

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 92 (2001)

Heft: 10

Artikel: Technische und betriebliche Organisation des "Marktplatzes Schweiz" : der GridCode CH

Autor: Imhof, Karl / Baumann, Rudolf

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-855712>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 15.01.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Technische und betriebliche Organisation des «Marktplatzes Schweiz»: Der GridCode CH

Laut EMG haben die Netzbetreiber die Pflicht, Mindestanforderungen zu formulieren. Diese Anforderungen sollen so minimal wie möglich, aber so klar und detailliert wie nötig sein. Dies, um für alle faire und transparente Bedingungen im Marktzugang zu schaffen. Diese Mindestanforderungen der Netzbetreiber werden unter dem Begriff Grid Code zusammengefasst. Der schweizerische Grid Code – GridCode CH – basiert auf den technischen Spielregeln der schweizerischen Elektrizitätswerke sowie den Anforderungen der benachbarten ausländischen Übertragungsnetze. Der GridCode CH steht im Einklang mit den internationalen Vorgaben und Verpflichtungen, wie zum Beispiel den für den Verbundbetrieb gültigen Regeln der UCTE.

■ Karl Imhof, Rudolf Baumann

Die Umgebung

Im Dezember hat das Parlament – der Stände- und Nationalrat – das Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) verabschiedet. Es wird angenommen, dass der erste Schritt in den geöffneten Strommarkt Anfang 2002 gemacht werden kann. Im EMG werden die Aufgaben der Netzbetreiber im Wesentlichen in Artikel 10 umschrieben. Eine weitere Detaillierung wird im Verlaufe des Jahres 2001 in den entsprechenden Verordnungen erwartet.

Artikel 10 des EMG:

Aufgaben der Netzbetreiber

Den Betreiber von Elektrizitätsnetzen obliegt insbesondere die

- Gewährleistung eines sicheren, zuverlässigen, leistungsfähigen und wirtschaftlichen Netzes;
- Durchleitung von Elektrizität und Regulierung des Netzes unter Berücksichtigung des Austausches mit andern Verbundnetzen;
- Bereitstellung und der Einsatz der benötigten Reserveenergie und Reserveleistungskapazitäten;
- Festlegung und Erhebung der Vergütung für die Durchleitung von Elektrizität;
- Erarbeitung von technischen Mindestanforderungen für den Anschluss von Elektrizitätserzeugungsanlagen, Verteilnetzen, Direktleitungen und dergleichen; sie berücksichtigen dabei internationale Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen.

Für die technische und betriebliche Organisation des Netzbetriebes haben die Netzbetreiber somit die Pflicht, Mindestanforderungen zu formulieren. Wie bei einem «richtigen Marktplatz», wie dem Börsenplatz für Aktien, sollen diese Anforderungen so minimal wie möglich, aber so klar und detailliert wie nötig sein. Dies, um für alle faire und transparente Bedingungen im Marktzugang zu schaffen. Die konkrete Ausarbeitung dieser Minimalanforderungen ist eine komplexe und arbeitsintensive Aufgabe.

Diese Mindestanforderungen der Netzbetreiber werden unter dem Begriff Grid Code zusammengefasst. Der schweizerische Grid Code – GridCode CH – basiert auf den vorhandenen Richtlinien und den technischen Spielregeln der schweizerischen Elektrizitätswerke sowie den Anforderungen der benachbarten ausländischen Übertragungsnetze.

Der GridCode CH steht im Einklang mit den internationalen Vorgaben und Verpflichtungen, wie den für den Verbundbetrieb gültigen Regeln der UCTE. Bei der Erarbeitung wurde auf eine grösstmögliche Kompatibilität mit bestehenden Regelungen auf den bereits geöffneten Elektrizitätsmärkten in Europa geachtet.

Der GridCode CH ist nicht die alleinige Grundlage für den geöffneten Strommarkt. Auch technische Normen, Vorschriften des Bundes und der Kantone usw. sind einzubeziehen. Für die kommerziellen Bereiche wie Systemdienstleistungen und Netznutzung gibt es bereits beziehungsweise werden jetzt entsprechende Dokumente erarbeitet. Eine punktuelle, vorläufige Darstellung der

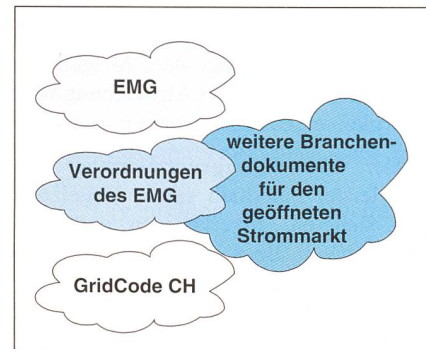


Bild 1 Eine weder vollständige noch endgültige Darstellung der Dokumente im nahen Umfeld des GridCode CH.

Dokumente im nahen Umfeld des Grid Code CH ist in Bild 1 gezeigt.

Die Akteure und ihre Funktionen im geöffneten Elektrizitätsmarkt

Die Akteure im geöffneten Markt sind die Erzeuger, die Stromhandelsunternehmen (Händler/Vertriebsunternehmen), die Bilanzgruppenverantwortlichen, die Übertragungsnetzbetreiber mit dem Systemkoordinator ETRANS, die Verteilnetzbetreiber auf den verschiedenen Spannungsebenen und die Endverbraucher.

Die **Erzeuger** liefern Fahrplanenergie/-leistung und Ausgleichsenergie/-leistung für den Bilanzausgleich sowie Energie/Leistung zur Kompensation der Wirkverluste oder zur Primärregelung. Ebenfalls produzieren sie Blindenergie/-leistung für die Spannungshaltung und für die Blindleistungsbedürfnisse der Endkunden. Durch die Fähigkeit des Schwarzstarts und der Inselbetriebsfähigkeit leisten sie einen Beitrag zur Behebung von Grossstörungen.

Die **Händler** (die Vertriebsunternehmen) sind zentrale Marktteilnehmer im geöffneten Elektrizitätsmarkt. Kauf und Verkauf elektrischer Energie ohne die Notwendigkeit, ein eigenes Übertragungs- und Verteilnetz zu besitzen, charakterisiert diese Akteure. Ein Händler (Vertriebsunternehmen) kann mit seinen unter Vertrag stehenden Lieferanten und Endkunden eine Bilanzgruppe bilden und dann auch als Bilanzgruppenverantwortlicher agieren.

Der **Bilanzgruppenverantwortliche** ist ein neuer Akteur im geöffneten Elektrizitätsmarkt. Er summiert die Ein- und Ausspeisungen seiner vertraglich gebundenen Erzeuger und Verbraucher innerhalb einer Regelzone zu einer Bilanzgruppe mit einem Fahrplan. Dabei kann er zur Minimierung des Ausgleichsenergiebezugs, d.h. der Abweichung vom Fahrplan, eigene Kraftwerke einsetzen.

Der **Übertragungsnetzbetreiber** gewährleistet innerhalb seiner Regelzone den sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des 220-kV/380-kV-Netzes und ist zuständig für das Bilanzmanagement aller Bilanzgruppen in seiner Regelzone.

Seine Dienstleistungen umfassen im Wesentlichen:

- Betrieb, Unterhalt, Überwachung der Netzanlagen des 220-kV-/380-kV-Höchstspannungsnetzes
- Frequenz-Leistungsregelung seiner Regelzone
- Bilanzmanagement, das heisst die Beschaffung, Bereitstellung und Abrechnung der Ausgleichsenergie aller Bilanzgruppen in seiner Regelzone
- Organisation der Primärregelung mit den dafür ausgerüsteten Erzeugern
- Umsetzung des Netzanschlusses und der Netzanschlussbedingungen für die an sein Netz anzuschliessenden Verteilnetzbetreiber, Erzeuger und Endverbraucher
- Einsatz von Produktionseinheiten für die Blindenergieerzeugung oder von kompensierenden Netzelementen für

die Gewährleistung der Spannungshaltung

Der **Systemkoordinator** (ETRANS) als Dienstleistungsunternehmen der Übertragungsnetzbetreiber koordiniert und gewährleistet im Rahmen seiner Zuständigkeiten zusammen mit den Übertragungsnetzbetreibern den sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des schweizerischen Übertragungsnetzes.

Der **Verteilnetzbetreiber** gewährleistet den sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb von Verteilnetzen in den Spannungsebenen von 150 kV bis 0,4 kV.

Seine Dienstleistungen umfassen im Wesentlichen:

- Betrieb, Unterhalt, Überwachung und Steuerung der Netzanlagen
- Umsetzung des Netzanschlusses und der Netzanschlussbedingungen für die an sein Netz anzuschliessenden Verteilnetzbetreiber, Erzeuger und Endverbraucher
- Einsatz der kompensierenden Netzelemente für die Gewährleistung der Spannungshaltung inklusive die Be-

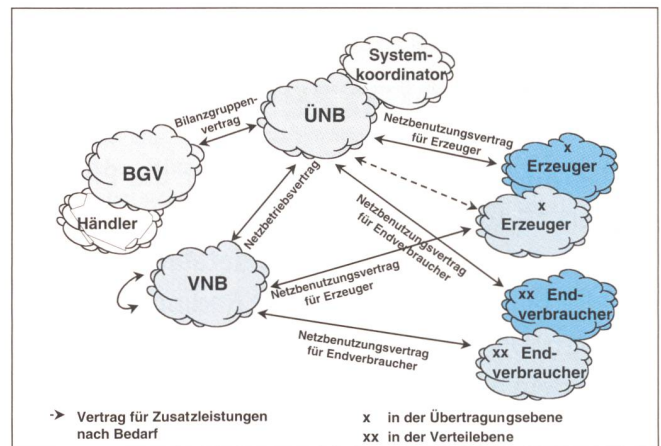


Bild 3 Vertragliche Beziehungen auf dem «Marktplatz Netz».

reistellung von Blindenergie/-leistung für die Endverbraucher

- Beschaffung von Energie für den Ausgleich der Wirkverluste in seinem Netzteil.

Der **Endverbraucher** schliesst auf dem freien Markt Energiegeschäfte zum Bezug von Wirk- und Blindenergie/-leistung ab. Er kann sich von seinem Lieferanten auch vertraglich eine Vollversorgung garantieren lassen (Bilanzausgleich). Sein Anschluss an den «Marktplatz Netz» erfolgt über ein Verteilnetz oder in Ausnahmefällen direkt über das Übertragungsnetz.

Die Erstellung des GridCode CH

Die technisch betrieblichen Minimalanforderungen für die Zusammenarbeit dieser Akteure auf dem «Marktplatz Netz» sind im GridCode CH festgehalten.

Der GridCode CH ist in zwei Teile, «Grundlagen» und «Technische und betriebliche Bestimmungen» (TBB) gegliedert (Bild 2).

Die «Grundlagen» des GridCode CH haben erklärenden Charakter und beschreiben die technischen und betrieblichen Prozesse auf dem «Marktplatz Netz». Zudem definieren sie den erforderlichen Informationsaustausch und die notwendigen Messungen zwischen den Netzbetreibern (Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber) sowie mit den verschiedenen Marktakteuren.

Die «Technischen und betrieblichen Bestimmungen (TBB)» sind Teil der vertraglichen Beziehungen zwischen den Netzbetreibern sowie zwischen Netzbetreiber und den einzelnen Marktakteuren in einem geöffneten Elektrizitätsmarkt (Bild 3).

GRIDCODES	
Grundlagen	Technische und betriebliche Bestimmungen (TBB)
Kapitel 1.1 Inhalt und Anwendung	Kapitel 2.1 Pflichten und Aufgaben der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber
Kapitel 1.2 Die technischen und betrieblichen Aspekte des «Marktplatz Netz»	Kapitel 2.2 Übertragungsnetzbetreiber – Erzeuger
Kapitel 1.3 Informationsaustausch	Kapitel 2.3 Übertragungsnetzbetreiber – Endverbraucher
Kapitel 1.4 Messung und Zählung	Kapitel 2.4 Übertragungsnetzbetreiber – Verteilnetzbetreiber
Kapitel 1.5 Literatur	Kapitel 2.5 Übertragungsnetzbetreiber – Bilanzgruppenverantwortlicher
	Kapitel 2.6 Verteilnetzbetreiber – Erzeuger
	Kapitel 2.7 Verteilnetzbetreiber – Endverbraucher
	Kapitel 2.8 Verteilnetzbetreiber – Verteilnetzbetreiber
	Kapitel 2.9 Messdatenbereitstellung

Bild 2 Struktur und Inhalt des GridCode CH.

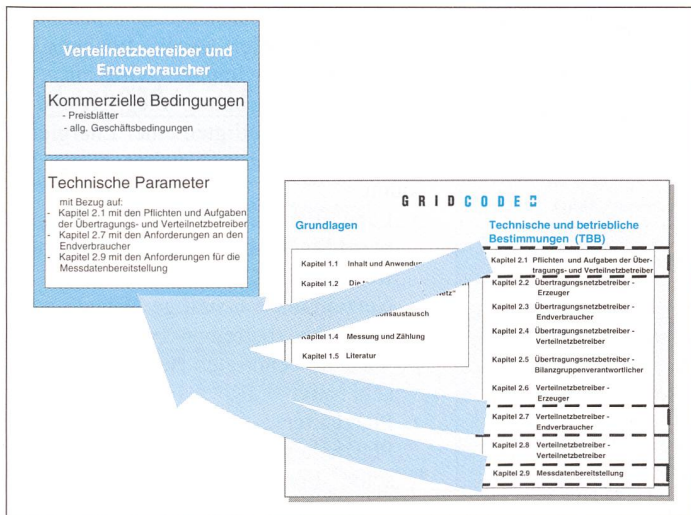


Bild 4 Beispiel eines Vertragswerkes zwischen Netzbetreiber und Marktakteur: ein Verteilnetzbetreiber und ein Endverbraucher.

Vertragliche Beziehungen auf dem «Marktplatz Netz»

Im geöffneten Elektrizitätsmarkt werden zwischen Netzbetreibern sowie zwischen dem Netzbetreiber und den einzelnen Marktakteuren auf dem «Marktplatz Netz» Verträge abgeschlossen (Bild 4).

Der einzelne Vertrag regelt einerseits die kommerziellen und andererseits die technischen und betrieblichen Beziehungen zwischen zwei Netzbetreibern oder zwischen einem Netzbetreiber und einem Marktakteur auf dem «Marktplatz Netz». Zur Sicherstellung einer einheitlichen und damit diskriminierungsfreien Netzbenutzung basieren die technischen Inhalte auf den «Technischen und betrieblichen Bestimmungen» des GridCode CH.

In den «Technischen und betrieblichen Bestimmungen» des GridCode CH sind in diesem Sinne die Aspekte der technischen und betrieblichen Anforderungen an der Schnittstelle (inklusive Messdatenbereitstellung) zwischen Netzbetreibern einerseits sowie zwischen Netzbetreiber und einzelnen Marktakteuren andererseits, angegeben. Der GridCode CH definiert somit die im Gesetz geforderten rechtlich gültigen technischen und betrieblichen Mindestanforderungen.

Das Projekt GridCode CH

Seit 1999 sind verschiedene Teams mit der Erstellung des GridCode CH beschäftigt. Die übergeordnete Projektführung liegt bei den Netzbetreibern der Verbundunternehmen Atel, BKW, CKW, EGL, EOS, EWZ, NOK und für die Verteilebene beim VSE. Die zentrale Bedeutung des Messens (Zähler) wird in einer separaten Arbeitsgruppe behandelt. Um einen über alle Organisationen konsistenten GridCode CH zu erhalten, ist ETRANS federführend in allen Gremien.

Neben ETRANS als Koordinator der Aktivitäten wird auch ein intensiver Expertenbeitrag durch Mitarbeiter der verschiedenen Marktakteure geleistet. Bis eine erste Version, voraussichtlich im Sommer 2001, publiziert werden kann, werden etwa vier bis fünf Mannjahre aufgewendet sein.

Der hohe Aufwand ist verständlich, wenn man berücksichtigt, dass der Grid Code CH ein mit allen beteiligten Netzbetreibern abgestimmtes Dokument sein soll. Dabei ist das wichtigste Ziel, zu garantieren, dass der «Marktplatz Netz» auch im liberalisierten Umfeld einwandfrei funktionieren kann.

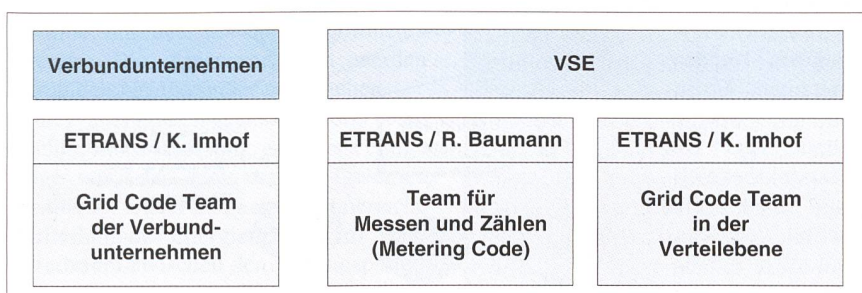


Bild 5 Die Projektorganisation für die Erstellung des GridCode CH.

Der Grid Code im internationalen Vergleich

Jeder Netzbetreiber in der Schweiz, in Deutschland, in Österreich braucht einen Grid Code. Warum ist dies nicht überall gleich? Die technischen Probleme unterscheiden sich ja kaum. Einige Gründe sprechen dafür, dass die einzelnen «Grid Code-Schreiber» zwar voneinander lernen und «abschreiben» können. Dies aber nur bedingt, weil:

- Die Organisation der Netzbetreiber teilweise sehr unterschiedlich ist. Daraus ergeben sich unterschiedliche Geschäftsprozesse.
- Die gesetzlichen Rahmenbedingungen an der Oberfläche gleich aussehen, sich aber im Detail doch substantiell recht unterscheiden.
- Der Grid Code oft der Ort ist, an dem sich die entsprechenden Experten einigen müssen, wie der Geschäftsprozess in der Zukunft funktioniert. Der im Grid Code niedergeschriebene Konsens ist damit abhängig vom Kontext, von der heutigen Lösung, von Rahmenbedingungen und vom Liberalisierungsfortschritt.

Die technischen und betrieblichen Bestimmungen für die Messdatenbereitstellung (Metering Code)

Am Beispiel des «Metering Code» wird im Folgenden die Umsetzung in die technischen und betrieblichen Bestimmungen (TBBs) der Messdatenbereitstellung des GridCode CH aufgezeigt.

«Metering Code» ist dabei der Arbeitstitel, unter welchem diese Arbeiten im Rahmen des Projektes Merkur Access des VSE durchgeführt werden.

Der Metering Code beschreibt eine für alle beteiligten Marktakteure effiziente und mit der notwendigen Qualität realisierbare Messdatenbereitstellung. Der Metering Code schliesst alle Belange der betrieblichen Messung aus.

Im Metering Code werden insbesondere die unternehmensübergreifenden Mindestanforderungen für die ordnungsgemässe Abwicklung der Verrechnung von

- Energielieferung
 - Netzbenutzung
 - Systemdienstleistungen
- definiert.

Die Marktakteure können festlegen, wie weit sie die im Metering Code definierten Mindestanforderungen überschreiten wollen. Zusatzanforderungen sind verursachergerecht zu entgelten.

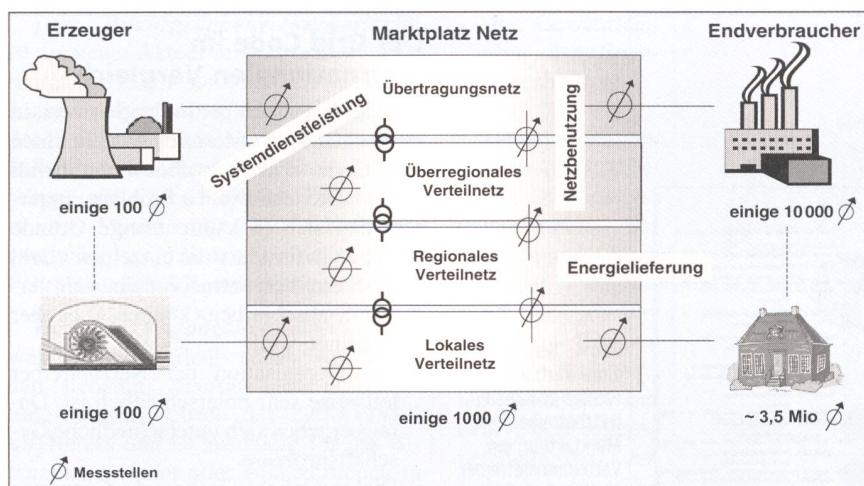


Bild 6 Das Umfeld des «Metering Code».

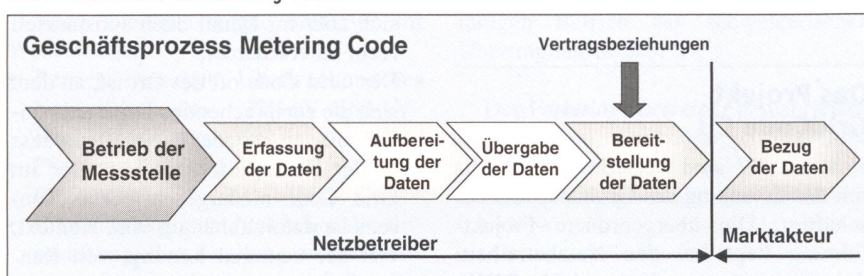


Bild 7 Geschäftsprozess «Metering Code» mit Definition der Verantwortlichkeit.

Die Messdatenbereitstellung ist eine Dienstleistung für verschiedene Marktakteure des Strommarktes. Damit die TBBs für die Messdatenbereitstellung erstellt werden können, muss der ganze dazugehörige Geschäftsprozess definiert sein. Dieser lässt sich vereinfacht in den Prozessschritten gemäss der untenstehenden Abbildung darstellen.

Als Resultat der Messdatenbereitstellung liegen nachvollziehbare, eindeutig einem Messpunkt, einem Netzbetreiber, einer Zeitperiode, einer Energieflussrichtung und einer Masseinheit zugeordnete, und ebenso eindeutig einem Kunden oder Erzeuger und einem Lieferanten zuordenbare Energiemessdaten vor, welche den berechtigten Empfängern in einem vereinbarten elektronischen Format zeitgerecht und in einem der Rechtssicherheit der Vertragsabwicklung genügenden Protokoll zur Verfügung gestellt werden.

Die Mindestanforderungen der einzelnen Marktakteure an die Messdatenbereitstellung sind im Metering Code bezogen auf die einzelnen Prozessschritte definiert und mittels Messstellenkategorien tabellarisch zusammengefasst. In dieser Zusammenstellung wird, bezogen auf die Netzbenutzer und Netzbetreiber festgelegt, welche Marktakteure die erfassten Messdaten benötigen und welche Mindestanforderungen zu Verrechnungszwecken und welche zusätzlichen Anfor-

derungen zu Kontrollzwecken der jeweiligen Marktakteure an die Messdatenbereitstellung bestehen. Aus dieser Zusammenstellung geht auch hervor, dass für alle Marktakteure bestimmte Messdaten bereitgestellt werden müssen. Ebenfalls ist festgelegt, dass dem Endverbraucher der Zugriff auf seine eigenen bereitgestellten Messdaten zu Kontrollzwecken jederzeit ermöglicht werden muss.

Anhand von drei konkreten Beispielen wird im Nachfolgenden aufgezeigt, wie Elemente des Metering Code als TBBs definiert werden.

Beispiel 1: Messpunktbezeichnung

Für eine eindeutige Abwicklung der vertraglichen Vereinbarungen wird ein gesamtschweizerisch gültiges Bezeichnungssystem zur Identifikation der Messpunkte definiert. Die Messpunktbezeichnung stellt die notwendigen Verknüpfungen zwischen Messort, Messapparat, Kunden, Lieferanten, Erzeugern und Netzbetreibern her. Die Messpunktbezeichnung bleibt beim Wechsel von Kunden, Lieferanten, Erzeugern und Apparaten unverändert und

stellt so sicher, dass fehlerhafte Zuordnungen vermieden werden können. Die Messpunktbezeichnung wird in die Messdatenbezeichnung integriert und ist so bei allen Beteiligten einer Energielieferung oder einer Netzbenutzung bekannt.

- Land: Für die Länderkennzeichnung wird die Festlegung gemäss ISO verwendet, d.h. CH für die Schweiz.
- Netznummer: 6-stellige Netznummer. Jeder Netzbetreiber beantragt beim VSE die benötigten Netznummern für sein Netz.
- Platzhalter: 5-stelliger Platzhalter. Der Platzhalter wird eingeführt, um dasselbe Format für die Messpunktbezeichnung zu haben wie in anderen europäischen Ländern. Der Platzhalter kann fakultativ mit der Postleitzahl der Gemeinde, in der sich die Messstelle zum Zeitpunkt der Vergabe der Messpunktbezeichnung befindet, belegt werden.
- Messpunktnummer: 20-stellige alphanumerische Messpunktnummer. Die Messpunktnummer wird vom Netzbetreiber vergeben und dient zur eindeutigen Kennzeichnung des Messpunktes. Der Netzbetreiber stellt sicher, dass die Messpunktnummer in seinem Netzgebiet eindeutig und nicht temporär ist. Für die Darstellung der 20-stelligen Messpunktnummer werden aus dem Zeichensatz «ISO 8859-1 (Westeuropa)» die Grossbuchstaben A-Z sowie die Ziffern 0-9 verwendet.
- Attribute zum Messpunkt: Zu jedem Messpunkt werden Attribute definiert. Für diese Attribute, wie die Netzbetreibernummer, der Messstellenzuordnung, der Kennzeichnung der Erzeugungsart und für ein Reserveattribut werden zwölf Stellen benötigt.

Beispiel 2: Zeitpunkt der Datenbereitstellung

Der Zeitpunkt für die Messdatenbereitstellung hat die Anforderungen für Verrechnungszwecke und für Kontrollzwecke gemäss den Mindestanforderun-

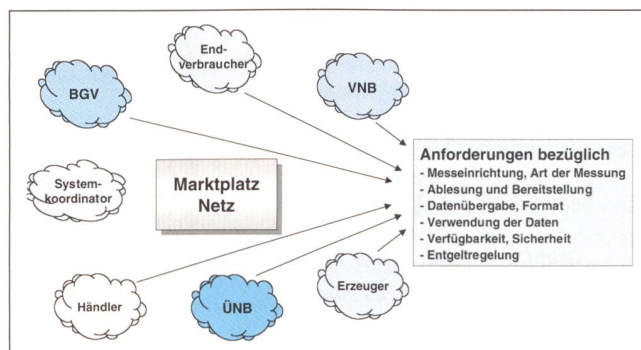


Bild 8 Anforderungen an Messstellen.

Land	Netznummer	Platzhalter	Messpunktnummer	Attribute zum Messpunkt
1,2	3 bis 8	9 bis 13	14 bis 33	34 bis 45

Einmalig definiert für jeden Messpunkt | Variablen zum Messpunkt

Bild 9 TBB: eindeutige Messpunktbezeichnung.

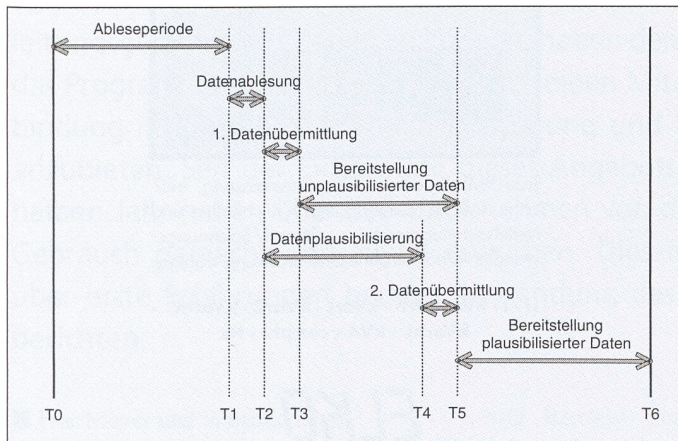


Bild 10 Ablauf und Zeitplan.

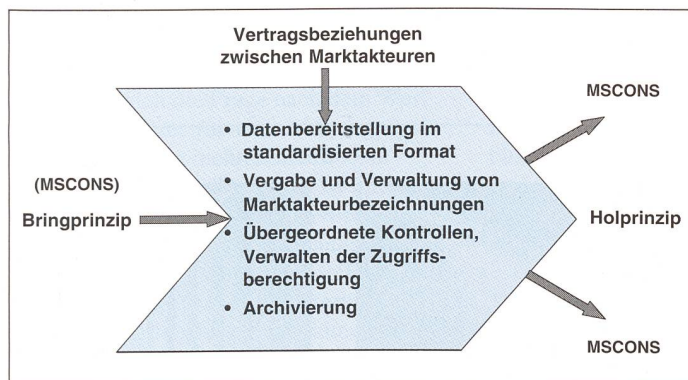


Bild 11 Aufgaben der Datenbereitstellung.

gen der Marktakteure zu erfüllen. Dabei wird gemäss folgendem Ablaufschema zwischen

- plausibilisierten Messdaten für Verrechnungszwecke und
- noch nicht plausibilisierten Messdaten zu Kontrollzwecken unterschieden.

Werden keine anderen vertraglichen Regelungen getroffen, so gelten die definierten Ables- und Bereitstellungs-termine mit den jeweils zugeordneten Werten. Die Ablesverfahren werden durch den Netzbetreiber vorgegeben.

Bei Lieferantenwechsel erfolgt eine stichtagsnahe Ablesung, das heisst einige Tage vor oder nach dem festgelegten Zeitpunkt. Dabei kann eine rechnerische Aufteilung des Energiebezuges im Ableszeitraum zwischen den Vertragsparteien vereinbart werden. Dies gilt insbeson-

dere für Kunden einer kleinen Leistung ohne gemessene Lastprofile.

Falls eine Fernablesung eingesetzt wird, erfolgt dies in Form einer stichtagsgerechten Ablesung, das heisst zum festgelegten Zeitpunkt.

Bereitstellung der Daten

- (1) Der Netzbetreiber ist verantwortlich dafür, dass die Messdaten abgelegt und sämtlichen berechtigten Marktakteuren zur Verfügung gestellt werden.
- (2) Der Netzbetreiber, beziehungsweise der für die Datenbereitstellung Beauftragte, vergibt und verwaltet für jeden Marktakteur, der berechtigt ist, auf Messdaten zuzugreifen, eine eindeutige Nummer zur Marktakteuridentifikation.
- (3) Der Netzbetreiber, beziehungsweise der für die Datenbereitstellung Beauftragte, verwaltet die Zugriffsberechtigungen der Datenbenutzer auf die bereitgestellten aktuellen und historischen Messdaten.
- (4) Der Netzbetreiber, beziehungsweise der für die Datenbereitstellung Beauftragte, gibt den Datenzugriff erst frei, nachdem die Vertragsbeziehung zwischen zwei Marktakteuren dem Datenbereitsteller mittels verbindlichen Dokumenten mitgeteilt wurde. Wer die Mitteilung an den Datenbereitsteller durchführt, ist den Marktakteuren freigestellt.

Beispiel 3: Datenbereitstellung

In der Datenbereitstellung werden die Messdaten abgelegt und sämtlichen berechtigten Marktakteuren zur Verfügung gestellt. Für den Datenzugriff der berechtigten Marktakteure auf die bereitgestellten Messdaten ist eine Standardschnittstelle zu verwenden. Die Aufgaben der Datenbereitstellung umfassen auch die Vergabe und Verwaltung der Marktakteurbezeichnungen, eine übergeordnete Kontrolle, die Verwaltung der Zugriffsberechtigung sowie die Archivierung.

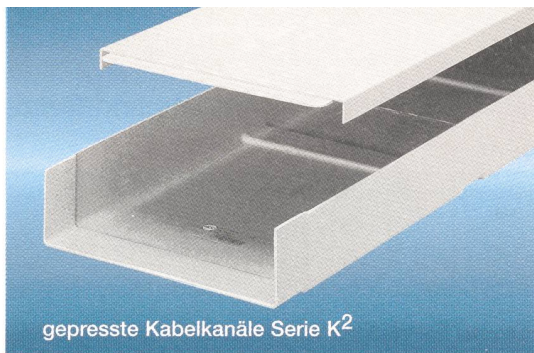
Der folgende Ausschnitt stellt einen Auszug aus der aktuellen, noch nicht endgültigen Version der TBBs zur Datenbereitstellung dar.

Adresse der Autoren

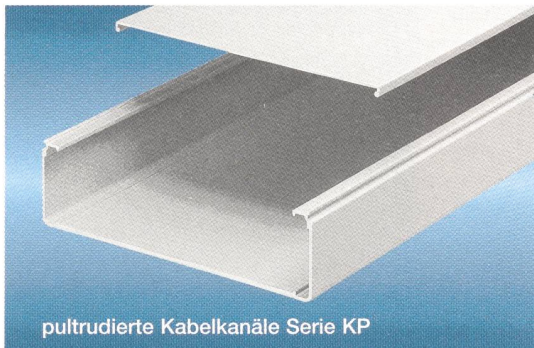
Dr. Karl Imhof, Rudolf Baumann,
ETTRANS AG, 5080 Laufenburg (Schweiz)

Organisation technique et opérationnelle de la «place de marché suisse»: le Grid Code CH

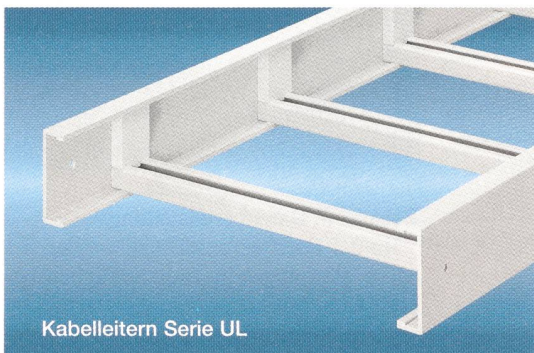
Selon la LME, les exploitants de réseaux doivent élaborer des spécifications minimales, mais aussi claires et détaillées que nécessaire, ce qui permettra de créer des conditions non discriminatoires et transparentes pour tous les participants au marché. Ces spécifications minimales des exploitants de réseaux seront réunies sous le terme de Grid Code. Le Grid Code suisse (Grid Code CH) se fonde sur les règles de fonctionnement techniques des entreprises électriques suisses ainsi que sur les exigences des réseaux de transport des pays voisins. Le Grid Code suisse est en harmonie avec les prescriptions et obligations internationales telles que les règles de l'UCTE concernant le réseau d'interconnexion.



gepresste Kabelkanäle Serie K²



pultrudierte Kabelkanäle Serie KP

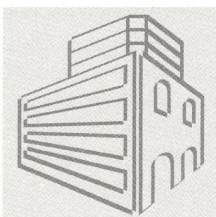
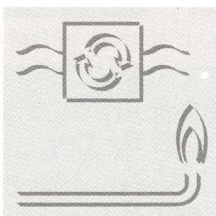


Kabelleitern Serie UL



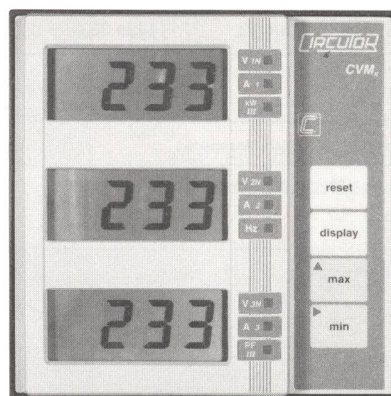
Bodenkanäle Serie BK

Spezialist für GFK-Kabelführungen



Ebo Systems AG
Tambourstrasse 8
8833 Samstagen
Tel. 01/787 87 87
Fax 01/787 87 99
e-mail : ebo-systems-ch@active.ch
<http://www.ebo-systems.com>

«Das Original» CVMk-Powermeter

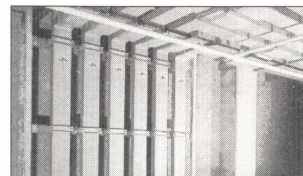
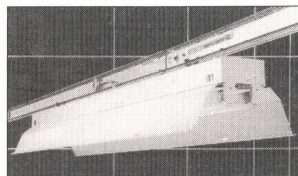


True RMS-2- oder 4-Quadrantmessung; mit/ ohne isolierte Messeingänge – für Nieder- und Mittelspannungsnetze; Strom-/Spannungswandlerverhältnis ohne Einschränkung wählbar

U · I · kW · kWh · kVarL · kVarC · kVarhC ·
kVarhL · kVA · cos-phi · Hz

ELKO
SYSTEME AG

Messgeräte • Systeme • Anlagen
Zur Kontrolle und Optimierung des Verbrauches elektrischer Energie
Brüelstrasse 47 CH-4312 Magden Telefon 061-845 91 45 Telefax 061-845 91 40



LANZ Stromschienen Das komplette Angebot:

LANZ liefert modernste Stromschienen 25 – 8'000 A/1 – 245 kV IP 20, IP 54 und IP 68 typengeprüft nach EN/IEC-Normen:

- **Beleuchtungs-Stromschienen** für Lampenmontagen
- **Übertragungs-Stromschienen** zwischen Transformatoren und Schaltanlagen
- **Verteil-Stromschienen** zur Speisung von Maschinen, komplett mit Abgangskästen und Befestigungsmaterial
- **Stromschienen für Steigzonen/Stockwerksversorgungen**
- **Stromschienen mit zusätzlichem 2. Stromkreis** für z. B. USV, Steuer- oder Datenbus 230 V und 660 V
- **kb-Brüstungskanal-Stromschienen** mit 2 Stromkreisen 230 V und 400 V/63 A und beliebig steckbaren Abgängen
- **Stromschienen abgeschirmt** für höchste EMV-Ansprüche
- **Korrosionsfeste Stromschienen IP 68**, giessharzvergossen für max. Personensicherheit und min. Brandgefahr in Gebäuden, Unterflur, Tunnel, Stollen und Offshore-Anlagen

Stromschienen sind die Kernkompetenz von LANZ. Wir haben Erfahrung, hervorragende Produkte und eine ISO 9001-zertifizierte „Just-in-time“-Produktion. Nutzen Sie die Vorteile. Fragen Sie LANZ an. LANZ liefert Stromschienen weltweit.

lanz oensingen ag Tel. 062 388 21 21 Fax 062 388 24 24

☐ LANZ-Stromschienen interessieren mich! Bitte senden Sie Unterlagen.

☐ Könnten Sie mich besuchen? Bitte tel. Voranmeldung!

Name/Adresse/Tel. _____



lanz oensingen ag
CH-4702 Oensingen • Telefon ++41/62 388 21 21