avče von Soške Elektranne Nova Gorica in Slowenien im Bau.

Seit etwa zehn Jahren werden IGCT-Leistungshalbleiter (Integrated Gate-Commutated Thyristor) verbreitet in Mittelspannungs-Hochleistungsanwendungen in der Industrie und Energieversorgung eingesetzt. Bei den meisten dieser Anwendungen dient der IGCT als Hauptschalter in einem Dreipunkt-Stromrichter mit Spannungszwischenkreis. Wie der Name sagt, wird die Ausgangsspannung des Stromrichters durch die jeweils richtige Kombination von drei Spannungsstufen gebildet **1**. Da sich ohne direkte Reihenschaltung von Halbleiterelementen eine hohe Ausgangsspannung erzielen lässt und aufgrund der relativ geringen Welligkeit des Ausgangsstroms im Vergleich zu einem Zweipunkt-Stromrichter wird diese Art von Stromrichter gern für Anwendungen mit hohen Leistungen eingesetzt.

Der Dreipunkt-Stromrichter wird auch als NPC-Stromrichter (von engl. „Neutral Point Clamped“) bezeichnet. Diese Bezeichnung stammt von den beiden Dioden in Antiparallelschaltung, mit denen die Ausgangsspannung an den Nullpunkt des Gleichstromkreises „geklemmt“ wird, wenn ein Nullzustand gefordert ist. Je nach Richtung des Ausgangsstroms fließt der Nullpunktstrom in der Darstellung in **2** durch den oberen oder unteren Pfad.

ANPC-Stromrichtertechnologie

Durch das Hinzufügen zweier zusätzlicher Schalter in der Nullpunktverbindung ergibt sich eine interessante Alternative zum Dreipunkt-NPC-Stromrichter **3**. Mithilfe einer geeigneten Schaltstrategie für die zusätzlichen Nullpunktschalter S5 und S6 kann der Ausgang „aktiv“ an den Nullpunkt des Gleichstromkreises geklemmt werden. Daher wird diese neue Stromrichtertechnologie auch als ANPC (Active Neutral Point Clamped) bezeichnet.

Die durch die zusätzlichen Schalter S5 und S6 gewonnene Flexibilität ermöglicht eine günstige Verteilung der Leit- und Schaltverluste innerhalb des Stromrichters. Zwei der daraus resultierenden Hauptvorteile sollen im Folgenden näher beschrieben werden.

Verteilung des Stroms zwischen den Nullpunktpfaden

Die Strompfade am Nullpunkt des NPC-Stromrichters sind unidirektional **2**. Durch welchen Pfad der Strom fließt, wird von der Richtung des Laststroms bestimmt. Bei einem ANPC-Stromrichter kann nach Bedarf der obere oder untere Pfad gewählt werden **3**. Auch im Gleichstrombetrieb kann der Strom gleichmäßig zwischen dem oberen und unteren Pfad aufgeteilt werden. Dabei fließt der Strom die Hälfte der Zeit durch den oberen Pfad und die andere Hälfte der Zeit durch den unteren Pfad. Dadurch wird eine 33%ige Steigerung der Gleichstromfähigkeit im Vergleich zur NPC-Technologie erreicht.

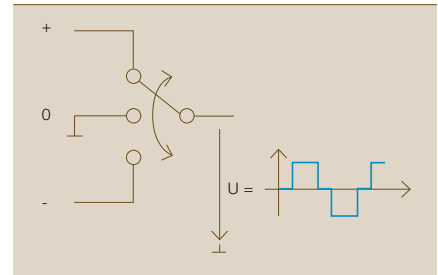
Verteilung von Schaltverlusten

Beim Hin- und Herschalten zwischen der positiven Zwischenkreisschiene und dem Nullpunkt bzw. zwischen der negativen Zwischenkreisschiene und dem Nullpunkt bestimmt die Richtung des Ausgangsstroms die Verteilung der Schaltverluste auf die Elemente im NPC-Stromrichter **4**. In **4** und **5** ist der Stromfluss vor dem Schaltvorgang in rot und nach dem Schaltvorgang in blau dargestellt. Das rote Halbleiterelement wird ausgeschaltet und nimmt somit die anfallenden Schaltverluste auf, während das blaue Element eingeschaltet wird.

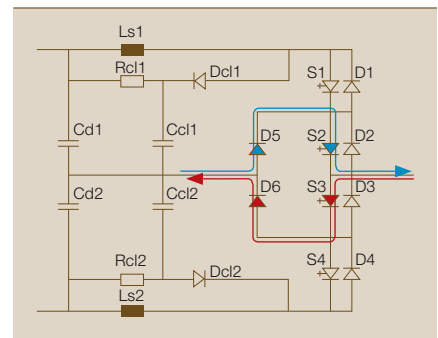
Die Möglichkeit, den Nullpunktpfad für den Ausgangsstrom zu wählen, erlaubt eine günstige Verteilung der Schaltverluste innerhalb des Stromrichters.

Auch hier erlaubt die Möglichkeit des ANPC-Stromrichters, den Nullpunktpfad für den Ausgangsstrom zu wählen, eine günstige Verteilung der Schaltverluste innerhalb des Stromrichters. Bei dem in **5** dargestellten Beispiel nimmt S1 die Schaltverluste beim Umschalten auf den oberen Strompfad auf, während S2 die Verluste beim Schalten auf den unteren Pfad aufnimmt. Eine ähnliche Aufteilung der Verluste wird auch bei den anderen Schaltvorgängen innerhalb

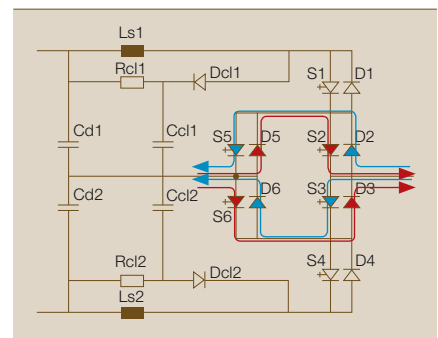
1 Prinzip eines Dreipunkt-Stromrichters mit Spannungszwischenkreis



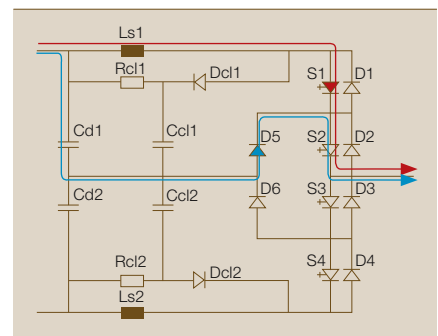
2 Spannungszwischenkreis-Umrichter in NPC-Ausführung mit unidirektionalen Strompfaden zwischen Phasenausgang und Nullpunkt



3 Spannungszwischenkreis-Umrichter in ANPC-Ausführung mit bidirektionalen Strompfaden zwischen Phasenausgang und Nullpunkt



4 NPC-Stromrichter: Nur S1 kann Schaltverluste beim Schalten von positiv zu neutral aufnehmen.



Stromrichter

des Schaltschemas erreicht. Dies trägt im Vergleich zur NPC-Technologie zu einer deutlichen Erhöhung der Ausgangsleistung sowohl im Gleichrichter- als auch im Wechselrichterbetrieb bei.

Das Stromrichtermodul PCS 8000

Auf der Basis der ANPC-Stromrichtertechnologie hat ABB einen neuen leistungselektronischen Baustein (Power Electronic Building Block, PEBB) mit zwei Phasenzweigen entwickelt ⁶, der für den Einsatz in einer H-Brücken-Konfiguration geeignet ist. Darüber hinaus verfügt der neue Baustein über neue IGBT-Halbleiterelemente mit einer höheren Abschaltfähigkeit und ist mit einem du/dt-Snubbernnetzwerk zur weiteren Erhöhung der Abschaltfähigkeit und Reduzierung der Schaltverluste ausgestattet.

Der ANPC-PEBB ist in das PCS 8000-Leistungsmodul integriert, das folgende Bemessungsdaten aufweist:

Ausgangsspannung:
3.600 V AC (effektiv)
Ausgangsstrom:
2.600 A AC (effektiv)
Gleichstromfähigkeit:
2.750 A DC

⁷ zeigt das Beispiel eines statischen Frequenzumrichters mit zwei PCS 8000-Leistungsmodulen im Gleichrichterabschnitt (links) und drei PCS 8000-Leistungsmodulen im Wechselrichterabschnitt (rechts). Hinter den Leistungsmodulen ist die niederinduktive laminierte Gleichstrom-Sammelschiene zu sehen, die die Leistungsmodule mit den Kondensatoren hinten im Stromrichterrahmen verbindet.

Pumpspeicherkraftwerke

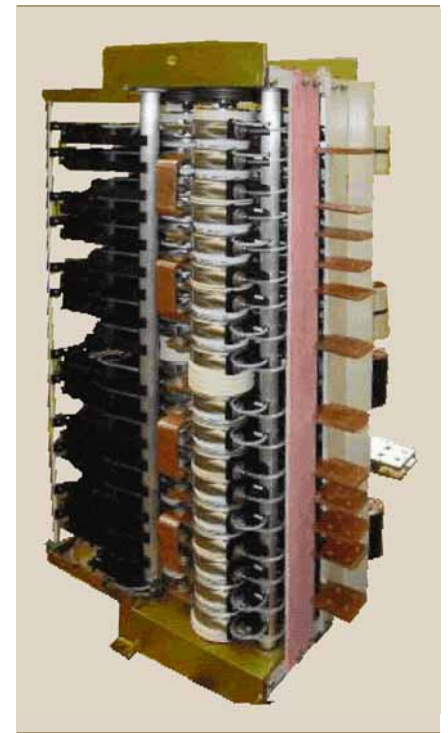
Pumpspeicherkraftwerke spielen bei der Deckung des Spitzenstrombedarfs weltweit eine wichtige Rolle. Sie speisen nicht nur Strom in das öffentliche Netz, sondern pumpen auch Wasser in Speicherbecken zurück, um die Verfügbarkeit zu Spitzenlastzeiten zu erhöhen. Ein besonderes Merkmal solcher Systeme ist, dass die Drehzahl, bei der der größte Wirkungsgrad der Pumpen erreicht wird, im Pumpbetrieb höher ist als im Turbinenbetrieb. Zusätzlich variiert die optimale Drehzahl mit der Last.

In Systemen mit Francisturbinen werden zunehmend sogenannte Varspeed-Systeme eingesetzt, um einen bestmöglichen Wirkungsgrad über den gesamten Betriebsbereich hinweg zu erreichen. Wie der Name sagt, sind diese Systeme in der Lage, die Turbindrehzahl innerhalb eines bestimmten Bereichs anzupassen, um einen Betrieb bei maximaler Turbineneffizienz

unabhängig von den Lastverhältnissen und der Betriebsart zu ermöglichen. Dabei werden statt Synchronmaschinen Asynchronmaschinen mit gewickelten Läufern verwendet.

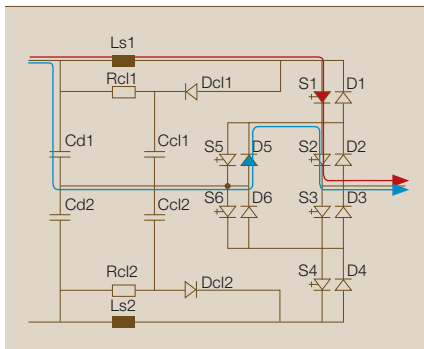
Dies bedeutet, dass die Rotordrehzahl von der durch die Frequenz des öffentlichen Netzes vorgegebenen Synchrondrehzahl abweicht. Ermöglicht wird dies durch das Erregungssystem des Antriebs, das nicht nur Gleichströme, sondern auch niederfrequenten Wechselstrom (0 bis ~5 Hz) an die Rotorwicklungen des Pumpenmotors liefern kann. Somit ist die Rotordrehzahl nicht strikt an die Frequenz des öffentlichen

⁶ Der ANPC-PEBB eignet sich für den Einsatz in einer H-Brücken-Konfiguration.

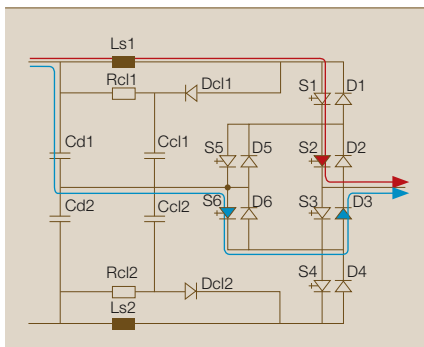


⁵ ANPC-Stromrichter: S1 oder S2 kann Schaltverluste beim Schalten von positiv zu neutral aufnehmen.

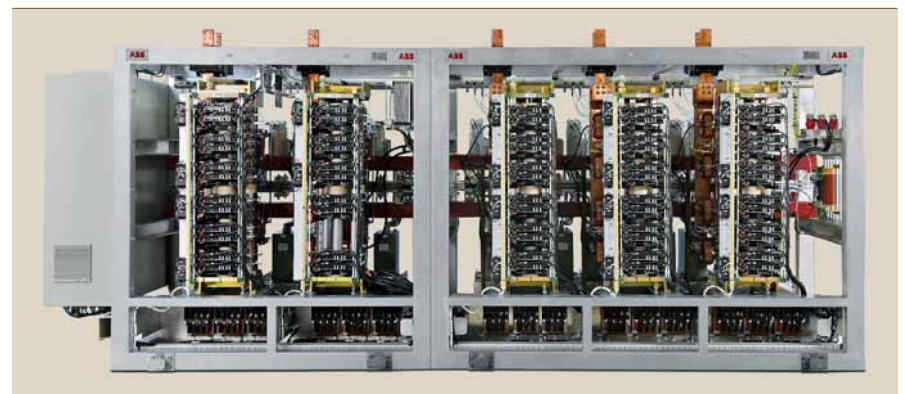
^a S1 schaltet ab: Der Ausgangsstrom fließt über den oberen Nullpunkt Pfad.



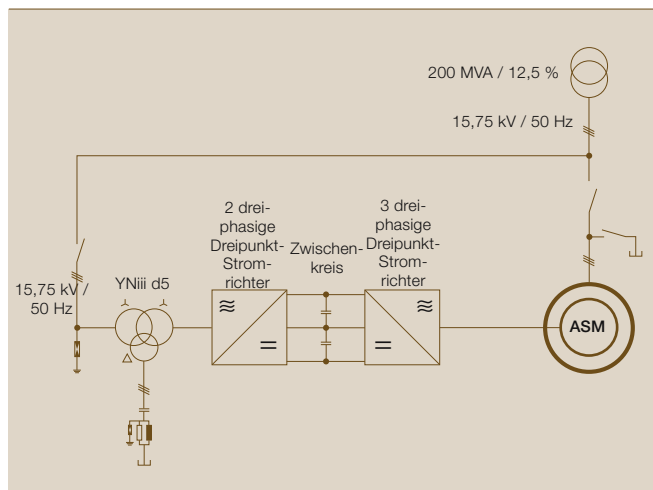
^b S2 schaltet ab: Der Ausgangsstrom fließt über den unteren Nullpunkt Pfad.



⁷ Frequenzumrichter aus fünf PCS 8000-Leistungsmodulen



8 Prinzipschalbild eines Varspeed-Antriebssystems mit PCS 8000 AC-Erregungssystem



Netztes gebunden, sondern kann innerhalb eines begrenzten Bereichs um die Synchrondrehzahl der Netzfrequenz geregelt werden.

Darüber hinaus bietet das System die Möglichkeit zur Leistungs-/Frequenzregelung sowohl im Pump- als auch im Turbinenbetrieb, woraus sich zusätzliche Geschäftsmöglichkeiten mit Übertragungsnetzbetreibern ergeben. Bei herkömmlichen Pumpspeicherkraftwerken ist dies nur im Turbinenbetrieb möglich.

8 zeigt das Prinzipschalbild eines solchen Erregungssystems. In diesem Fall ist der statische Frequenzumrichter über Schleifringe mit der Rotorwicklung verbunden.

Ein Beispiel für eine Anwendung mit einem PCS 8000 AC-Erregungssystem ist das zurzeit im Bau befindliche Pumpspeicherwerk Avče von Soške Elektrarne Nova Gorica in Slowenien.

Die für eine Leistung von rund 180 MVA ausgelegte Anlage soll an ein relativ schwaches 110-kV-Netz angebunden werden. Eine der Anforderungen ist, dass das neue Kraftwerk die Spannungs- und Frequenzstabilität des Netzes nicht gefährdet. Daher wird eine moderne, doppelt gespeiste Asynchronmaschine mit variabler Drehzahl installiert, deren Rotor von

Infobox Vom PCS 8000 AC-Erregungssystem unterstützte Betriebsarten

Turbinenbetrieb	Einspeisung von elektrischer Energie in das 110-kV-Netz ■ Synchronisation mit dem Netz (Spannung, Frequenz) ■ Blindleistungsregelung
Pumpbetrieb	Pumpen von Wasser aus dem Fluss Soške in das 500 m oberhalb des Werks gelegene Oberbecken ■ Sanftes Anlaufen ohne Last ■ Drehzahlregelung im Pumpbetrieb
Blindleistung	Bereitstellung oder Aufnahme von Blindleistung. Kein Wasser erforderlich für diese Betriebsart

Außerdem stellt das AC-Erregungssystem wichtige Funktionen für einen sicheren Betrieb zur Verfügung:

- Schutz gegen Rotorüberspannung bei Störungen im Netz
- Schutz gegen Rotorüberströme
- Schutz gegen Überhitzen der Wicklungen

Weitere Funktionen schützen die verschiedenen Module des Systems sowie die Kühlung und fungieren als „Wächter“ für das Leitsystem.

9 3-D-Modell der Installation mit 11,6-MVA-Transformator und dem Container für Stromrichter, Kühlung und Hilfssysteme



einem Stromrichter des Typs ABB PCS 8000 gespeist wird [Infobox](#).

AC-Erregungssystem für Avče

Das AC-Erregungssystem wird über einen vom 110-kV-Netz gespeisten 11,6-MVA-Transformator versorgt. Der statische Stromrichter besteht aus einem Gleichrichter und einem Wechselrichter, die über einen Gleichstrom-Zwischenkreis miteinander verbunden sind [9](#).

Der statische Stromrichter ist zusammen mit seiner Bedienungseinheit, dem Online-Steuerungssystem sowie dem leistungsstarken Kühlsystem für die Halbleiter vollständig in einem Container untergebracht. Dieser modulare Aufbau ermöglicht eine deutlich verkürzte Montage, Installation und Inbetriebnahme, da sämtliche

Funktionen bereits im Werk geprüft und eingestellt werden können.

Mehr über die IGBT-Produkte von ABB lesen Sie im Artikel „Kleiner Punkt mit großer Wirkung“ auf Seite 15 dieses Hefts.

Andreas Hämmerli

ABB Automation Products
Advanced Power Electronics
Turgi, Schweiz
andreas.haemmerli@ch.abb.com

Bjørn Ødegård

ABB Automation Products
Technology and Development Power Electronics
Turgi, Schweiz
bjoern.oedegard@ch.abb.com

Literaturhinweise

- [1] Brückner, T., and Bernet, S.: „Loss balancing in three-level voltage source inverters applying active NPC switches“, Proc. IEEE-PESC 2001, Vancouver, Kanada, S- 1135–1140
- [2] Apeldoorn, O., Ødegård, B., Steimer, P., Bernet, S.: „A 16 MVA ANPC PEBB with 6 kA IGBTs“, Proc. IAS 2005, Shanghai, China.



Unsichtbar und umweltfreundlich

Neue Übertragungstechnologien für eine saubere und nachhaltige Zukunft

Gunnar Asplund, Bo Normark

Als sich vor über einhundert Jahren die elektrische Energieübertragungstechnik entwickelte, wurden viele lokale Energiequellen auf der Basis fossiler Brennstoffe durch erneuerbare Energie in Form von Wasserkraft ersetzt. Damals wurde die Entwicklung der Übertragungstechnik ausschließlich durch die Suche nach neuen Energiequellen vorangetrieben. Hundert Jahre später sieht es anders aus. Angesichts des Klimawandels und der damit verbundenen Notwendigkeit zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen (insbesondere CO₂) ist heute der Umweltschutz die treibende Kraft für die Entwicklung der Übertragungstechnik.

Da Elektrizität und Wärme mit ihren derzeitigen Erzeugungs- und Verteilungsmethoden den größten Beitrag zum Treibhauseffekt leisten, ist hier das Potenzial zur Bekämpfung des Klimawandels besonders groß. Noch immer wird ein Großteil der Elektrizität aus fossilen Brennstoffen erzeugt, doch der Anteil erneuerbarer Energien in Form von Wasserkraft, Windkraft und Sonnenenergie nimmt stetig zu. Zusammen mit den Fortschritten, die in den letzten 20 Jahren auf dem Gebiet der Übertragungstechnik erzielt wurden, liegt hier der Schlüssel zu einer ebenso wirksamen wie kostengünstigen Lösung zur Senkung des CO₂-Ausstoßes.

Die Lösung von ABB besteht darin, Elektrizität aus erneuerbaren Energien wie Wasserkraft, Windkraft und Sonnenenergie mithilfe verfügbarer Technologien auf effiziente und umweltschonende Weise zum Verbraucher zu transportieren.

In den letzten zwei Jahrzehnten ist der Bedarf an Elektrizität in vielen Ländern der Welt gestiegen. Dies und die Forderung nach einer Senkung des CO₂-Ausstoßes mindert die Attraktivität von Kohlekraftwerken und zwingt die Länder dazu, nach alternativen bzw. erneuerbaren Energiequellen zu suchen.

Im Jahr 2004 betrug der Anteil der fossilen Energieträger an der weltweit erzeugten Elektrizität rund 65% (von insgesamt 17.450 TWh)¹⁾. Von den erneuerbaren Energien hatte die Wasserkraft mit 18% den größten Anteil. Dass dieser Anteil trotz des steigenden Verbrauchs gehalten wurde, ist dem technischen Fortschritt auf diesem Gebiet zu verdanken. Der Anteil der Windenergie ist aus globaler Sicht zwar noch immer marginal, doch aufgrund der technischen und wirtschaftlichen Ausbaufähigkeit steigt ihr Beitrag jährlich um beeindruckende 30%.

Die ultimative Quelle zur Erzeugung von Elektrizität ist jedoch die Sonnenenergie. Dies wird deutlich, wenn man bedenkt, dass die Leistung der Sonneneinstrahlung auf der Erde 1.366 W/m² beträgt. Das entspricht 174 Millionen GW bzw. dem 60.000-fachen der gesamten elektrischen Erzeugungskapazität! Heutige Wärmekraftwerke erreichen im Vergleich dazu eine maximale Leistung von ca. 190 W/m² bzw. 460 kWh/m² im Jahr. Dementsprechend könnte eine 80 km² große Fläche in der Wüste mit einer Spitzenleistung von 1.200 GW pro Jahr 3.000 TWh Elektrizität erzeugen. Zweifellos ist Sonnenenergie teuer, und hinsichtlich der installierten Leistung hinkt sie der Windkraft um ca. 10 Jahre hinterher, doch es gibt realistische Pläne, die Kosten drastisch zu senken, sodass die Sonnenenergie mit den Alternativen mithalten kann.

Standort und Übertragung als kritische Faktoren

Ein bedeutender Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energiequellen ist der Standort. Mit anderen Worten, Gegenden mit viel Wind und Sonne bzw. kontinuierlichem Wasserzufluss eignen sich ideal zur Nutzung erneuerbarer Energien. In der Realität liegen diese Orte jedoch meistens weit von den Verbrauchern entfernt, was

eine weitere Herausforderung mit sich bringt: die effiziente Übertragung der Energie von der Quelle zum Verbraucher.

Die Kosten für die Übertragung elektrischer Energie liegen zwischen 5 und 15% der Erzeugungskosten. Die Erzeugungskosten lassen sich um ganze 50% senken, wenn der Strom dort erzeugt wird, wo erneuerbare Energiequellen im Überfluss vorhanden sind. Allerdings können diese Standorte wie im Fall der Wasserkraft und der Sonnenenergie Tausende von Kilometern, oder wie im Fall von Offshore-Windparks mehrere Hundert Kilometer von den Verbrauchern entfernt liegen. Daher ist die möglichst verlustarme Übertragung der Elektrizität über diese Entfernungen eher eine technische als eine finanzielle Herausforderung.

Im Laufe der Jahre wurden neue Übertragungstechnologien entwickelt, die „zwei Fliegen mit einer Klappe schlagen“, d. h. nicht nur das Problem der großen Entfernungen behandeln, sondern auch Umweltaspekte berücksichtigen. Mithilfe neuer Übertragungstechnologien können verschiedene Strommärkte miteinander verbunden werden, was an sich schon einen großen Schritt zur Reduzierung der Emissionen darstellt. Hinzu kommt, dass durch die Mechanismen miteinander verbundener freier Märkte eine effizientere Erzeugung gefördert wird.

Laut dem Stern Report ist ca. 1% des globalen Bruttoinlandsprodukts – dies entspricht 1 Billion USD der für 2050 angenommenen Gesamtsumme von 100 Billionen USD – notwendig, um die CO₂-Emissionen bei 550 ppm zu stabilisieren. Diese Kosten können jedoch erheblich gesenkt werden, wenn sich die Energieversorger weiterhin auf den Ausbau der Übertragungskapazität, die Übertragung elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen und eine Steigerung der Effizienz durch die Kopplung von Märkten konzentrieren.

Technische Entwicklung

Ende des 19. Jahrhunderts konnte eine Übertragungsleitung nur einige Kilowatt über eine Entfernung von weniger als 100 km übertragen. Eine moderne Übertragungsleitung hingegen ist in der Lage, mehrere Millionen Kilowatt über Tausende von Kilometern zu transportieren. Die dazu verwendeten Spannungen sind etwa tausendmal so hoch wie in einem normalen Hausnetz, da für eine erfolgreiche Übertragung elektrischer Energie über große Entfernungen hohe Spannungen erforderlich sind.

Es gibt zwei Möglichkeiten, elektrische Energie zu transportieren: als Wechselstrom (AC) oder Gleichstrom (DC). Wechselstrom zeichnet sich durch einen ständigen Wechsel der Spannung aus und ist deshalb eher für

Langzeitprüfung von 800-kV-HGÜ-Anlagen am Hochspannungs-Prüfinstitut STRI in Schweden



Stromrichter

lokale Netze mit vielen verschiedenen Anschlusspunkten als zur effizienten Energieübertragung über Entfernungen von über 500 km geeignet.

Bei der Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) hingegen kann mehr Leistung pro Leitung transportiert werden, weshalb die HGÜ über große Entfernungen wesentlich effizienter und kostengünstiger ist. Außerdem sind die Verluste bei der Gleichstromübertragung wesentlich geringer. Moderne HGÜ-Systeme sind in der Lage, bis zu 3.000 MW über Entfernungen von 1.000–1.500 km zu übertragen. Ein typisches HGÜ-System umfasst zwei Umrichterstationen, in denen der Wechselstrom in Gleichstrom und auf der anderen Seite der Verbindung wieder in Wechselstrom umgewandelt wird. Die Übertragung erfolgt entweder über Freileitungen oder Erdkabel mit nur zwei Leitern – einer für +500 kV und einer -500 kV, was einer Gesamtspannung zwischen den Leitern von einer Million Volt entspricht.

Vor einigen Jahren wurde von ABB eine neue Übertragungstechnologie mit der Bezeichnung HVDC Light® entwickelt. Bei dieser Technologie werden zur Stromwandlung Transistoren statt Thyristoren und zur Verbindung der Stationen Erdkabel statt Freileitungen verwendet. Derzeit wird HVDC Light zum Beispiel zur Anbindung von Offshore-Windparks und zur Verstärkung des Stromnetzes in

Regionen eingesetzt, in denen Freileitungen nicht zulässig sind oder das Genehmigungsverfahren zu langwierig ist.

Anbindung entlegener Wasserkraftwerke
Da sich mithilfe der HGÜ Elektrizität auf effiziente Weise über große Entfernungen übertragen lässt, wurde sie bisher vorrangig dazu verwendet, entlegende Wasserkraftwerke mit Großstädten wie Boston, Montreal, Sao Paolo, Shanghai oder Johannesburg zu verbinden.

Angesichts des steigenden Energiebedarfs und immer strengerer Umweltvorschriften wird jedoch der Bau immer neuer Wasserkraftwerke in entlegenen Gebieten erwogen. Auch wenn weltweit scheinbar ausreichend Wasserkraftreserven zur Verfügung stehen, um diesen Bedarf teilweise zu decken, hängt deren Verfügbarkeit zum großen Teil von einer wirtschaftlichen Übertragungstechnik ab. So könnten bei entsprechenden Investitionen in das Übertragungsnetz zum Beispiel ca. 320 GW erneuerbarer Wasserkraft für Verbraucher in Afrika, Lateinamerika und Ostasien erschlossen werden. Nimmt man weitere 120 GW in Lateinamerika hinzu, wären dies 80 % der derzeit auf dem Kontinent erzeugten Leistung. Neben der Wasserkraft würden diese Regionen auch von einer umfassenden Nutzung der Sonnenenergie profitieren. Hier besteht jedoch das Problem, dass diese Ressourcen 2.000–3.000 km

von den Verbrauchsschwerpunkten entfernt liegen und für eine erfolgreiche Nutzung neue Technologien erforderlich sind.

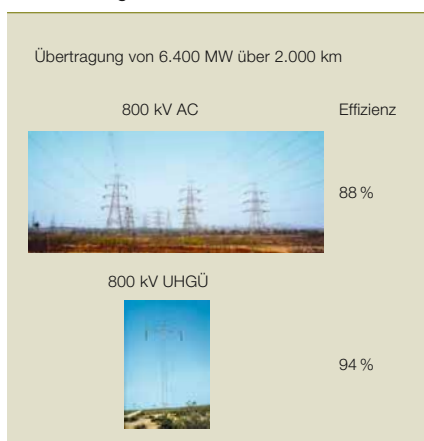
Dieser Herausforderung wird bereits mit der Entwicklung eines Ultrahochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssystems (UHGÜ) mit 800 kV begegnet²⁾. Dieses System zeichnet sich nicht nur durch seine hohe Übertragungskapazität aus³⁾, sondern benötigt im Vergleich zu herkömmlichen Technologien auch erheblich weniger Fläche und Material **1**. Hinzu kommt eine Effizienz von über 94%!

Die ersten 800-kV-UHGÜ-Systeme entstehen zurzeit in China. Das größte von ihnen wird von der State Grid Corporation of China gebaut und soll 6.400 MW elektrische Energie über eine Entfernung von 2.071 km vom Wasserkraftwerk Xiangjiaba nach Shanghai im Südwesten Chinas transportieren.

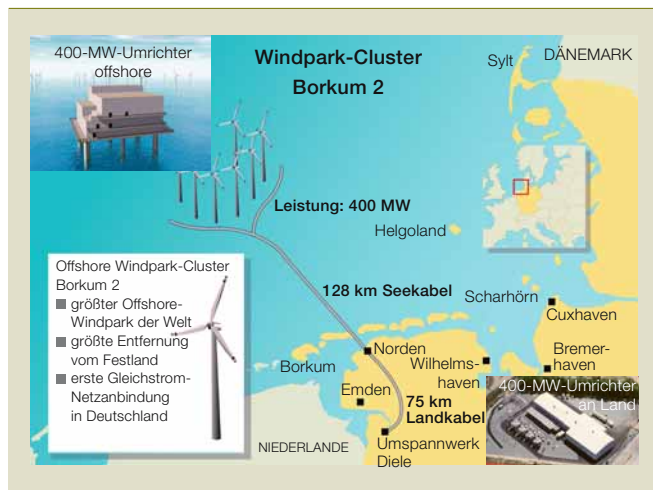
Fußnoten

- ¹⁾ Die Natur benötigt ein Jahr, um die fossilen Brennstoffe zu erneuern, die in nur 10 Sekunden verbraucht werden.
- ²⁾ Die Spannung zwischen den Leitern beträgt 1,6 Millionen Volt.
- ³⁾ Ein UHGÜ-System erfordert eine äußerst zuverlässige Leitertechnik mit integrierter Redundanz. Zu diesem Zweck hat ABB ihr bewährtes MACH 2™-System zum Leitsystem DCC 800 weiterentwickelt.

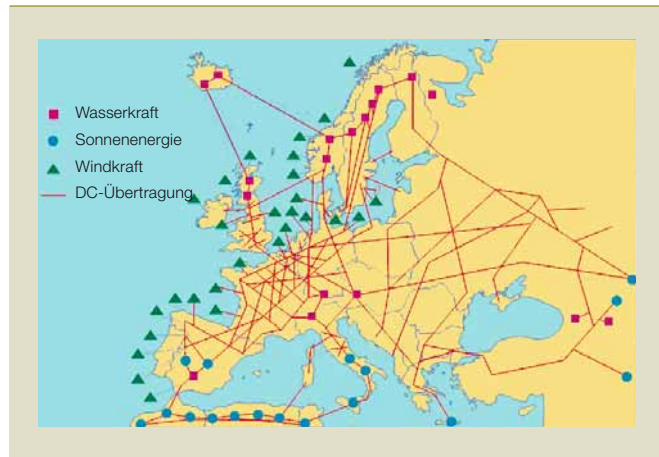
1 Das 800-kV-UHGÜ-System besitzt eine Effizienz von 94% und benötigt weniger Land als herkömmliche Technologien.



- 2 Zurzeit baut E.ON in der Nordsee ein HVDC Light-Übertragungssystem mit einer Übertragungskapazität von 400 MW.



- 3 Bei richtiger Nutzung der Sonnenenergie in Verbindung mit Wind-, Wasser- und Pumpspeicherkraft ist eine vollständig erneuerbare elektrische Energieversorgung möglich.



Anbindung von Offshore-Windkraftanlagen

Eine erneuerbare Ressource, die zunehmend an Bedeutung gewinnt, ist die Windkraft. Im Jahr 2007 betrug der Anteil der Windkraft an der neu installierten Erzeugungsleistung rund 40%. Um diese Entwicklung weiter voranzutreiben, ist besonders in Europa der Bau von neuen Offshore-Anlagen erforderlich. Es wird erwartet, dass in den kommenden Jahrzehnten 40% aller neuen Anlagen vor der Küste installiert werden – hauptsächlich aus Umweltschutzgründen. Die höheren Baukosten von Offshore-Anlagen können teilweise durch die höhere Erzeugungsleistung wettgemacht werden. Doch auch hier ist die Netzanbindung eine der primären Herausforderungen, da sich die herkömmliche Wechselstromübertragung nur für Anlagen eignet, die weniger als 50 km von der Küste entfernt sind.

Bei größeren Offshore-Anlagen hat sich der Zusammenschluss mehrerer Windparks zu sogenannten Clustern und die Installation weniger, aber dafür umfangreicherer Übertragungssysteme als vorteilhaft erwiesen. Hierfür ist die HVDC Light-Technologie optimal geeignet, da die Umrichter relativ kompakt sind und somit leichter auf Offshore-Plattformen installiert werden können. Außerdem bieten sie die erforderliche Funktionalität, um bei Störungen nicht nur die erwünschte Leistungsfähigkeit, sondern auch die Stabilität von Spannung und

Frequenz sicherzustellen. Der deutsche Energieversorger E.ON installiert zurzeit das erste größere Übertragungssystem dieser Art in der Nordsee. Die Leitung mit einer Kapazität von 400 MW wird einen 128 km vor der Küste gelegenen Windpark mit einem Umspannwerk verbinden, das sich 75 km im Landesinneren befindet 2. Das gesamte Übertragungssystem ist unsichtbar und frei von elektromagnetischen Feldern (EMF), was diese Lösung besonders attraktiv macht. Insgesamt sind in diesem Bereich vier Cluster mit einer Erzeugungsleistung von mindestens 1.500 MW pro Cluster geplant.

Mit dem zunehmenden Ausbau der Windkraft steigt auch die Notwendigkeit eines Leistungsausgleichs bei schwachem Wind. Das HVDC Light-System löst dieses Problem durch die Kopplung von Offshore-Windparks

mit verschiedenen Ländern und Märkten. In Nordeuropa sind mehrere Konzepte dieser Art in Planung. HVDC Light unterstützt zurzeit eine Leistung von 1.100 MW bei einer Kabelspannung von ± 300 kV. Da Kabel im Vergleich zu Freileitungen eine kontrollierte Umgebung besitzen, ist zudem die Gefahr von Spannungsüberschlägen deutlich geringer⁴⁾.

Eine elektrische Energieversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien scheint in Europa möglich.

Anbindung entlegener Solaranlagen

Wäre in Europa eine elektrische Vollversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien möglich? Kurz gesagt, ja. Die

Computerillustration einer 800-kV-Umrichterstation



Stromrichter

Sonnenenergie steht nahezu unbegrenzt zur Verfügung, und bei richtiger Nutzung der Sonnenenergie in Verbindung mit Wind-, Wasser- und Pumpspeicherkraft könnte der Traum einer vollständig erneuerbaren Energieversorgung realisiert werden **3**. Auch der Bau eines entsprechenden Netzes ist technisch und wirtschaftlich machbar. Was aber würde das erforderliche Übertragungssystem kosten, und wie effizient wäre es?

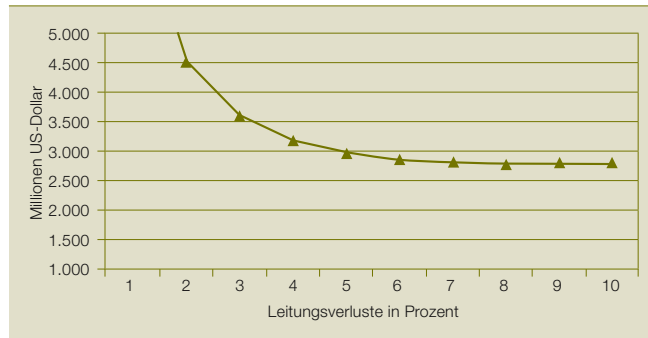
Zieht man die aktuellen Bedingungen in China und Indien als Vergleich heran⁵⁾, würde ein HGÜ-System zur Übertragung von 6.400 MW über eine Entfernung von 3.000 km weniger als 2,8 Mrd. USD kosten **4**. Dabei sind auch die Kosten für Leitungsverluste berücksichtigt, die in diesem Fall nur knapp über 5 % lägen.

Erweiterung bestehender Grenzen

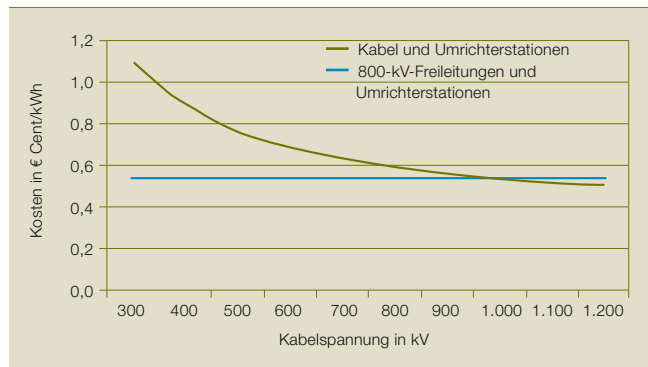
Noch vor einigen Jahren war die Idee einer Energieversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien technisch unmöglich und wirtschaftlich undenkbar. Angesichts des enormen Fortschritts auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien und der Übertragungstechnik ist aus dem „undenkbar“ mittlerweile ein „sehr wahrscheinlich“ geworden. So ist es heute möglich, mit einer Leitung über 6.000 MW von der Sahara bis nach Mittel- oder Nordeuropa zu übertragen. Für die Übertragung von 700 TWh wären ca. 25 Leitungen mit einer Gesamtkapazität von etwa 150 GW erforderlich. Die Gesamtkosten hierfür lägen (unter den derzeitigen europäischen Bedingungen) bei etwa 100 Mrd. EUR bzw. 1 Cent/kWh **5**.

Durch vermehrte Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der Kabeltechnologie könnten diese Kosten

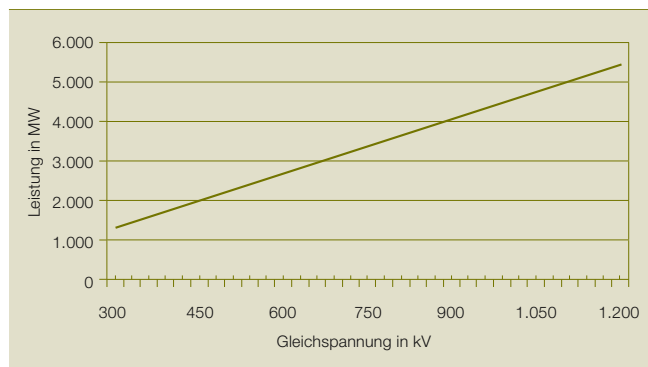
4 Geschätzte Kosten für ein System (Leitungen, Stationen und Verluste) zur Übertragung von 6.400 MW über eine Entfernung von 3.000 km.



5 Zur Übertragung von 700 TWh wäre eine Übertragungskapazität von rund 150 GW bei Gesamtkosten von etwa 100 Mrd. Euro bzw. 1 Cent/KWh erforderlich.



6 Dank der Forschung und Entwicklung ist ein deutlicher Zuwachs der Leistung zu erwarten, die über ein HVDC Light-Kabelpaar übertragen werden kann.



noch deutlich gesenkt werden. Wenn die Kapazität und Spannungsfestigkeit von HVDC Light-Kabeln⁶⁾ in den nächsten Jahrzehnten wie erwartet steigt, dürfte eine kosteneffiziente Übertragung von mehreren Gigawatt mit Erdkabeln möglich sein **6**. Um allerdings das gleiche Leistungsübertragungsvermögen wie mit Freileitungen zu erreichen, ist eine Erhöhung der Gleichspannung auf 1.200 kV erforderlich. Wenn man bedenkt, dass die

Spannungsfestigkeit heutiger ölprägnierter Kabel 500 kV beträgt, ist es dann realistisch, einen Anstieg auf fast das Dreifache zu erwarten? Theoretisch ja, denn die Isolation von Kondensatoren kann im Verhältnis zu Kabeln deutlich höhere Spannungen aushalten. Könnte man dies auf Erdkabel übertragen, würden sie bis zu 4.000 kV standhalten.

Auf jeden Fall ist eine drastische Senkung der CO₂-Emissionen im Bereich der Stromversorgung technisch möglich und wirtschaftlich greifbar geworden. Verschiedene neue Technologien zur Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie und zur Nutzung der Elektrizität für sauberere Transportlösungen und Industrieprozesse befinden sich in der Entwicklung. Gleichzeitig fördern ausgefeiltere Marktmechanismen mehr Effizienz und Veränderungen. Der Schlüssel zu all diesen positiven Entwicklungen liegt in einer „sauberen“ Übertragung der elektrischen Energie vom Erzeuger zum Verbraucher.

Gunnar Asplund
Bo Normark
 ABB Power Systems
 Västerås, Schweden
 gunnar.asplund@se.abb.com
 bo.normark@se.abb.com

Fußnoten

- ⁴⁾ Als Spannungsüberschlag wird eine ungewollte Hochspannungsentladung über oder um einen Isolator bzw. die Lichtbogen- oder Funkenbildung zwischen zwei oder mehreren nebeneinander liegenden Leitern bezeichnet.
- ⁵⁾ Die Kosten für Freileitungen variieren von Land zu Land.
- ⁶⁾ Dies sollte ohne Erhöhung der Isolationsdicke möglich sein.



Die richtige Verbindung

Frequenzumrichter für die Bahnstromversorgung
Gerhard Linhofer, Philippe Maibach, Niklaus Umbricht

Elektrische Bahnen benötigen viel Strom. Tatsächlich betreiben viele Bahngesellschaften eigene Hochspannungsnetze und einige sogar eigene Kraftwerke. Doch kaum eine Bahn ist vollständig autonom, da ein Energieaustausch mit dem Landesnetz stattfinden muss. Dies ist nicht so einfach, wie es klingt, denn aus historischen Gründen werden viele Bahnnetze mit anderen Frequenzen betrieben als das örtliche Stromnetz. Hinzu kommt, dass die Netze nicht immer synchron sind.

Früher wurden rotierende Maschinen verwendet, um Strom von einer Frequenz zu anderen umzuwandeln. Eventueller Frequenzschlupf wurde mithilfe zusätzlicher Maschinen ausgeglichen – allerdings nur in begrenztem Maße. Neuerdings werden hierfür große leistungselektronische Frequenzumrichter eingesetzt, die sich gegenüber ihren rotierenden Vorgängern durch eine Reihe von Vorteilen wie kürzere Reaktionszeiten und eine bessere Blindleistungsregelung auszeichnen.

Stromrichter

Leistungselektronische Frequenzumrichter zur Kopplung nichtsynchronisierter Netze bzw. Netze mit unterschiedlichen Frequenzen gibt es seit vielen Jahren. Diese basieren meist auf netzkommutierten Thyristoren. Erst seit neuerer Zeit werden dafür Umrichter mit abschaltbaren Halbleitern in Form von Spannungszwischenkreis-Umrichtern eingesetzt. Eine besondere Herausforderung stellt die Stromversorgung von einphasigen Bahnnetzen dar. Erst seitdem Umrichter mit Spannungszwischenkreis zur Verfügung stehen, haben sich auch auf diesem Gebiet leistungselektronische Systeme durchgesetzt und die früher üblichen rotierenden Frequenzumformer verdrängt.

Rückblick und heutiger Stand

Für elektrische Vollbahnen werden heute im Wesentlichen drei unterschiedliche Stromsysteme verwendet.

In Ländern oder Regionen, in denen die Bahnen erst sehr spät elektrifiziert wurden (nachdem auch leistungselektronische Geräte für die Drehzahlregelung von Antriebsmotoren zur Verfügung standen), werden die Fahrdrahlleitungen häufig aus dem öffentlichen Netz mit einer Frequenz von 50 oder 60 Hz versorgt. Die Fahrdrahlspannung beträgt meist 25 kV.

Bevor leistungselektronische Geräte zur Verfügung standen, mussten andere Stromversorgungssysteme verwendet werden. In einigen Ländern, in denen die Bahnen schon wesentlich früher elektrifiziert wurden, wurde Gleichstrom (mit einer typischen Fahrdrahlspannung von 1,5 und 3 kV) gewählt, da sich die Drehzahl von Gleichstrommotoren einfach regeln lässt. In anderen Ländern wiederum entschied man sich für Wechselstrom und verwendete Wechselstrom-Kommutatormotoren. Deren Drehzahl ist zwar auch einfach regelbar, doch da eine Frequenz von 50 oder 60 Hz für den Kommutator zu hoch gewesen wäre, wurde eine niedrigere Frequenz gewählt.

Bahnen, die mit Einphasen-Wechselstrom niedriger Frequenz betrieben werden, finden sich zum Beispiel

- an der Ostküste der USA (25 Hz),
- in Norwegen und Schweden (16,7 (16 $\frac{2}{3}$) Hz),
- in Deutschland, Österreich und der Schweiz (16,7 (16 $\frac{2}{3}$) Hz).

Zum Energieaustausch mit dem dreiphasigen Landesnetz wurden früher rotierende Netzumformer eingesetzt, die aus zwei elektrischen Maschinen mit unterschiedlicher Polpaarzahl auf einer gemeinsamen mechanischen Welle bestehen. Dabei gibt es zwei unterschiedliche Bauarten: In den USA und in Skandinavien werden für beide Netzseiten Synchronmaschinen verwendet, sodass die Netze quasi „synchronisiert“ sind. Das Frequenzverhältnis ist fix und unveränderbar. In Mitteleuropa haben die Bahnbetreiber von Anfang an eigene Kraftwerke mit Einphasenmaschinen aufgebaut und ein eigenes, vom dreiphasigen Landesnetz unabhängiges Hochspannungs-Übertragungsnetz betrieben. Die beiden Netze sind somit nicht fest „synchronisiert“, sondern das Frequenzverhältnis ist innerhalb bestimmter Grenzen flexibel, weshalb rotierende Frequenzumformer besonderer Bauart (die sog. Scherbius-Maschinen) erforderlich waren. Nur auf der Einphasenseite wurden Synchronmaschi-

nen verwendet. Am Dreiphasennetz kam eine Asynchronmaschine mit bewickeltem Rotor und Schleifringen zum Einsatz. Zusätzliche (kleine) Maschinensätze regeln dabei die Schlupffrequenz im Rotor und gestatten Drehzahländerungen innerhalb eines gewissen Bereichs.

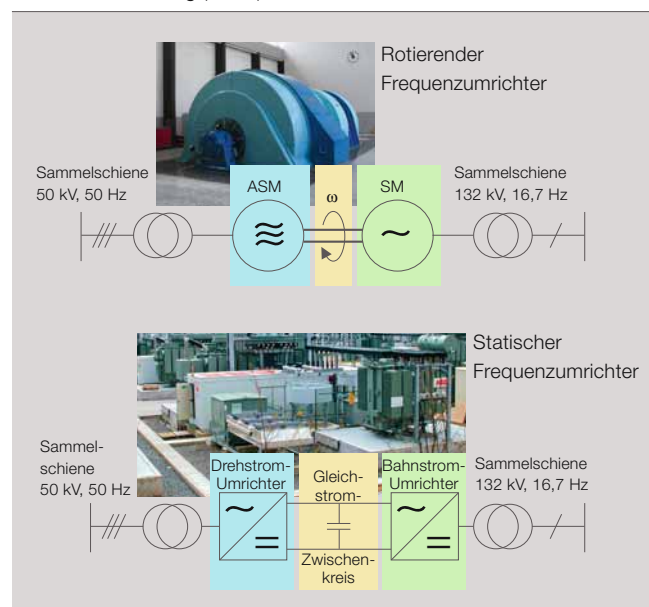
Seit einigen Jahren haben sich für diesen Zweck leistungselektronische Frequenzumrichter in Form von Spannungsumrichtern durchgesetzt. Rotierende Frequenzumformer werden nicht mehr gebaut. Stattdessen wurden in den letzten 15 Jahren Frequenzumrichter mit einer Gesamtleistung von fast 1.000 MW in Betrieb genommen. Ungefähr zwei Drittel davon wurden von ABB geliefert. Zurzeit sind weitere derartige Frequenzumrichter mit einer Gesamtleistung von etwa 600 MW im Bau oder bestellt. Rund 500 MW davon werden von ABB geliefert.

Vergleich mit rotierenden Umformern

Herkömmliche netzgeführte Stromrichter kamen zur Versorgung von derartigen Einphasennetzen nie in Frage. Bei Einphasennetzen ist im Gegensatz zu Dreiphasennetzen eine Vielpulsigkeit nicht realisierbar, was zu nicht tragbaren Spannungsverzerrungen führt. Dennoch wurden vereinzelt Direktumrichter (sog. Cyclo-Converter) gebaut, doch die auf beide Netze rückwirkenden Oberwellen sind sehr groß und stören den Netzbetrieb. Ein weiterer Nachteil dieser Bauarten ist, dass die ins Einphasennetz abgegebene Leistung mit der doppelten Netzfrequenz des Einphasennetzes fluktuiert und diese Leistungsfluktuation sich dann auch im Dreiphasennetz störend bemerkbar macht.

Erst nachdem leistungsstarke abschaltbare Halbleiter in Form von GTOs (Gate-Turn-Off-Thyristoren) zur Verfügung standen, konnten selbstgeführte Umrichter mit Spannungszwischenkreis gebaut werden.

- 1 Rotierender Frequenzumrichter mit Asynchronmaschine (ASM) und Synchronmaschine (SM) (oben) und statischer Frequenzumrichter in Freiluftaufstellung (unten).



2 IGCT (Integrated Gate-Commutated Thyristor) mit dem Halbleiterbauelement in seinem Presspack-Gehäuse (links) und der Ansteuer-einheit (rechts). Die Ansteuer-einheit ist extrem niederinduktiv über eine mehrlagige Leiterplatte mit dem Halbleiter verbunden.



Die Kopplung eines Dreiphasennetzes mit einem Einphasennetz stellt höhere Anforderungen an rotierende Umformer und leistungselektronische Umrichter als die Kopplung von zwei Dreiphasennetzen. Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass die Leistung im Einphasennetz mit dem doppelten der Netzfrequenz pendelt. Bei rotierenden Umformern werden diese Drehmoment- und Leistungsfluktuationen von den rotierenden Massen aufgenommen und gedämpft. Die dabei entstehenden Vibrationen müssen jedoch von den mechanischen Verankerungen und dem Fundament aufgenommen werden, was wiederum eine komplexere Konstruktion und Ausführung sowohl des Maschinensatzes als auch des Fundaments erfordert.

Bei Spannungsumrichtern wird diese Aufgabe von einem Schwingkreis bestehend aus einer Kondensatorbank und einer Induktivität übernommen, der auf die doppelte Betriebsfrequenz des Einphasennetzes abgestimmt ist.

Eine weitere Herausforderung besteht darin, dass eine derartige Anlage nicht nur als Spannungs- und Blindleistungsquelle fungieren muss, sondern bei Netzstörungen auch in der Lage sein muss, den unterbrechungslosen Übergang vom Verbundbetrieb zum Inselbetrieb zu beherrschen. Außerdem muss sie einen Speiseabschnitt auch alleine versorgen können und nach

Behebung einer Netzstörungen wieder in den Verbundbetrieb rücksynchronisierbar sein **1**.

Beispiele für Frequenzumrichter

Die statische Umrichtertechnik hat bei ABB eine lange Tradition. Die ersten Umrichter für die Bahnstromversorgung wurden in Schweden in Betrieb genommen. Die dabei verwendete Technik eignete sich allerdings nicht sehr gut für den Einsatz in Mitteleuropa, wo die Struktur des Bahnstromnetzes ganz anders und die Anforderungen an die Spannungsqualität höher waren. Die ersten beiden modernen Frequenzumrichter mit einer Leistung von je 25 MVA gingen 1994 in Giubiasco (Schweiz) in Betrieb. Basierend auf diesem erfolgreichen Projekt wurde die GTO-Technik weiterentwickelt, und 1996 konnte in Bremen (Deutschland) ein Umrichter mit einer Nennleistung von 100 MVA in Betrieb genommen werden. Dieser Umrichter war bereits mit „hart“ angesteuerten GTOs bestückt. Dies waren GTOs mit einem konzentrischen Gate und einer Ansteuer-einheit, die das Steuersignal über eine extrem niederinduktive Zuleitung zum Gate brachte. Das Ergebnis war ein wesentlich verbessertes Schaltverhalten der GTOs. Diese Technik wurde schließlich auch in einer Bahnstromrichteranlage in Karlsruhe (Deutschland) eingesetzt, die 1999 mit einer Nennleistung von zweimal 50 MW/67 MVA in Betrieb ging.

Der nächste Schritt war die Entwicklung eines neuen Halbleiterelements, des IGCT (Integrated Gate-Commutated Thyristor)¹⁾. Hierbei handelt es sich um eine Weiterentwicklung des GTO mit wesentlich besseren Schalteigenschaften, geringeren Verlusten und der niederinduktiven Ansteuer-einheit als integriertes „Bauelement“. Die kompaktere Bauweise führte schließlich zur Entwicklung von standardisierten Umrichtermodulen, mit denen sich Umrichter verschiedener Leistungsklassen bauen lassen. Heute sind 21 Umrichter der Leistungsklasse von 15 bis 20 MW zur vollsten Zufriedenheit der Kunden in Betrieb. Aufgrund des modularen Aufbaus lassen sich auch andere Leistungsklassen problemlos realisieren. Dies erfolgt sinnvollerweise in Stufen von 15 MW durch einfaches Parallelschalten der Umrichtermodule und der darauf basierenden Umrichter.

Diese Umrichtergeneration setzte neue Maßstäbe im Hinblick auf Performance, Platzbedarf und kurze Montage- und Inbetriebsetzungszeiten. Die positiven Rückmeldungen der Kunden zeigen, dass ABB mit dem standardisierten Bahnstromumrichter die Bedürfnisse ihrer Kunden ausgezeichnet abdeckt.

Fußnote

¹⁾ Mehr zum Thema IGCTs lesen Sie im Artikel „Kleiner Punkt mit großer Wirkung“ auf Seite 15 dieses Hefts.

Stromrichter

Das Grundmodul

Das „Herz“ eines Umrichtermoduls, der IGCT, ist in **2** dargestellt. Der IGCT vereinigt die Vorteile von GTO und IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), d. h. Robustheit, geringe Schalt- und Durchlassverluste sowie ein schnelles Schaltvermögen. Die Eigenschaften dieses Halbleiterbauelements für die hier beschriebene Anwendung (Hochleistung, Mittelspannung) sind nach wie vor unerreicht. So weist ein IGBT für dieselbe Anwendung (Hochspannungs-IGBT, IEGT) im Verhältnis zur selben Siliziumfläche vergleichbare Schaltverluste, aber wesentlich höhere Durchlassverluste auf. Des Weiteren erlaubt der IGCT ein praktisch beschaltungsloses Stromrichterdesign. So ist für ein Phasenmodul lediglich eine einfache Beschaltung notwendig, wohingegen jeder GTO aufwändig beschaltet werden muss. Dies wiederum birgt Vorteile hinsichtlich Kosten, Kompaktheit und Verluste.

Verluste entstehen immer dann, wenn ein Halbleiter Strom leitet und schaltet. Diese Verluste können durch Reduzierung der Schaltfrequenz minimiert werden. Andererseits sollte die Schaltfrequenz aufgrund der erzeugten Oberwellen nicht zu tief gewählt

werden. Somit besteht ein Optimierungspotenzial zwischen Verlusten und Oberwellen. Eine elegante Möglichkeit, dieses Dilemma teilweise zu überwinden, ist die Wahl einer Multi-Level-Topologie. Dies erlaubt es, den Stromrichter mit einer relativ geringen Schaltfrequenz zu betreiben und trotzdem gute Ergebnisse bezüglich der Oberwellen zu erzielen.

Verwendet werden Dreipunkt-Phasenbausteine, um aus einer Gleich- eine Wechselfspannung zu erzeugen. Solche Bausteine können vereinfacht als Umschalter mit drei Positionen betrachtet werden, dessen Ausgang auf das positive (+), Null- (0) oder negative Potenzial (-) des Zwischenkreises geschaltet werden kann **3**.

Zwei derartige Phasenmodule werden zu einem Dreipunkt-Doppelphasenmodul kombiniert. Alle IGCTs werden beidseitig gekühlt. Das Kühlmedium (ein Wasser/Glykologemisch) wird den Kühlkörpern über Schlauchverbindungen zugeführt. Das mechanische Design des Doppelstapels ermöglicht eine äußerst kompakte Bauweise. So können die erforderlichen geringen Streuinduktivitäten im Stapel erreicht und die Halbleiter optimal genutzt werden. Trotzdem ist der Zugriff auf

alle Halbleiter im Stapel möglich, um einen problemlosen Austausch zu gewährleisten. So kann jeder Halbleiter mithilfe eines einfachen Werkzeugs ohne Unterbrechung des Kühlwasserkreislaufs ausgetauscht werden. Die Ausführung eines solchen Doppelstapels ist in **4** dargestellt.

Umrichteranlage der Leistungsklasse 15–20 MW

5 zeigt das Prinzipschaltbild einer kompletten Umrichteranlage.

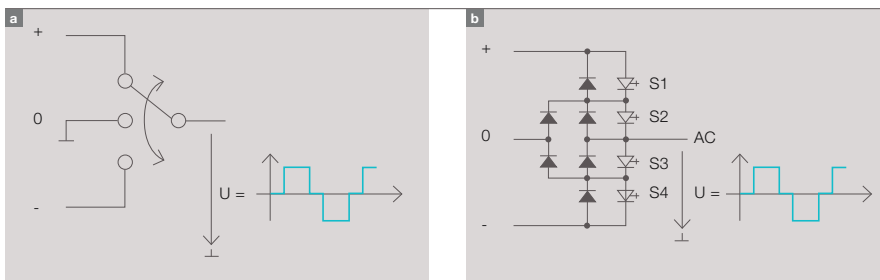
50-Hz-Umrichter

Der 50-Hz-Umrichter **5a** besitzt folgende Merkmale:

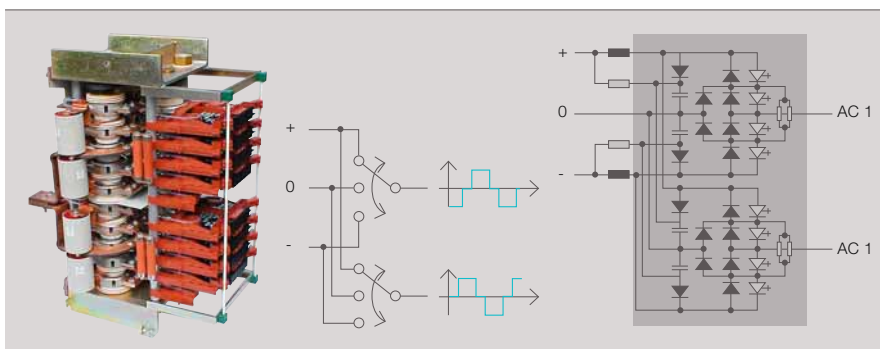
- **Konstruktion:** Der Umrichter besteht aus zwei dreiphasigen Standard-Dreipunkteinheiten. Je zwei Phasen sind in einem Spanverband zu einem Doppelphasenmodul kombiniert. Ein Doppelphasenmodul einer Dreipunkteinheit besteht aus acht IGCTs in Kombination mit acht Freilaufdioden und vier Freilaufdioden am Nullleiter. Die Ansteuereinheit (Gate Unit) bildet mit dem GCT eine integrierte Einheit, den IGCT. Die Zusatzbeschaltung (Clamp) dient als di/dt- und Spannungsbegrenzer. Sie besteht aus Strombegrenzungsdrosseln, Kondensatoren und Clampdioden mit Widerständen.

- **Schaltung und Steuerverfahren:** Der 50-Hz-Umrichter wird in echter 12-Puls-Schaltung gebaut. Somit werden nur 12-pulsige charakteristische Oberschwingungen ($n = 12 \cdot k \pm 1$; $k = 1, 2, 3, 4, \dots$) erzeugt. Durch Optimierung des Schaltmusters können einige der übrigen Oberschwingungen eliminiert werden. Falls erforderlich, können die Oberschwingungen mithilfe von Netzfiltern noch weiter gedämpft werden.

3 Funktionsprinzip des Dreipunkt-Umrichtermoduls und seine schaltungstechnische Umsetzung



4 Mechanischer Aufbau und elektrisches Schaltbild eines Doppelstapels



16,7-Hz-Umrichter

Der 16,7-Hz-Umrichter **5b** besitzt folgende Merkmale:

- **Konstruktion:** Der Umrichter besteht aus vier zweiphasigen Standard-Dreipunkteinheiten. Je zwei Phasen sind in einem Spanverband zu einem Doppelphasenmodul kombiniert. Damit lässt sich eine einphasige H-Brücke bilden. Ein Doppelphasenmodul besteht aus den gleichen Elementen wie der oben beschriebene 50-Hz-Umrichter.



- **Schaltung und Steuerverfahren:** Der 16,7-Hz-Umrichter ist achtstufig ausgeführt. Die Umrichterstufen werden durch transformatorische Reihenschaltung der Ausgangsspannungen der vier versetzt getakteten Dreipunkt-H-Brücken geschaltet. Die einzelnen H-Brücken werden mit einem konventionellen Pulsweitenmodulationsverfahren (PWM) in Dreifachtaktung betrieben.

Spannungsbegrenzer

Überschreitet die Zwischenkreisspannung einen oberen Schwellwert, wird der Zwischenkreis über einen Widerstand entladen, bis ein unterer Schwellwert erreicht ist [5e]. Die Steuerung des Spannungsbegrenzers arbeitet unabhängig von der Steuerung des bahn- und drehstromseitigen Stromrichters. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Zwischenkreisspannung jederzeit innerhalb des definierten Bereichs bleibt.

Zwischenkreis

Alle Doppelphasenmodule des Stromrichters sind auf der Gleichspannungsseite durch eine gemeinsame Zwischenkreisverschaltung miteinander verbunden. An ihr befinden sich Abgänge für die einzelnen Stromrichtermodule, für die direkt angekoppelten Zwischenkreiskondensatoren sowie für die Zwischenkreis-Filterbänke und die Spannungsmessungen.

Der Zwischenkreis bildet die Verbindung vom 50-Hz-Umrichter zum 16,7-Hz-Umrichter und besteht aus den folgenden Hauptkomponenten:

- Direkt angekoppelte Kondensatorbank als Energiespeicher

- 33,4-Hz-Filter zur Aufnahme der Leistungsfuktuation aus dem Bahnnetz [5e]
- Hochpassfilter zur Aufnahme der niederfrequenten Oberschwingungen aus dem Bahnnetz, insbesondere der ausgeprägten dritten und fünften Harmonischen des Bahnnetzes [5f]

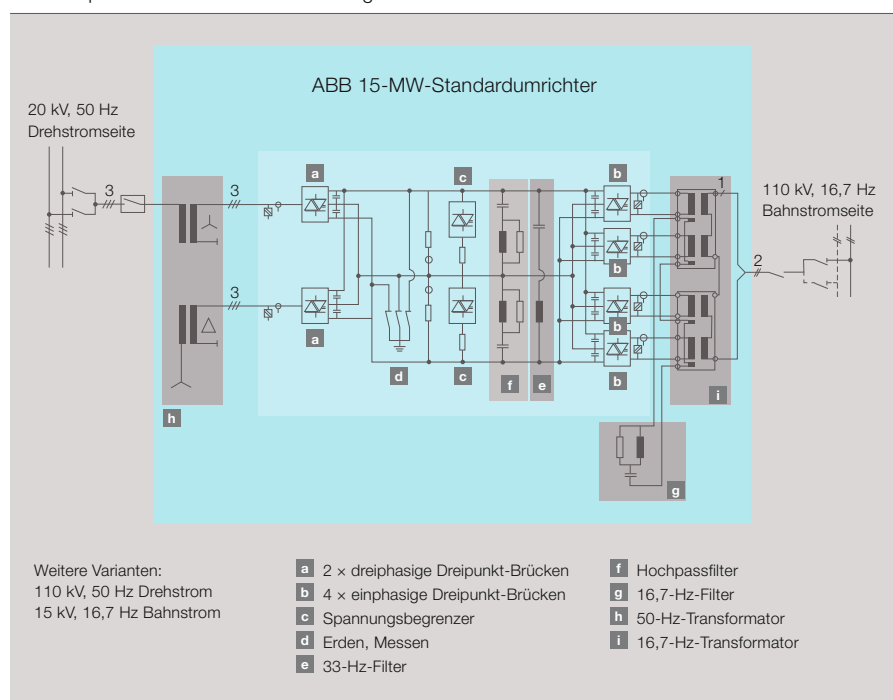
Beide Zwischenkreis-Filter, zusammen mit den direkt angekoppelten Kondensatoren, dienen gleichzeitig als Energiespeicher, der aus regeltechnischen Gründen notwendig ist. Die Kapazität des Energiespeichers reicht aus, um einen plötzlichen Lastabwurf von $P = 100\%$ schnell genug auszuregulieren, sodass die Zwischenkreisspan-

nung innerhalb spezifizierter Grenzen bleibt.

33,4-Hz-Filter

Das 33,4-Hz-Saugfilter dient zur Aufnahme der Leistungspulsationen aus dem Bahnnetz [5a]. Trotz des hohen Gütefaktors von ca. 200 (d. h. schwach gedämpft) besitzt das Filter dank seiner großen Kapazitätsleistung eine relativ breitbandige Charakteristik um die Abstimmfrequenz. Damit können die spezifizierten Bahnfrequenzabweichungen aufgefangen werden. Außerdem sind die Filterverluste relativ gering, da die Kondensatoren generell wesentlich kleinere Verluste aufweisen als die Drosseln.

5 Prinzipschaltbild einer Umrichteranlage



Stromrichter

Hochpassfilter

Das Hochpassfilter dient zur Aufnahme der vorwiegend aus dem Bahnnetz stammenden niederfrequenten Oberschwingungsspannungen. Das Filter ist als gedämpfter Saugkreis zweiter Ordnung mit einer Abstimmung unterhalb der fünften Harmonischen der Bahngrundwelle ausgeführt. Der Grund hierfür liegt in der ausgeprägten dritten und fünften Harmonischen der Bahnnetzspannung, die sich als zweite, vierte und sechste im Zwischenkreis widerspiegeln. Die höherfrequenten Oberschwingungen aus dem Bahn- und Drehstromnetz sowie die durch die Taktung verursachten

Oberschwingungen werden teilweise durch dieses Filter, vorwiegend jedoch durch die direkt angekoppelten Kondensatoren des Stromrichters aufgenommen. Somit werden auch die zu erwartenden Oberwellen in den Netzen durch die Dimensionierung dieser Komponenten berücksichtigt.

Stromrichtercontainer

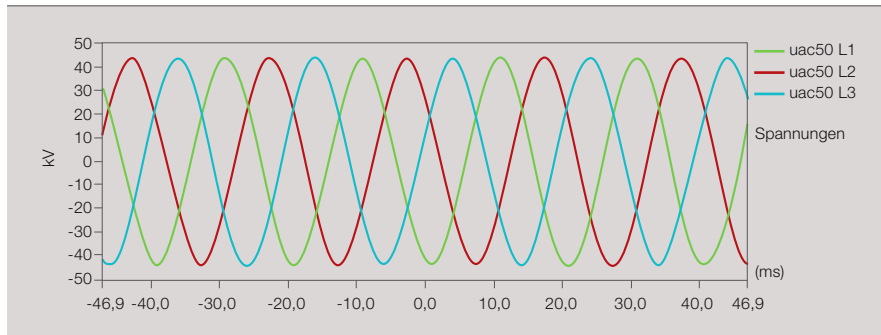
Der Stromrichter sowie dessen Steuerung werden komplett verdrahtet und geprüft in einem wetterfesten Container geliefert. Die Lieferung der Kühlung erfolgt in einem separaten Container. Beide Container werden auf Streifenfundamenten montiert. **6** zeigt

ein Schnittbild des Stromrichtercontainers.

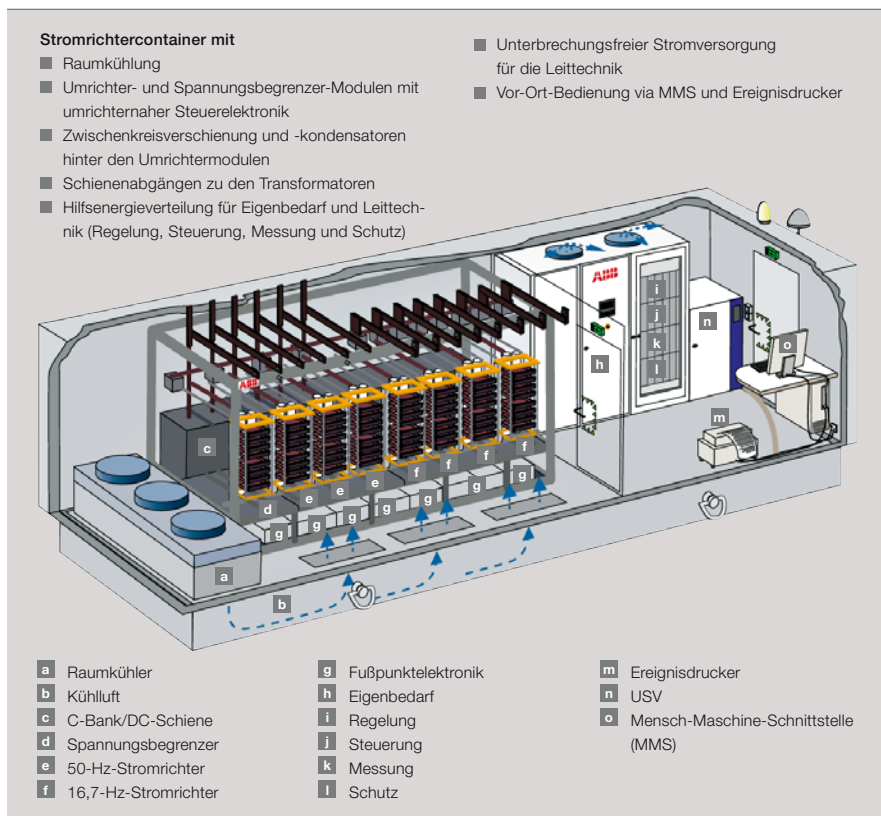
Stromrichtertransformatoren

■ **50-Hz-Transformator:** Der 50-Hz-Transformator des 50-Hz-Umrichters dient zur Speisung der beiden IGCT-Drehstrombrücken. Ein Dreiphasen-Transformator besteht aus einem dreischenkigen Kern in Doppelstockausführung mit Zwischenjoch oder aus zwei dreischenkigen Kernen in einem Kessel. Jeder (Teil-)Schenkel trägt jeweils eine Hochspannungswicklung und eine Ventilwicklung. Die beiden Hochspannungsteilwicklungen werden in Reihe und die Hochspannungswicklung wird in Stern geschaltet. Die beiden Ventilwicklungen sind um 30° elektrisch geschwenkt (Y/D-Schaltung), um eine 12-pulsige Rückwirkung der Stromrichter zu ermöglichen. Daraus ergibt sich folgende Schaltung: YN y0 d11.

7 Die drei Phasenspannungen am Anschlusspunkt des 50-Hz-Netzes



6 Stromrichtercontainer



Infobox Vorteile von statischen (leistungselektronischen) Frequenzumrichtern im Vergleich zu rotierenden Umformern

Kosten

Unter Berücksichtigung der Gesamtkosten einschließlich Nebenbetrieben, Bau und Montage sind die Investitions- und Unterhaltskosten für statische Umrichter deutlich geringer.

Wirkungsgrad

Statische Umrichter haben über einen weiten Betriebsbereich einen Wirkungsgrad von etwa 97 % (einschließlich der Transformatoren auf beiden Netzseiten). Bei rotierenden Umformern liegt der Wirkungsgrad je nach Baugröße und Betriebspunkt im Bereich von < 90 bis etwa 95 %.

Verfügbarkeit

Aufgrund der längeren Stillstandszeiten bei Wartungsarbeiten und der längeren Reparaturzeiten ist die Verfügbarkeit von rotierenden Umformern wesentlich geringer.

Betriebsverhalten

Da statische Umrichter keine rotierenden Massen besitzen, sind die Ausregelzeiten deutlich geringer. Potenzielle Stabilitätsprobleme bei Netzstörungen aufgrund von Rotorpendelungen entfallen.

■ **16,7-Hz-Transformator:** Der Transformator des 16,7-Hz-Umrichters dient der Aufsummierung der vier Teilspannungen in eine annähernd sinusförmige einphasige Spannung mit der Nennfrequenz von 16,7 Hz. Der Transformator besteht aus vier Einphasen-Einheiten. Die Teilspannungen in Rechteckform werden mithilfe von vier einphasigen IGCT-Umrichterbrücken aus einer Gleichspannungsquelle (Spannungszwischenkreis) nach dem Pulsweitenmodulationsverfahren gebildet und den vier Ventilwicklungen des Transformators zugeführt. Die Aufsummierung und Anpassung an die Bahnnetzspannung erfolgt in der Hochspannungswicklung. An die in Reihe geschalteten Tertiärwicklungen wird ein Filter zur Reduzierung der NetZRückwirkungen angeschlossen.

Netzfilter

Auf der 16,7-Hz-Netzseite wird ein Filter zur Reduzierung der NetZRückwirkungen eingesetzt. Auf der 50-Hz-Seite ist dies nur in Ausnahmefällen nötig.

Die Ausgangsspannungen der IGCT-Stromrichter bilden Rechteckpulse mit einer steuerbaren Breite. Das Frequenz-

spektrum der aus den einzelnen Stufen gebildeten Ausgangsspannung weist im Gegensatz zu dem typischen Frequenzspektrum von Maschinen nur sehr geringe Harmonische niedriger Ordnungszahl auf. Der Umrichter stellt in Bezug auf das Netz eine Oberschwingungs-Spannungsquelle dar. Die Induktivität der Transformatoren wirkt insbesondere für die höheren Stromharmonischen dämpfend, was sich positiv auf die Qualität der Netzspannung auswirkt. Um die Wirkung der Transformatorinduktivität noch zu verstärken, ist ein Filter zur weiteren Reduzierung der Oberschwingungsspannungen vorgesehen. Die daraus resultierenden Oberschwingungsverzerrungen bleiben unter den normalerweise geforderten Werten. **7** veranschaulicht die gute Qualität der Spannung am Netzanschlusspunkt eines Umrichters (Oszillogramm, aufgenommen während der Inbetriebsetzung).

8 zeigt eine Umrichtergruppe in einer Schaltanlage mit vier Umrichtern der Leistungsklasse von 15 bis 20 MW.

Ausblick

Der relativ große Marktanteil von ABB für diese Art von Anlagen zeigt, dass die zielgerechte Entwicklung der Umrichtertechnik den Bedürfnissen der

Kunden entspricht. Darüber hinaus ermöglicht der modulare Ansatz eine flexible Reaktion auf unterschiedliche Leistungsanforderungen. Umrichtereinheiten mit Nennleistungen von 30 MW und höher sind derzeit in Bau, und ABB unternimmt große Anstrengungen, ihren Erfolg auf diesem Markt mit dieser anspruchsvollen Technik fortzusetzen.

Gerhard Linhofer

Philippe Maibach

Niklaus Umbricht

ABB Automation Products

Turgi, Schweiz

gerhard.o.linhofer@ch.abb.com

philippe.maibach@ch.abb.com

niklaus.umbricht@ch.abb.com

8 Frequenzumrichteranlage der Leistungsklasse von 15 bis 20 MW für den Leistungsaustausch zwischen dem 50-Hz-Landesnetz und dem einphasigen 16,7-Hz-Bahnstromnetz. Links der 50-Hz-Transformator mit Drehstromfiltern auf dem darüber liegenden Portal, in der Mitte der Umrichtercontainer und rechts der Einphasen-Niederfrequenztransformator



Literaturhinweise

- [1] **Gaupp, O., Linhofer, G., Lochner, G., Zanini, P.:** „Leistungsstarke statische Frequenzumrichter für den Bahnverkehr durch die Alpen“, *ABB Technik* 5/95, S. 4–10
- [2] **Lönard, D., Northe, J., Wensky, D.:** „Statische Bahnstromrichter – Systemübersicht ausgeführter Anlagen“, *Elektrische Bahnen* 6/95, S. 179–190
- [3] **Mathis, P.:** „Statischer Umrichter Giubiasco der Schweizerischen Bundesbahnen“, *Elektrische Bahnen* 6/95, S. 194–200
- [4] **Steimer, P., Grüning, H., Werninger, J., Dähler, P., Linhofer, G., Boeck, R.:** „Serienschaltung von GTO-Thyristoren für Frequenzumrichter hoher Leistung“, *ABB Technik* 5/96, S. 14–20
- [5] **Steimer, P., Grüning, H., P., Werninger, J., Carroll, E., Klaka, S., Linder, S.:** „IGCT – eine neue, zukunftsweisende Technik für kostengünstige Hochleistungs-Umrichter“, *ABB Technik* 5/1998, S. 34–42
- [6] **Meyer, M., Thoma, M.:** „Netzkompatibilitätsstudie und -messungen für die Umrichteranlage Wimmis“, *Elektrische Bahnen* 12/2006, S. 567–574
- [7] **Jampen, U., Thoma, M.:** „Statische Frequenzumrichteranlage Wimmis“, *Elektrische Bahnen* 12/2006, S. 576–583

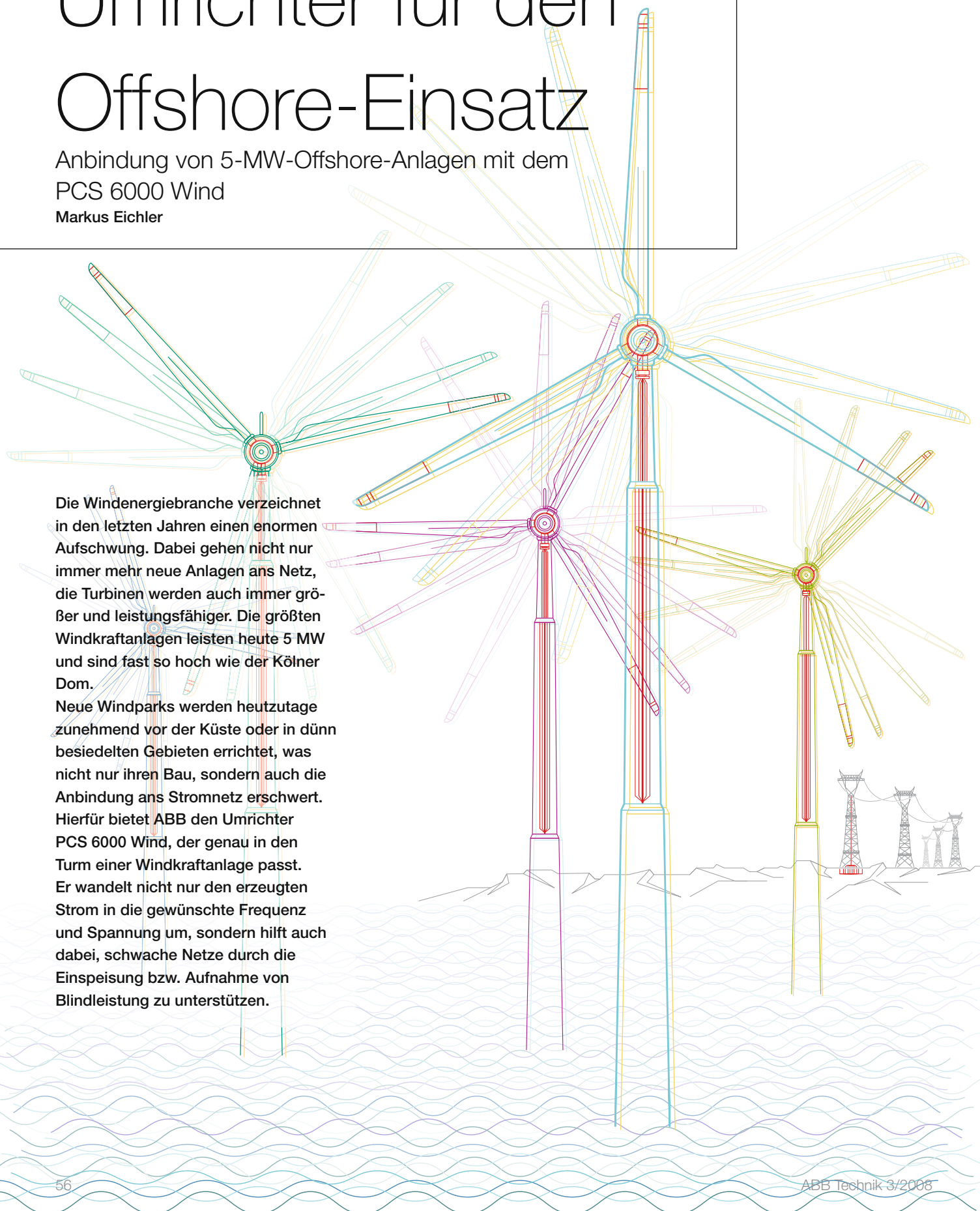
Umrichter für den Offshore-Einsatz

Anbindung von 5-MW-Offshore-Anlagen mit dem PCS 6000 Wind

Markus Eichler

Die Windenergiebranche verzeichnet in den letzten Jahren einen enormen Aufschwung. Dabei gehen nicht nur immer mehr neue Anlagen ans Netz, die Turbinen werden auch immer größer und leistungsfähiger. Die größten Windkraftanlagen leisten heute 5 MW und sind fast so hoch wie der Kölner Dom.

Neue Windparks werden heutzutage zunehmend vor der Küste oder in dünn besiedelten Gebieten errichtet, was nicht nur ihren Bau, sondern auch die Anbindung ans Stromnetz erschwert. Hierfür bietet ABB den Umrichter PCS 6000 Wind, der genau in den Turm einer Windkraftanlage passt. Er wandelt nicht nur den erzeugten Strom in die gewünschte Frequenz und Spannung um, sondern hilft auch dabei, schwache Netze durch die Einspeisung bzw. Aufnahme von Blindleistung zu unterstützen.



Der Windpark Alpha Ventus ist ein gemeinsames Pionierprojekt von E.ON Climate & Renewables, EWE und Vattenfall Europe. Er befindet sich etwa 45 km nördlich der deutschen Nordseeinsel Borkum und ist damit der erste deutsche Windpark, der unter echten Offshore-Bedingungen errichtet wird. Die Konstruktion, der Bau, der Betrieb und die Netzintegration von Alpha Ventus soll als Forschungsprojekt und Testfeld dazu dienen, grundlegende Erfahrungen im Hinblick auf die zukünftige kommerzielle Nutzung von Offshore-Windparks zu sammeln.

Geplant ist die Errichtung von sechs Windkraftanlagen des Typs Multibrid M5000 und sechs Windkraftanlagen des Typs Repower 5M. In der südöstlichen Ecke des Windparks ist eine Offshore-Trafostation vorgesehen. Der Betrieb der Windkraftanlagen wird von einer Leitwarte an Land überwacht. Verantwortlich für die Einspeisung des Stroms in das deutsche Netz ist der Netzbetreiber E.ON Netz GmbH.

Insgesamt soll in der Europäischen Union bis zum Jahr 2020 eine Offshore-Leistung von 20 bis 40 GW realisiert werden.

Die ersten sechs Windkraftanlagen werden auf einer Fläche von vier

Quadratkilometern errichtet. Insgesamt soll der Park vier parallele, in Nord-Süd-Richtung verlaufende Reihen mit je drei Anlagen umfassen. Die Entfernung zwischen den Anlagen in dieser netzartigen Anordnung beträgt ca. 800 m.

Mit einer Höhe einschließlich des Rotors von etwa 150 m erreichen die einzelnen Anlagen fast die Höhe des Kölner Doms. Die sechs von Multibrid bereitgestellten Anlagen werden in einer Wassertiefe von ca. 30 m über eine dreibeinige Konstruktion (sogenannte Tripods) am Meeresboden verankert. Um die 255 m² große, dreieckige Standfläche der Tripods zu umfassen, wären 56 Männer nötig. In jeder Anlage werden rund 1.000 Tonnen Stahl verbaut, was dem Gewicht von 200 erwachsenen Elefanten bzw. 22 Eisenbahnwagons entspricht. Die Rotorfläche entspricht etwa anderthalb Fußballplätzen, und bei maximaler Drehzahl erreichen die Spitzen der Rotorblätter eine Geschwindigkeit von etwa 300 km/h.

Technologie von ABB

Windkraftanlagen mit einem durch einen Permanentmagneten erregten Synchrongenerator müssen über einen Vollumrichter ans Stromnetz gekoppelt werden. So kann die Anlage an ihrem

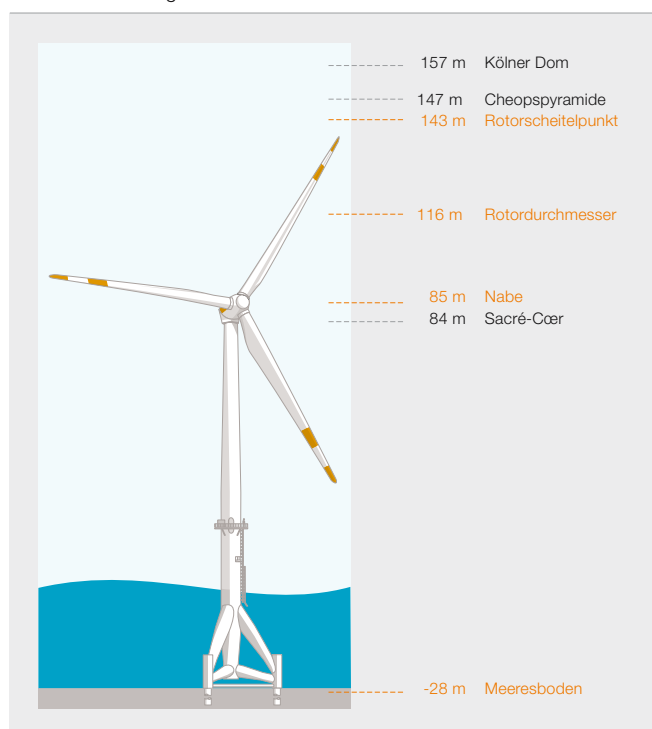
Infobox 1 Eckdaten Alpha Ventus

- Anzahl der Anlagen: 12
- Gesamtkapazität: 60 MW
- Erwarteter jährlicher Energieertrag: ca. 180–200 GWh (dies entspricht dem jährlichen Verbrauch von ca. 50.000 Drei-Personen-Haushalten)

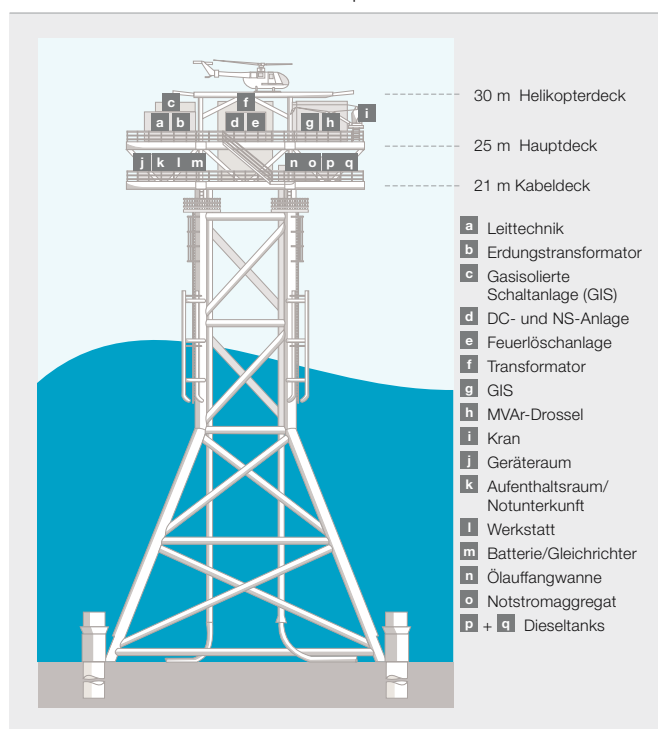
Infobox 2 Technische Daten Multibrid M5000

- Rotordurchmesser: 116 m
- Nabenhöhe: 90 m
- Nennleistung: 5 MW
- Drehzahl: 5,9–14,8 U/min
- Einschaltwindgeschwindigkeit: 3,5 m/s (Windstärke 3)
- Nennwindgeschwindigkeit: 12,5 m/s (Windstärke 6)
- Abschaltwindgeschwindigkeit: 25 m/s (Windstärke 10)
- Geschwindigkeit der Rotorspitzen: 90 m/s (324 km/h)
- Gewicht der Gondel ohne Rotor und Nabe: 200 t
- Gewicht der Gondel mit Rotor und Nabe: 309 t
- Stahlmasse in Fuß, Turm und Gondel: 1.000 t

Die Windkraftanlagen erreichen fast die Höhe des Kölner Doms.



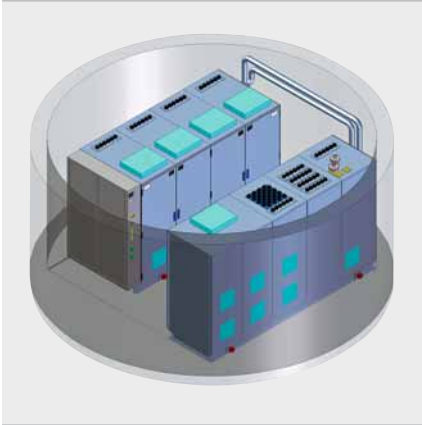
Die Umrichter befinden sich auf einer speziellen Plattform.



Stromrichter

optimalen Betriebspunkt betreiben und die Energie mit hoher Effizienz ins Stromnetz gespeist werden. Für größere Windkraftanlagen mit entsprechend hoher Leistung sind Mittelspannungs-Umrichtersysteme am besten geeignet. Die Flexibilität industrieller

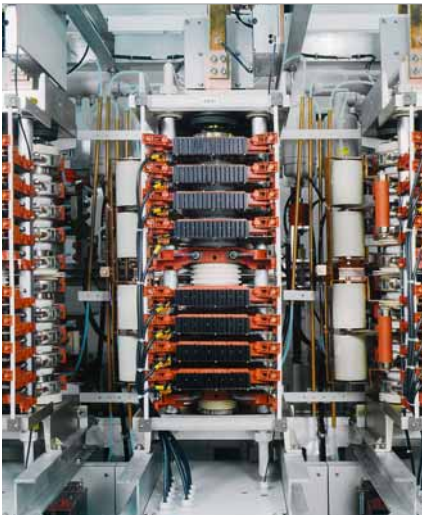
1 Der Umrichter PCS 6000 kann im Turm der Anlage untergebracht werden.



2 Der Mittelspannungs-Vollumrichter PCS 6000 mit Steuerschrank



3 Zweiphasiges Dreipunkt-IGCT-Modul, wie es im PCS 6000 eingesetzt wird



Vollumrichtersysteme ermöglicht eine einfache Anpassung an verschiedene Betriebsarten und Netzanforderungen. Beim Einsatz leistungselektronischer Systeme kommt es vornehmlich auf drei Faktoren an: Zuverlässigkeit, Effizienz und Kosten.

Beschreibung des Systems

Windkraftanlagen mit mehr als 2 MW Leistung sind heutzutage drehzahlvariabel. In Offshore-Anwendungen, bei denen es auf einen geringen Wartungsaufwand ankommt, werden bevorzugt Generatoren mit Permanentmagneterregung eingesetzt. Diese Lösung erfordert einen Vollumrichter und zeichnet sich besonders im Teillastbetrieb durch eine hohe Effizienz aus.

Ausgehend von der umfangreichen Erfahrung mit dieser Art von Anwendung basiert der Umrichter auf einem industriellen Standarddesign, dessen einfache Bauweise dabei hilft, die Zuverlässigkeit der neuen Generation von Windkraftanlagen durch niedrigere Ausfallraten zu steigern.

Der Umrichter PCS 6000 basiert auf modularen leistungselektronischen Bausteinen (Power Electronics Building Blocks, PEBB) aus Hochleistungshalbleitern, die den Bau äußerst kompakter Umrichter ermöglichen. Für 5-MW-Windkraftanlagen hat ABB einen Vierquadrantenumrichter auf Basis des PCS 6000 mit Standard-IGCT-Technologie (Integrated Gate-Commutated Thyristors) entwickelt. Der gesamte Umrichter basiert auf einer PEBB-Plattform, einer Steuerungsplattform und einer Mechanikplattform. Dies bietet entscheidende Vorteile hinsichtlich Kosten, Qualität und Zuverlässigkeit. Der PCS 6000 Wind vereint zwei NPC-Phasen (Neutral Point Connected) und erreicht eine hohe Leistungsdichte – ein wichtiger Faktor für Umrichter, die im Inneren einer Windkraftanlage untergebracht werden. **1** zeigt den 5-MW-Umrichter vom Typ PCS 6000 im Turm einer Offshore-Anlage.

Der PCS 6000 Wind benötigt mit allen erforderlichen Hilfseinrichtungen wie Wasserkühlung, Netzfilter und dU/dt -Filter für den Generator nur eine Plattform im Turm. Dank seines äußerst kompakten Designs ist er von allen Seiten aus für Wartungsarbeiten zugänglich. Die Steuerung des Umrich-

tersystems erfolgt über den Controller AC 800PEC von ABB¹). Alle Mess- und Steuerverbindungen vom Leitsystem in den Mittelspannungsschalterschrank sind mithilfe von Glasfaserkabeln isoliert. Dabei ist für die Kommunikation zwischen dem Steuerungssystem des PCS 6000 und dem Schrank für die Hilfssysteme wie Kühlung und Filter nur ein Kabelpaar erforderlich. Auf diese Weise bleibt das System unempfindlich gegenüber elektromagnetischen Störungen. Die gemäß IP54 gekapselten Schaltschränke gewährleisten auch bei Kondensation innerhalb des Turms eine hohe Langlebigkeit. Außerdem wurde bei der Konstruktion sämtlicher Komponenten auf eine hohe Schwingungsfestigkeit geachtet. Um die Sicherheit des Wartungspersonals zu gewährleisten, verfügt der Umrichter über einen Erdungsschalter sowie ausfallsichere Türverriegelungen. Das PEBB-Konzept bietet deutliche Vorteile im Hinblick auf die Wartungsfreundlichkeit **3**. So können die Bauteile schnell und bequem ausgetauscht werden, ohne dass Sammelschienen oder Kühlleitungen getrennt werden müssen. Die Doppelbaugruppe lässt sich einfach durch Lösen einer Feder öffnen, dann können die IGCTs durch Spreizen der Kühlkörper mit einem Werkzeug entnommen werden **4**. Der PCS 6000 Wind kommt sogar ohne Sicherungen aus, denn das intelligente Schutzsystem verhindert mechanische Schäden und die Bildung von Lichtbögen durch defekte Halbleiter. Dies ist insbesondere für Offshore-Anlagen von Vorteil, da diese aufgrund des Wetters manchmal für mehrere Tage unzugänglich sind.

Fußnote

¹ Siehe auch „Mustergültig“, ABB Technik 2/2006, S. 62–65.

4 IGCT für einen 9-MVA-PEBB

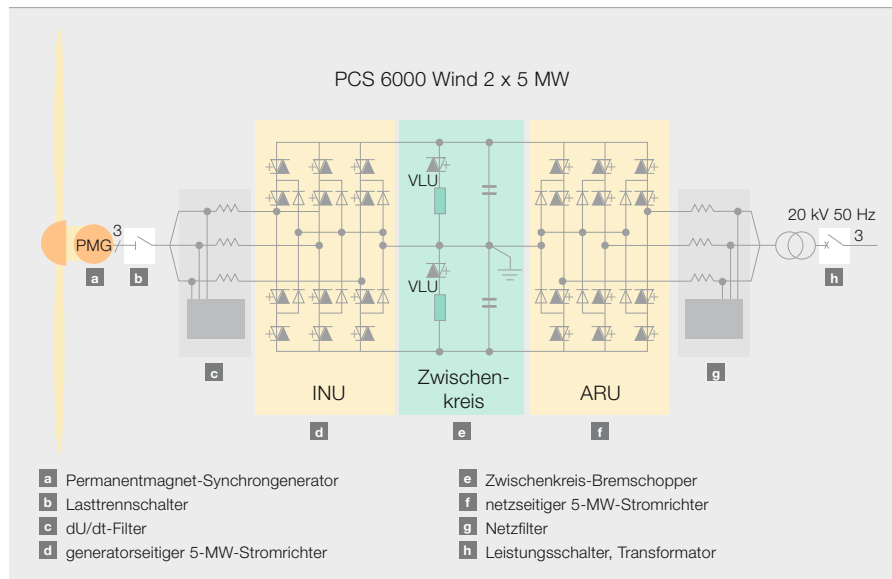


Blick in den Umrichter

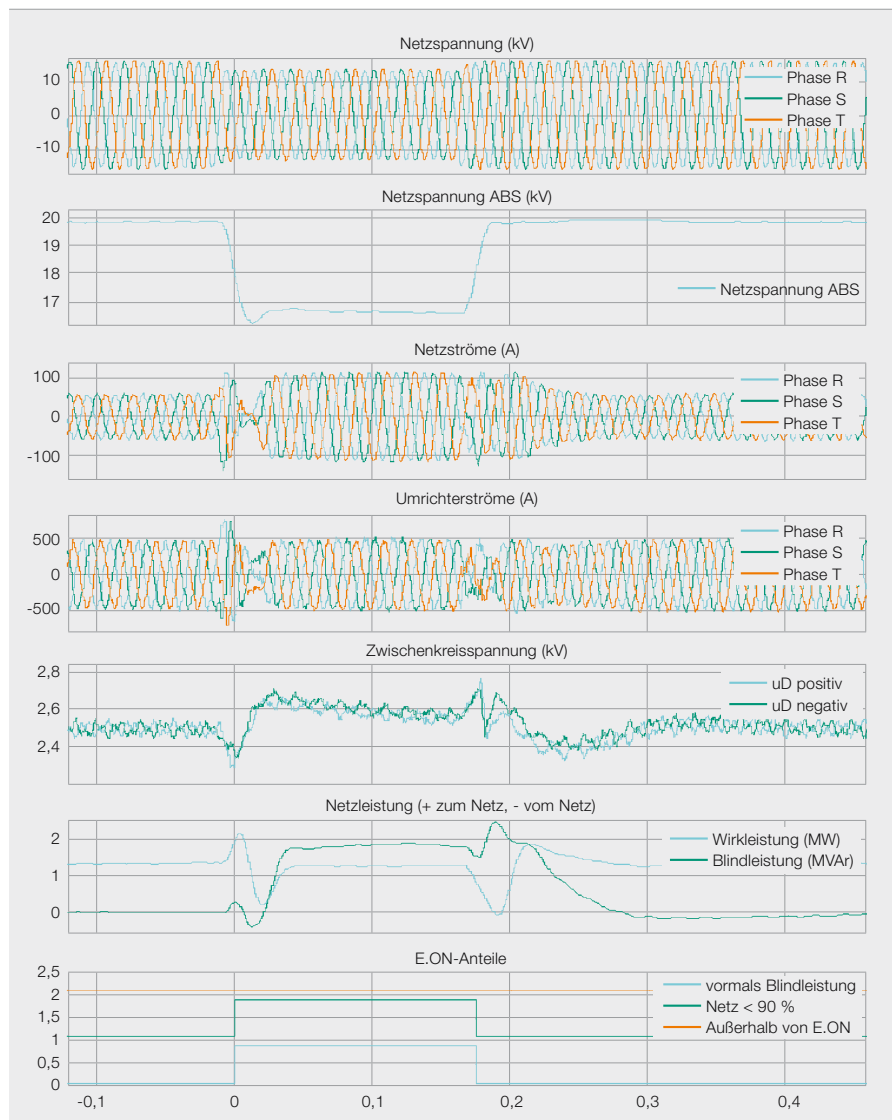
Die Hauptbestandteile des Umrichters sind die beiden Stromrichtermodule, die über den Gleichstrom-Zwischenkreis miteinander verbunden sind. Hinzu kommen Hilfsschaltkreise wie der Netzfilter-Schaltkreis und das generatorseitige Flankenfilter. Industrielle Mittelspannungsumrichter verfügen üblicherweise über Dreipunkt-Wechselrichter. Der Transformator kann so ausgelegt werden, dass er dem Spannungsanstieg (dU/dt) der schaltenden IGCTs problemlos standhält. Allerdings ist ein Netzfilter erforderlich, dessen Hauptaufgabe darin besteht, die Oberschwingungsströme so weit zu begrenzen, dass auch bei sehr schwachen Netzen die Anforderungen der IEEE 519-1992 erfüllt werden können. Mit einem erweiterten Filter kann außerdem die deutsche VDEW-Richtlinie erfüllt werden. Beim Netzfilter handelt es sich um ein LC-Filter mit einem speziellen Dämpfungskreis für die Oberschwingungen der untersten Ordnung. Auf der Generatorseite begrenzt ein kleines dU/dt -Filter den Spannungsanstieg an den Generatorklemmen.

5 zeigt das Prinzipschaltbild des Dreipunkt-Vierquadrantenumrichters. Der vom Generator erzeugte Strom wird von der generatorseitigen Stromrichtereinheit (Inverter Unit, INU) in den Gleichstrom-Zwischenkreis gleichgerichtet und von dort über die netzseitige Stromrichtereinheit (Active Rectifier Unit, ARU) in das Netz eingespeist. Der Zwischenkreis ist durch einen Spannungsbegrenzer (Voltage Limiter Unit, VLU) geschützt, der einen unterbrechungsfreien Weiterbetrieb der Anlage bei Netzstörungen (Ride-Through) gewährleistet. Auf diese Weise werden Drehmomentschwankungen bei Netzstörungen verhindert. Im Normalbetrieb befinden sich zwei Halbleiterschalter pro Phase ständig im Sperrzustand. So kann mit denselben Elementen die doppelte Zwischenkreisspannung eines Zweipunkt-Umrichters erreicht werden. Verglichen mit einer Reihenschaltung der Elemente bietet die Dreipunkt-Konfiguration erhebliche Vorteile: Die Nullpunktioden garantieren eine gleichmäßige Aufteilung der Spannung zwischen den beiden IGCTs im Sperrzustand, ohne dass hierzu spezielle Netzwerke zur Spannungsaufteilung erforderlich

5 Prinzipschaltbild des Dreipunkt-Vierquadrantenumrichters



6 Flickeraufzeichnung bei E.ON mit dem ABB DIAS-System



Stromrichter

sind. Zusätzlich kann das Nullpunkt-potenzial auf die Ausgangsklemmen geschaltet werden, was zu kleineren Spannungsschritten am Ausgang und einer geringeren Stromwelligkeit führt. Im Vergleich zu einem Zweipunkt-Umrichter mit der gleichen durchschnittlichen Schaltfrequenz der IGCTs ist die Welligkeit viermal geringer. Dadurch wird auch die Drehmomentwelligkeit auf der Generatorseite und damit die Belastung des Planetengetriebes deutlich reduziert.

Vorteile der PCS 6000 4Q-Topologie

Der ABB-Vollumrichter für Windkraftanlagen basiert auf dem Vierquadrantenkonzept (4Q-Konzept), d. h. prinzipiell ist ein bidirektionaler Leistungsfluss möglich. Da die Anwendung an sich keinen bidirektionalen Leistungsfluss erfordert, könnte der generatorseitige Umrichterteil auch als unidirektionale Einheit ausgeführt werden. Vor der Aufstellung der Windkraftanlage werden Getriebe und Generator umfassend getestet. Dabei startet der PCS 6000 den Generator als Motor und treibt über den Mitnehmerring das Getriebe an, während er gleichzeitig die Generatorwicklungen zur Erwärmungsprüfung mit Blindstrom versorgt. Während dieser Werksprüfungen werden alle wichtigen Schutz-

und Kühlsysteme getestet und eingestellt. Mithilfe des bidirektionalen Leistungsflusses kann der Rotor exakt in die Stellung gebracht werden, in der er mithilfe der hydraulischen Bremse fixiert werden kann, um eine Untersuchung der Rotorblätter oder der Blattwinkelverstellung zu ermöglichen. Hierbei ermittelt das übergeordnete Leitsystem die gewünschte Position für den Rotor und kommuniziert über das PROFIBUS-Protokoll mit dem Controller des Umrichters. Der PCS 6000 kann den Rotor auch bei starkem Wind gleichmäßig und mit hoher Präzision in die gewünschte Stellung bringen.

Geber sind bekannt für ihre Störanfälligkeit. Um einen geringen Wartungsaufwand und eine hohe Verfügbarkeit zu gewährleisten, arbeitet der PCS 6000 Wind ohne Geber. Eine besondere Eigenschaft ist seine Sanftanlassroutine für den Haupttransformator: Zunächst wird der Zwischenkreis des PCS 6000 über eine kleine Vorladeeinheit aufgeladen, um die Nennspannung des Zwischenkreises zu erreichen. Dann erhöht die netzseitige Stromrichtereinheit (ARU) die Spannung langsam und synchronisiert den Transformator mit dem Netz, ohne Einschaltstromstöße zu verur-

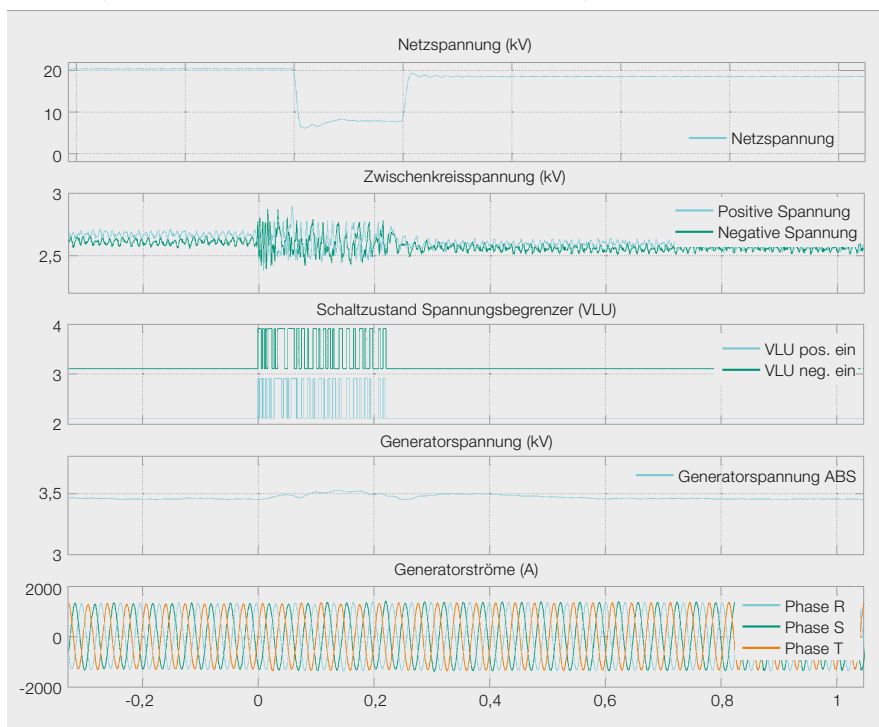
sachen. So können große Transformatoren mit schwachen Stromnetzen verbunden und Spannungseinbrüche aufgrund von direkt geschalteten Transformatoren in einem Windpark verhindert werden. Ein weiterer wichtiger Vorteil des Vollumrichters ist die Möglichkeit zur Einspeisung von Blindleistung ins Netz. Zusätzliche Einrichtungen zur Blindleistungskompensation, wie sie bei herkömmlichen Windkraftanlagen mit doppelt gespeisten Induktionsgeneratoren benötigt werden, sind nicht erforderlich. Der PCS 6000 Wind ist in der Lage, zur Regelung der Spannung am Netzanschlusspunkt Blindleistung einzuspeisen und aufzunehmen.

Netzanschlussregeln

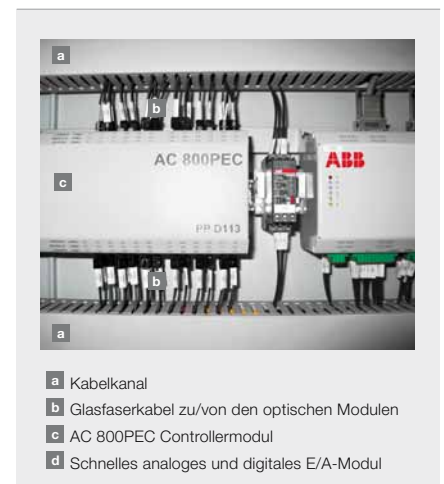
Der PCS 6000 Wind gewährleistet auch bei Netzstörungen einen kontinuierlichen Betrieb. Die schnelle, dynamische Spannungsregelung bei symmetrischen und unsymmetrischen Netzstörungen ist eine Funktion des PCS 6000, die zur Erfüllung der Netzanschlussregeln (Grid Codes) erforderlich ist. **8** zeigt einen real gemessenen Spannungseinbruch beim Betrieb eines Prototyps der Multibrid M5000 Windkraftanlage in Bremerhaven.

Bei extremen Netzstörungen muss der Vollumrichter zur Unterstützung des Netzes 100% des Blindstroms bereitstellen. In diesem Fall kann die netzseitige Stromrichtereinheit (ARU) die Wirkleistung vom Generator nicht ins Netz einspeisen, denn dies würde zu

7 Wirkungsweise des Bremschoppers bei extremen Netzstörungen



8 Controller AC 800PEC mit Glasfaserverbindungen



einer Überspannung im Zwischenkreis des Umrichtersystems und zu einer Entlastung des Generators durch normale Schutzfunktionen führen. Der PCS 6000 Wind verfügt über einen Spannungsbegrenzer (Bremschopper), der in der Lage ist, die Wirkleistung während einer Netzstörung so abzuführen, dass die Anlage ohne Beeinträchtigung weiterlaufen kann **7**. Am Generator kommt es dabei zu keinerlei Schwankungen des Stroms (wobei der Strom als Indikator für das tatsächliche Lastdrehmoment dient).

Das Leitsystem des PCS 6000

Der Controller des PCS 6000 erhält Start-/Stoppsignale über eine digitale PROFIBUS-Verbindung vom Anlagencontroller (Master/Slave-System). Die Drehmomentbefehle an den Permanentmagnet-Synchrongenerator (PMSG) basieren auf Drehzahlmessungen mit einer Aktualisierungsrate von mindestens 10 ms. Die Kommunikation zwischen dem Master-Controller in Form einer standardmäßigen industriellen SPS (speicherprogrammierbaren Steuerung) und dem AC 800PEC-Controller des Umrichters erfolgt über eine serielle Verbindung **8**.

Die netzseitige Stromrichtereinheit (ARU) muss in der Lage sein, die Maschine über die gesamte Leistungskurve hinweg mit maximalem Drehmoment pro Ampere zu betreiben, bis die Spannung an den Generatorklemmen den Grenzwert der ARU erreicht. Von diesem Punkt an muss die ARU die Klemmenspannung begrenzen, während die Maschine weiter der Leistungskurve folgt. Die generatorseitige Stromrichtereinheit (INU) liefert Wirkleistung an das Netz und reguliert die Gleichspannung. Um dies zu erreichen, ist eine feldorientierte Regelungsstrategie ohne Positionssensoren für den Rotor vorgesehen. Dieser sensorfreie Algorithmus basiert auf einem Phasenregelkreis (Phase-Locked Loop, PLL), der die interne elektromotorische Kraft (EMK) bzw. die Gegen-EMK des Generators in Phase und Frequenz mit dem Fluss des Permanentmagneten synchronisiert. Dabei dienen die Generatorströme als

9 Fernzugriff auf das PCS 6000 Umrichtersystem per Internet



Istwerte und die Steuerausgänge (zum Modulator) als dreiphasige Sollwerte für die Statorklemmenspannung. Die Stromversorgung des Leitsystems und aller wichtigen E/A-Platinen ist bei einem Ausfall der Hilfsversorgung durch eine unterbrechungsfreie Gleichstromversorgung gesichert. Der Controller des PCS 6000 ist auf lange Stromausfälle vorbereitet. Der AC 800PEC erkennt die nach einem langen Stromausfall auftretende Kondensation und startet von dem Anfahren der Anlage eine Entfeuchtungsroutine.

Wartung und Instandhaltung

Die wichtigsten Qualitäten eines Leistungsumrichters sind Zuverlässigkeit und Wartungsfreundlichkeit – auch in einer schwierigen Offshore-Umgebung. Zur Überwachung und Unterstützung des Umrichtersystems aus der Ferne verfügt der PCS 6000 Wind über anerkannte Softwaretools wie das intelligente Diagnostic Information Analysis System (DIAS) von ABB, das es ABB-Servicemitarbeitern ermöglicht, lokalen Wartungsteams hochwertige Unterstützung zu bieten **9**. Bei einer Störung zeichnet der AC 800PEC alle wichtigen Signale sowie den Zustand des Umrichters mit einem Zeitstempel auf. Diese Daten können von den ABB-Mitarbeiter mithilfe des integrierten Transientenrecorders analysiert werden, der Ereignisse aus der Ferne aufzeichnet und dem Personal vor Ort direkte Unterstützung bietet. Darüber hinaus bietet eine übersichtliche Mensch-Maschine-Schnittstelle (MMS) einen Überblick über den PCS 6000. Störungsberichte können automatisch per E-Mail an ABB oder

die Wartungsteams des Kunden gesendet werden.

Die nächste Generation von Windkraftanlagen

Während Windkraftanlagen mit bis zu 5 MW bereits in Serie gefertigt werden, befinden sich Anlagen mit noch höherer Leistung in der Entwicklung oder liegen bereits als Prototypen vor. Es wird erwartet, dass die Anlagen der Zukunft zwischen 7 und 10 MW leisten. Die meisten Anlagen der nächsten Generation werden voraussichtlich in großen Windparks vor der Küste

oder in dünn besiedelten Gebieten installiert. Hierbei gelten andere Anforderungen an die Steuerung als bei herkömmlichen Anordnungen. Zudem werden die heutigen Windkraftanlagen so betrieben, dass sie auch bei böigen Windverhältnissen so viel Energie wie möglich ins Netz einspeisen. Ein Offshore-Windpark wird wie ein großes Kraftwerk betrachtet. Fällt zum Beispiel die Netzfrequenz ab, müssen die Windkraftanlagen die Leistung beibehalten, um das Netz zu unterstützen. Eine weitere mögliche Anforderung ist die Begrenzung der erzeugten Leistung auf einen Wert unterhalb des tatsächlichen Maximums. Außerdem müssen die Anlagen auch bei Wiedereinschaltungen nach Kurzschlüssen im Netz in Betrieb bleiben. ABB ist es gelungen, zuverlässige und effiziente Mittelspannungs-Umrichter-technologie auf die besonderen Anforderungen der Windenergiebranche anzuwenden. Die Kombination aus leistungsfähiger Hardware und einer flexiblen Steuerungstopologie, unterstützt von fortschrittlichen Simulationsverfahren, eignet sich hervorragend für die Integration der größten Windkraftanlagen in Stromnetze mit anspruchsvollen Anschlussbedingungen. Und für den Fall, dass in Zukunft noch höhere Leistungen gefragt sind, bietet ABB Mittelspannungsumrichter für bis zu 14 MVA.

Markus Eichler

ABB Automation Products
Turgi, Schweiz
markus.eichler@ch.abb.com

Effiziente Nutzung der Windkraft

Netzanbindung von Offshore-Windparks mit HVDC Light®

Ambra Sannino, Peter Sandeberg, Lars Stendus, Raphael Görner

Die Windkraft ist heute eine der wichtigsten erneuerbaren Energiequellen. Ende 2007 betrug die weltweit installierte Leistung insgesamt 94 GW bei einem Offshore-Anteil von nur 1 GW. In den kommenden fünf Jahren wird allerdings ein Anstieg von über 1 GW pro Jahr erwartet, wovon der größte Teil auf etwa 100 in Europa geplante Offshore-Windparks entfällt. Da viele dieser Anlagen recht weit von der Küste entfernt in einer extrem rauen Umgebung entstehen, sind bei deren Konstruktion, Bau und Betrieb besondere Fertigkeiten gefragt.

Mit über 20 Jahren Erfahrung in der Windenergiebranche verfügt ABB über umfassende Kenntnisse sowohl im Bereich der Windkraftanlagen als auch der Stromnetze. Auf der Basis dieses Wissens hat das Unternehmen ein detailliertes Konzept zur Anbindung des größten und am weitesten von der Küste entfernten Offshore-Windparks der Welt an das deutsche Stromnetz entwickelt. Zum ersten Mal kommt dabei die innovative und umweltfreundliche HVDC Light®-Technologie von ABB in einer solchen Anwendung zum Einsatz.



Ende 2007 lag der europäische Anteil an der weltweit installierten Windkraftleistung von 94 GW noch bei über 56 GW **2**. In den letzten Jahren haben sich jedoch die USA und China zu den größten Märkten für Windkraftanlagen entwickelt. So wurden allein in den USA im Jahr 2006 rund 2,5 GW und 2007 sogar über 5 GW installiert. China, das bis vor Kurzem fast keine Windkraftanlagen besaß, entwickelte sich 2007 mit über 3 GW zum zweitgrößten Markt. Laut einiger Prognosen [1] wird sich die installierte Leistung in den USA und Asien bis zum Jahr 2012 verdreifachen **3**. In Europa wird bis 2012 immerhin eine Verdopplung der Leistung erwartet, was teilweise auf den Austausch älterer Windkraftanlagen gegen größere und effizientere Anlagen zurückzuführen ist.

Mit einer installierten Leistung von etwas mehr als 1 GW (Stand Ende 2007), die sich größtenteils auf einige wenige europäische Länder konzentriert **1**, ist der Offshore-Anteil am weltweiten Windenergiemarkt relativ gering. Hier wird in den nächsten fünf Jahren ein Anstieg von über 1 GW pro Jahr erwartet, der angesichts des geplanten Baus großer Windparks vor der deutschen Küste in den Jahren 2011/2012 noch deutlich zunehmen wird.

Offshore vs. Onshore

Generell ist die erforderliche elektrische Infrastruktur beim Bau von Offshore-Anlagen umfangreicher als bei Windparks an Land. Zudem sind die Auslegung und die Installation der elektrischen Anlagen aufgrund der rauen Umgebung und der hohen Anforderungen an die Zuverlässigkeit

wesentlich anspruchsvoller. Hinzu kommt, dass Austausch- und Reparaturarbeiten in der Regel recht teuer und witterungsabhängig sind.

In Offshore-Projekten werden normalerweise größere Windkraftanlagen eingesetzt, die nicht selten über 500 m voneinander entfernt errichtet werden müssen. Verbunden werden die Anlagen über ein Unterwasser-Mittelspannungskabelnetz (oft 24 oder 36 kV AC), in dem der Strom gesammelt und anschließend zu einem geeigneten Anschlusspunkt an das Landnetz übertragen wird. Je nach Größe des Parks und Entfernung zur Küste kann dies mit Mittel- oder Hochspannung (z. B. 130 kV AC) erfolgen. Für große, weit vor der Küste gelegene Parks ist die Wechselstromübertragung aufgrund der hohen Kabelkapazität jedoch nicht geeignet. In diesem Fall wäre bereits die gesamte Übertragungskapazität der Verbindung erforderlich, um das Kabel aufzuladen, und der eigentliche Transport elektrischer Leistung somit unmöglich. Bei der Hochspannungs-

Gleichstromübertragung (HGÜ) entfällt dieses Problem, und für die Anbindung großer Windparks an das Übertragungsnetz über eine Entfernung von 50 bis 100 km bietet sich die „HVDC Light“ HGÜ-Technologie von ABB als geeignete Lösung an.

Was ist HVDC Light?

HVDC Light basiert auf Spannungszwischenkreis-Umrichtern (Voltage Source Converters, VSCs) mit in Reihe geschalteten Leistungstransistoren. Damit lassen sich die Umrichter in der Lage, Spannungen zu bewältigen, die zuvor unerreichbar waren. Diese Technologie eignet sich zur Energieübertragung und Blindleistungskompensation sowie zur Kompensation von Oberschwingungen und Flicker.

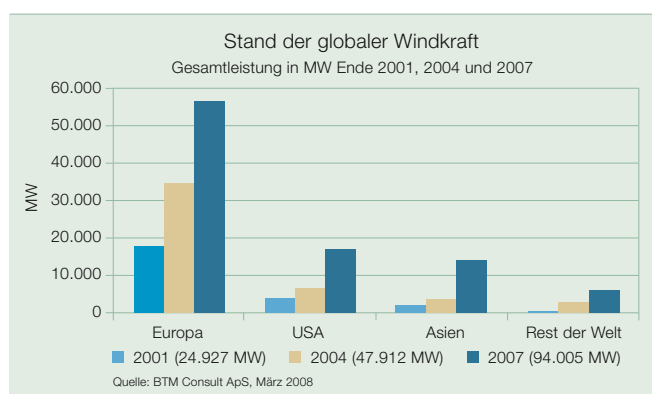
Eine HVDC Light-Station umfasst den Umrichter, AC- und DC-Schaltfelder, Filter und ein Kühlsystem **4**, **5**. Der HVDC Light-Umrichter basiert auf einer Zweipunktbrücke mit einem geerdeten Kondensator am Mittelpunkt, der dafür sorgt, dass während des stationären

1 Weltweit installierte Offshore-Windkraft (2006 und 2007)

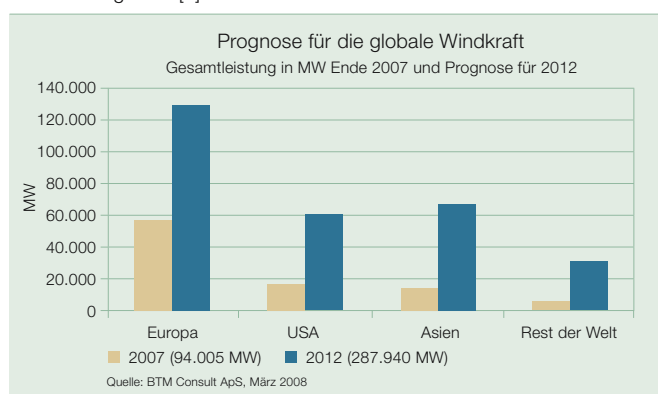
Land	Installierte MW 2006	Gesamt MW 2006	Installierte MW 2007	Gesamt MW 2007
Dänemark	0	397,9	0	397,9
Irland	0	25	0	25
Niederlande	108	126,8	0	126,8
Schweden	0	23,3	110	133,3
UK	90	304	90	394
Gesamtleistung weltweit	198	877	200	1077

Quelle: BTM Consult ApS, März 2008

2 Installierte Windkraftleistung Ende 2001, 2004 und 2007 [1]



3 Installierte Gesamtleistung Ende 2007 und bis 2012 nach Regionen [1]



Stromrichter

und dynamischen Betriebs nur äußerst niedrige Erdströme induziert werden. Dies ist ein wichtiges Merkmal für den Einsatz eines HGÜ-Systems in einer Offshore-Umgebung, da für diese Art der Installation keinerlei Kathodenschutz erforderlich ist.

Bei der VSC-basierten HGÜ wird der sinusförmige Spannungsverlauf durch Pulsweitenmodulation (PWM) erzeugt **6**. Damit kann die Höhe und Phase der Spannung innerhalb der systembedingten Grenzen frei und nahezu ohne Verzögerung geregelt werden. Dies ermöglicht eine unabhängige und schnelle Regelung der Wirk- und Blindleistung bei geringen Oberschwingungen auch in schwachen Netzen. Üblicherweise regelt jede Station ihren Blindleistungsbeitrag – sowohl induktiv als auch kapazitiv – unabhängig von der anderen Station. Die Wirkleistung kann stufenlos und nahezu verzögerungsfrei von „volle Leistungsabgabe“ bis „volle Leistungsaufnahme“ geregelt werden. Allerdings muss der Wirkleistungsfluss durch das HGÜ-System ausgeglichen sein¹⁾. Besteht ein Unterschied zwischen Leistungsaufnahme und Leistungsabgabe, kommt es zu einem schnellen Anstieg bzw. Abfall der Gleichspannung. Der Ausgleich wird nicht durch Telekom-

munikation, sondern einfach mithilfe von DC-Spannungsmessungen erreicht: Eine Station regelt die Gleichspannung durch Anpassung ihrer Leistung, während die andere die übertragene Leistung innerhalb der Kapazitätsgrenzen des HVDC Light-Systems beliebig anpasst.

Aus Systemsicht wirkt der VSC wie ein trägheitsfreier Motor bzw. Generator, der die Wirk- und Blindleistung nahezu verzögerungsfrei regeln kann. Außerdem trägt er nicht zur Kurzschlussleistung bei, da der Wechselstrom regelbar ist.

Integration von Offshore-Windparks

Eine HVDC Light-Umrichterstation kann eine Spannung mit beliebig regelbarer Amplitude und Phase erzeugen. Diese Eigenschaft ist besonders beim Hochfahren eines Offshore-Netzes nützlich. Zu Beginn kann der Umrichter in der Offshore-Station als Generator im Frequenzregelungsmodus verwendet werden, um eine Wechselspannung mit der gewünschten Amplitude und Frequenz zu erzeugen. Diese wird gleichmäßig erhöht, um transiente Überspannungen und Einschaltströme zu verhindern. Die Windkraftanlagen werden automatisch mit dem Offshore-Netz verbunden,

wenn für eine bestimmten Zeit die korrekte Wechselspannung erkannt wurde.

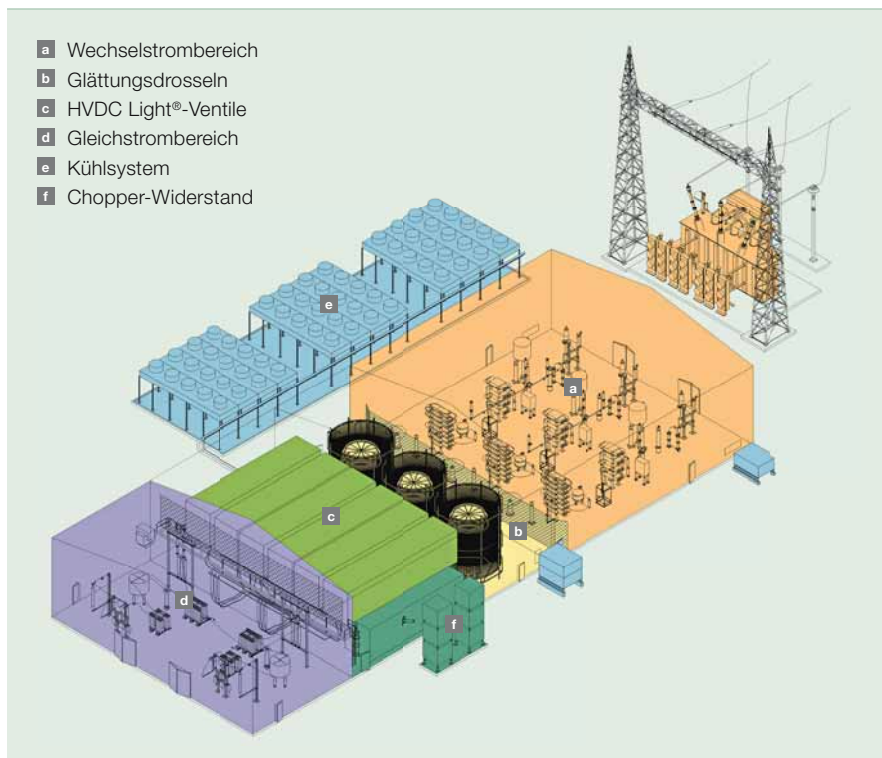
Diese Funktionalität kann mit der klassischen thyristorbasierten HGÜ nicht realisiert werden, da hier eine starke Leitungsspannung für die Kommutierung der Thyristoren erforderlich ist. Um dies zu umgehen, muss das Übertragungssystem auf der Windparkseite über einen Hilfsgenerator, einen Phasenschieber oder einen statischen synchronen Kompensator (STATCOM) verfügen, die nicht nur sperrig, sondern auch teuer sind.

Auf ähnliche Weise kann eine HVDC Light-Verbindung auch zur Netzwiederherstellung nach einem Blackout genutzt werden. Bei einem Blackout trennt sich der Umrichter automatisch vom Netz und arbeitet mit „Eigenbedarfsleistung“ weiter. Dies ist möglich, weil der Stromrichtertransformator mit einer speziellen Hilfswicklung ausgestattet ist, die die Umrichterstation versorgt. Falls erforderlich, kann der Umrichter auch manuell im Schwarzstartmodus hochgefahren werden²⁾.

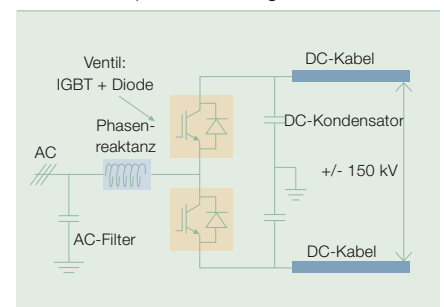
Einhaltung strenger Netzanschlussregeln

Mit zunehmendem Anteil der Windkraft an der weltweiten Stromerzeu-

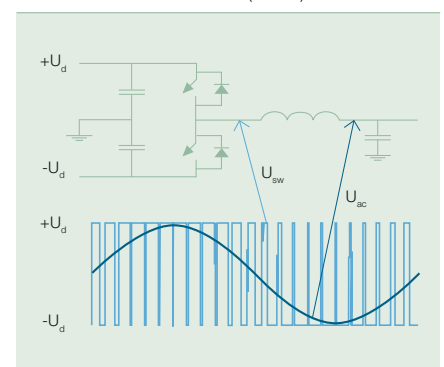
4 HGÜ-Umrichterstation



5 Das Prinzip von HVDC Light®



6 Pulsweitenmodulation (PWM)



gung werden auch die Regeln für den Netzanschluss (der sog. Grid Code)³⁾ immer strenger. Die meisten aktuellen Regelwerke fordern sogenannte „Ride-Through“-Fähigkeiten bei Störungen oder Spannungsabfällen. Das bedeutet, dass eine Windkraftanlage bzw. ein Windpark in der Lage sein muss, plötzliche Spannungsabfälle auf 15 % (und in manchen Fällen sogar 0 %) der nominalen Netzspannung bis zu 150 ms lang zu überstehen. Es wird erwartet, dass in Zukunft auch entsprechende Anforderungen an das Frequenzverhalten gestellt werden (d. h. die Ausgangsleistung des Windparks soll erhöht werden, wenn die Netzfrequenz sinkt und umgekehrt). Bei einem über eine HVDC Light-Verbindung angeschlossenen Windpark kann die Frequenzregelung über eine Telekommunikationsverbindung realisiert werden, über die auch die momentane Hauptnetzfrequenz sowie andere Variablen zwischen dem Stromnetz und dem Windpark übermittelt werden. Da sich die Amplitude, Frequenz und Phase der Spannung im Windparknetz vollständig vom VSC regeln lassen, kann die Hauptnetzfrequenz ohne nennenswerte Verzögerung auf das Windparknetz „gespiegelt“ werden.



Sinkt die Spannung im Hauptnetz, wird die Leistungsübertragungskapazität aufgrund der Strombegrenzung des als Wechselrichter fungierenden VSC um einen ähnlichen Anteil reduziert. In einem „normalen“ HVDC Light-System, das zwei Übertragungsnetze miteinander verbindet, wird in einem solchen Fall die Eingangsleistung des als Gleichrichter fungierenden VSC durch Regelung des Stroms mithilfe eines geschlossenen Regelkreises sofort gesenkt. Wird jedoch in einem relativ schwachen Windparknetz die Eingangsleistung des gleichrichtenden VSC rasch gesenkt, kann dies zu einem starken Spannungsanstieg im Windparknetz führen, was wiederum die Abschaltung des VSC und/oder der Windkraftanlagen zur Folge hat. Eine mögliche Lösung besteht darin, den Anlagen über die Netzspannung des Windparks zu signalisieren, dass ihre Ausgangsleistung so schnell wie möglich gesenkt werden sollte. Aufgrund der niedrigen Gleichstromkapazität kann die Gleichspannung bei einer Unterbrechung des Leistungsflusses jedoch innerhalb von 5–10 ms auf einen unzulässig hohen Wert ansteigen (z. B. 30 % Überspannung, was dem Auslösewert der Schutzeinrichtungen entspricht). Deshalb müssen die Anlagen in der Lage sein, einen solchen Zustand zu erkennen und ihre Ausgangsleistung innerhalb dieses Zeitfensters zu senken. Alternativ kann auch ein Gleichstrom-Chopper⁴⁾ eingesetzt werden, um die überschüssige Energie abzuführen, die nicht vom als Wechselrichter fungierenden VSC übertragen werden kann. So kommt es zu keiner abrupten Veränderung der Ausgangsleistung, und die auf die Windkraftanlagen wirkende Störung wird minimiert.

Die Senkung der Ausgangsleistung der Windkraftanlagen gilt als relativ schnelle und wirksame Methode, die natürlich von der Reaktion der Anlagen auf Spannungsschwankungen abhängt. Ein Gleichstrom-Chopper hingegen ist eine robustere Lösung, da er unabhängig vom Anlagentyp immer gleich funktioniert. Hinzu kommt, dass eine HVDC Light-Verbindung mit einem Chopper das Windparknetz von der Störung und anderen transienten Vorgängen im Hauptnetz entkoppelt, was die mechanische Belastung der Anlagenkomponenten reduziert. Diese

innovative Lösung liefert ABB an den deutschen Stromanbieter E.ON zur Anbindung eines der größten Offshore-Windparks der Welt.

NordE.ON 1: der erste seiner Art

Der Standort von „Borkum 2“, dem ersten kommerziellen Offshore-Windpark-Cluster in Deutschland, liegt ca. 130 km vor der Nordseeküste. Hierbei handelt es sich um den ersten Offshore-Windpark, der über eine HGÜ-Verbindung mit dem Landnetz verbunden wird. Diese moderne, umweltfreundliche Technologie mit sehr schwachen elektromagnetischen Feldern, ölfreien Kabeln und kompakten Umrichterstationen ermöglicht eine Senkung der Übertragungsverluste um bis zu 25 %. Die zunächst für 400 MW ausgelegte Verbindung ist ein wichtiger Beitrag zu der von der Bundesregierung angestrebten Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien von derzeit 15 % auf 25-30 % bis zum Jahr 2030. Die Netzanbindung soll nach einer Bauzeit von nur 24 Monaten im September 2009 in Betrieb gehen.

Die dazugehörige Offshore-Plattform ist in **7** dargestellt. Der Wechselstrombereich umfasst die Transformatoren, Leistungsschalter und Oberschwingungsfilter. Bei den HVDC Light-Transformatoren sind im Vergleich zu Standard-Leistungstransformatoren dieser Größe nur geringfügige konstruktive Anpassungen erforderlich, da der Oberschwingungsfilter die elektrischen Störungen vom Umrichter nahezu vollständig beseitigt. Die Glättungsdröseln dienen zur Filterung und spielen außerdem eine wichtige Rolle als Reaktanz für die Regelung des HVDC Light-Systems. Die Gleichrichtung des

Fußnoten

- ¹⁾ Das heißt, die von der Gleichstromverbindung abgegebene Wirkleistung muss der aufgenommenen Wirkleistung abzüglich der Verluste im HVDC Light-System entsprechen.
- ²⁾ Die Übertragungsverbindung kann aus einem leistungslosen Zustand ohne Stromerzeugung durch die Windkraftanlagen auf der Offshore-Seite hochgefahren werden.
- ³⁾ Dies sind die Regeln der Übertragungsnetzbetreiber für den Anschluss von Windparks an das Stromnetz.
- ⁴⁾ Ein Chopper ist ein Widerstand im Gleichstromkreis mit hoher Energieaufnahmefähigkeit, der bei Netzstörungen die überschüssige Energie abführt, wenn keine Leistungsübertragung möglich ist.

Stromrichter

Wechselstroms erfolgt mithilfe von HVDC Light-Ventilen. Für jede Phase gibt es zwei Container, in denen die IGBT-Ventile, Gleichstromkondensatoren und Durchführungen untergebracht sind. Das redundant ausgeführte, fortschrittliche Schutz- und Leittechniksystem MACH 2™ ist in zwei Containern unterhalb der Ventile untergebracht. Im Gleichstrombereich findet die Anbindung der Kabel statt. Vor hier aus geht es über 128 km Seekabel und 74 km Erdkabel zur anderen HVDC Light-Umrichterstation. Eine Kühlanlage sorgt für die richtige Betriebstemperatur der HVDC Light-Ventile. Der Chopper-Widerstand ermöglicht eine schnelle Reduktion der Wirkleistung bei Störungen im Wechselstromnetz.

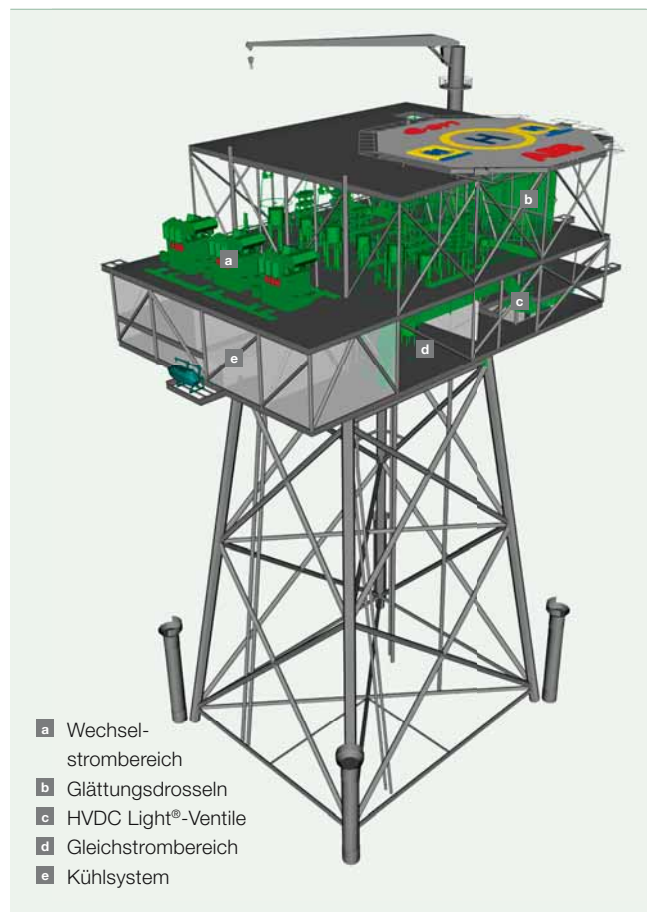
Zukunftsansichten für Windparks mit HGÜ-Anbindung

Die Leistungsfähigkeit von Umrichtersystemen für Windkraftanlagen hat sich im Laufe der Jahre deutlich verbessert.

Sie ermöglichen die Anbindung von Windkraftanlagen an Übertragungsnetze und helfen, Lastspitzen in der Stromerzeugung abzufangen. Dadurch, dass HVDC Light in der Lage ist, die Anlagen wirksam von Übertragungsnetz zu entkoppeln, könnten einige der Standardeinrichtungen heutiger Windkraftanlagen überflüssig werden. Dank der guten Regelbarkeit von HVDC Light und der Möglichkeit zur Optimierung des Stromnetzes innerhalb eines Windparks könnten einfachere (und somit kostengünstigere) und robustere Umrichtersysteme eingesetzt werden.

Aus der Fähigkeit von HVDC Light zur Entkopplung des Windparks ergeben sich verschiedene Möglichkeiten für das interne Netz des Windparks. Eine HVDC Light-Umrichterstation folgt normalerweise der Wechselspannung der angeschlossenen Netze. Die Höhe und Frequenz dieser Spannung werden von den Leitsystemen der Erzeugungseinheiten bestimmt. Die Offshore-Umrichterstation könnte jedoch auch zur Optimierung der Stromerzeugung im

7 Offshore-Plattform für den Windpark-Cluster „Borkum 2“



- a** Wechselstrombereich
- b** Glättungsdröseln
- c** HVDC Light®-Ventile
- d** Gleichstrombereich
- e** Kühlsystem

Windpark verwendet werden, indem sie die Netzfrequenz und -spannung gegen einen vom Windpark-Leitsystem vorgegebenen Sollwert regelt. Für den Betrieb mit variabler Frequenz an einem Ende und fester Netzfrequenz am anderen Ende ist keine zusätzliche Ausrüstung erforderlich. Allgemein gelten für Windparks die gleichen Konstruktionsprinzipien wie bei normalen Übertragungssystemen.

Auf ähnliche Weise könnte das interne Windparknetz auch für den Gleichstrombetrieb mit einer geeigneten Spannung ausgelegt werden. Dies würde eine bessere Nutzung der Kabel und geringere Verluste pro MW erzeugter Leistung bedeuten, da vor allem die Blindleistung wegfällt. Der

einzige Nachteil liegt jedoch im hohen Entwicklungsaufwand, da Gleichstromnetze mit Ausnahme einiger spezieller Anwendungen heutzutage kaum verwendet werden.

Wegbereiter für andere Projekte

Die Konstruktion, der Bau und der Betrieb eines Großkraftwerks in einer rauen Umgebung weit vor der Küste erfordert besondere Fertigkeiten und viel Erfahrung. Und um die erzeugte Energie dorthin zu transportieren, wo sie benötigt wird, bedarf es modernster Technik und innovativer Lösungen. All dies vereint die HVDC Light-Technologie von ABB. Dank dieser einzigartigen Technologie können schon bald mehrere Gigawatt an Offshore-Windenergie in Europa realisiert werden. Die bei diesem Projekt gewonnenen Erfahrungen werden zukünftigen Planern von Offshore-Windparks hoffentlich dabei helfen, die technischen und somit auch finanziellen Risiken bei der Wahl eines geeigneten

und zuverlässigen Übertragungssystems zu reduzieren.

Ambra Sannino

ABB Corporate Research
Västerås, Schweden
ambra.sannino@se.abb.com

Peter Sandeberg

Lars Stendius
ABB Power Systems
Ludvika, Schweden
peter.sandeberg@se.abb.com
lstendius@imerapower.com

Raphael Goerner

ABB AG
Mannheim, Deutschland
raphael.goerner@de.abb.com

Literaturhinweise

- [1] BTM Consult: „World Market Update 2007“, März 2008.
- [2] Wensky, D., Hanson, J., Sandeberg, P., Grünbaum, R.: „FACTS and HVDC for grid connection of large offshore wind farms“, European Wind Energy Conference EWEC, 2006
- [3] Jones, P., Westman, B.: „From generation to grid“, Renewable Energy Focus, November 2007
- [4] Stendius, L., Sandeberg, P.: „Large scale offshore wind power energy evacuation by HVDC Light“, European Wind Energy Conference EWEC, 2008

Beschleunigte Problemlösung

Ein neues Diagnosewerkzeug hilft bei der Fehlerbeseitigung in Anlagenleitsystemen
 Martin Olausson, Magnus Larsson, Jan Lagnelöv

Große Leitsysteme zur Steuerung komplexer Industrieanlagen umfassen viele Millionen Zeilen an Softwarecode und beinhalten nicht selten eine Reihe von Standard-Softwaremodulen von Drittanbietern für allgemeine Aspekte des Prozessmanagements. Sobald neue Versionen dieser Module auf den Markt kommen, werden diese vom Anlagenpersonal installiert, um das System auf dem neuesten Stand zu halten. Hinzu kommt Software, die mit dem Leitsystem direkt nichts zu tun hat. Diese Veränderungen im Softwarebestand können zu Problemen im reibungslosen Betrieb der Anlage führen.

Auch wenn die Ursache solcher Störungen im Anlagenleitsystem nicht bei ABB liegt, ist das Unternehmen dennoch für die Leistungsfähigkeit des von ihr bereitgestellten Systems verantwortlich. So sind die Serviceingenieure von ABB rund um die Uhr in Bereitschaft, um das Anlagenpersonal bei der Beseitigung von Fehlern in den Softwareinstallationen des Kunden zu unterstützen.

Die Ursache eines solchen Fehlers zu finden, ist angesichts der Komplexität der vielen miteinander kooperierenden Systeme eine langwierige Sache, und die Behebung eines Problems

erfordert mitunter eine wochenlange intensive Mitwirkung des Anlagenpersonals. Dies liegt daran, dass die sensiblen Leitsysteme aus Sicherheitsgründen nicht direkt mit dem Internet verbunden sind und eine schnelle Online-Analyse somit nicht möglich ist.

Zu Verbesserung dieser Situation hat ABB eine Reihe von intelligenten Softwaretools entwickelt, mit denen die Fehlerbeseitigung bei minimaler Mitwirkung des Anlagenpersonals von mehreren Wochen auf wenige Stunden beschleunigt werden kann.

Diagnose und Sicherheit

Angenommen, das Personal einer mit dem System 800xA von ABB betriebenen Anlage stellt eine ungewöhnlich langsame oder fehlende Interaktion mit dem System fest. Aufgrund der Dringlichkeit des Problems wendet sich das Personal Hilfe suchend an den Support von ABB. Doch ohne Zugang zum 800xA-System kann der ABB Supportingenieur keine weiteren Informationen über die Konfiguration erhalten, um das Problem zu beheben.

Ein PC-Benutzer, der vor solchen Problemen steht, würde sich normalerweise an das Helpdesk wenden, woraufhin der Supportmitarbeiter auf das System zugreifen und das Problem in Echtzeit beheben würde. Bei Leitsystemen sieht es anders aus. Sie steuern den gesamten Produktionsprozess in einer Fabrik, und da die Betreiber die Gefahr einer potenziell kostspieligen Virusinfektion um jeden Preis vermeiden möchten, steht ein direkter Zugriff von außen außer Frage.

Stattdessen fordert der Supportingenieur das Anlagenpersonal auf, Daten von verschiedenen Knotenpunkten innerhalb des Systems zu erfassen – eine zeitaufwändige, fehleranfällige und komplizierte Aufgabe. Diese Daten müssen dann von einem separaten Internetzugang an den Support gesandt werden, damit der Supportexperte den Fall analysieren kann. Da normalerweise nicht alle relevanten Daten zur der Störung beim ersten Mal erfasst werden können, muss der Vorgang meist wiederholt werden.

Dieses traditionelle Verfahren zur Analyse einer ungenügenden Performance eines komplexen Leitsystems ist nicht nur zeitaufwändig und frustrierend, sondern auch teuer – mit anderen Worten inakzeptabel. Was wäre aber, wenn die relevanten Daten für die Fehleranalyse automatisch, d. h. mit sehr geringer oder ganz ohne die Mitwirkung des Personals erfasst werden könnten? Das neue Tool von ABB zur Erfassung von Diagnosedaten (Diagnostic Collection Tool, DCT) ist genau dazu in der Lage.

Die Entwicklung solch eines intelligenten Erfassungstools ist keine leichte Aufgabe, denn die Zahl der möglichen Fälle, die in realen Systemen vorkom-

men können, ist groß und um die Ereignisse zu bestimmen, die mit hoher Wahrscheinlichkeit auftreten, ist der gemeinsame Einsatz von Supportingenieuren und Anlagenpersonal erforderlich. So arbeiteten bei der Entwicklung des DCT Supportingenieure, Anlagenpersonal und Softwareentwickler eng zusammen, um eine möglichst pragmatische und effiziente Problemlösung zu gewährleisten.

Ist das DCT im System 800xA von ABB installiert, können relevante Informationen über die Systemperformance automatisch erfasst und nach aktuellen Fehlern sortiert werden.¹⁾ Die einzige Aufgabe seitens des Anlagenpersonals besteht darin, die Daten an den Support zu senden – ohne langwierige und zeitaufwändige Suchen und Wiederholungen.

Ein gemeinschaftlicher Ansatz

Um ein Problem an einem Kundenstandort effizient lösen zu können, sind die Eingaben verschiedener Experten gefragt. Der Softwareentwickler kennt das Produkt am besten und weiß genau, welche Informationen im Falle einer Störung benötigt werden. Was er nicht kennt, ist der Stand der Softwareimplementierung an dem betreffenden Standort, die sich von einem auf den anderen Tag verändern kann. Auch weiß er nicht, welche anderen Softwarepakete auf dem Kundensystem laufen. Supportingenieure hingegen wissen am besten, was am Standort des Kunden passiert. Folglich müssen Produktentwickler und Supportingenieure ihr Wissen in jedem einzelnen Fall miteinander teilen.

Um den Zugang zu den erforderlichen Informationen zu erleichtern, ist das DCT erweiterbar ausgelegt. Das Tool basiert auf Erweiterungsmodulen, sog. Plugins, die die Daten für bestimmte im System 800xA installierte Software erfassen. Für eine möglichst reibungslose Implementierung neuer Plugins steht ein Software Development Kit (SDK) zur Verfügung.

Entwickelt ein Programmierer zum Beispiel eine neue Softwarekomponente, hilft das SDK bei der Erstellung eines maßgeschneiderten Plugins für das DCT, das zusammen mit der neuen Software installiert wird. Tritt später ein

Problem auf, fordert das DCT dieses Plugin auf, die Daten zu erfassen, die der Supportingenieur zur Lösung des Problems benötigt.

Ein flexibles Tool mit vielen Funktionen

Nach dem Starten bietet das DCT verschiedene Möglichkeiten zur Erfassung, Darstellung und Analyse der Daten. Um eine hohe Benutzerfreundlichkeit zu gewährleisten, sind alle Funktionen nach Benutzeraufgaben sortiert über eine grafische Benutzeroberfläche zugänglich.

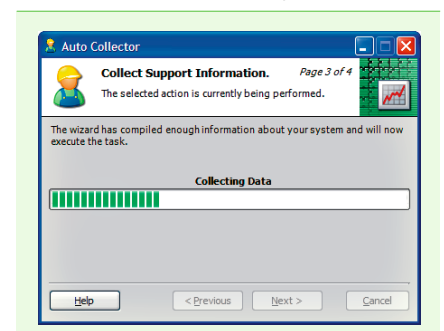
Fernerfassung von Diagnosedaten

Um das Problem des fehlenden Zugriffs für den Support auf das Kundensystem zu umgehen, bietet das DCT die Möglichkeit zur Generierung eines sogenannten Auto Collectors, in dem angegeben wird, welche Diagnosedaten erfasst werden sollen. Der Auto Collector kann per E-Mail (oder über andere Medien) an den Benutzer des System 800xA verschickt und dann an jedem Knotenpunkt innerhalb des Systems gestartet werden **1**. Das DCT interpretiert die Datei, erfasst die

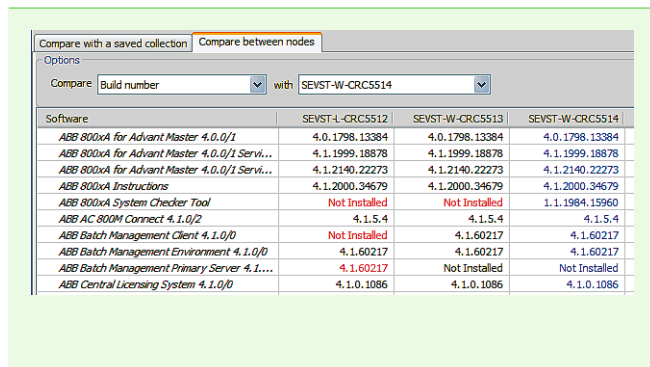
DCT-Hauptmenü



1 Der Auto Collector ermöglicht die Erfassung von Daten ohne Mitwirkung des Benutzers.



2 Das DCT zeigt Inkonsistenzen der Software auf.



Software	SEVST-L-CRC5512	SEVST-W-CRC5513	SEVST-W-CRC5514
ABB 800xA for Advent Master 4.0.0/1	4.0.1798.13384	4.0.1798.13384	4.0.1798.13384
ABB 800xA for Advent Master 4.0.0/1 Servi...	4.1.1999.18878	4.1.1999.18878	4.1.1999.18878
ABB 800xA for Advent Master 4.0.0/1 Servi...	4.1.2140.22273	4.1.2140.22273	4.1.2140.22273
ABB 800xA Instructions	4.1.2000.34679	4.1.2000.34679	4.1.2000.34679
ABB 800xA System Checker Tool	Not Installed	Not Installed	1.1.1984.15960
ABB AC 800M Connect 4.1.0/2	4.1.5.4	4.1.5.4	4.1.5.4
ABB Batch Management Client 4.1.0/0	Not Installed	4.1.60217	4.1.60217
ABB Batch Management Environment 4.1.0/0	4.1.60217	4.1.60217	4.1.60217
ABB Batch Management Primary Server 4.1.0/0	4.1.60217	Not Installed	Not Installed
ABB Central Licensing System 4.1.0/0	4.1.0.1086	4.1.0.1086	4.1.0.1086

Daten und gibt eine Datei mit den geforderten Daten aus. Diese (einzelne komprimierte Datei) muss dann lediglich an den Support zurückgeschickt werden.

Vergleich installierter Software

Für den Supportingenieur ist es häufig wichtig zu wissen, welche Software auf dem System des Kunden installiert ist. Hierzu bietet das DCT eine Funktion, die es ermöglicht, die im System installierte Software anzuzeigen und zu vergleichen **2**. Als Referenz dient dabei der Systemzustand zum Zeitpunkt der Erstinstallation – sämtliche Veränderungen gegenüber dieser Installation werden registriert und gemeldet. Eine detaillierte Beschreibung liefert die Grundlage für die Suche nach möglichen Inkonsistenzen.

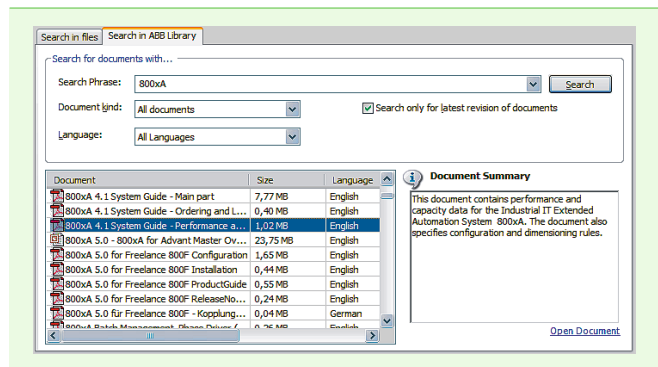
Vergleich der laufenden Software

Um Inkonsistenzen erkennen zu können, müssen Supportingenieure auch die Software vergleichen, die gerade an bestimmten Knotenpunkten des Systems läuft. So sollte auf zwei redundanten Servern zum Beispiel jederzeit möglichst genau die gleiche Software laufen.

Textbasierte Suche mit Integration der ABB Library

Nachdem das DCT die gewünschten Informationen gesammelt hat, müssen die Supportingenieure sich in der Menge der Daten zurechtfinden. Dazu können sie die Dateien nach bekannten Textstücken wie Fehlermeldungen und Warntexten durchsuchen. Darüber hinaus bietet die Suchfunktion die Möglichkeit, die ABB Library (die ABB-Dokumentationsdatenbank) nach entsprechenden Dokumenten zu durchsuchen und diese zu öffnen **3**.

3 Integrierte Suche in mehreren Dateien und der ABB Library



Geplante Erfassung von Diagnosedaten

Das DCT kann so konfiguriert werden, dass die Daten in bestimmten Intervallen automatisch erfasst werden. Diese Funktion dient dem vorbeugenden Support, da die Daten bereits zur Verfügung stehen, wenn der Support zur Lösung eines Problems hinzugezogen wird.

800xA-unabhängige Standard-Plugins

Das DCT beinhaltet mehrere Standard-Plugins, die an Systemknoten eingesetzt werden können, an denen Windows auch ohne installiertes System 800xA läuft. Beispiele hierfür sind Plugins, die Informationen über die Nutzung gemeinsamer Bibliotheken, Informationen von der Windows Registry und den Windows-Ereignisprotokollen erfassen.

Rasche Problemlösung

Durch die Nutzung all dieser Funktionen wird der Problemlösungsprozess einfacher und schneller: Ein Benutzer des System 800xA entdeckt, dass das System nicht wie gewohnt reagiert. Da das Problem dringend gelöst werden muss, wendet er sich an den Support von ABB. Der zuständige Supportingenieur verwendet das DCT, um die Diagnosedaten zu spezifizieren, die er vom System des Kunden benötigt. Dazu generiert das DCT einen Auto Collector, der an den Benutzer verschickt wird und die relevanten Daten automatisch erfasst. Am Ende des Erfassungsvorgangs wird dem Benutzer mitgeteilt, wie er die Daten an den Support übermitteln soll. Der Supportingenieur analysiert die empfangenen Daten und kann so das Problem innerhalb kurzer Zeit lösen.

Erfüllung von Kundenbedürfnissen

Das DCT hat sich nicht nur bei Supportingenieuren, sondern auch bei ABB-Kunden als hilfreiches Werkzeug bewährt. Dies bestätigt auch Lee Tolman, Systemadministrator bei der Hemlock Semiconductor Corporation und regelmäßiger Benutzer: „Wir haben etwa 250 Knotenpunkte in unserem System, und das DCT bietet uns die Möglichkeit, wertvolle Informationen von allen Knoten zu erfassen, ohne dass wir uns in jeden Knoten einloggen müssen. Das DCT hilft uns, Zeit zu sparen und ermöglicht uns die Erfassung der erforderlichen Informationen ohne Unterbrechung des Betriebs.“

Zu den zukünftigen Herausforderungen gehören die Realisierung von Konsistenzprüfungen der Systemkonfigurationen, die automatische Überprüfung korrekter Softwareinstallationen nach ABB-Empfehlungen sowie die Möglichkeit zur Auslösung eines Alarms bei Veränderung bestimmter Daten an bestimmten Knotenpunkten.

Martin Olausson

Magnus Larsson

ABB Corporate Research
Västerås, Schweden
martin.olausson@se.abb.com
magnus.larsson@se.abb.com

Jan Lagnelöv

ABB Process Automation
Västerås, Schweden
jan.lagnelov@se.abb.com

Fußnote

¹⁾ Das DCT ist ab Version SV5.0 Service Pack 1 des ABB System 800xA verfügbar.

Sicher landen mit Hochleistungsimpulsen

Modernisierung der Radarsysteme an US-Flughäfen mit Halbleiterschaltern von ABB

Adriaan Welleman

Radarsysteme sind für den sicheren Betrieb von Flughäfen heute unabdingbar. Sie senden Radarimpulse mit hoher Intensität aus und erkennen Flugzeuge anhand der reflektierten Signale. Ein entscheidendes Element aller Radarsysteme ist das Gerät, das diese Hochleistungsimpulse aussendet. Traditionell werden die Impulse mithilfe von Elektronenröhren, z. B. in Form von Thyratrons, erzeugt. Doch mit der Entwicklung von Halbleiterschaltern von ABB zur Erzeugung von Hochleistungsimpulsen neigt sich die Ära der Elektronenröhren, wie sie auch in verschiedenen anderen Anwendungen zum Einsatz kommen, dem Ende entgegen.

Diese fortschrittliche Technologie bietet bedeutende Vorteile und spielt eine entscheidende Rolle bei der Modernisierung von Flughafenradarsystemen in den USA. Wie bedeutend der Markt für diese zukunftsweisende Technologie ist, zeigen die Bestellungen von insgesamt 300 Systemen für alle 132 zivilen Flughäfen in den USA.



Während Elektronenröhren besonders geeignet sind, hohe Leistungsflüsse in elektrischen Systemen zu formen, war genau dies für Halbleiterschalter lange eine große Herausforderung. Einen hohen Strom innerhalb weniger Mikrosekunden ansteigen zu lassen und einen hohen Leistungsfluss durch das Halbleiterelement aufrecht zu halten, ist keine leichte Aufgabe.

Die von ABB entwickelte ausgeklügelte Kombination aus einem gate-gesteuerten Thyristor (Gate-Controlled Thyristor, GCT) und einer schnellen Ansteuereinheit ist in der Lage, die Anforderungen an ein schnelles

Infobox Die Technik

Der Halbleiterschalter besteht aus drei IGCTs in Reihenschaltung. Die Elemente sind rückwärts leitend und besitzen ein Schaltteil mit GTO-Struktur (Gate Turn-off Thyristor) und eine Freilaufdiode, die monolithisch auf einen 51-mm-Siliziumwafer integriert sind ¹. Die Ansteuereinheit wurde speziell für ein schnelles Einschalten ausgelegt. Ein Abschalten ist nicht erforderlich, da ein Kondensator entladen wird. Drei Einheiten mit einer Sperrspannung von je 4.500 V sind zwischen luftgekühlten Kühlkörpern angeordnet. Alle drei Ansteuereinheiten werden durch induktive Kopplung von einer Stromquelle mit 25 kHz/4 A über ein Hochspannungskabel gespeist. Die Ansteuereinheit wird durch ein optisches Signal gezündet. Der Betriebsbereich für diese Art von Schalter liegt bei 6,5 kV DC mit einem Spitzenstrom von 1,4 kA. Die Impulsdauer beträgt 2,5 µs bei einer Stromsteilheit von 6 kA/µs, einer Impulsfrequenz von 1,200 Hz und einem Umgebungstemperaturbereich von -10 bis 50 °C.

¹ IGCT mit Ansteuereinheit. Das Schaltteil und die Freilaufdiode sind monolithisch auf einem Siliziumwafer integriert.



Schaltvermögen und eine hohe Stromtragfähigkeit zu erfüllen. Diese Elemente können einen Leistungsimpuls ein- aber nicht wieder ausschalten, was in diesem Fall aber unbedeutend ist, da ein Kondensator entladen wird. Durch die Entladung wird automatisch die entsprechende Abfallflanke des Stromimpulses erzeugt. Mithilfe eines solchen Schalters ist es möglich, eine sehr hohe Energie in eine Last – zum Beispiel einen Impulstransformator oder ein Klystron – zur Aussendung von Radarimpulsen einzuspeisen.

Nach diesem Prinzip hat ABB eine komplette Schaltereinheit mit drei in Reihe geschalteten IGCTs, integriertem Netzteil, optischer Zündung und luftgekühlten Kühlkörpern entwickelt

² Das System wurde von Forschern des Massachusetts Institute of Technology (MIT) sowohl im Labor als auch in der Praxis sorgfältig getestet und der Northrop Grumman Corporation, dem US-amerikanischen Lieferanten von Flughafenradarsystemen, empfohlen.

Durchbruch auf dem Markt

Im Frühjahr 2007 bekam ABB von Northrop Grumman den Auftrag für 296 komplette Schaltereinheiten mit jeweils drei IGCT-Elementen ². Diese Bestellung im Wert von mehreren Millionen US-Dollar ist der größte Auftrag für diese Anwendung und markiert

² Schaltereinheit für das Flughafenradarsystem



einen klaren Durchbruch für die Technologie. Die neue Halbleitertechnologie wurde zur Modernisierung der bestehenden Radarsysteme auf allen 132 zivilen Flughäfen der Vereinigten Staaten eingesetzt und ersetzt die traditionellen, aber auf lange Sicht weniger zuverlässigen Thyatron-Röhren.

Im Vergleich zu Thyatronen hat der Halbleiterschalter eine wesentlich längere Lebensdauer und ist zudem nahezu wartungsfrei. Thyatron-Röhren hingegen müssen regelmäßig ersetzt werden, sodass zu den Betriebskosten für die Röhre noch Kosten für Wartungspersonal und Ausfallzeiten hinzukommen. Im Falle des Halbleiterschalters haben sich die höheren Anschaffungskosten durch die erzielten Kosteneinsparungen nach kurzer Zeit amortisiert. Da der ABB-Schalter auf bipolaren, monolithischen (d. h. ein Wafer pro Element) IGCT-Bauelementen basiert, weist er im Vergleich zu anderen Halbleitertechnologien – insbesondere für gepulste Anwendungen – eine sehr hohe Zuverlässigkeit auf. Neben dem Luftverkehr, wo die Bedeutung einer hohen Zuverlässigkeit offensichtlich ist, gibt es noch weitere Anwendungen – zum Beispiel im Bereich der Medizin- und Umweltschutztechnik – bei denen es auf eine hohe Zuverlässigkeit ankommt.

Die Nachfrage nach Halbleiterschaltern auf dem Gebiet der Hochleistungsimpulstechnik nimmt rasch zu, und ABB ist bereits an mehreren anderen Projekten und Lieferungen für diese Art von Anwendung beteiligt.

Adriaan Welleman

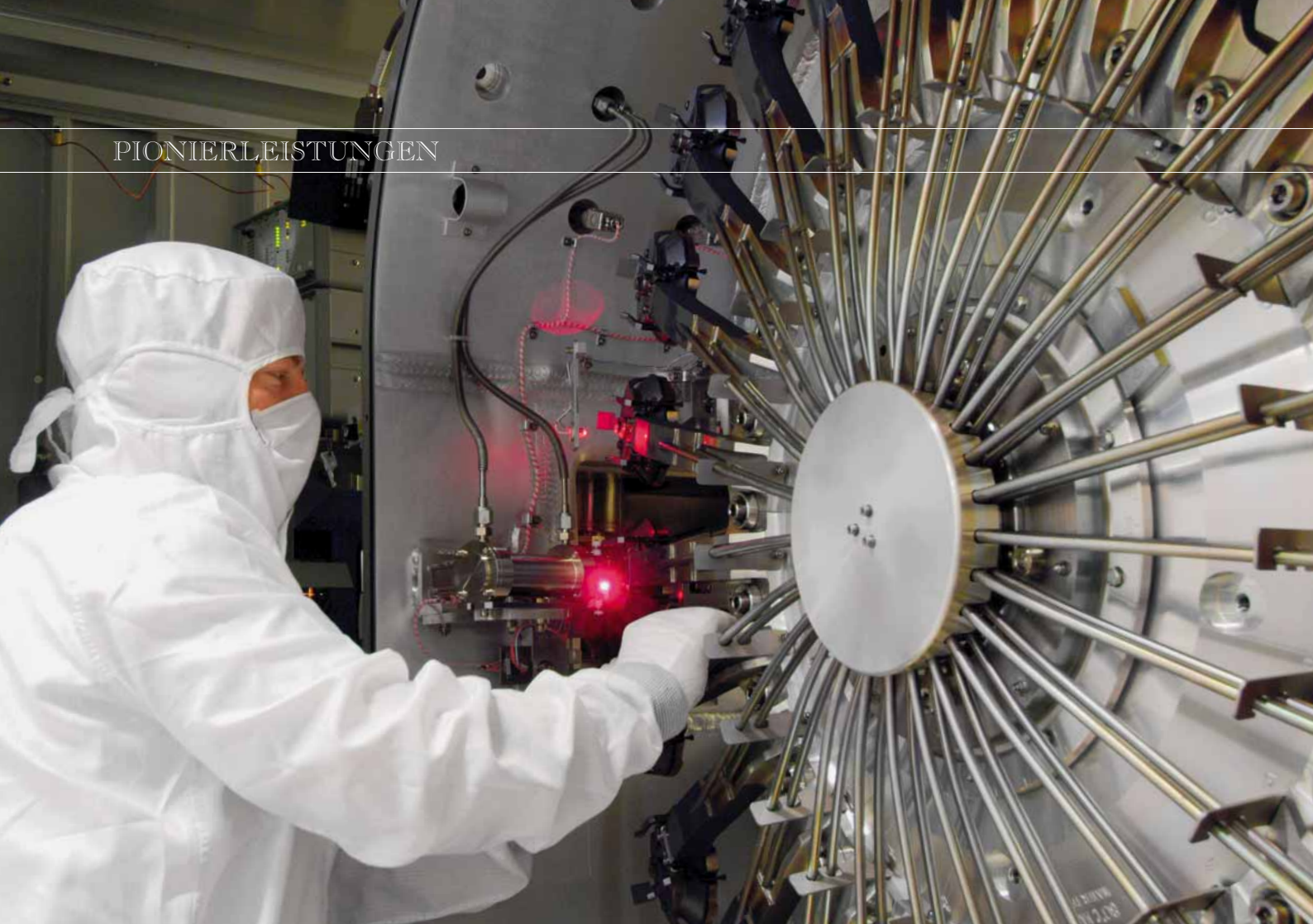
ABB Semiconductors

Lenzburg, Schweiz

adriaan.welleman@ch.abb.com

Fußnote

¹ IGCT = Integrated Gate-Commutated Thyristor



Siegeszug der Chips

Die Geschichte der Leistungshalbleiter bei ABB
Hansruedi Zeller

Man stelle sich ein elektronisches Gerät mit 100 Milliarden Schaltern vor, die gleichzeitig und in kaum mehr als einer Mikrosekunde einen elektrischen Strom ein- oder ausschalten müssen – und das mehrere Hundert Mal pro Sekunde. Hinzu kommt eine ausgeklügelte Redundanz, die dafür sorgt, dass das Gerät auch dann korrekt funktioniert, wenn einige dieser 100 Milliarden Elemente nicht richtig arbeiten. Ist so etwas überhaupt möglich? Angenommen, es

gibt so ein Gerät – wo würde man es erwarten? Die meisten Menschen denken hierbei an Supercomputer, militärische Anlagen oder große Forschungseinrichtungen wie CERN.

Überraschenderweise verbindet fast niemand eine derart fortschrittliche Technologie mit der elektrischen Energieübertragung. Und dennoch handelt es sich bei dem oben beschriebenen Beispiel um eine HGÜ-Umrichterstation mit Hochspannungs-IGBT-Modulen von ABB.

Zu Beginn der Geschichte der Leistungshalbleiter konnte sich niemand in seinen kühnsten Träumen vorstellen, dass einmal ein solches Maß an Komplexität und raffinierter, fein abgestimmter Funktionalität möglich sein würde. Ebenso wenig konnte damals jemand ahnen, dass der elektrische Strom auf seinem Weg vom Kraftwerk zum Verbraucher einmal durch Verbindungen aus Silizium fließen würde.

Die Geschichte der Leistungshalbleiterelemente bei BBC und ASEA, den Vorgängerunternehmen von ABB, begann ein paar Jahre nach der Entwicklung des Transistors. Die damaligen Gleichrichter und Schalter bestanden aus Schaltelementen auf der Basis von Quecksilberdampf. Diese waren sperrig, teuer und mit hohen Leistungsverlusten verbunden, weshalb man nach besseren Lösungen suchte. Obwohl die ausgereiften Quecksilberdampf-Elemente in den 1950er Jahren der Halbleitertechnologie erschreckend weit voraus waren, begann man um 1955 sowohl bei ASEA (in Ludvika, Schweden) als auch bei BBC (in Ennetbaden, Schweiz) mit der Entwicklung von Leistungshalbleiterelementen. Schon bald erkannte man, dass Germanium (Ge), der in den 1950er Jahren für Transistoren bevorzugte Werkstoff, nicht die beste Wahl war. Wie sich herausstellte, betrug die maximale Betriebstemperatur einer Germaniumdiode bei Sperrspannungen von einigen Hundert Volt nur 80 °C, was für industrielle Anwendungen nicht ausreichte. Mit Silizium, das über wesentlich günstigere physikalischen Eigenschaften verfügt, wurden jedoch bald deutlich höhere Sperrspannungen bei angemessenen Betriebstemperaturen möglich. Dennoch war das erste von BBC hergestellte kommerzielle Halbleiterelement eine Germaniumdiode für 100 A und 100 V, die 1956 für Elektrolyseanwendungen eingeführt und in zwei kommerziellen Gleichrichterstationen von BBC eingesetzt wurde.

Zu dieser Zeit steckte die Siliziumtechnologie in den Kinderschuhen, und eine strukturierte industrielle Wertschöpfungskette gab es noch nicht. Deshalb musste bei der Verarbeitung zunächst monokristallines Silizium aus Rohsilizium gezüchtet werden, das anschließend in Scheiben (sogenannte Wafer) geschnitten wurde, um daraus die Elemente herzustellen. Eine der größten Herausforderungen war dabei die Kristallzucht.

Im Jahr 1961 brachten sowohl ASEA als auch BBC Siliziumdioden für 100–200 A und 600 V auf den Markt. Die BBC-Diode DS 200 für 200 A und 600 V wurde für Elektrolyseanlagen in Aluminiumhütten eingesetzt. Beispiele

hierfür waren ein Gleichrichterblock für 34,5 kA und 350 V, der 1962 in Betrieb genommen wurde, sowie ein größerer Block für 108 kA und eine variable Sekundärspannung (85–485 V) aus dem Jahr 1963. Mit der Konzentration auf die Siliziumtechnologie wurden BBC und ASEA schnell führend auf dem Gebiet der Hochspannungselemente.

Um 1958 begann auch BBC Deutschland in Mannheim mit der Entwicklung von Halbleiterelementen und bot dank umfassender Bemühungen bald eine umfangreiche Produktpalette.

Von Quecksilber zu Silizium

Die Ära der Hochleistungsschalter begann, als BBC 1961 auf der Hannover Messe einen Thyristor für 100 A und 1.200 V vorstellte. Zur gleichen Zeit entwickelte ASEA den ersten thyristorgesteuerten Stromrichter für ein industrielles Antriebsystem und brachte 1962 einen Thyristor für 130 A und 800 V auf den Markt. In den darauf folgenden Jahren trugen ASEA und BBC etwa zu gleichen Teilen zur Weiterentwicklung der Leistungshalbleitertechnologie bei **Infobox 1**.

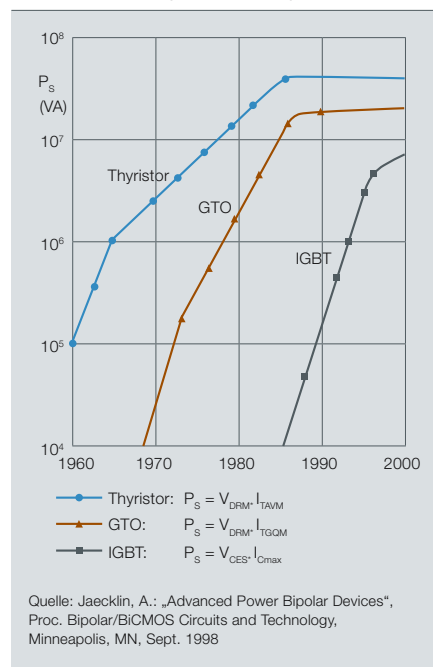
Nach der Übernahme des Genfer Unternehmens Sécheron, das über fast die gleiche Produktpalette verfügte wie BBC (einschließlich Leistungshalbleiterelementen), plante BBC einen Werksneubau auf einem Grundstück von Sécheron im schweizerischen Gland, der nach politischen Unstimmigkeiten jedoch wieder verworfen wurde. Stattdessen errichtete BBC Ende der 1960er Jahre ein gut ausgestattetes, modernes Werk in Lampertheim (Deutschland).

In den Jahren 1960 bis 1970 erweiterte sich die Palette der Leistungshalbleiterelemente und deren Anwendungen rasch. Elemente auf Quecksilberdampf-Basis waren schnell überholt, und die leistungselektronischen Anwendungen forderten immer höhere Spannungen und Ströme. Im Bereich der Motorumrichter spielten außerdem die Schaltgeschwindigkeit und Schaltverluste eine bedeutende Rolle. Die zunehmend komplexen Stromrichterschaltkreise erforderten Thyristoren mit einer integrierten Antiparalleldiode (sogenannte rückwärtsleitende

Infobox 1 Thyristor

Ein Thyristor ist ein Schalter, der durch einen Stromimpuls an seinem Gate eingeschaltet werden kann. Er kann nicht beliebig abgeschaltet werden, sondern schaltet sich beim nächsten Nulldurchgang des Stroms von selbst ab. Dies ist vergleichbar mit einer Toilettenspülung, die beliebig ausgelöst werden kann, bei der das Wasser aber erst dann aufhört zu laufen, wenn der Spülkasten leer ist. Folglich eignet sich der Thyristor nur für Anwendungen, bei denen bereits ein Wechselstrom vorhanden ist.

1 Historische Entwicklung der Schaltleistung der drei wichtigsten Leistungshalbleiter



Silizium-Wafer und Gehäuse eines 1,5-Zoll- und eines 5-Zoll-Thyristors für 5,5 kV (1983)



PIONIERLEISTUNGEN

Thyristoren) und Schutzelemente wie Dioden mit kontrollierten Durchbruch-eigenschaften (sogenannte Avalanche- oder Lawinen-dioden). Im Bereich der Halbleiter-Schutzelemente entwickelte sich BBC zum Marktführer. ASEA hingegen leistete Pionierarbeit auf dem Gebiet der netzgeführten Thyristoren für die elektrische Energieübertragung und installierte die erste halbleiterbasierte HGÜ-Verbindung (Hochspannungs-Gleichstromübertragung) zur Insel Gotland – ein Unterfangen, das wenige Jahre zuvor noch als unmöglich galt. Diese 96 km lange Verbindung arbeitete mit +/-150 kV und war für 30 MW ausgelegt. Sie erwies sich später als erster Schritt von ASEA auf dem Weg zum weltweit führenden Unternehmen auf dem Gebiet der HGÜ-Technologie.

Der bedeutendste technische Beitrag von BBC in jener Zeit war die direkte Druckkontaktierung (engl. „free-floating silicon“), bei der der Silizium-Wafer mit Druck auf eine Molybdänscheibe gepresst wird, um den elektrische Kontakt herzustellen. Andere Verfahren wie das Lötten oder Legieren funktionierten mit kleinen Wafern gut, lieferten aber nicht die erforderliche Robustheit im Hinblick auf die periodische Wärmebelastung großer Elemente. Die Druckkontaktierung ist jedoch nicht so einfach, wie sie klingt, sondern mechanisch überaus anspruchsvoll. Auch die Mitbewerber von BBC erkannten schnell, dass die

Druckkontaktierung für großflächige Elemente unerlässlich war, und aus dieser starken Position mit einem gefragten Patent heraus konnten zahlreiche Kooperations- und Lizenzverträge mit anderen Unternehmen geschlossen werden.

Mittlerweile hatten alle größeren elektrotechnischen Unternehmen die strategische Bedeutung der Halbleitertechnik erkannt und eigene Entwicklungs- und Fertigungstätigkeiten aufgenommen. Die Produktion war (zumindest bei BBC) hauptsächlich für die interne Verwendung vorgesehen, und der Verkauf an externe Kunden galt fast als unmoralisch. Aus diesem Grund war die Halbleiterfertigung in erster Linie ein Projektgeschäft. Wenn ASEA oder BBC ein Angebot für ein größeres Projekt einreichten, waren häufig Halbleiter mit projektspezifischen Verbesserungen erforderlich. War das Angebot erfolgreich, wurde das Element entwickelt und in der erforderlichen Stückzahl gefertigt. Zumindest im Bereich der innovativen Produkte gab es kein beständiges Fertigungsvolumen, und es wurde auch nicht versucht, dies zu erreichen. Eine Ausnahme war der BBC-Standort in Lampertheim, da hier recht kontinuierlich Elemente im mittleren Leistungsbereich hergestellt und auf dem freien Markt angeboten wurden. Die genauen Zusammenhänge zwischen Prozessstabilität, Ertrag, Zuverlässigkeit und stabilem Produktionsvolumen

waren zu jener Zeit noch nicht bekannt.

Ende der 1960er Jahre beschäftigte sich BBC kurzzeitig mit Siliziumkarbid (SiC), einem Werkstoff mit wesentlich günstigeren Eigenschaften für Hochleistungselemente als Silizium. Das Projekt wurde jedoch aufgegeben, als sich herausstellte, dass hierzu die Qualität von monokristallinem SiC noch erheblich gesteigert werden musste. Erst in den 1990er Jahren verbesserte sich die Qualität von SiC-Kristallen dramatisch, als dieser Werkstoff in großen Mengen als Substrat für Leuchtdioden verwendet wurde.

ABB nahm die Entwicklung von SiC-Hochspannungselementen in den 1990er Jahren wieder auf, doch erneut konnten die Anforderungen für bipolare Höchstspannungselemente nicht erfüllt werden, und das Programm wurde fallengelassen.

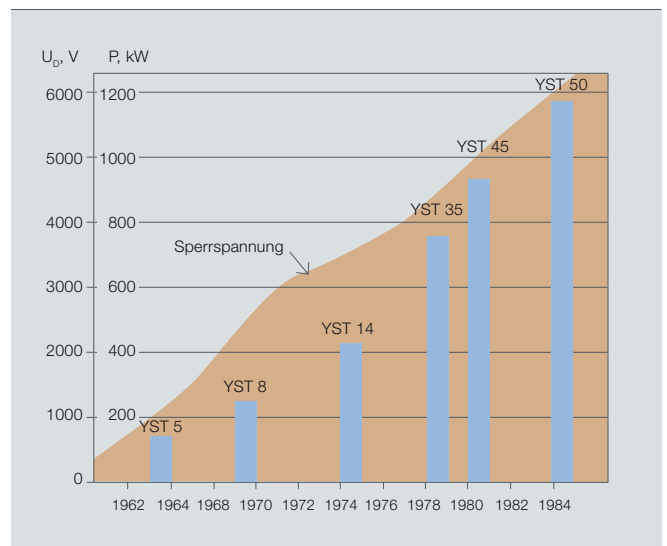
Im Jahr 1970 entschloss sich BBC, die Halbleiterproduktion auf das Werk in Lampertheim zu konzentrieren. Die Anlagen in Ennetbaden wurden in das schweizerische Birr verlegt, wo vorrangig Entwicklungsarbeit geleistet und Prototypen produziert sowie in kleinem Maßstab auch Elemente hergestellt wurden.

In Lampertheim standen einige der Prozesse, die für Elemente mit hoher periodischer Wärmebelastbarkeit er-

Ein früher thyristorbasierter HGÜ-Umrichter von ASEA



4 Entwicklung der Sperrspannung und der Belastbarkeit von HGÜ-Thyristoren bei ASEA (ASEA Journal Nr. 2 1983, Seite 9)



forderlich waren, nicht zur Verfügung. Der größte Teil des internen Bedarfs an schnellen Thyristoren für Motorumrichter wurde von der Produktion in Deutschland gedeckt, während man sich in Birr mit der Entwicklung von Thyristoren für HGÜ-Anwendungen befasste. Im Jahr 1968 beschritt BBC als Teil eines Konsortiums mit AEG und Siemens das Feld der HGÜ. Diese Partnerschaft führte zu zwei Großaufträgen: Cabora Bassa, Mosambik (1.450 km Kabellänge) 1.920 MW, Inbetriebnahme 1977) und Nelson River, Kanada (940 km Kabellänge, 900 MW ab 1978 und 2.000 MW ab 1985). Hierbei wurde die benötigte Menge an Halbleitern gleichmäßig auf die Partner aufgeteilt. Der Anteil von BBC wurde zunächst in Birr und dann in einem neuen, modernen Werk hergestellt, das 1979 in Lenzburg (Schweiz) eröffnet wurde.

Im Jahr 1970 gründete BBC Corporate Research eine Forschungs- und Entwicklungsabteilung für Leistungshalbleiter. Deren bedeutendste Beiträge in den 1970er Jahren waren die Einführung von neutronendotiertem Silizium, die numerische Modellierung von Leistungshalbleitern und das „Direct Copper Bonding“ (Kupfer-Keramik-Verbund) für Leistungsmodule. Bei der Neutronendotierung wird monokristallines Silizium einem Strahl langsamer Neutronen ausgesetzt, der dazu führt, dass einige der Si-Kerne in Phosphor, ein Dotierungsmaterial, umgewandelt werden. Das Ergebnis ist eine besonders homogene Konzentration des Dotierungsmaterials. Das Direct Copper Bonding basiert auf der Tatsache, dass Kupferoxid und Kupfer ein Eutektikum mit sehr niedrigem Schmelzpunkt bilden. So können Kupferelektroden direkt auf ein Keramiksubstrat aufgesetzt und verbunden (bondiert) werden. Das Direct Copper Bonding sicherte dem Werk für Leistungsmodule von BBC in Lampertheim einen bedeutenden Wettbewerbsvorteil.

Derweil erzielte ASEA bedeutende Fortschritte bei den Thyristoren für ihre HGÜ-Technologie. Von 1960 bis

5 Stiftmontierte Thyristoren (1966)



1980 stiegen die maximale Sperrspannung und die maximale Belastbarkeit pro Element fast linear von praktisch null vor 1960 bis auf 6.000 V bzw. 600 kW im Jahr 1980.

ASEA beschäftigte sich kurzzeitig mit Thyristoren, die über Lichtleiter angesteuert wurden, wobei sich aber herausstellte, dass diese Art der Ansteuerung keinerlei Vorteile gegenüber der elektrischen Ansteuerung bot.

Die Nutzung der GTO-Technologie (Gate Turn-Off Thyristor) für Motorumrichter wurde in den Leistungselektronikabteilungen von ASEA und BBC nur zögerlich angenommen. Diese setzten weiterhin auf immer raffiniertere schnelle Thyristoren, und die Fertigung von GTO-Elementen blieb hinter der japanischen Konkurrenz zurück. Im Jahr 1985 schloss BBC eine Technologietransfervereinbarung mit Toshiba, um die Einführung von GTO-Thyristoren zu beschleunigen. Trotz dieses verspäteten Einstiegs entwickelte sich ABB in den 1990er Jahren zum führenden Hersteller von GTO-Thyristoren und ist dies bis heute geblieben

Infobox 2

ABB bündelt ihre Ressourcen

Nach der Fusion von ASEA und BBC im Jahr 1987 wurde deutlich, dass die wachsenden technologischen und wirtschaftlichen Herausforderungen mit drei separaten Produktionsstandorten nicht bewältigt werden konnten. Deshalb wurde das Werk in Lampertheim an das US-Unternehmen IXYS

veräußert. Im Jahr 1991 beendete ABB die Produktion in Västerås und konzentrierte ihre Halbleiterfertigung auf Lenzburg in der Schweiz. Unter der Leitung eines Managements mit soliden wirtschaftlichen und technischen Kenntnissen dehnte das neu gegründete Unternehmen ABB Semiconductors seine Tätigkeiten rasch und erfolgreich auf den freien Markt aus. Vor allem Andy Nilarp, der seine berufliche Laufbahn bei ASEA begonnen hatte und später eine Führungsposition bei der International Rectifier Corporation in El Segundo (Kalifornien, USA) übernahm, zeichnete sich durch seinen charismatischen und enthusiastischen Führungsstil aus. Er war in erster Linie verantwortlich für den Wandel von einem fluktuierenden Projektauftrags-

Infobox 2 Gate Turn-Off Thyristor (GTO)

Der GTO-Thyristor ist ein Schalter ähnlich dem Thyristor. Im Gegensatz zum Thyristor kann der GTO jedoch an einem beliebigen Punkt der Wechselstromschwingung abgeschaltet werden. Aufgrund einer inhärenten Instabilität durch die Bildung von Stromfilamenten beim Abschalten benötigt er eine Schutzbeschaltung (Snubber).

Infobox 3 Insulated-Gate Bipolar Transistor (IGBT)

Der IGBT ist ein bipolarer Transistor, der seinen Gate-Strom aus einem MOS-Kanal erhält. Solange extreme Betriebsbedingungen vermieden werden, weist das Element keinerlei Instabilitäten auf und kann mit minimaler oder ganz ohne Schutzbeschaltung betrieben werden.

Infobox 4 Integrated Gate-Commutated Thyristor (IGCT)

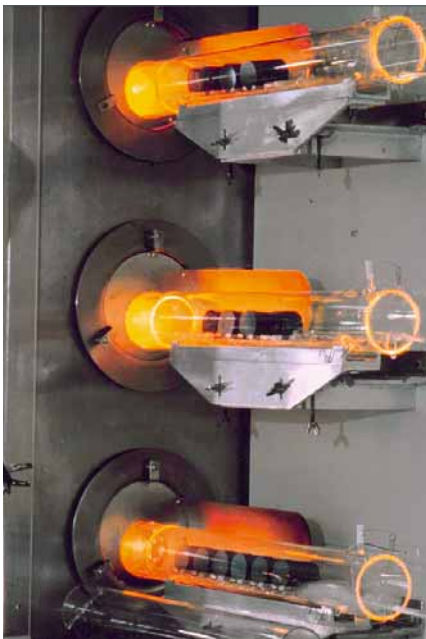
Der IGCT ist im Grunde ein GTO, bei dem die inhärente Strominstabilität beim Abschalten durch Kommutierung des Anodenstroms von der Kathode zu einem externen Kondensator verhindert wird. Eine Schutzbeschaltung ist nicht erforderlich.

PIONIERLEISTUNGEN

geschäft zu einer fein abgestimmten Großserienfertigung mit modernen Prozessführungsmethoden. Bereits 1995 kam ABB Semiconductors in die Ausscheidung zum Europäischen Qualitätspreis und erhielt 1996 den „Supplier of the Year Award“ der General Electric Company in den USA.

Die Spezialisierung auf Hochspannungs- und GTO-Thyristoren führte mitunter zu kuriosen Situationen. Als zum Beispiel ein besonderes Angebot für eine auslaufende Reihe schneller Thyristoren an die Kundschaft verschickt wurde, ging ein Großauftrag für ein Element ein, das noch nie

Thyristorenherstellung



zuvor bestellt worden war und nicht über die Laborphase hinausgekommen war. Um die Wünsche des Kunden zu erfüllen, musste das Element nun mit höchster Priorität entwickelt werden.

Nanometer und Megawatt

Ende der 1980er Jahre zeigte sich, dass MOS-gesteuerte Leistungshalbleiterelemente (MOS = Metal Oxide Semiconductor) potenziell in der Lage waren, Leistungen zu erreichen, die für ABB interessant waren. Der Hauptvorteil eines MOS-gesteuerten Elements besteht darin, dass der Schaltvorgang im Gegensatz zu bipolaren Schaltern wie Thyristoren und GTO-Thyristoren über ein Spannungssignal und nicht über einen Steuerstrom am Gate gesteuert wird. Im Jahr 1988 richtete BBC Corporate Research ein Mikrolabor mit Reinraum und modernsten Verarbeitungsanlagen ein, während sich ASEA durch eine Kooperation mit IXYS die Möglichkeit zur MOS-Verarbeitung sicherte.

Unklar war jedoch, wie ein MOS-gesteuertes Hochspannungselement aussehen sollte. In der Fachliteratur wurden zahlreiche neue Konzepte diskutiert, von denen ABB zwei weiterverfolgte. Das eine bestand aus einem großflächigen Hochspannungsthyristor mit integrierter MOS-Struktur zur Verbesserung der Abschalteneigenschaften (der sogenannte QCT, Q-Control Thyristor). Das zweite war ein MCT (MOS-Controlled Thyristor), also ein Abschaltelement ähnlich dem GTO-Thyristor. Beide Konzepte erwie-

sen sich aus verschiedenen Gründen jedoch als unrealistisch: Beim QCT waren es Probleme mit der Leistungsfähigkeit und der Ausbeute, während der MCT Stabilitätsprobleme beim Abschalten aufwies.

Im Jahr 1990 herrschte der allgemeine Konsens, dass der IGBT (Insulated-Gate Bipolar Transistor) **Infobox 3** auf Sperrspannungen von weniger als 1.500 V beschränkt wäre. Der MCT, der sich bei ABB Corporate Research in Dättwil (Schweiz) in der Entwicklung befand, benötigte zum Einschalten einige IGBT-Zellen. Zur großen Überraschung stellte sich heraus, dass die 4,5-kV-IGBT-Zellen sehr geringe Leistungsverluste aufwiesen. Kurz darauf wurde die MCT-Entwicklung aufgegeben und ein Programm für Hochspannungs-IGBTs ins Leben gerufen – mit fast augenblicklichem Erfolg. Bereits 1992 wurde der erste Prototyp eines IGBT-Moduls für 4,5 kV und 600 A vorgestellt.

Die Fertigung von MOS-gesteuerten Elementen wie IGBTs war in Lenzburg jedoch nicht möglich. Weder die Verarbeitungstechnik noch der Reinraum eigneten sich für die Herstellung der feinen MOS-Strukturen. Deshalb entschied sich ABB für eine Zusammenarbeit mit der International Rectifier Corporation in El Segundo (Kalifornien, USA), um die dortige Produktionslinie nutzen zu können. Im Jahr 1994 wurde das Mikrolabor von ABB Corporate Research in Dättwil geschlossen, und die Schlüsselpersonen wurden nach El Segundo versetzt.



Die externe IGBT-Fertigung war jedoch nie als langfristige Lösung vorgesehen. Im Jahr 1998 eröffnete ABB ein neues Werk in Lenzburg, und der IGBT-Bereich wurde aus den USA zurück in die Schweiz verlegt. Das Werk in Lenzburg ist weltweit das einzige seiner Art, das ausschließlich auf die Fertigung von IGBTs spezialisiert ist. ABB verfügt heute als einziger Hersteller über ein komplettes Angebot an IGBT- und bipolaren Halbleiterprodukten für den Hochspannungs- und Hochleistungsbereich. GTO-Thyristoren und IGBTs unterscheiden sich nicht nur in der Art der Steuerung. Der GTO-Thyristor ist ein echter Schalter, der nur über zwei

stabile Zustände verfügt: ein und aus. Beim Abschalten durchläuft er einen potenziell zerstörerischen, instabilen Zustand. Um ein sicheres Schalten zu gewährleisten, wird ein Netzwerk aus Schutzelementen (sogenannten Snubbern) verwendet. Der IGBT hingegen ist kein Schalter, sondern ein Transistor, der beim Schalten keine Instabilitäten aufweist, wenn er innerhalb seiner Bemessungsgrenzen betrieben wird. Folglich ist keine Schutzbeschaltung erforderlich. Die Theorie besagt jedoch, dass ein Transistor (IGBT), bei dem nur an einer Elektrode Ladungsträger injiziert werden, eine höhere Durchlassspannung aufweist als ein Schalter (GTO), bei dem die Ladungsträger auf beiden Seiten injiziert werden. Die Ingenieure von ABB Semiconductors setzten sich jedoch darüber hinweg und entwickelten Hochspannungs-IGBTs mit geringeren Verlusten als bei herkömmlichen GTO-Thyristoren.

Die Durchlassspannung eines Hochspannungselements wird prinzipiell von der Konzentration des Elektronen-Loch-Plasmas im Element bestimmt. In dieser Hinsicht ist ein vierschichtiges Element wie der GTO-Thyristor gegenüber dreischichtigen Elementen (IGBT) im Vorteil. Beim GTO-Thyristor erfolgt die Plasmainjektion sowohl an der Anode als auch an der Kathode, beim IGBT hingegen nur an der Anode. Der in der Industrie übliche Ansatz zur Senkung der IGBT-Verluste bestand in der Verwendung einer sogenannten Trench-Struktur an der Kathode, was sich bereits bei Leistungs-MOSFETs bewährt hatte. Auch bei IGBTs konnten so die Verluste gesenkt werden, jedoch nur auf Kosten der Robustheit und einer komplizierteren Herstellung. Aus diesem Grund verfolgte ABB einen anderen Ansatz. Eine sorgfältige Plasmaverteilung im IGBT (z. B. durch künstliche Hindernisse, die ein Abfließen der Löcher an der Kathode verhindern) ermöglichte die Entwicklung planarer Elemente mit geringeren Verlusten als die modernsten Trench-Elemente. Mit denselben Methoden konnte auch die maximale Sperrspannung von IGBTs bei gleichzeitiger Senkung der Durchlass- und Schaltverluste auf 6,5 kV erhöht werden. Dies war noch wenige Jahre zuvor undenkbar.



IGCT trifft IGBT

Die Entwickler von GTO-Thyristoren bei ABB reagierten auf die Herausforderung durch den IGBT mit zwei drastischen Verbesserungen: eine Anode mit geringem Injektionswirkungsgrad und ein neuartiges Dotierungsprofil, die in Kombination eine deutliche Reduzierung der Elementdicke und somit auch der Verluste ermöglichten.

Mit der Entwicklung des IGCT (Integrated Gate-Commutated Thyristor)

Infobox 4 verband ABB die Vorteile beider Technologien, d. h. einen verlustarmen bipolaren Schalter und eine hohe Stabilität beim Abschalten. Im Durchlass- und Sperrzustand verhält sich der IGCT wie ein GTO-Thyristor mit all seinen Vorteilen. Beim Abschalten wird der IGCT jedoch durch Entladen eines Kondensators in sein Steuer-Gate für wenige Mikrosekunden zu einem Transistor. So werden potentielle Strominstabilitäten vermieden und ein Betrieb ohne Snubber ermöglicht. All dies passierte zu einer Zeit, in der die Konkurrenz das Interesse an der GTO-Entwicklung verloren und ihre Ingenieure mit anderen Aufgaben betraut hatte.

Heute werden IGBTs und IGCTs in gleichem Maße für Hochspannungs- und Hochleistungsanwendungen eingesetzt, und ABB ist in beiden Bereichen führend.

Nanometer und Megavolt

Um 1995 begann ABB Power Systems mit der Entwicklung HVDC Light®. Diese Hochspannungs-Gleichstromübertragungstechnologie war zunächst für Leistungen bis 100 MW vorgesehen, inzwischen sind jedoch auch

ABB-Dioden aus den 1980er Jahren



PIONIERLEISTUNGEN

Halbleiterfertigung



höhere Leistungen möglich. Die Umrichter basieren auf IGBT-Modulen, deren Entwicklung die Ingenieure von ABB vor ein schwerwiegendes Problem stellte: Man stelle sich ein IGBT-Modul für 2.000 A vor, das aus 50 parallel geschalteten IGBT-Chips besteht. Um Sperrspannungen von über 100 kV zu erreichen, werden viele solcher Module in Reihe geschaltet – und zwar mehr als erforderlich, um die notwendige Redundanz herzustellen. Dies funktioniert jedoch nur, wenn der Widerstand des defekten Modul so gering ist, dass das Modul den

Umrichterstrom tragen kann. Fällt ein Chip aus, kann es sein, dass der gesamte Umrichterstrom von 2.000 A hindurch fließt. In herkömmlichen Modulen mit drahtkontaktierten Chips würden die Drähte augenblicklich verdampfen. Es entstünde ein Lichtbogen, der zu einem Ausfall der Umrichterbaugruppe führen und damit die Stabilität des Stromnetzes gefährden würde. In einem für die Reihenschaltung geeigneten Modul müssen die Chips daher einen „Kurzschluss“-Ausfallmechanismus besitzen, der dafür sorgt, dass sie bis zur nächsten

geplanten Wartung den gesamten Umrichterstrom tragen können. Mit der bei GTO-Thyristoren üblichen Druckkontaktierung ist dies ebenfalls nicht möglich. Hier heizt sich der Chip auf, und es bilden sich extrem brüchige intermetallische Si-Mo-Verbindungen zwischen dem Chip und der Kontaktplatte aus Molybdän, die die Bildung eines stabilen Kurzschluss-Strompfads verhindern. Das Problem wurde mithilfe einer Kontaktplatte aus einem Metall gelöst, das mit dem Silizium eine eutektische Legierung mit niedrigem Schmelzpunkt bildet. Das Ergebnis ist ein metallurgischer Kontakt mit hoher Stromtragfähigkeit. ABB ist heute der einzige Hersteller der Welt, der das langfristige Überleben eines defekten Moduls in einer Reihenschaltung garantieren kann.

Der Innovationsprozess im Bereich der Hochleistungs-Halbleiterelemente dauert weiterhin an. So verleiht der weltweite Bedarf an Elektrizität der altmodischen HGÜ-Thyristortechnologie neue Impulse. Neue Gleichstrom-Übertragungsleitungen erfordern Thyristoren mit höherer Belastbarkeit, d. h. höheren Nennströmen und -spannungen. Die stärkste Konkurrenz für die Hochspannungs-IGBTs von ABB kommt aus dem eigenen Konzern und besteht aus dem GTO- und IGCT-Programm von ABB. Dadurch haben die Kunden von ABB die einzigartige Möglichkeit, für ihre leistungselektronischen Anwendungen zwischen zwei führenden Technologien zu wählen.

Wir bedanken uns bei Kurt Brisby, André Jaecklin, Stefan Linder, Georges Keller, Claus Schüler und Erich Weisshaar für ihren freundlichen Beitrag zu diesem Artikel.

Hansruedi Zeller
ehemals ABB Semiconductors
Lenzburg, Schweiz

Editorial Board

Peter Terwiesch
Chief Technology Officer
Group R&D and Technology

Clarissa Haller
Head of Corporate Communications

Ron Popper
Manager of Sustainability Affairs

Frank Duggan
Region Manager, Middle East & Africa

Friedrich Pinnekamp
Chief Editor, ABB Review
friedrich.pinnekamp@ch.abb.com

Andreas Moglestue
Deputy Chief Editor, ABB Review

Herausgeber

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

ABB Asea Brown Boveri Ltd.
ABB Review/REV
CH-8050 Zürich
Schweiz

Die ABB Technik erscheint viermal pro Jahr
in Englisch, Französisch, Deutsch, Spanisch,
Chinesisch und Russisch. Die ABB Technik
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 Zeit-
schrift online unter www.abb.com/abbreview.

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

Herausgeber und Copyright © 2008
ABB Asea Brown Boveri Ltd.
Zürich, Schweiz

Satz und Druck

Vorarlberger Verlagsanstalt GmbH
AT-6850 Dornbirn, Österreich

Layout

DAVILLA Werbeagentur GmbH
AT-6900 Bregenz, Österreich

Übersetzung

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

Haftungsausschluss

Die in dieser Publikation enthaltenen Infor-
mationen geben die Sicht der Autoren wie-
der und dienen ausschließlich zu Informa-
tionszwecken. Die wiedergegebenen Infor-
mationen 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 Bera-
tung 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: 1013-3143

www.abb.com/abbreview

Vorschau 4/2008



Innovations-Highlights 2008

Seit mehreren Quartalen in Folge
verzeichnet ABB ein erfreuliches
Wachstum. Dies haben wir nicht nur
unseren Mitarbeitern und Zulieferern
zu verdanken, die uns mit ihrem
Know-how und hervorragenden
Produkten unterstützen, sondern
auch unseren Kunden, die ABB ihr
Vertrauen schenken.

Kennzeichnend für den Erfolg ist die
Palette von Produkten und Systemen,
die genau auf die Anforderungen
unserer Kunden zugeschnitten sind,
und die ABB zum Marktführer in
nahezu allen Bereichen gemacht
haben, in denen das Unternehmen
tätig ist. Jedes Jahr investiert ABB über
1 Mrd. US-Dollar, um ihre Produkte
auf dem neuesten Stand der Technik
zu halten und durch zahlreiche Inno-
vationen weiterzuentwickeln.

Die nächste Ausgabe der *ABB Technik*
präsentiert einige dieser bahnbrechen-
den Innovationen aus den verschie-
denen Tätigkeitsfeldern des Unter-
nehmens im Bereich der Energie- und
Automatisierungstechnik.

Wir besuchen die größten Windparks
der Welt, die mit Systemen von ABB
ausgestattet sind, werfen einen Blick
in eine gasisolierte 1-MV-Schaltanlage
und präsentieren HVDC Light®-Systeme
mit einer Übertragungskapazität von
über 1 GW. Außerdem berichten wir
über Lösungen für die Sicherheits-
problematik in großen Leitsystemen
und stellen die spannenden Merkmale
der neuen ABB-Roboter vor.

Ein Blick zurück in die Geschichte
der Hochspannungs-Gleichstromüber-
tragung – eine Technologie, die von
ABB vor über 50 Jahren eingeführt
wurde – zeigt, wie viel Mühe und
Ausdauer notwendig sind, um aus
hervorragenden Ideen erfolgreiche
Produkte zu entwickeln.

Dies ist nur eine Auswahl der Themen
in der nächsten Ausgabe. Das Team
der *ABB Technik* freut sich darauf,
Ihnen die technischen Innovationen
des Jahres 2008 näher zu bringen und
Ihre Neugierde zu wecken ...



Cities that consume 30% less energy?

As a leading producer of energy-efficient solutions, ABB helps deliver major power savings, without compromising performance. Our lighting control systems can deliver power savings of up to 50 percent, and our building automation up to 60 percent. While everyone else is talking about energy prices, power shortages and climate change, ABB is doing something about it, right here, right now. www.abb.com/energyefficiency

Certainly.

Power and productivity
for a better world™

