

Branchenempfehlung

Metering Code Schweiz

Technische Bestimmungen zu Messung und
Messdatenbereitstellung

MC – CH 2025

Impressum und Kontakt

Herausgeber

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
Hintere Bahnhofstrasse 10
CH-5000 Aarau
Telefon +41 62 825 25 25
info@strom.ch
www.strom.ch

Autoren der Erstausgabe

Rudolf Baumann	ETRANS/Swissgrid AG	Leiter TPG* MC CH
Stefan Brunner	EWBN AG, Brig	Mitglied TPG MC CH
Philippe Gagnebin	Groupe E	Mitglied TPG MC CH
Alexander Pfister	VSE/AES	Mitglied TPG MC CH
Cornel Rüede	ETRANS/Swissgrid AG	Mitglied TPG MC CH
Edgar Vock	NOK AG	Mitglied TPG MC CH
Peter Walter	EKT AG	Mitglied TPG MC CH
Thomas Winter	Visos AG	Mitglied TPG MC CH

Autoren (Revision 2025)

Antonio Martinelli	ewz	Co-Präsident EnDaKo
Cristiano Pianezzi	AET	Co-Präsident EnDaKo
Roland Bissig	Swissgrid AG	Mitglied EnDaKo
Jan Giger	Genossenschaft Elektra Jegenstorf	Mitglied EnDaKo
Vincent Graf	Romande Energie SA	Mitglied EnDaKo
Adrian Gremlich	Technische Betriebe Weinfelden AG	Mitglied EnDaKo
Simon Keller	Axpo Grid AG	Mitglied EnDaKo
Roland Kiefer	ACA Administration Consulting AG	Mitglied EnDaKo
André Rast	CKW	Mitglied EnDaKo
Christian Gubler	VSE/AES	Sekretär EnDaKo
Steffen Weber	Industrielle Werke Basel	Mitglied EnDaKo
Luigi Zala	IBC Energie Wasser Chur	Mitglied EnDaKo
Stefan Zaugg	ewb Bern	Mitglied EnDaKo
René Peyer	Enersuisse AG	Mitglied EnDaKo

*TPG Teilprojektgruppe

**EnDaKo Energie-Daten-Kommission (Messung und Messdatenaustausch) VSE / AES

Chronologie

Mai 2005	Arbeitsaufnahme Teilprojektgruppe MC
30. Januar 2006	Fertigstellung Entwurf MC CH
Februar/März 2006	Vernehmlassung in der Branche
April/Mai 2006	Fertigstellung zur Vorlage an VSE A und VSE V
1. Juni 2006	Genehmigt durch den VSE-Vorstand
12. Januar 2007	Sprachliche und graphische Bereinigung einiger Passagen
Aug. bis Nov. 2007	Überarbeitung, Abstimmung mit StromVG, StromVV und „UD Standardisierter Datenaustausch für den Strommarkt CH“, inklusive Vernehmlassung in der Branche
5. Dezember 2007	Genehmigung durch den Vorstand VSE
Mai 2008	Überarbeitung, Abstimmung mit StromVV vom 14. 3. 2008
18. Juni 2008	Genehmigung durch den Vorstand VSE
Herbst 2008	Überarbeitung für Ausgabe 2009 und offene Vernehmlassung
Nov. / Dez. 2008	Offene Konsultation nach StromVV Art 27 Abs 4.
14. Mai 2009	Genehmigung durch den Vorstand VSE
Sommer/Herbst 2010	Überarbeitung für Ausgabe 2011 offene Vernehmlassung
2. März 2011	Genehmigung durch den Vorstand VSE
Jan. bis März 2012	Überarbeitung für Ausgabe 2012 durch die Energiedatenkommission
April / Mai 2012	Konsultation gemäss StromVV Art 27 Abs 4 in der Branche und bei Dritten.
24. Oktober 2012	Genehmigung durch den Vorstand VSE
Jan. bis August 2014	Überarbeitung für Ausgabe 2015 durch die Energiedatenkommission
Sept. / Okt. 2014	Konsultation gemäss StromVV Art 27 Abs. 4 in der Branche und bei Dritten.
3. Dezember 2014	Genehmigung durch den Vorstand VSE
März bis Mai 2015	Überarbeitung für Ausgabe September 2015 durch die Energiedatenkommission
Juni / Juli 2015	Konsultation gemäss StromVV Art 27 Abs. 4 in der Branche und bei Dritten.
18. Mai 2016	Genehmigung durch den Vorstand VSE
Juni 2016 bis April 2017	Überarbeitung für Ausgabe Juli 2017 durch die Energiedatenkommission
Mai / Juni 2017	Konsultation gemäss StromVV Art 27 Abs. 4 in der Branche und bei Dritten.
12. September 2017	Genehmigung durch den Vorstand VSE
März – Juli 2018	Überarbeitung für Ausgabe 2018 durch die Energiedatenkommission
August/September 2018	Konsultation gemäss StromVV Art 27 Abs. 4 in der Branche und bei Dritten.
24. Oktober 2018	Genehmigung durch den VSE-Vorstand
Juni – Sept 2021	Überarbeitung für Ausgabe 2022 durch die Energiedatenkommission
Nov. – Jan. 2022	Konsultation gemäss StromVV Art 27 Abs. 4 in der Branche und bei Dritten.
11. Mai 2022	Genehmigung durch den VSE-Vorstand
Jan. – Juli 2025	Überarbeitung für Ausgabe 2025 durch die Energiedatenkommission
August – Sept 2025	Konsultation gemäss StromVV Art 27 Abs. 4 in der Branche und bei Dritten.
04. Dezember 2025	Genehmigung durch den VSE-Vorstand

Das Dokument wurde unter Einbezug und Mithilfe von VSE und Branchenvertretern erarbeitet.

Der VSE verabschiedete das Dokument am 04.12.2025.

Copyright

© Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

Alle Rechte vorbehalten. Gewerbliche Nutzung der Unterlagen ist nur mit Zustimmung vom VSE/AES und gegen Vergütung erlaubt. Ausser für den Eigengebrauch ist jedes Kopieren, Verteilen oder anderer Gebrauch dieser Dokumente als durch den bestimmungsgemässen Empfänger untersagt. Die Autoren übernehmen keine Haftung für Fehler in diesem Dokument und behalten sich das Recht vor, dieses Dokument ohne weitere Ankündigungen jederzeit zu ändern.

Dieses Dokument ist ein Branchendokument zum Strommarkt. Es gilt als Richtlinie im Sinne von Art. 27 Abs. 4 Stromversorgungsverordnung. Pflege und Weiterentwicklung des Dokuments sind bei der VSE-Kommission Energiedaten angesiedelt.

ANMERKUNG: Bei Änderungen der Gesetzgebung nach der Publikation dieses Dokumentes erhalten allenfalls Gesetze, Verordnungen, Verfügungen oder Weisungen (insbesondere der ElCom) Vorrang gegenüber den Dispositionen dieser Richtlinie.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	9
Anwendungsbereich des Dokumentes	10
Inkraftsetzung	10
1. Einleitung.....	11
1.1 Zweck und Anwendungsbereich des Metering Code Schweiz	11
1.2 Zuständigkeit und Verantwortung	12
1.3 Randbedingungen für die Messdatenbereitstellung.....	12
2. Mindestanforderungen	14
2.1 Dateneigentum	14
2.2 Identifikation der Marktakteure und der Netze	15
3. Prozessübersicht der Messdatenbereitstellung	17
4. Betrieb der Messstelle	19
4.1 Allgemeines	19
4.2 Energieflussrichtung.....	19
4.2.1 Zweck.....	21
4.2.2 Ausprägungen	21
4.2.3 Bildungsregel	21
4.2.4 Arten von Messpunkten	23
4.2.4.1 Definition Messtelle, Messpunkt und Messpunktbezeichnung	23
4.2.5 Besondere Messpunkte	25
4.2.5.1 Messung bei Eigenverbrauch und in LEG	25
4.2.5.2 Messung bei Einsatz von Speicher	25
4.3 OBIS-Kennzahlen	25
4.3.1 Beispiel der Bezeichnung eines realen Messpunktes und der OBIS-Kennzahl:	27
4.3.2 Beispiel der Bezeichnung eines virtuellen Messpunktes und der OBIS-Kennzahl:	27
4.4 Messeinrichtungen	28
4.4.1 Allgemeine Anforderungen	28
4.4.2 Genauigkeitsklassen.....	28
4.4.3 Lastgang	29
4.4.4 Spezielle Messeinrichtungen	29
4.4.5 Kommunikationseinrichtung.....	29
4.4.6 Zeitbasis für Lastgangerfassung	29
4.4.7 Messstellenbetrieb.....	30
4.4.8 Überwachung der Messeinrichtungen	30
4.4.9 Auswechslung der Messeinrichtungen	31
4.4.10 Überprüfung der Messeinrichtungen	31
5. Erfassung der Daten	31
5.1 Ordentliche Ablesungen	31
5.2 Ausserordentliche Ablesungen	31
6. Aufbereitung der Daten	32
6.1 Generell.....	32
6.2 Plausibilisierung der Messdaten	32
6.2.1 Generell	32
6.2.2 Plausibilisierung der Messdaten bei Messeinrichtungen ohne iMS	32
6.2.3 Plausibilisierung der Messdaten bei Lastgangdaten (iMS)	33
6.2.3.1 Generell.....	33
6.2.3.2 Überprüfung der Anzahl der Registrierperioden pro Tag.....	33

6.2.4	Ergänzende Verfahren zur Plausibilisierung von Messdaten	33
6.3	Ersatzwertbildung	34
6.3.1	Generell	34
6.3.2	Ersatzwertbildung bei Messeinrichtungen ohne iMS	34
6.3.3	Ersatzwertbildung bei Lastgangdaten (iMS)	34
6.3.3.1	Interpolationsverfahren zur Bildung von Ersatzwerten für Lastgänge	34
6.3.3.2	Vergleichswertverfahren zur Bildung von Ersatzwerten für Lastgänge	35
6.3.3.3	Wertebestimmung	35
6.3.3.4	Bestimmung des Ersatzlastgangs	36
6.3.3.5	Skalierung	36
6.4	Kennzeichnung der Messwerte	38
7.	Verarbeitung der Daten	39
7.1	Aufgaben	39
7.2	Verwaltung der Lieferantenzuordnung	39
7.3	Informationspflicht	39
7.4	Netzverluste	39
7.5	Virtueller Kundenpool des Grundversorgers	39
7.5.1	Grundsatz	39
7.5.2	Berechnung des virtuellen Kundenpools	40
7.6	Datenaggregation	40
7.6.1	Aggregatbildung für die Ausgleichsenergieabrechnung	40
7.6.1.1	Grundlagen	40
7.6.1.2	Lieferanten/Erzeuger Aggregate	40
7.6.1.3	Grundversorger Aggregate	41
7.6.1.4	Bilanzgruppenaggregat	41
7.6.1.5	LEG interner Austausch	41
7.6.2	Aggregatbildung für die Kostenwälzung/Kostenzuteilung	42
7.6.2.1	Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes für die Kostenzuteilung	42
7.6.2.2	Totale Bruttolastgangsumme für die Kostenwälzung	43
7.7	Energieerzeugungsanlagen (EEA)	43
7.7.1	Bildung Einspeiseprofile (ESP)	43
7.8	Daten für OSTRAL und die Bilanzgruppenüberwachung sowie den Kraftwerkeinsatz	44
7.9	Kontrollaufgaben	45
7.9.1	Netzbetreiber	45
7.9.2	Lieferant	45
7.9.2.1	Kontrolle der Aggregate	45
7.9.3	Bilanzgruppenverantwortlicher	45
7.9.3.1	Kontrolle der Aggregate	45
	Kontrolle der Saldozeitreihe	46
7.10	Datenschutz für Messwerte	46
7.11	Archivierung	46
8.	Lieferung der Daten	46
8.1	Prinzip	46
8.2	Liefertermine	47
8.3	Zusätzliche Lieferung	48
8.4	Nachträgliche Korrekturen von monatlich ausgetauschten Aggregaten und Zeitreihen	48
9.	Anhänge	49
9.1	Anhang 1: Übersicht zur Verwendung von OBIS-Kennzahlen in der Schweiz	49

9.1.1	Legende (Tabelle 14).....	50
9.2	Anhang 2: 4-Quadrantenmessung.....	52
9.3	Anhang 3: Messungen in Arealnetzen	54

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Definition Energieflussrichtung	20
Abbildung 2: Messung ohne LEG	24
Abbildung 3: Messung mit LEG	25
Abbildung 4: Flussdiagramm zur Bildung von Ersatzwerten für Lastgang	35
Abbildung 5: Vergleichsverfahren	37
Abbildung 6: LEG interner Austausch	42
Abbildung 7: Zusammenhang Zählpfeilsystem, 4-Quadrantenmessung und OBIS- und Produkt-Code	52
Abbildung 8: Arealnetz mit Messung der Netzanschlusspunkte durch VNB	54
Abbildung 9: Arealnetz mit Produktionsanlage >30kVA innerhalb Arealnetz	55

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Mindestanforderungen an die Messdatenbereitstellung	16
Tabelle 2: Prozessschritte der Messdatenbereitstellung	18
Tabelle 3: Kombinationen der Energieflussrichtungen	21
Tabelle 4: Beispiel Messpunktbezeichnung mit Angaben der jeweiligen Stellen	21
Tabelle 5: Messpunktbezeichnung mit Angaben der jeweiligen Stellen	22
Tabelle 6: Wertegruppen der OBIS-Kennzahlen	26
Tabelle 7: Beispiel der Bezeichnung eines realen Messpunktes und der OBIS-Kennzahl	27
Tabelle 8: Beispiel der Bezeichnung eines virtuellen Messpunktes und der OBIS-Kennzahl	27
Tabelle 9: Mindestanforderungen an die Genauigkeitsklassen	29
Tabelle 10: Mindestanforderungen an die Genauigkeit der Zeitsynchronisation für die Lastgangmessung	30
Tabelle 11: Interpolation bei kleinen Lücken im Lastgang	35
Tabelle 12: Statusinformationen der Messwerte	38
Tabelle 13: Liefertermine in Abhängigkeit der Funktion	47
Tabelle 14: Beispiele für in der Schweiz verwendete OBIS-Kennzahlen	50

Vorwort

Beim vorliegenden Dokument handelt es sich um ein Branchendokument des VSE. Es ist Teil eines umfassenden Regelwerkes für die Elektrizitätsversorgung im offenen Strommarkt. Branchendokumente beinhalten branchenweit anerkannte Richtlinien und Empfehlungen zur Nutzung der Strommärkte und der Organisation des Energiegeschäftes und erfüllen damit die Vorgabe des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) sowie der Stromversorgungsverordnung (StromVV) und Energiegesetz (EnG) an die Energieversorgungsunternehmen (EVU).

Branchendokumente werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmässig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne des StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen. Die Branchendokumente sind grundsätzlich für diejenigen Beteiligten verbindlich, welche die Branchendokumente als Bestandteil eines konkreten Vertrags erklärt haben.

Die Dokumente sind hierarchisch in vier unterschiedliche Stufen gegliedert

Grundsatzdokument: Marktmodell elektrische Energie (MMEE)

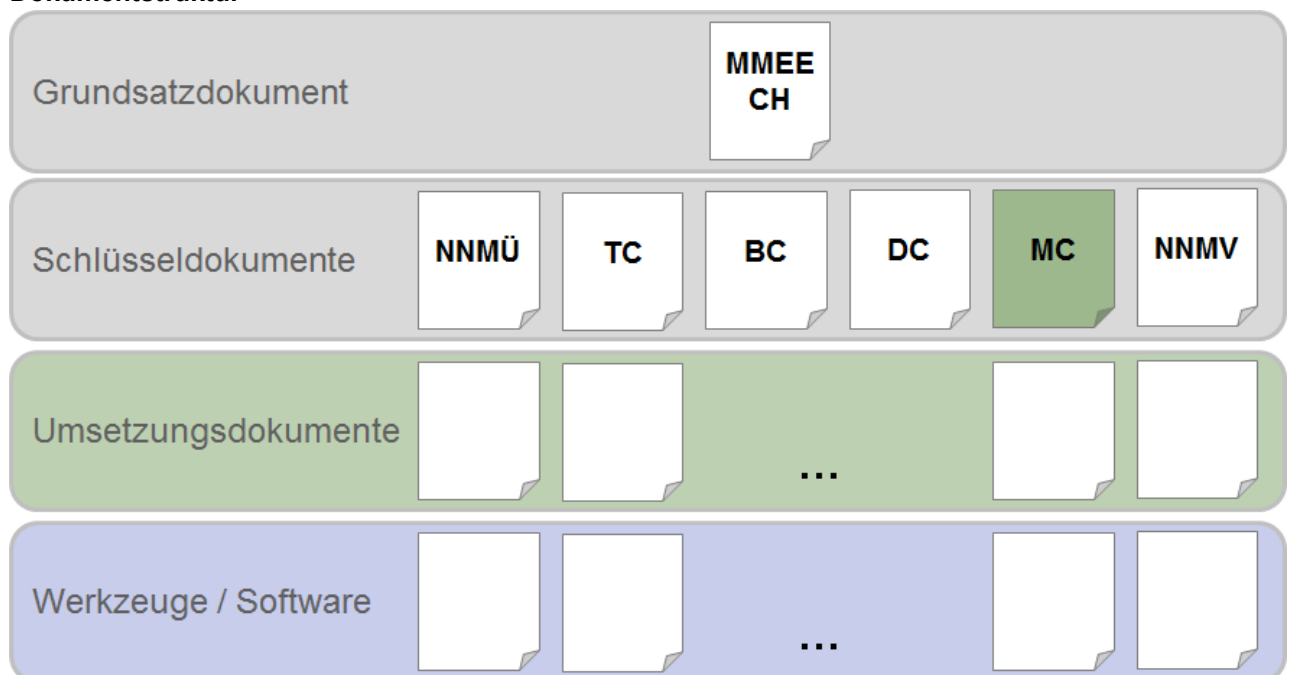
Schlüsseldokumente

Umsetzungsdokumente

Werkzeuge/Software

Beim vorliegenden Dokument „Metering Code (MC – CH)“ handelt es sich um ein Schlüsseldokument.

Dokumentstruktur



Anwendungsbereich des Dokumentes

Mit der Veröffentlichung des Metering Codes Schweiz (MC – CH) entstehen folgende Anwendungsmöglichkeiten bzw. Anwendungseinschränkungen:

Der Metering Code Schweiz stellt das aktuelle Messdatenmanagementkonzept für den schweizerischen Strommarkt dar.

Die Umsetzung des Konzeptes soll nach den Regeln der weiteren Schlüsseldokumente und der sie ergänzenden Umsetzungsdokumente erfolgen.

Inkraftsetzung

Die Regelungen der vorliegenden Ausgabe müssen am 01.01.2026 umgesetzt werden.

Abkürzungen, Begriffe und Definitionen

Für Abkürzungen, Begriffe und Definitionen wird auf das Branchenglossar des VSE verwiesen.

<https://www.strom.ch/de/service/glossar-der-vse-branchendokumente>

1. Einleitung

1.1 Zweck und Anwendungsbereich des Metering Code Schweiz

- (1) Der vorliegende Metering Code Schweiz beschreibt eine für alle beteiligten Marktakteure effiziente und mit der notwendigen Qualität realisierbare Messdatenbereitstellung und definiert die Mindestanforderungen für die Verrechnungsmessungen, die im Folgenden als Messungen bezeichnet werden. Die beschriebene Messdatenbereitstellung gilt für alle Netzebenen.

Der Metering Code Schweiz umfasst sämtliche Netzebenen (NE1 – NE7) von der Übertragungsebene (380 kV / 220 kV) bis zur lokalen Verteilebene (400 V) inkl. Arealnetze („Elektrizitätsleitungen mit kleiner räumlicher Ausdehnung zur Feinverteilung von elektrischer Energie“)

Für die virtuelle ZEV (vZEV) und Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) gelten die Bestimmungen aus Strom VG und Strom VV und sind somit auch Bestandteil des Metering Codes

- (2) Daraus geht folgende Abgrenzung des Metering Code Schweiz hervor:

- Die Belange der betrieblichen Messung sind nicht Gegenstand dieses Dokumentes
- Die Echtzeitmessungen für die Frequenz- und Wirkleistungsregelung werden im Transmission Code behandelt
- Die Messungen für verbraucherinterne Weiterverrechnungen¹ werden nicht behandelt
- Arealnetze werden im Branchendokument „Arealnetze“ behandelt. Die Eichung und Approbation der Messmittel werden nicht behandelt
- Die für die Netzbetriebsführung notwendigen Messungen werden im Transmission Code und im Distribution Code behandelt
- Die Umsetzung der Eigenverbrauchsregelung wird im gleichnamigen Handbuch (HER) beschrieben. Die Zähler innerhalb eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) liegen nicht im Verantwortungsbereich des VNB und sind damit nicht Bestandteil des Metering Codes. Ausnahme Produktionsanlagen im ZEV.
- Die Bedingungen zur Messdatenbereitstellung bei Speichern bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch sind im Handbuch «Speicher (HBSP)» des VSE definiert
- Informationen zur Verrechnung der Netznutzung und der Messkosten werden im „Schlüsseldokument Netznutzungsmodell für Verteilnetze der Schweiz (NNMV)“ bzw. im Umsetzungsdokument «Kostenrechnungsschema für Verteilnetze» beschrieben
- Das Handbuch Messdatenmanagement (HB MDM) gibt Empfehlungen zur Handhabung und Anwendung von Messdaten und dem Messdatenaustausch
- Die Branchenempfehlung Data Policy in der Energiebranche ist das Rahmenwerk für den gesamtheitlichen Umgang mit Daten in der Energiebranche

- (3) Im Metering Code Schweiz werden die Mindestanforderungen ans Messdatenmanagement als Basis für die ordnungsgemässe Abwicklung der Verrechnung, der Bilanzgruppen, der Netznutzung und der Systemdienstleistungen definiert.

¹ Innerhalb eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens

- (4) Die Marktakteure können festlegen, wie weit sie die im Metering Code Schweiz definierten Mindestanforderungen überschreiten wollen. Zusatzanforderungen sind verursachergerecht zu entgelten.
- (5) Der Metering Code behandelt die konventionellen Stromzähler, sowie die intelligenten Messsysteme (iMS) nach StromVV Art. 8a^{decies} und 8b vom 01.01.2026
- (6) Angaben zu Gesetzes- und Verordnungsartikel (insbesondere StromVG / StromVV) beziehen sich auf die Versionen gültig ab 1. Januar 2026.

1.2 Zuständigkeit und Verantwortung

- (1) Die Zuständigkeit und Verantwortung für die Messdatenbereitstellung liegt beim Netzbetreiber. Bei Übergabestellen zwischen zwei Netzbetreibern ist die Verantwortung für die Messdatenbereitstellung eindeutig zu regeln, im Normalfall liegt sie beim Netzbetreiber des überspannungsseitigen Schaltfeldes. Dort, wo anderslautende Abmachungen schon bestehen, können diese weitergeführt werden. Bei Übergabestellen auf gleicher Netzebene sind die Zuständigkeiten bilateral zu regeln. Dabei ist der Netzbetreiber verpflichtet, den berechtigten Marktakteuren alle benötigten Daten zeitgerecht und qualitativ einwandfrei zur Verfügung zu stellen. Er kann die Dienstleistung selbst erbringen oder dafür ganz oder teilweise Dritte beauftragen. Die berechtigten Marktakteure haben im Rahmen der zu treffenden Regelungen ein Anrecht auf die Bereitstellung der Messdaten gemäss ihren an der Netznutzung und Energielieferung bemessenen Bedürfnissen (siehe Umsetzungsdokument Datenaustausch)². Dies gilt sowohl für die periodische Messdatenbereitstellung wie auch für die ausserperiodische im Zusammenhang mit einem Wechselprozess.

1.3 Randbedingungen für die Messdatenbereitstellung

- (1) An die Energiemessdaten, welche für die Verrechnung von vertraglich erbrachten Leistungen bereitzustellen sind, werden spezielle gesetzliche Anforderungen gestellt. Gemäss Art. 10 des «Bundesgesetzes über das Messwesen» (MessG) SR 941.20 ist derjenige, der Messmittel verwendet, verpflichtet, sich zu vergewissern, dass im Rahmen der Vorschriften für den Zähler die Zulassung erteilt ist und die Eichung fristgemäss erfolgt ist. Gemäss Art. 4 der «Messmittelverordnung» (MessMV) SR 941.210 ist die Verwenderin diejenige, welche über die Verwendung des Messmittels oder die Anwendung des Messverfahrens bestimmt, ungeachtet der Eigentumsverhältnisse. Die Pflichten der Verwenderin sind im 4. Abschnitt der «Verordnung des EJPD über Messmittel für elektrische Energie und Leistung» (EMmV) SR941.251 festgehalten. Da der Netzbetreiber für die Messung zuständig ist, obliegt ihm gemäss Messgesetz und Messmittelverordnung auch die Verantwortung.
- (2) Die Zulassungs- und Eichpflicht erstreckt sich gemäss Art. 9 des «Bundesgesetzes über das Messwesen» (MessG) SR 941.20 und Art. 4 bis 9 der «Messmittelverordnung» (MessMV) SR941.210 in Handel und Verkehr sowie amtliche Feststellungen. Solche Messungen werden als Verrechnungsmessungen bezeichnet.²
- (3) Diese Messungen sind grundsätzlich überall dort zu installieren, wo die aus diesen Messungen gewonnenen und bereitgestellten Daten direkt für die Verrechnung von vertraglich erbrachten

² Siehe SDAT-CH „Standardisierter Datenaustausch für den Strommarkt Schweiz“

Leistungen gegenüber Dritten verwendet werden. Dies gilt für die Verrechnung der Netznutzung ebenso wie für die Verrechnung der Energiegeschäfte, wie auch für die Herkunftsnachweise.

- (4) Die StromVV vom 1.1.2018 schreibt vor, dass 80% aller installierten Messstellen bis Ende 2027 mit intelligenten Messsystemen (iMS) ausgerüstet werden müssen. Intelligente Messsysteme erfassen u.a. Lastgänge mit einer Periode von fünfzehn Minuten und intelligente Messgeräte verfügen über zwei lokale Schnittstellen, wovon eine zur bidirektionalen Kommunikation mit einem Datenbearbeitungssystem des Netzbetreibers reserviert ist und eine andere für den betroffenen Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber (siehe Branchenempfehlung „Standards Kundenschnittstelle für intelligente Messsysteme“ RL-DSP-CH2024 Anhang 3). Eine bestehende Lastgangmessung mit Fernauslesung kann den 80% zugerechnet werden und bis zum Ende ihrer Lebensdauer in Betrieb bleiben, wenn deren Beschaffung vor dem 1. Januar 2019 initiiert wurde (StromVV Artikel 31I Absatz 1).
- (5) Der Netzbetreiber bestimmt, wann er welche Messstelle mit einem iMS ausrüstet, ausser³
- der Endverbraucher macht vom Netzzugang Gebrauch oder
 - der Anschlussnehmer schliesst eine Produktionsanlage ans Verteilnetz an (ausgenommen Plug&Play Anlagen) oder
 - Wenn ein ZEV /vZEV/LEG oder Speicherbetreiber die Ausstattung mit einem iMS verlangen, sind die iMS innerhalb dreier Monate zu installieren
 - Speicher mit Endverbrauch und Umwandlungsanlagen, welche von Ihrem Recht auf Rückerstattung des Netznutzungsentgelts Gebrauch machen wollen
- (6) Die Datensicherheitsprüfung von intelligenten Messsystemen ist gemäss StromVV Art. 8b geregelt. Weitere Erläuterungen befinden sich in der Branchenempfehlung „Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen“ (RL-DSP).
- (7) Erforderlich sind Messungen an den Ein- und Ausspeisepunkten der Netze sowie an den Übergabepunkten zwischen den Netzen. Jeder Netzübergang zwischen Netzbetreibern kann mit einem iMS ausgerüstet werden, aber mindestens mit einer Lastgangmessung.
- (8) Die Messpunkte für die Ein- und Ausspeisungen von Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber werden durch den Netzbetreiber festgelegt. Die Messpunkte zwischen zwei Verteilnetzen werden von den beiden Netzbetreibern bilateral festgelegt, seien dies Messpunkte zwischen zwei Netzebenen oder zwischen zwei Verteilnetzen auf derselben Netzebene. Die weitergegebenen Daten haben den tatsächlich gemessenen oder aggregierten Werten zu entsprechen. Ersatzwerte sind nach den anerkannten Regeln gemäss Kapitel 6.3 zu bilden.
- (9) Hinsichtlich der Haftpflicht gelten die Bestimmungen des Bundesgesetzes betreffend der elektrischen Schwach- und Starkstromanlagen (EleG) vom 24. Juni 1902 (Stand 01.07.2024) sowie die darauf basierenden Verordnungen und einschlägigen Bestimmungen.

³ StromVV Art. 31e und Art. 31n

2. Mindestanforderungen

Jede Messstelle eines Endverbrauchers, die nicht lastganggemessen ist, bleibt zwingend in der Bilanzgruppe des Grundversorgers!

- (1) Die iMS müssen gemäss StromVV Art 8b datensicherheitsgeprüft sein und die Anforderungen gemäss Art 8adecies erfüllen. Das iMS erfasst u.a. Lastgänge und ist deshalb der in diesem Dokument erwähnten Lastgangmessung gleichgestellt.
- (2) iMS müssen für Endverbraucher, die von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch machen (StromVV Art 31e), Erzeuger, wenn sie eine neue Erzeugungsanlage an das Elektrizitätsnetz anschliessen (StromVV Art 31n) sowie für Teilnehmer in virtuellen ZEV oder LEG sowie für Speicherbetreiber (StromVV Art 31 Abs 4) eingesetzt werden.
- (3) In Ausnahmefällen, z.B. Noteinspeisungen, sind für die Dauer der Nutzung bilateral Zeitreihen zu definieren.
- (4) Laut Gesetz ist es Endverbraucher mit einem jährlichen Energieverbrauch $\geq 100'000$ kWh erlaubt, den Lieferanten zu wechseln resp. aus der Grundversorgung auszusteigen. Wenn ein Endverbraucher auf Grund der genannten Kriterien vom Netzzugang Gebrauch gemacht hat, bleibt er frei, auch wenn sein Energiebezug unter $100'000$ kWh pro Jahr fällt.
- (5) Die Mindestanforderungen an die Messdatenbereitstellung sind in der Tabelle 1 zusammengestellt.
- (6) Die Datenauslesung und -Weiterverarbeitung mittels der Kundenschnittstelle ist Sache des Endverbrauchers, Erzeuger oder Speicherbetreiber (siehe Branchenempfehlung „Standards Kundenschnittstelle für intelligente Messsysteme“ RL-DSP-CH2024 Anhang 3)

2.1 Dateneigentum

- (1) Der Netzbetreiber ist verantwortlich für die Messdatenbereitstellung, d.h. seine Verantwortung erstreckt sich vom Betrieb der Messstelle über die Messdatenaufbereitung bis zur Lieferung der Messdaten.
- (2) Eigentümer der Messdaten ist der Netznutzer, d.h. der Endverbraucher, Erzeuger, Speicherbetreiber oder der jeweils nachgelagerte Netzbetreiber. Bei Übergängen auf gleicher Netzebene ist das Dateneigentum bilateral zu lösen. Die Netznutzer haben das Recht auf die Lieferung und die Verwendung ihrer Daten.
- (3) Der Netzbetreiber ist treuhändischer Verwalter der Messdaten. Er ist berechtigt und verpflichtet, die Messdaten für die Abrechnung der Bilanzgruppe, der Netznutzung und der Systemdienstleistungen zu aggregieren und an die berechtigten Marktakteure diskriminierungsfrei weiterzuleiten. Er darf die Daten für die Erfüllung der gesetzlichen Aufgaben verwenden und - in anonymisierter Form - für Studienzwecke, die im öffentlichen Interesse sind, weitergeben (Branchenabklärungen, Hochschularbeiten, Forschungsprojekte). Dabei gelten die rechtlichen Bestimmungen betreffend Datenschutz und Datensicherheit.

- (4) Im Rahmen des Rollouts von intelligenten Messsystemen muss die eingesetzte Infrastruktur /Technologie die Vorgaben über die Datensicherheit gemäss StromVV, Art. 8b erfüllen. Hierzu sind die Richtlinien in der Branchenempfehlung „Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen“ (RL-DSP) umzusetzen.

2.2 Identifikation der Marktakteure und der Netze

- (1) Alle am Datenaustausch beteiligten Akteure und Netze sind mittels eines Identifikators eindeutig zu identifizieren. Dazu wird der EIC-Code verwendet.
- (2) Diese Bezeichnung ist europaweit gemäss den Vorgaben der ENTSO-E standardisiert und wird mit dem EIC-Code realisiert (www.entsoe.eu).
- (3) Jeder Netzbetreiber benötigt zur Identifikation seines Netzes einen EIC-Y Code (Area-Code) und zur Identifikation des Marktakteurs selbst einen EIC-X Code (Party-Code).
- (4) Gegeben durch das Unbundling (Trennung Netz-Markt), wird für die Marktfunktionen, also die Rollen Lieferant (und allenfalls Bilanzgruppenverantwortlicher) zusätzlich (je) ein X-Code für den Vertrieb des heutigen EVUs benötigt.
- (5) Dieser X-Code ist für die Aktivitäten als Lieferant zu verwenden. Falls eine eigene Bilanzgruppe eröffnet wird, ist jener X-Code ebenfalls nötig.
- (6) Diese Codes werden in der Schweiz von Swissgrid vergeben⁴.
- (7) Arealnetzbetreiber und ZEV sind keine Netzbetreiber (VNB) und können daher keinen EIC-Y Code (Area Code) lösen.

⁴ Die Liste der von Swissgrid vergebenen, bestehenden EIC-Codes ist auf <http://www.swissgrid.ch> ersichtlich

Mindestanforderungen an die Messdatenbereitstellung für die jeweiligen Kategorien					
Messstellenkategorie	Einheit	Art der Messung, Ableseperiode	Zeitpunkt der Lieferung		Bemerkungen
			nicht plausibilisiert zu Informationszwecken	plausibilisiert zu Abrechnungszwecken	
Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber ohne iMS bzw. ohne Lastgangmessung	kWh kW ² kvarh ⁴	Zählerstände ¹ Evtl. ¼ h Leistungsmaxima ² Blindenergie ⁴ Ablesung ³ : monatlich, vierteljährlich, halbjährlich, jährlich	Keine Bereitstellung	monatlich, vierteljährlich, halbjährlich, jährlich ³	Die Wahl der - Art der Messung - Ableseperiode - Datenbereitstellung liegt im Ermessen des Netzbetreibers
Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber mit einem iMS oder einer Lastgangmessung	kWh kvarh ⁴	Lastgangmessung mit ¼ h Wirkenergie und ¼ h Blindenergie ¼ h Wirkenergie täglich ¼ h Blindenergie messen und bei Bedarf auslesen	täglich ⁵	monatlich für Übergänge zum Ausland am nächsten Arbeitstag	Die Auslesung der gemessenen Lastgänge hat täglich zu erfolgen

Tabelle 1: Mindestanforderungen an die Messdatenbereitstellung

¹ Der Netzbetreiber legt fest, bei bestehenden Netznutzern welche Zählerregister verwendet werden.

² Der Netzbetreiber legt fest, bei welchen Netznutzern zusätzlich das ¼ h Leistungsmaximum (kW) erfasst wird.

³ Die Ab- oder Auslesetermine werden durch den Netzbetreiber festgelegt.

⁴ Der Netzbetreiber legt fest, bei welchen Netznutzern die Blindenergie (kvarh) erfasst wird. Die Blindenergie an den Übergabestellen zum Übertragungsnetz ist zwingend zu messen.

⁵ Die täglichen Daten sind gemäss Kapitel 8 automatisiert zu liefern.



3. Prozessübersicht der Messdatenbereitstellung

- (1) Die Messdatenbereitstellung wird vom Verteilnetzbetreiber für verschiedene Marktakteure des Strommarktes wahrgenommen. Die Aufgaben, Daten und Verantwortlichkeiten zu den einzelnen Prozessschritten sind aus Tabelle 2 ersichtlich.
- (2) Als Resultat der Messdatenbereitstellung liegen eindeutig nachvollziehbare Energiedaten vor, mit Hinweis, welchem Netz und wessen Messpunkt diese zuzuordnen sind. Ferner geben sie Aufschluss über die Zeitperiode, die Messperiode, die Energieflussrichtung und über die Masseinheit.
- (3) Diese sind ebenso eindeutig einem Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber und einem Lieferanten bzw. einer Bilanzgruppe zuzuordnen und gemäss Umsetzungsdokument Datenaustausch (SDAT-CH) den berechtigten Marktakteuren zur Verfügung zu stellen.

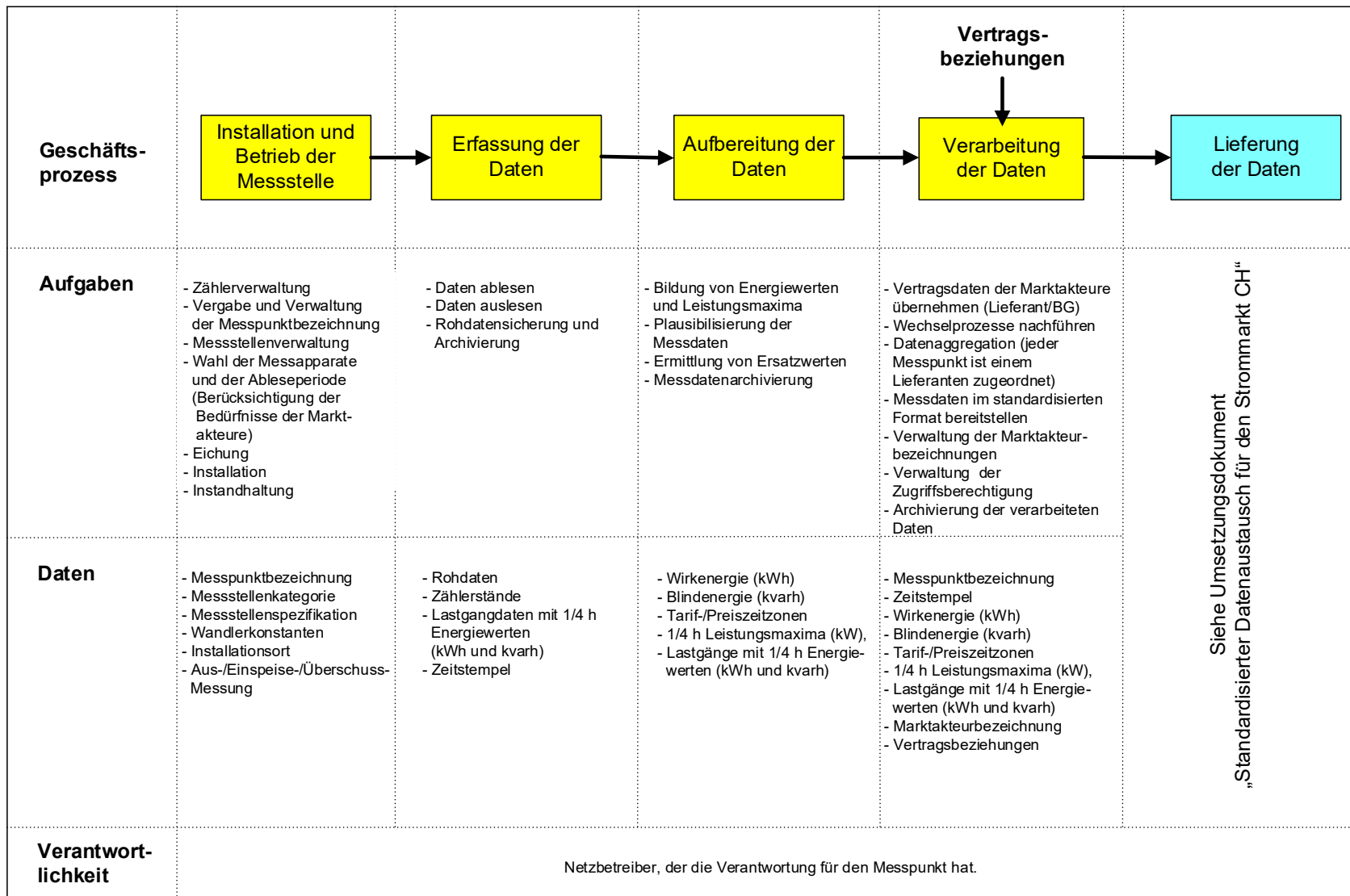


Tabelle 2: Prozessschritte der Messdatenbereitstellung



4. Betrieb der Messstelle

4.1 Allgemeines

- (1) Der Netzbetreiber ist für den ordnungsgemässen Betrieb der Messeinrichtungen verantwortlich. Den Vertretern des Netzbetreibers ist für die Ablesung, zu Kontrollzwecken, zum Auswechseln der Messeinrichtungen, für Unterhaltsarbeiten und bei Störungen der Zutritt zur Messstelle zu gewährleisten.
- (2) Ausgenommen hiervon ist die Installation von zusätzlichen Elektrizitätszählern gemäss Art. 17abis Abs. 7 StromVG, sofern der Abruf der eigenen Messdaten mit dem vom Netzbetreiber eingesetzten intelligenten Messsystem nicht in der gesetzlich vorgeschriebenen Form gewährleistet ist. Diese zusätzlichen Messeinrichtungen müssen denselben Anforderungen genügen wie die vom Netzbetreiber gestellten Messeinrichtungen.

4.2 Energieflussrichtung

- (1) Die eindeutige Definition und Kennzeichnung der Energieflussrichtung ist ein zentrales Element der Energieabrechnung und Systemführung in der elektrischen Energieversorgung. Sie bildet die Grundlage für eine konsistente und interoperable Datenerfassung entlang der gesamten Wertschöpfungskette – von der Erzeugung über die Übertragung und Verteilung bis hin zum Endverbrauch.
- (2) Die Energieflussrichtung wird gemäss dem Verbraucher-Zählpeilsystem definiert:
 - **Abgabe** (positiv, +A / +R): Energie fliesst *von* der Sammelschiene *weg*
 - OBIS: Wirkenergie 1.X.X, Blindenergie 3.X.X
 - **Bezug** (negativ, -A / -R): Energie fliesst *zur* Sammelschiene *hin*
 - OBIS: Wirkenergie 2.X.X, Blindenergie 4.X.X



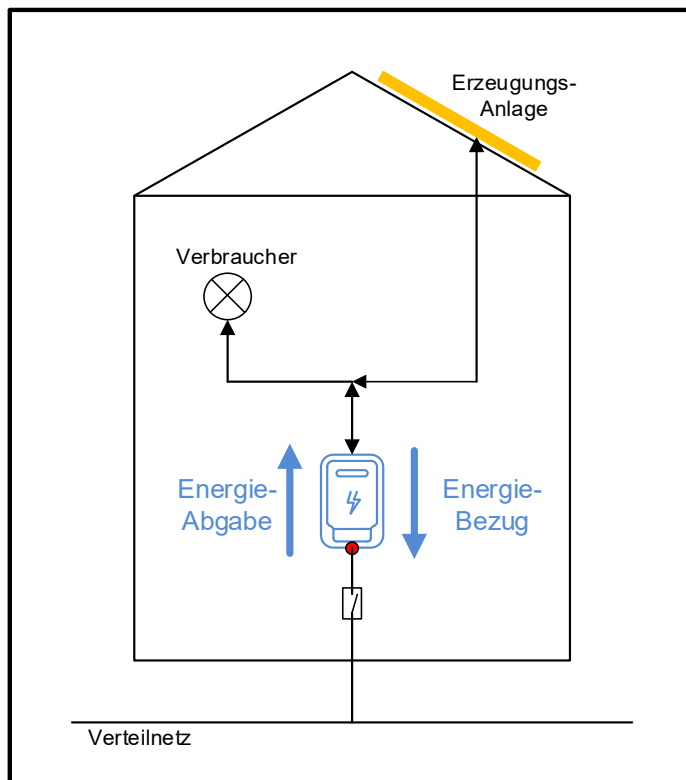


Abbildung 1: Definition Energieflussrichtung

- (3) Das Verbraucher-Zählpfeilsystem ist eine Konvention, die für alle Netzbetreiber international Gültigkeit hat, sowohl für Verbraucher als auch für Erzeugungsanlagen.
- (4) Das gilt auch für virtuelle Messpunkte und Vergleichsmesseinrichtungen, sofern nicht anders vereinbart.

In den 4 Quadranten eines Kreises (Anhang 3) lassen sich alle Betriebszustände von Wirk- und Blindenergie darstellen. Diese Darstellung ist kompatibel mit der trigonometrischen Darstellung mittels des komplexen Zahlenbereichs.

Messsituation	Abgabe (Ausspeisung, +A/+R)	Bezug (Einspeisung, -A/-R)
Übertragungsnetz ↔ Verteilnetz (NE1 → NE3/NE5)	Übertragungsebene gibt ab	Übertragungsebene bezieht
Übertragungsnetz ↔ Produktion	Übertragungsebene gibt ab (z.B. Eigenbedarf, Pumpen)	Übertragungsebene bezieht (z.B. Einspeisung Generator)
Leitung innerhalb gleicher Spannungsebene (Netz A ↔ Netz B)	Netz A gibt an Netz B ab	Netz A bezieht von Netz B
Verteilebenen (vorgelagert ↔ nachgelagert)	Vorgelagerte Verteilebene gibt ab	Vorgelagerte Verteilebene bezieht

Verteilebene ↔ Erzeuger	Verteilebene gibt ab (z.B. für Eigenbedarf)	Verteilebene bezieht (Erzeugung durch Erzeuger)
Netzbetreiber ↔ Endverbraucher/Erzeuger/Speicherbetreiber	Netzbetreiber gibt an Verbraucher ab	Netzbetreiber bezieht von Erzeuger

Tabelle 3: Kombinationen der Energieflussrichtungen

4.2.1 Zweck

- (1) Der Messpunkt stellt wichtige Verknüpfungen zwischen Messort, Messeinrichtungen, Endverbraucher, Erzeuger, Speicherbetreiber, Lieferanten und Netzbetreibern her. Der Messpunkt sowie die Messpunktbezeichnungen bleiben beim Wechsel von Endverbraucher, Erzeuger, Speicherbetreiber, Lieferanten, und Zusammenschlüssen von Netzbetreibern sowie beim Austausch von Apparaten unverändert. Die Messpunktbezeichnung ist Bestandteil des Datenaustauschprozesses und ist somit bei allen Beteiligten einer Energielieferung bzw. Netznutzung bekannt.

4.2.2 Ausprägungen

- (1) Zur Sicherstellung der Kompatibilität im europäischen Umfeld basieren die Messpunktausprägungen auf dem zwischen ENTSO-E, EFET und dem ursprünglichen ebIX harmonisierten Rollenmodell. Folgende Ausprägungen werden unter anderem verwendet:
 - **Austauschmesspunkt (Exchange Metering Point):** Ein Punkt, an dem der Energieaustausch zwischen zwei Netzgebieten gemessen wird. Der Austauschmesspunkt ist eine Ausprägung des Typs Messpunkt.
Achtung: Ein Austauschmesspunkt wird keiner Bilanzgruppe und keinem Lieferanten zugeordnet. Je nach Situation müssen die Transformierungsverluste berücksichtigt werden.
 - **Lokaler Messpunkt (Local Metering Point):** Die kleinste Einheit, an der ein Lieferant mit seiner Bilanzgruppe zugeordnet werden kann. Der Punkt kann real oder virtuell sein.

4.2.3 Bildungsregel

- (1) Jeder Messpunkt enthält zwei eindeutige 33-stellige Messpunktbezeichnungen für Bezug und Abgabe, die wie folgt aufgebaut sind:

Ziffer 1 + 2	=	Ländercode (CH, DE, FR, IT, AT, ...)
Ziffer 3 - 13	=	Identifikator (pro Netz oder Teilnetz)
Ziffer 14 – 33	=	Messpunktnummer

Land	Identifikator												Messpunktnummer																			
1 - 2	3 – 13												14 – 33																			
C	H	9	8	7	6	5	0	1	2	3	4	5	0	0	A	7	T	8	3	9	K	H	3	8	O	2	D	7	8	R	4	5

Tabelle 4: Beispiel Messpunktbezeichnung mit Angaben der jeweiligen Stellen

Bezeichnung	Stellen	Beschreibung
Land	1-2	Kennzeichnung des Landes gemäss «ISO 3166 Alpha-2», d.h. CH für die Schweiz.



Identifikator	3-13	<p>Der Netzbetreiber versieht die Messpunkte in seinem Netz mit seinem Identifikator. Der Identifikator setzt sich zusammen aus der Netznummer (Stellen 3 bis 8) und einem Platzhalter (Stellen 9 bis 13, reserviert für Code-Erweiterungen).</p> <p>Jeder Netzbetreiber hat beim VSE/AES⁵ den für die Bezeichnung seiner Messpunkte benötigten Identifikator, zu beantragen (siehe VSE/AES Richtlinie „Vergabe des Identifikators für Messpunktbezeichnung“).</p> <p>Die aktuellen Netzbetreiber Identifikatoren sind auf der VSE Seite Verzeichnisverteilnetzbetreiber abrufbar⁶.</p>
Messpunkt- nummer	14-33	<p>20-stellige alphanumerische Messpunktnummer</p> <p>Die Messpunktnummer wird vom Netzbetreiber vergeben und dient zusammen mit der Länderkennzeichnung und dem Identifikator zur eindeutigen Kennzeichnung des Messpunktes. Der Netzbetreiber stellt sicher, dass die Messpunktnummer in seinem Netzgebiet eindeutig und nicht temporär ist.</p> <p>Für die Darstellung der 20-stelligen Messpunktnummer werden aus dem Zeichensatz « ISO 8859-1 (Westeuropa)» die Grossbuchstaben A-Z, die Ziffern 0-9 sowie der Bindestrich ‘-’ verwendet</p> <p>Empfehlung: Es wird dringend empfohlen auf sprechende Schlüssel zu verzichten.</p>

Tabelle 5: Messpunktbezeichnung mit Angaben der jeweiligen Stellen

- (2) Die vollständige Messpunktbezeichnung, d.h. die Gesamtheit aller 33 Stellen, ist als eine Einheit zu betrachten. Leere Stellen müssen mit der Ziffer Null belegt werden. Eine Messpunktbezeichnung wird nur einmal vergeben und bleibt für immer bestehen, auch wenn der Messpunkt entfallen sollte.
- (3) Beim Datenaustausch sind alle 33 Stellen der Messpunktbezeichnung zu übertragen. Optische Trennzeichen sind nur innerhalb der zwanzigstelligen Messpunktnummer erlaubt.
- (4) Hinweis: Befindet sich der Messpunkt in der Regelzone CH, jedoch auf ausländischem Boden, resp. umgekehrt, dann ist die Anwendung der Messpunktbezeichnung bilateral zu lösen. Dies gilt für physische und virtuelle Messpunkte.

⁵ **Hinweis:** Betreibt der Netzbetreiber nebst dem Stromnetz weitere Netze (z. B. Gas, Wasser oder Fernwärme), ist für jedes Netz einen eigenen Identifikator oder Netzbetreibernummer zu lösen. Für Gas, Wasser und Fernwärmenetze kann der Identifikator bei der SVGW beantragt werden»

⁶ www.strom.ch/de/service/verzeichnis-verteilnetzbetreiber



4.2.4 Arten von Messpunkten

- (1) Eine physikalische Messstelle wird als physischer Messpunkt bezeichnet. Ein virtueller Messpunkt hingegen beinhaltet arithmetisch gebildete Messwerte und Zeitreihen, welche in letzter Konsequenz auf physischen Messpunkten basieren.
- (2) Die Struktur der Bezeichnung (Codestructur) von realen und virtuellen Messpunktbezeichnungen ist identisch und wird vom Netzbetreiber vergeben.
- (3) Werden virtuelle Messpunkte gebildet, so erfolgt die Vergabe der Messpunktbezeichnung durch den Netzbetreiber.
- (4) Virtuelle Messpunkte sind nicht direkt physikalisch gemessen, sondern werden rechnerisch aus realen Messwerten abgeleitet. Wie bei allen anderen Messpunkten müssen auch virtuelle Messpunkte richtungsgetrennt und phasensaldierend berechnet werden. Innerhalb einer Viertelstunde dürfen Abgabe und Bezug jedoch nicht miteinander saldiert werden. Das bedeutet, dass innerhalb eines 15-Minuten-Zeitintervalls sowohl Netzabgabe als auch Netzbezug auftreten können. Die zu den virtuellen Messpunkten zugehörigen Rechenregeln werden gegenüber den betroffenen Marktakteuren auf Nachfrage offengelegt.
- (5) Für jeden Messpunkt sind, falls erforderlich, zwei Messpunktbezeichnungen für die Ein- bzw. Ausspeisung festzulegen. Je nach Energierichtung ist der Lieferant bzw. die Bilanzgruppe zu bestimmen und im entsprechenden Bilanzaggregat zu berücksichtigen.
- (6) Bei LEG-Teilnehmern ist die ins Netz eingespeiste und die aus dem Netz bezogene Energie, jeweils ohne Strom der intern ausgetauscht wird, dem Lieferanten bzw. der Bilanzgruppe zuzuordnen. Der intern ausgetauschte oder produzierte Strom innerhalb der LEG ist keinem Lieferanten bzw. keiner Bilanzgruppe zuzuweisen. Dieser Anteil ist im Bilanzaggregat "LEG - Interner Strom" zu berücksichtigen.

4.2.4.1 Definition Messtelle, Messpunkt und Messpunktbezeichnung

- (1) Der Messpunkt bezeichnet den Einspeise- oder Ausspeisepunkt eines Netzes, an dem ein Energiefluss messtechnisch erfasst, gemessen und registriert wird. Die Messtelle bezeichnet die Gesamtheit der an einem Messpunkt angeschlossenen messtechnischen Einrichtungen zur Erfassung des Energieflusses. Die Messpunktbezeichnung unterteilt den Messpunkt in die Energierichtung Bezug und Abgabe mit unterschiedlicher Messpunktnummer.



Messung ausgenommen LEG

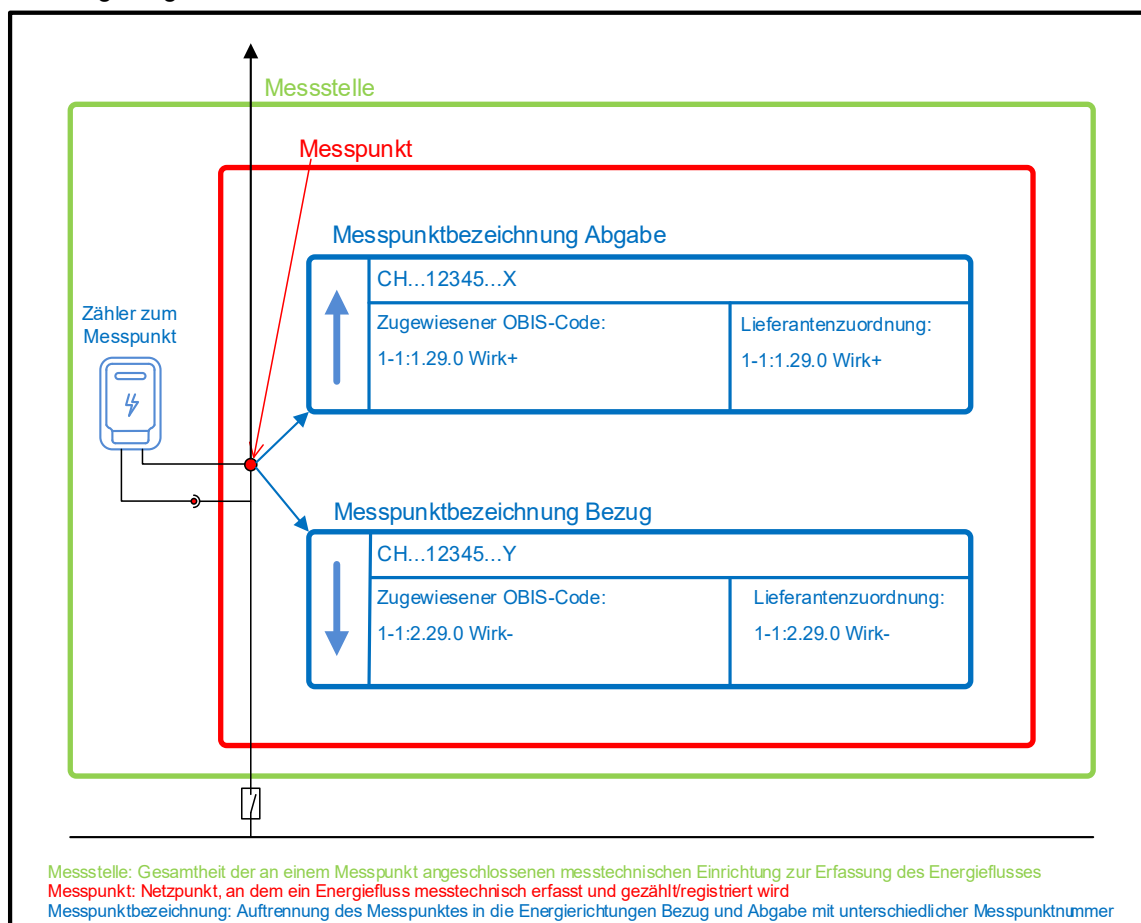


Abbildung 2: Messung ohne LEG

Messung mit LEG

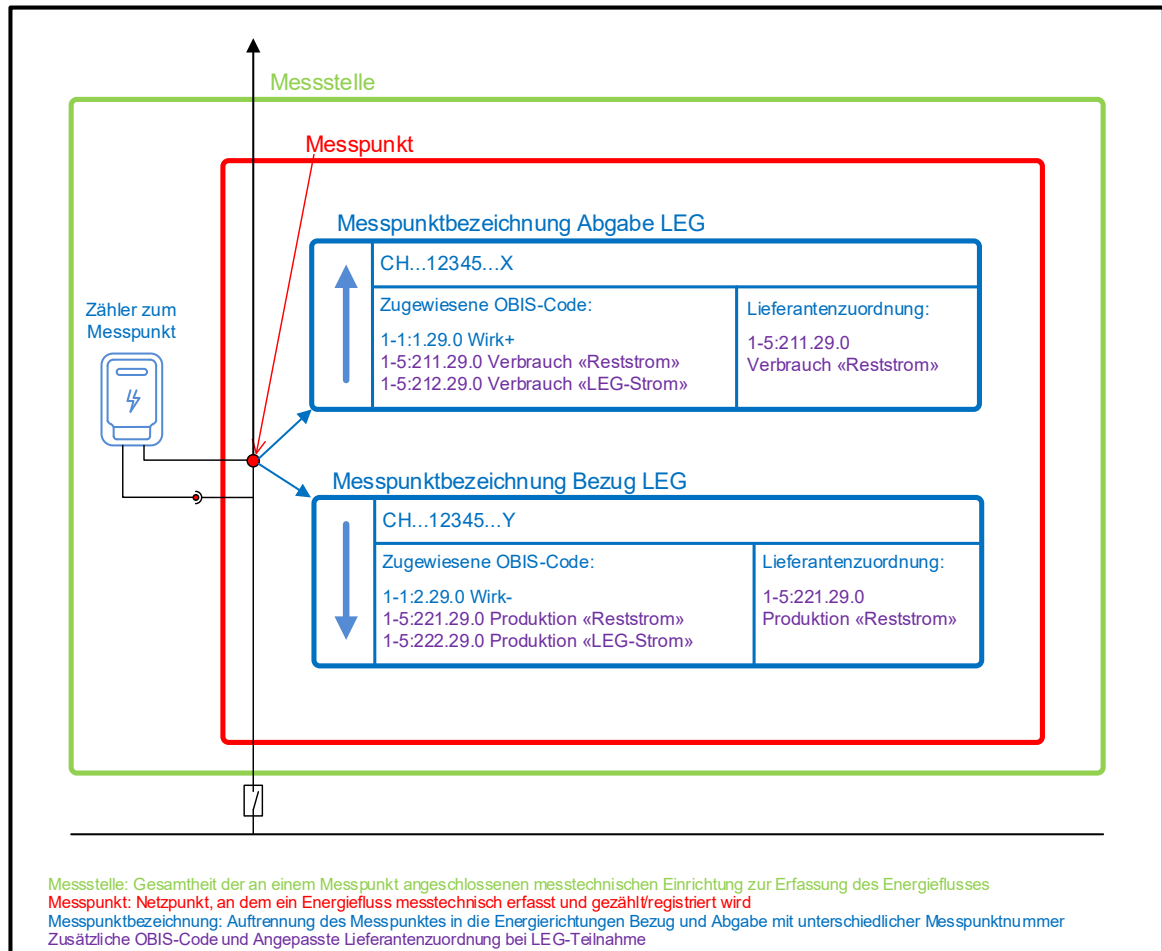


Abbildung 3: Messung mit LEG

4.2.5 Besondere Messpunkte

4.2.5.1 Messung bei Eigenverbrauch und in LEG

- (1) Für die Messung bei Eigenverbrauch wird auf das Handbuch «Eigenverbrauchsregelung (HER)» und die Branchenempfehlung «Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG)» des VSE verwiesen.

4.2.5.2 Messung bei Einsatz von Speicher

- (1) Für die Messung bei Einsatz von Speichern wird auf das Handbuch «Speicher (HBSP)» des VSE verwiesen.

4.3 OBIS-Kennzahlen

- (1) Zur eindeutigen Identifikation der Messwerte ist das Object Identification System OBIS (Basis bildet die Norm IEC 62056-6-1:2017) zu verwenden. Als Ergänzung zur Messpunktbezeichnung,

die einen Übergabepunkt zwischen zwei Netzen oder zwischen Netz und Anschlussnehmer eindeutig identifiziert, sind in der OBIS-Kennzahl eine Menge weiterer Informationen verpackt. z.B.:

- Messart (Wirk-/Blindenergie)
- Messzuordnung (Haupt-/Kontrollzähler, gerechneter Wert)
- Energierichtung (Abgabe, Bezug)
- Messkontext (Standard, LEG⁷)

(2) Das Objekt-Daten-Identifikations-System (OBIS) wird bei Messeinrichtungen wie Zählern, Zusatzeinrichtungen, Tarifgeräten, Summenmessungen und weiteren elektronischen Einrichtungen zur eindeutigen Kennzeichnung von Leistungs- und Energie-Messwerten verwendet. Über die OBIS-Kennzahlen werden Daten für die Darstellung auf Displays an den Geräten oder zur Übertragung an Erfassungs-, Bilanzierungs- und Abrechnungssysteme gekennzeichnet.

(3) Die OBIS-Kennzahl besteht aus 6 beschreibenden Wertgruppen (A – F), die den Datenwert charakterisieren. In Tabelle 6 sind die Wertgruppen einschliesslich eines Datenwerts dargestellt. Für Elektrizitätswerke wurde für das Medium Elektrizität die Kennzahl 1 festgelegt. Wertgruppen:

- Medium (Wertgruppe A)
- Kanal (Wertgruppe B)
- Messgrösse (Wertgruppe C)
- Messart (Wertgruppe D)
- Tarif (Wertgruppe E)
- Vorwert (Wertgruppe F)

(4) Um alle Funktionalitäten nutzen zu können, sollen immer alle Wertgruppen angegeben werden.

Medium	-	Kanal	:	Messgrösse	.	Messart	.	Tarif	*	Vorwert	Daten
A	-	B	:	C	.	D	.	E	*	F	

Tabelle 6: Wertgruppen der OBIS-Kennzahlen

(5) OBIS-Kennzahl und Messpunktbezeichnung enthalten zusammen alle notwendigen Informationen, um einen Messwert eindeutig zu bestimmen.

(6) Die OBIS-Kennzahlen sind für den Austausch der Messdaten innerhalb des Verteilnetzbetreibers (Zähler/ZFA/EDM, Rolle „Meter data collector“) und für den Austausch von Messrohdaten unter den Verteilnetzbetreibern zu verwenden (s. a. Anhang 2 „Übersicht zur Verwendung von OBIS-Kennzahlen in der Schweiz“).

(7) Die OBIS-Kennzahlen werden in folgenden Datenaustauschprozessen angewendet:

- Zwischen den Messeinrichtungen und den nachgelagerten Verarbeitungssystemen (ZFA, iMS, EDM), entspricht der OBIS-Rolle „Meter data collector“

⁷ Für detailliertere Informationen wird auf die Branchenempfehlung «Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG)» verwiesen



- Zwischen den Verteilnetzbetreiber für den Austausch von Messdaten

4.3.1 Beispiel der Bezeichnung eines realen Messpunktes und der OBIS-Kennzahl:

Messpunktbezeichnung (Stellen)				OBIS-Kennzahl
1, 2	3 bis 8	9 bis 13	14 bis 33	(Beispiel)
CH	103801	12345	AXL-0000001507359027	1-1:1.9.2*255

Tabelle 7: Beispiel der Bezeichnung eines realen Messpunktes und der OBIS-Kennzahl

4.3.2 Beispiel der Bezeichnung eines virtuellen Messpunktes und der OBIS-Kennzahl:

Messpunktbezeichnung (Stellen)				OBIS-Kennzahl
1, 2	3 bis 8	9 bis 13	14 bis 33	(Beispiel)
CH	103801	12345	AXL-V0000000000000135	1-5:1.9.2*255

Tabelle 8: Beispiel der Bezeichnung eines virtuellen Messpunktes und der OBIS-Kennzahl

- (1) Die Unterscheidung zwischen dem realen und dem virtuellen Messpunkt erfolgt mit der OBIS-Kennzahl in der 2. Stelle, d.h. in der Wertegruppe B (Kanal).



4.4 Messeinrichtungen

4.4.1 Allgemeine Anforderungen

- (1) An den Übergabestellen zwischen zwei Netzen und zwischen Netz und Netznutzer sind entsprechende Messeinrichtungen zu installieren. Die Mindestanforderungen an die Art der Messung, der Umfang der benötigten Informationen und der Zeitpunkt der Weiterleitung sind in Kapitel 5 definiert. Sofern der konkrete Anwendungsfall über diese Mindestanforderungen hinausgehende Anforderungen erfordert – etwa im Hinblick auf höhere Messgenauigkeit, zusätzliche Messgrößen oder kürzere Übermittlungsintervalle – können diese zusätzlichen Anforderungen im gegenseitigen Einvernehmen zwischen den Vertragspartnern vereinbart werden. Dabei sind sowohl technische als auch wirtschaftliche Gesichtspunkte angemessen zu berücksichtigen.
- (2) Messeinrichtungen, die zur Verrechnung dienen, haben den entsprechenden gesetzlichen Bestimmungen zu entsprechen.
- (3) Der Netzbetreiber bestimmt den Messpunkt, die Messpunktbezeichnung und die Messeinrichtung.
- (4) Die für die Messung der Energie und Leistung notwendigen Messeinrichtungen werden in der Verantwortung des Netzbetreibers installiert und betrieben. Die für den Anschluss der Messeinrichtungen notwendigen Installationen hat der Netznutzer nach den Angaben des Netzbetreibers zu erstellen.
- (5) Ebenso hat der Netznutzer dem Netzbetreiber den für den Einbau der Messeinrichtungen erforderlichen Platz zur Verfügung zu stellen. Allfällige zum Schutze der Apparate notwendige Verschaltungen, Nischen, Aussenkästen usw. sind vom Netznutzer anzubringen. Die Vorgaben hierfür sind in der Regel in den Werkvorschriften spezifiziert.
- (6) Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber müssen ihre Messdaten zum Zeitpunkt ihrer Erfassung über eine Schnittstelle am intelligenten Messsystem in einem international üblichen Datenformat abrufen können. (StromVG Art. 17abis 6)

4.4.2 Genauigkeitsklassen

- (1) Für die Neuinstallation von Verrechnungsmessungen sowie bei Anlagenänderungen bzw. beim Austausch von Messeinrichtungen bei bestehenden Anlagen müssen die ausgetauschten Apparate die Mindestanforderungen an die Genauigkeitsklassen, bzw. der Genauigkeit, gemäss Tabelle 9 erfüllen. Für Verrechnungsmessungen von grenzüberquerenden Leitungen sind die Vorgaben von ENTSO-E massgebend.

Art des Messsatzes Netzebene	Genauigkeitsklassen				
	Netzebene	Wirk- energie- zähler	Blind- energie- zähler	Strom- wandler	Spannungs- wandler
Übertragungsnetz 380/220 kV	NE 1	0.2 S	1 S	0.2	0.2



Überregionale Verteilnetze > 52 kV bis 220 kV ⁸	NE 3	0.5 S	2	0.2	0.2
Überregionale Verteilnetze > 36 kV bis 52 kV	NE 3	C	2	0.2	0.2
Regionale Verteilnetze > 1 kV bis 36 kV	NE 5	B (1 ⁹)	2	0.5	0.5
Verteilnetze Gewerbe, Leichtindustrie ¹⁰	NE 7	B (1 ⁹)	2	0.5S	-
Verteilnetze Haushalt	NE 7	A (2 ⁹)	3	-	-

Tabelle 9: Mindestanforderungen an die Genauigkeitsklassen

4.4.3 Lastgang

- (1) Ist eine Aufzeichnung des gemessenen Lastverlaufes bei einem Netznutzer gemäss den Mindestanforderungen in Tabelle 1 erforderlich, ist die jeweilige Messstelle mit einer Lastgangmessung auszurüsten. Dabei werden bei der Messstelle vor Ort die Energiewerte viertelstündlich in einem Speichergerät abgelegt und periodisch von einem Zentralsystem erfasst. Aus Lastgängen können im Raster der definierten Messperiode, d.h. der Viertelstundenwerte, beliebige Leistungswerte und Energievorschübe für die Messdatenbereitstellung berechnet werden.

4.4.4 Spezielle Messeinrichtungen

- (1) Für spezielle Zähler, wie z.B. Vorauszahlungs-Systeme, gelten ebenfalls die Mindestanforderungen an die Messdatenbereitstellung. Die zusätzlichen Aufgaben dieser Messeinrichtungen, wie z.B. das Inkasso, bedürfen eigener, bilateraler Regelungen.

4.4.5 Kommunikationseinrichtung

- (1) Für die Kommunikation mit intelligenten Messsysteme (iMS) ist der VNB zuständig und er erbringt die nötige Infrastruktur.

4.4.6 Zeitbasis für Lastgangerfassung

- (1) Die Zeitbasis für alle iMS ist MEZ resp. MESZ (basierend auf UTC). Als Zeitgeber können z.B. die Normalzeit DCF77, GPS oder andere standardisierte Zeitnormale verwendet werden. Die kleinste Mess- und damit Abrechnungsperiode beträgt einheitlich eine Viertelstunde. Andere Abrechnungsperioden ergeben sich aus ganzzahligen Vielfachen der Viertelstunde.
- (2) Die Zeitsynchronität aller iMS muss gewährleistet sein. Sie wird vorzugsweise über die interne Uhr im iMG bzw. ZFA/iMS synchronisiert. Die Messperiode beginnt daher zeitsynchron bei jeder Messstelle, ausgehend von der vollen Stunde jede weitere Viertelstunde. Zeitbasis ist die Mitteleuropäische Zeit, d.h. UTC plus eine Stunde resp. die Sommerzeit, d.h. UTC plus zwei Stunden. Der Zeitstempel für die Messung erfolgt am Ende der ¼-h, d.h. im Bereich von 00:15 bis 00:00 des

⁸ Die MID gilt bis 52kV. Oberhalb dieser Grenze ist die Genauigkeitsklasse gemäss IEC 62052-22 (Wirkenergie) bzw. IEC 62053-24 (Blindenergie)

⁹ Klassenangabe nach altem Recht (siehe EMmV Art. 15 vom 26. August 2015)

¹⁰ Gemäss Art. 7 EMmV und der zugehörigen Weisung



Folgetages bei ¼-h-Werten und am Ende der Stunde im Bereich von 01:00 bis 00:00 des Folgetages bei 1-h-Werten. Die Genauigkeit der Zeitsynchronisation für die Lastgangmessung muss im Rahmen der Genauigkeitsklassen der jeweiligen Messstellen gemäss Tabelle 10 liegen. Dies entspricht den zeitlichen Abweichungen der Zählerzeit gemäss Tabelle 10.

Genauigkeitsklasse der Energiemessung	Abweichungstoleranz der Zählerzeit
0.2 S	+/- 2 Sekunden
C, 0.5 S	+/- 5 Sekunden
B (1 ¹¹)	+/- 10 Sekunden
A (2 ¹¹)	+/- 20 Sekunden

Tabelle 10: Mindestanforderungen an die Genauigkeit der Zeitsynchronisation für die Lastgangmessung

4.4.7 Messstellenbetrieb

- (1) Die Netzbetreiber sind für das Messwesen und die Informationsprozesse zuständig. StromVV Art.8 ²

4.4.8 Überwachung der Messeinrichtungen

- (1) Der Netzbetreiber ist bei den von ihm verwalteten und betriebenen Messeinrichtungen verantwortlich, dass die Anforderungen aus dem Bundesgesetz über das Messwesen sowie die Zulassungs- und Eichpflicht erfüllt werden. Die Messmittelverordnung regelt zusammen mit der Verordnung über Messmittel für elektrische Energie und Leistung und der Weisung des Eidgenössischen Instituts für Metrologie (METAS) über die Anforderungen an die Messmittel und Messverfahren.
 - die Konformitätsbewertung oder die nationale Zulassung, Eichung und Gültigkeitsdauer der Eichung der Messmittel
 - die statistischen Prüfmethode zur Verlängerung der Eichgültigkeit
 - die Eich- und Verkehrsfehlergrenzen
 - das amtliche Eichzertifikat
 - die Plombierung und Kennzeichnung
 - Ab 1.1.2019 Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen
- (2) Werden Messeinrichtungen durch Verschulden des Netznutzers oder von Drittpersonen beschädigt oder manipuliert, so gehen die Kosten für Reparatur, Ersatz und Auswechslung zu Lasten des Netznutzers. Messeinrichtungen dürfen nur durch den Netzbetreiber oder von ihm beauftragte Dritte plombiert, deplombiert, entfernt oder versetzt werden, und nur diese dürfen die Stromzufuhr zu einer Anlage herstellen oder unterbrechen und die notwendige Messeinrichtung ein- oder ausbauen. Wer unbefugterweise Plomben an Messinstrumenten verletzt, entfernt, oder wer Manipulationen vornimmt, welche die Genauigkeit der Messinstrumente beeinflussen, haftet für den entstandenen Schaden und die Kosten der notwendigen Reparaturen, Aufwendungen und Nachreichungen. Dem Netzbetreiber steht es frei Strafanzeige einzureichen.

¹¹ Klassenangabe nach altem Recht (siehe EMmV Art. 15 vom 26. August 2015)



- (3) Bei festgestelltem Fehlanschluss oder bei Fehlanzeige einer Messeinrichtung über die gesetzlich zulässige Toleranz (Verkehrsfehlergrenzen) hinaus, wird der Strombezug, aufgrund der daraufhin erfolgten Prüfung ermittelt. Lässt sich das Mass der Korrektur durch eine Nachprüfung nicht bestimmen, wird der Bezug unter angemessener Berücksichtigung der Angaben des Netznutzers vom Netzbetreiber festgelegt. Dabei ist bei bestehenden Anlagen vom Verbrauch in vorausgegangen Zeitperioden, unter Berücksichtigung der inzwischen eingetretenen Veränderungen, der Anschlussleistung und den Betriebsverhältnissen auszugehen. Kann die Fehlanzeige einer Messeinrichtung nach Grösse und Dauer einwandfrei ermittelt werden, so sind die Abrechnungen für diese Dauer, jedoch höchstens für die Dauer von 5 Jahren, zu berücksichtigen. Lässt sich der Zeitpunkt nicht feststellen, so kann eine Berücksichtigung nur für die beanstandete Ableseperiode stattfinden.
- (4) Die Vertragspartner haben sich gegenseitig über beobachtete Unregelmässigkeiten in der Funktion der Messeinrichtungen unverzüglich zu informieren.

4.4.9 Auswechslung der Messeinrichtungen

- (1) Die Auswechslung von Messeinrichtungen liegt in der Verantwortung des Netzbetreibers. Der Netznutzer ist in geeigneter Form zu informieren.

4.4.10 Überprüfung der Messeinrichtungen

- (1) Wer an der Richtigkeit der Messungen zweifelt, kann eine Prüfung, evtl. durch eine Eichstelle, verlangen. In Streitfällen ist der Befund des Eidgenössischen Instituts für Metrologie (METAS) massgebend. Die Kosten der Prüfung trägt der Netzbetreiber, wenn das Prüfungsergebnis ausserhalb der gesetzlichen Toleranz liegt, andernfalls trägt sie der Veranlasser selbst (Art. 29 der Messmittelverordnung). Liegt eine Fehlmessung vor, die über die gesetzlich zulässige Toleranz hinausgeht, wird der Verbrauch durch eine Nachprüfung oder im gegenseitigen Einvernehmen durch eine Einschätzung unter Berücksichtigung früherer oder nachfolgender Zeitperioden ermittelt.

5. Erfassung der Daten

5.1 Ordentliche Ablesungen

- (1) Der Netzbetreiber ist für eine regelmässige Ablesung der Daten verantwortlich, so dass die Datenbereitstellung gemäss den Mindestanforderungen in Tabelle 1 erfüllt werden kann. Das Erfassen der prognose- und abrechnungsrelevanten Messdaten umfasst sowohl die manuelle Ablesung vor Ort wie auch die Erfassung durch Fernauslesung wie z.B. mit einem intelligenten Messsystem (iMS).

5.2 Ausserordentliche Ablesungen

- (1) Bei einer Änderung einer vertraglichen Beziehung zwischen zwei Marktakteuren, die abrechnungsrelevant ist, hat der Netzbetreiber eine ausserordentliche Erfassung der Messdaten vorzunehmen.



6. Aufbereitung der Daten

6.1 Generell

- (1) In der Übergangsphase von klassischer Fernauslesung (ZFA) zu intelligenten Messsystemen (iMS) inkl. aller Folgeprozesse wird es Parallelitäten geben. Diese sind zu berücksichtigen und sollen dem Netzbetreiber die Investitionssicherheit sowie ein geordnetes Umstellen auf die zukünftigen Anforderungen ermöglichen. Um dies zu gewährleisten, werden in diesem Kapitel die noch bestehenden sowie die neuen Methoden weitestgehend berücksichtigt.
- (2) Die Rohdaten der Messstellen werden mit den zugehörigen Identifikationen, Zeitperioden und Statusinformationen gemäss Tabelle 12 vom Netzbetreiber aufbereitet. Der Netzbetreiber bildet dabei mit den entsprechenden Ablese- und Wandlerkonstanten Energiewerte und $\frac{1}{4}$ -h-Leistungsmaxima. Bei Lastgängen werden Energiewerte pro $\frac{1}{4}$ -h erzeugt.
- (3) Die Messdaten werden in kWh, kvarh, kW und kvar geliefert. $\frac{1}{4}$ -h-Energiewerte und Leistungsmaxima werden mit drei Nachkommastellen übermittelt.
- (4) Für die verarbeiteten Werte gilt die Rundung der 3. Nachkommastelle anhand der 4. Nachkommastelle:
- (5) 1, 2, 3, 4 wird abgerundet
- (6) 5, 6, 7, 8, 9 wird aufgerundet
- (7) Werte, die aus mehreren Messwerten gebildet werden, werden erst nach deren Bildung gerundet, z.B. Stundenwerte nach der Addition von vier $\frac{1}{4}$ -h-Werten.

6.2 Plausibilisierung der Messdaten

6.2.1 Generell

- (1) Die Plausibilisierung bildet die erste Stufe für Datenqualität. Mit der Plausibilisierung werden fehlende, gestörte oder unrealistische Mess- bzw. Zählwerte identifiziert. Durch die Identifizierung dieser Werte kann eine Vorprüfung, und anschliessend eine Ersatzwertbildung nachfolgen. Plausibilisierung und Ersatzwertbildung sind zu automatisieren.
- (2) Weist eine Messstelle Haupt- und Kontrollzähler auf, kann mit einem Vergleich ein Fehler mit sehr hoher Zuverlässigkeit festgestellt werden.
- (3) Der Netzbetreiber kann (z. B. bei ungenauen Prognosen, die auf nicht plausibilisierten Daten basieren) nicht für die daraus entstehenden Kosten, wie z.B. Ausgleichsenergie belangt werden.

6.2.2 Plausibilisierung der Messdaten bei Messeinrichtungen ohne iMS

- (1) Bei abgelesenen bzw. ausgelesenen Zählerständen und Leistungsmaxima besteht die Plausibilisierung der Messdaten in der Kontrolle, dass alle Messstellen erfasst sind, die Zählerstände und Leistungsmaxima korrekt übertragen wurden und dass der aktuelle Verbrauch mit dem Verbrauch einer vorangegangenen, vergleichbaren Ableseperiode im Einklang ist.



6.2.3 Plausibilisierung der Messdaten bei Lastgangdaten (iMS)

6.2.3.1 Generell

- (1) Der Netzbetreiber stellt mittels Datenplausibilisierung die Qualität der Messdaten, zum Zweck der Prognosen, Abrechnung und Bilanzierung sicher, d.h. die Messdaten der Einzelzeitreihen werden auf Vollständigkeit und Richtigkeit hin geprüft. Die Auswahl der Methode für die Gewährleistung der Vollständigkeit und der Richtigkeit der Messdaten liegt beim Netzbetreiber.
- (2) Bei den täglich gelieferten «nicht plausibilisierten Messdaten» dürfen keine Werte mit Status «F», negative Werte oder unrealistische Leistungsspitzen versendet werden. Fehlende Werte werden durch vorläufige Werte («V») ersetzt. Diese werden mittels geeigneten Prognose- bzw. Ersatzwert- Verfahren gebildet und müssen den effektiven Werten sehr nahekommen.

6.2.3.2 Überprüfung der Anzahl der Registrierperioden pro Tag

- (1) Vor allen weitergehenden Prüfungen ist die Anzahl der Messwerte pro Tag zu bestimmen. Pro Tag stehen 96 Registrierperioden, d.h. $\frac{1}{4}$ -h-Energiewerte zur Verfügung. Ausnahmen bilden der Umschalttag von der Winter- nach der Sommerzeit mit 92 bzw. der Umschalttag von der Sommer- nach der Winterzeit mit 100 Werten. In den übrigen Fällen, in denen mehr als 96 Werte auftreten, ist der Lastgang zunächst auf 96 Werte anzupassen. Dazu werden jeweils nebeneinander liegende Messwerte verkürzter Registrierperioden, wie z.B. durch das Setzen der Uhr, aufaddiert und der neu entstandene Messwert als Ersatzwert gekennzeichnet. Es ist dabei zu beachten, dass dadurch kein neues Leistungsmaximum erzeugt wird. Treten in den übrigen Fällen weniger als 96 Werte auf, so sind entsprechende Ersatzwerte zu bilden.

6.2.4 Ergänzende Verfahren zur Plausibilisierung von Messdaten

- (1) Weitere mögliche Verfahren zur Plausibilisierung von Messdaten sind:
 - Sammelschienenbilanz
 - Zählerstandskontrolle bei Lastgangmessungen
 - Betriebsmesswerte
 - Historische Werte
 - Prüfung weiterer Informationen, wie:
 - Prüfung auf Phasenausfall
 - Prüfung der Geräteuhrzeit
 - Prüfung auf Rückstellung (Reset)
 - Prüfung Events des Zählers



6.3 Ersatzwertbildung

6.3.1 Generell

- (1) Die Bildung von Ersatzwerten für fehlerbehaftete Werte erfolgt nach der Plausibilisierung der Messdaten durch den Netzbetreiber. Der Netzbetreiber stellt plausible Ersatzwerte («E») zur Verfügung und kennzeichnet diese entsprechend.
- (2) Ist eine Kontrollmesseinrichtung vorhanden, werden in erster Priorität für den Störungszeitraum die Messwerte dieser Messeinrichtung zur Abrechnung herangezogen und als Ersatzwert («E») gekennzeichnet. Wenn keine Kontrollmesseinrichtung verfügbar ist, müssen zur Ersatzwertbildung statistische Methoden eingesetzt werden.

6.3.2 Ersatzwertbildung bei Messeinrichtungen ohne iMS

- (1) Bei Messdaten, die aus Zählerständen ermittelt werden, wie z.B. Energiewerte und Leistungsmaxima, werden Ersatzwerte basierend auf historischen Werten gebildet.
- (2) Zur Ermittlung der Ersatzwerte bestehen die folgenden Möglichkeiten:
 - Der Verbrauch für die Zeit seit der letzten fehlerfreien Ablesung wird aus dem Durchschnittsverbrauch des der Fehlablesung vorhergehenden und des der Fehlablesung nachfolgenden Ablesungszeitraums ermittelt
 - oder
 - Der Verbrauch für die Zeit seit der letzten fehlerfreien Ablesung wird aufgrund des vorjährigen Verbrauchs durch Schätzung ermittelt
- (3) Die tatsächlichen Verhältnisse sind bei der Ersatzwertbildung angemessen zu berücksichtigen.

6.3.3 Ersatzwertbildung bei Lastgangdaten (iMS)

- (1) Bei Lücken in den Lastgangdaten, die kleiner oder gleich 2 Stunden sind, ist ein Interpolationsverfahren und für Lücken die länger als 2 Stunden dauern, ist ein Vergleichswertverfahren anzuwenden. Bevor die Lücken mit einem Interpolationsverfahren gefüllt werden, ist zu prüfen, ob während dieser Zeit ein Energiebezug stattgefunden hat.
- (2) Dieselbe Vorgehensweise gilt auch bei einem Zählerstandsgang.

6.3.3.1 Interpolationsverfahren zur Bildung von Ersatzwerten für Lastgänge

- (1) Ein Beispiel für eine Interpolation ist aus Tabelle 11 und Abbildung 4 ersichtlich.



Zeit	Wahrer Wert [kWh]	Ersatzwert [kWh]	Formel
00:15	7.4		keine
00:30	7.9		
00:45	8.2		
01:00	7.8		
01:15		7.3	$x(n) = x(n-1) + \frac{x(\text{wahr} \text{ _ nach }) - x(\text{wahr} \text{ _ vor })}{\text{Lücke} + 1}$ entspricht $x(n) = x(n-1) + \frac{(5.4 \text{ kWh} - 7.8 \text{ kWh})}{(4 + 1)}$
01:30		6.8	
01:45		6.4	
02:00		5.9	
02:15	5.4		keine
02:30	5.2		
02:45	5.0		
03:00	4.8		
03:15	5.3		
03:30	5.7		
03:45	5.8		
04:00	6.0		

Tabelle 11: Interpolation bei kleinen Lücken im Lastgang

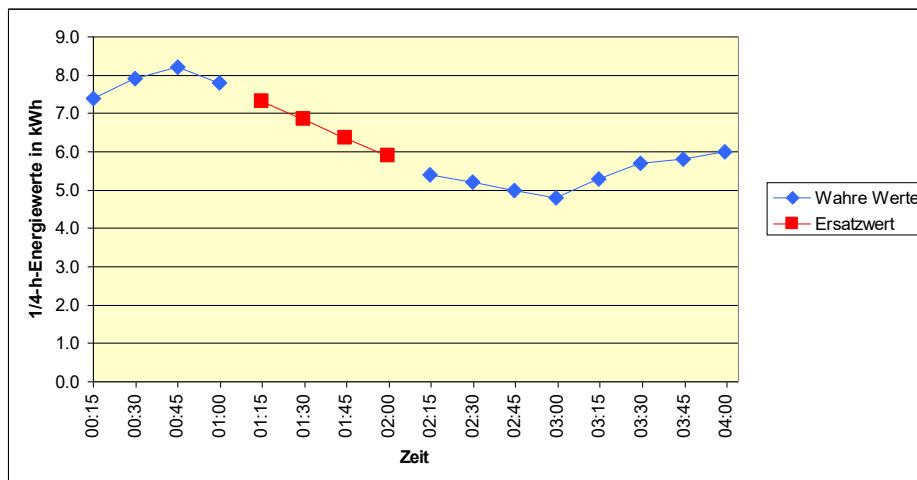


Abbildung 4: Flussdiagramm zur Bildung von Ersatzwerten für Lastgang

6.3.3.2 Vergleichswertverfahren zur Bildung von Ersatzwerten für Lastgänge

- (1) Lücken, die grösser als 2 Stunden betragen, werden mit dem Vergleichswertverfahren gefüllt. Bevor die Lücken gefüllt werden, ist zu prüfen, ob während dieser Zeit ein Energiebezug stattgefunden hat. Das Vergleichswertverfahren beinhaltet die drei Teilschritte Wertebestimmung, Ersatzlastverlauf und Skalierung.

6.3.3.3 Wertebestimmung

- (1) Bei der Anwendung des Vergleichswertverfahrens gilt es festzustellen, ob und wie weit bekannte Werte der gestörten Messstelle verfügbar sind. So können bei einer gestörten Aufzeichnung des Lastgangs durchaus brauchbare Energie- und Leistungsinformation aus einer Auslesung, Verrechnungsliste oder Betriebsmessung verwendet werden.

- (2) Wenn keine Ersatzarbeit (A_e ; Energiewerte) und Ersatzleistung (P_e) vorliegt, werden aus einem dem Störungszeitraum äquivalenten Vergleichszeitraum direkt die Vergleichsarbeit (A_v ; Energiewerte) und die Vergleichsleistung (P_v) entnommen:

$$A_e = A_v ; \quad P_e = P_v$$

- Fehlt die Ersatzarbeit (A_e) oder Ersatzleistung (P_e), wird der fehlende Wert aus einem dem Störungszeitraum äquivalenten Vergleichszeitraum mittels der Vergleichsarbeit (A_v) und der Vergleichsleistung (P_v) sowie der bekannten Ersatzleistung (P_e) oder der bekannten Ersatzarbeit (A_e) berechnet:
- (3)

$$A_e = A_v * \frac{P_e}{P_v} \quad \text{oder} \quad P_e = P_v * \frac{A_e}{A_v}$$

6.3.3.4 Bestimmung des Ersatzlastgangs

- (1) Als Ersatzlastgang eignen sich:
- Geeignete kundenspezifische gemessene Lastgänge, unter Berücksichtigung der Feiertage, aus einem ungestörten Zeitraum
 - Branchenspezifische Standardlastprofile, anwendbar z. B. bei grossen Verbrauchern der gleichen Branche
 - Vorwochen Lastgänge, wenn keine gezählten Ersatzwertparameter (Arbeit/Leistung) ermittelbar sind
 - Resultate einer Kurzfristprognose auf der Basis der gemessenen Vorwerte
 - Generelle Anwendung von Standardlastprofilen
 - Arbeitsbänder, d.h. eine konstante Energiemenge, wenn kein deterministisches Verhalten im Lastgang erkennbar ist und kein Leistungswert als Ersatzwertparameter vorliegt

6.3.3.5 Skalierung

- (1) In der Regel muss der ausgewählte Ersatzlastverlauf mittels mathematischer Methoden mit den Parametern A_e und P_e auf den Ersatzzeitraum skaliert werden.
- (2) Das schrittweise Vorgehen zur Bildung von Ersatzwerten für Lastgänge ist in Abbildung 5 dargestellt.
- (3) Die Freigabe des plausiblen Lastgangs (letzte Entscheidung in Abbildung 5) erfolgt zum Beispiel nach internen Regeln.



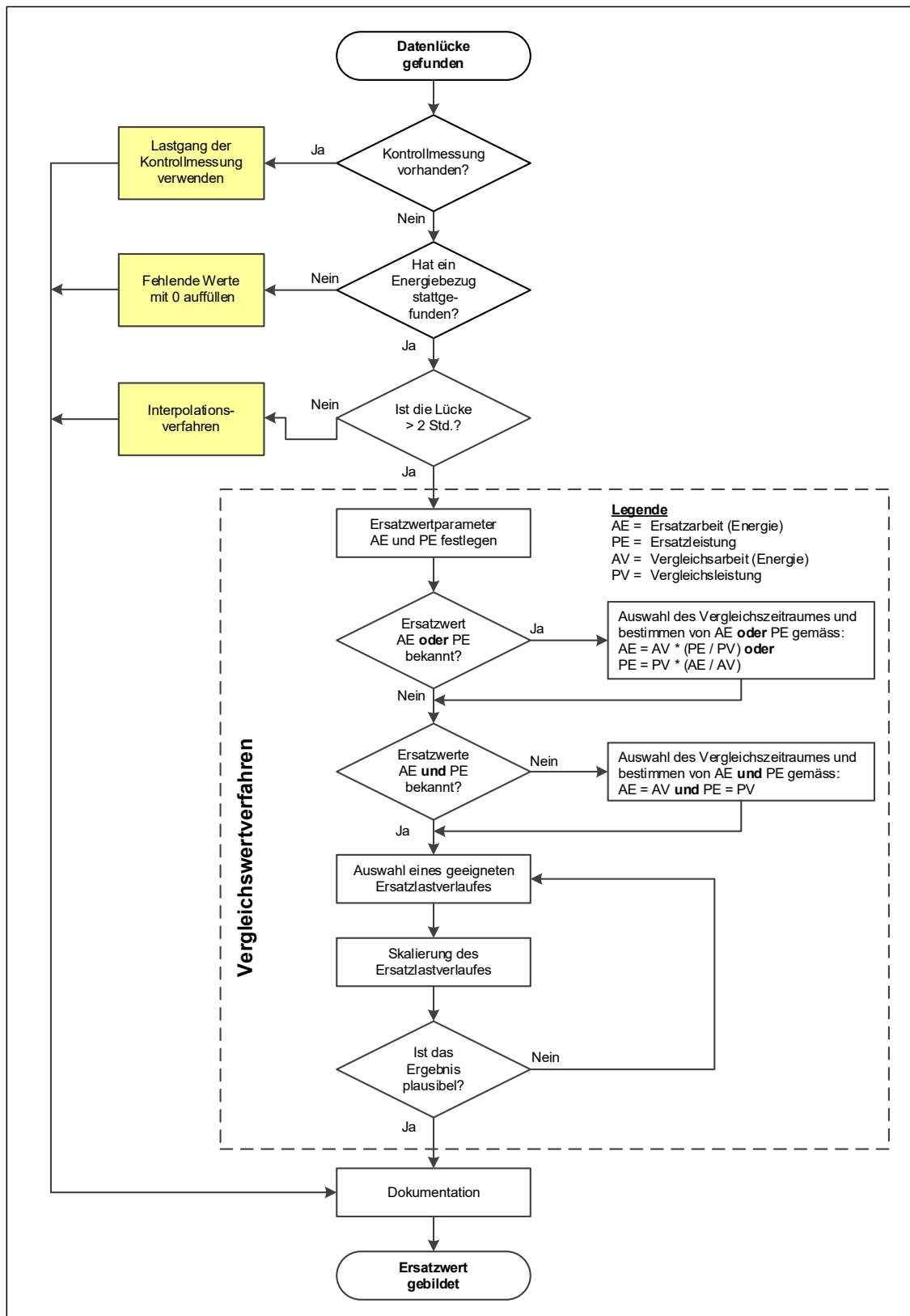


Abbildung 5: Vergleichsverfahren

6.4 Kennzeichnung der Messwerte

- (1) Der Netzbetreiber kennzeichnet für die Erfassung mit dem digitalen Kommunikationssystem jeden Messwert eindeutig mit einem Status gemäss Tabelle 12.
- (2) Berechnungen: Bei Berechnungen ist der Statuswert in der gesamten Informationskette weiterzuführen. Falls in den einzelnen Operanden voneinander abweichende Statusinformationen vorhanden sind, wird nur die Statusinformation mit der niedrigsten Priorität zur Verfügung gestellt.
- (3) Im Messdatenaustausch werden die Stati V, G und F zu T = temporär, zusammengefasst **Fehler! Textmarke nicht definiert.** Als abrechnungsrelevante Stati sind nur wahre Werte und Ersatzwerte zulässig.

Status	Bedeutung	Priorität (5 = höchste)	SDAT-CH Status
„W“ oder keine Angabe	Wahrer Wert	5	Keine Angabe
„E“	Ersatzwert	4	56
„V“	Vorläufiger Wert	3	21
„G“	Gestörter Wert	2	21
„F“	Fehlender Wert	1	21

Tabelle 12: Statusinformationen der Messwerte

- (4) Ergänzende Hinweise zur Verwendung der Statusinformationen:
 - Wenn direkt vom Zähler ein Status und Wert kommt, der den Status W und einen plausiblen Wert hat, soll der Status und der Wert nicht mehr verändert werden
 - Wenn festgestellt wird, dass die Qualität der Zählerwerte (bzw. ZFA, iMS) nicht ausreichend ist, und/oder sie korrigiert wurden, darf kein Status W versendet werden
 - Es soll kein guter Status mit guten Werten, bewusst auf einen niedrigeren Status gesetzt werden, auch nicht bei dem täglich nicht plausibilisierten Versand. (z.B. W → V)
 - Nachlieferungen sind auf der Empfängerseite entsprechend zu prüfen.¹²

¹² Siehe SDAT-CH „Standardisierter Datenaustausch für den Strommarkt Schweiz“



7. Verarbeitung der Daten

7.1 Aufgaben

- (1) Der Netzbetreiber, bzw. der für die Datenbereitstellung Beauftragte, verwaltet die Zuordnung der Marktakteurbezeichnungen zu den Messpunkten und die Berechtigungen zum Empfang der Daten. Er übernimmt die Datenaggregation, berechnet die Werte von virtuellen Messpunkten und archiviert die verarbeiteten Daten inkl. der zugehörigen Berechtigungen.
- (2) Jeder Netzbetreiber ist verpflichtet, mindestens folgende drei Datenaggregate zu bilden:
 - Die Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes (keine negativen Werte!)
 - Das Lieferantenaggregat des Grundversorgers
 - Das Bilanzgruppenaggregat des Grundversorgers

7.2 Verwaltung der Lieferantenzuordnung

- (1) Der Netzbetreiber verwaltet die Lieferantenzuordnung, die ihm von den Marktakteuren gemäss den im Umsetzungsdokument Datenaustausch definierten Prozessen mitgeteilt werden. Er ist dafür verantwortlich, dass jedem aktiven lokalen Messpunkt ein Lieferant/Erzeuger zugeordnet ist.

7.3 Informationspflicht

- (1) Die vom Netzbetreiber verwalteten Vertragsbeziehungen zwischen den Marktakteuren müssen für die jeweils berechtigten Marktakteure zugänglich sein. Auf Anfrage der Marktakteure, ist der Netzbetreiber daher verpflichtet, diesen ihre vom Netzbetreiber verwalteten Vertragsbeziehungen mitzuteilen. Dies betrifft die aktuellen, wie auch die auf archivierte Daten bezogenen Vertragsbeziehungen der jeweils berechtigten Marktakteure.

7.4 Netzverluste

- (1) Die Netzverluste sind als ¼-stündliche Zeitreihen pro Netzebene zu bestimmen.
- (2) Für die Verlustzeitreihe ist pro Netzebene ein virtueller Messpunkt zu definieren. Der Netzverlust ist wie ein Endverbraucher zu behandeln und wird entsprechend von einem Lieferanten über dessen Bilanzgruppe versorgt. Dieser Lieferant erhält analog einem normalen Endverbraucher täglichen einen Lastgang für die Netzverluste. Als Verlust-Endverbraucher tritt der Verteilnetzbetreiber auf.

7.5 Virtueller Kundenpool des Grundversorgers

7.5.1 Grundsatz

- (1) Alle Endverbraucher mit mehr als 100'000 kWh Verbrauch pro Jahr können nach einem bewilligten Antrag auf Netzzugang, ihren Lieferanten frei wählen. Alle anderen Endverbraucher sind weiterhin an ihren Grundversorger gebunden.
- (2) Unter Grundversorger wird derjenige Lieferant verstanden, der die Grundversorgung in einem Netzgebiet sicherstellt. Alle Kunden eines Netzgebietes, die nicht lastganggemessen sind, werden zu einem virtuellen Kundenpool zusammengefasst und vom Grundversorger versorgt.



- (3) Im Rahmen des Bilanzmanagements hat der Verteilnetzbetreiber für den virtuellen Kundenpool einen virtuellen Messpunkt zu vergeben und dem Grundversorger analog einem gemessenen Endverbraucher einen Lastgang zur Verfügung zu stellen.
- (4) Der virtuelle Kundenpool ist ein Hilfskonstrukt, das benötigt wird, solange nicht alle Zähler einem iMS angeschlossen sind. Es gibt dem Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit, die nicht-lastganggemessenen Endverbraucher, als Summe, einen Lastgang zuzuordnen. Dieser Lastgang wird gemäss Kapitel 7.5.2 durch Differenzbildung der lastganggemessenen Ein- und Ausspeisungen ins Netz gebildet.

7.5.2 Berechnung des virtuellen Kundenpools

- (1) Der Lastgang des virtuellen Kundenpools wird im Top Down – Verfahren ermittelt:
 - a) Alle Übergabestellen zu anderen Netzen werden bilanziert und summiert, so dass der effektive Bezug aus den vorgelagerten Netzen resultiert.
 - b) Zum Bezug aus den vorgelagerten Netzen werden die lastganggemessenen Energieerzeugungsanlagen (EEA) sowie die Einspeisepprofile (ESP) der nicht-lastganggemessenen EEA im eigenen Netzgebiet addiert. Daraus resultiert die gesamte Einspeisung ins Netz und somit der gesamte Verbrauch zuzüglich der Netzverluste im Netzgebiet.
 - c) Von der errechneten gesamten Einspeisung ist der Netzverlust abzuziehen. Dadurch resultiert der Gesamtverbrauch im Netz.
 - d) Vom Gesamtverbrauch sind alle lastganggemessenen Endverbraucher (inkl. die des Grundversorgers) abzuziehen. Somit resultiert als Lastgang der Verbrauch des virtuellen Kundenpools.

7.6 Datenaggregation

7.6.1 Aggregatbildung für die Ausgleichsenergieabrechnung

7.6.1.1 Grundlagen

- (1) Der Verteilnetzbetreiber aggregiert (summiert) die Messdaten nach Lieferanten und Bilanzgruppen getrennt nach Energieflussrichtung und stellt diese den Marktakteuren, zur Kontrolle und Abrechnung der Ausgleichsenergie, gemäss SDAT-CH zur Verfügung.
- (2) Der Verteilnetzbetreiber hat sicherzustellen, dass jegliche Energie, inkl. Verluste, Pumpenergie und Eigenbedarf von EEA, die in seinem Netzgebiet verbraucht wurde, Bilanzgruppen und Lieferanten/Erzeugern zugeordnet ist.

7.6.1.2 Lieferanten/Erzeuger Aggregate

- (1) Alle bilanzierungsrelevanten Messpunkte von Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber sind einem Lieferanten/Erzeuger zugeordnet. Der Verteilnetzbetreiber summiert alle Messwerte pro Lieferanten/Erzeuger getrennt nach Energieflussrichtung und erhält dabei bei n Lieferanten/Erzeugern monatlich $2 \cdot n$ Aggregatzeitreihen mit Anzahl Tage * 96 Werten.

Achtung: Ist ein Lieferant/Erzeuger in einem Netzgebiet in mehreren Bilanzgruppen tätig, so müssen mehrere, nach Bilanzgruppen getrennte, Lieferanten/Erzeuger Aggregate gebildet werden!



- (2) Gemäss SDAT-CH sind die einzelnen Messwerte dieser Aggregate dem Lieferanten zu liefern, damit dieser die Aggregate zu Kontrollzwecken ebenfalls bilden kann.

7.6.1.3 Grundversorger Aggregate

- (1) Die Aggregate des Grundversorgers sind genau gleich wie diejenigen anderer Lieferanten/Erzeuger zu bilden. Dabei ist der virtuelle Kundenpool wie ein normaler Endverbraucher zu behandeln (genauso, wie der ev. zum Grundversorger zugeordnete Verlust-Kunde“). Es werden Grundversorger Aggregate in beiden Richtungen (LGS und EGS) berechnet. Es besteht die Möglichkeit jede Richtung einem anderen Lieferanten zuzuordnen. Findet sich keine Lösung sind beide Aggregate demselben Lieferanten und dessen Bilanzgruppe zuzuordnen.
- (2) Aus Gründen der Gleichbehandlung dürfen dem Grundversorger nicht mehr Informationen zur Verfügung stehen wie anderen Lieferanten.

7.6.1.4 Bilanzgruppenaggregat

- (1) Alle bilanzierungsrelevanten Messpunkte von Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber sind einer Bilanzgruppe zugeordnet. Der Verteilnetzbetreiber summiert diese Messwerte pro Bilanzgruppe getrennt nach Energieflussrichtung und erhält dabei bei n Bilanzgruppen monatlich $2 \cdot n$ Aggregatzeitreihen mit Anzahl Tage * 96 Werten.

7.6.1.5 LEG interner Austausch

- (1) Um den internen Energiefluss zwischen den Teilnehmern in einer LEG in der Netzbilanzierung zu erfassen, muss das Aggregat “LEG - Interner Austausch” gebildet werden. Dieses dient zur Berechnung der Netzverluste und Bruttolastgangsumme. Das Aggregat “LEG - Interner Austausch” ist monatlich als Summe dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit dem dafür vorgesehenen EIC (SG-LEG-STROM-BRP / 12X-00000020CB-6) zuzustellen. Das Aggregat bildet sich aus der Summe aller LEGs je Netz. Hierbei entspricht die Summe Einspeisegangsumme (EGS) der Summe Lastgangsumme (LGS). Beide Aggregate sind dem ÜNB zuzustellen.



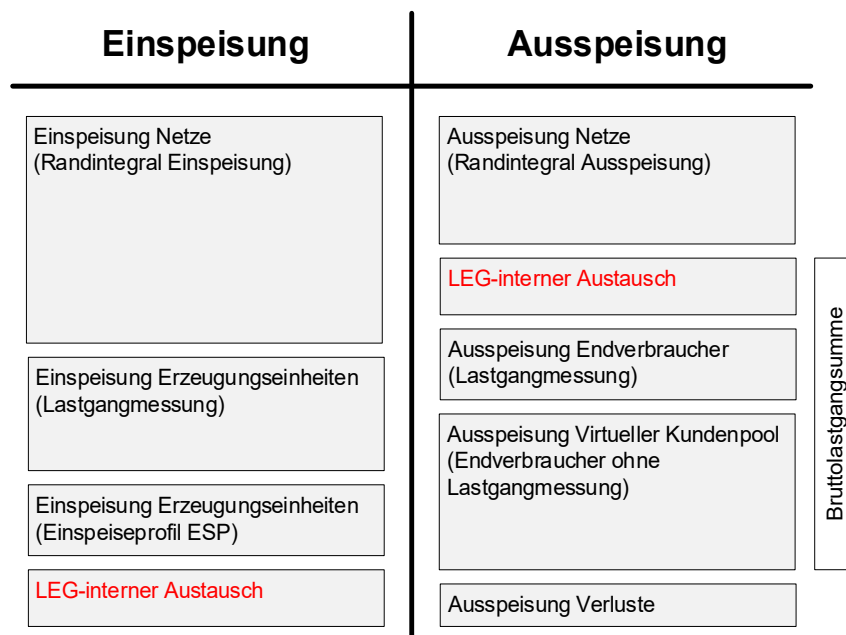


Abbildung 6: LEG interner Austausch

7.6.2 Aggregatbildung für die Kostenwälzung/Kostenzuteilung

7.6.2.1 Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes für die Kostenzuteilung

- (1) Die Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes (BLS/EN) entspricht der elektrischen Energie, die von am Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern bezogen wurde (StromVV Art. 15 Abs. 2 und Art. 16 Abs. 1 lit. a).
- (2) Grundsätzlich sollte die Bruttolastgangsumme durch die Summierung jedes einzelnen Endverbrauchers im Netz als Lastgang gebildet werden. Da nicht alle Endverbraucher lastganggemessen sind, wird die Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes über ein Hilfskonstrukt wie folgt berechnet (siehe Berechnung virtueller Kundenpool):
 - a) Alle Übergabestellen zu anderen Netzen werden bilanziert und summiert, so dass der effektive Bezug aus den vorgelagerten Netzen resultiert.
 - b) Zum Bezug aus den vorgelagerten Netzen werden die lastganggemessenen Energieerzeugungsanlagen (EEA), die Einspeisepprofile (ESP) der nicht-lastganggemessenen EEA im eigenen Netzgebiet sowie der LEG – interner Austausch addiert. Daraus resultiert die gesamte Einspeisung ins Netz und somit der gesamte Verbrauch zuzüglich der Netzverluste im Netzgebiet.
 - c) Von der errechneten gesamten Einspeisung ist der Netzverlust abzuziehen. Dadurch resultiert der Gesamtverbrauch im Netz
 - d) Davon ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf von Kraftwerken sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken und Bezug von Speichern ohne Endverbrauch abzuziehen.
- (3) Der Verteilnetzbetreiber meldet diesen Summenlastgang dem Übertragungsnetzbetreiber.

- (4) Der Übertragungsnetzbetreiber stellt auf Basis der vom VNB gemeldeten BLS/EN den Tarif «Allgemeine Systemdienstleistungen (SDL)», den Tarif «Stromreserve» sowie den Tarif «Solidarisierte Kosten» jedem einzelnen Netzbetreiber monatlich in Rechnung. Die Vollzugsstelle für Förderprogramme stellt jedem Netzbetreiber monatlich eine Rechnung für die EnG Zuschläge (Förderung erneuerbare Energien). Der VNB hat diese Rechnungen im Sinne von Akontozahlungen zu begleichen. Die Endabrechnung erfolgt im Folgejahr aufgrund der von den Endverbrauchern im abgelaufenen Kalenderjahr bezogenen Energie pro Verteilnetz.

7.6.2.2 Totale Bruttolastgangsumme für die Kostenwälzung

- (1) Die totale Bruttolastgangsumme (BLS/T) entspricht der elektrischen Energie der am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Endverbrauchern und allen am Netz der tieferen Netzebenen angeschlossenen Endverbrauchern (StromVV Art. 15 Abs. 3 lit. a und Art 16 Abs. 1 lit. a).
- (2) Gemäss StromVG Artikel 14a Abs. 1 lit. a/b ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes, für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken sowie Ladung von Speichern ohne Endverbrauch von den Netznutzungskosten ausgenommen.
- (3) Die totale Bruttolastgangsumme (BLS/T) berechnet sich wie folgt: Zur Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes (BLS/EN) wird die Bruttolastgangsumme der nachgelagerten Netze dazugezählt. Die Berechnung der Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes ist im Kapitel 7.9.3 beschrieben.
- (4) Der Verteilnetzbetreiber meldet diesen Summenlastgang dem vorgelagerten Netzbetreiber. Gibt es mehr als einen direkt vorgelagerten Netzbetreiber oder auch Verbindungen in derselben Netzebene, sind unter den Beteiligten Verteilschlüssel zu definieren.

7.7 Energieerzeugungsanlagen (EEA)

- (1) Alle Energieerzeugungsanlagen (EEA) können Ihren Lieferanten/Erzeuger frei wählen. EEA sind dafür mit iMS auszurüsten und einer Bilanzgruppe zuzuordnen.
- (2) Der Verteilnetzbetreiber sendet im Rahmen der Standardprozesse: ein Bilanzgruppenaggregat, ein Lieferantenaggregat sowie dem Lieferanten/Erzeuger die Einzellastgänge der EEA. Die Energiemengen werden richtungsgetrennt mit Lastgangzeitreihen (LGZ) und Einspeisegangzeitreihen (EGZ) versendet.
- (3) EEA ohne iMS bleiben in der BG des Grundversorgers. Es sind dafür Einspeiseprofile (ESP) zu bilden und der Einspeisegangsumme (EGS) sowie der BLS-EN hinzuzufügen.

7.7.1 Bildung Einspeiseprofile (ESP)

- (1) Der Referenzlastgang (RLG) wird von einer, besser aber von mehreren Anlagen gebildet, indem die gemessenen Lastgänge (oder andere adäquate Messreihen, z.B. Einstrahlungsdaten bei Photovoltaikanlagen) und die jeweilige Nennleistung der Anlagen addiert werden. Sinnvoll ist auch Anlagen mit Eigenverbrauch in die Berechnung einzubeziehen. Der Anlagenmix soll dem Produktionsmix des Netzes möglichst nahekommen. Unterjährige Prüfung und Anpassungen sind monatlich durchzuführen und die Bilanzierung mindestens quartalsweise zu korrigieren.



- (2) Der Umrechnungsfaktor (F) für das Einspeiseprofil (ESP) wird berechnet durch Dividieren der Nennleistung der nicht-lastganggemessenen EEA durch die Nennleistung des RLG.

$$F = \frac{P_{Nenn}(ESP)}{P_{Nenn}(RLG)}$$

- (3) Der Umrechnungsfaktor (F) soll vom VNB jeweils nach der Ablesung und unter Berücksichtigung der Anlagen mit Eigenverbrauch optimiert werden, um die jeweiligen speziellen Bedingungen vor Ort möglichst korrekt abzubilden.
- (4) Das ESP wird gebildet durch Multiplizieren der viertelstündlichen Energiewerte des Referenzlastgangs mit dem Umrechnungsfaktor F.

$$E_{15min}(ESP) = F * E_{15min}(RLG)$$

- (5) Der Verteilnetzbetreiber kann selbst entscheiden, ob er pro Messpunkt ein ESP bilden will, oder ein über alle Anlagen aggregiertes ESP erstellt.

7.8 Daten für OSTRAL¹³ und die Bilanzgruppenüberwachung sowie den Kraftwerkeinsatz

- (1) Der Bund ordnet bei einer Strommangellage Bewirtschaftungsmassnahmen an, welche das Gleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch auf reduziertem Niveau sicherstellen sollen. Er hat den Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) beauftragt, die notwendigen Vorbereitungen zur Bewältigung einer Strommangellage zu treffen (VOEW, SR 531.35). Der VSE hat zu diesem Zweck OSTRAL ins Leben gerufen.
- (2) Als Grundlage für Verbrauchsprognosen und den Kraftwerkseinsatz ist nicht nur OSTRAL und der ÜNB (Swissgrid) als Bilanzgruppenkoordinator auf zeitnahe Produktions- und Verbrauchsdaten angewiesen, sondern auch die Bilanzgruppenverantwortlichen. Mit den Bilanzgruppenaggregaten (LGS/BG und EGS/BG) stehen diese Informationen bei den VNB bereits zur Verfügung und können für diese Zwecke verwendet werden.
- (3) Der VNB liefert die Lastgangsumme und Einspeisegangsumme pro Bilanzgruppe des Verteilnetzbereiches täglich nicht plausibilisiert und monatlich plausibilisiert dem Bilanzgruppenverantwortlichen sowie dem Übertragungsnetzbetreiber.
- (4) Der VNB liefert dem Übertragungsnetzbetreiber die Einspeisegangszeitreihen (EGZ) für die Angebotslenkung im Bewirtschaftungsfall. Der Übertragungsnetzbetreiber stellt vorgängig dem VNB einen schriftlichen Antrag für die Datenlieferung. Die Daten werden für die geforderten Messpunkte vom VNB monatlich plausibilisiert und täglich, nicht plausibilisiert, für die vergangenen 5 Tage gesendet.

¹³ Organisation **STR**omversorgung in **A**usserordentlichen **L**agen



7.9 Kontrollaufgaben

7.9.1 Netzbetreiber

- (1) Der Netzbetreiber ist für die Durchführung mindestens folgender Kontrollen zuständig:
 - Die von den Lieferanten gemeldeten Zuordnungen zu Messpunktbezeichnung sind korrekt umgesetzt.
 - Die vom Netzbetreiber erstellten Datenaggregate sind plausibel und nachvollziehbar
 - Fehlende Werte werden vor dem täglichen Datenversand mit vorläufigen Werten ersetzt
 - Negative Werte werden vor dem täglichen Datenversand auf deren Ursache geprüft und entfernt.
 - Unrealistische Leistungsspitzen werden vor dem täglichen Datenversand auf deren Ursache geprüft und entfernt.

7.9.2 Lieferant

7.9.2.1 Kontrolle der Aggregate

- (1) Der Lieferant/Erzeuger erhält vom Verteilnetzbetreiber folgende Informationen:
 - Zuordnungsliste mit all seinen Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber (wöchentlich)
 - Last- und Einspeisegänge pro Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber (täglich)
 - Lastgangsumme des Lieferanten/Erzeuger (LGS/LE) und Einspeisegangsumme des Lieferanten/Erzeuger (EGS/LE) des Verteilnetzgebietes (monatlich)
- (2) Der Lieferant/Erzeuger hat seine Endverbraucher-, Erzeuger- und Speicherbetreiber- Zuordnungen sowie die Aggregate zu kontrollieren. Unstimmigkeiten sind sofort mit dem Verteilnetzbetreiber zu klären

7.9.3 Bilanzgruppenverantwortlicher

7.9.3.1 Kontrolle der Aggregate

- (1) Der Bilanzgruppenverantwortliche erhält vom Verteilnetzbetreiber folgende Informationen:
 - Lastgangsumme des Lieferanten/Erzeuger (LGS/LE) und Einspeisegangsumme des Lieferanten/Erzeuger (EGS/LE) des Verteilnetzgebietes (täglich unplausibilisiert, plausibilisiert nach Ende des Liefermonates)
 - Lastgangsumme der Bilanzgruppe (LGS/BG) und Einspeisegangsumme der Bilanzgruppe (EGS/BG) des Verteilnetzgebietes (plausibilisiert nach Ende des Liefermonates)
- (2) Der Bilanzgruppenverantwortliche hat die Lieferanten-/Erzeuger-Aggregate mit seinen Bilanzgruppenaggregaten zu vergleichen. Unstimmigkeiten sind sofort mit dem Verteilnetzbetreiber bzw. dem Übertragungsnetzbetreiber zu klären.



Kontrolle der Saldozeitreihe

- (1) Die Saldozeitreihe entspricht der Differenz zwischen dem Bilanzgruppenfahrplan (Soll) und dem Bilanzgruppenmesswertaggregat (Ist). Der Bilanzgruppenverantwortliche erhält vom Übertragungsnetzbetreiber die Saldozeitreihe und hat diese entsprechend zu kontrollieren. Unstimmigkeiten sind sofort mit dem Übertragungsnetzbetreiber zu klären.

7.10 Datenschutz für Messwerte

- (1) Die Messdatenbereitstellung untersteht dem Datenschutzgesetz (DSG). Der Netzbetreiber, bzw. der für die Datenbereitstellung Beauftragte, trifft die erforderlichen Schutzvorkehrungen für den Schutz der Daten. Die Daten können Profile von Netznutzern (im Sinne des DSG) oder sogar Geschäftsgeheimnisse enthalten. Sie dürfen daher nur den Marktakteuren zur Verfügung stehen, die sie zur Abwicklung ihrer Netzdienstleistungen und ihrer Stromlieferverträge benötigen, sowie von diesen Marktakteuren bezeichneten oder gesetzlich berechtigten Dritten. Anspruch auf Einsichtnahme der Daten haben auch die Behörden gemäss den gesetzlichen Bestimmungen sowie Organisationen zu Forschungszwecken von öffentlichem Interesse. Dabei gelten die rechtlichen Bestimmungen betreffend Datenschutz und Datensicherheit.
- (2) Die zur Netznutzung berechtigten Marktakteure haben das Recht auf die Lieferung und Verwendung ihrer Daten, für welche ein Vertragsverhältnis mit anderen Marktakteuren zu Grunde liegt oder lag. Der Netznutzer als Eigentümer der Messdaten kann auch andere Parteien zur Einsichtnahme der Daten ermächtigen. Allfällige Zusatzaufwendungen für diese Datenlieferung dürfen verursachergerecht verrechnet werden.

7.11 Archivierung

- (1) Gemäss StromVV Art. 8 Absatz 4 gilt: Auf Begehren der betroffenen Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber liefern die Netzbetreiber Dritten gegen eine kostendeckende Abgeltung zusätzliche oder anders aufbereitete Mess- und Stammdaten. Es müssen alle in den letzten fünf Jahren erhobenen Daten geliefert werden. [Obj.]

8. Lieferung der Daten

8.1 Prinzip

- (1) Der Netzbetreiber ist verpflichtet den Marktpartnern die Daten zur Verfügung zu stellen. Der dazu benötigte Datenaustausch ist im Umsetzungsdokument SDAT-CH beschrieben.
- (2) Täglich werden nicht plausibilisierte Messdaten zu Prognose- und Informationszwecken rollierend über die letzten 5 Tage geliefert. Wenn ausserhalb der 5 Tage Unterschiede oder Korrekturen erforderlich sind, müssen sofortiger Nachversand für den gesamten Zeitraum vorgenommen werden.
- (3) Monatlich werden plausibilisierte Messdaten zur Kostenzuteilung und Energie- sowie Netznutzungsabrechnung geliefert. Die monatliche Lieferung enthält sämtliche Messdaten des Vormonats.



- (4) Der Messdatenaustausch und die Durchführung der Wechselprozesse gemäss SDAT-CH erfolgen unentgeltlich.
- (5) Eine Datenlieferung an Dritte bedingt, dass der Dateninhaber den Netzbetreiber dazu bevollmächtigt.

8.2 Liefertermine

(1) Es gelten die folgenden Termine für die Lieferung der Einzelzeitreihen resp. der Aggregate.

Zweck	Lieferobjekt	spätester Liefertermin
Prognose- und Information nicht plausibilisiert	Last- und Einspeisegänge der Netzübergabestellen an vorgelagerte, nachgelagerte und benachbarte VNB	Am nächsten Tag ¹⁴ bis 09:00 Uhr
	Last- und Einspeisegänge (LGZ/EGZ) an Lieferanten, Endverbraucher, Erzeuger, Speicherbetreiber und LEG-Vertreter	Am nächsten Tag ¹⁴ bis 10:00 Uhr
	Einspeisegang pro EEA (EGZ) an OSTRAL Kraftwerkseinsatz	
	Lieferantenaggregate (LGS/LE und EGS/LE) an Lieferanten/Erzeuger und BGV	Am nächsten Tag ¹⁴ bis 10:00 Uhr
	Bilanzgruppenaggregate (LGS/EGS) an ÜNB und an BGV	
	Aggregate LEG-interner Austausch (LGS/EGS) an ÜNB	
	LEG-Vertreter-Aggregate (LGS/EGS) an LEG-Vertreter (wenn täglich nicht möglich, dann monatlich)	
Energie- und Netznutzungsabrechnung plausibilisiert	Last- und Einspeisegänge der Netzübergabestellen an vorgelagerte, nachgelagerte und benachbarte VNB	Bis Ende des 4. AT im Folgemonat
	Last- und Einspeisegänge (LGZ/EGZ) an Lieferanten, Endverbraucher, Erzeuger, Speicherbetreiber und LEG-Vertreter	Bis Ende des 5. AT im Folgemonat
	Last- und Einspeisegänge (LGZ/EGZ) beglaubigter Produktionsanlagen an HKN-Vollzugsstelle (Pronovo)	
	Einspeisegang pro EEA (EGZ) an OSTRAL Kraftwerkseinsatz	
	Lastgänge Eigenbedarf / Pumpenergie von Kraftwerken an alle betroffenen vorgelagerten und benachbarten VNB.	Bis Ende des 8. AT im Folgemonat
	Lieferantenaggregate (LGS/LE und EGS/LE) an Lieferanten/Erzeuger und BGV	
	Bilanzgruppenaggregate (LGS/EGS) an ÜNB und an BGV	
	LEG-Vertreter-Aggregate (LGS/EGS) an LEG-Vertreter	Bis Ende des 8. AT im Folgemonat.
	Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes (BLS-EN) (ohne nachgelagerte Netze) an den ÜNB.	
	Bruttolastgangsumme total (BLS-T) aller Endverbraucher (inkl. nachgelagerte Netze).	Bis Ende des 8. AT im Folgemonat. Der vorgelagerte Netzbetreiber seinerseits hat danach 4. AT Zeit für seine Meldung an seinen vorgelagerten Netzbetreiber

Tabelle 13: Liefertermine in Abhängigkeit der Funktion
(Die detaillierte Beschreibung aller Datenlieferungen findet sich im SDAT-CH)
AT= Arbeitstag¹⁴

¹⁴ Die täglichen Daten sind automatisiert als Wahre- oder Vorläufige- Werte zu liefern.



8.3 Zusätzliche Lieferung

- (1) Der Netzbetreiber ist verpflichtet Marktakteuren ihre Messdaten auf Anfrage zu liefern. Mindestens während der Dauer der Archivierung, gemäss Kapitel 7.11

8.4 Nachträgliche Korrekturen von monatlich ausgetauschten Aggregaten und Zeitreihen

- (1) Plausibilisierte, von den Marktakteuren verschickte Energiedaten können nach den vorgegebenen Lieferterminen maximal bis 3 Monate nach Monatsende durch die Marktakteure mit Meldung an die Empfänger, aber ohne weitere Erklärungen korrigiert werden.
- (2) Bei kaskadierten Verteilnetzen ist die BLS/T-Korrektur besonders herausfordernd. Es muss sichergestellt werden, dass in der gesamten Kaskade alle Daten fristgerecht bis Monatsende bearbeitet und versendet werden können. Unterlagerte Verteilnetze müssen darum ihre korrigierten Daten bis spätestens 3 AT vor Monatsende an ihren Vorlieger versendet haben, damit die anderen Marktpartner ihrerseits ihre BLS/T fristgerecht nachbearbeiten und versenden können.
- (3) Auch nach 3 Monaten müssen Korrekturen gemäss Obligationenrecht möglich sein. Im Sinne eines endlichen Abrechnungsprozesses sollte aber bei kleinen Korrekturen möglichst darauf verzichtet werden. Um dieser Anforderung Nachdruck zu verschaffen, darf der Aufwand, der durch Korrekturlieferungen ausserhalb der Frist von 3 Monaten entsteht, dem Verursacher in Rechnung gestellt werden.



9. Anhänge

9.1 Anhang 1: Übersicht zur Verwendung von OBIS-Kennzahlen in der Schweiz

- (1) Die in der IEC Norm 62056-61 definierten OBIS-Kennzahlen genügen den Ansprüchen der schweizerischen Netzbetreiber nicht. In der Tabelle 14 sind einige Beispiele für die Messdatenbereitstellung zu verwendenden OBIS-Kennzahlen dargestellt. Die Tabelle 14 ist nicht abschliessend.

A - B : C . D . E * F	Bedeutung der OBIS-Kennzahl	
1 - 1 : 1 . 8 . 0	Zählerstand Wirkenergie Abgabe +A (tariflos)	Hauptzähler
1 - 1 : 2 . 8 . 0	Zählerstand Wirkenergie Bezug -A (tariflos)	Hauptzähler
1 - 1 : 3 . 8 . 0	Zählerstand Blindenergie Abgabe +R (tariflos)	Hauptzähler
1 - 1 : 4 . 8 . 0	Zählerstand Blindenergie Bezug -R (tariflos)	Hauptzähler
1 - 1 : 1 . 9 . 0 * 255	Vorschub Wirkenergie Abgabe +A	Hauptzähler
1 - 1 : 2 . 9 . 0 * 255	Vorschub Wirkenergie Bezug -A	Hauptzähler
1 - 1 : 3 . 9 . 0 * 255	Vorschub Blindenergie Abgabe +R	Hauptzähler
1 - 1 : 4 . 9 . 0 * 255	Vorschub Blindenergie Bezug -R	Hauptzähler
1 - 2 : 1 . 9 . 0 * 255	Vorschub Wirkenergie Abgabe +A	Kontrollzähler
1 - 2 : 2 . 9 . 0 * 255	Vorschub Wirkenergie Bezug -A	Kontrollzähler
1 - 2 : 3 . 9 . 0 * 255	Vorschub Blindenergie Abgabe +R	Kontrollzähler
1 - 2 : 4 . 9 . 0 * 255	Vorschub Blindenergie Bezug -R	Kontrollzähler
1 - 5 : 1 . 9 . 0 * 255	Vorschub Wirkenergie Abgabe +A	gerechneter Wert, Abgabe
1 - 5 : 2 . 9 . 0 * 255	Vorschub Wirkenergie Bezug -A	gerechneter Wert, Bezug
1 - 5 : 3 . 9 . 0 * 255	Vorschub Blindenergie Abgabe +R	gerechneter Wert, Abgabe
1 - 5 : 4 . 9 . 0 * 255	Vorschub Blindenergie Bezug -R	gerechneter Wert, Bezug
1 - 1 : 1 . 9 . 1 * 255	Vorschub Wirkenergie T1 Abgabe +A	Hauptzähler
1 - 1 : 2 . 9 . 1 * 255	Vorschub Wirkenergie T1 Bezug -A	Hauptzähler
1 - 1 : 1 . 9 . 2 * 255	Vorschub Wirkenergie T2 Abgabe +A	Hauptzähler
1 - 1 : 2 . 9 . 2 * 255	Vorschub Wirkenergie T2 Bezug -A	Hauptzähler
1 - 1 : 3 . 9 . 1 * 255	Vorschub Blindenergie T1 Abgabe +R	Hauptzähler
1 - 1 : 4 . 9 . 1 * 255	Vorschub Blindenergie T1 Bezug -R	Hauptzähler
1 - 1 : 3 . 9 . 2 * 255	Vorschub Blindenergie T2 Abgabe +R	Hauptzähler
1 - 1 : 4 . 9 . 2 * 255	Vorschub Blindenergie T2 Bezug -R	Hauptzähler
1 - 1 : 1 . 6 . 1 * 255	Wirkleistung T1 Abgabe +A	Hauptzähler
1 - 1 : 2 . 6 . 1 * 255	Wirkleistung T1 Bezug -A	Hauptzähler
1 - 1 : 1 . 6 . 2 * 255	Wirkleistung T2 Abgabe +A	Hauptzähler
1 - 1 : 2 . 6 . 2 * 255	Wirkleistung T2 Bezug -A	Hauptzähler
1 - 1 : 1 . 29 . 0 * 255	Lastgang Wirkenergie Abgabe +A	Hauptzähler
1 - 1 : 2 . 29 . 0 * 255	Lastgang Wirkenergie Bezug -A	Hauptzähler
1 - 1 : 3 . 29 . 0 * 255	Lastgang Blindenergie Abgabe +R	Hauptzähler
1 - 1 : 4 . 29 . 0 * 255	Lastgang Blindenergie Bezug -R	Hauptzähler
1 - 1 : 5 . 29 . 0 * 255	Lastgang Blindenergie Abgabe QI	Hauptzähler
1 - 1 : 6 . 29 . 0 * 255	Lastgang Blindenergie Abgabe QII	Hauptzähler
1 - 1 : 7 . 29 . 0 * 255	Lastgang Blindenergie Bezug QIII	Hauptzähler
1 - 1 : 8 . 29 . 0 * 255	Lastgang Blindenergie Bezug QIV	Hauptzähler



A - B : C . D . E * F	Bedeutung der OBIS-Kennzahl	
1 - 5 : 1 . 29 . 0 * 255	Lastgang Wirkenergie Abgabe	gerechneter Wert, Abgabe
1 - 5 : 2 . 29 . 0 * 255	Lastgang Wirkenergie Bezug	gerechneter Wert, Bezug
1 - 5 : 3 . 29 . 0 * 255	Lastgang Blindenergie Abgabe	gerechneter Wert, Abgabe
1 - 5 : 4 . 29 . 0 * 255	Lastgang Blindenergie Bezug	gerechneter Wert, Bezug
1 - 5 : 211 . 29 . 0 * 255	Lastgang LEG - Verbrauch "Reststrom" Wirkenergie Abgabe +A ¹⁵	gerechneter Wert, Abgabe
1 - 5 : 212 . 29 . 0 * 255	Lastgang LEG - Verbrauch "LEG-Strom" Wirkenergie Abgabe +A	gerechneter Wert, Abgabe
1 - 5 : 221 . 29 . 0 * 255	Lastgang LEG - Produktion "Reststrom" Wirkenergie Bezug -A	gerechneter Wert, Bezug
1 - 5 : 222 . 29 . 0 * 255	Lastgang LEG - Produktion "LEG-Strom" Wirkenergie Bezug -A	gerechneter Wert, Bezug
0 - X : 0 . 1 . 0 * 255	Anzahl Rückstellungen (Billing Counter)	Hauptmessung
1 - 1 : 130 . 130 . 0 * 255	Zeitabweichung positiv	Hauptmessung
1 - 1 : 130 . 131 . 0 * 255	Zeitabweichung negativ	Hauptmessung
8 - 1 : 132 . 9 . 0 * 255	Seestand	Hauptmessung

Tabelle 14: Beispiele für in der Schweiz verwendete OBIS-Kennzahlen

9.1.1 Legende (Tabelle 14)

Für die einzelnen Wertegruppen haben die Kennzahlen folgende Bedeutung (Auflistung nicht abschliessend):

A Medium

- 0 Diverse
- 1 Elektrizität

- 7 Gas
- 8 (Kalt-)Wasser

B Kanal

- 1 Hauptmessung, Hauptzähler, Zähler
- 2 Kontrollmessung
- 5 Virtueller bzw. gerechneter Wert

C Messgrösse

- 1 Wirkenergie (D = 9 od. 29) resp. Wirkleistung (D = 6) Abgabe (+A)
- 2 Wirkenergie (D = 9 od. 29) resp. Wirkleistung (D = 6) Bezug (-A)
- 3 Blindenergie (D = 9 od. 29) resp. Blindleistung (D = 6) Abgabe (+R)
- 4 Blindenergie (D = 9 od. 29) resp. Blindleistung (D = 6) Bezug (-R)
- 5 Blindenergie (D = 9 od. 29) resp. Blindleistung (D = 6) Abgabe QI (+Ri)
- 6 Blindenergie (D = 9 od. 29) resp. Blindleistung (D = 6) Abgabe QII (+Rc)
- 7 Blindenergie (D = 9 od. 29) resp. Blindleistung (D = 6) Bezug QIII (-Ri)
- 8 Blindenergie (D = 9 od. 29) resp. Blindleistung (D = 6) Bezug QIV (-Rc)

¹⁵ Für detailliertere Informationen wird auf die Branchenempfehlung «Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG)» verwiesen



12	Spannung alle Phasen
31	Strom L1
32	Spannung L1
51	Strom L2
52	Spannung L2
71	Strom L3
72	Spannung L3
83	Allgemeine Verluste
96	Betriebsstunden, Umgebungstemperatur, Lauflampe
128	Stromabhängige Verluste
129	Spannungsabhängige Verluste
130	Zeitabweichung
131	Regelleistung
135	Stromabhängige und Spannungsabhängige Verluste
211	LEG - Verbrauch "Reststrom", Wirkenergie (D = 29) Abgabe (+A) ¹⁶
212	LEG - Verbrauch "LEG-Strom", Wirkenergie (D = 29) Abgabe (+A)
221	LEG - Produktion "Reststrom", Wirkenergie (D = 29) Bezug (-A)
222	LEG - Produktion "LEG-Strom", Wirkenergie (D = 29) Bezug (-A)

D Messart

6	Wirkleistung 15min Ø (kW)
7	Wirkleistung aktuell (kW)
8	Zählerstand (kWh, kvarh)
9	Menge (Vorschub: kWh, kvarh)
29	Lastgang (kWh, kvarh)

E Tarif

0	Tariflos
1	Tarif 1 (T1) ¹⁷
2	Tarif 2 (T2)

F Vorwert

255	kein Vorwert
-----	--------------

Bemerkung:

Als Übergangslösung (max. 2 Jahre) kann auf *255 bei VNBs, bei denen in den Folgesystemen nur 15 Ziffern zu Verfügung stehen, verzichtet werden.

¹⁶ Spezifische Messgrößen für LEG (211, 212, 221 und 222). Für detailliertere Informationen wird auf die Branchenempfehlung «Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG)» verwiesen

¹⁷ Die Tarifzeiten sind durch den Netzbetreiber bekannt zu geben.



9.2 Anhang 2: 4-Quadrantenmessung

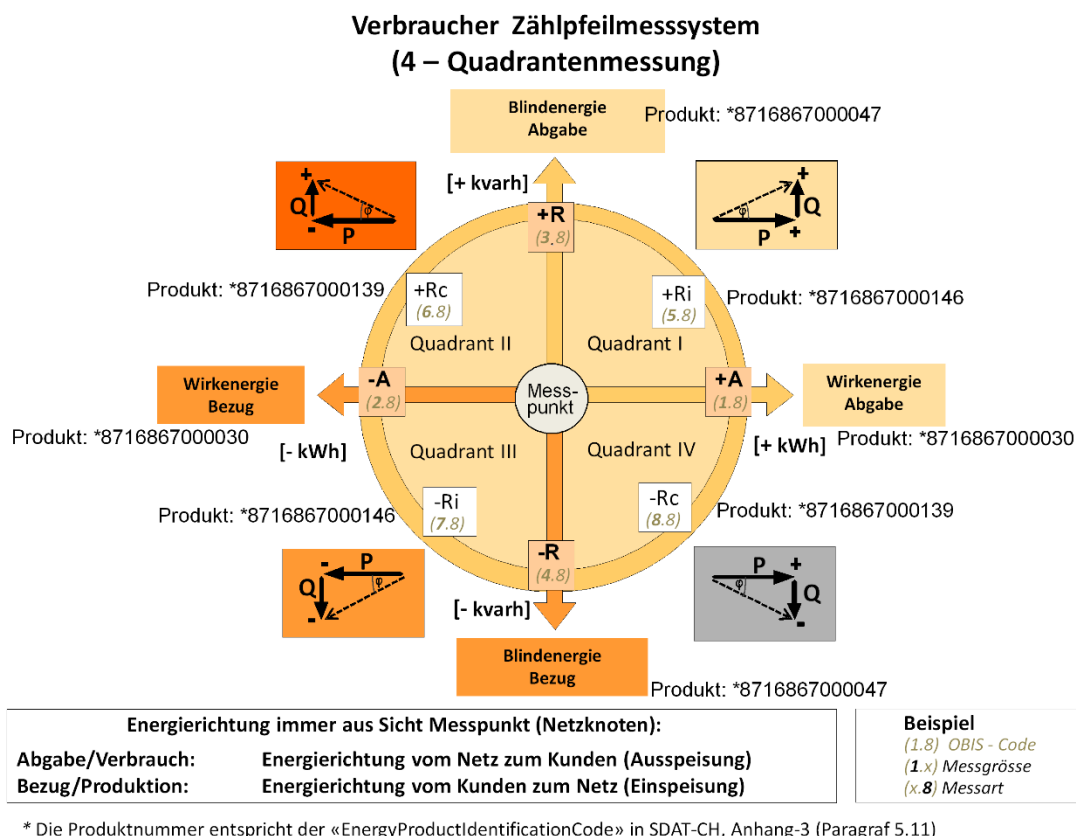


Abbildung 7: Zusammenhang Zählpfeilsystem, 4-Quadrantenmessung und OBIS- und Produkt-Code

Definitionen zur Übermittlung:

- **Energierichtung vom Netz zum Kunden (Ausspeisung / Abgabe/ Verbrauch).** Je nach Ausgestaltung des Messpunktes¹⁸ ändert die Bezeichnung: Out of**-grid oder Consumption.
- **Energierichtung vom Kunden zum Netz (Einspeisung / Bezug / Produktion).** Je nach Ausgestaltung des Messpunktes ändert die Bezeichnung: Into**-grid, oder Production.
- Die einzelnen Blindenergiequadranten werden rein über den OBIS Code dem Zeigerdiagramm zugeordnet. Die Bildung der Halbkreise der Blindenergie zu Abgabe & Bezug wird im Zähler gemacht. Einzelne Quadranten/Halbkreise werden mit Produktbezeichnung (EnergyProductIdentificationCode) und Flussrichtung in das jeweilige xml gemäss SDAT-CH verpackt. Die Bezeichnung «Production (E18) / Consumption (E17)» zusammen mit dem MeteringPointType dienen zur Identifikation der übermittelten Daten. Diese sind unabhängig der physikalischen Auswirkung der Art der Blindenergie.
- Die Abrechnung von Blindenergieprodukten auf Basis von Blindenergiequadranten soll bilateral zwischen den Marktpartnern definiert werden.

¹⁸ (MeteringPointType) Netzkuppelstelle, Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber



Beispiele:

(1) Netzübergang:

- Q1+Q2 = Abgabe / In Area Y2, Out Area Y1; Product Code 8716867000047
- Q3+Q4 = Bezug / In Area Y1, Out Area Y2; Product Code 8716867000047
- Q1= Induktive Blindenergie: In Area Y2, Out Area Y1; Product Code 8716867000146
- Q2= Kapazitive Blindenergie: In Area Y2, Out Area Y1; Product Code 8716867000139
- Q3= Induktive Blindenergie: In Area Y1, Out Area Y2; Product Code 8716867000146
- Q4= Kapazitive Blindenergie: In Area Y1, Out Area Y2; Product Code 8716867000139

(2) Erzeugungseinheit/Verbraucher:

- Q1+Q2 = Abgabe / Consumption; Product Code 8716867000047
- Q3+Q4 = Bezug / Production; Product Code 8716867000047
- Q1= Induktive Blindenergie: Consumption; Product Code 8716867000146
- Q2= Kapazitive Blindenergie: Consumption; Product Code 8716867000139
- Q3= Induktive Blindenergie: Production; Product Code 8716867000146
- Q4= Kapazitive Blindenergie: Production; Product Code 8716867000139



9.3 Anhang 3: Messungen in Arealnetzen

- (1) Der Verteilnetzbetreiber ist Messstellenbetreiber an den Netzanschlussstellen zum Arealnetz.
- (2) Der Messstellenbetrieb innerhalb des Arealnetzes kann eigenständig durch den Arealnetzbetreiber mit eigenen Messgeräten erfolgen.
- (3) Produktionsanlagen >30kVA benötigen zur Erfassung der Herkunftsnachweisen (HKN) eine eigene Produktionsmessung. Der Messstellenbetrieb bei diesen Anlagen erfolgt durch den Verteilnetzbetreiber, auch wenn die Produktionsanlage direkt ins Arealnetz einspeist.
- (4) Der Messstellenbetrieb von Kunden im freien Markt erfolgt durch den Verteilnetzbetreiber, auch wenn die Kunden innerhalb des Arealnetzes angeschlossen sind.

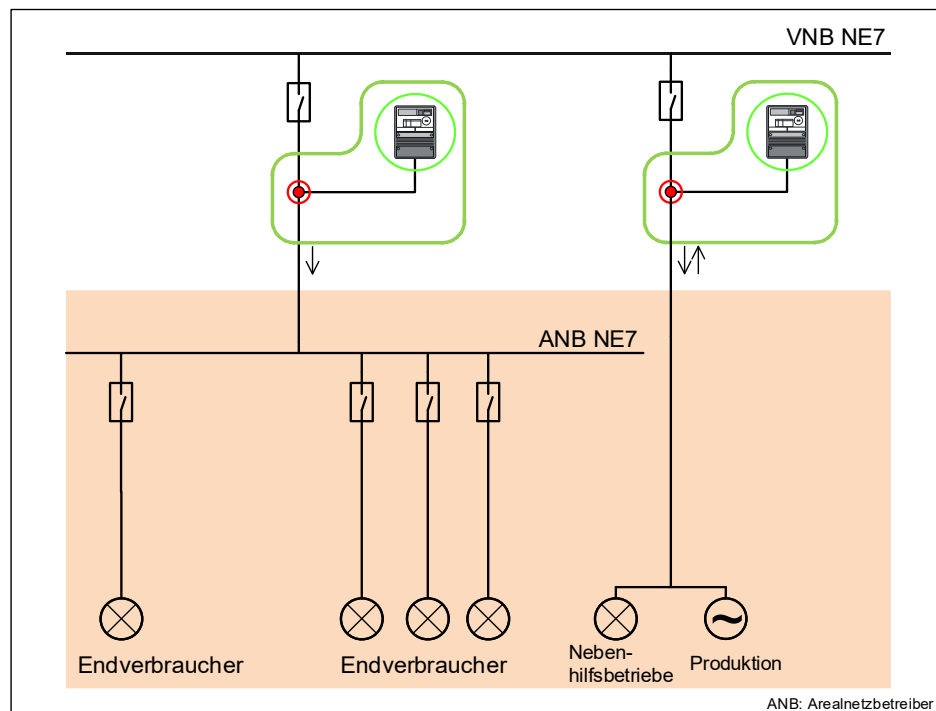


Abbildung 8: Arealnetz mit Messung der Netzanschlusspunkte durch VNB

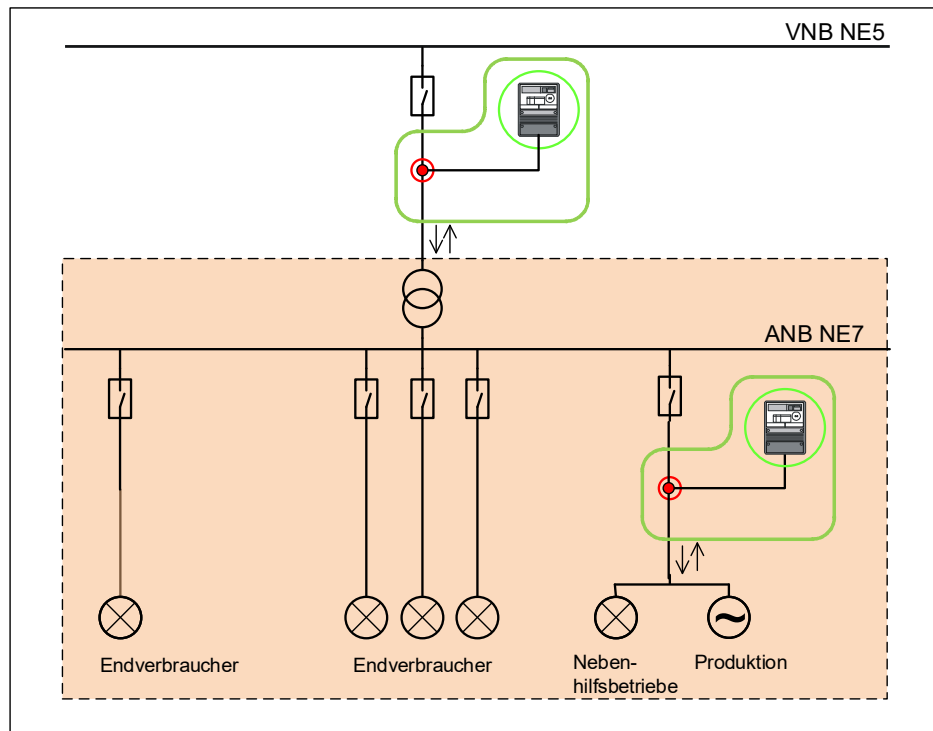


Abbildung 9: Arealnetz mit Produktionsanlage >30kVA innerhalb Arealnetz