



Bundesnetzagentur

**Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität  
(GPKE)**

**GPKE Teil 1 – Einführende Prozessbeschreibung**

1.	Allgemeines.....	4
2.	Abkürzungen und Definitionen .....	6
3.	Beteiligte Rollen, Objekte und Begriffsbestimmungen .....	14
3.1.	Rollen und Objekte.....	14
3.2.	Marktlokation.....	14
3.2.1.	Spezifika der erzeugenden Marktlokation.....	16
3.2.1.1.	EEG-Marktlokation mit DV-Pflicht .....	16
3.2.1.2.	KWKG-Marktlokation mit DV-Pflicht.....	16
3.2.1.3.	EEG-Marktlokation ohne DV-Pflicht.....	16
3.2.1.4.	KWKG-Marktlokation ohne DV-Pflicht.....	16
3.2.1.5.	Tranche .....	17
3.3.	Messlokation .....	18
3.4.	Technische Ressource.....	18
3.5.	Steuerbare Ressource .....	19
3.6.	Netzlokation .....	19
3.7.	Lokationsbündel.....	20
3.7.1.	Bestimmung des MSB der Marktlokation.....	21
3.7.2.	Bestimmung des MSB der Netzlokation .....	22
3.7.3.	Bestimmung des MSB der Technischen Ressource .....	22
3.7.4.	Bestimmung des MSB der Steuerbaren Ressource.....	23
4.	Datenaustausch, Datenformate und Nachrichtentypen.....	24
5.	Vollmachten und sonstige Erklärungen des Anschlussnutzers .....	26
6.	Identifizierung einer Marktlokation bzw. Tranche.....	27
7.	Fristenberechnung .....	28
8.	Bilanzierungsgrundsätze .....	29
8.1.	Bilanzkreise.....	29
8.2.	Netzbetreiberbilanzkreise .....	29
8.2.1.	Bilanzkreis für Verlustenergie .....	29
8.2.2.	Bilanzkreis für Energien nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz.....	30
8.2.3.	Bilanzkreis für den energetischen und bilanziellen Ausgleich von Systemsicherheitsmaßnahmen.....	30
8.3.	Allgemeines zu Bilanzierung und Netzzugang mittels Profilverfahren.....	31
8.4.	Jahresmehr- und Jahresminderungen.....	32
8.5.	Besondere Regelungen zur Auswahl des jeweils anzuwendenden Bilanzierungsverfahrens .....	32
8.6.	Synchronmodell .....	34
4.	Allgemeines.....	3

2. — Abkürzungen und Definitionen .....	5
3. — Beteiligte Rollen, Objekte und Begriffsbestimmungen .....	12
3.1. — Rollen und Objekte .....	12
3.2. — Marktlokation .....	12
3.2.1. — Spezifika der erzeugenden Marktlokation .....	14
3.2.1.1. — EEG-Marktlokation mit DV-Pflicht .....	14
3.2.1.2. — KWKG-Marktlokation mit DV-Pflicht .....	14
3.2.1.3. — EEG-Marktlokation ohne DV-Pflicht .....	14
3.2.1.4. — KWKG-Marktlokation ohne DV-Pflicht .....	14
3.2.1.5. — Tranche .....	15
3.3. — Messlokation .....	15
3.4. — Technische Ressource .....	16
3.5. — Steuerbare Ressource .....	16
3.6. — Netzlokation .....	16
3.7. — Lokationsbündel .....	18
3.7.1. — Bestimmung des MSB der Marktlokation .....	18
3.7.2. — Bestimmung des MSB der Netzlokation .....	19
3.7.3. — Bestimmung des MSB der Technischen Ressource .....	20
3.7.4. — Bestimmung des MSB der Steuerbaren Ressource .....	20
4. — Datenaustausch, Datenformate und Nachrichtentypen .....	21
5. — Vollmachten und sonstige Erklärungen des Anschlussnutzers .....	23
6. — Identifizierung einer Marktlokation bzw. Tranche .....	24
7. — Fristenberechnung .....	25
8. — Bilanzierungsgrundsätze .....	26
8.1. — Bilanzkreise .....	26
8.2. — Netzbetreiberbilanzkreise .....	26
8.2.1. — Bilanzkreis für Verlustenergie .....	26
8.2.2. — Bilanzkreis für Energien nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz .....	27
8.2.3. — Bilanzkreis für den energetischen und bilanziellen Ausgleich von Systemsicherheitsmaßnahmen .....	27
8.3. — Allgemeines zu Bilanzierung und Netzzugang mittels Profilverfahren .....	27
8.4. — Jahresmehr- und Jahresminderungen .....	28
8.5. — Besondere Regelungen zur Auswahl des jeweils anzuwendenden Bilanzierungsverfahrens .....	29
8.6. — Synchronmodell .....	31

## 1. Allgemeines

In der GPKE sind die zentralen Prozesse und der dazu zugehörnde elektronische Datenaustausch im Zusammenhang mit dem Lieferantenwechsel bei der leitungsgebundenen Versorgung und Erzeugung mit Strom und damit prozessübergreifende Prozesse sowie allgemeine Prozessregularien im Kontext der elektronischen Marktkommunikation beschrieben.

Die im Rahmen der Geschäftsprozesse der GPKE genannten Bearbeitungsfristen der Marktteilnehmer in ihren jeweiligen Rollen sind Höchstfristen, die sich am maximalen Arbeitsaufwand für den jeweiligen Prozessschritt orientieren. Daher erwartet die Bundesnetzagentur, dass diese Fristen nur bei entsprechendem Arbeitsanfall ausgeschöpft werden und die Bearbeitungszeit insbesondere im Zuge zunehmender Automatisierung sowie effizienter Optimierung der abzuwickelnden Prozesse weiter verringert wird.

Den Darstellungen in dieser Prozessbeschreibung liegt der Fall zugrunde, dass der Letztverbraucher mit seinem Lieferanten einen Energieliefervertrag inkl. Netznutzung abgeschlossen hat. Der Lieferant nimmt die Aktivitäten dieser Prozessbeschreibung in seiner Rolle als (bisheriger, aktueller oder künftiger) Netznutzer für die verbrauchende Marktlotation eines Letztverbrauchers wahr. Ist der Letztverbraucher selbst Netznutzer, so tritt er in die Rolle des Lieferanten i.S. dieser Prozessbeschreibung, soweit diese Regelungen sinngemäß auf ihn anwendbar sind. Eine Ausnahme bilden die Meldungen des Lieferanten im Rahmen des Lieferantenwechsels. Will der Kunde die damit verbundenen Aktivitäten nicht selbst wahrnehmen, kann er diese auf Dritte übertragen. Die Verantwortlichkeit des Netznutzers für die Erfüllung dieser Aufgaben bleibt davon unberührt.

Weiterhin liegt den Darstellungen in dieser Prozessbeschreibung der Fall zugrunde, dass der Erzeuger mit seinem Lieferanten einen Stromabnahmevertrag abgeschlossen hat. Der Lieferant nimmt die Aktivitäten dieser Prozessbeschreibung in seiner Rolle als (bisheriger, aktueller oder künftiger) Lieferant für die erzeugende Marktlotation eines Erzeugers bzw. einer Tranche wahr.

Will der Erzeuger die in seiner erzeugenden Marktlotation erzeugte und in ein Netz eingespeiste Energiemenge selbst vermarkten, so tritt er in die Rolle des Lieferanten i.S. dieser Prozessbeschreibung, soweit diese Regelungen sinngemäß auf ihn anwendbar sind. Will der Erzeuger die damit verbundenen Aktivitäten nicht selbst wahrnehmen, so muss er diese vollständig auf seinen bzw. seine Lieferanten übertragen.

Die in der GPKE abgebildeten Prozesse decken die überwiegende Zahl der Geschäftsprozesse ab und sind in ihrer Detaillierung so gehalten, dass sie Allgemeingültigkeit im Markt haben. Zwischen den Marktteilnehmern können weitere Regelungen zu Geschäftsprozessen getroffen werden, soweit sie nicht im Widerspruch zur GPKE stehen und Dritte nicht diskriminiert werden.

In den Fällen, in denen am Prozess Beteiligte aufgrund von Personenidentität „mit sich selbst“ zu kommunizieren hätten, bleibt für die davon betroffenen Prozessschritte eine Abweichung in Bezug auf die prozessuale Ausgestaltung oder des zu verwendenden Datenformats zulässig, soweit sich aus geltendem Recht oder aus behördlichen Entscheidungen nichts Abweichendes ergibt.

Aus Gründen der Klarstellung weist die Beschlusskammer nachfolgend auf das nach ihrem Verständnis auch in der Vergangenheit bereits bestehende Verhältnis zwischen festgelegten prozessualen Vorgaben zur Marktkommunikation und anderen materiellen Rechtsvorschriften hin:

Die Festlegungen zur Marktkommunikation sind als eigenständige prozessuale Handlungsvorgaben aufzufassen und als solche von den Teilnehmern der Marktkommunikation bei Vorliegen der jeweiligen Voraussetzungen entsprechend umzusetzen und abzuwickeln.

Das Bestehen oder Nichtbestehen möglicher Vorgaben nach (anderen) materiellen Rechtsvorschriften ist von der Umsetzung der festgelegten prozessualen Vorgaben getrennt und losgelöst zu betrachten, soweit die Berücksichtigung materiell-rechtlicher Vorfragen nicht explizit als Voraussetzung zur Umsetzung prozessualer Vorgaben benannt ist.

Das Dokument „Marktprozesse für erzeugende Marktlokationen (Strom)“ (MPES) findet zukünftig keine separate Anwendung mehr. Relevante Inhalte sind in die GPKE überführt worden.

## 2. Abkürzungen und Definitionen

Abkürzung	Definition
AB	Anlagenbetreiber
Ableseturnus	Siehe hierzu WiM Teil 2, Kapitel 2.2.3. „Bestimmung des Ableseturnus und Intervalls bei kME ohne RLM und bei mME“.
AD	Aktivitätsdiagramm
Aggregationsverantwortung	<p>Zu unterscheiden ist die Aggregationsverantwortung des NB und diejenige des ÜNB.</p> <p>Unter die Aggregationsverantwortung des NB fallen die Energiemengen aller Marktlokationen, deren Energiemengen mit Hilfe von Messlokationen ermittelt <u>wird werden</u>,</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>die alle mit intelligenten Messsystemen (iMS) ausgestattet sind, auf Basis von Viertelstundenwerten bilanziert werden</u> und vom NB noch nicht zur Aggregation an den ÜNB übertragen wurden,</li> <li>• <u>die alle mit iMS ausgestattet sind und noch nicht auf Basis von Viertelstundenwerten bilanziert werden</u>,</li> <li>• die alle mit konventionellen Messeinrichtungen (kME) ausgestattet sind,</li> <li>• die alle mit modernen Messeinrichtungen (mME) ausgestattet sind,</li> <li>• die nicht mit einer einheitlichen Messtechnik ausgestattet sind,</li> </ul> <p>sowie die Energiemengen von pauschalen Marktlokationen.</p> <p>Unter die Aggregationsverantwortung des ÜNB fallen die Energiemengen aller Marktlokationen, deren Energiemengen mit Hilfe von Messlokationen ermittelt <u>wird werden</u>, die alle mit iMS ausgestattet sind, <u>auf Basis von Viertelstundenwerten bilanziert werden</u> und vom NB unter Einhaltung der Vorgaben der GPKE zur Aggregation an den ÜNB übertragen wurden.</p>
AHB	Anwendungshandbuch
AN	Anschlussnutzer
ANN	Anschlussnehmer
APERAK	Application Error and Acknowledgement Message
API-Webdienst	Hier: Schnittstelle zum hochautomatisierten Datenaustausch über Webdienste für eine bidirektionale Maschine-zu-Maschine-Kommunikation
BAS	Bilanzkreisabweichungssaldo
BDEW	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BG	Bilanzierungsgebiet
BG-SZR	Bilanzierungsgebietssummenzeitreihe
BG-CL	Bilanzierungsgebietsclearingliste
BIKO	Bilanzkoordinator
Bilanzierungsmonat	Der Bilanzierungsmonat stellt einen Kalendermonat dar, für den eine Bilanzkreisabrechnung durchgeführt wird.
Bilanzkreisabrechnung	Abrechnung der Bilanzkreise durch den Bilanzkoordinator (Strom)
BK	Bilanzkreis
BK-SZR	Bilanzkreissummenzeitreihe
BK-Zuordnung	Bilanzkreiszuordnung
BKA	Bilanzkreisabrechnung

Abkürzung	Definition
BKA (ohne KBKA)	BKA (ohne KBKA) beinhaltet die Bilanzkreisabrechnung zum 42. WT.
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BNetzA	Bundesnetzagentur
CONTRL	Control Message
Datenaggregation	siehe <i>Aggregationsverantwortung</i>
DBA	Differenzbilanzaggregat (Differenzzeitreihe)
DV	Direktvermarktung
DV-Pflicht	Direktvermarktungspflicht
DZÜ	Deltazeitreihenübertrag
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
E/G	Ersatz-/Grundversorger bzw. Ersatz-/Grundversorgung
EDIFACT	Electronic Data Interchange for Administration, Commerce and Transport
EIC	Energy Identification Code
elektronisches Preisblatt	Das von einem Sender (z.B. NB) übermittelte elektronische Preisblatt, auch nur Preisblatt genannt, ermöglicht dem Empfänger des Preisblatts (z.B. LF) eine automatisierte und damit massengeschäftsfähige Rechnungsprüfung von Leistungen des Senders (z.B. Rechnungsprüfung einer Netznutzungsrechnung des NB durch den LF).
Ersatzversorgung	Ersatzversorgung gemäß § 38 EnWG
ESA,	Energieserviceanbieter des Anschlussnutzers Der Energieserviceanbieter des Anschlussnutzers fragt im Auftrag des Anschlussnutzers Werte an und verarbeitet diese. Zusatzinformation: Der Energieserviceanbieter des Anschlussnutzers verfügt über eine den gesetzlichen Anforderungen entsprechende Einwilligung des Anschlussnutzers. Der Energieserviceanbieter des Anschlussnutzers nutzt die angefragten Werte ausschließlich im Verhältnis mit dem Anschlussnutzer.
EZ	Der Erzeuger (EZ) ist der Verantwortliche für die erzeugende Marktlokation. Besteht eine erzeugende Marktlokation aus mehreren Technischen Ressourcen, die von verschiedenen Anlagenbetreibern betrieben werden, so übernimmt der Erzeuger die Aufgaben im Sinne dieser Prozessbeschreibung für alle diese Anlagenbetreiber.
FPE	Fahrplanexport (Fahrplanentnahmesumme)
FPI	Fahrplanimport (Fahrplaneinspeisesumme)
gMSB	Grundzuständiger Messstellenbetreiber i.S.d. § 2 Nr. 4 MsbG ( <i>entspricht der Rolle Messstellenbetreiber in der Marktkommunikation</i> )
GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
Grundversorgung	Grundversorgung gem. § 36 EnWG
Haushaltskunde	Haushaltskunde i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
ID	Identifikationsnummer
iMS	intelligentes Messsystem
JVP	Jahresverbrauchsprognose
KBKA	Korrekturbilanzkreisabrechnung; beinhaltet die Bilanzkreisabrechnung zum Ende des 8. Monats.

<b>Abkürzung</b>	<b>Definition</b>
kME	konventionelle Messeinrichtung; Synonym für bisherige Messtechnik (nicht mME und nicht iMS)
kWh	Kilowattstunde
kWh/a	Kilowattstunde pro Jahr
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
Leistungskurvendefinition	Die Leistungskurvendefinition beinhaltet im Kalenderjahr ausgerollt die Information, zu welchen Zeiten und inwieweit an einer Lokation die Leistung z. B. über-/unterschritten werden darf. Die Leistungskurvendefinition stellt den langfristig geplanten Leistungsverlauf unter Angabe von definierten Parametern dar.
LF	Lieferant
LF-CL	Lieferantenclearingliste
LF-SZR	Lieferantensummenzeitreihe
LFA	Lieferant alt bzw. alter Lieferant (entspricht der Rolle Lieferant in der Marktkommunikation) Dabei gilt: Der LF, der zum <ul style="list-style-type: none"> <li>• vom LFN gewünschten Kündigungstermin der Marktlokation bzw. Tranche (Use-Case "Kündigung", GPKE Teil 2)</li> <li>• vom LFN gewünschten Zuordnungsbeginn der Marktlokation bzw. Tranche (Use-Case "Lieferbeginn", GPKE Teil 2)</li> <li>• vom NB angekündigten Zuordnungsbeginn einer zu beendenden Tranche (Use-Case "Herstellung einer 100% LF-Zuordnung zu einer erzeugenden Marktlokation", GPKE Teil 2)</li> </ul> zugeordnet ist, ist der LFA.
LFN	Lieferant neu bzw. neuer Lieferant (entspricht der Rolle Lieferant in der Marktkommunikation)
LFZ	Lieferant zukünftig bzw. zukünftiger Lieferant (entspricht der Rolle Lieferant in der Marktkommunikation).  Das bedeutet für: <ul style="list-style-type: none"> <li>• die Use Cases "Lieferbeginn" und "Herstellung einer 100% LF-Zuordnung zu einer erzeugenden Marktlokation" (GPKE Teil 2): Ordnet der NB den LFN der Marktlokation bzw. Tranche zum Zuordnungsbeginn zu und ist zeitlich nach diesem Zuordnungsbeginn bereits ein LF der Marktlokation bzw. einer Tranche der Marktlokation zugeordnet, ist dieser LF ein LFZ.</li> <li>• den Use Case "Lieferende von NB an LF" im Fall der Stilllegung einer Marktlokation (GPKE Teil 2): Beendet der NB die Zuordnung des LF zu der Marktlokation bzw. Tranche zum Zuordnungsende und ist zeitlich zum oder nach diesem Zuordnungsende bereits ein LF der Marktlokation bzw. einer Tranche der Marktlokation zugeordnet, ist dieser LF ein LFZ.</li> <li>• die Prozesse der Stammdatenänderung (GPKE Teil 4): Ein LFZ ist nach dem Zeitpunkt, zu dem die Stammdatenänderung in Kraft tritt, der Lokation zugeordnet.</li> </ul>



<b>Abkürzung</b>	<b>Definition</b>
Lieferschein	Als Lieferschein wird das Dokument bezeichnet, in dem der NB dem LF vor Übermittlung der Netznutzungsrechnung die Abrechnungsenergiemengen und ggf. Leistungswerte zur Verfügung stellt, die in dem Zeitraum verbraucht und ermittelt wurden, für den die Netznutzungsrechnung erstellt wird.
Lokation	Sammelbegriff für Mess-, Markt- und Netzlokation, Technische Ressource und Steuerbare Ressource
Lokationsbündel	Bündel messtechnisch abhängiger Lokationen; siehe hierzu unter GPKE Teil 1, Kapitel 3.7. „Lokationsbündel“
MaBiS	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
MaBiS-ZP	MaBiS-Zählpunkt
MaLo-ID	Marktlokations-Identifikationsnummer
Marktakteur	Unter dem Begriff Marktakteur werden alle Marktteilnehmer und die Teilnehmer (z. B. AN und ANN) gefasst, mit denen eine Kommunikation in diesen Prozessen stattfindet.
Marktlokation	Siehe hierzu unter GPKE Teil 1, Kapitel 3.2. „Marktlokation“
Marktpartner	Als ein Marktpartner wird ein Marktteilnehmer in einer Rolle bezeichnet.
MP-ID	Marktpartner-Identifikationsnummer
Marktteilnehmer	Unter dem Begriff Marktteilnehmer wird eine natürliche oder juristische Person verstanden, die eine oder mehrere Rollen einnimmt.
Messeinrichtung	Gemäß E VDE-AR-N 4400: „Messgerät, das allein oder in Verbindung mit anderen Messgeräten für die Gewinnung eines oder mehrerer Messwerte eingesetzt wird“.
Messlokation	Siehe hierzu unter GPKE Teil 1, Kapitel 3.3. „Messlokation“
Messstellenbetrieb	Siehe hierzu unter § 3 Abs. 2 MsbG
Messung	Siehe hierzu unter § 3 Nr. 26 c. EnWG
MIG	Nachrichtentypbeschreibung
mME	moderne Messeinrichtung
MMMA	Mehr-/Minder Mengen-Abrechnung
Modell 2	Das Modell 2 "Bilanzierung im Bilanzierungsgebiet (BG) des Ladepunktbetreibers" (Ladepunktbetreiber auch CPO: Charge Point Operator genannt) ermöglicht eine ladevorgangsscharfe bilanzielle Energiemengenzuordnung für den speziellen Anwendungsfall der Elektromobilität. Das Modell 2 wird in der BDEW Anwendungshilfe „Modell 2 zur ladevorgangsscharfen bilanziellen Energiemengenzuordnungsmöglichkeit“ konkretisiert.
MS	Mittelspannung
MSB	Messstellenbetreiber
MSBA	Messstellenbetreiber alt bzw. alter Messstellenbetreiber (entspricht der Rolle Messstellenbetreiber in der Marktkommunikation)
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MSBN	Messstellenbetreiber neu bzw. neuer Messstellenbetreiber (entspricht der Rolle Messstellenbetreiber in der Marktkommunikation)
MSBZ	MSB zukünftig bzw. zukünftiger Messstellenbetreiber (entspricht der Rolle Messstellenbetreiber in der Marktkommunikation)  Dabei gilt:

Abkürzung	Definition
	<ul style="list-style-type: none"> <li>im Use-Case "Lieferende von NB an LF" im Fall der Stilllegung einer Marktlokation (GPKE Teil 2): Beendet der NB die Zuordnung des MSB zu einer Marktlokation bzw. Messlokation zum Zuordnungsende und ist zeitlich zum oder nach diesem Zuordnungsende bereits ein MSB der Marktlokation bzw. Messlokation zugeordnet, ist dieser MSB ein MSBZ.</li> <li>für die Prozesse der Stammdatenänderung (GPKE Teil 4): Ein MSBZ ist nach dem Zeitpunkt, zu dem die Stammdatenänderung in Kraft tritt, der Lokation zugeordnet.</li> </ul>
NB	Netzbetreiber
NB-DZR	Netzbetreiber-Deltazeitreihe
NBA	Netzbetreiber alt bzw. alter Netzbetreiber ( <i>entspricht der Rolle Netzbetreiber in der Marktkommunikation</i> )
NeLo-ID	Netzlaktions-Identifikationsnummer
Netzlokation	Siehe hierzu unter GPKE Teil 1, Kapitel 3.6. „Netzlokation“
Netznutzungsrechnung	Unter dem Begriff „Netznutzungsrechnung“ werden Abschlags-, Turnus-, Zwischen- und Schlussrechnungen zusammengefasst.
NGZ	Eine Netzgangzeitreihe ist eine gemessene Netzübergabe zur Abgrenzung zum benachbarten Bilanzierungsgebiet.
NN	Netznutzung
NS	Niederspannung
NZR	Netzzeitreihe
POG	Preisobergrenze
RLM	Registrierende Leistungsmessung
Rolle	Aufgaben und Verantwortlichkeiten von natürlichen bzw. juristischen Personen werden Rollen zugeordnet. Jede einzelne Aufgabe und jede Verantwortung, die in der Marktkommunikation benötigt wird, ist genau einer Marktrolle zugeordnet, bspw. LF, NB, MSB.
RZ	Regelzone
Saldo	Differenzmenge, die sich nach getrennter Aufrechnung der Einspeisung und Entnahme ergibt. Der Saldo wird als Ausgleichsmenge auf die Seite des Energiekontos (Bilanzierungsgebiets-, Bilanzkreis- oder Regelzonenkonto) eingesetzt, die nach Aufrechnung aller Einzelpositionen die geringere Energiemenge aufweist.
Schaltzeitdefinition	Die Schaltzeitdefinition beinhaltet im Kalenderjahr ausgerollt die Information, zu welchen Zeiten an einer Lokation eine Schaltung vorgenommen wird. Die Schaltzeitdefinition stellt den <b>langfristig</b> geplanten Schaltverlauf unter Angabe von definierten Parametern dar.
SD	Sequenzdiagramm
SEP	Standerdeinspeiseprofil
SLP	Standardlastprofil; im weiteren Verlauf inklusive temperaturabhängiger Lastprofile zu verstehen
SMGW	Smart-Meter-Gateway
SR-ID	Steuerbare Ressource-Identifikationsnummer
SRE	Überführungszeitreihe Sekundärregelleistung/Export
SRI	Überführungszeitreihe Sekundärregelleistung/Import
Steuererlaubnis	Bestellbare Konfiguration für ein iMS (hier: inkl. Steuerungseinrichtung, die über das SMGW kommuniziert), dass

Abkürzung	Definition
	eine Steuerung auf Basis von <b>einzelnen</b> Steuerbefehlen mit einem iMS erlaubt und darüber das Absetzen von Steuerbefehlen mit dem iMS ermöglicht.
StromGVV	Stromgrundversorgungsverordnung
T	Tag; dies beinhaltet sämtliche Werktage, Samstage, Sonntage und gesetzliche Feiertage.
TEP	tagesparameterabhängiges Einspeiseprofil
TLP	temperaturabhängiges Lastprofil
TR-ID	Technische Ressource-Identifikationsnummer
Übermittlung von Werten nach Typ 1	<p>Werte, die im Rahmen der Netznutzungs-, Bilanzkreis- und Mehr-/Mindermengenabrechnung (einschließlich Bilanzkreistreue, Herkunftsnachweisregister, Blindarbeitsabrechnung und Betriebsführung) oder bei einer Zählzeitdefinition des LF (mit dem Zählzeitenanwendungszweck "Endkundenabrechnung") Anwendung finden (s. WiM Teil 2, Kapitel 2. „Prozesse Anforderung und Übermittlung von Werten“).</p> <p>Handelt es sich um eine Übermittlung von Werten nach Typ 1, muss „nach Typ 1“ in den Dokumenten nicht angegeben werden.</p>
Übermittlung von Werten nach Typ 2	<p>Werte, die nicht im Rahmen der Netznutzungs-, Bilanzkreis- und Mehr-/Mindermengenabrechnung und nicht bei einer Zählzeitdefinition des LF Anwendung finden (s. u.a. WiM Teil 2, Kapitel 3. „Übermittlung von Werten nach Typ 2“ und WiM Teil 2, Kapitel 4. „Anfrage und Übermittlung von Werten durch und an den ESA“).</p> <p>Handelt es sich um eine Übermittlung von Werten nach Typ 2, ist „nach Typ 2“ im entsprechenden Kapitel oder Use-Case anzugeben.</p>
UC	Use-Case
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
ÜNB-DZR	Übertragungsnetzbetreiber-Deltazeitreihe
ÜT	<p>Tag des Empfangs der Übertragungsdatei.</p> <p>Dieser Tag ist aus der AS4-Zustellquittung zu entnehmen, die der Empfänger der Übertragungsdatei an den Sender der Übertragungsdatei übermittelt.</p> <p>Im Fall der API-Webdienste ist der Tag der Übertragung aus der Response-Nachricht zu entnehmen, die sich auf den vom Sender beim Empfänger aufgerufenen API-Webdienst bezieht.</p>
ÜZ	<p>Zeitpunkt des Empfangs der Übertragungsdatei.</p> <p>Dieser Zeitpunkt (d. h. der Tag inkl. der Uhrzeit der Übertragung) ist aus der AS4-Zustellquittung zu entnehmen, die der Empfänger der Übertragungsdatei an den Sender der Übertragungsdatei übermittelt.</p> <p>Im Fall der API-Webdienste ist der Zeitpunkt der Übertragung (d. h. der Tag inkl. der Uhrzeit der Übertragung) aus der Response-Nachricht zu entnehmen, die sich auf den vom Sender beim Empfänger aufgerufenen API-Webdienst bezieht.</p>
VZR	Verlustzeitreihe
WiM Strom	Wechselprozesse im Messwesen Strom
wMSB	Messstellenbetreiber, der den Messstellenbetrieb auf Wunsch des Anschlussnutzers gemäß §5MsbG oder nach Wahl des Anschlussnehmers gemäß §6MsbG nicht im Rahmen der

Abkürzung	Definition
	Grundzuständigkeit erbringt ( <i>entspricht der Rolle Messstellenbetreiber in der Marktkommunikation</i> ).
WT	Werktag; darunter sind alle Tage zu verstehen, die kein Samstag, Sonntag oder gesetzlicher Feiertag 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.
ZPB	Zählpunktbezeichnung
ZRT	Zeitreihentyp
Zuordnungsbeginn	Mit Zuordnungsbeginn wird der Zeitpunkt bezeichnet, ab dem ein Unternehmen in der jeweiligen Rolle bzw. ein Kunde einem Objekt, wie beispielsweise einer Marktlokation, zugeordnet ist. Dies ist immer 00:00 Uhr eines Tages.
Zuordnungsende	Mit Zuordnungsende wird der Zeitpunkt bezeichnet, bis zu dem ein Unternehmen in der jeweiligen Rolle bzw. ein Kunde einem Objekt, wie beispielsweise einer Marktlokation, zugeordnet ist. Dies ist immer 00:00 Uhr eines Tages.
Zuordnungsermächtigung	Umschreibung für die rechtlich/vertraglich abgesicherte Möglichkeit eines Marktakteurs, rechtswirksame Geschäfte abzuwickeln (z. B. durch Nachweis über Vollmachten).
Zählpunktbezeichnung	Eine eindeutige, nicht temporäre, alphanumerische Bezeichnung, die den Zählpunkt identifiziert. Die Bildung der Zählpunktbezeichnung erfolgt nach der „FNN Anwendungsregel Messwesen Strom (Metering Code) E VDE-AR-N 4400“ in der jeweils geltenden Fassung.
Zählzeitdefinition	Die Zählzeitdefinition beinhaltet im Kalenderjahr ausgerollt die Information, zu welcher Zeit welches Register an einer verbrauchenden Marktlokation (und dementsprechend an der/den Messlokation(en)) die geflossene Energie erfasst.
Zählzeitenanwendungszwecke	Die Zählzeitenanwendungszwecke sind folgendermaßen definiert: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Zählzeitenanwendungszweck „Netznutzung“, wenn nicht abweichend inklusive Zählzeitenanwendungszweck „Endkunde“: Zählzeitdefinitionen, die die Basis für die Verwendungszwecke aus der UTILMD (Netznutzungsabrechnung, Bilanzkreisabrechnung, MMMA, Übermittlung an HKNR, Endkundenabrechnung [ggf. eingeschränkt auf den Netzentgeltanteil der Rechnung an den Kunden], Ermittlung der Ausgeglichenheit von Bilanzkreisen) bilden und vom NB und LF bestellt werden können.</li> <li>• Zählzeitenanwendungszweck „Endkunde“, wenn abweichend zum Zählzeitenanwendungszweck „Netznutzung“: Zählzeitdefinitionen, die die Basis für den Verwendungszweck aus der UTILMD (Endkundenabrechnung, wenn abweichend zur Netznutzungsabrechnung) bilden und ausschließlich vom LF bestellt werden können.</li> </ul>

Abkürzung	Definition
	<p>Für die prozessuale Umsetzung des Zählzeitenanwendungszwecks „Netznutzung“ bedeutet dies folgendes:  Werte zu Kanälen, die mit dieser Zählzeitdefinition markiert sind und die Verwendungszwecke aus der UTILMD (Netznutzungsabrechnung, Bilanzkreisabrechnung, Mehr-/Minder mengenabrechnung, Übermittlung an HKNR, Endkundenabrechnung [ggf. eingeschränkt auf den Netzentgeltanteil der Rechnung an den Kunden], Ermittlung der Ausgeglichenheit von Bilanzkreisen) haben, sind den in der WiM Teil 2, Kapitel 2. aufgeführten Zwecken Netznutzungs-, Bilanzkreis- oder Mehr-/Minder mengenabrechnung zuzuordnen.</p> <p>Für die prozessuale Umsetzung des Zählzeitenanwendungszwecks „Endkunde“ bedeutet dies folgendes:  Werte zu Kanälen, die mit dieser Zählzeitdefinition markiert sind und den Verwendungszweck aus der UTILMD (Endkundenabrechnung, wenn abweichend zur Netznutzungsabrechnung) haben, sind der WiM Teil 2, Kapitel 2. ebenfalls zuzuordnen. Im Fall des Zählzeitenanwendungszwecks „Endkunde“ findet die Übermittlung der Werte für diesen Zählzeitenanwendungszweck nur zwischen dem MSB der Messlokation, dem MSB der Marktlokation und dem LF statt.</p>

### 3. Beteiligte Rollen, Objekte und Begriffsbestimmungen

#### 3.1. Rollen und Objekte

##### Rollen

- Bilanzkreisverantwortlicher (BKV)
- Lieferant (LF)
- Netzbetreiber (NB)
- Messstellenbetreiber (MSB)
- Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)
- Bilanzkoordinator (BIKO)
- Energieserviceanbieter des Anschlussnutzers (ESA)

##### Objekte

- Bilanzkreis (BK)
- Marktlokation
- Messlokation
- Technische Ressource
- Steuerbare Ressource
- Netzlokation

#### 3.2. Marktlokation

Die Marktlokation entspricht einer Einspeise- bzw. Entnahmestelle.

In einer Marktlokation wird Energie entweder erzeugt (sogenannte erzeugende Marktlokation) oder verbraucht (sogenannte verbrauchende Marktlokation). Die Marktlokation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden.

Eine Marktlokation wird durch eine eindeutige Identifikationsnummer (ID) identifiziert. Diese Marktlokations-Identifikationsnummer (MaLo-ID) darf nicht mehr verändert werden, solange die Marktlokation existiert. Die MaLo-ID wird durch den NB vergeben.

Solange sich am Bestand der Marktlokation selbst keine Änderungen ergeben, darf die MaLo-ID selbst dann nicht geändert werden (bzw. die Marktlokation stillgelegt werden), wenn die physikalische Anbindung der Marktlokation technischen Änderungen unterworfen ist (etwa beim Umbau einer Trafostation, die die örtliche Verschiebung des Netzanschlusspunktes oder einen kurzzeitigen Parallelbetrieb zweier Trafostationen mit sich bringt).

Mehrere Standorte eines Unternehmens, an denen entweder Energie erzeugt oder verbraucht wird und diese Erzeugung oder der Verbrauch mit mindestens einer Leitung mit dem Netz verbunden ist, werden jeweils als separate Marktlokation behandelt.

## Hinweise:

- Allein die Marktlokation ist Anknüpfungspunkt der Prozesse im Rahmen der Netznutzung.
- Die Marktlokation oder die Tranche ist Anknüpfungspunkt der Prozesse im Rahmen der Bilanzierung.
  - Für die Ermittlung der Energiemenge einer Marktlokation kann entweder eine Messlokation (1:1-Beziehung), können mehrere Messlokationen (1:n-Beziehung) oder kann bei einer verbrauchenden Marktlokation keine Messlokation (Pauschalanlage) erforderlich sein. Auch kann eine Messlokation für die Erfassung der Energie mehrerer Marktlokationen erforderlich sein (n:1-Beziehung).
    - 1:1-Beziehung zwischen Marktlokation und Messlokation  
Es besteht eine 1:1-Beziehung zwischen Marktlokation und Messlokation, wenn die Energie einer Marktlokation mit genau einer Messlokation gemessen wird.
    - 1:n-Beziehung zwischen Marktlokation und mehreren Messlokationen  
Bei Marktlokationen, wie z. B. bei einem Standort eines Industriekunden oder bei einem Wohnhaus mit Untermessung, kann es erforderlich sein, dass für die Erfassung der Energie der Marktlokation mehr als eine Messlokation benötigt wird.
    - n:1-Beziehung zwischen Marktlokationen und Messlokation  
Messlokationen, deren gemessene Energie für die Ermittlung der Energie von mehreren Marktlokationen benötigt wird, z. B. bei Zweirichtungszählern, die einerseits einer verbrauchenden und andererseits einer erzeugenden Marktlokation zugeordnet sind.
  - Eine Marktlokation wird durch eine eindeutige ID identifiziert, die folgende Anforderungen erfüllt:
    - Die Generierung und Ausgabe der IDs erfolgt durch eine zentrale bundesweite Stelle (Codevergabestelle). Alle NB bestellen unverzüglich bei der Codevergabestelle die benötigte Anzahl an Codes und weisen sie den in ihrem Netz befindlichen Marktlokationen zu. Die betroffenen Marktbeteiligten sind über die jeweilige Zuweisung unverzüglich zu informieren. Die Codevergabestelle erfasst ausschließlich den NB, der den Code zum Zeitpunkt der Erstausgabe bestellt hat.
    - Die ID identifiziert die jeweilige Marktlokation nach ihrer erstmaligen Zuordnung dauerhaft. Eine Veränderung ist unzulässig, solange die Marktlokation existiert. Dies gilt auch in Fällen von Konzessionswechseln.
    - Die MaLo-ID muss mit einer Prüfziffer ausgestattet sein, anhand derer überprüft werden kann, ob eine ID korrekt übermittelt worden ist.

Eine Marktlokation besteht aus einer oder mehreren Technischen Ressource(n), deren eingespeiste bzw. verbrauchte elektrische Energie durch eine oder mehrere Messlokation(en) mit geeichten Zählern direkt oder indirekt erfasst bzw. bei einer Pauschalanlage deren verbrauchte elektrische Energie ermittelt wird.

### **3.2.1. Spezifika der erzeugenden Marktlokation**

Im Fall der kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe nach § 11 Abs. 2 Erneuerbare Energien Gesetz 2017 (EEG 2017) und EEG 2023 bzw. § 4 Abs. 2 Satz 2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes 2016 (KWKG 2016) ist die ggf. um Leitungs-/Trafoverluste zu korrigierende Energiemenge der Messlokation im Ergebnis als die in der Marktlokation erzeugte Energiemenge anzusehen.

#### **3.2.1.1. EEG-Marktlokation mit DV-Pflicht**

Eine EEG-Marktlokation mit DV-Pflicht ist eine Marktlokation, die aus einer oder mehreren Technischen Ressource(n) besteht, wobei für die in mindestens einer dieser Technischen Ressourcen erzeugte Energie gemäß dem EEG 2014 bzw. dem EEG 2017, dem EEG 2021 oder dem EEG 2023 eine DV durch den Erzeuger (EZ) oder durch einen von ihm beauftragten Dritten zu erfolgen hat, wobei der EZ bzw. beauftragte Dritte die Marktrolle LF einnimmt. Unberührt hiervon bleibt die Möglichkeit, die Energie selbst zu verbrauchen oder im räumlichen Zusammenhang ohne Netzdurchleitung (vgl. § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG 2017 bzw. EEG 2021 oder EEG 2023) zu vermarkten.

#### **3.2.1.2. KWKG-Marktlokation mit DV-Pflicht**

Eine KWKG-Marktlokation mit DV-Pflicht ist eine Marktlokation im Sinne von § 2 Nr. 14 des KWKG 2016, für deren erzeugte Energie gemäß § 4 Abs. 1 KWKG 2016 eine DV-Pflicht unter Berücksichtigung der Übergangsbestimmungen in § 35 KWKG 2016 besteht. Unberührt hiervon bleibt die Möglichkeit, die Energie selbst zu verbrauchen.

#### **3.2.1.3. EEG-Marktlokation ohne DV-Pflicht**

Eine EEG-Marktlokation ohne DV-Pflicht ist eine Marktlokation, die ausschließlich aus einer oder mehreren Technischen Ressource(n) besteht, für welche nach dem EEG 2014 bzw. dem EEG 2017, dem EEG 2021 oder dem EEG 2023 keine DV-Pflicht der in ihr bzw. in ihnen erzeugten Energie besteht.

#### **3.2.1.4. KWKG-Marktlokation ohne DV-Pflicht**

Eine KWKG-Marktlokation ohne DV-Pflicht ist eine Marktlokation im Sinne von § 2 Nr. 14 des KWKG 2016, für deren erzeugte Energie keine DV-Pflicht nach § 4 Abs. 1 KWKG 2016 besteht.



### 3.2.1.5. Tranche

Eine Tranche ist ein Anteil einer aus einer erzeugenden Marktlokation eingespeisten Energiemenge. Eine Tranche umfasst folglich stets weniger als 100 % der aus einer Marktlokation eingespeisten Energiemenge. Tranchen werden benötigt, wenn die eingespeiste Energiemenge einer Marktlokation auf unterschiedliche BK gebucht werden soll und/oder die eingespeiste Energiemenge einer Marktlokation von unterschiedlichen LF aufgenommen werden soll.

Der Prozentsatz einer Tranche ist immer größer 0% und kleiner als 100%. Die Summe der Prozentsätze aller Tranchen an einer Marktlokation muss 100% ergeben.

- Eine Tranche wird durch eine eindeutige ID identifiziert, die folgende Anforderungen erfüllt:
  - Als ID wird eine MaLo-ID verwendet.
  - Die Generierung und Ausgabe der ID erfolgt durch eine zentrale bundesweite Stelle (Codevergabestelle). Alle NB bestellen bei der Codevergabestelle die Codes und weisen sie den in ihrem Netz befindlichen Tranchen zu. Die Codevergabestelle erfasst ausschließlich den NB, der den Code zum Zeitpunkt der Erstausgabe bestellt hat.
  - Die ID identifiziert die jeweilige Tranche nach ihrer erstmaligen Zuordnung dauerhaft. Eine Veränderung ist unzulässig, solange die Tranche existiert. Dies gilt auch in Fällen von Konzessionswechseln.
  - Die MaLo-ID muss mit einer Prüfziffer ausgestattet sein, anhand derer überprüft werden kann, ob eine ID korrekt übermittelt worden ist.
  
- Für eine EEG-Marktlokation muss der vorher festgelegte prozentuale Anteil der Tranche der Marktlokation in jeder Viertelstunde des Betrachtungszeitraums gleich hoch sein (§ 21b Abs. 2 EEG 2017 bzw. EEG 2021 oder EEG 2023). Wird in eine EEG-Marktlokation eine zusätzliche Technische Ressource integriert, bleibt insbesondere die aktuelle Tranchenaufteilung und Zuordnung zum LF bzw. zu den LF der einzelnen Tranchen der Marktlokation sowie der Veräußerungsform der Marktlokation unverändert. Erfolgt aktuell eine anteilige Zuordnung zur EEG-Vergütung nach § 37 EEG 2014 bzw. nach § 21 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017, EEG 2021 oder EEG 2023, so kann die bisherige Aufteilung nur aufrechterhalten werden, wenn für die zusätzliche Technische Ressource keine DV-Pflicht besteht. Besteht für die zusätzliche Technische Ressource eine DV-Pflicht, so entsteht für alle Tranchen der Marktlokation die verpflichtende DV. Als Ausnahme hierzu ist für eine Bildung von Tranchen bei Mischparks mit verpflichtender DV und in weiteren bestimmten Fällen unter Berücksichtigung des EEG der jeweilige Aufteilungsfaktor auf Basis der Referenzträge/installierte Leistung in Bezug auf die Marktlokation der technischen Ressourcen zur DV zulässig. Zur Ermittlung dieser Anteile sind Aufteilungen zulässig, die den Regelungen nach § 24 Abs. 3 EEG 2017 bzw. EEG 2021 oder EEG 2023 entsprechen. Die daraus entstandenen Tranchen erfüllen somit auch die Bedingungen zur Sortenreinheit nach § 20 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017 bzw. § 20 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2021 und EEG 2023.

Eine weitere Aufteilung der so erzeugten Tranchen ist nicht zulässig.

- Für eine KWKG-Marktlotation sind Tranchen bevorzugt wie bei EEG-Marktlotationen prozentual zu bilden. Die Aufteilung kann nach vorheriger Abstimmung, aber auch auf andere Weise erfolgen, z.B. anhand einer Berechnungsformel.
- Für Nicht-EEG-/Nicht-KWKG-Marktlotationen kann die Aufteilung auch auf andere Weise erfolgen, z. B. anhand einer Berechnungsformel.

### **3.3. Messlokation**

Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind.

In einer Messlokation wird jede relevante physikalische Größe zu einem Zeitpunkt maximal einmal ermittelt.

Eine Messlokation wird durch eine eindeutige ID identifiziert. Die ID ist die Zählpunktbezeichnung gemäß VDE-AR-N 4400 („MeteringCode“). Die ID darf grundsätzlich nicht mehr verändert werden, solange die Messlokation existiert. Die ID der Messlokation wird durch den NB vergeben.

### **3.4. Technische Ressource**

Die Technische Ressource ist eine Lokation, an der Energie entweder erzeugt (z. B. Windenergieanlage) oder verbraucht (z. B. Wärmepumpe) wird. Eine Technische Ressource ist genau einer Marktlotation zugeordnet. Eine Technische Ressource ist nur dann zwei Marktlotationen zugeordnet, wenn sie sowohl verbraucht als auch erzeugt.

Im Sinne der GPKE wird ergänzend dazu unter einer Technischen Ressource eine einzelne Einheit einer erzeugenden Marktlotation (z. B. eine einzelne Windenergieanlage) ohne bilanzierungs- und abrechnungsrelevante Messung verstanden, wobei als einzelne Einheit im Anwendungsbereich des EEG 2014 bzw. des EEG 2017, des EEG 2021 oder des EEG 2023 eine Mehrheit von Einheiten verstanden wird, soweit diese nach § 24 Abs. 1 und 2 EEG 2023 oder entsprechenden Bestimmungen früherer Fassungen des EEG zusammenzufassen sind.

Eine Technischen Ressource wird durch eine eindeutige ID identifiziert. Diese Technische Ressourcen-Identifikationsnummer (TR-ID) darf nicht mehr verändert werden, solange die Technische Ressource existiert. Die Generierung und Ausgabe der IDs erfolgt durch eine zentrale bundesweite Stelle (Codevergabestelle). Die Zuordnung der TR-ID zur Technischen Ressource erfolgt durch den NB. Die TR-ID einer Technischen Ressource muss vom NB nur vergeben werden, sofern diese Technische Ressource für die Marktkommunikation relevant ist.

Solange sich am Bestand der technischen Ressource selbst keine Änderungen ergeben, darf die TR-ID selbst dann nicht geändert werden, wenn die Technische Ressource getauscht wird (etwa beim Tausch einer Wärmepumpe oder Wallbox).

### 3.5. Steuerbare Ressource

Einer Steuerbaren Ressource ist eine oder sind mehrere Technische Ressource(n) zugeordnet und sie ist steuerbar. Im Fall mehrerer Technischer Ressourcen dürfen nur Technische Ressourcen entweder aus verbrauchenden oder erzeugenden Marktlokationen einer Steuerbaren Ressource zugeordnet werden.

Eine Steuerbare Ressource wird durch eine eindeutige ID identifiziert. Diese Steuerbare Ressourcen-Identifikationsnummer (SR-ID) darf nicht mehr verändert werden, solange die Steuerbare Ressource existiert. Die Generierung und Ausgabe der IDs erfolgt durch eine zentrale bundesweite Stelle (Codevergabestelle). Die Zuordnung der SR-ID zur Steuerbaren Ressource erfolgt durch den NB. Die SR-ID einer Steuerbaren Ressource muss vom NB nur vergeben werden, sofern diese Steuerbare Ressource für die Marktkommunikation relevant ist.

Hinweise: Die Steuerbare\_-Ressource ist ein möglicher Anknüpfungspunkt zur Vorgabe eines Leistungsverlaufs (über die Leistungskurvendefinition), Schaltverlaufs (über die Schaltzeitdefinition) oder Steuerbefehls der zugeordneten Technischen Ressourcen. Diese Vorgabe ist 1:1 für die der Steuerbaren Ressource zugeordneten Technischen Ressourcen heranzuziehen, eine Kompensation durch eine andere Technische Ressource ist nicht möglich (insbesondere im Rahmen von §14a EnWG, da die Kompensation und der damit zusammenhängende Gleichzeitigkeitsfaktor über die Netzlokation abgebildet wird. Dies unterscheidet sich zu Redispatch.).

### 3.6. Netzlokation

Die Netzlokation (Netzanschluss) verbindet eine oder mehrere Marktlokationen (unabhängig der Energieflussrichtung) über genau eine Leitung mit dem Netz.

Eine Netzlokation wird durch eine eindeutige ID identifiziert. Diese Netzlokations-Identifikationsnummer (NeLo-ID) darf nicht mehr verändert werden, solange die Netzlokation existiert. Die NeLo-ID wird durch den NB vergeben. Solange sich am Bestand der Netzlokation selbst keine Änderungen ergeben, darf die NeLo-ID selbst dann nicht geändert werden, wenn die physikalische Anbindung der Netzlokation technischen Änderungen unterworfen ist.

Hinweise:

- Die Netzlokation ist ein möglicher Anknüpfungspunkt zur Vorgabe eines Leistungsverlaufs (über die Leistungskurvendefinition) oder Steuerbefehls der zugeordneten Technischen Ressourcen. Diese Vorgabe ist für die zugeordneten Technischen Ressourcen nicht 1:1 heranzuziehen. Die Vorgabe ist im Zusammenspiel der zugeordneten Technischen Ressourcen zu erfüllen, eine Kompensation unter den zugeordneten Technischen Ressourcen ist somit möglich, wenn dadurch die Vorgabe an der Netzlokation erfüllt wird.
- Die Netzlokation ist der alleinige Anknüpfungspunkt zur Abrechnung von Blindarbeit.

- Die Netzlokation wird insbesondere zur Abbildung der Lokationsbündelstruktur für eine gemeinsame Gebäudestromversorgung, geringfügige Stromverbräuche von Wechselrichtern vollspeisender PV-Anlagen nach § 10c EEG oder eine Kundenanlage nach EnWG benötigt.
- Für die Ermittlung der Energiemenge, die über einer Netzlokation fließt, kann entweder eine Messlokation (1:1-Beziehung), können mehrere Messlokationen (1:n-Beziehung) oder kann, sofern die für die Netzlokation relevanten Marktlokationen verbrauchende Marktlokationen sind, keine Messlokation (Pauschalanlage) erforderlich sein.
  - 1:1-Beziehung zwischen Netzlokation und Messlokation  
Es besteht eine 1:1-Beziehung zwischen Netzlokation und Messlokation, wenn die Energie einer Netzlokation mit genau einer Messlokation gemessen wird.
  - 1:n-Beziehung zwischen Netzlokation und mehreren Messlokationen  
Es besteht eine 1:n-Beziehung zwischen Netzlokation und Messlokation, wenn die Energie einer Netzlokation mit mehr als einer Messlokation gemessen wird.
- Eine Netzlokation wird durch eine eindeutige ID identifiziert, die folgende Anforderungen erfüllt:
  - Die Generierung und Ausgabe der IDs erfolgt durch eine zentrale bundesweite Stelle (Codevergabestelle). Die NB, die Bedarf an derartigen ID haben, bestellen unverzüglich bei der Codevergabestelle die für die Marktkommunikation benötigte Anzahl an Codes und weisen sie den für die Marktkommunikation relevanten Netzlokationen zu. Die betroffenen Marktbeteiligten sind über die jeweilige Zuweisung unverzüglich zu informieren. Die Codevergabestelle erfasst ausschließlich den NB, der den Code zum Zeitpunkt der Erstausgabe bestellt hat.
  - Die NeLo-ID identifiziert die jeweilige Netzlokation nach ihrer erstmaligen Zuordnung dauerhaft. Eine Veränderung ist unzulässig, solange die Netzlokation existiert. Dies gilt auch in Fällen von Konzessionswechseln bzw. baulichen Änderungen am Netzanschluss.
  - Die NeLo-ID muss mit einer Prüfziffer ausgestattet sein, anhand derer überprüft werden kann, ob eine ID korrekt übermittelt worden ist.
  - Die NeLo-ID einer Netzlokation muss vom NB nur vergeben werden, sofern diese Netzlokation für die Marktkommunikation relevant ist.

### **3.7. Lokationsbündel**

Ein Lokationsbündel enthält:

- alle Messlokationen, die zur Messung einer oder mehrerer Marktlokationen notwendig sind,
- die durch diese Messlokationen gemessenen Marktlokationen,
- die den Messlokationen zugeordneten Netzlokationen,

- ggf. Technische Ressourcen und
- ggf. Steuerbare Ressourcen.

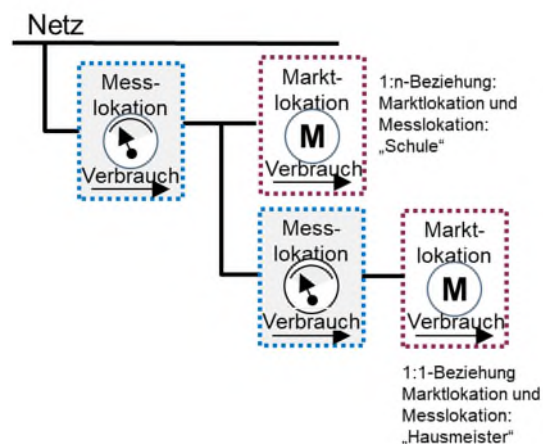
Sonderfall: Bei einer verbrauchenden, nicht gemessenen Marktlokation (Pauschalanlage) besteht das Lokationsbündel maximal aus der Marktlokation, Netzlokation, Technischen Ressource und Steuerbaren Ressource.

Der NB ist dafür verantwortlich, dass der MSB (ausgenommen es handelt sich um eine Pauschalanlage) immer alle Lokationen eines Lokationsbündels kennt, d.h. insbesondere in der Bestätigung der Anmeldung im Use-Case „Beginn Messstellenbetrieb“ (WiM Teil 1) und mittels des Use-Cases „Stammdatenänderung vom NB (verantwortlich) ausgehend“ (GPKE Teil 4) muss der NB sicherstellen, dass der jeweilige MSB den gesamten Umfang des Lokationsbündels kennt, bzw. über jede Veränderung des Lokationsbündels rechtzeitig informiert ist.

### 3.7.1. Bestimmung des MSB der Marktlokation

Für jede Marktlokation in einem Lokationsbündel (sofern es sich nicht um eine Pauschalanlage handelt) bestimmt sich der MSB der jeweiligen Marktlokation wie folgt:

Zur Verdeutlichung erfolgt die Darstellung der Konstellationen anhand des Beispiels Schule/Hausmeister:<sup>1</sup>



- 1:n-Beziehung:  
Zur Ermittlung der Energiemengen der betrachteten Marktlokation sind mehrere Messlokationen erforderlich. Der MSB dieser Marktlokation ist der MSB der Messlokation, die dem Netz am nächsten ist. Ist eine eindeutige Identifizierung einer Messlokation, die dem Netz am nächsten ist, nicht möglich, ist nach den Vorgaben des letzten Punktes zu verfahren.

<sup>1</sup> Die Darstellung wurde dem BDEW-Foliensatz "Marktlokation und Messlokation: Grundlagen und Anwendungsbeispiele" abrufbar unter <https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/marktlokation-und-messlokation-grundlagen-und-anwendungsbeispiele/>, zuletzt abgerufen am 31.01.2023, entnommen.

Am Beispiel „Schule/Hausmeister“ ist der MSB der Messlokation, dessen Messlokation zur Ermittlung der Energiemenge der Marktlokation „Schule“ benötigt wird und am nächsten am Netz angeschlossen ist, der MSB der Marktlokation „Schule“.

- 1:1-Beziehung:  
Der MSB der Messlokation ist automatisch der MSB der Marktlokation.

Am Beispiel „Schule/Hausmeister“ ist der MSB der Messlokation „Hausmeister“ der MSB der Marktlokation „Hausmeister“.

- In allen anderen Fällen (ausgenommen der Pauschalanlage):  
Die Zuständigkeit wird im Einvernehmen zwischen dem NB und den an den Messlokationen der jeweiligen Marktlokation beteiligten MSB festgelegt. Kommt kein Einvernehmen zustande, entscheidet im Zweifelsfall der NB über die Zuständigkeit.

### **3.7.2. Bestimmung des MSB der Netzlokation**

Für jede Netzlokation in einem Lokationsbündel bestimmt sich der MSB der jeweiligen Netzlokation wie folgt:

- 1:n-Beziehung:  
Ist zur Ermittlung der physikalischen Größe der betrachteten Netzlokation die Erfassung der Werte dieser physikalischen Größe von mehreren Messlokationen erforderlich, so ist der dafür verantwortliche MSB der MSB der Messlokation, die den geringsten Abstand zum Netz hat. Ist eine eindeutige Identifizierung einer Messlokation, die dem Netz am nächsten ist, nicht möglich, ist nach den Vorgaben des letzten Punktes zu verfahren.
- 1:1-Beziehung:  
Der MSB der Messlokation ist automatisch der MSB der Netzlokation.
- Pauschalanlage:  
Die Zuständigkeit wird vom NB mit Einvernehmen des vom NB ausgewählten MSB festgelegt. Kommt kein Einvernehmen zustande, entscheidet im Zweifelsfall der NB über die Zuständigkeit.
- In allen anderen Fällen:  
Die Zuständigkeit wird im Einvernehmen zwischen dem NB und den an den Messlokationen der Netzlokation beteiligten MSB festgelegt. Kommt kein Einvernehmen zustande, entscheidet im Zweifelsfall der NB über die Zuständigkeit.

### **3.7.3. Bestimmung des MSB der Technischen Ressource**

Ist eine Technische Ressource einer Marktlokation zugeordnet, ist der MSB der Marktlokation der MSB der Technischen Ressource.

### **3.7.4. Bestimmung des MSB der Steuerbaren Ressource**

Die Zuständigkeit wird durch den NB festgelegt. Der NB hat dabei einen MSB zu wählen, der einer Messlokation im Lokationsbündel zugeordnet ist.

Die Zuständigkeit bei steuerbaren Pauschalanlagen wird vom NB mit Einvernehmen des vom NB ausgewählten MSB festgelegt. Kommt kein Einvernehmen zustande, entscheidet im Zweifelsfall der NB über die Zuständigkeit.

## 4. Datenaustausch, Datenformate und Nachrichtentypen

Bei der Abwicklung der Prozesse sind von den beteiligten Marktteilnehmern alle Informationen zu übermitteln, die zur vollständigen Umsetzung der einzelnen Prozessschritte erforderlich sind.

### a) EDIFACT-Datenformat

Soweit ein elektronischer Datenaustausch zwischen den Marktpartnern nach Maßgabe der in der GPKE, WiM bzw. MaBiS beschriebenen Geschäftsprozesse durchzuführen ist, so erfolgt dieser in Anwendung von verbändeübergreifend erarbeiteten Spezifikationen der Expertengruppe „EDI@Energy“, soweit diese zuvor Gegenstand einer durch die Bundesnetzagentur begleiteten Konsultation waren und im Anschluss durch die Bundesnetzagentur veröffentlicht worden sind. Die EDI@Energy-Dokumente sind in der jeweils aktuell gültigen Fassung anzuwenden.

### b) Austausch von EDIFACT-Nachrichten

Zum Austausch der EDIFACT-Übertragungsdateien, die zur Abwicklung der Geschäftsprozesse der vorliegenden Festlegung dienen, ist die 1:1-Kommunikation anzuwenden. Weitere Details sind im Dokument „EDI@Energy Regelungen zum Übertragungsweg für AS4“ beschrieben.

Bei der Abwicklung all dieser Prozesse ist zu gewährleisten, dass jeder Marktteilnehmer je Marktrolle anhand einer Marktpartner-Identifikationsnummer (MP-ID) eindeutig identifiziert werden kann.

Die weiteren technischen Details des EDIFACT-Austausches haben nach den „EDI@Energy Regelungen zum Übertragungsweg für AS4“ und „EDI@Energy Allgemeine Festlegungen“ in der jeweils aktuellen Fassung zu erfolgen. Der Empfänger einer EDIFACT-Übertragungsdatei hat dem Sender neben der AS4-Zustellquittung eine Syntaxfehlermeldung oder Empfangsbestätigung mittels CONTRL und, falls die EDIFACT-Übertragungsdatei einen Verarbeitbarkeitsfehler enthält, eine APERAK zu senden. Die weiteren Details zu CONTRL und APERAK sind im CONTRL/APERAK Anwendungshandbuch (AHB) in der jeweils aktuellen Fassung festgelegt und von jedem Marktteilnehmer einzuhalten.

### c) Absicherung der Marktkommunikation

Die Übermittlung sämtlicher EDIFACT-Nachrichten zur Marktkommunikation nach dieser Festlegung ist mittels Signatur und Verschlüsselung abzusichern. Für die weiteren technischen Details wird auf hierzu ergangene Verfügungen der Bundesnetzagentur verwiesen, ebenso auf das EDI@ENERGY-Dokument „EDI@Energy – Regelungen zum Übertragungsweg für AS4“ in der jeweils aktuellen Fassung, soweit dieses zuvor Gegenstand einer durch die Bundesnetzagentur begleiteten Konsultation war und im Anschluss durch die Bundesnetzagentur veröffentlicht worden ist.

### d) API-Webdienste

Soweit ein elektronischer Datenaustausch über API-Webdienste zwischen den Marktpartnern nach Maßgabe der in diesem Dokument beschriebenen Geschäftsprozesse durchzuführen ist, so erfolgt dieser in Anwendung von verbändeübergreifend erarbeiteten Spezifikationen der Expertengruppe



„EDI@Energy“, soweit diese zuvor Gegenstand einer durch die Bundesnetzagentur begleiteten Konsultation waren und im Anschluss durch die Bundesnetzagentur veröffentlicht worden sind. Die EDI@Energy-Dokumente sind in der jeweils aktuell gültigen Fassung anzuwenden.

Der in den erarbeiteten Spezifikationen beschriebene Kommunikationsweg sowie die darin beschriebenen Vorgaben der zu übermittelnden Inhalte sind marktweit standardisiert und einheitlich vorzugeben.

Ergänzend besteht die Möglichkeit, Geschäftsprozesse, die über einen elektronischen Datenaustausch mittels EDIFACT-Datenformat abgewickelt werden, im Rahmen der verbändeübergreifend erarbeiteten Spezifikationen der Expertengruppe „EDI@Energy“ unter Beteiligung der Bundesnetzagentur auf einen elektronischen Datenaustausch über API-Webdienste umzustellen. Dies geschieht, soweit diese Spezifikationen zuvor Gegenstand einer durch die Bundesnetzagentur begleiteten Konsultation waren und im Anschluss durch die Bundesnetzagentur veröffentlicht worden sind. In diesem Zuge wird dem Markt durch die Bundesnetzagentur mitgeteilt, dass, sofern im betroffenen Geschäftsvorfall oder Use-Case Aussagen zum Datenformat EDIFACT getroffen werden, diese für API-Webdienste adaptiert zu lesen sind.

e) Weiterentwicklung der Dokumente

Bei allen Nachrichtentypbeschreibungen (MIG), den zugehörigen AHB, den Entscheidungsbaumdiagrammen sowie sonstigen technischen Beschreibungen wie z. B. den „EDI@Energy Allgemeine Festlegungen“ und den „EDI@Energy Regelungen zum Übertragungsweg für AS4“ sind jeweils die aktuellen Fassungen anzuwenden, soweit nichts Abweichendes bestimmt ist. Werden nach der Veröffentlichung eines EDI@Energy Dokuments Fehler korrigiert, so werden diese als „Konsolidierte Lesefassung mit Fehlerkorrektur“ veröffentlicht. Müssen aufgrund geänderter Rahmenbedingungen außerhalb des durch die Bundesnetzagentur festgelegten Änderungsverfahrens Änderungen an EDI@Energy-Dokumenten durchgeführt werden, so werden diese als "außerordentliche Veröffentlichungen" veröffentlicht. Die "außerordentlichen Veröffentlichungen" und „Konsolidierte Lesefassung mit Fehlerkorrektur“ erlangen ohne Konsultation sowie ohne Mitteilung der Bundesnetzagentur Gültigkeit. Insofern stellt jeweils die zuletzt veröffentlichte konsolidierte Lesefassung mit Fehlerkorrektur die umzusetzende Version des entsprechenden EDI@Energy-Dokuments dar.

## **5. Vollmachten und sonstige Erklärungen des Anschlussnutzers**

Zur Ermöglichung eines größtmöglich automatisierten Verfahrens ist im Regelfall auf den Versand von Vollmachten zu verzichten und die Existenz der Vollmachten vertraglich zuzusichern. Nur in begründeten Einzelfällen kann eine Übermittlung der Vollmachtsurkunde gefordert werden. Einen Einzelfall können auch sämtliche Kündigungen eines einzelnen LF darstellen, wenn konkrete Anhaltspunkte dafür bestehen, dass diesen mindestens teilweise keine wirksame Vollmacht zugrunde liegt.

Die Regelung erfasst damit auch Situationen, in denen es in einer nicht unerheblichen Anzahl von Fällen zur Übermittlung elektronischer Kündigungen durch einen vorgeblichen neuen Lieferanten (LFN) gekommen ist und sich im Nachgang herausstellt, dass den übermittelten Kündigungen kein entsprechender Kundenwille zugrunde lag. Von derartigen Kündigungen betroffene alte Lieferanten (LFA) können für einen individuell zu bestimmenden Übergangszeitraum vorsorglich die Übermittlung einer Vollmacht vom LFN anfordern.

Hierzu genügt in der Regel die Übersendung einer Kopie der Vollmachtsurkunde im Rahmen eines elektronischen Dokuments. Im Fall der Anforderung einer Vollmacht bzw. Erklärung hat der Anfordernde den betreffenden Geschäftsprozess gleichwohl fristgerecht weiter abuarbeiten. Den Prozesslauf darf er erst dann abbrechen, wenn der Bevollmächtigte die angeforderte Vollmacht bzw. Erklärung nicht unverzüglich nach der begründeten Anforderung übermittelt.

## 6. Identifizierung einer Marktlokation bzw. Tranche

Marktlokationen bzw. Tranchen werden mit Hilfe der MaLo-ID identifiziert.

Für den Austausch von marktlokations- sowie tranchenbezogenen Daten ist die Identifizierung der Marktlokation bzw. Tranche zur fristgerechten und automatischen Abwicklung der Prozesse notwendig. Die nachfolgenden Regelungen gelten grundsätzlich für alle durchzuführenden Identifizierungen einer Marktlokation bzw. Tranche:

- a) Marktlokationen bzw. Tranchen werden grundsätzlich mit Hilfe der MaLo-ID identifiziert. Bei der Identifikation über die MaLo-ID richtet sich die Identifikation allein nach der Frage, ob die betreffende MaLo-ID im System des Empfängers existiert. Weitere ebenfalls in der Nachricht übermittelte Stammdaten sind in diesem Fall nicht identifikationsrelevant.
- b) Ausgenommen von der Regelung unter a) ist die initiale Nachricht der Use-Cases „Neuanlage“ und „Ermittlung der MaLo-ID“ (GPKE Teil 2). In diesen Fällen erfolgt die Identifizierung durch den NB mittels folgender Datenkombinationen des LF:
  - ID der Messlokation und Name oder Firma des Kunden und postalische Adresse der Marktlokation
  - oder
  - Zählnummer und Name oder Firma des Kunden und postalische Adresse der Marktlokation
  - oder
  - MP-ID des bisherigen LF und Kundennummer des bisherigen LF und Name oder Firma des Kunden und postalische Adresse der Marktlokation.

Im Use-Case „Ermittlung der MaLo-ID“ ist dabei folgendes zu beachten: Ist ein Grund der Identifikation ein Einzug des Letztverbrauchers, ist vom LF auf die Angabe des Namens oder der Firma des Kunden zu verzichten.

- c) Die Identifizierung darf durch den Empfänger nur dann abgelehnt werden, wenn ihm auch bei Wahrung der gebotenen Sorgfalt dennoch keine eindeutige Identifizierung möglich war, dies bedeutet z.B. im Fall, dass eine der unter b) genannten Datenkombinationen vom LF nicht vollständig mitgeteilt wird, die Ablehnung durch den NB nur stattfinden darf, wenn die Marktlokation nicht eindeutig identifizierbar ist.

Sobald die Marktlokation bzw. Tranche identifiziert ist, ist die MaLo-ID in allen nachfolgenden Nachrichten und Folgeprozessen zu verwenden.

Sofern die Zuständigkeit für eine Marktlokation auf einen anderen NB übergeht, muss der NB alle beteiligten Marktpartner hierüber unverzüglich informieren. Außerdem hat der alte Netzbetreiber (NBA) in einem Zeitraum von drei Jahren ab Übergang der Zuständigkeit auf Nachrichten, für deren Bearbeitung er aufgrund der Abgabe keine Zuständigkeit mehr besitzt, unverzüglich mit einer Ablehnung zu reagieren, aus der seine Nichtzuständigkeit und die Identität des nach ihm zuständigen NB hervorgeht.

Die vorgenannten Voraussetzungen und Prozessschritte zur Identifizierung einer Marktlokation bzw. Tranche sind allgemeingültig und immer dann anzuwenden, wenn eine konkrete Marktlokation bzw. Tranche zu bezeichnen ist.

## 7. Fristenberechnung

Folgende Begrifflichkeiten sind bei der Fristberechnung zu berücksichtigen:

**Werktag (WT):** darunter sind alle Tage zu verstehen, die kein Samstag, Sonntag oder gesetzlicher Feiertag 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.

**Tag (T):** dies beinhaltet sämtliche Werktage, Samstage, Sonntage und gesetzliche Feiertage.

**Zuordnungsbeginn:** Mit Zuordnungsbeginn wird der Zeitpunkt bezeichnet, ab dem ein Unternehmen in der jeweiligen Rolle bzw. ein Kunde einem Objekt, wie beispielsweise einer Marktlotation, zugeordnet ist. Dies ist immer 00:00 Uhr eines Tages. Umgangssprachliches Beispiel: Zieht ein Letztverbraucher am 15. eines Monats in eine verbrauchende Marktlotation ein, ist der Zuordnungsbeginn der 15. des Monats zu 00:00 Uhr. Dieses Datum ist in den entsprechenden Prozessen zu kommunizieren und für die Fristberechnung zu verwenden.

**Zuordnungsende:** Mit Zuordnungsende wird der Zeitpunkt bezeichnet, bis zu dem ein Unternehmen in der jeweiligen Rolle bzw. ein Kunde einem Objekt, wie beispielsweise einer Marktlotation, zugeordnet ist. Dies ist immer 00:00 Uhr eines Tages. Umgangssprachliches Beispiel: Zieht ein Letztverbraucher am 14. eines Monats aus einer verbrauchenden Marktlotation aus, ist das Zuordnungsende der 15. des Monats zu 00:00 Uhr. Dieses Datum ist in den entsprechenden Prozessen zu kommunizieren und für die Fristberechnung zu verwenden.

**Tag des Empfangs der Übertragungsdatei (ÜT):** Dieser Tag ist aus der AS4-Zustellquittung zu entnehmen, die der Empfänger der Übertragungsdatei an den Sender der Übertragungsdatei übermittelt. Im Fall der API-Webdienste ist der Tag der Übertragung aus der Response-Nachricht zu entnehmen, die sich auf den vom Sender beim Empfänger aufgerufenen API-Webdienst bezieht.

Für die Fristenberechnung ist der Tag nur anwendbar, sofern es sich um eine positive Zustellquittung bzw. Response-Nachricht handelt.

**Zeitpunkt des Empfangs der Übertragungsdatei (ÜZ):** Dieser Zeitpunkt (d. h. der Tag inkl. der Uhrzeit der Übertragung) ist aus der AS4-Zustellquittung zu entnehmen, die der Empfänger der Übertragungsdatei an den Sender der Übertragungsdatei übermittelt. Im Fall der API-Webdienste ist der Zeitpunkt der Übertragung (d. h. der Tag inkl. der Uhrzeit der Übertragung) aus der Response-Nachricht zu entnehmen, die sich auf den vom Sender beim Empfänger aufgerufenen API-Webdienst bezieht.

Für die Fristenberechnung ist der Zeitpunkt nur anwendbar, sofern es sich um eine positive Zustellquittung bzw. Response-Nachricht handelt.

## **8. Bilanzierungsgrundsätze**

### **8.1. Bilanzkreise**

1. Innerhalb einer Regelzone sind von einem oder mehreren Netznutzern Bilanzkreise zu bilden. Bilanzkreise müssen aus mindestens einer Einspeise- oder einer Entnahmestelle bestehen. Abweichend davon können Bilanzkreise auch für Geschäfte, die nicht die Belieferung von Letztverbrauchern zum Gegenstand haben, gebildet werden. Die Zuordnung eines Bilanzkreises als Unterbilanzkreis zu einem anderen Bilanzkreis ist zulässig. Die Salden eines Bilanzkreises können mit Zustimmung der betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen bei der Abrechnung einem anderen Bilanzkreis zugeordnet werden, wobei auch dieser Bilanzkreis die Funktion eines Unterbilanzkreises haben kann.
2. Für jeden Bilanzkreis ist von den bilanzkreisbildenden Netznutzern gegenüber dem Betreiber des jeweiligen Übertragungsnetzes ein Bilanzkreisverantwortlicher zu benennen. Der Bilanzkreisverantwortliche ist verantwortlich für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in einem Bilanzkreis in jeder Viertelstunde und übernimmt als Schnittstelle zwischen Netznutzern und Betreibern von Übertragungsnetzen die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen eines Bilanzkreises.
3. Jede Einspeise- oder Entnahmestelle ist einem Bilanzkreis zuzuordnen. Ein Netznutzer darf nur einem Bilanzkreis, dessen Bilanzkreisverantwortlicher die Verantwortung nach Absatz 2 Satz 2 trägt, zugeordnet werden.
4. Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, dem Bilanzkreisverantwortlichen und anderen Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen die zur Abrechnung und Verminderung der Bilanzkreisabweichungen erforderlichen Daten in elektronischer Form unverzüglich zu übermitteln. Bilanzkreisverantwortliche haben die ihnen übermittelten Daten rechtzeitig zu prüfen, insbesondere im Hinblick auf die Verwendung für die Bilanzkreisabrechnung, und Einwände gegen die Vollständigkeit oder Richtigkeit unverzüglich dem zuständigen Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen in elektronischer Form mitzuteilen.

### **8.2. Netzbetreiberbilanzkreise**

#### **8.2.1. Bilanzkreis für Verlustenergie**

1. Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, Verlustenergie in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen. Dabei sind Ausschreibungsverfahren durchzuführen, soweit nicht wesentliche Gründe entgegenstehen. Ein wesentlicher Grund kann insbesondere dann vorliegen, wenn die Kosten der Ausschreibungsverfahren in einem unangemessenen Verhältnis zu deren Nutzen stehen. Von der Verpflichtung nach Satz 2 sind Netzbetreiber ausgenommen, an deren Verteilernetz weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind.

2. Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, einen Bilanzkreis zu führen, der ausschließlich den Ausgleich von Verlustenergie umfasst. Von der Verpflichtung nach Satz 1 sind Netzbetreiber ausgenommen, an deren Verteilernetz weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind.

### **8.2.2. Bilanzkreis für Energien nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz**

Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, einen Bilanzkreis zu führen, der ausschließlich Energien, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz mit einer Einspeisevergütung vergütet werden, von Einspeisern im Netzgebiet zur Durchleitung an den Bilanzkreis für Energien nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz der Betreiber von Übertragungsnetzen aufweist. Von der Verpflichtung nach Satz 1 sind Netzbetreiber ausgenommen, an deren Verteilernetz weniger als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind.

### **8.2.3. Bilanzkreis für den energetischen und bilanziellen Ausgleich von Systemsicherheitsmaßnahmen**

1. Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, einen gesonderten Bilanzkreis für den energetischen und bilanziellen Ausgleich von Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes und den bilanziellen Ersatz nach § 14 Absatz 1c des Energiewirtschaftsgesetzes zu führen.

2. Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, den energetischen und bilanziellen Ausgleich von Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes und den bilanziellen Ersatz nach § 14 Absatz 1c des Energiewirtschaftsgesetzes ausschließlich über den Bilanzkreis nach Absatz 1 durchzuführen und den Bilanzkreis ausschließlich zu diesem Zweck einzusetzen.

3. Soweit der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes den energetischen Ausgleich nach Absatz 2 mit Hilfe von Handelsgeschäften durchführt, sind diese an einer Strombörse eines nominierten Strommarktbetreibers gemäß Artikel 4 Nummer 1 der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (ABl. L 197 vom 25.7.2015, S. 24) zu tätigen.

### 8.3. Allgemeines zu Bilanzierung und Netzzugang mittels Profilverfahren

1. Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben im Niederspannungsnetz für die Abwicklung der Stromlieferung

- an Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100 000 Kilowattstunden sowie
- von EZ

grundsätzlich vereinfachte Methoden (Profilverfahren) anzuwenden, soweit nicht nach Maßgabe des Messstellenbetriebsgesetzes eine Übermittlung von Last- oder Zählerstandsgängen erfolgt oder sich aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz Anderweitiges ergibt.

2. Die in Bezug auf Letztverbraucher verwendeten Profilverfahren müssen sich am typischen Abnahmeprofil jeweils folgender Gruppen orientieren:

- Gewerbe
- Haushalte
- Landwirtschaft
- Bandlastkunden
- unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen
- Heizwärmespeicher.

Die Verbrauchsgrenzen für die Anwendung von standardisierten Lastprofilen sind auf alle Letztverbraucher einer Lastprofilgruppe gleichermaßen anzuwenden. Der Netznutzer ist berechtigt, mit dem Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Einzelfall eine niedrigere Grenze zu vereinbaren, soweit dem nicht eine Bestimmung des Messstellenbetriebsgesetzes entgegensteht.

3. In Bezug auf EZ ist ausschließlich die Verwendung dynamischer Profilverfahren zulässig, die in angemessener Weise auf das lokal vorherrschende Dargebot der betreffenden erneuerbaren Energien (ex-post mittels geeigneter, viertelstundenscharf gemessener Anlagen) referenzieren. Bei EZ ist die Verwendung statischer Profilverfahren, insbesondere von Bandprofilen, nicht zulässig.

4. Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind verpflichtet, einen Differenzbilanzkreis zu führen, der ausschließlich die Abweichungen der Gesamtheit der Letztverbraucher und EZ erfasst, die mit Profilverfahren bilanziert werden. In dem Differenzbilanzkreis dürfen keine Letztverbraucher bilanziert werden. Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, die Ergebnisse der Differenzbilanzierung jährlich auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen. Von der Verpflichtung nach Satz 1 sind Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen ausgenommen, an deren Verteilernetz weniger als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind.

~~5. Soweit es für die Umsetzung eines variablen Tarifs im Sinne von § 41a des Energiewirtschaftsgesetzes erforderlich ist, haben Netzbetreiber haben Netznutzern eine Bilanzierung und Abrechnung auf Basis von Zählerstandsgängen für diejenigen Einspeise-~~

~~und Entnahmestellen zu ermöglichen, deren Einspeise- und Entnahmeverhalten mit intelligenten Messsystemen im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes ermittelt wird.~~

~~6. Die Anwendung standardisierter Lastprofile an einem Netzanschlusspunkt ist nicht zulässig, wenn hinter dem Netzanschlusspunkt sowohl Verbrauch als auch Erzeugung stattfinden, dabei der erzeugte Strom nicht vollständig in das Netz eingespeist wird und die zugehörige Messstelle mit einem intelligenten Messsystem nach dem Messstellenbetriebsgesetz ausgestattet ist.~~

## **8.4. Jahresmehr- und Jahresminderungen**

1. Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind verpflichtet, für jeden Profilkunden des Lieferanten eine Prognose über den Jahresverbrauch festzulegen, die in der Regel auf dem Vorjahresverbrauch basiert. Die Prognose ist dem Lieferanten oder Netznutzer mitzuteilen. Dieser kann unplausiblen Prognosen widersprechen und dem Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes eine eigene Prognose unterbreiten. Kommt keine Einigung zustande, legt der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen die Prognose über den Jahresverbrauch fest. In begründeten Ausnahmefällen kann die Jahresverbrauchsprognose vom Lieferanten und dem Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen gemeinsam auch unterjährig angepasst werden.

2. Jahresmehr- und Jahresminderungen zwischen der bei Entnahmestellen mit Profilverfahren gemessenen oder auf sonstige Weise ermittelten elektrischen Arbeit und der sich aus den prognostizierten Profilen ergebenden elektrischen Arbeit sind als vom Netzbetreiber geliefert oder abgenommen zu behandeln.

3. Unterschreitet die Summe der in einem Zeitraum ermittelten elektrischen Arbeit die Summe der Arbeit, die den bilanzierten Profilen zu Grunde gelegt wurde (ungewollte Mehrmenge), so vergütet der Netzbetreiber dem Lieferanten oder dem Kunden diese Differenzmenge. Überschreitet die Summe der in einem Zeitraum ermittelten elektrischen Arbeit die Summe der Arbeit, die den bilanzierten Lastprofilen zu Grunde gelegt wurde (ungewollte Mindermenge), stellt der Netzbetreiber die Differenzmenge dem Lieferanten oder dem Kunden in Rechnung. Die Abrechnung der Jahresmehr- und Jahresminderungen erfolgt nach Ablauf des jeweiligen Abrechnungsjahres zwischen Lieferanten und Netzbetreiber oder zwischen Kunden und Netzbetreiber. Der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen berechnet für Jahresmehr- und Jahresminderungen auf Grundlage der monatlichen Marktpreise einen einheitlichen Preis.

## **8.5. Besondere Regelungen zur Auswahl des jeweils anzuwendenden Bilanzierungsverfahrens**

~~4.~~ Bei verbrauchenden und erzeugenden Marktlokationen gilt:

- Marktlokationen, deren Messlokationen mit kME ohne RLM oder mit mME ausgestattet sind, werden anhand von Profilen bilanziert.



- ~~Marktlokationen, deren Messlokationen mit kME mit RLM ausgestattet sind, werden in der Regel auf Basis von Viertelstundenwerten (d.h. gemessenen Energiemengen) bilanziert.~~
- Marktlokationen, deren Messlokationen vollständig mit iMS ausgestattet sind, werden auf Basis von Viertelstundenwerten (d.h. auf Basis der aus den täglichen Zählerstandsgängen gebildeten Lastgängen) bilanziert.

~~2. Bei verbrauchenden Marktlokationen, deren Messlokationen vollständig mit iMS ausgestattet sind, gilt:~~

~~Die Messwertübermittlung aus dem iMS erfolgt für Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von höchstens 10.000 kWh/a in Abhängigkeit vom gewählten Stromtarif. Ist für einen lastvariablen, tageszeitabhängigen oder dynamischen Stromtarif gemäß § 41a EnWG die tägliche Übermittlung von Zählerstandsgängen erforderlich, so erfolgt auch die Bilanzierung auf Basis von Viertelstundenwerten, d.h. auf Basis der aus diesen Werten gebildeten Lastgänge.~~

~~In diesen Fällen besteht, abgeleitet aus dem Stromtarif, indirekt ein Wahlrecht hinsichtlich des Bilanzierungsverfahrens und der dafür erforderlichen Werte. Dies kommuniziert der LF stellvertretend für den Letztverbraucher in den Prozessen.~~

~~Der Ausübung des Wahlrechts kommt es gleich, wenn der Letztverbraucher losgelöst von einem der vorgenannten Fälle sein Einverständnis für die tägliche Übermittlung von Zählerstandsgängen und für die Bilanzierung auf Basis von Viertelstundenwerten erteilt.~~

~~Bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von über 10.000 kWh/a findet eine Erfassung mittels Zählerstandsgang und somit eine Bilanzierung auf Basis von Viertelstundenwerten, d.h. auf Basis der aus diesen Werten gebildeten Lastgänge, statt.~~

~~3. Bei~~

~~verbrauchenden Marktlokationen, deren Verbrauch tagesparameterabhängig ist bzw. bei~~

~~steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG sowie bei~~

~~verbrauchenden Marktlokationen, bei denen hinter dem Netzanschlusspunkt sowohl Verbrauch als auch Erzeugung stattfinden und der erzeugte Strom nicht vollständig in das Netz eingespeist wird,~~

~~erfolgt die Bilanzierung auf Basis von Viertelstundenwerten und somit auf Basis der aus diesen Messwerten gebildeten Lastgängen, sofern deren Messlokationen vollständig mit iMS ausgestattet sind.~~

~~4. Bei erzeugenden Marktlokationen, deren Messlokationen vollständig mit iMS ausgestattet sind, gilt:~~

~~Die Bilanzierung erfolgt auf Basis von Viertelstundenwerten, d.h. auf Basis der aus diesen Werten gebildeten Lastgänge.~~

~~5. Es werden bei verbrauchenden Marktlokationen, deren Messlokationen vollständig mit iMS ausgestattet sind, folgende Fälle unterschieden:~~

~~Es besteht kein Wahlrecht hinsichtlich des Bilanzierungsverfahrens~~

~~Die Bilanzierung erfolgt auf Basis von Viertelstundenwerten. Hierfür wird der übermittelte Lastgang verwendet.~~

~~Die Umstellung auf das Bilanzierungsverfahren erfolgt vom NB nach den Vorgaben der GPKE Teil 3, Kapitel 1.~~

~~Es besteht ein Wahlrecht hinsichtlich des Bilanzierungsverfahrens~~

~~Die Bilanzierung erfolgt standardmäßig anhand von Profilen.~~

~~Die Bestellung des Änderung des Bilanzierungsverfahrens unter Berücksichtigung des Wahlrechts des Letztverbrauchers erfolgt vom LF nach den Vorgaben der GPKE Teil 3, Kapitel 1.~~

## 8.6. Synchronmodell

Die Bilanzierung einer Marktlokation sowie die Netznutzungsabrechnung erfolgen ausschließlich nach dem Synchronmodell. Das Asynchronmodell wird nicht mehr angewendet.

Für Marktlokationen gilt unabhängig vom Bilanzierungsverfahren das Synchronmodell:

- Der in den Use-Cases des Kapitels „Zuordnungsprozesse“ (GPKE Teil 2) kommunizierte Zuordnungs**beginn** gilt
  - bei verbrauchenden Marktlokationen für die Netznutzungsabrechnung.
  - für die Bilanzkreisabrechnung.
- Das in den Use-Cases des Kapitels „Zuordnungsprozesse“ (GPKE Teil 2) kommunizierte Zuordnungs**ende** gilt
  - bei verbrauchenden Marktlokationen für die Netznutzungsabrechnung.
  - für die Bilanzkreisabrechnung.

Folglich ist für verbrauchende Marktlokationen für die Netznutzungsabrechnung wie auch für die Bilanzkreisabrechnung der Zuordnungsbeginn identisch. Gleiches gilt für das Zuordnungsende.

Mögliche Differenzen zwischen bilanzierter und tatsächlicher Menge sind im Rahmen einer Mehr-/Mindermengen-Abrechnung zu begleichen. Für Profilkunden verbrauchender Marktlokationen siehe Kapitel 8.4 "Jahresmehr- und Jahresmindermengen".