Der Strommarkt in Grossbritannien im Wandel

Autor(en): **Fitzgerald, Jim**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **104 (2013)**

Heft 11

PDF erstellt am: **31.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-856551

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Der Strommarkt in Grossbritannien im Wandel

Mit Marktreform zur faktischen Re-Regulierung

Die laufenden Entwicklungen im Strommarkt Grossbritanniens bieten viele interessante Erkenntnisse für Schweizer Energieversorgungsunternehmen und zeigen auf, wie Gesetzgebungen, Investorenrisiken und regulatorische Unsicherheiten zusammenwirken. Vorliegender Artikel gibt einen Überblick über die aktuelle Situation in Grossbritannien. Bemerkenswert dabei ist, dass mit den vorgesehenen Regulierungsmassnahmen der Zustand aus den frühen 1990er-Jahren wiederhergestellt wird.

Jim Fitzgerald

Der britische Stromsektor befindet sich inmitten eines fundamentalen Re-Designs, dessen legislatorisches Kernstück die «Energy Bill» ist. Die Entwicklung dieses Gesetzes hat mehr als fünf Jahre gedauert und befindet sich derzeit in den letzten Zügen der parlamentarischen Verabschiedung, die bis Ende des Jahres erreicht werden soll. Mit den Treibern und Zielen dieser Gesetzgebung sind auch die Schweizer Versorgungsunternehmen bestens vertraut: der Gewinnung von privaten Investoren in CO_2-freier Erzeugung, einer Reduktion der Endkundenrechnung und der Sicherstellung eines Mix der Stromherkunft. An dieser Stelle enden allerdings die Ähnlichkeiten mit dem Schweizer Markt. Dieser Artikel zeigt auf, wie sich der Markt in Grossbritannien nun in eine gänzlich andere Richtung bewegt, um die erwähnten Ziele zu erreichen.

Wie wichtig ist der politische Konsens?

Ein Hauptunterschied zwischen dem Markt in Grossbritannien und anderen Ländern ist der bemerkenswerte Grundkonsensus der drei grössten politischen Parteien, wenn es um Strom-Themen geht. Diesen September wurde nun auch die letzte wichtige Meinungsverschiedenheit überwunden, als die Liberaldemokraten, drittstärkste Partei in Grossbritannien, ihre langjährige Opposition hinsichtlich der Kernenergie aufgegeben haben. Zudem hat die häufig lokale politische Opposition bezüglich Onshore-Windparks durch die Konservativen, der stärksten politischen Partei, auf Gesetzesebene keinen Einfluss. Im Gegenteil: Auf dieser Ebene hat unter den drei Hauptparteien des Landes seit der Privatisierung des Sektors durch Margaret Thatcher in den 1990er-Jahren erstaunlich wenig Disput geherrscht.

Diese politische Einigkeit hat es ermöglicht, dass die sogenannte Electricity Market Reform (EMR), welche ursprünglich von der vorherigen Labour-Regierung vorgeschlagen wurde, unter der momentanen Koalitionsregierung von Konservativen und Liberaldemokraten in mehr oder weniger unveränderter Form vorangetrieben wurde. Der Konsens ist umso erstaunlicher, da die EMR faktisch eine Re-Regulierung der Industrie bedeutet und die Uhren auf die frühen 1990er-Jahre zurückgestellt wurden. Diese Stossrichtung wurde durch die Finanzkrise begünstigt. Seit dem wirtschaftlichen Kollaps glaubt die britische Bevölkerung nämlich nicht mehr daran, dass der freie Markt per Definition wirtschaftlich effiziente Lösungen hervorbringt. Zudem haben die Versorgungsunternehmen ihr Vertrauen bei Endkunden fast gänzlich eingebüsst. Es herrscht die weitverbreitete Meinung, dass die Unternehmen signifikante Profite auf Kosten der wirtschaftskrisengeplagten Bevölkerung generieren. Dies, obwohl mehrere Studien das Gegenteil beweisen und in England mitunter die schärfsten Bestimmungen der Welt gelten. Die Stimmung im Volk wurde von der Regierung zum Anlass genommen, die Re-Regulierung der Industrie mit beiden Händen voranzutreiben.

Istockphoto

Bild 1 Hinsichtlich der Kernenergie besteht in Grossbritannien weitgehend politische Einigkeit. Im Bild: Kernkraftwerk Sizewell an der englischen Ostküste. Die Anlage A (rechts) wurde 2006 stillgelegt, der Druckwasserreaktor in Anlage B (links) ist noch in Betrieb.

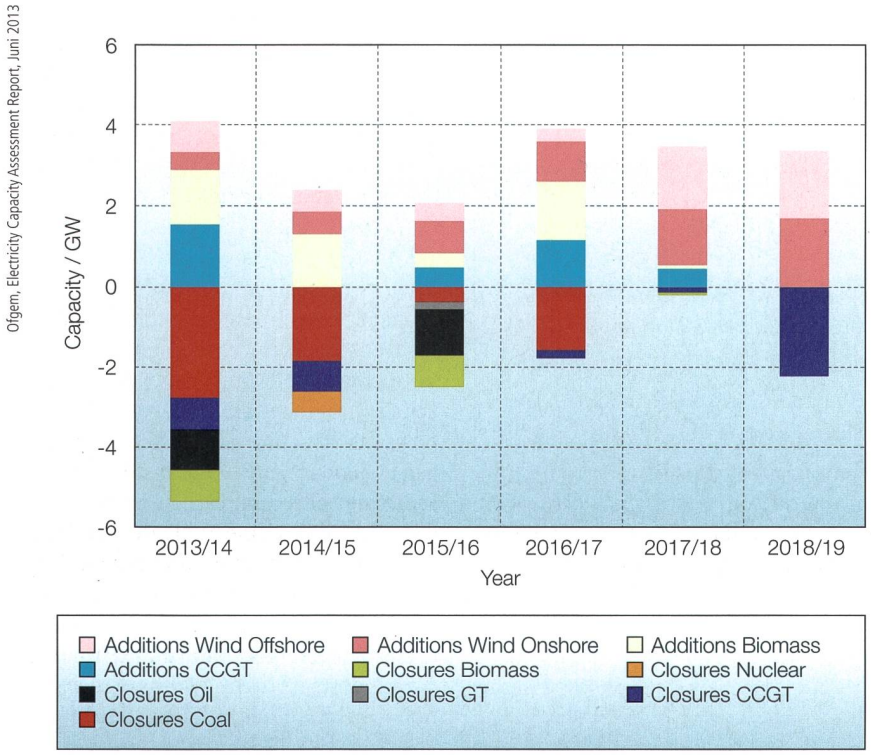


Bild 2 Veränderungen der installierten Leistung in Grossbritannien nach Kraftwerkstyp.

Das Rad der Zeit zurückdrehen

Das Ausmass und die Tiefe der Re-Regulierung des britischen Strommarktes sind bemerkenswert. Während der 1990er-Jahre und der ersten Hälfte der 2000er-Jahre war Grossbritannien das Aushängeschild eines «Laissez-faire», d.h. einer sanften Regulierung des Marktes. Der britische Markt zog höchst erfolgreich Kapital von Privatinvestoren an (vor allem aus den USA) und wurde oft von anderen Ländern, insbesondere in der Europäischen Union (EU), als gutes Beispiel gesehen. Viele Elemente des UK-Marktes wurden im «Standard-Modell» für Elektrizitätsmärkte übernommen. Die EU fordert von ihren Mitgliedstaaten schon seit Längerem, dieses Modell anzunehmen, welches Unbundling, Zugang für Dritte, Etablierung von Grosshandelsmärkten, Wettbewerb auf sämtlichen Stufen der Wertschöpfungskette, erleichterten Anbieterwechsel für Endkunden und nichtregulierte Strompreise vorsieht.

Das Unbundling und die Privatisierung des staatlichen CEGB (Central Electricity Generating Board) in den 1990er-Jahren waren Mitte der 2000er-Jahre faktisch rückgängig gemacht. Während den Nachwehen des Enron-Zusammenbruchs und der staatlichen Rettungsaktion des Kernenergieproduzenten British Energy gruppierte sich der Markt neu in ein Oligopol der sechs grössten Versorgungsunternehmen (The Big Six). Diese vertikale Unternehmenskonzentration verschaffte ihnen einen Marktanteil von über 95 % und damit enorme marktwirtschaftliche Macht.

Die Kundenwechselraten, insbesondere bei Privathaushalten, sind auf einen vernachlässigbaren Wert gefallen, da Kunden faktisch keine Wahlfreiheit mehr besassen. Die sehr niedrige Liquidität an den Grosshandelsmärkten führte zu einer intransparenten Preisbildung. Neue Marktteilnehmer blieben folglich dem britischen Markt fern, da sie keine marktbasierten Preissignale erhielten, um zukünftige Ertragspotenziale im Grosshandels- und Endkundenmarkt zu evaluieren. Darüber hinaus verfehlten die Energieversorger die von der Regierung gesteckten Ziele für den Anteil an der erneuerbaren Energieerzeugung und zur Reduktion des CO_2-Ausstosses deutlich. 2010 betrug der Anteil der erneuerbaren Energieerzeugung rund 3,3 % bei einer Zielvorgabe durch die Regierung von 10 %. Diese Situation im Elektrizitätsmarkt wird künftig nochmals verschärft, da bis 2020 rund ein Drittel der veralteten Erzeugungsflotte nuklearer und kohlegefeuerter Kraftwerke stillgelegt werden soll (Bild 2). Vor diesem Hintergrund war es aus Sicht der Regierung zwingend notwendig, in den «nichtfunktionierenden» Markt einzugreifen.

Diese Marktdefizite wurden von den nachfolgenden Regierungen erkannt, und die EMR und das daraus resultierende Energiegesetz (Energy Bill) wurden spezifisch ausgearbeitet. Das Massnahmenpaket in der Energy Bill beinhaltet vier Hauptelemente:

- Preisuntergrenze für CO_2-Zertifikate.
- Etablierung von Kapazitätsmärkten.
- Einspeisevergütung und Vermarktungsprämie für CO_2-freie Erzeugung (Feed-in-Tariff with Contracts for Difference, FiT CfD).
- Emission Performance Standard (EPS), d.h. ein CO_2-Emissionslimit pro MWh produzierter Energie bei fossilgefeuerten Erzeugungsanlagen.

Das übergeordnete Ziel, das die Regierung mit der Einführung dieser Massnahmen anstrebt, besteht darin, das Risiko (wie auch die Gewinne) von Investoren zu reduzieren. Grundlegend ist die Ablösung des marktpreisbasierten Mechanismus durch eine Reihe von regierungsregulierten Preisen. Dahinter steckt die Absicht, volatile Einkünfte mit besser voraussehbaren, langfristig regulierten Preisen zu ersetzten. Dies reduziert den Gesamtkapitalkostensatz des Investors und führt daher zu gesamthaft tieferen Elektrizitätspreisen, die ohne diese Reformen nicht zustande kommen würden.

Die grossen Herausforderungen des Modellwechsels

Die detaillierte Ausarbeitung dieser vier Hauptmassnahmen hat sich als turbulenter Prozess erwiesen. Die britische Regierung versucht zurzeit alle Interessen unter einen Hut zu bringen; dabei geht es darum, durch die Umstrukturierung des Strommarktes billigere Strompreise zu erlangen und trotzdem für (ausländische) Investoren weiterhin attraktiv zu bleiben. Marktsignale mit regulierten Preisen zu ersetzen, hat sich jedoch aufgrund der komplexen Zusammenhänge innerhalb des Stromsystems als grosse Herausforderung erwiesen. So wurden zum Beispiel die FiT CfD ähnlich dem deutschen EEG-Direktvermarktungssystem entwickelt, wo langfristige FiT CfD für Windfarmen (15 Jahre) und Kernkraftwerke (30 Jahre) den Preisunter-

schied zwischen dem Bezugspreis (Strike Price) und dem Marktpreis (Market Reference Price, MRP) ausgleichen sollen. Der Market Reference Price (MRP) wird ein indexbasierter Wert auf den Strompreis in der GB-Zone der zukünftigen Nordwesteuropa-Marktkopplung sein. Da es jedoch Verzögerungen bei der Implementierung dieses Marktes gibt, mussten gewisse Anpassungen an der Definition des Marktreferenzpreises der FiT CfD vorgenommen werden. Des Weiteren wurden zusätzliche Zugeständnisse an die Energieerzeuger gemacht, sollten sich die Marktpreise in Zukunft ändern.

Die detaillierte Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes steht aufgrund der beschleunigten Stilllegung vieler Kohlegruben ebenfalls vor grossen Herausforderungen. Die Meinungen zwischen dem Regulator Ofgem und dem zuständigen Ministerium DECC (Department of Energy and Climate Change) bezüglich einer angemessenen Reservekapazität für den britischen Elektrizitätsmarkt gehen weit auseinander. Die eine Seite möchte die Leistung der Interkonnektoren in die Kalkulation miteinbeziehen; die andere Seite sieht diese nicht als Bestandteil vor. Der grosse Unterschied der berechneten Reservekapazitäten ist in **Bild 3** dargestellt.

Beide Sichtweisen führen zu höchst unterschiedlichen Antworten für die Berechnung der Reservekapazität. Aufgrund stark abnehmender Reservekapazitäten hat der britische Übertragungsnetzbetreiber National Grid im Juli 2013 ein komplett neues Reservesystem angekündigt, bekannt als «Supplemental Balancing Reserve» (SBR) für Energieerzeugungsanlagen über 50 MW. Wie dieses System mit dem in der EMR angedachten Kapazitätsmarkt zusammenspielt, ist derzeit unklar. Die aktuelle Situation ist jedoch ein gutes Beispiel dafür, wo anstelle des unvorhersehbaren Marktes nun aufgrund des Markteingriffes die Regierungspolitik schnell eine Antwort liefern muss.

Mehr als EMR

Zusätzlich zum EMR-Programm existiert in Grossbritannien eine Vielzahl weiterer Regierungsprogramme und Eingriffe in den Strommarkt. Der britische Regulator Ofgem, der unter anderem für das Stromübertragungs- und -verteilnetz zuständig ist, hat sich etwa mit der Entwicklung eines neuen Systems der Preiskontrolle beschäftigt, welches nun eingeführt wird. In den letzten dreissig Jahren wurden die Netztarife im Rahmen einer Anreizregulierung (RPI-X), basierend auf Effizienzbenchmarks, festgelegt. Unter diesem System einer Preisobergrenzenregulierung wurden somit die Anreize zur kontinuierlichen Kostenreduktion gesetzt. Der Kostenreduktionspfad folgte dabei einem Mechanismus aus Bereinigung der Inflation (RPI = Retail Price Index) und einem Effizienzfaktor (X). Unter dem RPI-X-Regime wurden beachtliche Effizienzverbesserungen und damit sinkende Endkundenpreise erzielt. Das System ist allerdings an seine Grenzen gestossen. Einerseits wurde es immer schwieriger, weitere Effizienzgewinne zu realisieren, und andererseits führten die Pläne für einen erheblichen Netzausbau zu enormem Kapitalbedarf. Daher wurde eine neue Preisformel notwendig, um den steigenden Investitionsausgaben («Capex») Rechnung zu tragen. Aktuell beschäftigt sich der Regulator Ofgem daher mit einer Ablösung der RPI-X-Regulation durch eine neue Preisregulation, bekannt als RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs). Damit sollen Netzbetreiber dazu angereizt werden, neue Übertragungsnetzkapazitäten zu bauen, bevor die Betreiber neuer Energieerzeugungsanlagen (z.B. Windparks) diese benötigen. Die Entwicklung dieses neuen Regimes läuft in enger Zusammenarbeit mit den Offshore-Übertragungsnetzbetreibern (OFTO, Offshore Transmission Network Owner), um die offshore erzeugte Energie zu regulieren und zu günstigen Preisen auf das Festland zu übertragen. Damit soll das Problem der ungenügenden Netzinfrastruktur zwischen den Offshore-Windparks und dem Übertragungsnetz auf dem Festland gelöst werden.

Ebenso versucht Ofgem die Marktbedingungen für neue Markteintritte in den britischen Stromsektor zu verbessern. Dies soll durch eine radikale Vereinfachung der Privat- und Gewerbekundentarife (wiederum eine Form der Re-Regulierung), die Erhöhung der Liquidität am Grosshandelsmarkt und die Erhöhung der Transparenz (insbesondere bei vertikal integrierten Unternehmen) erreicht werden.

Darüber hinaus wird ein flächendeckender Ausbau intelligenter Netze (Smart Grids) vorangetrieben. Die engere Auswahl der Implementierungsanbieter für dieses rund 3 Milliarden CHF grosse Projekt wurde bereits im vergangenen September 2013 vorgestellt. Das Ziel ist es, bis 2020

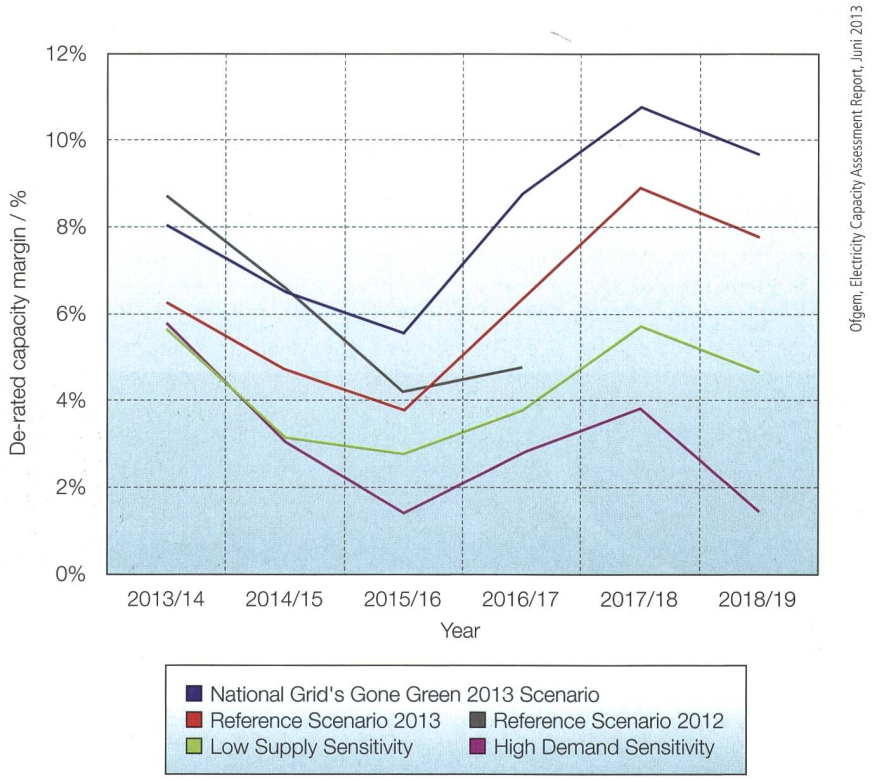


Bild 3 Prognostizierte Reservekapazitäten in Grossbritannien bis 2018/2019.

rund 52 Millionen intelligente Zähler (Smart Meter) in Grossbritannien zu installieren. Bedenkt man, dass die britische Regierung in der Vergangenheit grosse IT-Programme oftmals weder im Zeit- noch Budgetrahmen umsetzen konnte, ist es nicht erstaunlich, dass sich die Industrie darüber Gedanken macht, welche potenziellen Implikationen ein verspäteter Rollout zur Folge hätte. Zudem ist die Elektrizitätsbranche dem Einfluss von weiteren Ministerien ausgesetzt. So versucht beispielsweise das Finanzministerium, die Erforschung von Schiefergas durch Steueranreize zu fördern.

Fazit

Zusammenfassend kann man drei Hauptkenntnisse aus den aktuellen Erfahrungen des britischen Energiemarktes für den Schweizer Elektrizitätsmarkt ableiten.

- Die Endkunden- und Wählerunzufriedenheit ist ein ungemein starker Hebel, der den Markt fundamental umformen kann, wenn die Unternehmen nicht liefern, was die Bevölkerung sich erwünscht.
- Auch wenn der Startschuss zum Re-Design des Elektrizitätsmarktes gefallen ist, benötigt es viele Jahre, um die Konzepte umzusetzen. Die zeitliche Dimension darf auch unter den idealen Bedingungen des politischen Konsensus, der in England bezüglich Themen wie Kernenergie und Onshore-Windpärken herrscht, nicht unterschätzt werden.
- Der gesellschaftliche Druck und die Lösungen, die in Grossbritannien vorangetrieben werden, können zwar nicht eins zu eins auf andere Märkte projiziert werden, stellen aber zweifelsohne ein Beispiel für die möglichen Entwicklungen in anderen europäischen Elektrizitätsmärkten dar. Denn Kapazitätsmärkte, Einspeisevergütung, Smart-Grid-Rollouts und ähnliche Pläne werden zurzeit überall diskutiert.

Résumé **Le marché de l'électricité en Grande-Bretagne en pleine mutation**

De la réforme du marché à la réalité d'une nouvelle régulation

En Grande-Bretagne, le consensus politique concernant l'organisation du marché électrique a permis de faire avancer la réforme dite de l'Electricity Market Reform (EMR). Elle sous-entend en réalité une nouvelle régulation de l'industrie. Elle comprend quatre éléments principaux: une limite inférieure des prix pour les certificats de CO_2, l'établissement de marchés de capacité, une rétribution de l'injection et une prime de commercialisation pour la production neutre en CO_2 (appelée FiT CfD), ainsi que l'Emission Performance Standard (EPS) qui prescrit une limite des émissions de CO_2 par MWh d'énergie produite dans des installations fossiles. La mise au point détaillée de ces quatre mesures centrales s'est avérée être un processus turbulent. Le gouvernement britannique essaie actuellement de mettre d'accord toutes les parties concernées.

En plus du programme EMR, il existe en Grande-Bretagne toute une série de programmes du gouvernement et d'interventions sur le marché de l'électricité. Le régulateur britannique introduit par exemple un nouveau système de contrôle des prix qui prend en considération l'augmentation des dépenses d'investissement. Il est aussi envisagé de développer de manière générale les réseaux intelligents (smart grids).

Pour son marché électrique, la Suisse peut déduire trois constatations des expériences du marché britannique. Premièrement, le mécontentement des clients finaux et des électeurs peut transformer le marché si les entreprises ne livrent pas ce que ces derniers souhaitent. Deuxièmement, plusieurs années sont nécessaires pour mettre en oeuvre les concepts de redesign du marché. Et troisièmement, la situation en Grande-Bretagne peut servir d'exemple pour d'éventuels développements sur d'autres marchés européens, même si elle ne peut pas être transposée à l'identique aux autres pays. Se

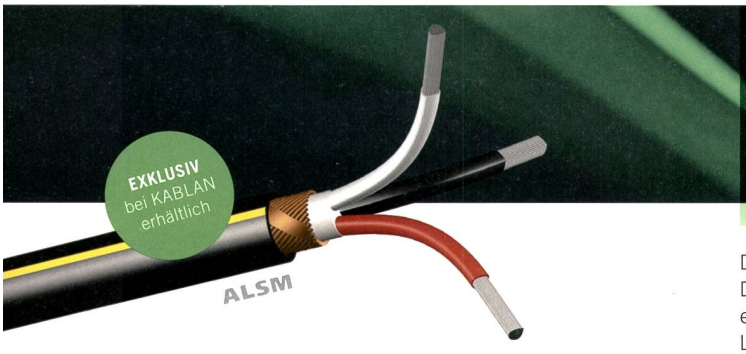
Angaben zum Autor

Dr. **Jim Fitzgerald** ist Unternehmensberater beim Schweizer Unternehmen The Advisory House in London. Seine Beratungsschwerpunkte liegen in den Bereichen Strategie- und Businessmodelle, Portfolio & Risk Management und Mergers & Acquisitions. Er promovierte an der Universität von Limerick, Irland, zum Thema «Gas Turbine Aerodynamics» (2001).

Advisory House, 8002 Zürich
office_zrh@advisoryhouse.com

Notiz: Bei vorliegendem Text handelt es sich um eine Übersetzung aus dem Englischen.

Anzeige



GKN Alsm
Die leichte und kostensparende Alternativ

Dank der optimierten Verseilung der Einzeldrähte und des geringeren Drahtdurchmessers lassen sich die sektoralen, mehrdrähtigen Aluminiumleiter einfacher verlegen, biegen und montieren. Und das Beste an dieser innovativen Lösung: Sie kostet rund 40 % weniger und benötigt beinahe gleich viel Platz wie die entsprechenden Kupferkabel.

- Innovative Niederspannungskabel mit optimiertem Leiteraufbau
- 50 % weniger Gewicht und 40 % tiefere Kosten als herkömmliche Kupferkabel
- Praktisch gleicher Aussendurchmesser wie Kupferkabel
- Alle handelsüblichen Anschlusskomponenten und Muffen erhältlich
- Halogenfrei und umweltschonend

KABLAN AG
Weissackerstrasse 7, CH-3072 Ostermundigen, +41 31 930 80 80
Rossbodenstrasse 20 A, CH-7000 Chur, +41 81 286 76 76
kablan@kablan.ch, www.kablan.ch