



MeteringCode 2006

Ausgabe 2008

Autoren:

Andreas Bolder	RheinEnergie AG
Marco Damm	Enso Strom Netz GmbH
Hans-Joachim Dorn	EnBW Vertriebs- und Service GmbH
Mike Elsner	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft – BDEW
Dr. Martin Kahmann	Physikalisch-Technische-Bundesanstalt
Karsten Klink	E.ON Netz GmbH
Georg Kranz	Thüga AG
Stefan Lindner	Stadtwerke Hannover AG
Torsten Lück	E.ON e.dis AG
Gerhard Radtke	RWE Rhein-Ruhr Netzservice GmbH
Cornel Rüede	swissgrid ag (Gast, Schweiz)
Rainer Schäfer	E.ON Mitte AG
Ralf Schaff	DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH
Jörg Schuster	Vattenfall Europe Hamburg AG
Holger Stöckel	envia Mitteldeutsche Energie AG
Torsten Weiher	Vattenfall Europe Transmission GmbH
Ansgar Wetzel	E.ON Bayern AG
Peter Zayer	VSE AG



Energie. Wasser. Leben.

© **BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32, 10117 Berlin

Tel. 030 / 300 199 0, Fax: 030 / 300 199 3900

info@bdew.de, www.bdew.de

Ausgabe: Mai 2008

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	6
1 Festlegungen	8
1.1 Zweck und Anwendungsbereich	8
1.2 Zählpunktbezeichnung	8
1.2.1 Realer Zählpunkt	9
1.2.1.1 Struktur der Zählpunktbezeichnung	9
1.2.2 Virtuelle Zählpunktbezeichnung.....	10
1.3 OBIS-Kennzahlen	11
1.4 Identifikation von Messeinrichtungen (Geräte-ID).....	11
1.5 Zeitbasis und Registrierperioden	12
1.6 Energieflussrichtungen	12
1.7 Auswahlkriterien für die Messeinrichtungen	12
2 Anforderungen an Messeinrichtungen	13
2.1 Technische Mindestanforderungen	13
2.2 Mess-, Steuer- und Tariffunktionen	14
2.3 Speichertiefe bei Lastgangerfassung.....	14
2.4 Errichtung von Messstellen	14
2.4.1 Niederspannung.....	14
2.4.2 Mittelspannung.....	14
2.4.3 Hoch- und Höchstspannung	15
2.4.4 Vergleichsmesseinrichtung	15
2.4.5 Untermessstellen	15
2.4.6 Unterspannungsseitige Messeinrichtung	16
2.4.7 Bereitstellung Telekommunikationsanschluss	17
2.5 Dokumentation	17
2.5.1 Informations- und Verwaltungspflichten Netz-/Messstellenbetreiber:	18
3 Messstellenbetrieb	19
3.1 Anschluss, Betrieb und Qualitätssicherung	19
3.2 Einhaltung der eichrechtlichen Bestimmungen	20
3.3 Ein-/Ausbau und Austausch von Messeinrichtungen	20
3.4 Überprüfung der Messeinrichtung.....	20
3.5 Zeitsynchronisation.....	20
3.6 Betrieb von Vergleichsmesseinrichtungen.....	21

4	Messwerterfassung, -aufbereitung und -weitergabe	22
4.1	Kennzeichnung der Messwerte.....	22
4.2	Ablesung und Datenweitergabe	23
4.2.1	Messstellen mit Arbeitszählern.....	23
4.2.2	Messstellen mit Lastgangzählern	24
4.3	Archivierung	25
4.4	Plausibilitätsprüfungen, Ersatzwertbildung.....	26
4.5	Überprüfung der bereitgestellten Abrechnungswerte	26
4.6	Weitergabe von Abrechnungswerten.....	26
4.7	Datensicherheit und Datenschutz.....	27
5	Informationsflussmodell für Abrechnungswerte.....	28
6	Entgeltregelung für Dienstleistungen des Messwesens	28
7	Begriffsbestimmungen	29
8	Referenzen	34
9	Anhang	37
Anlage 1	Definition des Zählpunktes	37
A1.1	Definition Zählpunkt – direkter Anschluss.....	37
A1.2	Definition Zählpunkt – Wandleranschluss	37
A1.3	Definition Zählpunkt – Vergleichsmesseinrichtung	38
A1.4	Definition Zählpunkt – Summenbildung	38
Anlage 2	Übersicht zur Zählpunktbildung.....	39
Anlage 3	Übersicht zur Verwendung von OBIS-Kennzahlen bei der Messwertweitergabe.....	40
Anlage 4	Definition der Energieflussrichtungen der Abrechnungs messeinrichtungen mit OBIS-Kennzahlen.....	42
Anlage 5	Ausführungen von Standard-Messstellen und ihre Ablesezyklen	43
Anlage 6	Informationsflussmodell für Abrechnungswerte.....	45

Anlage 7 Plausibilitätsprüfung und Datenaufbereitung	46
A7.1 Prüfroutinen	46
A7.1.1 Messeinrichtungen mit Arbeitszählern	46
A7.1.2 Messeinrichtungen mit Lastgangzählern	46
A7.1.2.1 Überprüfung Anzahl Registrierperioden je Tag	46
A7.1.2.2 Überprüfung auf fehlende Werte	46
A7.1.2.3 Überprüfung Messwert-Statusinformationen.....	46
A7.1.2.4 Überprüfung bei vorhandener Vergleichsmesseinrichtung.....	47
A7.2 Ergänzende Verfahren.....	47
Anlage 8 Ersatzwertbildung	48
A8.1 Messeinrichtungen mit Arbeitszählern.....	48
A8.2 Messeinrichtungen mit Lastgangzählern	48
A8.2.1 Ersatzwertbildung, wenn Vergleichsmesseinrichtung vorhanden.....	48
A8.2.2 Ersatzwertbildung, wenn keine Vergleichsmesseinrichtung vorhanden	48
A8.2.2.1 Interpolation für Lücken ≤ 2 Stunden bei Lastgängen	49
A8.2.2.2 Vergleichswertverfahren für Lücken > 2 Stunden bei Lastgängen.....	49
A8.2.2.3 Korrektur von Synchronisationsfehlern	50
A8.2.3 Flussdiagramm Ersatzwertbildung – Messeinrichtungen mit Lastgangzählern.....	51
Anlage 9 Besonderheiten bei EEG-Anlagen.....	52
A9.1 Einleitung.....	52
A9.2 Anforderungen an Messeinrichtungen	52
A9.3 Messwernerfassung, -aufbereitung und -weitergabe	53
A9.4 Anschluss von EEG-Anlagen an Drittnetze	53
A9.5 Messeinrichtungen zur Aufteilung der Einspeisevergütung	53

Vorwort

Dieses Dokument ersetzt die VDN-Richtlinie „MeteringCode 2006“, Ausgabe Juli 2006.

Der MeteringCode wurde in den letzten Jahren von den Marktpartnern als technische Mindestanforderung für das Messwesen akzeptiert und angewendet. Dabei hat sich gezeigt, dass historisch gewachsene Vorgehensweisen wegen des geänderten Rechtsrahmens anzupassen sind. Eine weitere Überarbeitung wird nach der für Mitte 2008 erwarteten vollständigen Liberalisierung des Messwesens erforderlich werden.

Es ist vorgesehen, den „MeteringCode 2006, Ausgabe 2008“ nach der Etablierung des VDE-Fachausschusses „Forum Netzbetreiber Netzbetrieb“ (FNN) formal in eine Technische Regel zu überführen.

Der MeteringCode 2006, Ausgabe 2008, beschreibt die Mindestanforderungen an den *Messstellenbetrieb* sowie an die *Messung* i. S. EnWG /1/ (*Ablesung*, Datenbereitstellung). Er ist Teil der Netzzugangs- und Netznutzungsregeln, die an den jeweiligen Fortschritt angepasst werden.

Mit der Weiterentwicklung dieser Richtlinie werden die Marktpartner beim Netzzugang unterstützt. Die Anforderungen an den *Messstellenbetrieb* werden unabhängig davon beschrieben, ob die Rolle *Messstellenbetreiber* noch vom *Netzbetreiber* oder durch einen vom Anschlussnehmer beauftragten Dritten wahrgenommen wird. Dadurch wird die korrekte Erfassung und Abrechnung elektrischer Energie an den *Messstellen* sichergestellt.

Die Richtlinie orientiert sich an den Erfordernissen einer ordnungsgemäßen Abrechnung der Netznutzung, der *Stromlieferung*, der Bilanzkreise, der Belastungsausgleiche nach EEG /4/ und KWKG 2002 /5/ sowie der Abgaben und Steuern. Weiterhin berücksichtigt die Richtlinie darüber hinausgehende Anforderungen an den *Messstellenbetrieb* sowie an die *Messung* i. S. EnWG /1/ zur Abwicklung und Umsetzung der zugehörigen Verträge, insbesondere Netznutzungs-, Netzanschluss- und Anschlussnutzungsvertrag sowie *Messstellenbetreiber*-rahmenvertrag.

Netzbetreiber, *Messstellenbetreiber* und *Netznutzer* können über die genannten Mindestanforderungen hinaus weitere Festlegungen vereinbaren.

Die im Text *kursiv* dargestellten Begriffe sind in Abschnitt 7 erklärt.

Hinsichtlich eichrechtlich relevanter Nomenklatur wurde bewusst die der geltenden Vorschriften verwendet. Ggf. erforderlich werdende Anpassungen durch die vorgesehene Novellierung des Eichrechts erfolgen nach dessen Inkrafttreten.

Nur durch die konsequente Einhaltung der Festlegungen im MeteringCode von allen beteiligten Marktpartnern sind ein ordnungsgemäßer Betrieb der *Messstellen* und ein korrekter, verlässlicher Datenaustausch im liberalisierten Strommarkt realisierbar.

Die PTB-Vollversammlung 2006 für das Eichwesen stimmte einer Aufnahme des MeteringCode 2006 in das PTB-Verzeichnis der Vorschriften und anerkannten Regeln der Technik nach der Eichordnung zu, sofern die das Eichrecht berührenden Regelungen explizit benannt werden. Zu nennen sind in diesem Sinne die Abschnitte: 1.3, 1.5, 2.1, 2.3, 2.5, 3.2, 3.4, 3.5, 4, 4.2, 4.2.1, 4.2.2, 4.3, 4.6, Anlage 8 und Anlage 9.

1 Festlegungen

1.1 Zweck und Anwendungsbereich

Diese Richtlinie ist Teil der Netzregeln für den Zugang zu den Übertragungs- und Verteilnetzen und steht im Kontext zum Energiewirtschaftsgesetz, den nachgeschalteten Verordnungen sowie zum DistributionCode /13/ und dem TransmissionCode /12/, der VDN-Richtlinie Datenaustausch und Mengenbilanzierung /14/, /15/, zur Leistungsbeschreibung für *Messung* und Abrechnung der Netznutzung /16/ in der jeweils aktuellen Fassung sowie zur Festlegung der Bundesnetzagentur zu einheitlichen Geschäftsprozessen und Datenformaten /37/.

Der *Netzbetreiber* ist durch seine Marktrolle verpflichtet, seine Leistungen diskriminierungsfrei und verursachergerecht entsprechend den gesetzlichen Anforderungen zu erbringen.

Nach § 21b Abs. 1 EnWG /1/ ist der *Netzbetreiber* für den Einbau, den Betrieb und die Wartung der *Messeinrichtungen* (*Messstellenbetrieb*) verantwortlich. Falls auf Wunsch des betroffenen Anschlussnehmers ein Dritter, der einen einwandfreien und den eichrechtlichen Vorschriften entsprechenden Betrieb gewährleisten kann, mit dem *Messstellenbetrieb* beauftragt ist, gelten die gleichen technischen Mindestanforderungen des *Netzbetreibers*. Dessen ungeachtet bleiben die *Messung* i. S. EnWG /1/ und die Energiemengenermittlung weiterhin Aufgaben des *Netzbetreibers*. Der *Netzbetreiber* gewährleistet, dass die von ihm erhobenen Daten nach den entsprechenden aktuellen Datenschutzrechtlichen Bestimmungen vertraulich verwaltet und nur Berechtigten zugänglich gemacht werden. Alle Aufgaben im Zusammenhang mit dem *Messstellenbetrieb* und der *Messung* i. S. EnWG /1/ müssen unter Beachtung der gesetzlichen Bestimmungen, insbesondere EnWG /1/ und Eichgesetz /7/ nach transparenten, objektiven und diskriminierungsfreien Kriterien zuverlässig durchgeführt werden.

Dabei sollen für die Einspeisung von Energie in das Netz eines *Netzbetreibers* – beispielsweise nach EEG /4/ und KWKG 2002 /5/ – grundsätzlich die gleichen technischen Regeln und Anforderungen gelten wie für die Entnahme von Energie. Die Besonderheiten bei EEG-Anlagen sind in dieser Richtlinie in Anlage 9 separat dargestellt.

1.2 Zählpunktbezeichnung

Die *Zählpunktbezeichnung* ist eine eindeutige Bezeichnung und soll sicherstellen, dass im Hinblick auf die Bereitstellung von Informationen über die an dem *Zählpunkt* ermittelte Energie auch bei einem Wechsel des Lieferanten Missverständnisse und fehlerhafte Zuordnungen der registrierten *Messwerte* vermieden werden.

Die *Zählpunktbezeichnung* muss den jeweiligen Marktpartnern bekannt sein und in allen abrechnungsrelevanten Unterlagen geführt werden.

Beispiele zur Definition des *Zählpunktes* sind in Anlage 1 und Anlage 2 aufgeführt.

Für nicht gemessene Pauschalanlagen sind wie bei gemessenen Anlagen *Zählpunktbezeichnungen* zu vergeben und die für diese Anlagen ermittelte Energiemenge ist zu kommunizieren. Dazu muss nicht für jede einzelne Anlage eine *Zählpunktbezeichnung* vergeben werden. Es können auch zusammengehörige Gruppen von Pauschalanlagen unter einer virtuellen *Zählpunktbezeichnung* zusammengefasst werden.

Um flexibel auf Gruppierungsanforderungen von Pauschalanlagen reagieren zu können, wird jedoch grundsätzlich die Vergabe einer *Zählpunktbezeichnung* je Übergabepunkt empfohlen.

1.2.1 Realer Zählpunkt

Für jeden realen *Zählpunkt* legt der *Netzbetreiber* in seinem Netzgebiet eine eindeutige, nicht temporäre, alphanumerische *Zählpunktbezeichnung* fest.

1.2.1.1 Struktur der Zählpunktbezeichnung

Land	Netzbetreiber (6 Stellen)	Postleitzahl (5 Stellen)	Zählpunktnummer (20 Stellen alphanumerisch)

Beispiel:

Land	Netzbetreiber (6 Stellen)	Postleitzahl (5 Stellen)	Zählpunktnummer (20 Stellen alphanumerisch)
D E	0 0 0 5 6 2	6 6 8 0 2	A O 6 G 5 6 M 1 1 S N 5 1 G 2 1 M 2 4 S

Land:	Internationale Länderkennung (Festlegung entspr. ISO): z. B. Deutschland DE Frankreich FR Schweiz CH Österreich AT Luxemburg LU
Netzbetreiber:	6-stellige Nummer des <i>Netzbetreibers</i> z. B. Vattenfall Europe Berlin 000080 Stadtwerke Duisburg 000154 VSE 000562 Die Vergabe der <i>Netzbetreibernummer</i> erfolgt durch den BDEW. Die <i>Netzbetreibernummer</i> ist rechtsbündig einzutragen und nach links mit Nullen aufzufüllen.
Postleitzahl:	5-stellige Postleitzahl des Ortes, in dem die <i>Messstelle</i> liegt. Sofern bei <i>Zählpunkten</i> eine postalische Zuordnung nicht möglich ist, kann für die Festlegung der Postleitzahl der Unternehmenssitz des <i>Netzbetreibers</i> verwendet werden.

Zählpunktnummer:	20-stellige eindeutige Kennung des <i>Zählpunktes</i> . Der örtliche <i>Netzbetreiber</i> stellt sicher, dass die Bezeichnung in seinem Netzgebiet eindeutig und nicht temporär ist (z. B. Anlagennummer, geografische Koordinaten). Die <i>Zählpunktnummer</i> muss 20-stellig sein.
-------------------------	--

Hinweise:

- Für die Darstellung der 20-stelligen *Zählpunktnummer* werden aus dem Zeichensatz „ISO 8859-1 (Westeuropa)“ vollständig ausschließlich die Großbuchstaben A-Z sowie die Ziffern 0-9 verwendet.
- Die vollständige *Zählpunktbezeichnung*, d. h. alle 33 Stellen, ist als eine Einheit anzusehen. Nach erstmaliger Vergabe darf diese Bezeichnung nicht mehr verändert werden. Dies gilt auch für den Fall der späteren Änderung des *Netzbetreibers* (Fusion/Entflechtung) und der Änderung der Postleitzahl. Es wird daher empfohlen, in den Datenverarbeitungssystemen immer die vollständige *Zählpunktbezeichnung* abzulegen und zu verwenden.
- Es wird empfohlen, die vollständige reale *Zählpunktbezeichnung* am Zählerplatz vor Ort anzubringen.
- Für den Datenaustausch ist immer die vollständige *Zählpunktbezeichnung* (33 Stellen) zu verwenden.
- Bei *Vergleichsmesseinrichtungen* ist jeweils eine separate *Zählpunktbezeichnung* zu vergeben.
- Zur eindeutigen Identifikation einer *Messwertinformation* sind neben der *Zählpunktbezeichnung* weitere Informationen, wie z. B. *OBIS*-Kennzahlen und Statusinformationen, erforderlich (siehe dazu Abschnitt 1.3, 4.2 und 4.6).

1.2.2 Virtuelle Zählpunktbezeichnung

- Arithmetisch gebildete *Messwerte* und Zeitreihen aus mehreren realen *Zählpunkten* (z. B. Aggregation, Differenzbildung und Mengenbilanzierung) in *Zusatzeinrichtungen* oder nachgeschalteten IT-Systemen (z. B. EDM-Systeme) werden mit eindeutigen virtuellen *Zählpunktbezeichnungen* versehen. Insbesondere bei der Abwicklung von EEG-/KWKG-Lieferungen kann zusätzlich zu den realen *Zählpunktbezeichnungen* die Vergabe von virtuellen *Zählpunktbezeichnungen* erforderlich sein, um die korrekte Mengenzuordnung zu unterschiedlichen Bilanzkreisen und automatische Abwicklung des Lieferantenwechsels zu gewährleisten.
- Virtuelle *Zählpunktbezeichnungen* werden grundsätzlich vom *Netzbetreiber* vorgegeben. Die Struktur der virtuellen *Zählpunktbezeichnung* ist dabei identisch mit der eines realen *Zählpunktes*.

- Falls ausnahmsweise eine virtuelle *Zählpunktbezeichnung* nicht vom *Netzbetreiber* sondern von einem anderen Marktpartner (z. B. Lieferant) festgelegt wird, kann eine alternative Bildungsregel verwendet werden.
- Diese alternative virtuelle *Zählpunktbezeichnung* setzt sich dann aus der 13-stelligen ILN-Nummer (Internationale Lokationsnummer, siehe www.ean.de) oder einer entsprechenden 13-stelligen BDEW-Codenummer des die *Zählpunktbezeichnung* vergebenden Unternehmens sowie der 20-stelligen frei vergebaren *Zählpunktnummer* zusammen:

ILN oder BDEW-Codenummer des vergebenden Unternehmens (13 Stellen)	<i>Zählpunktnummer</i> (20 Stellen alphanumerisch)

Beispiel:

ILN oder BDEW-Codenummer des vergebenden Unternehmens (13 Stellen)	<i>Zählpunktnummer</i> (20 Stellen alphanumerisch)
4 0 2 3 4 5 6 7 8 9 0 1 1	E 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 2 3 6 7 8 2 6

Die sonstigen Bildungsregeln bleiben unverändert.

1.3 OBIS-Kennzahlen

Zur eindeutigen Identifikation der *Messwerte* (Wirk-, Blindarbeit, Energierichtungen, usw.) ist das Object Identification System (OBIS /24/) zu verwenden. Im Datenaustausch gelten dabei die Festlegungen der Anlage 3. Entsprechen die OBIS-Kennzahlen am Gerät nicht den OBIS-Kennzahlen gemäß Anlage 3, passt der *Netzbetreiber* die OBIS-Kennzahl für die Marktkommunikation an, z. B. bei komplexen *Messstellen* mit Geberzählern und Zusatzeinrichtungen oder getrennten Wirk- und Blindarbeitszählern.

1.4 Identifikation von Messeinrichtungen (Geräte-ID)

Grundsätzlich hat der *Messstellenbetreiber* eindeutige Identifikationen seiner *Messeinrichtungen* zu gewährleisten (max. 18 Stellen) und sichtbar anzubringen.

1.5 Zeitbasis und Registrierperioden

Für alle *Messstellen* ist die gesetzliche Zeit anzuwenden /9/, /10/, /25/. Die *Registrierperiode* bei *Lastgangzählern* und *Zusatzeinrichtungen* beträgt einheitlich 15 Minuten.

Die *Registrierperiode* beginnt zeitsynchron bei jeder *Messstelle*, ausgehend von der vollen Stunde, d. h. die erste *Registrierperiode* eines Tages wird mit dem Zeitstempel 00:15:00 (hh:mm:ss), die letzte mit 00:00:00 (hh:mm:ss) gekennzeichnet.

1.6 Energieflussrichtungen

Der *Netzbetreiber* kennzeichnet die Übertragungsrichtung des Energieflusses vom *Netzbetreiber* zum *Netznutzer* (vom vorgelagerten zum nachgelagerten Netz) als positiv d. h. nach *OBIS* (ab Wertegruppe C) mit 1.*.* bzw. 3.*.* und die Übertragungsrichtung des Energieflusses vom *Netznutzer* zum *Netzbetreiber* (vom nachgelagerten zum vorgelagerten Netz) als negativ d. h. nach *OBIS* (ab Wertegruppe C) mit 2.*.* bzw. 4.*.*. Dies gilt auch für virtuelle *Zählpunktbezeichnungen* und *Vergleichsmesseinrichtungen*, soweit bilateral nichts anderes vereinbart wurde.

Der *Netzbetreiber*, bei dem sich die *Messstelle* befindet, definiert die Energieflussrichtung (*OBIS*-Kennzahl) für die *Abrechnungsmesseinrichtung*.

Zur Kennzeichnung der Energieflussrichtungen siehe Anlage 4 sowie /17/.

1.7 Auswahlkriterien für die Messeinrichtungen

Gemäß § 12 Abs. 1 StromNZV /3/ werden grundsätzlich bei Kunden ab einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh zur Erfassung der elektrischen Arbeit *Lastgangzähler* oder *Zusatzeinrichtungen* mit einer Erfassung von *Lastgängen* für Wirk- und Blindenergie, und grundsätzlich bei Kunden bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh *Arbeitszähler* eingesetzt.

Der *Netzbetreiber* legt unter Berücksichtigung der vertraglichen und gesetzlichen Regelungen die Mindestanforderungen an die *Messeinrichtungen* fest.

Gemäß § 19 Abs. 1 StromNZV /3/ bestimmt der *Messstellenbetreiber* Art, Zahl und Größe von Mess- und Steuereinrichtungen.

2 Anforderungen an Messeinrichtungen

Der *Netzbetreiber* legt unter Berücksichtigung der gesetzlichen Regelungen (z. B. § 21b Abs. 2 EnWG /1/, Eichgesetz /7/) die technischen Mindestanforderungen der *Messeinrichtungen* fest. Diese Mindestanforderungen müssen für das Netzgebiet einheitlich, sachlich gerechtfertigt und diskriminierungsfrei sein.

2.1 Technische Mindestanforderungen

Die technischen Mindestanforderungen an die verwendeten *Zähler*, *Zusatzeinrichtungen*, *Spannungs-* und *Stromwandler*, *Kommunikations-* und *Steuereinrichtungen* gelten für die Ausstattung von neuen *Messstellen*. Bei Anlagenänderungen bzw. dem Austausch von Geräten an *Messstellen* bestehender Anlagen werden die Mindestanforderungen ebenfalls zur Anwendung empfohlen.

Die Mindestanforderungen dienen der Gewährleistung einer einwandfreien *Messung* i. S. EnWG /1/. Die Dimensionierung und Auswahl von *Messwandlern* in Mittelspannung und höher sind mit dem *Netzbetreiber* zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebes abzustimmen.

Neben den in Anlage 5 dargestellten Mindestanforderungen an die Genauigkeitsklasse, die zu erfassende Energielassrichtung, den Datenumfang und die Häufigkeit der Datenerfassung sind weitere Mindestanforderungen einzuhalten:

- Es gelten die deutschen eichrechtlichen Bestimmungen.
- *Lastgangzähler* sind mit einem Mindestfunktionsumfang nach VDN-Lastenheft /17/ einzusetzen. Zukünftige Entwicklungen werden in den relevanten Dokumenten bei den Überarbeitungen berücksichtigt.
- Die Befestigungsmöglichkeiten der *Messeinrichtungen* müssen denen der geltenden Technischen Anschlussbedingungen des jeweiligen *Netzbetreibers* entsprechen.
- Bei *Direktmesseinrichtungen* bis 63 A beträgt der Nennstrom des *Zählers* höchstens 10 A, darüber höchstens 20 A.
- Bei *Messwandlern* entsprechen die Ausführungen und die Leistungsstufen den jeweils geltenden Normen. Die Dimensionierung der *Messwandler* ist dem Entnahme-/Einspeiseverhalten des *Anschlussnutzers* in Absprache mit dem *Netzbetreiber* anzupassen.
- Die netztechnischen Anforderungen des *Netzbetreibers* (z. B. Kurzschlussfestigkeit von *Messwandlern*) sind einzuhalten.
- Die für die Datenfernübertragung einzusetzenden *Kommunikationseinrichtungen* und Datenprotokolle müssen zur ZFA-Leitstelle des *Netzbetreibers* kompatibel sein und sind mit dem *Netzbetreiber* abzustimmen.

2.2 Mess-, Steuer- und Tariffunktionen

Die erforderlichen Mess-, Steuer- und Tariffunktionen werden im Rahmen des *Messstellenbetriebs* umgesetzt. Bedarfsweise sind diese Funktionen und deren Ausführung mit dem *Netzbetreiber* abzustimmen. Der Funktionsumfang für standardisierte Ausführungen von *Messstellen* sowie die üblichen Ablesezyklen können mit Hilfe der Anlage 5 bestimmt werden.

2.3 Speichertiefe bei Lastgangerfassung

Abrechnungsrelevante *Messwerte* und andere eichrechtlich relevante Daten müssen mindestens 60 Tage im eichpflichtigen Speicher des *Lastgangzählers* oder der *Zusatzeinrichtung* vorgehalten werden.

2.4 Errichtung von Messstellen

Bereits in der Planungsphase eines neuen Netzanschlusses muss eine rechtzeitige Abstimmung des Anschlussnehmers mit dem *Netzbetreiber* bzw. *Messstellenbetreiber* erfolgen.

Der *Netzbetreiber* bestimmt den Anbringungsort von Mess- und *Steuereinrichtungen*. Bei der Wahl des Aufstellungsorts ist die Möglichkeit einer *Fernablesung* der Messdaten zu berücksichtigen /38/. Der *Netzbetreiber* hat den Anschlussnehmer anzuhören und dessen berechnete Interessen zu wahren.

2.4.1 Niederspannung

Bei der Errichtung von *Messstellen* im Niederspannungsnetz gilt die Richtlinie des VDN „Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz“ (TAB 2007) /18/ sowie die Ergänzungen des jeweiligen *Netzbetreibers*.

Weitere Regelungen:

- „Anschlusschränke im Freien“ /19/;
- „Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ /20/.

2.4.2 Mittelspannung

Bei der Errichtung von Messstellen im Mittelspannungsnetz gilt die BDEW-Richtlinie „Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz“ (TAB Mittelspannung 2008) /21/ und die Ergänzungen des jeweiligen *Netzbetreibers*.

Weitere Regelungen:

- „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ /22/;
- „Anforderungen an Abrechnungswandler für gasisolierte metallgekapselte Mittelspannungsanlagen bis 36 kV“ /23/.

2.4.3 Hoch- und Höchstspannung

Die *Messstelle* besteht grundsätzlich aus einer Abrechnungs- und einer Vergleichsmesseinrichtung. Für die Auswahl und den Einsatz von *Messwandlern*, *Zählern* und *Zusatzeinrichtungen* für die Abrechnungsmesseinrichtung ist der *Netzbetreiber* bzw. *Messstellenbetreiber* zuständig.

An die technische Ausführung von *Messstellen* werden folgende Mindestanforderungen gestellt:

- Die Abrechnungsmesseinrichtung ist durch eine geeignete Anzahl von *Stromwandlerkernen* und *Spannungswandlerwicklungen* oder separate *Wandlersätze* von der Vergleichsmesseinrichtung sowie anderen Mess- und Schutzeinrichtungen zu trennen.
- Empfehlung: Dem *Netzbetreiber* ist durch geeignete Maßnahmen der lesende Zugriff auf die Abrechnungs-/Vergleichsmesseinrichtung zu gestatten. Dem Netzkunden sind durch geeignete Maßnahmen die *Messwerte* bei Bedarf bereitzustellen. Dies kann ggf. auch durch einen lesenden Zugriff auf die *Messeinrichtungen* erfolgen.

2.4.4 Vergleichsmesseinrichtung

Aufbau und Umfang von Vergleichsmesseinrichtungen sind zwischen den Vertragspartnern abzustimmen. Die Abrechnungs- und Vergleichsmesseinrichtung sind technisch gleichwertig auszuführen.

Zähler von Abrechnungsmesseinrichtungen und *Zähler* von Vergleichsmesseinrichtungen werden verschiedenen *Zählpunktbezeichnungen* zugeordnet (siehe Anlage 1 und Anlage 2).

2.4.5 Untermessstellen

Grundsätzlich sind *Untermessstellen* zu vermeiden bzw. aufzulösen und gehören im liberalisierten Energiemarkt nicht zum Standard.

Bei noch bestehenden *Untermessstellen* sind diese so auszuführen, dass der Funktionsumfang dem der *Abrechnungsmesseinrichtung* entspricht. Dies bedeutet, dass die *Untermessstelle* als *Messeinrichtung* mit *Lastgangzähler* auszuführen ist, wenn die *Abrechnungsmesseinrichtung* mit *Lastgangzähler* ausgeführt ist. Falls der Einbau einer *Messeinrichtung* mit *Lastgangzähler* wirtschaftlich nicht vertretbar ist, sind zwischen den beteiligten Parteien die *Ablesung*, *Bilanzierung* und *Abrechnung* separat zu regeln.

2.4.6 Unterspannungsseitige Messeinrichtung

Netzanschluss und *Messstelle* können unterschiedlichen Spannungsebenen zugeordnet sein (z. B. unterspannungsseitige *Messeinrichtung* und überspannungsseitiger Netzanschluss).

Derzeit werden im Markt zwei unterschiedliche Verfahren angewendet (siehe „Datenaustausch und Mengenbilanzierung (DuM) Kapitel 5“ /15/):

Variante 1: Berücksichtigung der Trafoverluste im Rahmen der Netznutzung.

In diesem Fall werden nur die *Messwerte* des realen (unterspannungsseitigen) *Zählpunkts* übermittelt.

Variante 2: Umrechnung der Messwerte auf die Überspannungsseite.

In diesem Fall werden die *Messwerte* des *Zählers* (nur Wirkenergie) über den Verlustfaktor auf die Überspannungsseite umgerechnet:

- Aufschlag bei Wirkenergie*bezug* (aus Sicht Unterspannungsseite);
- Abschlag bei Wirkenergie*lieferung* (aus Sicht Unterspannungsseite).

Die Ergebnisse werden einer virtuellen *Zählpunktbezeichnung* zugeordnet. In der Marktkommunikation werden ober- und unterspannungsseitige *Messwerte* weitergegeben. Die überspannungsseitigen *Messwerte* sind Basis für die Netznutzungsabrechnung und Energiemengenbilanzierung. Die Statusinformationen dieser *Messwerte* entsprechen denen der unterspannungsseitigen *Messwerte*.

Der Verlustfaktor berücksichtigt die Verluste des Transformators und ist zwischen *Netzbetreiber* und *Netznutzer* sowie zwischen Lieferant und Kunde vertraglich zu vereinbaren.

2.4.7 Bereitstellung Telekommunikationsanschluss

Für die tagesaktuelle Abfrage von *Messwerten* aus *Messeinrichtungen* mit *Lastgangzähler* ist eine *ZFA* notwendig. Gemäß § 19 Abs. 1, Satz 1 der StromNZV /3/ hat der *Messstellenbetreiber* dafür Sorge zu tragen, dass eine einwandfreie *Messung* der Elektrizität sowie die Datenübertragung gewährleistet ist.

Falls der *Anschlussnutzer* in Abstimmung mit dem *Messstellenbetreiber* dauerhaft und kostenfrei einen geeigneten Telekommunikationsanschluss und bei Bedarf einen Hilfsspannungsanschluss in unmittelbarer Nähe der *Messstelle* zur Verfügung stellt, ist dies im Entgelt für „Messung und Abrechnung der Netznutzung“ entsprechend zu berücksichtigen.

In begründeten Einzelfällen ist eine *Fernablesung* wirtschaftlich und rechtlich nicht umsetzbar. In diesen Fällen liest der *Netzbetreiber* den *Zähler* monatlich vor Ort ab. Die entstehenden Mehraufwendungen werden dem *Netznutzer* in Rechnung gestellt. Der Lieferant wird mit der Anmeldebestätigung der Lieferstelle darüber informiert.

2.5 Dokumentation

Es ist Aufgabe des *Netzbetreibers*, alle *Messstellen* des Netzes in geeigneter Form, im Umfang entsprechend der gesetzlichen Anforderungen und der Marktregeln /13/, /15/ sowie /37/ zu dokumentieren. Durch die Dokumentation macht der *Netzbetreiber* gegenüber dem *Netznutzer* transparent, welche *Messeinrichtungen* für die Abrechnungsvorgänge verwendet werden. Dies ist erforderlich, damit *Netznutzer*, die die bereitgestellten Daten für Abrechnungszwecke weiterverwenden, sich ggf. über die für sie in den Gerätezulassungen erteilten Auflagen informieren können und der Kunde ausreichend Informationen bekommt, dass er in der Lage ist, seine Rechnung zu kontrollieren.

Grundsätzlich ist entsprechend § 21b Abs. 1 EnWG /1/ der *Netzbetreiber* für den *Messstellenbetrieb* und für eine ordnungsgemäße Dokumentation der *Messstelle* verantwortlich. Sofern im Rahmen der gesetzlichen Möglichkeiten (§ 21b Abs. 2 EnWG /1/) ein fachkundiger Dritter mit dem *Messstellenbetrieb* beauftragt wurde, so ist dieser neben dem *Netzbetreiber* für eine ordnungsgemäße Dokumentation der *Messstelle* verantwortlich.

Der *Messstellenbetreiber* stellt sicher, dass alle durch ihn veranlassten Änderungen an der *Messstelle* an den *Netzbetreiber* unverzüglich gemeldet werden (z. B. *Zählertausch* mit neuer Zählernummer, Ausbau- und Einbauzählerstand oder Änderung des Wandlerfaktors).

2.5.1 Informations- und Verwaltungspflichten Netz-/Messstellenbetreiber:

	Information			
	Vorgabe	Verwaltung		Weitergabe ¹
Zählpunkt/Zählpunktbezeichnung	NB	NB	MSB	NB
Anschrift und Lokation des <i>Zählpunktes</i>	NB	NB	MSB	NB
Netzebene	NB	NB		NB
Messebene	NB	NB	MSB	NB
Zulassungszeichen	MSB		MSB	MSB
Stammdaten MSB (ID, Name, Straße, Ort, Telefon, Fax, E-Mail, Ansprechpartner)	MSB	NB		NB
Art der <i>Messeinrichtung</i> (Arbeits- oder <i>Lastgangzähler</i>)	NB	NB	MSB	NB
Art und Identifikation der <i>Kommunikations-einrichtung</i> (Telefonnummer, PSTN, GSM, PLC, sonstige)	NB	NB	MSB	NB
Art und Anzahl Zählwerke mit <i>OBIS</i> -Kennzahl (Vor-/Nachkommastellen und Einheit)	NB	NB	MSB	NB
<i>Messwerte</i> mit <i>OBIS</i> -Kennzahl für <i>Messung</i> i. S. EnWG /1/	NB	NB		NB
<i>Messwerte</i> mit <i>OBIS</i> -Kennzahl für <i>Messstellenbetrieb</i>	MSB	NB	MSB	NB
Art der Tarifsteuerung und Schaltzeiten, ggf. Schaltbefehle)	NB	NB	MSB	NB
Wandlerdaten Strom und Spannung (Übersetzungsverhältnis, Wandlerfaktor)	MSB	NB	MSB	NB
Gerätedaten (Gerätenummer, Hersteller, Bauform, Passwort)	MSB	NB	MSB	MSB
Eichgültigkeitsdaten	MSB		MSB	MSB
Bedienungsanleitung des <i>Zählers</i> , Sollmerkmalsliste, Musterdatensatz	MSB		MSB	MSB
Zugangshinweise ²	NB, MSB	NB	MSB	
Art der <i>Ablesung</i> (<i>ZFA</i> , manuell)	NB	NB		NB
Sollablesetermin	NB	NB		NB
Vertragssituation/-laufzeit mit MSB	NB	NB	MSB	NB
Vertragssituation/-laufzeit mit Lieferant	NB	NB		NB

Hinweis: Im Falle eines dritten *Messstellenbetreibers* sind die gegenseitigen Informationspflichten zwischen *Netzbetreiber* und *Messstellenbetreiber* im abzuschließenden *Messstellenbetreiberrahmenvertrag* im Detail festzulegen.

¹ Weitergabe an berechtigte Dritte (i. d. R. Netznutzer, Anschlussnehmer, Händler, Kunde); hier ist nicht der Informationsaustausch zwischen NB und MSB gemeint, dies regelt der MSBV.

² Zugangshinweise können sich durch den *Messstellenbetrieb* und durch die *Ablesung* ergeben.

3 Messstellenbetrieb

Nach § 21b Abs. 1 EnWG /1/ ist der *Netzbetreiber* für den *Messstellenbetrieb* verantwortlich. Auf Wunsch des betroffenen Anschlussnehmers kann ein Dritter, der einen einwandfreien und den eichrechtlichen Vorschriften entsprechenden Betrieb gewährleisten kann, mit dem *Messstellenbetrieb* beauftragt werden. Für den *Messstellenbetrieb* gelten die gesetzlichen Anforderungen sowie die technischen Mindestanforderungen des *Netzbetreibers*.

3.1 Anschluss, Betrieb und Qualitätssicherung

Der *Messstellenbetreiber* ist für den bestimmungsgemäß richtigen Anschluss und Betrieb aller zur *Messstelle* gehörenden Geräte und Einrichtungen verantwortlich. Das betrifft die Richtigkeit des Anschlusses und die ordnungsgemäße Inbetriebnahme der Geräte an das Netz wie auch der Geräte untereinander. Bei der Zusammenschaltung von Wandlern, *Zählern* und *Zusatzeinrichtungen*, die von eichrechtlichen Regelungen betroffen sind („eichpflichtige Geräte“), gilt:

Der *Messstellenbetreiber* gewährleistet durch geeignete Maßnahmen, dass

- während des *Messstellenbetriebs* Messergebnisse nicht durch Veränderungen in der Zusammenschaltung der eichpflichtigen Geräte verfälscht werden, oder aber
- Verfälschungen und Verfälschungsversuche beweisbar sind.

Dazu sichert dieser die Verbindungen der Geräte netzseitig und untereinander mit Plomben oder entsprechenden Siegeln. Die Sicherung muss derart ausgeführt werden, dass Manipulationsversuche erkennbar sind. Der Datenzugriff auf den *Zähler* bzw. die *Zusatzeinrichtung* ist zum einen durch den Einsatz und Auswahl der Gerätetechnologie sicherzustellen und zum anderen durch softwaretechnische Maßnahmen zu realisieren. (z. B. durch Passwort).

Zur Vermeidung von Störungen und Ausfällen der *Messeinrichtung* haben die für die *Messstelle* Verantwortlichen geeignete Maßnahmen (z. B. Qualitätsüberwachung und -sicherung) zu ergreifen. Werden Abweichungen von den gesetzlichen und/oder betrieblichen Anforderungen des *Netzbetreibers* festgestellt, so sind diese durch den *Messstellenbetreiber* umgehend zu beheben und in geeigneter Form zu dokumentieren. Der *Netzbetreiber* ist unverzüglich darüber zu informieren.

Stellt der *Netzbetreiber* Störungen und Ausfälle an den *Messeinrichtungen* oder Unplausibilitäten von *Messwerten* fest, so hat er unverzüglich den *Messstellenbetreiber* zu informieren.

3.2 Einhaltung der eichrechtlichen Bestimmungen

Die Einhaltung der eichrechtlichen Bestimmungen (z. B. Eichgesetz /7/, Eichordnung /8/, PTB-Anforderungen, Zulassungsaufgaben) für die Bereithaltung, die Verwendung und den Betrieb von *Messeinrichtungen* ist durch den *Messstellenbetreiber* zu gewährleisten, soweit die Regelungen sich nicht an den *Netzbetreiber* oder die *Netznutzer* als *Messwertverwender* richten. Zur Unterstützung bei der Ausübung dieser Verpflichtung kann der *Messstellenbetreiber* mit einer „Staatlich anerkannte Prüfstelle für *Messgeräte* für Elektrizität“ zusammenarbeiten.

3.3 Ein-/Ausbau und Austausch von Messeinrichtungen

Über den Ein-/Ausbau und Austausch von *Messeinrichtungen*, wird der *Messstellenbetreiber* den *Netzbetreiber* rechtzeitig in der im *Messstellenbetreiberrahmenvertrag* festgelegten Form sowie den *Anschlussnutzer* in geeigneter Form informieren.

3.4 Überprüfung der Messeinrichtung

Gemäß § 32 Eichordnung /8/ und § 20 Abs. 1 StromNZV /3/ kann von jedem, der ein begründetes und berechtigtes Interesse an der Messrichtigkeit der eichpflichtigen *Messeinrichtung* darlegt (z. B. Kunde, *Netzbetreiber*, *Lieferant*), eine Nachprüfung bei der zuständigen Eichbehörde oder einer „Staatlich anerkannten Prüfstelle“ beantragt werden.

3.5 Zeitsynchronisation

Die gesetzliche Zeit wird von der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt dargestellt, mittels des Langwellensenders DCF77 verbreitet und ist anzuwenden.

Die verwendeten *Messeinrichtungen* müssen bei einer zeitbezogenen Aufzeichnung der *Messwerte* (z. B. *Lastgangzähler*) den gesetzlichen Auflagen und Anforderungen /26/ genügen. Die Synchronisation bei *Lastgangzählern* /17/ kann z. B. durch eine sendergeführte Uhr oder beim Abruf der Daten über eine DCF77-synchronisierte Zeitbasis in der *ZFA-Leitstelle* erfolgen.

In der Regel wird die Synchronisation zur gesetzlichen Zeit in der *Messstelle* mit der *Fernablesung* durch den *Netzbetreiber* durchgeführt. Verfahren sowie Benutzerrechte sind zwischen *Messstellenbetreiber* und *Netzbetreiber* abzustimmen. Falls eine Synchronisation vor Ort vereinbart wird, ist diese durch den *Messstellenbetreiber* verantwortlich durchzuführen.

3.6 Betrieb von Vergleichsmesseinrichtungen

Ist der Einsatz von *Vergleichsmesseinrichtungen* vereinbart, muss dem *Netzbetreiber* der Zugriff auf alle *Messwerte* ermöglicht werden.

Für eine eventuelle vertragliche Regelung der maximal zulässigen Abweichung zwischen der Abrechnungs- und der *Vergleichsmesseinrichtung* wird folgendes empfohlen: „Weichen die gemessenen Monatsenergiemengen der *Abrechnungsmesseinrichtung* gegenüber der *Vergleichsmesseinrichtung* um mehr als das Doppelte der Genauigkeitsklasse der *Zähler* voneinander ab, ist eine Überprüfung der *Messeinrichtungen* vorzunehmen“.

4 Messwerterfassung, -aufbereitung und -weitergabe

Die anzuwendenden organisatorischen und technischen Verfahren für die *Messung* i. S. EnWG /1/ werden vom *Netzbetreiber* festgelegt. Die *Messwerte* und deren *Zusatzdaten* sind gegen Übertragungsfehler und Verfälschungen zu sichern.

Der *Netzbetreiber* übermittelt den Berechtigten die *Messwerte* als *Primärwerte* mittels EDIFACT-Nachrichtentyp *MSCONS* /28/. Art, Umfang und Zeitpunkt der *Messwertweitergabe* werden zwischen dem *Netzbetreiber* und dem *Netznutzer* unter Beachtung der Marktregeln /13/ /15/ und /37/ vertraglich vereinbart.

Werden von einem Marktpartner die *Messwerte* und deren *Zusatzdaten* so weiterverarbeitet, dass dies eine Bildung neuer *Messwerte* im Sinne des Eichrechts /7/, /8/, /26/ darstellt (z. B. Tarifierung und Summierung von *Lastgängen*), liegt die Verantwortung dafür – insbesondere der Nachweis über die einfache Nachvollziehbarkeit – alleine bei dem jeweiligen Marktpartner.

4.1 Kennzeichnung der Messwerte

Insbesondere für die Datenweitergabe sind die *Messwerte* mit *OBIS*-Kennzahlen vollständig und damit eindeutig zu beschreiben. Jeder Wert ist mit einem Status gekennzeichnet.

Es wird zwischen den folgenden Statusinformationen unterschieden:

Status	Bedeutung	Priorität	MSCONS SG10/QTY/DE6063	Abrechnungs- relevant
„(Blank)“	<i>Wahrer Wert</i>	5	46 ³ bzw. 86 ⁴	Ja
„E“	<i>Ersatzwert</i>	4	99 ³ bzw. 67 ⁴	Ja
„V“	<i>Vorläufiger Wert</i>	3	262	Nein
„G“	<i>Gestörter/unplausibler Wert</i>	2	In der Marktkommunikation nicht zu übertragen	Nein
„F“	<i>Fehlender Wert</i>	1	ZZZ	Nein

Wird z. B. ein *fehlender Wert* durch einen *Ersatzwert* ersetzt, so ändert sich der Status von „F“ auf „E“. Die Bildung vorläufiger Werte erfolgt nach den Regeln der *Ersatzwertbildung* (siehe Abschnitt 4.4).

Bei Summen/Summendifferenzen ist der Statuswert in der gesamten Informationskette weiterzuführen. Falls mehrere Statusinformationen vorhanden sind, wird nur die Statusinformation mit dem kleinsten Wert der Priorität zur Verfügung gestellt.

³ Energiemenge

⁴ Zählerstand

4.2 Ablesung und Datenweitergabe

Ablesung und Datenweitergabe sollten vertraglich zwischen *Netzbetreiber* und *Netznutzer* geregelt werden. Ansonsten gelten nachstehende Ablesezyklen mit den jeweils zugeordneten Werten. Die Ableseverfahren werden durch den *Netzbetreiber* vorgegeben. Bei Lieferantenan- und -abmeldung erfolgt eine stichtagsnahe Energiemengenermittlung und Datenweitergabe. Siehe dazu auch § 18a StromNZV /3/.

Die bereitgestellten Energiewerte für den Datenaustausch werden gerundet. Verbrauchsmengen werden in [kWh] bzw. [kvarh] ohne Nachkommastellen angegeben. Viertelstunden-Energiewerte werden in [kWh] bzw. [kvarh] mit 3 Nachkommastellen bereitgestellt.

Es gilt die Rundungsregel⁵: die letzten Stellen 1, 2, 3, 4 werden stets abgerundet,
die letzten Stellen 5, 6, 7, 8, 9 werden aufgerundet.

Zählerstände werden ohne Rundung, d. h. wie abgelesen bereitgestellt.

4.2.1 Messstellen mit Arbeitszählern

Auslöser für Ermittlung des Zählerstands	Turnusablesung (1 × je Jahr entsprechend dem Ablese- turnus des <i>Netzbetreibers</i>) Lieferbeginn, Lieferende ⁶ Zählerwechsel Anlagensperrung
Termin der Datenweitergabe	Unmittelbar nach <i>Ablesung</i> , spätestens 28 Tage nach SOLL-Ablesetermin
Informationsumfang (Auszug)	Zählpunktbezeichnung Vollständige Geräte-ID Anzahl Zählwerke Anzahl der Stellen je Zählwerk Datum der Zählerstandsermittlung Art der Zählerstandsermittlung Zählerstände mit <i>OBIS</i> -Kennzahlen Verbrauchsmengen mit zugehörigem Zeitbereich (Ermittlungszeitraum), [kWh] ohne Nachkommastellen, gerundet

⁵ In seltenen Fällen kann es aufgrund der Rundung zu einer Abweichung bei der Weiterverarbeitung von *Messwerten* zwischen Marktpartnern kommen, wenn der Versender der *Lastgang-Messwerte* in seinen verarbeitenden Systemen nicht mit gerundeten *Messwerten* arbeitet. Die Abweichung über einen Monat kann maximal 2 kWh betragen ($96 \times 31 \times 0,0005 = 1,488$; 96 Viertelstundenwerte, maximal 31 Tage, die Hälfte der kleinsten Wertigkeit).

⁶ Zur Ermittlung der *Zählerstände* kann der *Netzbetreiber* eine rechnerische Abgrenzung vornehmen.

Der vollständige Informationsumfang ist über das jeweilige Anwenderhandbuch für die Anwendung der *MSCONS*-Nachrichten /28/ beim BDEW abrufbar.

Anmerkung: Bei *fehlenden* (z. B. Nichterreichbarkeit des *Zählers*) oder unplausiblen *Messwerten* stellt der *Netzbetreiber* plausible *Ersatzwerte* innerhalb 28 Tage nach SOLL-Ablesetermin (siehe dazu Abschnitt 4.4) bereit. Der SOLL-Ablesetermin wird bei der Anmeldung der Lieferstelle zur Netznutzung mitgeteilt.

4.2.2 Messstellen mit Lastgangzählern

Ablesehäufigkeit	1 × täglich bei <i>ZFA</i> 1 × monatlich bei <i>Ablesung vor Ort</i>
Termin der Datenweitergabe bei ZFA	am ersten <i>Werktag</i> nach dem Liefertag möglichst bis 10:00 Uhr, spätestens 12:00 Uhr
Termin der Datenweitergabe bei Ablesung vor Ort	bis 8. <i>Werktag</i> des Monats nach dem Liefermonat
Informationsumfang	<i>Zählpunkt</i> bezeichnung (siehe Ziffer 1.2) täglich 96 (bzw. 100 oder 92 bei Sommer-/Winter- Zeitumstellung) Viertelstunden-Energiewerte in [kWh] bzw. [kvarh] mit 3 Nachkommastellen, ggf. gerundet Zähler für eine Energierichtung: +A, +R oder -A, -R Zähler für zwei Energierichtungen: +A, +R, -A, -R

Der *Netzbetreiber* übermittelt die *Abrechnungswerte* (*Lastgangwerte*) mit dem Status „(Blank)“ oder „E“ (*Ersatzwert*). Er stellt dabei je nach Erfassungsstandard (siehe Anlage 5) *Messwerte* für Wirk- und Blindenergie zur Verfügung. Die Bildung vorläufiger Werte erfolgt nach den Regeln der *Ersatzwertbildung* (siehe Abschnitt 4.4).

Der vollständige Informationsumfang ist über das jeweilige Anwenderhandbuch für die Anwendung der *MSCONS*-Nachrichten /28/ beim BDEW abrufbar.

Gestörter Betrieb

Bei gestörtem Betrieb sind spätestens am 8. Werktag nach dem Liefertag vom *Netzbetreiber* *Ersatzwerte* bereitzustellen und entsprechend zu kennzeichnen.

Ist die Störung in einer Frist von 8 Werktagen nicht zu beheben, erfolgt für diese *Messstelle* bis zur Störungsbehebung in Absprache mit dem Lieferanten eine monatliche Datenweitergabe wie bei *Messstellen* ohne *ZFA*.

Sonderfälle

- Sofern auf Grund eines Umstandes, den der Netzbetreiber nicht zu vertreten hat (z. B. fehlender Zugang zur Messstelle), eine Messwertweitergabe nicht innerhalb der o. g. Fristen möglich ist, stellt der Netzbetreiber spätestens am 1. Werktag des zweiten auf den Liefermonat folgenden Monats Ersatzwerte zur Verfügung /37/.
- Sind die Messwerte bis zum 8. Werktag nach dem Liefermonat nicht beschaffbar, liegen aber vor Ort vor, bildet der Netzbetreiber für diese nicht erreichbaren Lieferstellen rechtzeitig vor dem Erstversand der Summenzeitreihen vorläufige Werte (Status „V“) nach den Regeln der *Ersatzwertbildung* (siehe Abschnitt 4.4).
- Spätestens am 1. Werktag des zweiten auf den Liefermonat folgenden Monats werden vom Netzbetreiber jedoch auch in diesem Fall Ersatzwerte (Status „E“) für den Liefermonat gebildet.
- Aufgefüllte und somit nun vollständige Daten oder die vollständig gelieferten Ersatzwerte können sich in Ausnahmefällen auch nach den oben genannten Fristen noch ändern, wenn im Rahmen der gesetzlichen Einspruchsfristen von einer betroffenen Partei Unplausibilitäten oder Fehler festgestellt werden oder Ersatzwerte durch gemessene Werte aus dem geeichten Zähler ersetzt werden können. Diese Daten müssen bis zum 15. Werktag des Lieferfolgemonats durch den Netzbetreiber geändert und bereitgestellt werden. Danach sind sie für den Netzbetreiber verbindlich /37/.
- Grundsätzlich werden alle *Messstellen* mit *Lastgangzähler* mit einer *ZFA* ausgerüstet. Ist dies im Einzelfall nicht möglich (siehe Abschnitt 2.4.7), erfolgt der Versand monatlich bis spätestens zum 8. *Werktag* nach dem Liefermonat inkl. *Ersatzwertbildung*.

Besondere Fristen für Messwerte an Netzübergabestellen

Für *Messwerte* an Netzübergabestellen gelten die Fristen und Regelungen gemäß der Richtlinie „Datenaustausch und Mengenbilanzierung (DuM) – Kapitel 4 /13/.

4.3 Archivierung

Archivierung ist die gesetzeskonforme und regelgerechte, unveränderbare und dauerhafte Ablage von Daten.

Die vor Ort abgelesenen *Messwerte* und deren *Zusatzdaten* sind in der Verantwortung des *Netzbetreibers* unverändert zu archivieren. Es wird empfohlen diese Informationen über einen Zeitraum von 3 vollständigen Kalenderjahren aufzubewahren.

Sofern *Wandlerkonstanten* oder sonstige Konstanten vorhanden sind, sind diese mit zu archivieren.

Abrechnungswerte sind nach den Grundsätzen der ordnungsgemäßen Buchführung in den entsprechenden Systemen zu archivieren.

4.4 Plausibilitätsprüfungen, Ersatzwertbildung

Die abgelesenen *Messwerte* werden zunächst Plausibilitätsprüfungen unterzogen (siehe Anlage 7). Unplausible bzw. *fehlende Werte* sind durch *Ersatzwerte* zu ersetzen.

Die *Ersatzwertbildung* erfolgt grundsätzlich durch den *Netzbetreiber*. *Ersatzwerte* werden als solche gekennzeichnet (Status „E“).

Den Änderungsgrund und die Basis für die *Ersatzwertbildung* kann der berechtigte Datenempfänger vom *Netzbetreiber* bei Bedarf anfordern. Diese Informationen sind durch den *Netzbetreiber* zu dokumentieren.

Für *Messstellen* mit *Arbeitszählern* und für *Messstellen* mit *Lastgangzählern* werden jeweils unterschiedliche Verfahren zur *Ersatzwertbildung* angewendet.

Die *Ersatzwertbildung* erfolgt nach Anlage 8.

4.5 Überprüfung der bereitgestellten Abrechnungswerte

In begründeten Fällen kann jeder Berechtigte vom *Netzbetreiber* einen detaillierten Nachweis über die *Primärwertermittlung* (inkl. *Messwerterfassung* und -bearbeitung) verlangen.

Für den Nachweis wird vom *Netzbetreiber* ein Kostenvoranschlag unterbreitet. Zeigt sich bei der Erbringung des Nachweises, dass der *Netzbetreiber* die *Primär-* und sonstige weitergegebene *Werte* fehlerhaft ermittelt hat, werden die Aufwendungen für den Nachweis nicht in Rechnung gestellt.

4.6 Weitergabe von Abrechnungswerten

Die Weitergabe der *Abrechnungswerte* ist Aufgabe des *Netzbetreibers*. Dieser wird seiner Verpflichtung gerecht, indem er die *Abrechnungswerte* aktiv dem berechtigten *Netznutzer* sendet.

Die *Abrechnungswerte* einzelner *Messstellen* werden immer zusammen mit den dazugehörigen *Zusatzdaten* für die eindeutige Identifikation des *Zählpunktes* übertragen. Dazu gehören insbesondere:

- *Zählpunktbezeichnung*;
- *OBIS-Kennzahl*;
- *Zeitstempel*;
- *Messwert*;
- *Statusinformation*.

Der Datenaustausch erfolgt mit den für die deutschen Belange modifizierten UN/*EDIFACT*-Nachrichtentypen, insbesondere *MSCONS* (*Messwerte*) und *UTILMD* (Stammdaten). Siehe dazu Beschreibung der *EDIFACT-MSCONS* Nachricht /28/ sowie der *EDIFACT-UTILMD*-Nachricht /27/.

Die *EDIFACT*-Nachrichtentypen werden beim BDEW verantwortlich gepflegt, aktualisiert und bereitgestellt.

Entsprechend gesetzlicher Regelungen /26/ ist dem Kunden die Nachvollziehbarkeit seiner Abrechnung zu ermöglichen. Insbesondere bei *Messeinrichtungen* mit *Lastgangzählern* ist die Nachvollziehbarkeit durch einfache arithmetische Operationen oder durch Hilfsmittel zu ermöglichen. Als Hilfsmittel gilt dabei auch die Zuhilfenahme einer Software, die die PTB als vertrauenswürdig zertifiziert hat. Ein Software-Produkt, das dieses Kriterium erfüllt, ist z. B. das vom VWEV-Verlag vertriebene PTB-Programm CONFER. Eingangsgrößen dieser Software sind die *Lastgänge (MSCONS)* sowie die Tariffinformationen. Statt der Verwendung des Programms CONFER ist grundsätzlich auch die Verwendung alternativer Produkte möglich. Diese Produkte müssen vom Softwarehersteller oder -anwender gegen das zertifizierte CONFER-Programm getestet und die Kompatibilität gegenüber der PTB schriftlich bescheinigt werden. Die von der PTB nach Vorlage einer Kompatibilitätsbescheinigung als Alternativen zum Programm CONFER akzeptierten Lösungen werden im Internet unter <http://www.ptb.de/de/org/2/23/234/confer1.htm> publiziert.

4.7 Datensicherheit und Datenschutz

Der *Netzbetreiber* hat die Verantwortung dafür, dass nur Berechtigte Zugang zu den jeweiligen *Abrechnungswerten* erhalten. Zugriffsrechte hat der *Netzbetreiber* mit den Beteiligten vertraglich zu regeln.

Es sind technische und organisatorische Verfahren anzuwenden, die eine Verfälschung der Daten, Datenverluste oder einen Datenmissbrauch durch Dritte verhindern /34/.

Der elektronische Datenaustausch unterliegt dem Datenschutz gemäß Bundesdatenschutzgesetz (BDSG) /11/. Technische und organisatorische Maßnahmen zu Datenschutz und Datensicherheit sind in § 9 BDSG /11/ und Anlage zu § 9 Satz 1 BDSG /11/ geregelt. Die Daten dürfen nur Marktpartnern zur Verfügung gestellt werden, die in dem Übermittlungsverfahren eindeutig identifiziert werden können. Deren Rechte sind auf das erforderliche Minimum zu begrenzen.

Die Sicherheit des Austauschs von EDI-Nachrichten hängt vom Übertragungsweg ab, der in der Regel zwischen den Datenaustauschpartnern bilateral abgestimmt wird. Wird zum Beispiel X.400 als Übertragungsprotokoll gewählt, werden Sicherheitsaspekte vom X.400-Provider gewährleistet. Wenn der Datenaustausch über das Internet bevorzugt wird, sind die Datenaustauschpartner in der Pflicht, die Sicherheitsvorkehrungen unternehmensübergreifend zu treffen. Es sind Quittungsnachrichten im *EDIFACT*-Datenaustausch zu verwenden.

5 Informationsflussmodell für Abrechnungswerte

Das Informationsflussmodell für *Abrechnungswerte* zeigt eine vereinfachte schematische Darstellung des Leistungsumfanges des MeteringCode 2006. Dargestellt ist der Geschäftsprozess vom *Messstellenbetrieb* bis zur Datenweitergabe (siehe Anlage 6).

6 Entgeltregelung für Dienstleistungen des Messwesens

Gemäß § 17 Abs. 7 StromNEV /2/ ist für jede Entnahmestelle und getrennt nach Netz- und Umspannebenen ein Entgelt für die *Messung* und ein Entgelt für die Abrechnung festzulegen. In der Niederspannung sind die Entgelte für leistungs- und nicht leistungsgemessene Entnahmestellen (im Dokument als „*Messstellen mit Lastgangzähler* und *Messstellen mit Arbeitszähler*“ bezeichnet) aufzuteilen.

Die Leistungen, die nach StromNEV /2/ der *Messung* und der Abrechnung der Netznutzung zuzurechnen sind, sind in der VDN-Richtlinie „Leistungsbeschreibung für *Messung* und Abrechnung der Netznutzung“ /16/ beschrieben.

7 Begriffsbestimmungen

Ablesung

Die *Ablesung* ist die Erfassung der *Messwerte* von *Messgeräten* vor Ort oder mit datentechnischen Übertragungseinrichtungen.

Abrechnungswert

Der *Abrechnungswert* ist ein *Mess-* oder *Ersatzwert*, der zur Abrechnung verwendet werden kann.

Anschlussnutzer

Anschlussnutzer ist diejenige natürliche oder juristische Person, die eine am Verteilungsnetz des *Netzbetreibers* befindliche Anlage nutzt.

Arbeitszähler

Ein *Arbeitszähler* ist ein *Zähler*, der die gesamte seit seiner ersten Inbetriebnahme gemessene elektrische Arbeit registriert und auf einer Anzeige darstellt. Bei einem *Arbeitszähler* mit zwei Tarifzählwerken (*Zweitarifzähler*) ist die gesamte gemessene elektrische Arbeit in zwei alternativ angesteuerte Register bzw. Anzeigen aufgeteilt.

Die Anzeige eines *Arbeitszählers* wird in der Regel visuell abgelesen. Ein *Arbeitszähler* kann über eine Datenschnittstelle oder einen Impulsausgang verfügen.

Arbeitszähler im Sinne dieses Dokumentes sind *Wirkarbeitszähler*.

Bezug

Die Definitionen für *Bezug* und *Lieferung* von Energie sind im Sinne des Verbraucherzählpeilsystems (VZS) vereinbart. Das VZS geht davon aus, dass der Letztverbraucher aus dem Versorgungsnetz Energie (+A) bezieht.

EDIFACT

Engl. *EDIFACT* Message Type (Electronic Data Interchange for Administration, Commerce and Transport) ist ein internationaler Standard für den elektronischen Datenaustausch. Die *EDIFACT*-Nachrichten für den Deutschen Strommarkt werden vom BDEW gepflegt und veröffentlicht.

Ersatzwert

Der *Ersatzwert* ist ein plausibler Wert, der anstelle eines *fehlenden*, unplausiblen oder *vorläufigen Messwertes* verwendet wird. *Ersatzwerte* werden immer mit *Zusatzdaten* übertragen.

Fehlender Wert

Der *fehlende Wert* ist ein *Messwert*, der nicht erfasst wurde. *Fehlende Werte* werden immer mit *Zusatzdaten* übertragen.

Gestörter Wert

Der *gestörte Wert* ist ein *Messwert*, der von dem *Zähler* mit entsprechendem Status gekennzeichnet ist bzw. in der Verarbeitung als nicht plausibel erkannt wurde. In der Marktkommunikation werden keine *gestörten Werte* übertragen.

Kommunikationseinrichtung

Eine *Kommunikationseinrichtung* dient der *Ablesung* von *Messwerten* über eine *ZFA*.

Lastgang

Ein *Lastgang* ist eine im *Lastgangzähler* ermittelte Reihe fortlaufender *Messwerte* (Energie-
menge, Zählerstand oder mittlere Leistung je *Registrierperiode*) in lückenlos aufeinander
folgenden *Registrierperioden* mit Speicherung der *Messwerte* am Ende jeder *Registrier-
periode*.

Lastgangzähler

Ein *Lastgangzähler* ist ein *Zähler* mit fortlaufender Registrierung von *Messwerten* in einem
wählbaren Zeitintervall (Standard: Viertelstunden-Intervall).

Lieferung

Die Definitionen für *Bezug* und *Lieferung* von Energie sind im Sinne des Verbraucherzähl-
pfeilsystems (VZS) vereinbart. Das VZS geht davon aus, dass ein Energie erzeugender
Anlagenbetreiber in das Versorgungsnetz Energie (-A) liefert.

Messeinrichtung

Messeinrichtungen sind *Zähler*, *Zusatzeinrichtungen*, *Messwandler* sowie Kommunikations-,
Tarif- und Steuereinrichtungen.

Messstelle

Die *Messstelle* ist die Gesamtheit aller zusammenarbeitenden *Messeinrichtungen* einschließ-
lich der erforderlichen Anschlüsse und datentechnischen Verbindungen untereinander.

Messstellenbetreiber

Der *Messstellenbetreiber* ist verantwortlich für Einbau, Betrieb und Wartung der *Messein-
richtungen* an der *Messstelle* (*Messstellenbetrieb*). Im gesetzlichen Grundfall ist der *Netz-
betreiber* der verantwortliche *Messstellenbetreiber* der *Messstelle*. Der betroffene Anschluss-
nehmer kann einen anderen *Messstellenbetreiber* als den *Netzbetreiber* bestimmen.

Messstellenbetrieb

Mit *Messstellenbetrieb*, also Einbau, Betrieb und Wartung aller Komponenten von *Messein-
richtungen*, wird das Tätigkeitsfeld des *Messstellenbetreibers* umschrieben.

Messung

Der Begriff „Messung“ wird im EnWG /1/ und der StromNZV /3/ einerseits und der StromNEV /2/ andererseits abweichend verwendet.

Begriffsbestimmung gemäß EnWG /1/ und StromNZV /3/:

- Der Begriff „Messung“ wird entsprechend § 21b EnWG /1/ bzw. § 18 StromNZV /3/ für die Erfassung (*Ablesung*) von *Messwerten* am Zählpunkt verwendet.

Begriffsbestimmung gemäß StromNEV /2/:

- Dieser Begriff umfasst den bereits nach § 21b EnWG /1/ liberalisierten Teil (Einbau, Betrieb und Wartung), also den *Messstellenbetrieb*, sowie die *Messung von Messwerten* nach EnWG /1/ und weitere Leistungen des *Netzbetreibers* im Zusammenhang mit der Betreuung der *Messstelle* und der Aufbereitung und Weitergabe von abrechnungsrelevanten Daten.

Er beinhaltet nicht die Leistungen, die durch die Abrechnungsleistung abgedeckt sind.

Messwandler, Stromwandler, Spannungswandler, Wandlerfaktor

Bei höheren Strömen und Spannungen werden zusätzlich *Messwandler* verwendet; im Niederspannungsnetz nur *Stromwandler*, im Mittel- und Hochspannungsnetz *Strom-* und *Spannungswandler*. *Strom-* und *Spannungswandler* haben die Aufgabe, die *Primärgrößen* „Strom“ und „Spannung“ nach Betrag und Winkel auf die *Sekundärgrößen* abzubilden. Das Verhältnis zwischen *Primärgrößen* und *Sekundärgrößen* drückt der Wandlerfaktor aus.

Messwert

Ein *Messwert* ist ein mit geeichter *Messeinrichtung* ermittelter Wert wie Zählerstand, Energiemenge oder *Lastgang*. *Messwerte* können als *Primär-* und *Sekundärmesswerte* vorliegen. *Messwerte* werden immer mit *Zusatzdaten* übertragen.

MSCONS

MSCONS ist ein UN/EDIFACT-Nachrichtenformat für den Austausch von *Messwerten* und deren *Zusatzdaten* /28/.

Netzbetreiber

Ein *Netzbetreiber* ist ein Betreiber eines Übertragungs- bzw. Verteilungsnetzes i. S. EnWG /1/. Der *Netzbetreiber* sorgt für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und stellt so die Versorgungszuverlässigkeit sicher.

Netznutzer

Netznutzer sind natürliche oder juristische Personen, die Energie in ein Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetz einspeisen oder daraus beziehen.

OBIS

OBIS ist die Abkürzung für Object Identification System. Die *OBIS*-Kennzahl für den *Mess-* und *Ersatzwert* klassifiziert diesen bezüglich der physikalischen Einheit, der Energieflussrichtung, des Tarifes sowie weiterer Merkmale /24/.

Primärwerte

Primärwerte entsprechen den tatsächlichen elektrischen Größen am *Zählpunkt*. Man erhält sie durch direkte Erfassung oder bei Wandler*messungen* durch die Multiplikation der *Sekundärwerte* mit den Wandlerfaktoren.

Registrierperiode

Eine *Registrierperiode* ist der Zeitraum zur Ermittlung eines Leistungs- oder Energiemesswertes für einen *Lastgang*.

Die *Registrierperiode* ist im Elektrizitätsbereich einheitlich auf die Viertelstunde festgelegt.

Sekundärwerte

Sekundärwerte sind *Messwerte*, die an über *Messwandler* angeschlossenen *Zählern* oder an *Zählern* angeschlossenen *Zusatzeinrichtungen* abgelesen werden (siehe auch *Primärwerte*).

Steuereinrichtung

Durch *Zähler* ermittelte *Messwerte* können verschiedenen Zeiträumen (Tarifzeiten, z. B. Hoch- und Niedertarif) zugeordnet werden. Eine *Steuereinrichtung* dient in Verbindung mit dem *Zähler* bzw. der *Zusatzeinrichtung* der Umschaltung zwischen diesen Tarifzeiten. Darüber hinaus kann der Betrieb von Verbrauchern zu bestimmten Zeiten (Netzauslastung, Netzanschlusskapazität, Anlagensperrung) durch den *Netzbetreiber* über *Steuereinrichtungen* reglementiert werden. Die Verfahren sind vom *Netzbetreiber* festzulegen. Die *Steuereinrichtung* kann als eigenes Gerät oder als integrierter Bestandteil von *Messeinrichtungen* ausgeprägt sein.

UTILMD

UTILMD ist ein UN/*EDIFACT*-Nachrichtentyp zur Übermittlung von Stammdaten zu Kunden, Verträgen und *Zählpunkten* /27/.

Vergleichszeitraum

Der *Vergleichszeitraum* ist ein Zeitraum, der für die Ermittlung von *Ersatzwerten* herangezogen werden kann (z. B.: Vortag, Vormonat, Vorjahr).

Vorläufiger Wert

Ein *vorläufiger Wert* ist ein Wert, der bis zur Ermittlung eines *Ersatzwertes* oder eines *wahren Wertes* für einen *gestörten*, *fehlenden* oder nicht plausiblen *Messwert* bereitgestellt werden kann. *Vorläufige Werte* werden immer mit *Zusatzdaten* übertragen.

Wahrer Wert

Ein *wahrer Wert* ist ein *Messwert*, der störungsfrei ermittelt wurde und plausibel ist.

Werktag

Werktage sind alle Tage, die kein Sonnabend, Sonntag oder gesetzliche Feiertage sind. Wenn in einem Bundesland ein Tag als Feiertag ausgewiesen wird, gilt dieser Tag bundesweit als Feiertag. Der 24.12. und der 31.12. eines jeden Jahres gelten als Feiertage /37/.

Zähler

Ein *Zähler* ist ein Messgerät, das allein oder in Verbindung mit anderen *Messeinrichtungen* für die Ermittlung und Anzeige einer oder mehrerer *Messwerte* eingesetzt wird.

Für die Energieabrechnung verwendete *Zähler* müssen den gesetzlichen Anforderungen entsprechen.

Zählpunkt

Der *Zählpunkt* ist der Netzknoten, an dem der Energiefluss messtechnisch erfasst wird.

Zählpunktbezeichnung

Die *Zählpunktbezeichnung* ist die eindeutige, nicht temporäre, alphanumerische Bezeichnung, die den *Zählpunkt* identifiziert. Es gibt reale und virtuelle *Zählpunktbezeichnungen*.

ZFA

ZFA ist die Kurzform für *Zählerfernablesung*.

Zusatzdaten

Zusatzdaten sind Daten, die zur Identifikation der *Messstelle* und der zugehörigen *Mess- und Ersatzwerte* erforderlich sind (z. B. *Zählpunktbezeichnung*, Zählernummer, Zeitstempel, *OBIS*-Kennzahlen, Statusinformation).

Zusatzeinrichtung

Zusatzeinrichtungen sind Teile von *Messeinrichtungen*, die der Ermittlung, Darstellung oder Weiterverarbeitung von *Messwerten* dienen. Sie verwenden die von einem zugelassenen *Zähler* über eine Schnittstelle gelieferten Signale und Daten.

8 Referenzen

- /1/ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 7. Juli 2005, BGBl I 2005 S. 1970 (3621); zuletzt geändert durch Art. 7 Abs. 14 des Gesetzes vom 26. März 2007, BGBl I 2007 S. 358 Änderung durch Art. 2 G v. 18.12.2007 I 2966 textlich nachgewiesen, dokumentarisch noch nicht bearbeitet
- /2/ Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV) vom 25. Juli 2005, BGBl I 2005 S. 2225; zuletzt geändert durch Art. 2 der Verordnung vom 29. Oktober 2007, BGBl I 2007 S. 2529
- /3/ Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) vom 25. Juli 2005, BGBl I 2005 S. 2243; geändert durch Art. 3 Abs. 1 V v. 1.11.2006 I 2477
- /4/ Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 21. Juli 2004, BGBl I 2004 S. 1918; zuletzt geändert durch Art. 1 des Gesetzes vom 7. November 2006, BGBl I 2006 S. 2550
- /5/ Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG 2002) vom 19. März 2002, BGBl I 2002 S. 1092; zuletzt geändert durch Art. 170 der Verordnung vom 31. Oktober 2006, BGBl I 2006 S. 2407
- /6/ Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBEltV) vom 21. Juni 1979, BGBl I 1979 S. 684; zuletzt geändert durch Art. 17 Gesetz vom 9. Dezember 2004, BGBl I 2004 S. 3214 Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Elektrizität aus dem Niederspannungsnetz (Stromgrundversorgungsverordnung – StromGKV) vom 26. Oktober 2006, BGBl I 2006 S. 2391
- /7/ Gesetz über das Meß- und Eichwesen (Eichgesetz – EichG) vom 11. Juli 1969; neugefasst durch Bekanntmachung vom 23. März 1992, BGBl I 1992 S. 711; zuletzt geändert durch das Gesetz vom 2. Februar 2007 (BGBl I 2007 S. 58
- /8/ Eichordnung vom 12. August 1988, BGBl I 1988 S. 1657; zuletzt geändert durch die Verordnung vom 8. Februar 2007, BGBl I 2007 S. 70 Änderung durch Art. 3 Abschn. 2 § 14 G v. 13.12.2007 I 2930 textlich nachgewiesen, dokumentarisch noch nicht bearbeitet
- /9/ Gesetz über die Zeitbestimmung (Zeitgesetz – ZeitG) vom 25. Juli 1978; geändert durch Gesetz vom 13. September 1994, BGBl I 1994 S. 2322
- /10/ Verordnung über die Einführung der mitteleuropäischen Sommerzeit ab dem Jahr 2002 (SoZV) vom 12. Juli 2001, BGBl I 2001 S. 1591
- /11/ Bundesdatenschutzgesetz (BDSG) vom 20. Dezember 1990, BGBl I 1990 S. 2954, 2955; neugefasst durch Bekanntmachung vom 14. Januar 2003, BGBl I 2003 S. 66; zuletzt geändert durch Art. 1 des Gesetzes vom 22. August 2006, BGBl I 2006 S. 1970
- /12/ TransmissionCode 2007 „Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, VDN, August 2007
- /13/ DistributionCode 2007 „Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen“, VDN, August 2007
- /14/ Richtlinie „Datenaustausch und Mengenbilanzierung (DuM) – Kapitel 4: Energiedatenaustausch, Energiemengenbilanzierung und Clearingprozesse“, VDN, März 2007

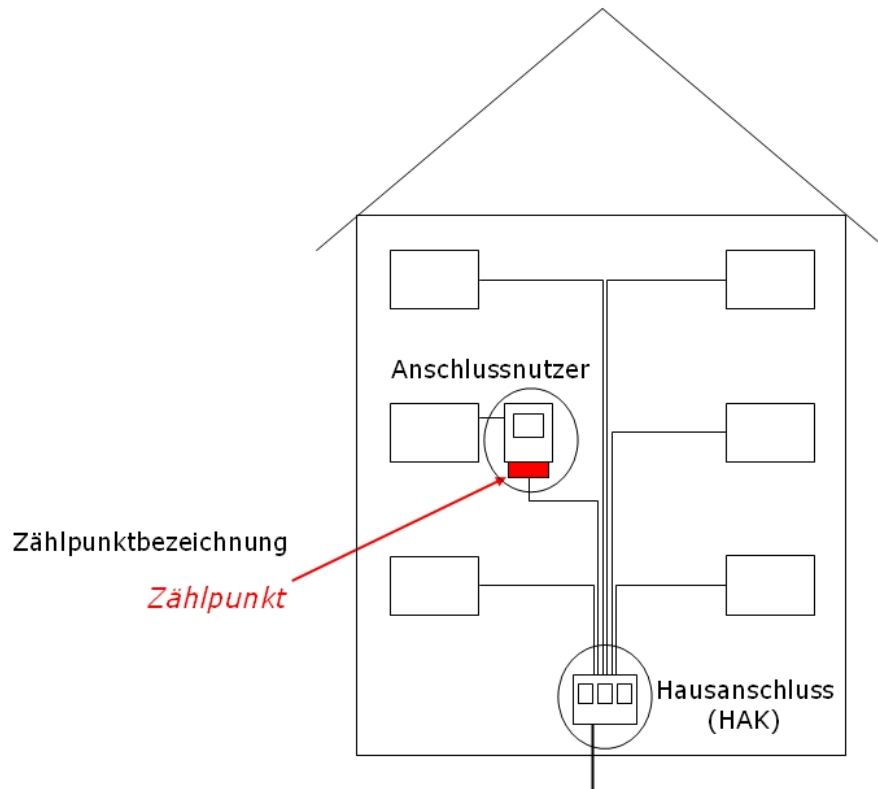
- /15/ Richtlinie „Datenaustausch und Mengenbilanzierung (DuM) – Kapitel 5: Prozesse Ersatzbelieferung für höhere Spannungsebenen, Mehr-/Minder mengenabrechnung, Unterspannungsseitige Messung; BDEW, Neuveröffentlichung März 2008
- /16/ Richtlinie „Leistungsbeschreibung für Messung und Abrechnung der Netznutzung“, VDN, Juli 2006
- /17/ VDN-Lastenheft „Elektronische Lastgangzähler“, Erweiterte Version 2.1.2, November 2003
- /18/ Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz (TAB 2007), VDN, Ausgabe 2007
- /19/ Technische Richtlinie „Anschlusschränke im Freien – Anschluss von ortsfesten Schalt- und Steuerschränken und Zähleranschlussssäulen an das Niederspannungsnetz des VNB“, VDN, Juni 2004
- /20/ Technische Richtlinie „Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Richtlinie für den Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, VDEW, 4. Ausgabe 2001; Ergänzende Hinweise zur VDEW-Richtlinie „Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 4. Ausgabe 2001“, VDN, September 2005
- /21/ Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz“ (TAB Mittelspannung 2008); BDEW, Mai 2008
- /22/ Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz; BDEW, Mai 2008
- /23/ Anforderung an Abrechnungswandler für gasisolierte, metallgekapselte Mittelspannungsanlagen bis 36 kV, VDEW-Materiale M-36/1998
- /24/ Messung der elektrischen Energie – Zählerstandsübertragung, Tarif- und Laststeuerung – Teil 61: Kennzahlensystem OBIS (IEC 62056-61:2002); Deutsche Fassung EN 62056-61:2002; VDEW-Materialie M-13/2003, VDEW Energie-Info Nummer 06/2006
- /25/ Wechselstrom-Elektrizitätszähler – Allgemeine Anforderungen, Prüfungen und Prüfbedingungen – Teil 21: Einrichtungen für Tarif- und Laststeuerung (IEC 62052-21:2004); Deutsche Fassung EN 62052-21:2004; Wechselstrom-Elektrizitätszähler – Tarif- und Laststeuerung – Teil 21: Besondere Anforderungen an Schaltuhren (IEC 62054-21:2004); Deutsche Fassung EN 62054-21:2004
Daneben dürfen DIN EN 61038 (VDE 0419-1):1994-03, DIN EN 61038/A1 (VDE 0419-1/A1):1996-11 und DIN EN 61038/A2 (VDE 0419-1/A2):1999-05 noch bis zum 01.07.2007 angewendet werden.
- /26/ Verzeichnis der Vorschriften und anerkannten Regeln der Technik nach der Eichordnung, Stand 15. Dezember 2005, siehe www.ptb.de;
PTB-A 50.7 „Anforderungen an elektronische und softwaregesteuerte Messgeräte und Zusatzeinrichtungen für Elektrizität, Gas, Wasser und Wärme“, April 2002; Anhang PTB-A 50.7-3 „Software-Anforderungen an Messgeräte und Zusatzeinrichtungen gemäß PTB-A 50.7 Geräteklasse 3: Gerät mit Software-Trennung“, April 2002
- /27/ Nachrichtentyp zur Übermittlung von Stammdaten zu Kunden, Verträgen und Zählpunkten UTILMD; Stand: 4.0b (07.02.2008), BDEW Energie-Info Nummer 15/2008; Anwendungshandbuch zu dem Nachrichtentyp UTILMD Stand: 4.0b (07.02.2008), BDEW Energie-Info Nummer 16/2008

- /28/ Bericht über die Lieferung von Daten zu Energiemengen MSCONS - UN/EDIFACT D.04B Stand: 2.0d (06.06.2007), VDEW Energie-Info Nummer 09/2007; Anwendungshandbuch zu dem Nachrichtentyp MSCONS Stand: 2.0d (06.06.2007), VDEW Energie-Info Nummer 10/2007
- /29/ Repräsentative VDEW-Lastprofile, VDEW-Materialie (M-32/1999)
- /30/ VDEW-Bericht „Lastprofilverfahren zur Belieferung und Abrechnung von Kleinkunden in Deutschland“, VDEW-Materialie M-02/2000
- /31/ Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile Step-by-step, VDEW-Materialie M-05/2000
- /32/ Umsetzung der Analytischen Lastprofilverfahren, VDEW-Materialie M-23/2000
- /33/ VDN-Praxisleitfaden „Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen“, VDEW-Materialie M-25/2002
- /34/ Umsetzungsempfehlung zur Sicherheit beim elektronischen Geschäftsverkehr, Version 1, 1. September 2003; VDEW-Materialie M-16/2003
- /35/ VDEW-Arbeitsblatt zur „kaufmännisch-bilanziellen Durchleitung“ nach § 4 Abs. 5 EEG, Energie Spezial Fragen und Antworten zum neuen EEG (IV); 29.05.2006
- /36/ Beschreibung der Abwicklung des Gesetzes zur Neuregelung des Rechtes der Erneuerbaren Energien im Strombereich (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 21.07.2004 durch den VDN – EEG-Verfahrensbeschreibung –, Fassung vom 15. Februar 2005 (Version 1.1)
- /37/ Darstellung der Geschäftsprozesse zur Anbahnung und Abwicklung der Netznutzung bei der Belieferung von Kunden mit Elektrizität (Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität, GPKE); Anlage zum Beschluss BK6-06-009 der Bundesnetzagentur, Juli 2006
- /38/ Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung – NAV) vom 1. November 2006, BGBl I 2006, S. 2477

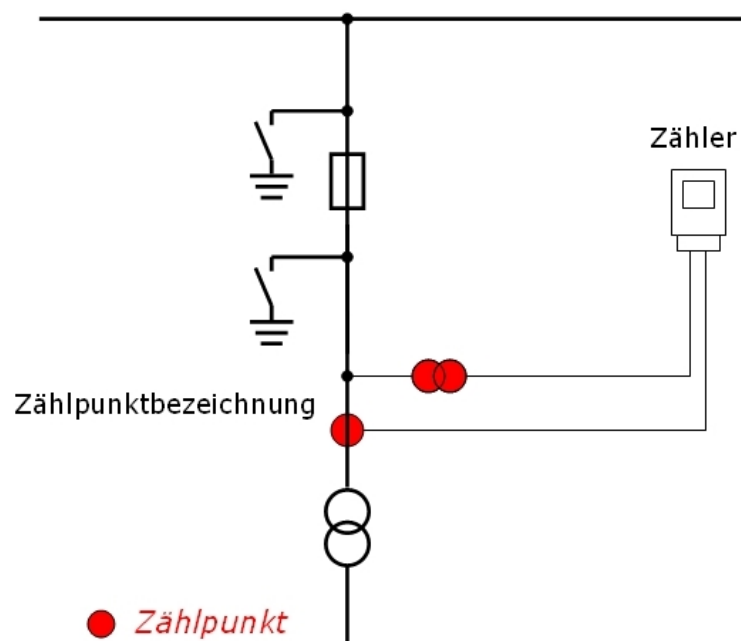
9 Anhang

Anlage 1 Definition des Zählpunktes

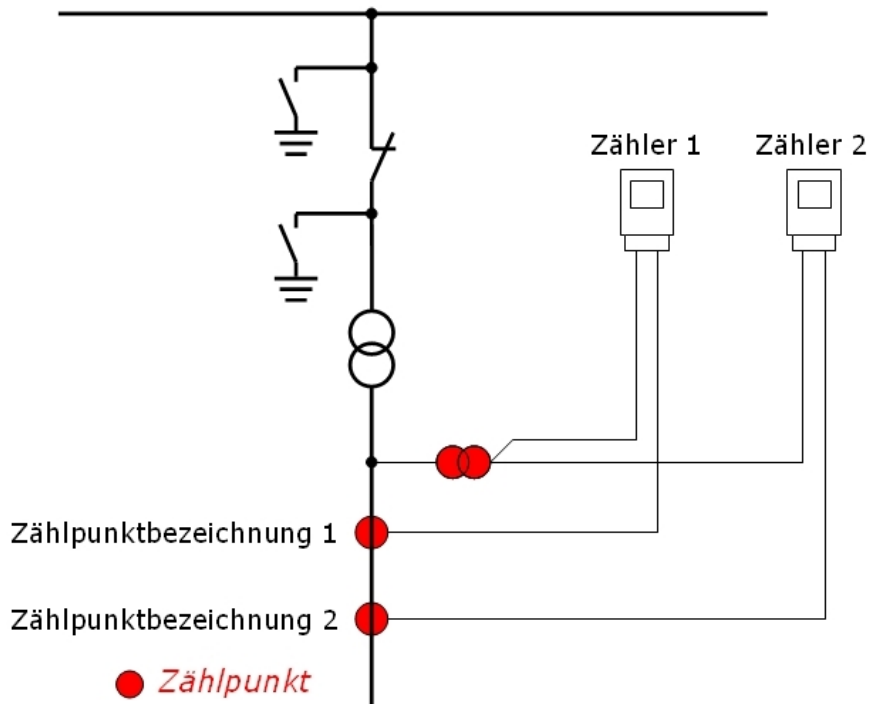
A1.1 Definition Zählpunkt – direkter Anschluss



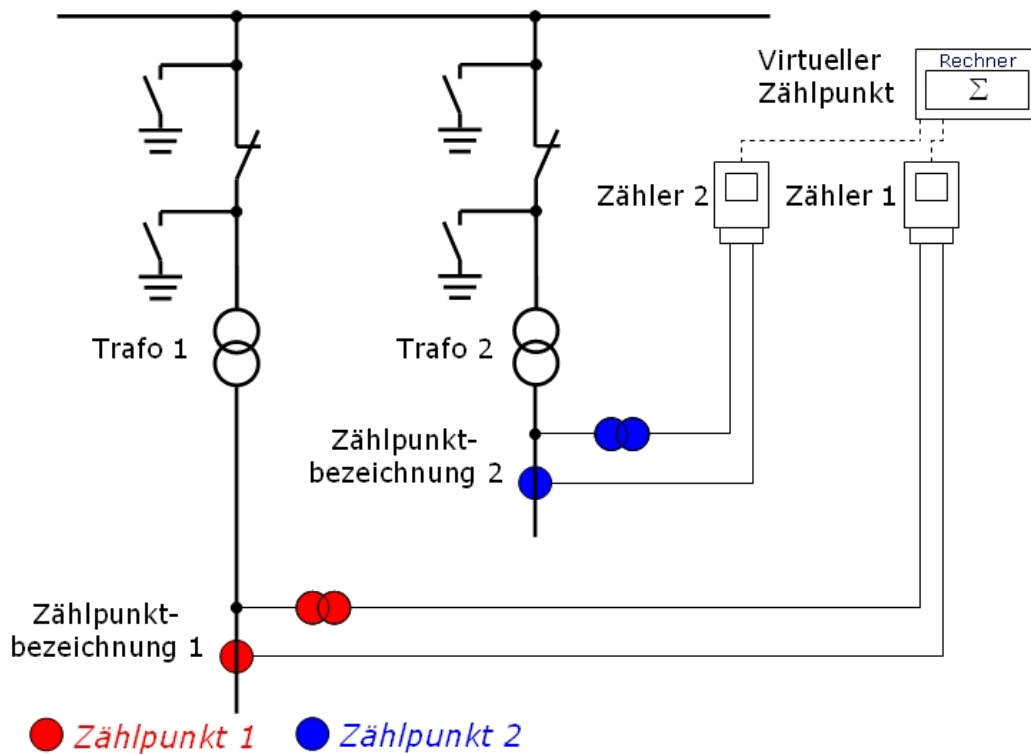
A1.2 Definition Zählpunkt – Wandleranschluss



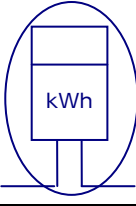
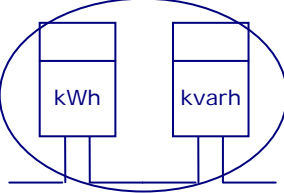
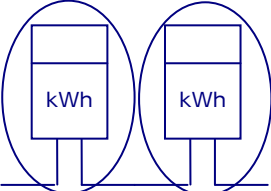
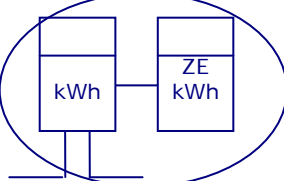
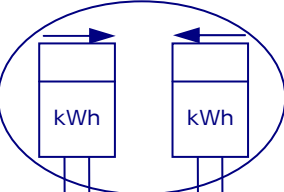
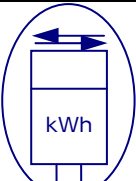
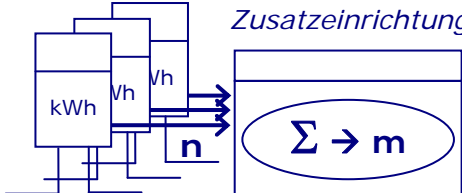
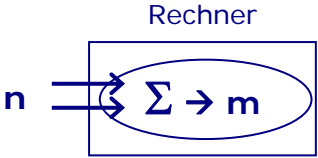
A1.3 Definition Zählpunkt – Vergleichsmesseinrichtung



A1.4 Definition Zählpunkt – Summenbildung



Anlage 2 Übersicht zur Zählpunktbildung

<p>1. Zähler</p>		<p>1 Zählpunkt, 1 Zählpunktbezeichnung</p>
<p>2. Zähler Wirkverbrauch/ Zähler Blindverbrauch</p>		<p>1 Zählpunkt, 1 Zählpunktbezeichnung</p>
<p>3. Abrechnungs- und Vergleichszähler (siehe Abschnitt 2.4.4)</p>		<p>1 Zählpunkt, 2 Zählpunktbezeichnungen</p>
<p>4. Zähler mit zugeordneter Zusatzeinrichtung</p>		<p>1 Zählpunkt, 1 Zählpunktbezeichnung</p>
<p>5. Zwei Zähler für zwei Energierichtungen</p>		<p>1 Zählpunkt, 1 Zählpunktbezeichnung</p>
<p>6. Ein Zähler für zwei Energierichtungen</p>		<p>1 Zählpunkt, 1 Zählpunktbezeichnung</p>
<p>7. Zusatzeinrichtung mit mehreren Eingängen und Summier- bzw. Summendifferenzfunktion</p>		<p>„n“ reale Zählpunkte, „n“ reale Zählpunkt- bezeichnungen, „m“ virtuelle Zählpunkt- bezeichnungen</p>
<p>8. Bildung von Summen bzw. Summendifferenzen</p>		<p>„n“ reale Zählpunkte, „n“ reale Zählpunkt- bezeichnungen, „m“ virtuelle Zählpunkt- bezeichnungen</p>

Anlage 3 Übersicht zur Verwendung von OBIS-Kennzahlen bei der Messwertweitergabe

Das Object Identification System (*OBIS*) /24/ wird bei *Messeinrichtungen* wie *Zählern* und *Zusatzeinrichtungen* zur eindeutigen Kennzeichnung von Energiemengen verwendet. Über die *OBIS*-Kennzahlen werden Daten für die Darstellung auf Displays an den Geräten oder zur Übertragung an Erfassungs-, Bilanzierungs- und Abrechnungssysteme gekennzeichnet.

Die *OBIS*-Kennzahl besteht aus 6 beschreibenden Wertegruppen (A – F), die den Datenwert charakterisieren. In Bild A3-1 sind die Wertegruppen einschließlich eines Datenwerts dargestellt. Für Elektrizitätswerte wurde für das Medium die Kennzahl 1 festgelegt. Die Kanalnummer (Wertegruppe B) wird in der Kommunikation zwischen Marktpartnern fest mit 1 belegt. Bei einer Kommunikation im Rahmen der Marktschnittstellen werden die fünf ersten Wertegruppen der *OBIS*-Kennzahl verwendet, wobei die Messgröße (Wertegruppe C) die Energierichtung angibt:

- Medium (Wertegruppe A);
- Kanal (Wertegruppe B);
- Messgröße (Wertegruppe C);
- Messart (Wertegruppe D);
- Tarif (Wertegruppe E).

Um alle Funktionalitäten nutzen zu können, sollten sie immer angegeben werden. Die Vorwertkennung (Wertegruppe F) wird nur bei Bedarf (Übermittlung von Vorwerten) genutzt.

Medium A	– 7	Kanal B	: 7	Messgröße C	. 7	Messart D	. 7	Tarif E	* 7	Vorwert F	Daten
---------------------------	--------	--------------------------	--------	------------------------------	--------	----------------------------	--------	--------------------------	--------	----------------------------	--------------

Bild A3-1: Wertegruppen der OBIS-Kennzahlen

Weitere Informationen zu den *OBIS*-Kennzahlen siehe /24/.

Die Tarife sind durch fortlaufende Nummern gekennzeichnet.

Falls keine Tarifierung durchgeführt wird (z. B. Lastgänge), erfolgt die Weitergabe der Daten mit der Tarifkennzeichnung „1“, d. h. Tarif „1“ durchgehend. Bei *Messwerten*, die in mehreren Tarifstufen registriert werden, wird mit der Tarif-Kennziffer „0“ das ununterbrochen beaufschlagte Zählwerk („Totalzählwerk“) bezeichnet /24/.

⁷ Trennzeichen

Bzgl. der Messart ist bei den Zeitintegralen folgendes zu beachten:

- D=8: es wird ein Zählerstand dargestellt;
- D=9 bzw. 29⁸: es wird ein Energiewert für eine definierte Periode (z. B. 1 Monat, 1 Tag, 15 Minuten, ...) dargestellt.

Für Rundungen und Nachkommastellen, siehe Abschnitt 4.2.

Übersicht zur Verwendung von OBIS-Kennzahlen

- *Arbeitszähler*, Tarif „1“:

A	-	B	:	C	.	D	.	E	Daten	Bedeutung
1	-	1	:	1	.	8	.	1	(12345.67*kWh)	Zählerstand einer <i>Ablesung</i>

- *Arbeitszähler*, Tarif „1“:

A	-	B	:	C	.	D	.	E	Daten	Bedeutung
1	-	1	:	1	.	8	.	1	(123456.7*kWh)	Zählerstand einer <i>Ablesung</i>
1	-	1	:	1	.	9	.	1	(123255*kWh)	Energiewert

- *Arbeitszähler*, Tarife „1“ und „2“ (Zuordnung NT/HT siehe /24/):⁹

A	-	B	:	C	.	D	.	E	Daten	Bedeutung
1	-	1	:	1	.	8	.	1	(23456.78*kWh)	Zählerstand Tarif „1“
1	-	1	:	1	.	9	.	1	(1123250*kWh)	Energiewert Tarif „1“
1	-	1	:	1	.	8	.	2	(52651.35*kWh)	Zählerstand Tarif „2“
1	-	1	:	1	.	9	.	2	(7414190*kWh)	Energiewert Tarif „2“

- *Arbeitszähler*, 2 Energierichtungen, Tarif „1“:

A	-	B	:	C	.	D	.	E	Daten	Bedeutung
1	-	1	:	1	.	8	.	1	(231276.5*kWh)	Zählerstand Wirkenergie +A
1	-	1	:	2	.	8	.	1	(124913.0*kWh)	Zählerstand Wirkenergie -A
1	-	1	:	3	.	8	.	1	(318525.0*kvarh)	Zählerstand Blindenergie +R
1	-	1	:	4	.	8	.	1	(152327.7*kvarh)	Zählerstand Blindenergie -R

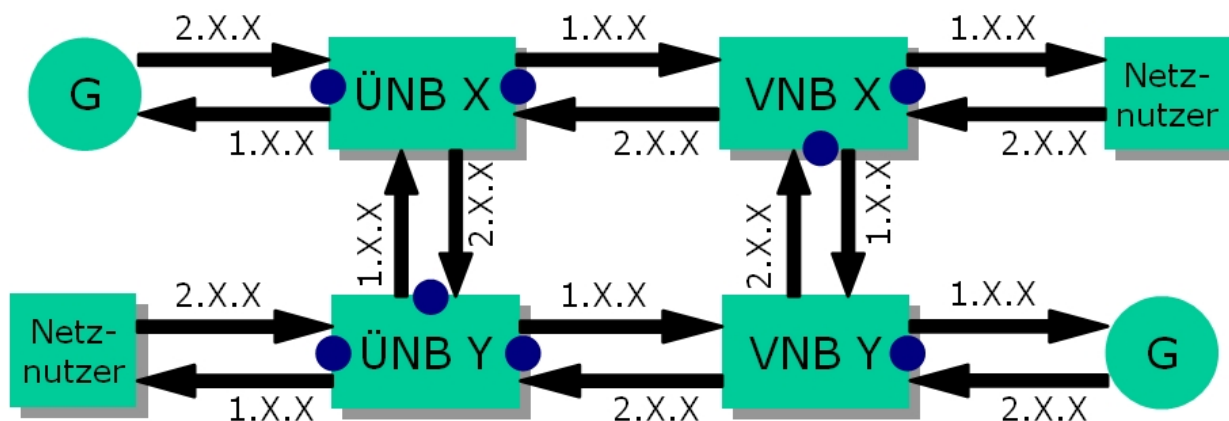
- *Lastgangzähler* (15-Minuten-Energiewerte), 2 Energierichtungen, Tarif „1“:

A	-	B	:	C	.	D	.	E	Daten	Bedeutung
1	-	1	:	1	.	29 ⁸	.	1	(2312.765*kWh)	Energiewert Wirkenergie +A
1	-	1	:	2	.	29 ⁸	.	1	(250.100*kWh)	Energiewert Wirkenergie -A
1	-	1	:	3	.	29 ⁸	.	1	(236.123*kvarh)	Energiewert Blindenergie +R
1	-	1	:	4	.	29 ⁸	.	1	(36.123*kvarh)	Energiewert Blindenergie -R

⁸ In der Marktkommunikation auch übergangsweise bis zum 31.12.2010 „9“. Ab 01.01.2011 ist ausschließlich „29“ zu verwenden /17/, /24/.

⁹ Die Verwendung der Tarifkennzeichnungen (NT/HT, T1/T2 usw.) ist für die Marktkommunikation bilateral vertraglich zu regeln. Dies ist auch aus Gründen weitergehender Informationen wie z. B. der hierzu gehörenden Schaltzeiten notwendig.

Anlage 4 Definition der Energieflussrichtungen der Abrechnungsmesseinrichtungen mit OBIS-Kennzahlen



Legende:

- Der *Netzbetreiber*, bei dem sich die *Abrechnungsmessstelle* befindet, gibt die Energieflussrichtung (Messgröße und *OBIS-Kennzahl*) für die *Abrechnungsmesseinrichtung* vor.

Bei *Messstellen* zwischen *Netzbetreibern* gleicher Spannungsebene wird in bilateralen Vereinbarungen Ort und Eigentum der *Messstelle* und die daraus resultierenden *OBIS-Kennzahlen* der *Abrechnungsmesseinrichtung* festgelegt. Werden *Vergleichsmesseinrichtungen* eingesetzt, so müssen auch dafür die *OBIS-Kennzahlen* vertraglich vereinbart werden.

G *Netznutzer* mit Einspeisung

ÜNB *Übertragungsnetzbetreiber*

VNB *Verteilungsnetzbetreiber*

1.X.X *OBIS-Kennzahl* (ab Wertegruppe C): +A (*Bezug* nach VZS)













2.X.X *OBIS-Kennzahl* (ab Wertegruppe C): -A (*Lieferung* nach VZS)

analog













3.X.X *OBIS-Kennzahl* (ab Wertegruppe C): +R

4.X.X *OBIS-Kennzahl* (ab Wertegruppe C): -R

Anlage 5 Ausführungen von Standard-Messstellen und ihre Ablesezyklen

Messstellenart	Genauigkeitsklassen			Energieflussrichtung	Standardumfang
	Spannungswandler	Stromwandler	Zähler		
Niederspannung Messeinrichtung mit Arbeitszähler Direkter Anschluss	–	–	Wirkenergie Klasse 2	 +A oder  -A	Zählerstand Wirkverbrauch, Ein- oder Zweitarif, jährliche <i>Ablesung</i>
Niederspannung Messeinrichtung mit Arbeitszähler Stromwandleranschluss	–	0,5 S	Wirkenergie Klasse 2	 +A oder  -A	Zählerstand Wirkverbrauch, Ein- oder Zweitarif, jährliche <i>Ablesung</i>
Niederspannung Messeinrichtung mit Lastgangzähler direkter Anschluss	–	-	Wirkenergie Klasse 1 Blindenergie Klasse 2	 + A und  + R und/oder ¹⁰  - A und  - R	<i>Lastgang</i> für Wirk- und Blindenergie, Kommunikationsmodul, Synchronisierung, tägliche <i>Ablesung</i>
Niederspannung Messeinrichtung mit Lastgangzähler Stromwandleranschluss	–	0,5 S	Wirkenergie Klasse 1 Blindenergie Klasse 2	 + A und  + R und/oder ¹⁰  - A und  - R	<i>Lastgang</i> für Wirk- und Blindenergie, Kommunikationsmodul, Synchronisierung, tägliche <i>Ablesung</i>

¹⁰ Abhängig von der Messaufgabe bzw. vertraglicher Vereinbarungen

Messstellenart	Genauigkeitsklassen			Energieflussrichtung	Standardumfang
	Spannungswandler	Stromwandler	Zähler		
Mittelspannung Messeinrichtung mit Lastgangzähler	0,5	0,5 S	Wirkenergie Klasse 1 Blindenergie Klasse 2	 + A und  + R und/oder ¹¹  - A und  - R	<i>Lastgang</i> für Wirk- und Blindenergie, Kommunikationsmodul, Synchronisierung, tägliche <i>Ablesung</i>
Hochspannung Messeinrichtung mit Lastgangzähler	0,2	0,2	Wirkenergie Klasse 0,5 Blindenergie Klasse 2	 + A und  + R und/oder ¹¹  - A und  - R	<i>Lastgang</i> für Wirk- und Blindenergie, Kommunikationsmodul, Synchronisierung, tägliche <i>Ablesung</i>
Höchstspannung Messeinrichtung mit Lastgangzähler	0,2	0,2	Wirkenergie Klasse 0,2 Blindenergie Klasse 2	 + A und  + R und/oder ¹¹  - A und  - R	<i>Lastgang</i> für Wirk- und Blindenergie, Kommunikationsmodul, Synchronisierung, tägliche <i>Ablesung</i>

¹¹ Abhängig von der Messaufgabe bzw. vertraglicher Vereinbarungen

Anlage 6 Informationsflussmodell für Abrechnungswerte

Geschäftsprozess	Betrieb der Messstelle		Erfassung der Daten	Aufbereitung der Daten	Weitergabe der Daten
Aufgaben	<ul style="list-style-type: none"> Messstellenverwaltung Wahl der <i>Mess-einrichtungen</i> Eichung Installation Instandhaltung 	<ul style="list-style-type: none"> Vergabe und Verwaltung der <i>Zählpunkt-bezeichnung</i> Technische Mindestanforderungen definieren Verwaltung von <i>Messstellenbetreibern</i> 	<ul style="list-style-type: none"> <i>Messwerte</i> ablesen <i>Datensicherung</i> und Archivierung der unveränderten Daten 	<ul style="list-style-type: none"> Plausibilisierung der Messdaten Ermittlung von <i>Ersatzwerten</i> Ermittlung der Abrechnungsdaten für die Netznutzung Datensicherung und Archivierung 	<ul style="list-style-type: none"> <i>Messwerte</i> im standardisierten Format weitergeben Berechtigungsverwaltung für die Datenweitergabe Protokollierung der Datenweitergabe
Daten	<ul style="list-style-type: none"> <i>Zählpunkt-bezeichnung</i> Gerätedaten <i>Wandlerkonstanten</i> 	<ul style="list-style-type: none"> <i>Zählpunkt-bezeichnung</i> Gerätedaten (teilweise) <i>Wandlerkonstanten</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Zählerstände Lastgänge Zeitstempel 	<ul style="list-style-type: none"> Lastgänge Abrechnungsdaten für die Netznutzung 	<ul style="list-style-type: none"> Daten im Format <i>EDIFACT</i> Nachrichtentyp <i>MSCONS</i>: <i>Zählpunktbezeichnung</i> Zählerstände bei <i>Mess-einrichtungen</i> mit <i>Arbeitszählern</i> <i>Messwerte</i> Lastgänge 15-Minuten-Energiewerte [kWh] und [kvarh]
Verantwortlichkeit	<i>Messstellenbetreiber</i>		<i>Netzbetreiber</i>		

Anlage 7 Plausibilitätsprüfung und Datenaufbereitung

Die Aufgabe der Plausibilitätsprüfung ist es falsche bzw. *fehlende Messwerte* möglichst sofort nach dem Dateneingang zu erkennen. Falsche bzw. *fehlende Messwerte* sind durch Statusinformationen entsprechend zu kennzeichnen und an die nachfolgende *Ersatzwertbildung* zu übergeben.

A7.1 Prüfroutinen

A7.1.1 Messeinrichtungen mit Arbeitszählern

Bei *Messeinrichtungen* mit *Arbeitszählern* besteht die Plausibilitätsprüfung darin, zu kontrollieren, ob alle beauftragten *Messstellen* abgelesen, die Zählerstände korrekt übertragen wurden und der aktuelle Verbrauch mit dem Verbrauch einer vorangegangenen, vergleichbaren Abrechnungsperiode im Einklang ist.

A7.1.2 Messeinrichtungen mit Lastgangzählern

A7.1.2.1 Überprüfung Anzahl Registrierperioden je Tag

Vor allen weitergehenden Prüfungen ist die Anzahl der *Messwerte* je Tag zu bestimmen. Je Tag müssen 96 *Registrierperioden* verfügbar sein. Ausnahmen bilden der Umschalttag von Winter- nach Sommerzeit mit 92 bzw. der Umschalttag von Sommer- nach Winterzeit mit 100 Werten. In den übrigen Fällen, in denen mehr als 96 Werte auftreten, ist die Zeitreihe zunächst auf 96 Werte anzupassen. Hierzu werden jeweils nebeneinander liegende *Messwerte* verkürzter *Registrierperioden* (z. B. durch das Setzen der Uhr) aufaddiert und der neu entstandene *Messwert* als *Ersatzwert* gekennzeichnet. Es ist dabei zu beachten, dass hierdurch kein neuer Höchstwert erzeugt wird. Treten in den übrigen Fällen weniger als 96 Werte auf, so sind entsprechende *Ersatzwerte* zu bilden.

A7.1.2.2 Überprüfung auf fehlende Werte

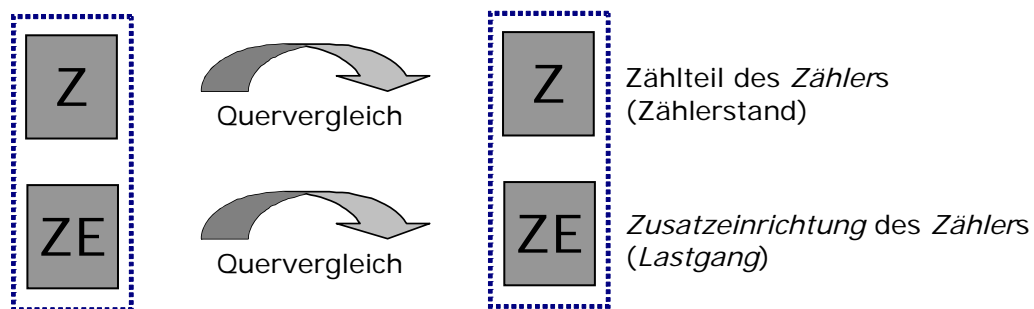
Es ist zu überprüfen, ob zu jeder *Registrierperiode* ein Wert registriert wurde. Falls eine Versorgungsunterbrechung eindeutig festgestellt wurde, werden die fehlenden *Registrierperioden* mit Null-Werten als *Ersatzwerte* aufgefüllt.

A7.1.2.3 Überprüfung Messwert-Statusinformationen

Die *Messwert-Statusinformationen* geben Auskunft über die Qualität des *Messwertes* (z. B. gestörte *Registrierperiode*, Uhr wurde gestellt usw.) und zeigen somit auf, wie verlässlich der jeweilige *Messwert* ist. Soweit die *Messstellen* über messwertbezogene Statusinformationen verfügen, sind diese entsprechend auszuwerten.

A7.1.2.4 Überprüfung bei vorhandener Vergleichsmesseinrichtung

Bei zwei getrennt von einander arbeitenden *Messeinrichtungen* kann ein so genannter Quervergleich durchgeführt werden. In diesem Fall werden Fehler mit einer nahezu hundertprozentigen Wahrscheinlichkeit gefunden (Ausnahme: beide *Zähler* weisen den gleichen Fehler auf). Unter Heranziehung eines weiteren Kriteriums zur eindeutigen Feststellung des *wahren Wertes* wird eine exakte *Ersatzwertbildung* möglich.



A7.2 Ergänzende Verfahren

Weitergehende Plausibilisierungsverfahren:

- Prüfung auf Nullwerte;
- Prüfung sonstiger Informationen (Prüfung zur Selbstüberwachung, Phasenausfall, Geräteuhrzeit, Rückstellung);
- Prüfung absoluter *Messwerte* (z. B. Grenzleistung der *Messeinrichtungen/Anlage*);
- Prüfung relativer *Messwerte*;
- Längsvergleich (Vergleich der *Lastgangsumme* in einem Zeitraum mit der zugehörigen Zählerstandsdifferenz).

Anlage 8 Ersatzwertbildung

Die *Ersatzwertbildung* erfolgt nach der Plausibilitätsprüfung. Diese identifiziert *fehlende* und unplausible *Messwerte*.

A8.1 Messeinrichtungen mit Arbeitszählern

Die *Ersatzwertbildung* erfolgt entsprechend der Vorgaben nach § 21 AVBEItV „Berechnungsfehler“ /6/.

Demnach wird der Verbrauch für die Zeit seit der letzten fehlerfreien *Ablesung* aus dem Durchschnittsverbrauch des ihr vorhergehenden und des der Feststellung des Fehlers nachfolgenden Ablesezeitraums oder aufgrund des vorjährigen Verbrauchs durch Schätzung ermittelt. Die tatsächlichen Verhältnisse sind angemessen zu berücksichtigen.

A8.2 Messeinrichtungen mit Lastgangzählern

A8.2.1 Ersatzwertbildung, wenn Vergleichsmesseinrichtung vorhanden

Die höchste Qualität der *Ersatzwertbildung* ergibt sich bei der Verwendung der *Messwerte* der entsprechenden *Vergleichsmesseinrichtung*. Die zeitgleich vorhandenen *Messwerte* werden anstelle der unplausiblen bzw. *fehlenden Werte* eingesetzt. Dieses Verfahren ist mit höchster Priorität anzuwenden.

A8.2.2 Ersatzwertbildung, wenn keine Vergleichsmesseinrichtung vorhanden

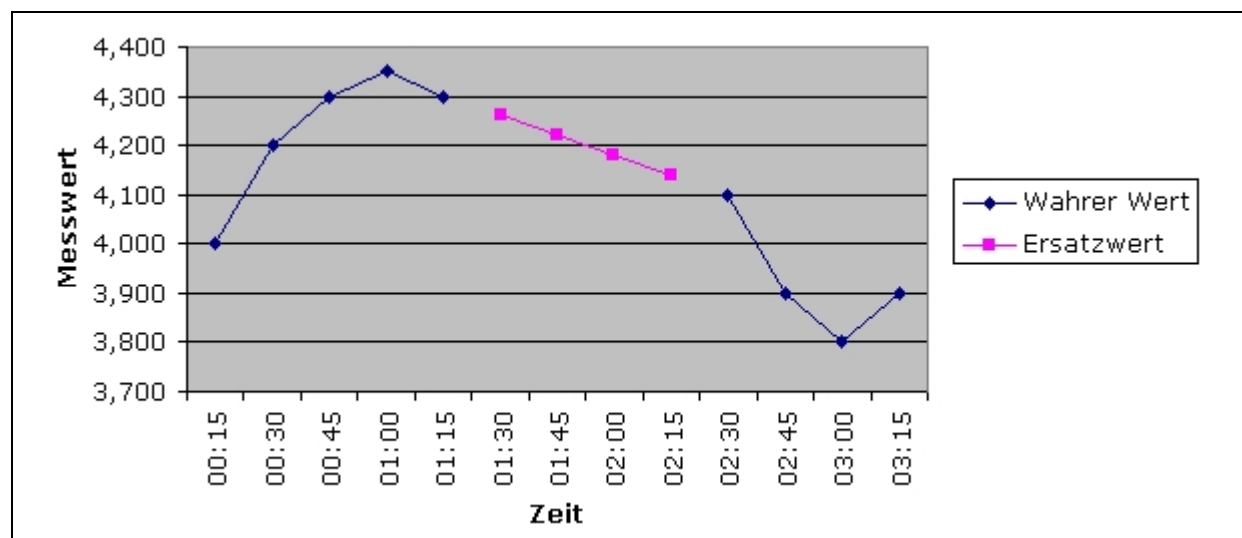
Wenn keine *Vergleichsmesseinrichtung* verfügbar ist, müssen zur *Ersatzwertbildung* statistische Methoden eingesetzt werden (Ausnahme: Versorgungsunterbrechung siehe Abschnitt A7.1.2.2). Bei Lücken in der *Lastgangaufzeichnung* ≤ 2 Stunden ist ein Interpolations- und für größere Lücken ein Vergleichswertverfahren anzuwenden. Siehe dazu Abschnitt A8.2.3, Flussdiagramm der *Ersatzwertbildung* bei *Messeinrichtungen* mit *Lastgangzähler*.

A8.2.2.1 Interpolation für Lücken ≤2 Stunden bei Lastgängen

Kleine Lücken (≤2 Stunden) sind mit Hilfe der vorangegangenen und folgenden Werte über lineare Interpolation zu füllen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass nur geprüfte und plausible Werte ohne Fehlerstatus als Ausgangswert für die Interpolation verwendet werden.

Beispiel:

Zeit	Wahrer Wert	Ersatzwert	Formel
00:15	4,000 kWh		
00:30	4,200 kWh		
00:45	4,300 kWh		
01:00	4,350 kWh		
01:15	4,300 kWh		
01:30		4,260 kWh	$x(n) = x(n-1) + (x(n+4)-x(n-1))/5$
01:45		4,220 kWh	$x(n) = x(n-1) + (x(n+3)-x(n-1))/4$
02:00		4,180 kWh	$x(n) = x(n-1) + (x(n+2)-x(n-1))/3$
02:15		4,140 kWh	$x(n) = x(n-1) + (x(n+1)-x(n-1))/2$
02:30	4,100 kWh		
02:45	3,900 kWh		
03:00	3,800 kWh		
03:15	3,900 kWh		



A8.2.2.2 Vergleichswertverfahren für Lücken >2 Stunden bei Lastgängen

Bei größeren Lücken (>2 Stunden) ist das Vergleichswertverfahren anzuwenden. Es beinhaltet die Teilschritte

1. Wertebestimmung,
2. Ersatzprofilbestimmung,
3. Skalierung,

wobei Art und Umfang der verfügbaren Werte auch maßgeblichen Einfluss auf die *Ersatzwertbestimmung* haben.

1. Wertebestimmung

Bei der Anwendung des Vergleichswertverfahrens gilt es festzustellen, ob und in wieweit bekannte Werte der gestörten *Messstelle* verfügbar sind. So können bei einer gestörten *Lastgangaufzeichnung* durchaus brauchbare Arbeits- und/oder Leistungsdaten von einer *Ablesung*, *Verrechnungsliste* oder *Betriebsmessung* verwendet werden.

Wenn **keine Ersatzarbeit** (A_E) **und keine Ersatzleistung** (P_E) vorliegt, werden diese aus einem dem Störungszeitraum äquivalenten *Vergleichszeitraum* (A_V, P_V) entnommen:

$$A_E = A_V \quad \text{und} \quad P_E = P_V$$

Fehlt **entweder die Ersatzarbeit** (A_E) **oder die Ersatzleistung** (P_E), wird der *fehlende Wert* aus einem dem Störungszeitraum äquivalenten *Vergleichszeitraum* (A_V, P_V) berechnet:

$$A_E = A_V \times P_E / P_V \quad \text{oder} \quad P_E = P_V \times A_E / A_V$$

2. Ersatzprofilbestimmung

Als Ersatzprofile eignen sich:

- **Geeignete kundenspezifische Lastgänge:** unter Berücksichtigung der Feiertage, aus einem ungestörten Zeitraum.
- **Branchenspezifische Lastgänge:** anwendbar z. B. bei Großmarktketten; Markt A mit Markt B der gleichen Branche.
- **Vorwochenlastgänge:** wenn keine gemessenen *Ersatzwertparameter* (Arbeit/Leistung) ermittelbar sind.
- **VDEW-Standardlastprofile:** /29/, /30/, /31/, /32/, /33/.
- **Arbeitsbänder:** wenn kein deterministisches Verhalten im Lastverlauf erkennbar ist und kein Leistungswert als *Ersatzwertparameter* vorliegt.

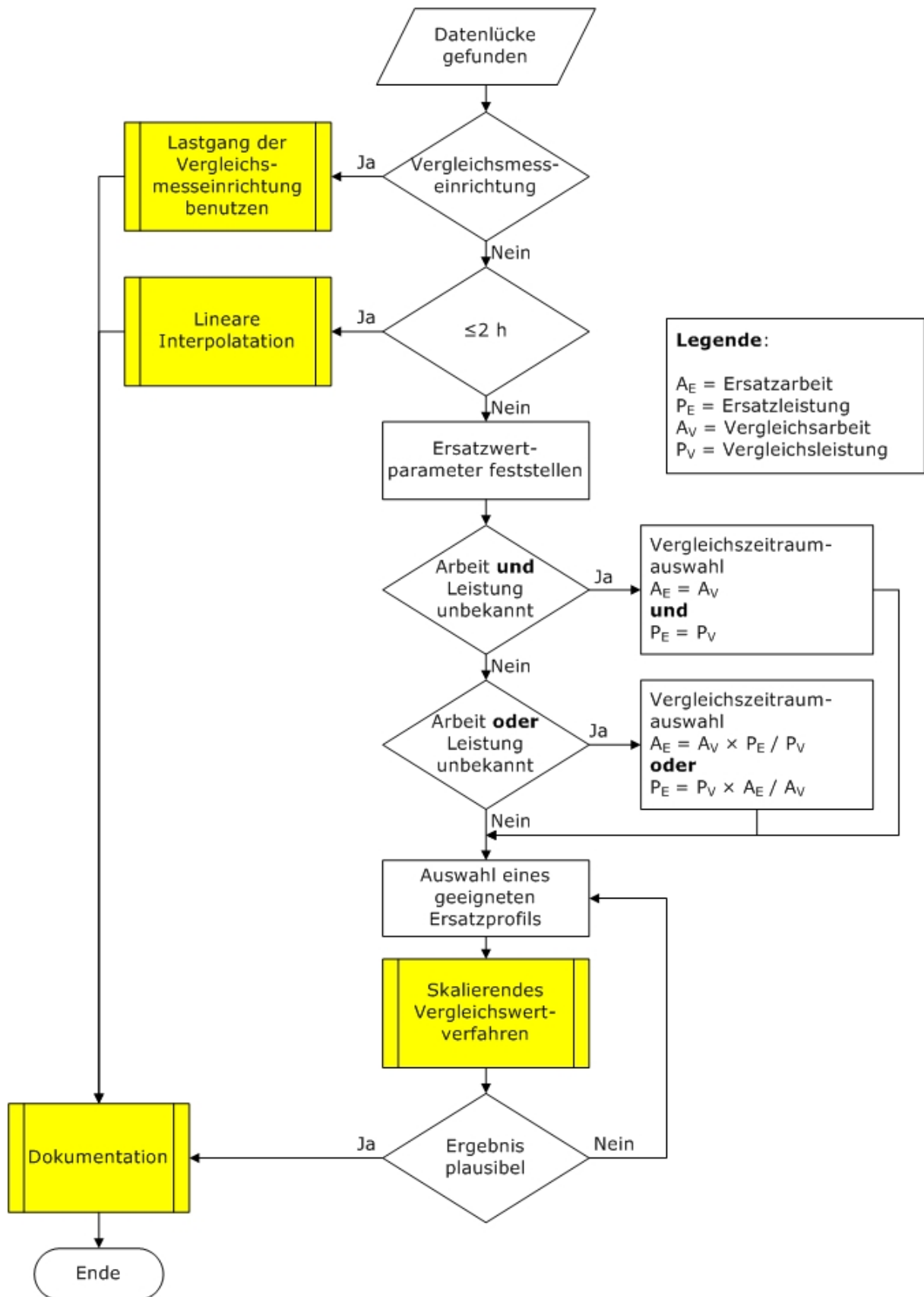
3. Skalierung

In der Regel muss das ausgewählte Ersatzprofil mittels mathematischer Methoden mit den Parametern A_E und P_E auf den Ersatzzeitraum skaliert werden.

A8.2.2.3 Korrektur von Synchronisationsfehlern

Bei signifikanten Synchronisationsfehlern kann ein Lastschiebeverfahren eingesetzt werden, welches den gemessenen *Lastgang* in einen *Lastgang* mit kleinerer Periode zerlegt und diesen *Lastgang* dann gemäß der gesetzlichen Zeit dem Ersatz*lastgang* mit 15-Minuten-Messperiode neu zuordnet. Hierbei ist die Nachvollziehbarkeit der Maßnahme entsprechend zu dokumentieren.

A8.2.3 Flussdiagramm Ersatzwertbildung – Messeinrichtungen mit Lastgangzählern



Anlage 9 Besonderheiten bei EEG-Anlagen

A9.1 Einleitung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) /4/ sieht die Errichtung und den Betrieb der *Messeinrichtungen* von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas durch den *Netzbetreiber* vor (§ 13 Abs. 1 Satz 4 EEG /4/).

Alternativ besitzt der Anlagenbetreiber die Möglichkeit, eine kundeneigene *Messeinrichtung* für die Einspeisung und den zugehörigen Eigenbedarf von einem fachkundigen Dritten errichten und betreiben zu lassen (§ 13 Abs. 1 Satz 4 EEG /4/).

A9.2 Anforderungen an Messeinrichtungen

Die Anforderungen an die *Messeinrichtungen* entsprechen den Definitionen dieser Richtlinie.

Messeinrichtungen für die *Messung* i. S. EnWG /1/ von *Bezug* und *Lieferung* von EEG-Anlagen müssen grundsätzlich so konzipiert sein, dass die gelieferte und bezogene Energie im Sinne des Eichrechts richtig gemessen wird. Führt diese Forderung in Einzelfällen zu im Vergleich zur abgerechneten Energiemenge unverhältnismäßig aufwendigen und teuren *Messeinrichtungen* (z. B. Einsatz von Spezialwandlern oder separaten Wandlern für die Erfassung des Eigenbedarfs von großen EEG-Anlagen), so ist für neu zu errichtende *Messstellen* – bis zum bekannt werden einer allgemein gültigen Duldungsregelung – eine erforderliche Ausnahmegenehmigung bei der zuständigen Eichbehörde zu erwirken. Den Antrag stellt der für die *Messeinrichtung* Verantwortliche (Anlagenbetreiber bzw. der fachkundige Dritte oder *Netzbetreiber*).

Messeinrichtungen mit *Lastgangzähler* sind grundsätzlich anzuwenden, wenn

- die Leistung der Anlage 500 kW übersteigt (§ 5 EEG /4/);
- der Eigenbedarf 100.000 kWh/Jahr übersteigt (§ 12, 18 StromNZV /3/);
- die Abrechnungsmesseinrichtung als *Lastgangmesseinrichtung* ausgeführt ist.

Grundsätzlich werden bei Eigenerzeugungsanlagen beide Energierichtungen (*Lieferung* aus Eigenerzeugung und *Strombezug* aus dem Netz der allgemeinen Versorgung) gemessen. Bei saldierenden Zählern bedarf es einer vertraglichen Vereinbarung zwischen *Netzbetreiber* und Anlagenbetreiber (z. B. bei kleinen Photovoltaikanlagen).

A9.3 Messwerterfassung, -aufbereitung und -weitergabe

Bei *Messeinrichtungen* mit *Arbeitszählern* kommen grundsätzlich die Standardverfahren des *Netzbetreibers* (*Kundenselbstablesung* oder *Ablesung* durch den *Netzbetreiber*) zur Anwendung.

Bei *Messeinrichtungen* mit *Lastgangzählern* ermöglicht der Anlagenbetreiber dem *Netzbetreiber* die *Ablesung* der *Messwerte* oder stellt die Daten elektronisch zur Verfügung. Damit wird gewährleistet, dass der *Netzbetreiber* seinen Aufgaben zur Plausibilisierung, *Ersatzwertbildung*, Datenweitergabe usw. nachkommen kann.

A9.4 Anschluss von EEG-Anlagen an Drittnetze

Nach § 4 Abs. 5 EEG /4/ ist der Anschluss einer EEG-Anlage an ein Drittnetz zulässig. Der nach EEG /4/ erzeugte Strom wird mittels „kaufmännisch-bilanzieller Durchleitung“ dem *Netzbetreiber* angeboten. Dieses Verfahren wird ausführlich in dem VDEW-Arbeitsblatt zur „Kaufmännisch-bilanziellen Durchleitung nach § 4 Abs. 5 EEG“ /35/ beschrieben. Demnach kann auf eine Summierung vor Ort mittels einer *Zusatzeinrichtung* verzichtet werden.

A9.5 Messeinrichtungen zur Aufteilung der Einspeisevergütung

Anlagen zur Erzeugung von Strom aus verschiedenen erneuerbaren Energien müssen wegen der unterschiedlichen Vergütung grundsätzlich über getrennte *Messeinrichtungen* verfügen.

Zur Aufteilung der Einspeisevergütung von gleichartigen erneuerbaren Energien empfiehlt sich, neben der *Messeinrichtung* am Verknüpfungspunkt, der Aufbau von zusätzlichen *Messeinrichtungen* für folgende Fälle:

- heterogener Anlagenzubau;
- unterschiedliche Anlagengrößen;
- unterschiedliches Betriebsverhalten (z. B. Stillstand, Dauerbetrieb);
- unterschiedliche Besitzverhältnisse.

Weitergehende Hinweise zur Umsetzung des EEG /4/, gerade in den oben genannten Fällen, und zur Anwendung gleicher Grundsätze für alle nach dem EEG /4/ geförderten Anlagen, sind in der EEG-Verfahrensbeschreibung des VDN /36/ beschrieben.