



Branchenempfehlung

Metering Code Schweiz

Technische Bestimmungen zu Messung und
Messdatenbereitstellung

MC – CH 2022

Impressum und Kontakt

Herausgeber

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

Hintere Bahnhofstrasse 10

CH-5000 Aarau

Telefon +41 62 825 25 25

Fax +41 62 825 25 26

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 2022)

Daniel Röthlisberger	Enersuisse AG	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
Antonio Martinelli	EWZ	Mitglied EnDaKo
André Rast	CKW	Mitglied EnDaKo
Henk la Roi	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

*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

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

Der VSE verabschiedete das Dokument am 11.05.2022.

Druckschrift Nr. 1004d, Ausgabe Mai 2022

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 EICom) Vorrang gegenüber den Dispositionen dieser Richtlinie.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort.....	10
Anwendungsbereich des Dokumentes	11
1. Einleitung.....	12
1.1 Zweck und Anwendungsbereich des Metering Code Schweiz.....	12
1.2 Zuständigkeit und Verantwortung	13
1.3 Randbedingungen für die Messdatenbereitstellung.....	13
1.4 Mindestanforderungen	14
1.5 Dateneigentum.....	15
1.6 Identifikation der Marktakteure und der Netze.....	16
2. Prozessübersicht der Messdatenbereitstellung.....	18
3. Betrieb der Messstelle.....	20
3.1 Allgemeines	20
3.2 Messpunktbezeichnung.....	20
3.2.1 Zweck	20
3.2.2 Ausprägungen	20
3.2.3 Bildungsregel	21
3.2.4 Reale und virtuelle Messpunkte	22
3.2.4.1 Realer Messpunkt.....	23
3.2.4.2 Virtueller Messpunkt	23
3.2.5 Besondere Messpunkte.....	23
3.2.5.1 Produktionsmesspunkt.....	23
3.2.5.2 Messung bei Eigenverbrauch.....	26
3.2.5.3 Messung bei Einsatz von Speicher.....	26
3.2.6 Bildung von Messpunkten.....	26
3.3 OBIS-Kennzahlen	27
3.4 Energieflussrichtung.....	27
3.4.1 Prinzip der Kennzeichnung der Energieflussrichtung	27
3.4.2 Energieflussrichtung bei der Messung an Transformatoren zwischen Übertragungsnetz und Verteilnetzebene.....	28
3.4.3 Energieflussrichtung bei der Messung an Transformatoren zwischen Übertragungsnetz und Produktion	28
3.4.4 Energieflussrichtung bei der Messung zwischen Netzen an Leitungen innerhalb der gleichen Spannungsebene	28
3.4.5 Energieflussrichtung bei der Messung an Transformatoren zwischen vorgelagerter und nachgelagerter Verteilebene.....	28
3.4.6 Energieflussrichtung bei der Messung an Transformatoren zwischen Verteilebene und Erzeuger	29
3.4.7 Energieflussrichtung bei der Messung zwischen Netzbetreiber und Endverbraucher bzw. Erzeuger	29
3.5 Wahl der Messapparate	29
3.5.1 Allgemeine Anforderungen	29
3.5.2 Genauigkeitsklassen	29
3.5.3 Lastgang und Lastprofil	30
3.5.3.1 Lastgang.....	30

3.5.3.2	Lastprofil.....	31
3.5.4	Spezielle Zähler	31
3.5.5	Kommunikationseinrichtung.....	31
3.6	Tarifzeitzone / Preiszeitzone.....	31
3.6.1	Tarifzeitzone.....	31
3.6.2	Preiszeitzone.....	31
3.7	Zeitbasis für Lastgängerfassung.....	31
3.8	Zeitbasis für Messungen ohne Lastgängerfassung	32
3.9	Messstellenverwaltung	32
3.10	Überwachung der Messeinrichtungen.....	32
3.11	Auswechslung der Messeinrichtungen.....	33
3.12	Überprüfung der Messeinrichtung.....	33
4.	Erfassung der Daten	35
4.1	Ordentliche Ablesungen	35
4.2	Ausserordentliche Ablesungen	35
4.3	Rohdatenarchivierung	35
5.	Aufbereitung der Daten	36
5.1	Bildung von Energiewerten und Leistungsmaxima	36
5.2	Plausibilisierung der Messdaten	36
5.3	Ermittlung von Ersatzwerten aus Zählerständen.....	36
5.3.1	Generell	36
5.3.2	Ersatzwertbildung für Messwerte	37
5.3.3	Ersatzwertbildung bei Lastgängen	37
5.4	Kennzeichnung der Messwerte	37
6.	Verarbeitung der Daten	39
6.1	Aufgaben	39
6.2	Verwaltung der Lieferantenzuordnung	39
6.3	Informationspflicht.....	39
6.4	Netzverluste.....	39
6.5	Virtueller Kundenpool des Grundversorgers	39
6.5.1	Grundsatz	39
6.5.2	Berechnung des virtuellen Kundenpools	40
6.6	Datenaggregation.....	40
6.6.1	Aggregatbildung für die Ausgleichsenergieabrechnung.....	40
6.6.1.1	Grundlagen.....	40
6.6.1.2	Lieferanten/Erzeuger Aggregate	40
6.6.1.3	Grundversorger Aggregate.....	41
6.6.1.4	Bilanzgruppenaggregat	41
6.6.2	Aggregatbildung für die Kostenwälzung/Kostenzuteilung	41
6.6.2.1	Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes für die Kostenzuteilung	41
6.6.2.2	Totale Bruttolastgangsumme für die Kostenwälzung	42
6.7	Energieerzeugungsanlagen (EEA)	42
6.8	Daten für OSTRAL und die Bilanzgruppenüberwachung sowie den Kraftwerkeinsatz	42
6.9	Kontrollaufgaben	43
6.9.1	Netzbetreiber.....	43
6.9.2	Lieferant.....	43
6.9.2.1	Kontrolle der Aggregate	43

6.9.3	Bilanzgruppenverantwortlicher.....	43
6.9.3.1	Kontrolle der Aggregate.....	43
6.9.3.2	Kontrolle der Saldozeitreihe.....	44
6.10	Datenschutz für Messwerte.....	44
6.11	Archivierung.....	44
7.	Lieferung der Daten.....	45
8.	Ablauf und Zeitpläne.....	46
8.1	Prinzip.....	46
8.2	Ablese-/Auslesezeitraum und Liefertermine.....	47
8.3	Zusätzliche Lieferung.....	48
8.4	Nachträgliche Korrekturen von monatlich ausgetauschten Aggregaten und Zeitreihen.....	48
9.	Abgeltung.....	49
9.1	Messung und Messdatenlieferung.....	49
9.2	Wechselprozesse.....	49
10.	Anhänge.....	50
10.1	Anhang 1: Glossar.....	50
10.2	Anhang 2: Bezeichnung des Messpunktes.....	50
10.2.1	Struktur der Messpunktbezeichnung:.....	50
10.2.2	Beispiel der Bezeichnung eines realen Messpunktes und der OBIS-Kennzahl:.....	50
10.2.3	Beispiel der Bezeichnung eines virtuellen Messpunktes und der OBIS-Kennzahl:.....	50
10.3	Anhang 3: Übersicht zur Verwendung von OBIS-Kennzahlen.....	51
10.3.1	Allgemeines.....	51
10.3.2	In der Schweiz verwendete OBIS-Kennzahlen.....	51
10.3.3	Legende (Tabelle 9).....	52
10.4	Anhang 4: Übersicht zur Kennzeichnung der Energieflussrichtung.....	54
10.5	Anhang 5: Mögliches Vorgehen zur Plausibilisierung der Messdaten.....	55
10.5.1	Aufgabe der Plausibilisierung.....	55
10.5.2	Plausibilisierung von Zählerständen und Leistungsmaxima.....	55
10.5.3	Plausibilisierung von Lastgangmessungen.....	55
10.5.3.1	Überprüfung der Anzahl der Registrierperioden pro Tag.....	55
10.5.3.2	Überprüfung auf fehlende Werte.....	55
10.5.4	Überprüfung Statusinformationen der Messwerte.....	55
10.5.5	Überprüfung bei vorhandener Kontrollmessung.....	55
10.5.6	Ergänzende Verfahren zur Plausibilisierung von Messdaten.....	56
10.6	Anhang 6: Bildung von Ersatzwerten.....	57
10.6.1	Interpolationsverfahren zur Bildung von Ersatzwerten für Lastgänge.....	57
10.6.2	Vergleichswertverfahren zur Bildung von Ersatzwerten für Lastgänge.....	58
10.6.2.1	Wertebestimmung.....	58
10.6.2.2	Bestimmung des Ersatzlastverlaufes.....	58
10.6.2.3	Skalierung.....	58
10.7	Anhang 7: Zählpfeilsystem.....	60
10.8	Anhang 8: 4-Quadrantenmessung.....	61
10.9	Anhang 9: Berechnen der Netznutzung bei gemischten Anlagen.....	63
10.10	Anhang 10: Messungen in Arealnetze.....	64
10.11	Anhang 11: Handhabung nicht-lastganggemessene Energieerzeugungsanlagen.....	67
10.11.1	Einleitung.....	67

10.11.2	Grundsätze	67
10.11.3	Bildung Einspeiseprofile (ESP)	67
10.11.4	Beispiel zur Bildung eines ESP	69

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Messpunktausprägungen gemäss dem ENTSO-E, EFET, eBIX Rollenmodell	20
Abbildung 2:	Definition des Messpunktes mit direktem Anschluss	22
Abbildung 3:	Definition des Messpunktes mit Wandleranschluss	23
Abbildung 4:	Definition des Messpunktes mit Wandleranschluss und Kontrollzähler	24
Abbildung 5:	Definition von Nettoproduktions- und Verbrauchsmesspunkt bei einer Produktionsanlage mit Einspeisevergütung (EVS/HKN oder durch einen anderen Abnehmer, beispielsweise eine Solarstrombörse)	24
Abbildung 6:	Definition von Überschuss- und Verbrauchsmesspunkt bei einer Produktionsanlage mit Überschuss-Rücklieferung	25
Abbildung 7:	Definition von Nettoproduktions- und Verbrauchsmesspunkten bei einer Produktionsanlage mit Einspeisevergütung (EVS/HKN oder durch einen anderen Abnehmer, beispielsweise eine Solarstrombörse) und Hinterschaltungen (über mehrere Netzebenen)	26
Abbildung 8:	Prinzipieller Ablaufplan des Prozesses der Messdatenbereitstellung	46
Abbildung 9:	Kennzeichnung der Energieflussrichtung	54
Abbildung 10:	Grafische Darstellung der Interpolation	57
Abbildung 11:	Flussdiagramm zur Bildung von Ersatzwerten für Lastgang	59
Abbildung 12:	Sichtweise der Energierichtung	60
Abbildung 13:	Zusammenhang Zählfeilsystem, 4-Quadrantenmessung und OBIS- und Produkt-Code	61
Abbildung 14:	Arealnetz auf NE7 – Einspeisung und EEA mit Anschluss ins Verteilnetz (VN) des VNB	64
Abbildung 15:	Arealnetz mit Einspeisung auf NE5 – Einspeisung und EEA mit Anschluss ins VN	65
Abbildung 16:	Arealnetz mit Einspeisung ab NE5 – Einspeisung und EEA mit Anschluss ins AN	65
Abbildung 17:	Arealnetz mit Einspeisung auf NE7 – Einspeisung und EEA mit Anschluss ins AN	66

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Mindestanforderungen an die Messdatenbereitstellung	17
Tabelle 2:	Prozessschritte der Messdatenbereitstellung	19
Tabelle 3:	Messpunktbezeichnung mit Angabe der jeweiligen Stellen	21
Tabelle 4:	Mindestanforderungen an die Genauigkeitsklassen	30
Tabelle 5:	Mindestanforderungen an die Genauigkeit der Zeitsynchronisation für die Lastgangmessung	32
Tabelle 6:	Statusinformationen der Messwerte	37
Tabelle 7:	Liefertermine in Abhängigkeit der Funktion	47
Tabelle 8:	Wertegruppen der OBIS-Kennzahlen	51
Tabelle 9:	Beispiele für in der Schweiz verwendete OBIS-Kennzahlen	52
Tabelle 10:	Interpolation bei kleinen Lücken im Lastgang	57

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) an die Energieversorgungsunternehmen (EVU).

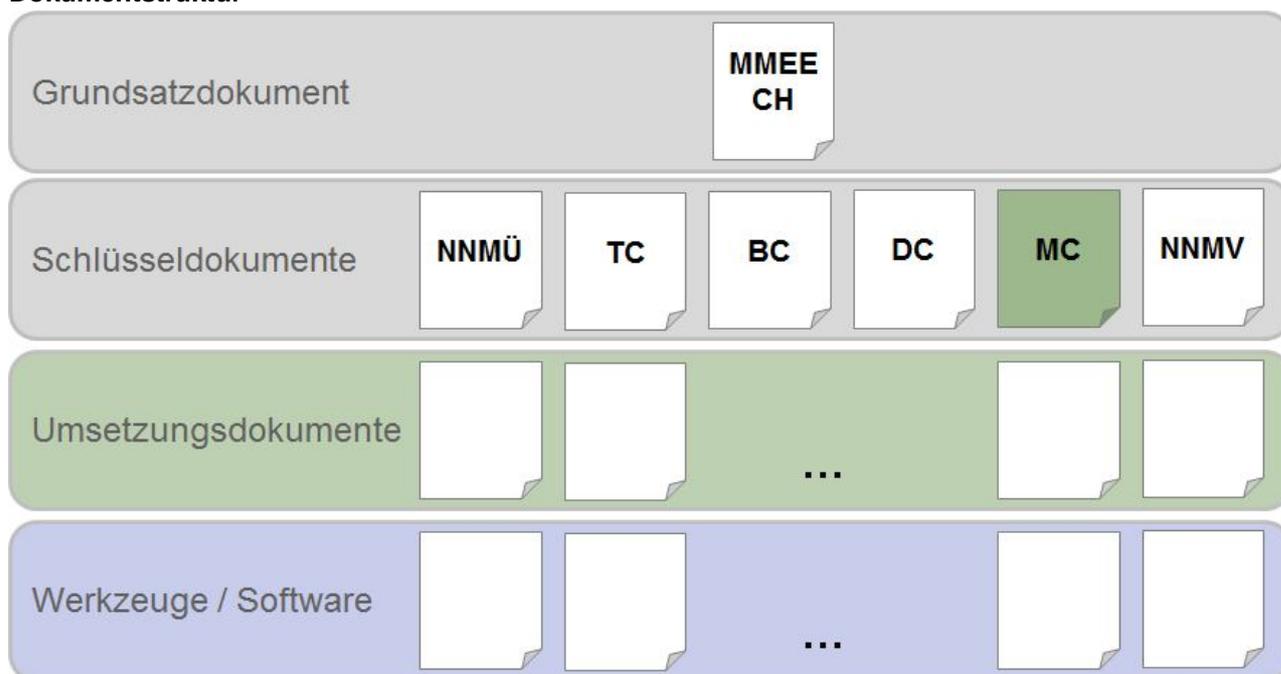
Branchendokumente werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmässig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne des StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen. Die Branchendokumente sind grundsätzlich für 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 21.2.2023 umgesetzt werden.

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. Die Belange der betrieblichen Messung sind nicht Gegenstand dieses Dokumentes, ebenso nicht die Messung für die Frequenz- und Wirkleistungsregelung.
- (2) Daraus geht folgende Abgrenzung des Metering Code Schweiz hervor:
 - Der Metering Code Schweiz umfasst sämtliche Netzebenen (NE1 – NE7) von der Übertragungsebene (380 kV / 220 kV) bis zur lokalen Verteilebene (400 V) inkl. Arealnetze¹ („Elektrizitätsleitungen mit kleiner räumlicher Ausdehnung zur Feinverteilung von elektrischer Energie“)
 - Die Echtzeitmessungen für die Frequenz- und Wirkleistungsregelung werden im Transmission Code behandelt
 - Die Messungen für verbraucherinterne Weiterverrechnungen² werden nicht behandelt
 - Arealnetze werden zusätzlich im Branchendokument „Arealnetze“ behandelt. Messungen für Arealnetze werden im Anhang 10 „Messungen in Arealnetzen“ 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 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 „intelligente Messsysteme (iMS)“ gibt Empfehlungen zur praktischen Umsetzung des Rollouts und zum sicheren Betrieb eines iMS
 - 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.
- (4) Laut StromVG wird die Marktöffnung in 2 Etappen vollzogen. In der ersten Etappe haben nur Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100'000 kWh kein Anrecht auf Marktzugang. Die restlichen Endverbraucher erhalten dieses Recht erst mit der zweiten Etappe. **Das vorliegende**

¹ StromVG Art 4 Abs 1 Bst a

² Innerhalb eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens

Dokument beschreibt grundsätzlich die Vorgaben für die erste Etappe. Die Vorgaben, welche heute schon bekannt sind und die erst ab der 2. Etappe der Marktöffnung gelten, sind speziell markiert.

- (5) Die Marktakteure können festlegen, wie weit sie die im Metering Code Schweiz definierten Mindestanforderungen überschreiten wollen. Zusatzanforderungen sind verursachergerecht zu entgelten.
- (6) Der Metering Code behandelt die konventionellen Stromzähler, sowie die intelligenten Messgeräte (IMG) nach StromVV Art. 8a und 8b vom 1.1.2018.

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 selber 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)³. 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 bereit-zustellen sind, werden spezielle gesetzliche Anforderungen gestellt. Gemäss Art. 9 Abs. 3 des Bundesgesetzes über das Messwesen 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 SR941.210 ist Verwender derjenige, der über die Verwendung des Messmittels oder die Anwendung des Messverfahrens bestimmt, ungeachtet der Eigentumsverhältnisse. Die Pflichten der Verwenderin sind im 5. Abschnitt der Verordnung über Messgeräte für elektrische Energie und Leistung 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 und Art. 4 bis 7 der Messmittelverordnung in Handel und Verkehr sowie amtliche Feststellungen. Solche Messungen werden als Verrechnungsmessungen bezeichnet.
- (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 Leistungen gegenüber Dritten verwendet werden. Dies gilt für die Verrechnung der Netznutzung ebenso wie

³ Siehe SDAT-CH „Standardisierter Datenaustausch für den Strommarkt Schweiz“

für die Verrechnung der Energiegeschäfte, wie auch für die HKN⁴- und weitere verwendete Zertifikatstypen.

- (4) Die neue 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 verfügen über zwei Schnittstellen, wovon eine zur bidirektionalen Kommunikation mit einem Datenbearbeitungssystem des Netzbetreibers reserviert ist und die andere für die Datennutzung durch den Kunden. Eine bestehende Lastgangmessung kann den 80% zugerechnet werden und bis zum Ende ihrer Lebensdauer in Betrieb bleiben.
- (5) 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“.
- (6) Erforderlich sind Messungen an den Ein- und Ausspeisepunkten der Netze sowie an den Übergabepunkten zwischen den Netzen.
- (7) Die Messpunkte für die Ein- und Ausspeisungen von Erzeugern und Endverbrauchern 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.
- (8) Die weitergegebenen Daten haben den tatsächlich gemessenen oder aggregierten Werten zu entsprechen. Ersatzwerte sind nach den anerkannten Regeln zu bilden.
- (9) Hinsichtlich der Haftpflicht gelten die Bestimmungen des Bundesgesetzes betreffend die elektrischen Schwach- und Starkstromanlagen vom 24. Juni 1902 sowie die darauf basierenden Verordnungen und einschlägigen Bestimmungen.

1.4 Mindestanforderungen

In der ersten Etappe der Marktöffnung gilt:

Jede Netzanschlussstelle, die nicht lastganggemessen ist, bleibt zwingend in der Bilanzgruppe des Grundversorgers!

- (1) Somit steht fest, dass jeder Anschlusspunkt eines Endverbrauchers, der den Lieferant/Erzeuger wechselt, mit einer Lastgangmessung auszurüsten ist.
- (2) Die iMG müssen gemäss StromVV Art 8b datensicherheitsgeprüft sein und die Anforderungen gemäss Art 8a erfüllen. Das iMG erfasst u.a. Lastgänge und ist deshalb der in diesem Dokument erwähnten Lastgangmessung gleichgestellt.

⁴ Herkunftsnachweis.

- (3) iMG müssen sofort (ab 1.1.2018) für Endverbraucher, die von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch machen und für Erzeuger, wenn sie eine neue Erzeugungsanlage an das Elektrizitätsnetz anschliessen (StromVV Art 31e), eingesetzt werden.
- (4) Im Rahmen des Rollouts für iMG müssen bis zum 31.12.2027 80% der installierten Messeinrichtungen in einem Netzgebiet einem iMG oder einer Lastgangmessung entsprechen (Art 8a StromVV, Art 31e Abs. 1 StromVV). Eine bestehende Lastgangmessung kann bis zum Ende ihrer Lebensdauer in Betrieb bleiben.
- (5) Jeder Netzübergang zwischen Netzbetreibern ist mit einer Lastgangmessung auszurüsten. Kann bzw. will ein Netzbetreiber diese Anforderungen nicht erfüllen, bestehen folgende Möglichkeiten:
 - Der Netzbetreiber übergibt den Betrieb des Netzes bezüglich Bilanzierung und Messdatenaustausch an den vorgelagerten Netzbetreiber.
 - Mehrere Netzbetreiber führen den Betrieb ihrer Netze bezüglich Bilanzierung und Messdatenaustausch gemeinsam und regeln die Zuständigkeiten untereinander.
- (6) Die Aufteilung der Kostenwälzung und die direkte Kostenzuweisung für die Systemdienstleistungen sind in diesen beiden Ausnahmefällen bilateral zu lösen.
- (7) In Ausnahmefällen, z.B. Noteinspeisungen, sind für die Dauer der Nutzung bilateral Zeitreihen zu definieren.
- (8) Laut Gesetz ist es Endverbrauchern 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 für immer frei, auch wenn sein Energiebezug unter $100'000$ kWh pro Jahr fällt.
- (9) Die Mindestanforderungen an die Messdatenbereitstellung sind in der Tabelle 1 zusammengestellt.
- (10) Die Datenauslesung und -Weiterverarbeitung mittels der Kundenschnittstelle ist Sache des Endverbrauchers/Erzeugers.

1.5 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. die Energieerzeugungsanlage, der Endverbraucher oder der jeweils nachgelagerte Netzbetreiber. Bei Übergängen auf gleicher Netzebene ist das Dateneigentum bilateral zu lösen. Das Eigentum der Messdaten umfasst die spezifischen Messdaten der Einspeisung, der Ausspeisung resp. der Übernahme vom vorgelagerten Netz. 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 Stu-

dienzwecke, die im öffentlichen Interesse sind, weitergeben (Branchenabklärungen, Hochschularbeiten, Forschungsprojekte).

- (4) Im Rahmen des Roll-outs 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“ umzusetzen (Anhang 2).

1.6 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 (ENTSO-E ist die Nachfolgeorganisation der ETSO, 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 vergeben⁵.
- (7) Arealnetzbetreiber und ZEV sind keine Netzbetreiber (VNB) und können daher keinen EIC-Y Code (Area Code) lösen.

Hinweis: Der vom VSE / AES vergebene Identifikator ist eine Schweiz interne Bezeichnung und wird zur Sicherstellung der Eindeutigkeit der 33-stelligen Messpunktbezeichnung benötigt.

⁵ 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 und Energieerzeugungsanlagen, die keinen Netzzugang haben oder Endverbraucher, die davon keinen Gebrauch machen	kWh kW ² kvarh ⁴	Einfach- oder Mehrfachtarif ¹ Evtl. ¼ h Leistungsmaxima ² Blindenergie ⁴ Ablesung ³ : monatlich, vierteljährlich, halbjährlich, jährlich iMG: ¼ h Wirkenergie und ¼ h Blindenergie messen und bei Bedarf auslesen	Keine Bereitstellung	monatlich, vierteljährlich, halbjährlich, jährlich ³	Die Wahl der - Art der Messung - Ableseperiode - Datenbereitstellung liegt im Ermessen des Netzbetreibers
Endverbraucher und Energieerzeugungsanlagen die von ihrem Netzzugang Gebrauch machen, sowie alle Netzübergänge zwischen verschiedenen Netzen	kWh kvarh ⁴	Lastgangmessung mit ¼ h Wirkenergie und ¼ h Blindenergie iMG: ¼ h Wirkenergie und 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 welchen Netznutzern Einfach- oder Mehrfachtarifzähler eingesetzt 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 automatisiert zu liefern. Es muss kein Wochenend- oder Feiertags-Pikett verfügbar sein



2. 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 oder Erzeuger und einem Lieferanten bzw. einer Bilanzgruppe zuzuordnen und gemäss Umsetzungsdokument Datenaustausch (SDAT-CH) den berechtigten Marktakteuren zur Verfügung zu stellen.



Geschäftsprozess					
	Aufgaben	<ul style="list-style-type: none"> - Zählerverwaltung - Vergabe und Verwaltung der Messpunktbezeichnung - Messstellenverwaltung - Wahl der Messapparate und der Ableseperiode (Berücksichtigung der Bedürfnisse der Marktakteure) - Eichung - Installation - Instandhaltung 	<ul style="list-style-type: none"> - Daten ablesen - Daten auslesen - Rohdatensicherung und Archivierung 	<ul style="list-style-type: none"> - Bildung von Energiewerten und Leistungsmaxima - Plausibilisierung der Messdaten - Ermittlung von Ersatzwerten - Messdatenarchivierung 	<ul style="list-style-type: none"> - Vertragsdaten der Marktakteure übernehmen (Lieferant/BG) - Wechselprozesse nachführen - Datenaggregation (jeder Messpunkt ist einem Lieferanten zugeordnet) - Messdaten im standardisierten Format bereitstellen - Verwaltung der Marktakteurbezeichnungen - Verwaltung der Zugriffsberechtigung - Archivierung der verarbeiteten Daten
Daten	<ul style="list-style-type: none"> - Messpunktbezeichnung - Messstellenkategorie - Messstellenspezifikation - Wandlerkonstanten - Installationsort - Aus-/Einspeise-/Überschuss-Messung 	<ul style="list-style-type: none"> - Rohdaten - Zählerstände - Lastgangdaten mit 1/4 h Energiewerten (kWh und kvarh) - Zeitstempel 	<ul style="list-style-type: none"> - Wirkenergie (kWh) - Blindenergie (kvarh) - Tarif-/Preiszeitzonen - 1/4 h Leistungsmaxima (kW), - Lastgänge mit 1/4 h Energiewerten (kWh und kvarh) 	<ul style="list-style-type: none"> - Messpunktbezeichnung - Zeitstempel - Wirkenergie (kWh) - Blindenergie (kvarh) - Tarif-/Preiszeitzonen - 1/4 h Leistungsmaxima (kW), - Lastgänge mit 1/4 h Energiewerten (kWh und kvarh) - Marktakteurbezeichnung - Vertragsbeziehungen 	
Verantwortlichkeit	Netzbetreiber, der die Verantwortung für den Messpunkt hat.				

Tabelle 2: Prozessschritte der Messdatenbereitstellung



3. Betrieb der Messstelle

3.1 Allgemeines

- (1) Der Netzbetreiber ist für den ordnungsgemässen Betrieb der Messeinrichtungen verantwortlich. Den Vertretern des Netzbetreibers ist für die Ablesung sowie zu Kontrollzwecken, zum Auswechseln der Messeinrichtungen, zu Unterhaltsarbeiten und bei Störungen der Zutritt zur Messstelle zu gewähren.

3.2 Messpunktbezeichnung

3.2.1 Zweck

- (1) Die Messpunktbezeichnung stellt wichtige Verknüpfungen zwischen Messort, Messapparaten, Endverbrauchern, Energieerzeugungsanlagen (EEA), Lieferanten, Erzeugern und Netzbetreibern her. Die Messpunktbezeichnung bleibt beim Wechsel von Endverbrauchern, EEA, Lieferanten, Erzeugern 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.

3.2.2 Ausprägungen

- (1) Zur Sicherstellung der Kompatibilität im europäischen Umfeld basieren die Messpunktausprägungen auf dem zwischen ENTSO-E, EFET und eBIX harmonisierten Rollenmodell.

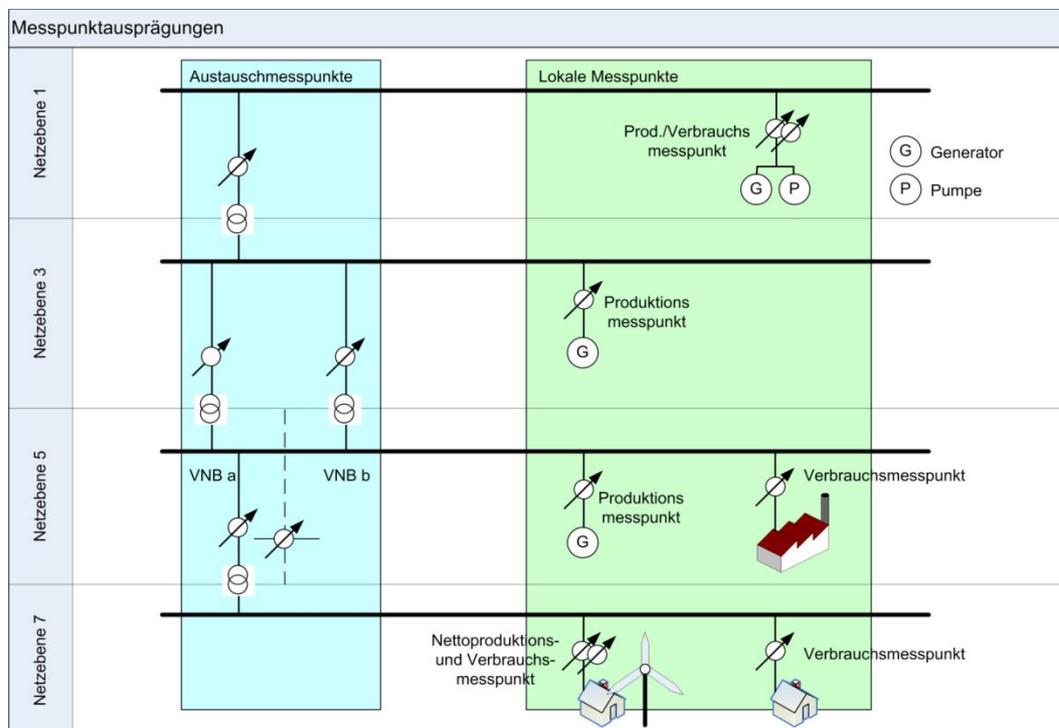


Abbildung 1: Messpunktausprägungen gemäss dem ENTSO-E, EFET, eBIX Rollenmodell



(2) Die Ausprägungen sind wie folgt definiert (siehe eblX Rollenmodell):

- **Messpunkt (Metering Point):** Ein Punkt, an dem ein Energiefluss gemessen wird
- **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
- **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. Der lokale Messpunkt ist eine Ausprägung des Typs Messpunkt
- **Produktionsmesspunkt (Production Metering Point):** Ein Punkt, an dem die Produktion gemessen wird. Dies kann ein physikalischer Punkt oder eine Addition oder Subtraktion mehrerer Messpunkte sein. Der Produktionsmesspunkt ist eine Ausprägung des Typs lokaler Messpunkt
- **Verbrauchsmesspunkt (Consumption Metering Point):** Ein Punkt, an dem der Konsum gemessen wird. Dies kann ein physikalischer Punkt oder eine Addition oder Subtraktion mehrerer Messpunkte sein. Der Verbrauchsmesspunkt ist eine Ausprägung des Typs lokaler Messpunkt

3.2.3 Bildungsregel

(1) Jeder Messpunkt erhält eine eindeutige 33-stellige Messpunktbezeichnung, die wie folgt aufgebaut ist (siehe auch Anhang 2):

Land	Identifikator	Messpunktnummer
1,2	3 bis 13	14 bis 33

Tabelle 3: Messpunktbezeichnung mit Angabe der jeweiligen Stellen

(2) Legende:

- Land: 2 Stellen (Stellen 1 und 2)
Kennzeichnung des Landes gemäss «ISO 3166 Alpha-2», d.h. CH für die Schweiz.
- Identifikator: 11-stellige Nummer (Stellen 3 bis 13)
Der Identifikator setzt sich zusammen aus der Netznummer (Stellen 3 bis 8) und einem Platzhalter (Stellen 9 bis 13, reserviert für Code-Erweiterungen).
Jeder Netzbetreiber hat beim VSE/AES⁶, den für die Bezeichnung seiner Messpunkte benötigten Identifikator, zu beantragen (siehe VSE/AES Richtlinie „Vergabe des Identifikators für Messpunktbezeichnung“).
- Messpunkt-
nummer: 20-stellige alphanumerische Messpunktnummer (Stellen 14 bis 33).
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.

⁶ **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»



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.

Empfehlung: Es wird dringend empfohlen auf sprechende Schlüssel zu verzichten.

- (3) 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.

Beispiel einer Messpunktbezeichnung:

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
1		3											14																			33

- (4) Beim Datenaustausch sind alle 33 Stellen der Messpunktbezeichnung zu übertragen. Optische Trennzeichen sind nur innerhalb der zwanzigstelligen Messpunktnummer erlaubt.
- (5) Hinweis: Befindet sich der Messpunkt in der Regelzone CH, jedoch auf ausländischem Boden, resp. umgekehrt, dann ist die Anwendung der Messpunktbezeichnung bilateral zu lösen.

Empfehlung: Verwendung der Messpunktbezeichnung des verantwortlichen Verteilnetzbetreibers.

3.2.4 Reale und virtuelle Messpunkte

- (1) Eine echte physikalische Messstelle wird als realer Messpunkt bezeichnet. Ein virtueller Messpunkt hingegen beinhaltet arithmetisch gebildete Messwerte und Zeitreihen.
- (2) Die Struktur der Bezeichnung (Codestruktur) von realen und virtuellen Messpunktbezeichnungen ist identisch (Anhang 2) und wird vom Netzbetreiber vergeben.

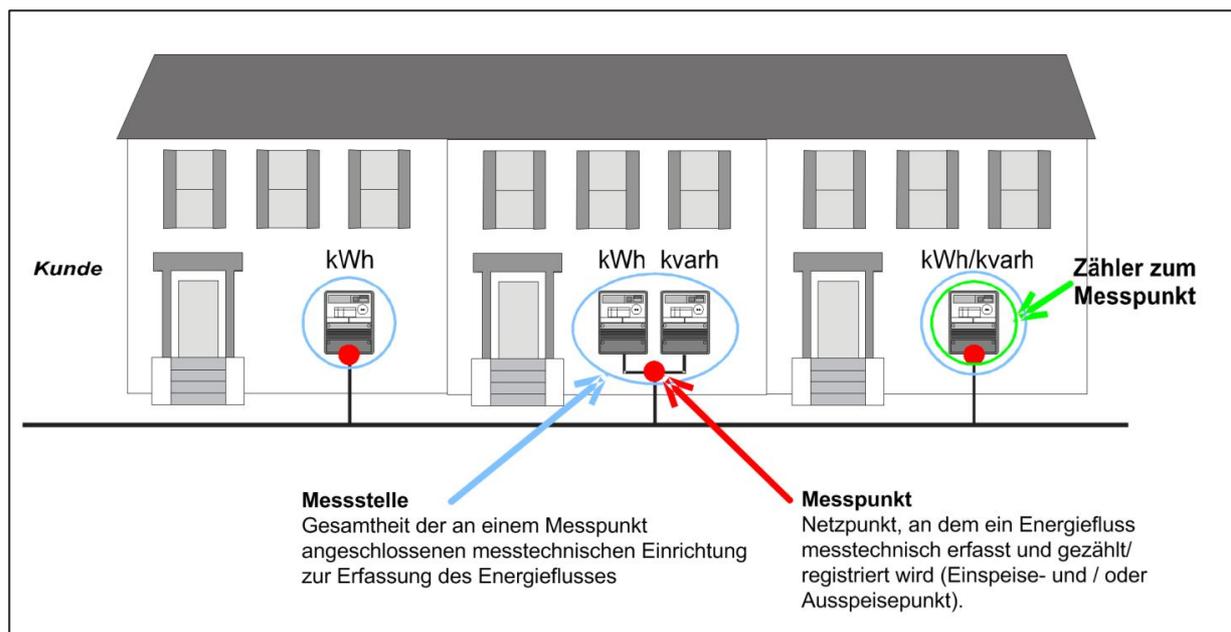


Abbildung 2: Definition des Messpunktes mit direktem Anschluss



3.2.4.1 Realer Messpunkt

- (1) Die realen Messpunkte und die realen Messstellen werden gemäss Abbildung 2 bis Abbildung 5 definiert.
- (2) Der Messpunkt bezeichnet den Einspeise- oder Ausspeisepunkt eines Netzes, an dem ein Energiefluss messtechnisch erfasst, gemessen und registriert wird. Die Messstelle bezeichnet die Gesamtheit der an einem Messpunkt angeschlossenen messtechnischen Einrichtungen zur Erfassung des Energieflusses.

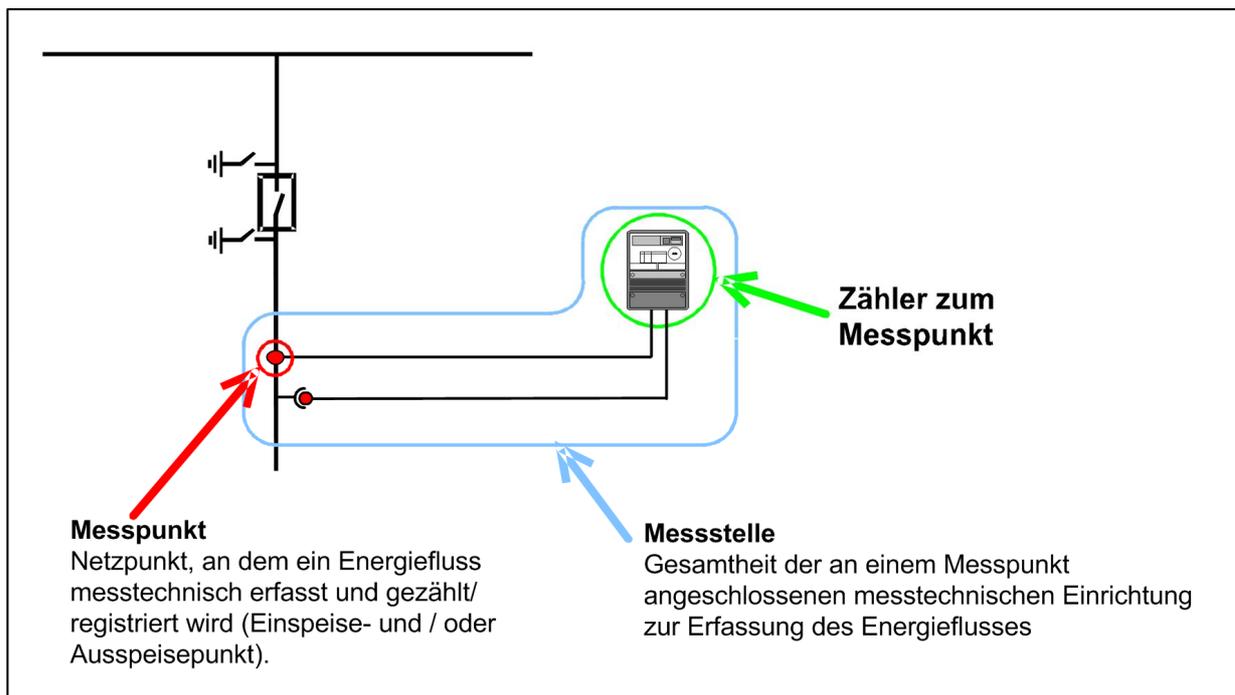


Abbildung 3: Definition des Messpunktes mit Wandleranschluss

3.2.4.2 Virtueller Messpunkt

- (1) Werden virtuelle Messpunkte für Summenmessungen gebildet, so erfolgt die Vergabe der Messpunktbezeichnung durch den Netzbetreiber.
- (2) Die zu den virtuellen Messpunkten zugehörigen Rechenregeln werden gegenüber den betroffenen Marktakteuren auf Nachfrage offengelegt.

3.2.5 Besondere Messpunkte

3.2.5.1 Produktionsmesspunkt

- (1) Der Produktionsmesspunkt ermittelt die Brutto- oder Nettoproduktion.

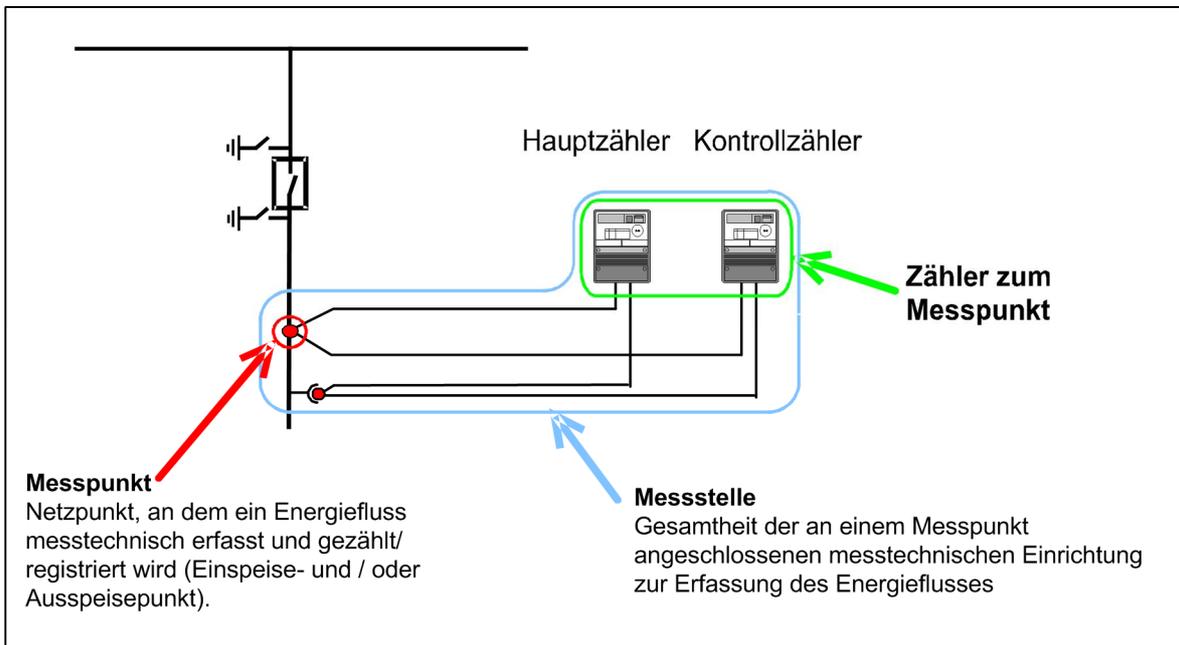


Abbildung 4: Definition des Messpunktes mit Wandleranschluss und Kontrollzähler

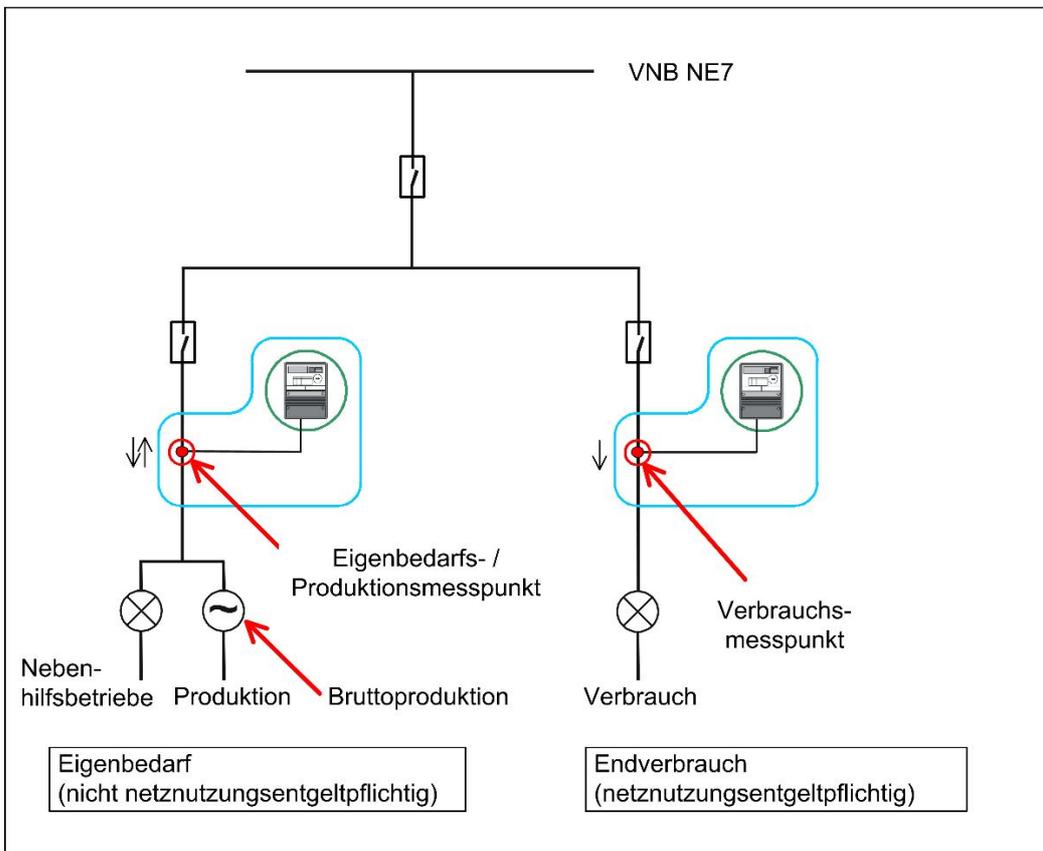


Abbildung 5: Definition von Nettoproduktions- und Verbrauchsmesspunkt bei einer Produktionsanlage mit Einspeiservergütung (EVS/HKN oder durch einen anderen Abnehmer, beispielsweise eine Solarstrombörse)



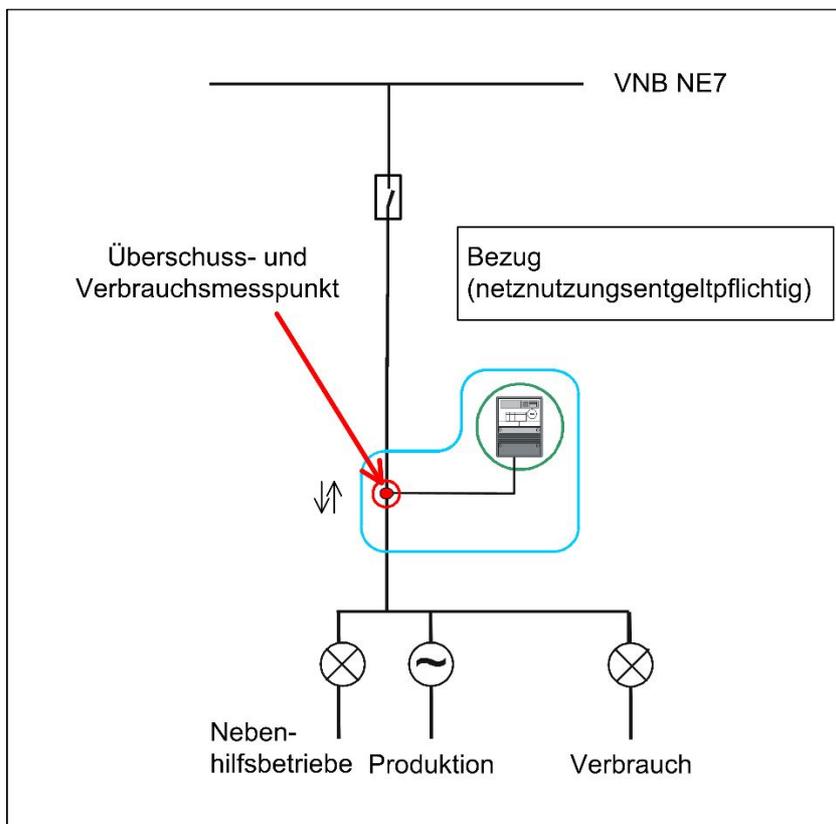


Abbildung 6: Definition von Überschuss- und Verbrauchsmesspunkt bei einer Produktionsanlage mit Überschuss-Rücklieferung

- (2) Die Messanordnungen von Abbildung 5 und 6 kommen insbesondere bei erneuerbarer Energie zur Anwendung, wenn diese durch EVS/HKN oder durch einen anderen Abnehmer, beispielsweise eine Solarstrombörse, vergütet wird.
- (3) Die Messanordnung von Abbildung 7 erfordert, um eine korrekte Berechnung gewährleisten zu können, dass alle Messstellen mit Lastgangzählern und Kommunikationsanschluss ausgestattet sind. Diese Situation ist häufig bei Arealnetzen und Mittelspannungskunden anzutreffen. Zusätzlich kann eine entsprechender Zu-/Abschlag für die Trafoverluste (NS/MS) notwendig sein.
- (4) Wo notwendig, werden anhand der Lastgangmessungen die zu verrechnenden Werte berechnet. Dazu werden durch den Netzbetreiber virtuelle Messpunkte gebildet.

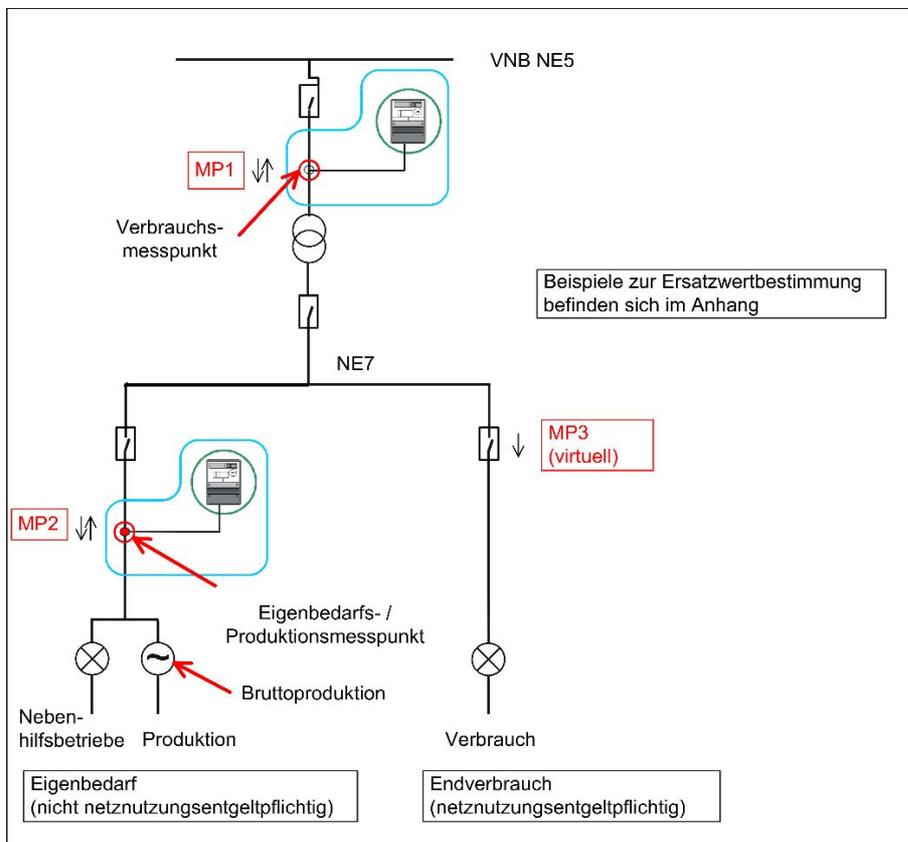


Abbildung 7: Definition von Nettoproduktions- und Verbrauchsmesspunkten bei einer Produktionsanlage mit Einspeisevergütung (EVS/HKN oder durch einen anderen Abnehmer, beispielsweise eine Solarstrombörse) und Hinterschaltungen (über mehrere Netzebenen)

3.2.5.2 Messung bei Eigenverbrauch

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

3.2.5.3 Messung bei Einsatz von Speicher

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

3.2.6 Bildung von Messpunkten

- (1) Wenn Ein- bzw. Ausspeisung nicht beim gleichen Lieferanten/Erzeuger oder in der gleichen Bilanzgruppe liegen, ist pro Energierichtung je ein Messpunkt zu definieren. Dadurch wird erforderlich, dass Zweirichtungszählern auch zwei Messpunkte zugeordnet werden können.
- (2) Unterspannungsseitige Messung: Die Übergabepunkte zwischen Übertragungsnetzebene und Verteilnetzebene sowie zwischen vorgelagerter und nachgelagerter Verteilnetzebene liegen im Normalfall auf der Oberspannungsseite. Falls aus bestimmten Gründen nur eine unterspannungsseitige Messung vorhanden ist, muss sichergestellt werden, dass der Wert unter Berücksichtigung der Transformierungsverluste auf die Oberspannungsseite gerechnet und verteilt wird. Dazu wird ein virtueller Messpunkt auf der Oberspannungsseite gebildet.

3.3 OBIS-Kennzahlen

- (1) Zur eindeutigen Identifikation der Messwerte ist das Object Identification System OBIS zu verwenden (s. a. Anhang 3 „Übersicht zur Verwendung von OBIS-Kennzahlen“). 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.
- (2) So z.B.:
 - Messart (Wirk-/Blindenergie)
 - Messzuordnung (Haupt-/Kontrollzähler)
 - Energierichtung (Abgabe, Bezug)
 - Tarif/Preiszone (Hochtarif / Niedertarif)
- (3) OBIS-Kennzahl und Messpunktbezeichnung enthalten zusammen alle notwendigen Informationen, um einen Messwert eindeutig zu bestimmen.
- (4) Mit der Übernahme der europäisch harmonisierten ebiX-Standards für den Energiedatenaustausch unter den verschiedenen Marktakteuren hat sich die Anwendung der OBIS-Kennzahlen gegenüber den Vorgaben in der ersten Version des Metering Code Schweiz etwas geändert.
- (5) Die Anwendung der OBIS-Kennzahlen ist für den Austausch der Zählerdaten innerhalb des Verteilnetzbetreibers (Zähler/ZFA/EDM, Rolle „Meter data collector“) und für den Austausch von Zählerrohdaten unter den Verteilnetzbetreibern vorgesehen.
- (6) Die OBIS-Kennzahlen werden in folgenden Datenaustauschprozessen angewendet:
 - Zwischen Zählern und den nachgelagerten Verarbeitungssystemen (ZFA, EDM), entspricht der OBIS-Rolle „Meter data collector“
 - Zwischen den Verteilnetzbetreiber für den Austausch von Zählerrohdaten

3.4 Energieflussrichtung

3.4.1 Prinzip der Kennzeichnung der Energieflussrichtung

- (1) Die Energieflussrichtung wird gemäss dem Verbraucher-Zählpfeilsystem festgelegt. Dabei wird aus der Sicht der vorgelagerten Netzebene die von der Sammelschiene wegführende Übertragungsrichtung des Energieflusses als Abgabe (positiv), d.h. nach OBIS (Wertegruppen: C.D.E) mit 1.X.X für Wirkenergie und 3.X.X für Blindenergie gekennzeichnet.
- (2) Die zu der Sammelschiene hinführende Übertragungsrichtung des Energieflusses wird als Bezug, d.h. nach OBIS (Wertegruppen: C.D.E) mit 2.X.X für Wirkenergie und 4.X.X für Blindenergie gekennzeichnet.
- (3) Dies gilt auch für virtuelle Messpunkte und Vergleichsmesseinrichtungen, soweit bilateral nicht anderes vereinbart wurde. Das Prinzip zur Kennzeichnung der Energieflussrichtung an den unterschiedlichen Bezugs- und Abgabestellen ist aus Anhang 4 ersichtlich.



3.4.2 Energieflussrichtung bei der Messung an Transformatoren zwischen Übertragungsnetz und Verteilnetzebene

- (1) Das Übertragungsnetz ist identisch mit der Netzebene 1. Zur einheitlichen Festlegung der Bezug- und Abgaberichtung für Transformatoren zwischen dem Übertragungsnetz und der Verteilebene ist im Normalfall die Oberspannungsseite der Messort und es gilt die Regel:

- „Abgabe“ bedeutet: „Übertragungsebene gibt ab“ (Ausspeisung, +A /+R)
- „Bezug“ bedeutet: „Übertragungsebene bezieht“ (Einspeisung, -A /-R)

3.4.3 Energieflussrichtung bei der Messung an Transformatoren zwischen Übertragungsnetz und Produktion

- (1) Zur einheitlichen Festlegung der Bezug- und Abgaberichtung für alle Transformatoren zwischen dem Übertragungsnetz und der Produktion ist im Normalfall die Oberspannungsseite der Messort und es gilt die Regel:

- „Abgabe“ bedeutet: „Übertragungsebene gibt ab“ (Auspeisung, +A /+R)
z.B. für Eigenbedarf des Erzeugers oder für Speicherpumpen
- „Bezug“ bedeutet: „Übertragungsebene bezieht“ (Einspeisung, -A /-R)
z. B. Einspeisung durch Erzeuger (Generator)

3.4.4 Energieflussrichtung bei der Messung zwischen Netzen an Leitungen innerhalb der gleichen Spannungsebene

- (1) Die von der Sammelschiene über den Messpunkt abgegebene Energie wird als positiv (+) und die von der Sammelschiene über den Messpunkt bezogene Energie wird als negativ (-) definiert. Die beiden Netzbetreiber legen bilateral den Übergabepunkt fest.

- (2) Für zwei über eine Leitung verbundene Netze der Netzbetreiber A und B gilt somit:

- „Abgabe“ bedeutet: Das für den Messpunkt zuständige Netz A leitet über diesen Messpunkt Energie an das Netz B weiter
(Auspeisung, +A /+R)
- „Bezug“ bedeutet: Das für den Messpunkt zuständige Netz A empfängt über diesen Messpunkt Energie vom Netz B
(Einspeisung, -A /-R)

3.4.5 Energieflussrichtung bei der Messung an Transformatoren zwischen vorgelagerter und nachgelagerter Verteilebene

- (1) Zur einheitlichen Festlegung der Bezug- und Abgaberichtung für Transformatoren zwischen vorgelagerter und nachgelagerter Verteilebene ist im Normalfall die Oberspannungsseite der Messort und es gilt die Regel:

- „Abgabe“ bedeutet: „Vorgelagerte Verteilebene gibt ab“ (Auspeisung, +A /+R)
- „Bezug“ bedeutet: „Vorgelagerte Verteilebene bezieht“ (Einspeisung, -A /-R)



3.4.6 Energieflussrichtung bei der Messung an Transformatoren zwischen Verteilebene und Erzeuger

- (1) Zur einheitlichen Festlegung der Bezug- und Abgaberichtung für alle Transformatoren zwischen der Verteilebene und dem Erzeuger ist im Normalfall die Oberspannungsseite der Messort und es gilt die Regel:
 - „Abgabe“ bedeutet: „Verteilebene gibt ab“
(Ausspeisung z.B. für Eigenbedarf des Erzeugers, +A /+R)
 - „Bezug“ bedeutet: „Verteilebene bezieht“
(Einspeisung d.h. Einspeisung durch Erzeuger, -A /-R)

3.4.7 Energieflussrichtung bei der Messung zwischen Netzbetreiber und Endverbraucher bzw. Erzeuger

- (1) Die vom Netzbetreiber über den Messpunkt abgegebene Energie wird als positiv (+) und die vom Netzbetreiber über den Messpunkt aufgenommene Energie von Erzeugern wird als negativ (-) gekennzeichnet.
 - „Abgabe“ bedeutet: „Netzbetreiber gibt ab“ (Ausspeisung, +A /+R)
 - „Bezug“ bedeutet: „Netzbetreiber bezieht“
(Einspeisung d.h. Einspeisung durch Erzeuger, -A /-R)

3.5 Wahl der Messapparate

3.5.1 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 Tabelle 1 definiert. Geht der Umfang über die Mindestanforderungen hinaus, so wird dieser zwischen den Vertragspartnern festgelegt.
- (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) Für die Messung der Energie und Leistung notwendigen Messeinrichtungen werden in der Verantwortung des Netzbetreibers installiert und betrieben. Der Netznutzer hat die für den Anschluss der Messeinrichtungen notwendigen Installationen nach den Angaben des Netzbetreibers erstellen zu lassen.
- (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.

3.5.2 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 4 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 ⁷	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 ⁸)	2	0.5	0.5
Verteilnetze Gewerbe, Leichtindustrie ⁹	NE 7	B (1 ⁸)	2	0.5S	-
Verteilnetze Haushalt	NE 7	A (2 ⁸)	3	-	-

Tabelle 4: Mindestanforderungen an die Genauigkeitsklassen

3.5.3 Lastgang und Lastprofil

- (1) Lastgänge und Lastprofile sind das Abbild des Lastverlaufes über die Zeit. Lastgänge werden gemessen und Lastprofile werden definiert.
- (2) Bei Erzeugern werden die Produktionsverläufe über die Zeit auf die gleiche Art und Weise behandelt wie die Lastverläufe bei den anderen Netznutzern. Im Metering Code Schweiz schliessen sämtliche Definitionen bezüglich des Lastverlaufes, d.h. bezüglich der Lastgänge und Lastprofile, auch die Produktionsverläufe der Erzeuger mit ein.

3.5.3.1 Lastgang

- (1) Ist eine Aufzeichnung des gemessenen Lastverlaufes bei einem Netznutzer gemäss den Mindestanforderungen in Tabelle 5 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.

⁷ Die MID gilt bis 52kV. Oberhalb dieser Grenze ist die Genauigkeitsklasse gemäss IEC 62052-22 (Wirkenergie) bzw. IEC 62053-24 (Blindenergie)

⁸ Klassenangabe nach altem Recht (siehe EMmV Art. 15 vom 26. August 2015)

⁹ Gemäss Art. 7 EMmV und der zugehörigen Weisung



3.5.3.2 Lastprofil

- (1) In der ersten Etappe der Marktöffnung kommen in der Schweiz keine Lastprofile zur Anwendung, ausser die Einspeiseprofile gemäss Anhang 11.

3.5.4 Spezielle Zähler

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

3.5.5 Kommunikationseinrichtung

- (1) Für die Fernauslesung von Zählern, die bis zum 31.12.2017 installiert wurden, hat der Netznutzer einen Kommunikationskanal zur Verfügung zu stellen. Gemäss StromVG, Art. 8, nach welchem der Netzbetreiber für die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes verantwortlich ist, sind ihm die Bestimmung der Art (Technologie, Sicherheit, Verfügbarkeit, Bandbreite, etc.) und die Nutzung des Kommunikationskanals vorbehalten.
- (2) Für die Kommunikation mit intelligenten Messsysteme ist der VNB zuständig und er erbringt die nötige Infrastruktur.

3.6 Tarifzeitzone / Preiszeitzone

3.6.1 Tarifzeitzone

- (1) Die bisherigen Tarifzonen (HT/NT) können durch den Netzbetreiber zur Steuerung der Netzlast verwendet werden, indem die Netzkosten zwischen HT und NT unterteilt werden.

3.6.2 Preiszeitzone

- (1) Mit der Marktöffnung müssen die klassischen Tarifzeiten (HT/NT) im regulierten Markt ergänzt werden mit den sogenannten Preiszeitzone für den liberalisierten Bereich. Für die freien Endverbraucher gelten im Energiegeschäft keine Tarife mehr, sondern Preise. Da in der ersten Etappe der Marktöffnung alle freien Endverbraucher über Lastgangzähler gemessen sind, ist jeder Lieferant frei, seine Preiszeitzone beliebig zu bilden und über die Lastgänge auch abzurechnen.

Hinweis: Lastgänge enthalten keine Informationen bezüglich Tarif- oder Preiszeitzone!

3.7 Zeitbasis für Lastgangerfassung

- (1) Die Zeitbasis für alle Lastgangmessungen 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 Lastgangmessungen muss gewährleistet sein. Sie wird vorzugsweise über die interne Uhr im Zähler bzw. ZFA 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 Folgetages bei ¼-h-Werten und am Ende der Stunde im Bereich von 01:00 bis 00:00 des Folgetages bei 1-h-Werten.

- (3) Die Genauigkeit der Zeitsynchronisation für die Lastgangmessung muss im Rahmen der Genauigkeitsklassen der jeweiligen Messstellen gemäss Tabelle 4 liegen. Dies entspricht den zeitlichen Abweichungen der Zählerzeit gemäss Tabelle 5.

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

Tabelle 5: Mindestanforderungen an die Genauigkeit der Zeitsynchronisation für die Lastgangmessung

3.8 Zeitbasis für Messungen ohne Lastgangerfassung

- (1) Bei Mehrfachtarifzähler und Leistungsmaximumzähler sind für die Zeitsynchronisation die Verfahren mittels Rundsteuerung, Netzfrequenz, Auslesegerät oder (ev. interne) Schaltuhren ausreichend.

3.9 Messstellenverwaltung

- (1) Der Netzbetreiber hat alle abrechnungsrelevanten Messstellen seines Netzes die er im Rahmen der Marktprozesse einsetzt, zu verwalten und in geeigneter Form lückenlos zu dokumentieren.
- (2) Die Dokumentation hat als Mindestanforderung zur Geschäftsdaten-anfrage folgende Informationen zu enthalten:
- Messpunktbezeichnung
 - Standort der Messstelle (Adresse oder Koordinaten)
 - Netznutzer
- (3) Ausserhalb der oben genannten Mindestanforderungen an die Messstellenverwaltung sind die technischen Daten zur Messstelle zu dokumentieren.

3.10 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 Eichmarken und deren Verwendung die nachfolgenden Parameter:

¹⁰ Klassenangabe nach altem Recht (siehe EMmV Art. 15 vom 26. August 2015)



- 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, macht sich strafbar und haftet für den entstandenen Schaden und trägt die Kosten der notwendigen Reparaturen, Aufwendungen und Nacheichungen. Der Netzbetreiber behält sich ferner Strafanzeige vor.
- (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 vorausgegangenen Zeitperioden, unter Berücksichtigung der inzwischen eingetretenen Veränderungen, der Anschlussleistung und den Betriebsverhältnissen auszugehen.
- (4) 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.
- (5) Treten in einer Installation Verluste durch Erdschluss, Kurzschluss oder andere Ursachen auf, so hat der Netznutzer keinen Anspruch auf Reduktion des durch die Messeinrichtung registrierten Energie- oder Leistungsbezugs.
- (6) Die Vertragspartner haben sich gegenseitig über beobachtete Unregelmässigkeiten in der Funktion der Messeinrichtungen unverzüglich zu informieren.

3.11 Auswechslung der Messeinrichtungen

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

3.12 Überprüfung der Messeinrichtung

- (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.



4. Erfassung der Daten

4.1 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 abrechnungsrelevanten Messdaten umfasst sowohl die manuelle Ablesung vor Ort wie auch die Erfassung mittels digitalem Kommunikationssystem.

4.2 Ausserordentliche Ablesungen

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

4.3 Rohdatenarchivierung

- (1) Im Sinne der StromVV Art. 8 Abs. 4 sind die Rohdaten während fünf Jahren zu archivieren¹¹.

¹¹ Für detailliertere Informationen wird auf die Branchenempfehlung «Data Policy» verwiesen



5. Aufbereitung der Daten

5.1 Bildung von Energiewerten und Leistungsmaxima

- (1) Die Rohdaten der Messstellen werden mit den zugehörigen Identifikationen, Zeitperioden und Statusinformationen gemäss Tabelle 6 vom Netzbetreiber aufbereitet. Der Netzbetreiber bildet dabei mit den entsprechenden Ablese- und Wandlerkonstanten Energiewerte und ¼-h-Leistungsmaxima. Bei Lastgängen werden Energiewerte pro ¼-h erzeugt.
- (2) Die Messdaten werden unabhängig von der Spannungsebene in kWh, kvarh, kW und kvar geliefert. ¼-h-Energiewerte und Leistungsmaxima werden mit drei Nachkommastellen geliefert.
- (3) Für die verarbeiteten Werte gelten die folgenden Rundungsregeln auf den Absolutwert bezogen:
 - die letzten Stellen 1, 2, 3, 4 werden abgerundet
 - die letzten Stellen 5, 6, 7, 8, 9 werden aufgerundet
- (4) Werte, die aus mehreren Messwerten gebildet werden, werden erst nach deren Bildung gerundet, z.B. Stundenwerte nach der Addition von vier ¼-h-Werten.
- (5) Übermittelt werden die Lastgänge. Aus diesen kann der Netzbetreiber/Energielieferant alle zur Verrechnung notwendigen Daten ableiten.

5.2 Plausibilisierung der Messdaten

- (1) Der Netzbetreiber stellt mittels Datenplausibilisierung die Qualität der Messdaten, zum Zweck der Abrechnung oder Bilanzierung sicher, d.h. die Messdaten werden auf Vollständigkeit und Richtigkeit hin geprüft. Die Auswahl, der für die Gewährleistung der Vollständigkeit und der Richtigkeit der Messdaten anzuwendenden Methoden, liegt beim Netzbetreiber. Ein mögliches Vorgehen zur Plausibilisierung der Messdaten ist im Anhang 5 aufgezeigt.
- (2) Unter den täglich gelieferten, «nicht plausibilisierte Daten» sind Messdaten zu verstehen, die automatisiert ausgelesen und ohne zusätzliche Überprüfung weitergegeben werden. Der Netzbetreiber kann (z. B. bei falschen Prognosen, die auf nicht plausibilisierten Daten basieren) nicht für die daraus entstehenden Kosten belangt werden.

5.3 Ermittlung von Ersatzwerten aus Zählerständen

5.3.1 Generell

- (1) Die Bildung von Ersatzwerten für fehlerbehaftete oder fehlende Werte erfolgt nach der Plausibilisierung der Messdaten durch den Netzbetreiber. Der Netzbetreiber stellt plausible Ersatzwerte 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 gekennzeichnet. Wenn keine Kontrollmesseinrichtung verfügbar ist, müssen zur Ersatzwertbildung statistische Methoden eingesetzt werden.



5.3.2 Ersatzwertbildung für Messwerte¹²

- (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 Ableserzeitraums ermitteltoder
 - 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.

5.3.3 Ersatzwertbildung bei Lastgängen

- (1) Bei Lücken in den Lastgangdaten, die kleiner oder gleich 2 Stunden sind, ist ein Interpolationsverfahren (Anhang 6.1) und für Lücken die länger als 2 Stunden dauern, ist ein Vergleichswertverfahren (Anhang 6.2) anzuwenden. Bevor die Lücken mit einem Interpolationsverfahren gefüllt werden, ist zu prüfen, ob während dieser Zeit ein Energiebezug stattgefunden hat.

5.4 Kennzeichnung der Messwerte

- (1) Der Netzbetreiber kennzeichnet für die Erfassung mit dem digitalen Kommunikationssystem jeden Messwert eindeutig mit einem Status gemäss Tabelle 6.
- (2) Summenbildung: Bei Summen und Summendifferenzen ist der Statuswert in der gesamten Informationsskette weiterzuführen. Falls in den einzelnen Summanden 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, zusammengefasst¹³. 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 6: Statusinformationen der Messwerte

¹² Gemäss StromVV, Art. 31j und 31e können iMS, die nicht die Art. 8a und 8b entsprechen unter gewissen Bedingungen bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit eingesetzt werden. Falls die Geräte keine Lastgangmessung zulassen, richtet sich die Ersatzwertbildung nach Paragraph 5.3.2.

¹³ Siehe SDAT-CH „Standardisierter Datenaustausch für den Strommarkt Schweiz“



(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 bei festgestellten Fehlern werden mit neuen Nachrichten (neue IDs) und der Statusinformation „replace“ im Nachrichtenheader versendet
- Nachlieferungen sind auf der Empfängerseite entsprechend auszuwerten (Messwertstatus etc.)



6. Verarbeitung der Daten

6.1 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 Verteilnetzbetreiber ist verpflichtet, mindestens folgende drei Datenaggregate zu bilden:
 - Die Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes (keine negativen Werte!)
 - Das Grundversorgeraggregat
 - Das Bilanzgruppenaggregat des Grundversorgers

6.2 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.

6.3 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.

6.4 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 eines normalen Endverbrauchers für den Verlust täglich einen Lastgang. Als Verlust-Endverbraucher tritt der Verteilnetzbetreiber auf.

6.5 Virtueller Kundenpool des Grundversorgers

6.5.1 Grundsatz

- (1) Mit der ersten Stufe der Marktöffnung sind alle Endverbraucher mit mehr als 100'000 kWh Verbrauch pro Jahr frei ihren Lieferanten zu 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 eines gemessenen Endverbrauchers einen Lastgang zur Verfügung zu stellen.
- (4) Der virtuelle Kundenpool ist ein Hilfskonstrukt, das benötigt wird, weil nicht alle Endverbraucher mit einer Lastgangmessung ausgerüstet sind. Es gibt dem Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit, den nicht-lastganggemessenen Endverbrauchern, als Summe, einen Lastgang zuzuordnen. Dieser Lastgang wird gemäss Kapitel 6.5.2 durch Differenzbildung der lastganggemessenen Ein- und Ausspeisungen ins Netz gebildet.

6.5.2 Berechnung des virtuellen Kundenpools

- (1) Der Lastgang des virtuellen Kundenpools wird im Top Down – Verfahren ermittelt:
 - a) Alle Übergabestellen zu andern Netzen werden bilanziert und summiert, so, dass der Bezug aus vorgelagerten Netzen resultiert.
 - b) Zum Bezug aus vorgelagerten Netzen werden die lastganggemessenen Energieerzeugungsanlagen (EEA) sowie die Einspeisepprofile (ESP) der nicht-lastganggemessenen EEA (siehe Anhang 11) im eigenen Netzgebiet addiert, so, dass daraus die gesamte Einspeisung ins Netz und somit der gesamte Verbrauch plus die Verluste im Netzgebiet, resultiert.
 - 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.

6.6 Datenaggregation

6.6.1 Aggregatbildung für die Ausgleichsenergieabrechnung

6.6.1.1 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 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.

6.6.1.2 Lieferanten/Erzeuger Aggregate

- (1) Jeder Messpunkt (Endverbraucher resp. EEA) ist 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.

6.6.1.3 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“).
- (2) Die Einspeisegangsumme ist mit den gemäss Anhang 11 gebildeten Einspeiseprofilen zu ergänzen.
- (3) Aus Gründen der Gleichbehandlung dürfen dem Grundversorger nicht mehr Informationen zur Verfügung stehen wie anderen Lieferanten.

6.6.1.4 Bilanzgruppenaggregat

- (1) Alle Messpunkte von Endverbrauchern resp. EEA sind einer Bilanzgruppe zugeordnet. Der Verteilnetzbetreiber summiert alle Messwerte pro Bilanzgruppe getrennt nach Energieflussrichtung und erhält dabei bei n Bilanzgruppen monatlich $2 \cdot n$ Aggregatzeitreihen mit Anzahl Tage * 96 Werten.

6.6.2 Aggregatbildung für die Kostenwälzung/Kostenzuteilung

6.6.2.1 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 Bezug aus vorgelagerten Netzen resultiert
 - b) Zum Bezug aus vorgelagerten Netzen werden die lastganggemessenen EEA sowie die Einspeisepprofile (ESP) der nicht-lastganggemessenen EEA (siehe Anhang 11) im eigenen Netzgebiet addiert, so, dass daraus die gesamte Einspeisung ins Netz und somit der gesamte Verbrauch zuzüglich der Verluste im Netzgebiet, resultiert
 - c) Von der errechneten gesamten Einspeisung ist der Netzverlust zu subtrahieren. Dadurch resultiert der Gesamtverbrauch im Netz
 - d) Davon ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf von Kraftwerken sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken abzuziehen¹⁴.
- (3) Der Verteilnetzbetreiber meldet diesen Summenlastgang dem Übertragungsnetzbetreiber.

¹⁴ Strom VG Art.4 Abs. 1 lit b



- (4) Der Übertragungsnetzbetreiber stellt auf Basis der vom VNB gemeldeten BLS/EN den SDL-Tarif (Systemdienstleistungen) 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 des SDL-Tarifes und der EnG-Zuschläge erfolgt im Folgejahr aufgrund der von den Endverbrauchern im abgelaufenen Kalenderjahr bezogenen Energie pro Netz.

6.6.2.2 Totale Bruttolastgangsumme für die Kostenwälzung

- (1) Die totale Bruttolastgangsumme (BLS/T) entspricht der elektrischen Energie der am Netz 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 4 Abs. 1 lit. b ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken von den Netznutzungskosten ausgenommen.
- (3) Die totale Bruttolastgangsumme berechnet sich wie folgt: Zur Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes wird die Bruttolastgangsumme der unterlagerten Netze dazugezählt. Die Berechnung der Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes ist im Kapitel 6.6.2.1 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.

6.7 Energieerzeugungsanlagen (EEA)

- (1) EEA sind mit iMG 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 richtungsgetreunt mit Lastgangzeitreihen (LGZ) und Einspeisegangzeitreihen (EGZ) versendet.
- ~~(3)~~ EEA ohne iMG bleiben in der BG des Grundversorgers. Sie sind gemäss Anhang 11 in Einspeiseprofile (ESP) umzuwandeln und der Einspeisegangsumme (EGS) sowie der BLS-EN hinzuzufügen.
- (4) Die eingespeiseten Produktionsmengen (Nettomessung) von Anlagen, welche beglaubigt wurden (Herkunftsnachweise, HKN), sind an die Vollzugsstelle für Förderprogramme (Pronovo) zuzusenden (siehe Handbuch Herkunftsnachweise und Förderprogramme).

6.8 Daten für OSTRAL¹⁵ 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 Elektrizitätswerke (VSE) beauftragt, die notwendigen Vorbereitungen zur

¹⁵ Organisation STRomversorgung in Ausserordentlichen Lagen



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) steht diese Information bei den VNB bereits zur Verfügung und kann für diese Zwecke verwendet werden.
- (3) Der VNB liefert die Lastgangsumme und Einspeisegangsumme pro Bilanzgruppe des Verteilnetzgebietes monatlich plausibilisiert dem Bilanzgruppenverantwortlichen und dem Übertragungsnetzbetreiber. Zusätzlich liefert er dem Übertragungsnetzbetreiber diese Zeitreihen auch täglich, nicht plausibilisiert, für die vergangenen 10 Tage.
- (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.

6.9 Kontrollaufgaben

6.9.1 Netzbetreiber

- (1) Der Netzbetreiber ist für die Durchführung mindestens folgender Kontrollen zuständig:
 - Die von den Lieferanten gemeldeten Zuordnungen zu Messpunkten sind korrekt umgesetzt, z. B.: jeder Messpunkt ist genau einem Lieferanten zugeordnet
 - Die vom Netzbetreiber erstellten Datenaggregate sind plausibel und nachvollziehbar

6.9.2 Lieferant

6.9.2.1 Kontrolle der Aggregate

- (1) Der Lieferant/Erzeuger erhält vom Verteilnetzbetreiber folgende Informationen:
 - Zuordnungsliste mit all seinen Endverbrauchern und EEA (nach Ende des Liefermonates)
 - Last- und Einspeisegänge pro Endverbraucher/EEA (täglich)
 - Lastgangsumme des Lieferanten/Erzeugers (LGS/LE) und Einspeisegangsumme des Lieferanten/Erzeugers (EGS/LE) des Verteilnetzgebietes (nach Ende des Liefermonates)
- (2) Der Lieferant/Erzeuger hat seine Endverbraucher/EEA – Zuordnungen und die Aggregate zu kontrollieren. Unstimmigkeiten sind sofort mit dem Verteilnetzbetreiber zu klären

6.9.3 Bilanzgruppenverantwortlicher

6.9.3.1 Kontrolle der Aggregate

- (1) Der Bilanzgruppenverantwortliche erhält vom Verteilnetzbetreiber folgende Informationen:



- Lastgangsumme des Lieferanten/Erzeugers (LGS/LE) und Einspeisegangsumme des Lieferanten/Erzeugers (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.

6.9.3.2 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.

6.10 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.
- (2) Anspruch auf Einsichtnahme der Daten in anonymisierter Form haben auch die Behörden gemäss den gesetzlichen Bestimmungen und Organisationen zu Forschungszwecken von öffentlichem Interesse.
- (3) 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 ermächtigen¹⁶. Allfällige Zusatzaufwendungen für diese Datenlieferung dürfen verursachergerecht verrechnet werden.

6.11 Archivierung

- (1) Der Netzbetreiber, bzw. der Beauftragte für die Datenbereitstellung, hat die verrechnungsrelevanten Messdaten während 5 Jahren zu archivieren.

¹⁶ Einschränkungen aufgrund des Datenschutzgesetzes (DSG) sowie entsprechende Vorgaben von Bund und Kantone müssen berücksichtigt werden.



7. Lieferung der Daten

- (1) Die Marktakteure haben ein Anrecht auf die ihnen gemäss Berechtigung zustehenden Daten. Eine Berechtigung besteht, falls die Marktakteure die Daten zur Abwicklung ihrer Netzdienstleistungen und ihrer Stromlieferverträge benötigen (vgl. Ziff. 6.10). Der Netzbetreiber stellt den berechtigten Marktakteuren die Daten zeitgerecht gemäss Umsetzungsdokument SDAT-CH zur Verfügung.
- (2) Auf Verlangen des Netzbetreibers hat ein Marktakteur seine Berechtigung in geeigneter Form nachzuweisen, dass er Daten zur Abwicklung seiner Netzdienstleistungen und seiner Stromlieferverträge benötigt.

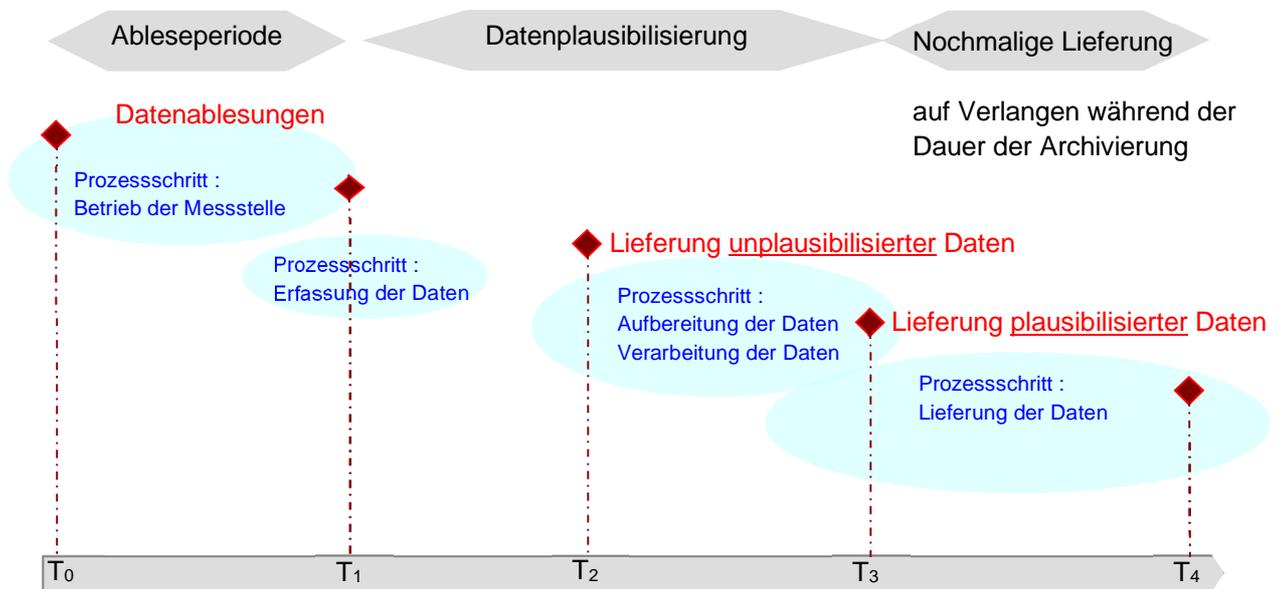


8. Ablauf und Zeitpläne

8.1 Prinzip

(1) Die unterschiedlichen Zeitpunkte der Lieferung der Messdaten für Verrechnungszwecke und für Informationszwecke basiert auf den Mindestanforderungen an die Messdatenbereitstellung in Tabelle 1 und ist mit dem Ablaufschema gemäss Abbildung 7 im Detail definiert. Dabei wird unterschieden zwischen:

- plausibilisierte Messdaten für Verrechnungszwecke
- unplausibilisierte Messdaten zu Informationszwecken



Legende:

In einer Ableseperiode werden ¼ h-, 1h-Werte oder lediglich der Zählerstand am Ende der Ableseperiode gespeichert.

T₀ = Start der Ableseperiode

T₁ = Ende der Ableseperiode

T₁ entspricht dem SOLL-Ablesetermin

Wenn nichts Anderes vertraglich festgelegt ist, gilt für T₁:

- Der letzte Tag des Monats für Ableseperioden von einem Monat oder länger

- 00:00 Uhr für eine Ableseperiode von 1 Tag, das heisst bei Lastgangmessungen

T₂ = Lieferung von unplausibilisierten Daten zu Informationszwecken. Nur relevant für Lastgangmessungen.

T₃ = Die Messdaten sind plausibilisiert und werden den Marktakteuren geliefert

T₄ = Die Messdaten werden aus dem Archiv gelöscht und sind nicht mehr verfügbar

Abbildung 8: Prinzipieller Ablaufplan des Prozesses der Messdatenbereitstellung



8.2 Ablese-/Auslesezeitraum und Liefertermine

- (1) Die Ablese-/Ausleseverfahren und -perioden werden durch den Netzbetreiber vorgegeben, bei Einsatz von iMG unter Berücksichtigung der Vorgaben laut StromVV.
- (2) Beim Einsatz eines iMG erfolgt eine stichtagsgerechte Ablesung für die abrechnungsrelevanten Verbrauchsdaten, d.h. zum festgelegten Zeitpunkt.
- (3) Wenn noch kein iMG eingesetzt ist, erfolgt eine stichtagsnahe Ablesung, d.h. einige Tage vor oder nach dem festgelegten Zeitpunkt.
- (4) Es gelten die folgenden Termine für die Lieferung der Einzelzeitreihen resp. der Aggregate.

Zweck	Einzelzeitreihen/Aggregate	spätester Liefertermin
Prognose	Last- und Einspeisegänge der Netzübergabestellen an vor-, nachgelagerte und benachbarten VNB (nicht plausibilisiert)	Am nächsten Tag ¹⁷ bis 09:00 Uhr
	Last- und Einspeisegänge pro Endverbraucher / EEA (LGZ/EGZ) an Lieferanten (nicht plausibilisiert)	Am nächsten Tag ¹⁴ bis 10:00 Uhr
	Einspeisegang pro EEA (EGZ) an OSTRAL Kraftwerkseinsatz rückwirkend für die letzten 5 Tage	Am nächsten Tag ¹⁴ bis 10:00 Uhr sowie bis zum 5. AT nach Ende des Liefermonates
	Bilanzgruppenaggregate (LGS/BG und EGS/BG) an ÜNB / OSTRAL rückwirkend für die letzten 10 Tage und Lieferantenaggregate (LGS/LE und EGS/LE) an BGV's (nicht plausibilisiert) rückwirkend für die letzten 5 Tage.	Am nächsten Tag ¹⁶ bis 11:00 Uhr
Kostenzuteilung (SDL/ENG-Zuschläge), Energie- und Netznutzungsabrechnung	Last- und Einspeisegänge der Netzübergabestellen an vor-, nachgelagerte und benachbarten VNB (plausibilisiert)	Bis zum 4. AT nach Ende des Liefermonates
	Last- und Einspeisegänge (LGZ/EGZ) an Lieferanten (plausibilisiert)	
	Lastgänge Eigenbedarf / Pumpenergie von Kraftwerken an alle betroffenen vorgelagerten, und benachbarten VNB.	Bis zum 5. AT nach Ende des Liefermonates
	Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes (BLS-EN) (ohne nachgelagerte Netze) an den ÜNB.	Spätestens am 8. AT des Folgemonates.
	Bruttolastgangsumme total (BLS-T) aller Endverbraucher (inkl. nachgelagerte Netze).	Spätestens am 8. AT des Folgemonates. Der vorgelagerte Netzbetreiber seinerseits hat danach 4. AT Zeit für seine Meldung an seinen vorgelagerten Netzbetreiber usw.
	Lieferantenaggregate (LGS/EGS) an Lieferanten und BGV's (plausibilisiert)	
Bilanzgruppenaggregate (LGS/EGS) an ÜNB und an BGV's (plausibilisiert)	Bis zum 8. AT nach Ende des Liefermonates	

(Die detaillierte Beschreibung aller Datenlieferungen findet sich im SDAT-CH)

AT= Arbeitstag

Tabelle 7: Liefertermine in Abhängigkeit der Funktion

¹⁷ Die täglichen Daten sind automatisiert zu liefern. Es muss kein Wochenend- oder Feiertags-Pikett verfügbar sein



8.3 Zusätzliche Lieferung

- (1) Der Netzbetreiber ist verpflichtet, auf Anfrage der Marktakteure, diesen ihre Messdaten maximal während der Dauer der Archivierung zu liefern. Zusätzliche Lieferungen der Messdaten sind kostenpflichtig.

8.4 Nachträgliche Korrekturen von monatlich ausgetauschten Aggregaten und Zeitreihen

- (1) Plausibilisierte, von den Marktakteuren verschickte Energiedaten können nach den vorgegebenen Lieferterminen während 6 Monaten nach Monatsende durch die Marktakteure mit Meldung an die Empfänger, aber ohne weitere Erklärungen noch korrigiert werden.
- (2) Auch nach diesen 6 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 6 Monaten entsteht, dem Verursacher in Rechnung gestellt werden.



9. Abgeltung

9.1 Messung und Messdatenlieferung

- (1) Der Endverbraucher oder Erzeuger respektive eine von ihm bestimmte Stelle hat Anrecht auf seine Lastgangwerte, die ihm unentgeltlich verständlich dargestellt werden.

9.2 Wechselprozesse

- (1) Bei einem Lieferantenwechsel dürfen dem Endverbraucher oder dem Energielieferanten vom Netzbetreiber keine zusätzlichen Kosten auferlegt werden.



10. Anhänge

10.1 Anhang 1: Glossar

- (1) Das Glossar mit Erklärungen zu den spezifischen Begriffen, welche in den Branchendokumenten verwendet werden, ist über eine Internetseite¹⁸ erreichbar.

10.2 Anhang 2: Bezeichnung des Messpunktes

10.2.1 Struktur der Messpunktbezeichnung:

- 33-stelliger eindeutiger Schlüssel für einen Messpunkt.
Ziffer 1 + 2 = Ländercode (CH, DE, FR, IT, AT, ...)
Ziffer 3 - 13 = Identifikator (pro Netz oder Teilnetz)
Ziffer 14 – 33 = Messpunktnummer
- Der Netzbetreiber versieht die realen Messpunkte in seinem Netz mit seinem Identifikator, z.B. „CH10380112345xxxxxxxxxxxxxxxxxxxx“.
Jeder Netzbetreiber beantragt beim VSE/AES den für die Bezeichnung seiner Messpunkte benötigten Identifikator
- 20-stellige alphanumerische Messpunktnummer (Stellen 14 bis 33) wird vom Netzbetreiber vergeben und dient zusammen mit der Länderkennzeichnung und dem Identifikator zur eindeutigen Kennzeichnung des Messpunktes
- 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
- Der Netzbetreiber stellt sicher, dass die Messpunktnummern in seinem Netzgebiet eindeutig sind

10.2.2 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

10.2.3 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-V000000000000135	1-5:1.9.2*255

- (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).
- (2) Die Liste der Netzbetreiber mit den vom VSE/AES vergebenen Identifikatoren für das elektrische Netz ist auf <http://www.strom.ch> ersichtlich.

¹⁸ <https://www.strom.ch/de/service/glossar-der-vse-branchendokumente>



10.3 Anhang 3: Übersicht zur Verwendung von OBIS-Kennzahlen

10.3.1 Allgemeines

- (1) 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.
- (2) Die OBIS-Kennzahl besteht aus 6 beschreibenden Wertegruppen (A – F), die den Datenwert charakterisieren. In Tabelle 8 sind die Wertegruppen einschliesslich eines Datenwerts dargestellt. Für Elektrizitätswerke wurde für das Medium Elektrizität die Kennzahl 1 festgelegt.
- (3) Wertegruppen:
 - Medium (Wertegruppe A)
 - Kanal (Wertegruppe B)
 - Messgrösse (Wertegruppe C)
 - Messart (Wertegruppe D)
 - Tarif (Wertegruppe E)
 - Vorwert (Wertegruppe F)
- (4) Um alle Funktionalitäten nutzen zu können, sollen immer alle Wertegruppen angegeben werden.

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

Tabelle 8: Wertegruppen der OBIS-Kennzahlen

10.3.2 In der Schweiz verwendete OBIS-Kennzahlen

- (1) Die in der IEC Norm 62056-61 definierten OBIS-Kennzahlen genügen den Ansprüchen der schweizerischen Netzbetreiber nicht. In der Tabelle 9 sind einige Beispiele für die Messdatenbereitstellung zu verwendenden OBIS-Kennzahlen dargestellt. Die Tabelle 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



A - B : C . D . E * F	Bedeutung der OBIS-Kennzahl	
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
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
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 9: Beispiele für in der Schweiz verwendete OBIS-Kennzahlen

10.3.3 Legende (Tabelle 9)

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

A	Medium
0	Diverse
1	Elektrizität
4	Wärme



- 5 Fernkälte
- 6 Fernwärme
- 7 Gas
- 8 Wasser

B Kanal

- 1 Hauptmessung, Hauptzähler, Zähler
- 2 Kontrollmessung
- 5 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)

- 83 Allgemeine Verluste
- 96 Betriebsstunden, Umgebungstemperatur
- 128 Stromabhängige Verluste
- 129 Spannungsabhängige Verluste
- 130 Zeitabweichung
- 131 Regelleistung
- 135 Stromabhängige und Spannungsabhängige Verluste

D Messart

- 6 Leistung (kW)
- 8 Zählerstand (kWh, kvarh)
- 9 Menge (Vorschub: kWh, kvarh)
- 29 Lastgang (kWh, kvarh)

E Tarif

- 0 Tariflos
- 1 Tarif 1 (T1) ¹⁹
- 2 Tarif 2 (T2) ¹⁹

F Vorwert

- 255 kein Vorwert

¹⁹ Die Tarifzeiten sind durch den Netzbetreiber bekannt zu geben.



10.4 Anhang 4: Übersicht zur Kennzeichnung der Energieflussrichtung

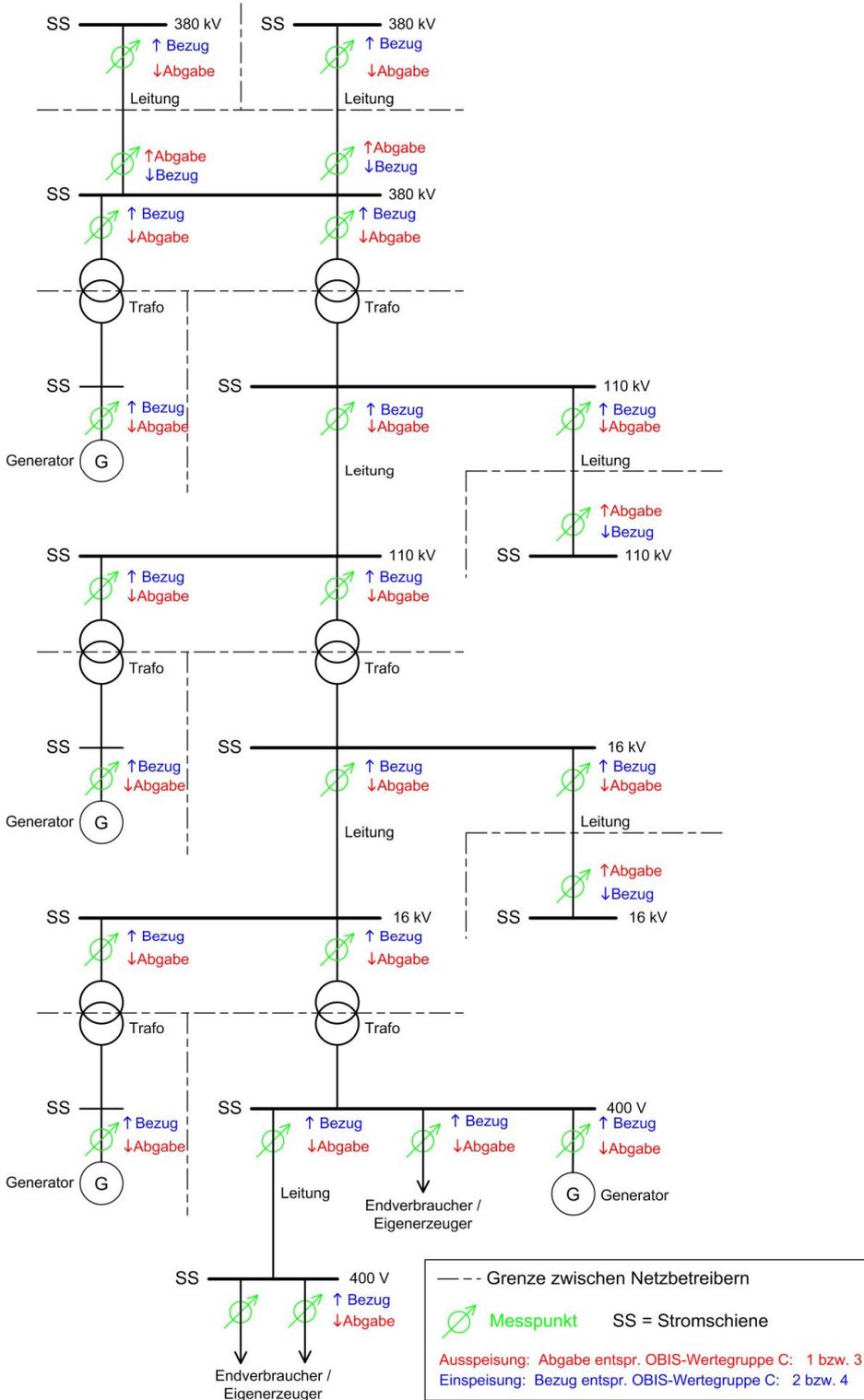


Abbildung 9: Kennzeichnung der Energieflussrichtung



10.5 Anhang 5: Mögliches Vorgehen zur Plausibilisierung der Messdaten

10.5.1 Aufgabe der Plausibilisierung

- (1) Die Aufgabe der Plausibilisierung der Messdaten ist, falsche bzw. fehlende Messwerte möglichst rasch nach der Datenerfassung zu erkennen. Falsche bzw. fehlende Messwerte sind durch Statusinformationen entsprechend zu kennzeichnen. Die Plausibilisierung kann gemäss den folgenden Verfahren durchgeführt werden.

10.5.2 Plausibilisierung von Zählerständen und Leistungsmaxima

- (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.

10.5.3 Plausibilisierung von Lastgangmessungen

10.5.3.1 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. ¼-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 neuer Höchstwert erzeugt wird. Treten in den übrigen Fällen weniger als 96 Werte auf, so sind entsprechende Ersatzwerte zu bilden (siehe Anhang 6.1 und Anhang 6.2).

10.5.3.2 Überprüfung auf fehlende Werte

- (1) Eine Zeitreihe ist auf korrekte Registrierung zu prüfen, d.h. dass zu jeder ¼-Stunde ein Wert registriert ist. Falls eine Versorgungsunterbrechung eindeutig festgestellt wurde, werden die fehlenden Registrierperioden mit Null-Werten als Ersatzwerte aufgefüllt.

10.5.4 Überprüfung Statusinformationen der Messwerte

- (1) Die Statusinformationen eines Messwertes geben Auskunft über die Qualität des Messwertes und zeigen somit auf, wie verlässlich der jeweilige Messwert ist. Verfügen die Messstellen über messwertbezogene Statusinformationen, so sind diese entsprechend auszuwerten.

10.5.5 Überprüfung bei vorhandener Kontrollmessung

- (1) Weist eine Messstelle Haupt- und Kontrollzähler auf, kann mit einem Vergleich ein Fehler mit sehr hoher Zuverlässigkeit festgestellt werden. Der Messwert des Kontrollzählers wird zur Ersatzwertbildung beigezogen.



10.5.6 Ergänzende Verfahren zur Plausibilisierung von Messdaten

(1) Weitere mögliche Verfahren zur Plausibilisierung von Messdaten sind:

- Sammelschienenbilanz
- Prüfung auf Nullwerte
- Zählerstandskontrolle bei Lastgangmessungen
- Betriebsmesswerte
- Historische Werte
- Prüfung weiterer Informationen, wie die
 - Prüfung auf Phasenausfall oder
 - Prüfung der Geräteuhrzeit oder
 - Prüfung auf Rückstellung (Reset)



10.6 Anhang 6: Bildung von Ersatzwerten

10.6.1 Interpolationsverfahren zur Bildung von Ersatzwerten für Lastgänge

- (1) Lücken mit einer Zeitspanne von kleiner oder gleich 2 Stunden sind mit einem Interpolationsverfahren zu füllen. Bevor die Lücken gefüllt werden, ist zu prüfen, ob während dieser Zeit ein Energiebezug stattgefunden hat. Die Lücke wird mit Hilfe der vorangegangenen und der folgenden Werte über lineare Interpolation geschlossen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass nur geprüfte und plausible Werte ohne Fehlerstatus, d.h. wahre Werte, als Ausgangswert für die Interpolation verwendet werden.
- (2) Ein Beispiel für eine Interpolation ist aus Tabelle 10 und Abbildung 9 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	$x(n) = x(n-1) + \frac{x(\text{wahr_nach}) - x(\text{wahr_vor})}{\text{Lücke} + 1}$ 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 10: Interpolation bei kleinen Lücken im Lastgang

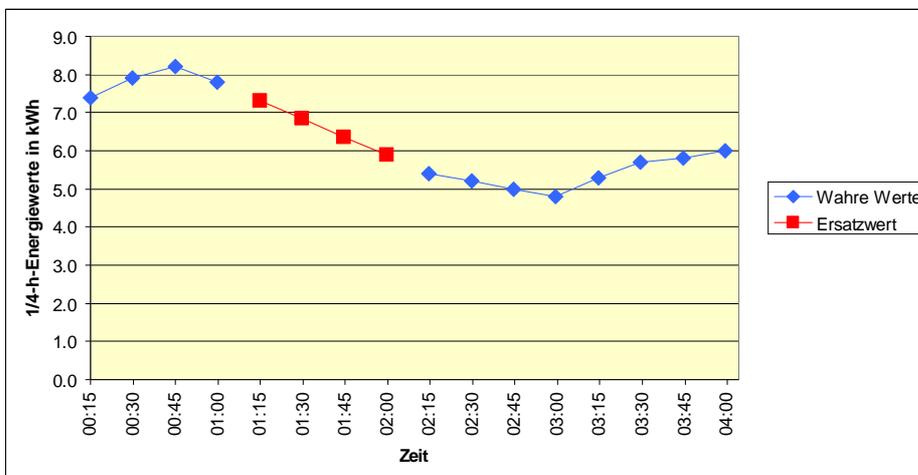


Abbildung 10: Grafische Darstellung der Interpolation



10.6.2 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**.

10.6.2.1 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:

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

- (3) 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:

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

10.6.2.2 Bestimmung des Ersatzlastverlaufes

- (1) Als Ersatzlastverläufe 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 Lastverlauf erkennbar ist und kein Leistungswert als Ersatzwertparameter vorliegt

10.6.2.3 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 10 dargestellt.



- (3) Die Freigabe des plausiblen Lastgangs (letzte Entscheidung in Abbildung 10) erfolgt zum Beispiel nach internen Regeln.

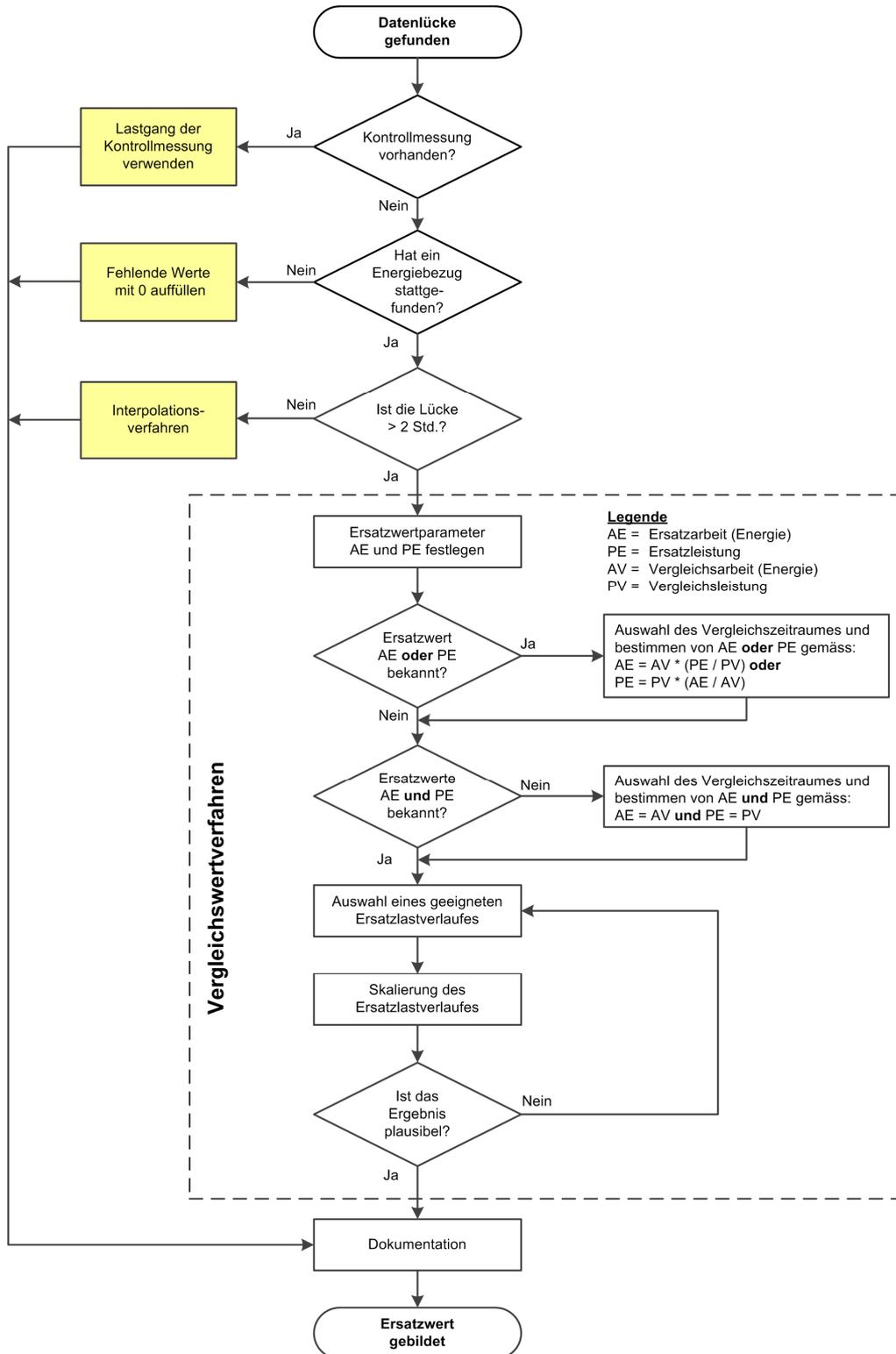


Abbildung 11: Flussdiagramm zur Bildung von Ersatzwerten für Lastgang



10.7 Anhang 7: Zählfeilsystem

Verbraucher-Zählfeilsystem

- (1) Das Verbraucher-Zählfeilsystem ist eine Konvention, die für alle Netzbetreiber international Gültigkeit hat, sowohl für Verbraucher als auch für Erzeugungsanlagen.
- (2) Die Energierichtung ist immer aus Sicht des Messpunktes (Netzknoten)

Abgabe: Energierichtung vom Netz zum Verbraucher / Kunde (Ausspeisung aus dem Netz)

Bezug: Energierichtung vom Erzeuger zum Netz (Einspeisung ins Netz)

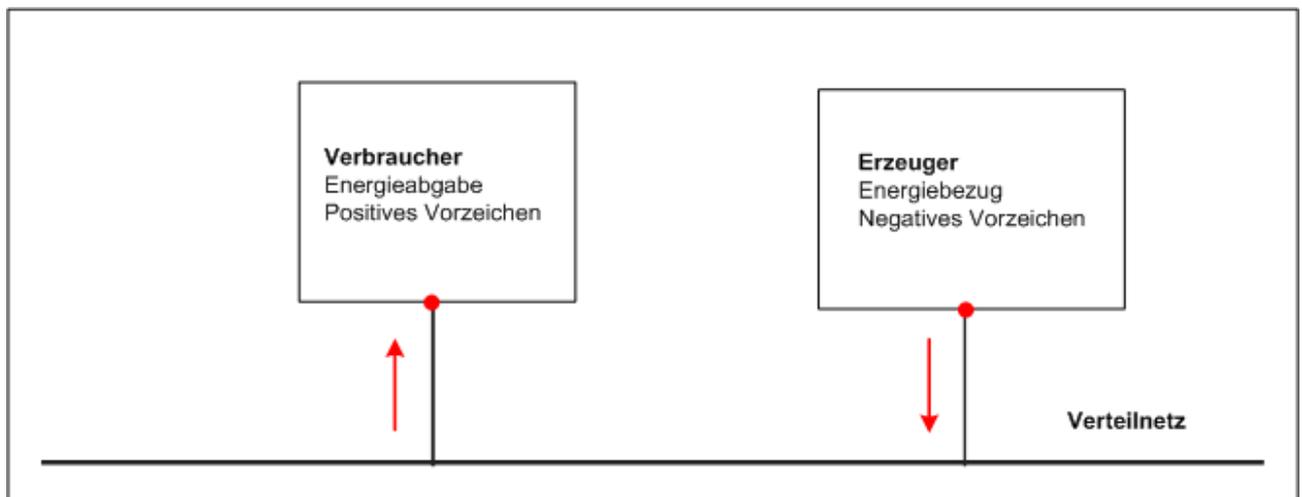


Abbildung 12: Sichtweise der Energierichtung

- (3) Diese Konvention ist konsequent einzuhalten und gilt sowohl für Verbraucher- als auch für Erzeugungsanlagen.
- (4) In den 4 Quadranten eines Kreises lassen sich alle Betriebszustände von Wirk- und Blindenergie darstellen. Diese Darstellung ist kompatibel mit der trigonometrischen Darstellung mittels des komplexen Zahlenbereichs.

10.8 Anhang 8: 4-Quadrantenmessung

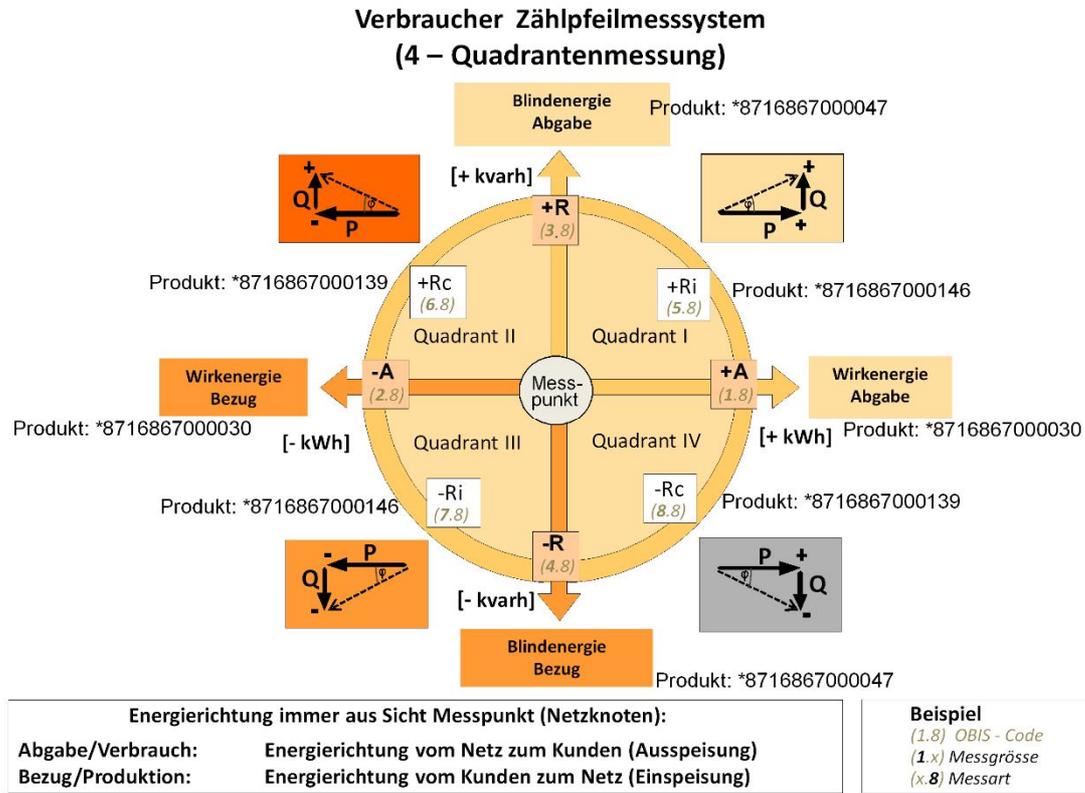


Abbildung 13: Zusammenhang Zählfeilsystem, 4-Quadrantenmessung und OBIS- und Produkt-Code

Definitionen zur Übermittlung:

- **Energierichtung vom Netz zum Kunden (Auspeisung / Abgabe/ Verbrauch).** Je nach Ausgestaltung des Messpunktes²⁰ 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 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 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.

²⁰ (MeteringPointType) Netzkuppelstelle, Erzeugungseinheit, Speicher oder Endverbraucher



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



10.9 Anhang 9: Berechnen der Netznutzung bei gemischten Anlagen

- (1) Zur Berechnung des Anteils der Netznutzung bei gemischten Anlagen, wie sie in Abbildung 6 dargestellt ist, kann beispielsweise folgende Berechnung herangezogen werden.

$$MP_{3 \text{ virtuell NE7}} = x * |MP_{1A}| + |MP_{2B}| - |MP_{2A}| - 1/x * |MP_{1B}|$$

$$MP_{3 \text{ virtuell NE5}} = 1/x * MP_{3 \text{ virtuell NE7}}$$

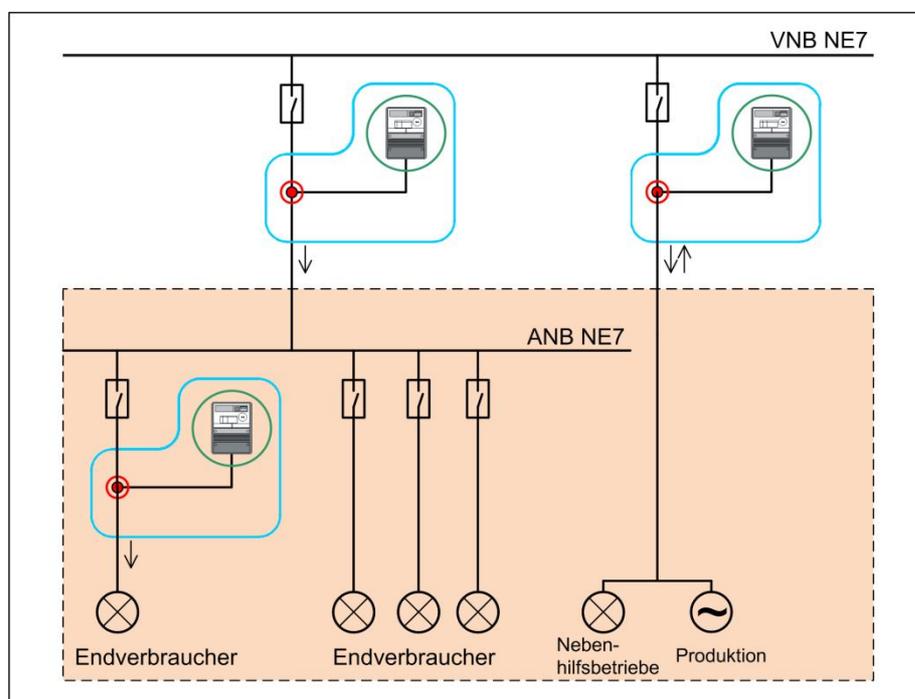
x = Korrekturfaktor der Trafoverluste z.B. 0.98 entspricht 2% Trafoverlust

- (2) Ob die Anlage auf NE5 oder NE7 verrechnet wird muss individuell vertraglich geregelt werden. Die Abkürzungen A bzw. B in der Formel beziehen sich auf Abgabe bzw. Bezug aus der Sicht Sammelschiene gemäss Anhang 4 des MC-CH.



10.10 Anhang 10: Messungen in Arealnetze

- (1) Die Messanordnungen der Abbildungen 13 und 14 sind die empfohlenen Messanordnungen für Arealnetze.
- (2) Bei bestehenden Arealnetzen (AN) kann aus wirtschaftlichen Gründen in Absprache mit dem VNB die messtechnische Konfiguration von Abbildung 15 oder 16 angewendet werden.
- (3) Sämtliche Messstellen sind mit Lastgangmessung ausgerüstet (Ausnahme: Produktionszähler in Abb. 13 und 14 bei Anlagen < 30kVA).



ANB: Arealnetzbetreiber

Abbildung 14: Arealnetz auf NE7 – Einspeisung und EEA mit Anschluss ins Verteilnetz (VN) des VNB

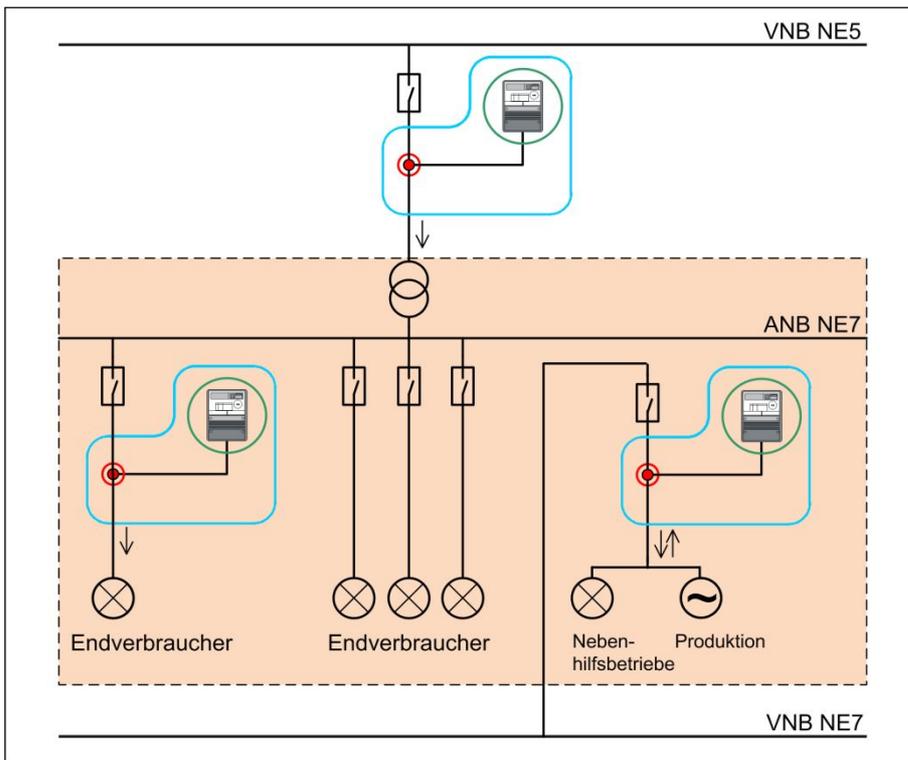


Abbildung 15: Arealnetz mit Einspeisung auf NE5 – Einspeisung und EEA mit Anschluss ins VN

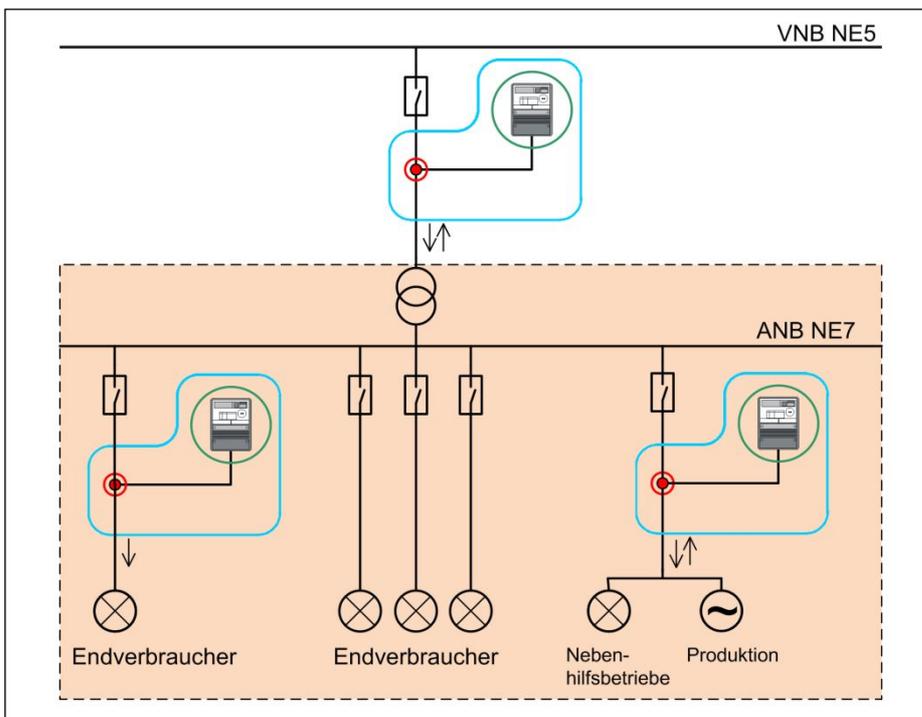


Abbildung 16: Arealnetz mit Einspeisung ab NE5 – Einspeisung und EEA mit Anschluss ins AN



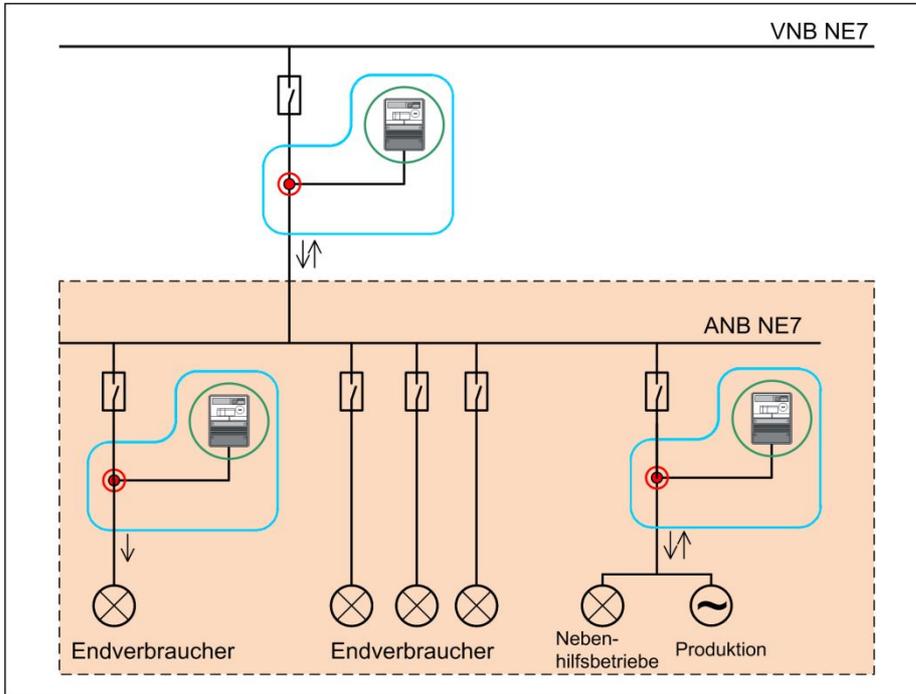


Abbildung 17: Arealnetz mit Einspeisung auf NE7 – Einspeisung und EEA mit Anschluss ins AN



10.11 Anhang 11: Handhabung nicht-lastganggemessene Energieerzeugungsanlagen

10.11.1 Einleitung

- (1) Der schweizerische Strommarkt ist seit 1. Januar 2009 in einem ersten Schritt liberalisiert. Alle Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100'000 kWh pro Verbrauchsstätte (gemäss StromVV) sowie alle Energieerzeugungsanlagen (EEA) können Ihren Lieferanten/Erzeuger frei wählen.
- (2) Gemäss der aktuellen Gesetzgebung müssen Endverbraucher mit mehr als 100'000 kWh/a und freiem Netzzugang und EEA mit iMG ausgerüstet werden.
- (3) Heute existieren viele nicht-lastganggemessene EEA ohne iMG, diese müssen in der BLS-EN eingerechnet werden, um die Netzkostenwälzung nicht zu verfälschen. In diesem Kapitel wird erläutert, wie die EEA mittels Einspeiseprofil in der BLS-EN berücksichtigt werden.

10.11.2 Grundsätze

- (1) Um der im Abschnitt 11.11.1. (3) beschriebenen Problematik entgegen zu wirken, ist die nachstehende Methode anzuwenden:
 - EEA werden mit iMG ausgerüstet und die Daten gemäss SDAT-CH bereitgestellt.
 - Für nicht-lastganggemessene EEA ist folgende Variante anzuwenden:

Aus mindestens einer, besser aber aus mehreren lastganggemessenen Anlagen werden Referenzlastgänge gebildet. Dabei werden gemessene Lastgänge von typ-ähnlichen EEA über das Verhältnis der Nennleistungen auf Referenzlastgänge umgerechnet. In erster Linie sind damit Photovoltaikanlagen angesprochen. Wenn es Sinn macht, können mit dieser Methode auch andere Produktionsarten abgerechnet werden

10.11.3 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.
- (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.



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

- (5) Der Verteilnetzbetreiber kann selber entscheiden, ob er pro Messpunkt ein ESP bilden will, oder ein über alle Anlagen aggregiertes ESP erstellt.
- (6) Um die Abwicklungsprozesse einfach zu halten, wird auf die Korrektur des ESP nach der Zählerable-
sung bewusst verzichtet. Erfahrungswerte von VNB's, die diese Methode heute schon anwenden zei-
gen, dass die Abweichungen im kleinen einstelligen % Bereich liegen.



10.11.4 Beispiel zur Bildung eines ESP

Nachzubildende Anlage	23 kVA	P_{Nenn} (ESP)
Referenzanlage	125 kVA	P_{Nenn} (RLG)
Umrechnungsfaktor	0.184	F

Datum	Zeit	RLG (125 kVA)	ESP (23 kVA)
		200.610	36.912
28.02.2014	00:15	0.000	0.000
28.02.2014	00:30	0.000	0.000
28.02.2014	00:45	0.000	0.000
28.02.2014	01:00	0.000	0.000
28.02.2014	01:15	0.000	0.000
28.02.2014	01:30	0.000	0.000
28.02.2014	01:45	0.000	0.000
28.02.2014	02:00	0.000	0.000
28.02.2014	02:15	0.000	0.000
28.02.2014	02:30	0.000	0.000
28.02.2014	02:45	0.000	0.000
28.02.2014	03:00	0.000	0.000
28.02.2014	03:15	0.000	0.000
28.02.2014	03:30	0.000	0.000
28.02.2014	03:45	0.000	0.000
28.02.2014	04:00	0.000	0.000
28.02.2014	04:15	0.000	0.000
28.02.2014	04:30	0.000	0.000
28.02.2014	04:45	0.000	0.000
28.02.2014	05:00	0.000	0.000
28.02.2014	05:15	0.000	0.000
28.02.2014	05:30	0.000	0.000
28.02.2014	05:45	0.000	0.000
28.02.2014	06:00	0.000	0.000
28.02.2014	06:15	0.000	0.000
28.02.2014	06:30	0.000	0.000
28.02.2014	06:45	0.000	0.000
28.02.2014	07:00	0.000	0.000
28.02.2014	07:15	0.000	0.000
28.02.2014	07:30	0.000	0.000
28.02.2014	07:45	0.000	0.000
28.02.2014	08:00	0.225	0.041
28.02.2014	08:15	0.750	0.138
28.02.2014	08:30	0.825	0.152
28.02.2014	08:45	1.500	0.276
28.02.2014	09:00	1.800	0.331
28.02.2014	09:15	1.650	0.304
28.02.2014	09:30	1.275	0.235
28.02.2014	09:45	4.200	0.773
28.02.2014	10:00	7.200	1.325
28.02.2014	10:15	7.725	1.421
28.02.2014	10:30	3.000	0.552
28.02.2014	10:45	2.475	0.455
28.02.2014	11:00	2.775	0.511
28.02.2014	11:15	8.850	1.628

