Handbuch Messdatenmanagement

Messung und Datenaustausch im liberalisierten Strommarkt CH

HB-MDM – CH, Ausgabe November 2017

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere

Telefon +41 62 825 25 25, Fax +41 62 825 25 26, info@strom.ch, www.strom.ch

Impressum und Kontakt

Herausgeber
Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
Hintere Bahnhofstrasse 10, Postfach
CH-5001 Aarau
Telefon +41 62 825 25 25
Fax +41 62 825 25 26
info@strom.ch
www.strom.ch

Autoren der Erstausgabe

Kurt Bachmann	Axpo Informatik AG, Baden	AG SDAT*, ENDAKO**
Reinhard Döbele	BKW, Nidau	AG SDAT
Andreas Eilingsfeld	ewz, Zürich	AG SDAT
Martin Epp	NOK, Baden	AG SDAT
Adrian Fuchs	Swissgrid AG	Leiter AG SDAT
Alexander Gamma	SIG (Services Industriels de Genéve)	AG SDAT
Andri Guidon	Sysdex AG, Dübendorf	AG SDAT
Peter Hüsser	Swisspower AG, Zürich	AG SDAT
Daniel Matti	EWB (Energie Wasser Bern)	AG SDAT
Alexander Pfister	VSE, Aarau	Sekretär AG SDAT
Benjamin Reusse	BKW, Bern	AG SDAT
Alfred Schindler	IBW Energie AG, Wohlen	AG SDAT, ENDAKO
Peter Walter	EKT AG, Arbon	AG SDAT
Peter Woodtli	Atel Netz AG, Olten	AG SDAT
Armin Zingg	BKW, Bern	AG SDAT*, ENDAKO**

Autoren (Revision 2017)

Tobias Anliker	EBM Energie AG, Münchenstein	AG SDAT
Kurt Bachmann	Avectris AG, Baden	AG SDAT*, ENDAKO**
Michele Calastri	AMB, Bellinzona	AG SDAT
Andreas Eilingsfeld	ewz, Zürich	AG SDAT
Michael Jastrob	Enpuls AG	AG SDAT
Patrick Läng	Stadtwerk Winterthur, Winterthur	Leiter AG SDAT
Daniel Matti	EWB (Energie Wasser Bern)	AG SDAT
Elena Rastoder	AEK Energie AG	AG SDAT
Henk la Roi	VSE, Aarau	Sekretär AG SDAT
Martin Schluep	Axpo Trading AG, Baden	AG SDAT
Daniel Starkermann	BKW Energie AG, Nidau	AG SDAT
Hansjürg Stiffler	Swissgrid AG	AG SDAT

* AG SDAT Arbeitsgruppe Standardisierter Datenaustausch VSE / AES
**ENDAKO Energie-Daten-Kommission (Messung und Messdatenaustausch) VSE / AES

Verantwortung Kommission
Für die Pflege und die Weiterentwicklung des Dokuments zeichnet die VSE-Kommission Energiedaten verantwortlich.

© VSE/AES / HB-MDM – CH, November 2017

Chronologie

März 2006	Arbeitsaufnahme Arbeitsgruppe Datenaustausch (AG SDAT)
Dezember 2007	Freigabe des Branchendokuments SDAT-CH
Juni 2008	Publikation der ersten Version des Handbuchs HB-SDAT
2009/April 2010	Überarbeitung für Ausgabe 2010 durch AG SDAT
Dezember 2010	Publikation der Ausgabe 2010 des Handbuchs HB-SDAT
April-Oktober 2012	Überarbeitung für Ausgabe 2012 durch AG SDAT
Dezember 2012	Publikation der Ausgabe 2012 des Handbuchs HB-SDAT
2016/Mai 2017	Überarbeitung für Ausgabe 2017 durch AG SDAT
August/Sept. 2017	Vernehmlassung in den betroffenen Kommissionen
13. November 2017	Genehmigung durch die Geschäftsleitung des VSE

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

Der VSE verabschiedete das Dokument am 13.11.2017.

Druckschrift Nr. 1007d, Ausgabe 2017

Copyright
© Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

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

Inhaltsverzeichnis

Vorwort 7

1. Einleitung 8

2. Messung 8
2.1 Messeinrichtung bei Endverbrauchern 8
2.2 Messeinrichtung bei Erzeugungseinheiten 8
2.3 Messeinrichtung bei Netzübergabestellen 8
2.4 Messpunktbezeichnung 8
2.5 Plausibilisierung / Ersatzwertbildung 9

3. Netzbilanzierung 10
3.1 Definition Netz und Identifikatoren 10
3.2 Beziehung Netzbetreiber → Netze 10
3.3 Vorgänge zwischen Netzen und Netzbetreiber 11
3.3.1 Messpunktbezeichnung 11
3.3.2 Verpflichtung zur Kommunikation 12
3.4 Definition Netzbilanzierung 12
3.5 Typisches Netz 13
3.6 Berechnung Einspeiseprofil 14
3.7 Netzverlust als Kunde 14
3.7.1 Anwendungsbeispiel Netzverluste "typisches Netz" 15
3.8 Endverbraucher ohne Lastgangmessung (virtueller Kundenpool) 15
3.8.1 Anwendungsbeispiel virtueller Kundenpool "typisches Netz" 16

4. Summen 17
4.1 Summe jedes Lieferanten 17
4.1.1 Anwendungsbeispiel Lieferantensummen "typisches Netz" 17
4.2 Summe jeder Bilanzgruppe 18
4.2.1 Anwendungsbeispiel Bilanzgruppensummen "typisches Netz" 18
4.3 Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes für den allgemeinen SDL-Tarif und EnG-Zuschläge 18
4.3.1 Anwendungsbeispiel Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes "typisches Netz" 18
4.4 Totale Bruttolastgangsumme für die Anlastung von Netzkosten 19
4.4.1 Anwendungsbeispiel totale Bruttolastgangsumme "typisches Netz" 19
4.4.2 Umgang mit negativen Werten 20

5. Messdatenaustausch 21
5.1 Überblick 21
5.2 Fristen 21
5.2.1 Tägliche Fristen 21
5.2.2 Monatliche Fristen 21
5.3 Messdatenaustausch für Energieabrechnung und Prognose 22
5.4 Messdatenaustausch zwischen Netzbetreibern zur Anlastung von Netzkosten 23
5.5 Messdatenaustausch für allgemeiner SDL-Tarif und EnG-Zuschläge 23
5.6 Messdatenaustausch für Bilanzgruppenabrechnung 24
5.7 Messdatenaustausch BG-EE Verteilschlüsselreduktion 25
5.8 Messdatenaustausch zuhanden von OSTRAL 25
5.9 Messdatenaustausch für die automatisierte Erfassung von Herkunftsnachweisen 25

5.10 Bilanzgruppeninterner Messdatenaustausch 26
6. Wechselprozesse 27
6.1 Grundlagen 27
6.2 Prozesse 27
6.3 Häufigste Wechselprozesse pro Rolle 29
6.3.1 Szenarien aus Sicht des Lieferanten 29
6.3.1.1 Erstmalige Belieferung in einem Netzgebiet (kein Einzug) 29
6.3.1.2 Lieferantenwechsel (Lieferant hat bereits einen Rahmenvertrag mit dem Netzbetreiber) 29
6.3.1.3 Neubau/Wiederinbetriebnahme (Lieferant hat bereits einen Rahmenvertrag mit dem Netzbetreiber) 29
6.3.1.4 Ende eines befristeten Liefervertrages/Kündigung eines Liefervertrages 30
6.3.1.5 Umzug eines Kunden im selben/in ein anderes Netzgebiet mit Beibehaltung des Lieferanten 30
6.3.1.6 Wegzug eines Kunden in ein anderes Netzgebiet ohne Beibehaltung des Lieferanten 30
6.3.1.7 Auszug eines Kunden ohne Nachfolger 30
6.3.1.8 Lieferant wechselt Bilanzgruppe 30
6.3.2 Szenarien aus Sicht des Systemdienstleistungsverantwortlichen 31
6.3.2.1 Anmeldung eines SDV 31
6.3.2.2 Abmelden eines SDV 31
6.3.3 Grundversorgung/Ersatzversorgung 31
7. Neue SDAT-Prozesse 33
7.1 Übersicht 33
8. Datenübermittlung und Datensicherheit 34
8.1 Nachrichtenformat 34
8.2 Acknowledgement und Error Handling 34
8.3 Format und Komprimierung 34
8.4 Datenkanal und -sicherheit 35
9. Anhang 1 37

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vorgänge zwischen Netzen und Netzbetreiber 11
Abbildung 2: Netzbilanz eines Netzgebiets 12
Abbildung 3: Typisches Netz mit den verschiedenen Netzebenen, Produktion und Verbraucher 13
Abbildung 4: Übersicht Messdatenaustausch unter den Akteuren 21
Abbildung 5: Übersicht Messdatenaustausch unter den Netzbetreibern 22
Abbildung 6: Übersicht Messdatenaustausch für Herkunftsnachweise 22
Abbildung 7: Prozessschritte für den Messdatenaustausch der Bilanzgruppenabrechnung 24
Abbildung 8: Übersicht der aufgezählten Ausstellungsintervalle, X als aktuelles Jahr 25
Abbildung 9: Definierte Datenaustausch Prozesse (gemäss SDAT-CH) 28
Abbildung 10: Prozessmuster für Lieferantenwechsel 28
Abbildung 11: Sequenzdiagramm Anmeldung SDV 31

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Objekte eines typischen Netzes 13
Tabelle 2: Messpunktzuordnung zu Lieferant und Bilanzgruppe 17
Tabelle 3: Behandlung von Sonderfällen im Datenaustausch 36

Im Dokument benutzte Abkürzungen

Kurzform	Deutsche Beschreibung	Französische Beschreibung
BG	Bilanzgruppe	Groupe-bilan
BG-EE (GB-ER)	Bilanzgruppe erneuerbare Energien	Groupe-bilan pour les énergies renouvelables
BLS/EN	Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes (ohne nachgelagerte Netze).	Courbe de charge brute agrégée du réseau propre
BLS/T	Bruttolastgangsumme total aller Endverbraucher (inkl. nachgelagerte Netze)	Courbe de charge agrégée brute (totale) de tous les consommateurs finaux (y compris réseaux en aval)
EGS	Einspeisegangsumme	Courbe d'injection agrégée
LF (FR)	Lieferant	Fournisseur
LF-EE	Lieferant für erneuerbare Energien	Fournisseur des énergies renouvelables
LGS	Lastgangsumme	Courbe de charge agrégée
VKP	Virtueller Kundenpool	Pool de clients virtuel

Die Tabelle fasst die Abkürzungen zusammen, welche in den Formeln dieses Dokumentes benutzt wurden. Für ein besseres Verständnis sind die Formeln in beiden Sprachversionen in deutscher Sprache belassen.

Vorwort

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

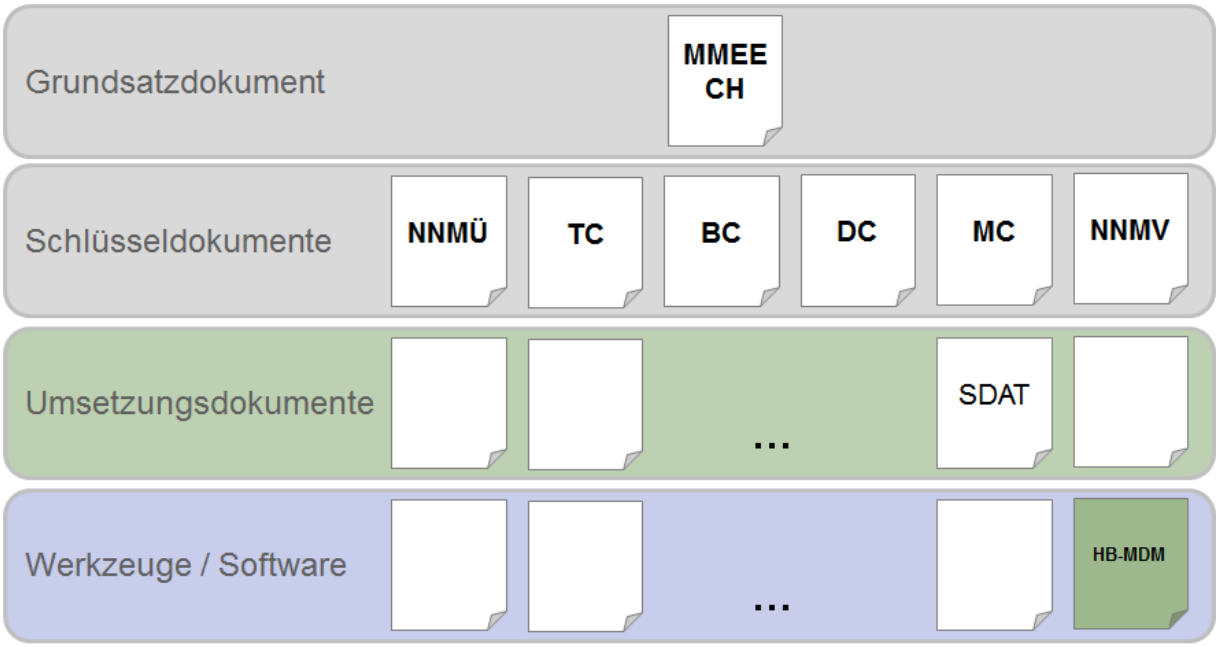
Branchendokumente werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmässig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne des StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen.

Die Dokumente sind hierarchisch in vier unterschiedliche Stufen gegliedert:

- Grundsatzdokument: Marktmodell elektrische Energie (MMEE)
- Schlüsseldokumente
- Umsetzungsdokumente
- Werkzeuge/Software

Beim vorliegenden Dokument **Handbuch Messdatenmanagement: Messung und Datenaustausch im liberalisierten Strommarkt Schweiz (HB-MDM)** handelt es sich um eines dieser Werkszeuge. Die Bestimmungen sind dem MC-CH und SDAT-CH entnommen.

Dokumentstruktur



1. Einleitung

(1) Der schweizerische Strommarkt ist seit 1. Januar 2009 in einem ersten Schritt liberalisiert. Alle Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100'000 kWh pro Verbrauchsstätte (gemäss StromVV) und alle Erzeugungseinheiten können ihren Lieferanten/Erzeuger frei wählen. Das vorliegende Dokument hilft, im Bereich von Messung, Messdatenaustausch sowie Lieferantenwechselprozessen einen Überblick zu gewinnen.

(2) Die Inhalte sind mehrheitlich Zusammenfassungen der Erkenntnisse folgender Dokumente:

- VSE Balancing Concept CH (BC-CH, Ausgabe 2012)
- VSE Metering Code CH (MC-CH, Ausgabe September 2017)
- VSE Umsetzungsdokument Standardisierter Datenaustausch für den Strommarkt CH (SDAT-CH Ausgabe September 2017)

(3) Messung, Messdatenverarbeitung, Messdatenaustausch und die Handhabung von Wechselprozessen gehören zu den grösseren Herausforderungen für EVUs in einem liberalisierten Markt. Die organisatorischen und technischen Bedingungen, sowie die Ausbildung der Mitarbeiter sind entscheidende Kriterien für eine effiziente Abwicklung der Prozesse und damit verbundene tiefe Betriebskosten in den Unternehmen.

2. Messung

2.1 Messeinrichtung bei Endverbrauchern

(1) Jeder Anschlusspunkt eines Kunden, der den Lieferanten wechselt, muss mit einer Lastgangmessung ausgerüstet sein. Es wird empfohlen, Neuinstallationen bei Endverbrauchern > 100'000 kWh pro Jahr generell mit Lastgangmessung und Fernauslesung auszurüsten.

2.2 Messeinrichtung bei Erzeugungseinheiten

(1) Erzeugungseinheiten mit mehr als 30 kVA sind gemäss StromVV Artikel 8 Absatz 5 unabhängig ihrer Bilanzgruppenzuordnung, mit einer Lastgangmessung mit Fernauslesung auszustatten. Anlagen gemäss StromVV Art. 29 sind davon ausgenommen.

2.3 Messeinrichtung bei Netzübergabestellen

(1) Jeder Verteilnetzbetreiber muss als Grundlage zur Bildung von Aggregaten sein(e) Netz(e) bilanzieren können. Dazu müssen alle Übergabestellen zu anderen Netzen mit einer Lastgangmessung mit Fernauslesung ausgerüstet sein. Bei einer Übergabe auf derselben Spannungsebene müssen sich die beiden Netzbetreiber auf eine Übergabemessung einigen. Bei einem Trafo ist die Grenze in der Regel oberspannungsseitig. Der Messstellenverantwortliche erfasst die Werte und stellt diese dem anderen Beteiligten zur Verfügung (gemäss SDAT-CH).

2.4 Messpunktbezeichnung

(1) Messpunkte werden gemäss MC-CH mit der 33-stelligen Messpunktbezeichnung identifiziert. Diese setzt sich wie folgt zusammen:

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

- Land: zweistelliges ISO Landeskennzeichen
- Identifikator: 11-stellige Nummer pro Netzbetreiber, vergeben durch den VSE.
- Messpunktnummer: 20-stelliger, alphanumerischer Bereich, zu vergeben durch den Netzbetreiber.

(2) Mit der Struktur Land-Netzbetreiber-Messpunktnummer wird die Eindeutigkeit der Messpunktbezeichnung sichergestellt. Weitere Informationen zur Messpunktbezeichnung können dem MC-CH entnommen werden.

2.5 Plausibilisierung / Ersatzwertbildung

(1) Der Verteilnetzbetreiber ist für die Richtigkeit der Messdaten verantwortlich. Möglichkeiten der Plausibilisierung und Ansätze zur Bildung von Ersatzwerten können dem MC-CH entnommen werden.

3. Netzbilanzierung

3.1 Definition Netz und Identifikatoren

(1) Ein Netz (engl. Metering Grid Area) im Zusammenhang mit der Netzbilanzierung ist ein Objekt, welches sich eindeutig einem Netzbetreiber zuordnen lässt. Ein Netzbetreiber ist für mindestens ein Netz zuständig. Der Netzbetreiber bilanziert jedes seiner Netze separat.

(2) Alle Akteure und Netze werden mittels eines EI-Codes identifiziert. Dieser ist ein von der ENTSO-E festgelegtes, in Europa standardisiertes Identifikationsschema (https://www.entsoe.eu/). Das schweizerische Issuing Office (Ausgabestelle der Codes) wird von (Swissgrid) betreut. Beim EIC-Code wird zwischen dem X und dem Y Code unterschieden. Der X Code identifiziert einen Akteur (engl. Party), also eine Firma (ein Code pro MWST-Nummer). Der Y-Code identifiziert ein Gebiet (engl. Area), also ein Netz. Alle in der Schweiz registrierten Netze sind auf der Swissgrid Website in der EIC Publikation ersichtlich.

(3) Jeder Netzbetreiber benötigt zur Identifikation seines Netzes einen EIC-Y Code und zur Identifikation des Akteurs selbst einen EIC-X Code.

(4) Gegeben durch das Unbundling (Trennung Netz-Markt) wird für die Marktfunktionen, also die Rollen Lieferant und Bilanzgruppenverantwortlicher zusätzlich ein X-Code für den Vertrieb des heutigen EVUs benötigt. Dieser X-Code ist für die Aktivitäten als Lieferant sowie auch für die Bilanzgruppe, falls eine eigene eröffnet wird, zu verwenden.

3.2 Beziehung Netzbetreiber → Netze

(1) Ein physikalisches Netz ist zu einem Zeitpunkt genau einem Netzbetreiber (Marktakteur) zugeordnet. Ein Netzbetreiber (Marktakteur) kann aber für mehrere Netze zuständig sein.

(2) **Anforderung an ein IT-System:**

a) Abbildung einer 1:n-Beziehung zwischen den Netzbetreibern und den Netzen:

Netzbetreiber (EIC X-Code)	Netz (EIC Y-Code)	Von Datum	Bis-Datum
12X-0000001000-1	12Y-0000000500-O	01.01.2009	31.12.9999
	12Y-0000000700-O	01.01.2009	31.05.2015
	12Y-0000000900-O	01.01.2009	31.12.9999

b) Abbildung einer 1:n-Beziehung zwischen den Netzen und den Netzbetreibern:

Netz (EIC Y-Code)	Netzbetreiber (EIC X-Code)	Von Datum	Bis-Datum
12Y-0000000500-O	12X-0000001000-1	01.01.2009	30.09.2012
	12X-0000002000-2	01.10.2012	31.05.2015
	12X-0000003000-3	01.06.2015	31.12.9999

3.3 Vorgänge zwischen Netzen und Netzbetreiber

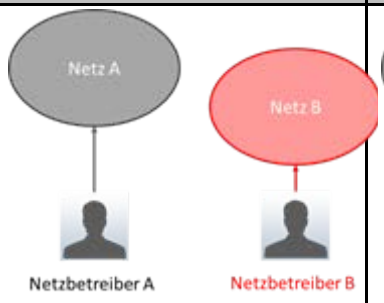
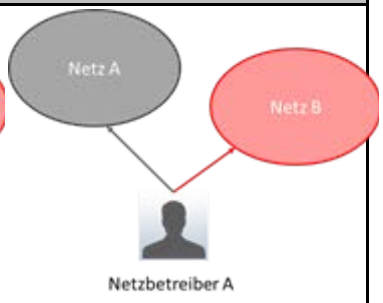
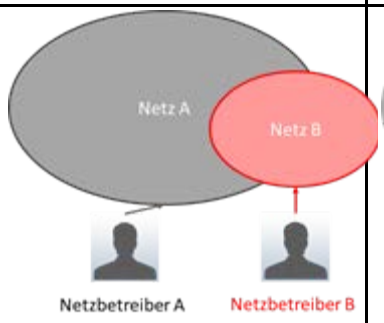
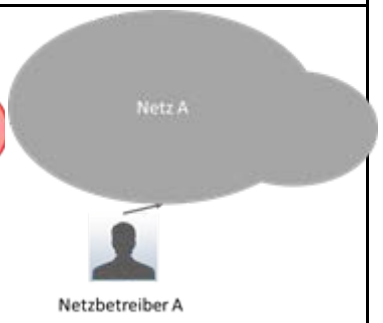
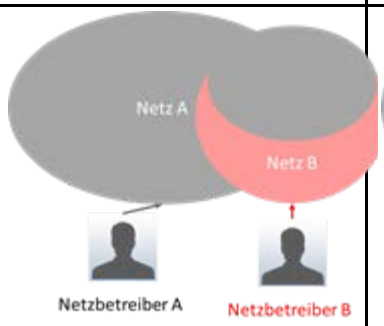
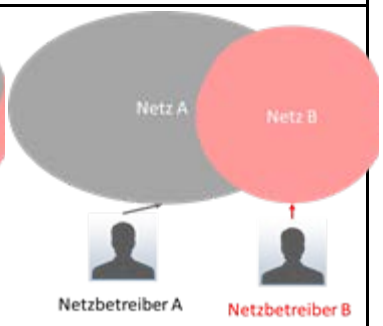
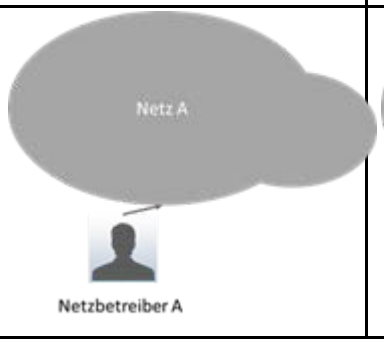
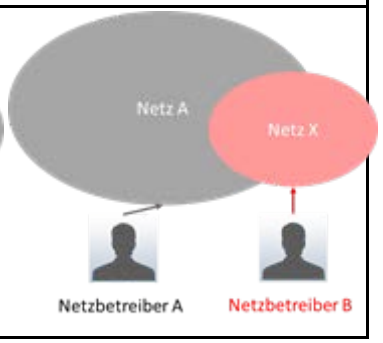
Fall	Konsequenz	Situation vorher	Situation nachher
1 Netzbetreiber A kauft oder übernimmt im Auftrag von Netzbetreiber B die Verantwortung für das nicht angrenzende Netz B.	Beide Netze (je mit ihrem bestehenden EIC Y-Code) werden separat durch Netzbetreiber A bilanziert.		
2 Netzbetreiber A kauft von Netzbetreiber B das angrenzende Netz B ab und integriert es in sein bestehendes Netz A.	Das Netz B wird aufgelöst. Netzbetreiber A bilanziert wie bis anhin sein Netz A (welches neu um das Netz B erweitert wurde).		
3 Netzbetreiber A trennt einen Teil seines Netzes A ab und übergibt (verkauft) es an Netzbetreiber B. Netzbetreiber B hat bereits ein Netz das an das Netz A angrenzt.	Netzbetreiber B integriert den neuen (von Netzbetreiber A) gekauften Teil des Netzes A in sein bestehendes Netz B.		
4 Netzbetreiber A trennt einen Teil seines Netzes A ab und übergibt (verkauft) es an Netzbetreiber B. Netzbetreiber B hat kein Netz das an das Netz A angrenzt.	Es entsteht ein neues Netz X (neuer EIC Y-Code).		

Abbildung 1: Vorgänge zwischen Netzen und Netzbetreiber

3.3.1 Messpunktbezeichnung

(1) In den obigen Beispielen 2, 3 und 4 erfahren die Messpunktbezeichnungen, bei denen die Zuordnung zu einem Netz (EIC Y-Code) ändert, keine Veränderung. D.h. in diesen Fällen darf die 33-stellige Messpunktbezeichnung vom neu verantwortlichen VNB nicht geändert werden. Werden ab der Ver-

änderung gemäss den Beispielen neue Messpunktbezeichnungen z.B. für neue Messungen generiert, ist der Identifikator gemäss dem aktuell verantwortlichen Verteilnetzbetreibers zu verwenden.

3.3.2 Verpflichtung zur Kommunikation

(1) Ändert die Zuordnung von Messpunkten (von Netz A zu Netz B) ist der neu verantwortliche Netzbetreiber (VNB) verpflichtet, diesen Sachverhalt allen betroffen Marktakteuren zu melden. Betroffene Marktakteure sind Lieferanten/Erzeuger, vorgelagerte/nachgelagerte Netzbetreiber, Bilanzgruppen und Swissgrid.

(2) Der VNB kommuniziert folgenden Informationen:

Messpunktbezeichnung	Netz bisher	Netz neu	Gültig ab
CH1015301234500000000000000023872	12Y-0000000523-6	12Y-0000000006-U	01.12.2016

3.4 Definition Netzbilanzierung

(1) Grundsätzlich bedeutet Netzbilanzierung die Gegenüberstellung von Ein- und Ausspeisung in einem Netzgebiet. Die Energiebilanz ist ausgeglichen, wenn in jeder Viertelstunde die Summe der Einspeisungen der Summe der Ausspeisungen entspricht. Wesentliches Merkmal ist, dass Energiemengen nicht als Saldo, sondern richtungsgetrennt in die Bilanz eingehen.

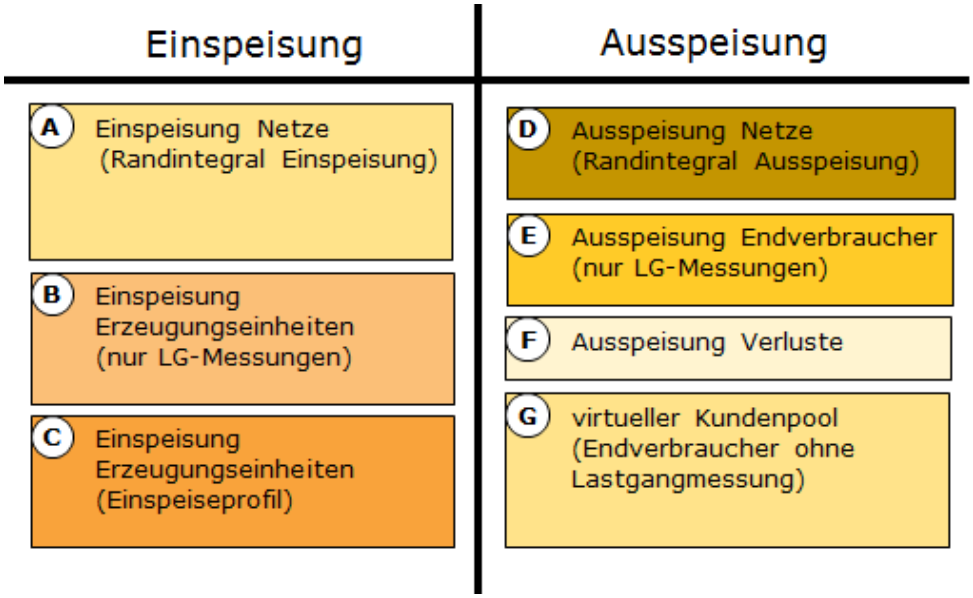


Abbildung 2: Netzbilanz eines Netzgebiets

(2) Die Blöcke A und D, also die Netzgrenzen, sind mit den entsprechenden Betreibern der Nachbarnetze abzustimmen. Die Blöcke B, C, E, F und G werden gemäss den Energielieferverträgen Lieferanten und deren Bilanzgruppen zugeordnet.

3.5 Typisches Netz

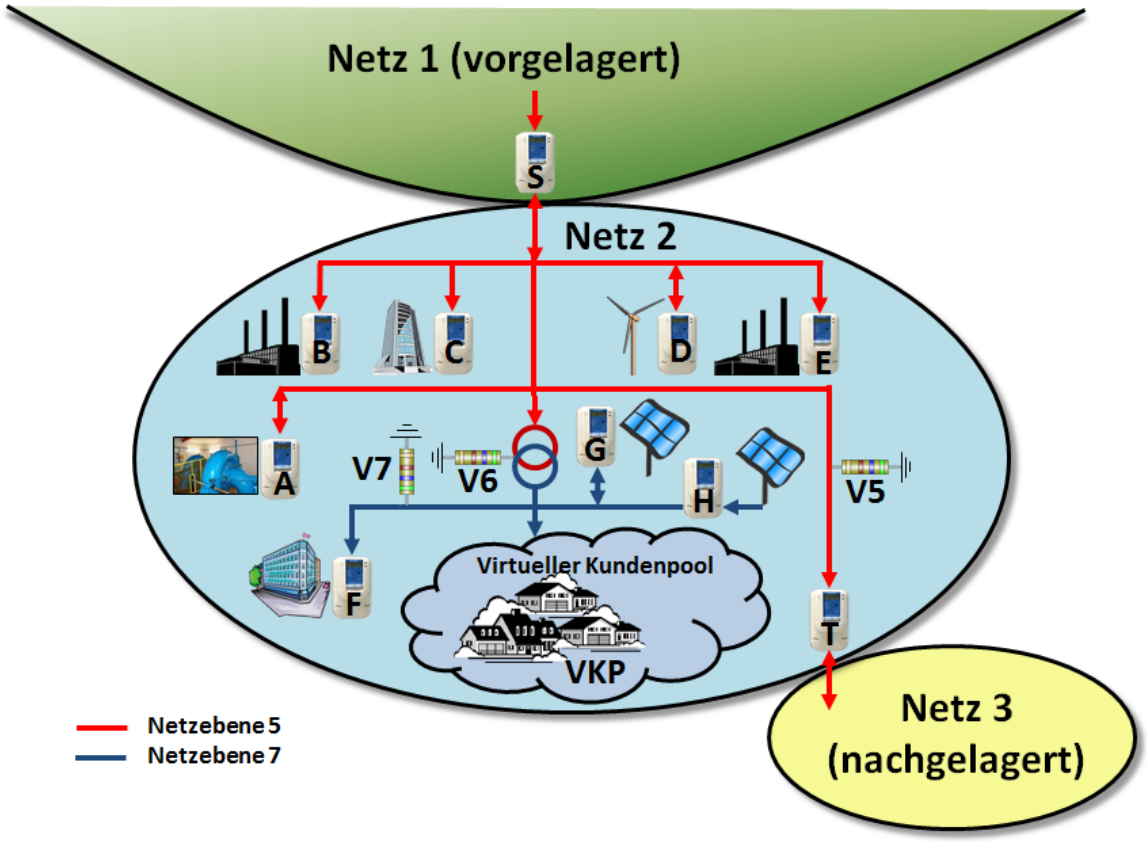


Abbildung 3: Typisches Netz mit den verschiedenen Netzebenen, Produktion und Verbraucher

Objekt	Einspeisung ins Netz	Ausspeisung aus dem Netz	Netz-ebene	Messung
A Kraftwerk	A.1 Produktion	A.2 Eigenverbrauch	NE 5	Gemessen
B Grossverbraucher 1		B.2 Verbrauch	NE 5	Gemessen
C Grossverbraucher 2		C.2 Verbrauch	NE 5	Gemessen
D KEV Anlage mit Lastgangmessung	D.1 Produktion	D.2 Eigenverbrauch	NE 5	Gemessen
E Grossverbraucher 3		E.2 Verbrauch	NE 5	Gemessen
F Grossverbraucher 4		F.2 Verbrauch	NE 7	Gemessen
G Kleinkraftwerk mit Lastgangmessung	G.1 Produktion	G.2 Eigenverbrauch	NE 7	Gemessen
H Kleinkraftwerk (Energieerzeugungsanlage) ohne Lastgangmessung (Einspeiseprofil)	H.1 Produktion		NE 7	Berechnet
S Netzübergabestelle	S.1 von Netz 1 nach Netz 2	S.2 von Netz 2 nach Netz 1	NE 5	Gemessen
T Netzübergabestelle	T.1 von Netz 3 nach Netz 2	T.2 von Netz 2 nach Netz 3	NE 5	Gemessen
V5 Verluste Netzebene 5		V5 Verbrauch	NE 5	Berechnet
V6 Verluste Netzebene 6		V6 Verbrauch	NE6	Berechnet
V7 Verluste Netzebene 7		V7 Verbrauch	NE 7	Berechnet
VKP Virtueller Kundenpool		VKP Verbrauch	NE 7	Berechnet

Tabelle 1: Objekte eines typischen Netzes

(1) Der virtuelle Kundenpool (VKP) setzt sich zusammen aus nicht-lastganggemessenen Endverbrauchern. Die Summe der produzierten Energie sämtlicher „Kleinkraftwerke“ ohne Lastgangmessung (H) wird in einem Einspeiseprofil abgebildet.

3.6 Berechnung Einspeiseprofil

(1) Der Referenzlastgang (RLG) wird von einer, besser aber von mehreren Anlagen gebildet. Dazu werden die gemessenen Lastgänge (oder andere adäquate Messreihen, z.B. Einstrahlungsdaten bei Photovoltaikanlagen) und die jeweilige Nennleistung der Anlagen addiert.

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

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

(3) Der Umrechnungsfaktor (F) soll vom VNB jeweils nach der Ablesung und unter Berücksichtigung der Anlagen mit Eigenverbrauch optimiert werden um die jeweiligen speziellen Bedingungen vor Ort möglichst korrekt abzubilden

(4) Das ESP wird gebildet durch Multiplizieren der viertelstündlichen Energiewerte des Referenzlastgangs mit dem Umrechnungsfaktor F.

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

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

(6) Um die Abwicklungsprozesse einfach zu halten, wird auf die Korrektur des ESP nach der Zählerablesung bewusst verzichtet. Erfahrungswerte von VNB's, die diese Methode heute schon anwenden zeigen, dass die Abweichungen im kleinen einstelligen %-Bereich liegen.

(7) Ein Berechnungsbeispiel kann dem Metering Code (Version 2016, Ziffer 11.11.4) entnommen werden.

(8) Ergänzend zum MC-CH: Für die Bildung von ESP ist das Abrechnungskonstrukt massgebend; für Eigenverbrauchsanlagen gilt eine Überschussmessung und sonst eine Bruttomessung.

3.7 Netzverlust als Kunde

(1) Die Netzverluste sind als ¼-stündliche Zeitreihen pro Netzebene zu bestimmen, da im Rahmen der Netznutzungskalkulation die entstehenden Kosten den Netzebenen zugeordnet werden müssen.

(2) Für die Verlustzeitreihe ist pro Netzebene ein virtueller Messpunkt zu definieren. Der Netzverlust ist wie ein Endverbraucher zu behandeln und wird entsprechend von einem Lieferanten über dessen Bilanzgruppe versorgt. Dieser Lieferant erhält analog eines normalen Endverbrauchers für den Verlust täglich einen Lastgang. Als Verlust-Endverbraucher tritt der Verteilnetzbetreiber auf.

(3) Wenn immer möglich werden die Verluste mittels Differenzmessungen ermittelt. Sobald in einer Netzebene nicht nur ausschliesslich Lastgangzähler verwendet werden, ist dies nicht möglich. In diesem Fall ist eine Abschätzung notwendig. Üblicherweise wird dabei ein Prozentwert bezogen auf die

Netzlast pro Netzebene bestimmt. Die Netzlast entspricht der gesamten Einspeisung in die jeweilige Netzebene.

3.7.1 Anwendungsbeispiel Netzverluste "typisches Netz"

Beispielhafte Annahmen

Faktor Netzverluste Netzebene 5	Verl.F.NE5	1%
Faktor Netzverluste Netzebene 6	Verl.F.NE6	0.8% (Trafoverluste)
Faktor Netzverluste Netzebene 7	Verl.F.NE7	2.2%

Diese Werte sind nur Annahmen. Die Ermittlung der Verluste wird im Distribution Code Schweiz im Kapitel „Ermittlung der Netzverluste“ erläutert.

Berechnung

Netzlast Netzebene 5	NLast.NE5	= S.1 + T.1 + A.1 + D.1
Verluste Netzebene 5	V5	= NLast.NE5 * Verl.F.NE5
Übergabe NE 5 an NE6	Ueb.NE5-6	= NLast.NE5 - S.2 - T.2 - A.2 - D.2 - B.2 - C.2 - E.2 - V5
Verluste Netzebene 6	V6	= Ueb.NE5-6 * Verl.F.NE6
Übergabe NE 6 an NE7	Ueb.NE6-7	= Ueb.NE5-6 - V6
Netzlast Netzebene 7	NLast.NE7	= Ueb.NE6-7 + G.1 + H1
Verluste Netzebene 7	V7	= NLast.NE7 * Verl.F.NE7

Bemerkungen:
A.1 + D.1 entspricht der gesamten lokalen Einspeisung ins Netz auf NE5.
G.1 + H1 entspricht der gesamten lokalen Einspeisung ins Netz auf NE7.

Diese Berechnungsmethode basiert auf der Annahme, dass die Energie in einem Verteilnetz primär von der höheren an die tiefere Netzebene weitergegeben wird und gilt nicht für "Kraftwerknetze" (Netze mit vorwiegend Einspeisungen).

3.8 Endverbraucher ohne Lastgangmessung (virtueller Kundenpool)

(1) Im Bilanzgruppensystem muss alle ins Netz eingespeiste und aus dem Netz entnommene Energie, inklusive der Verluste viertelstundenscharf der Bilanzgruppen zugeordnet werden.

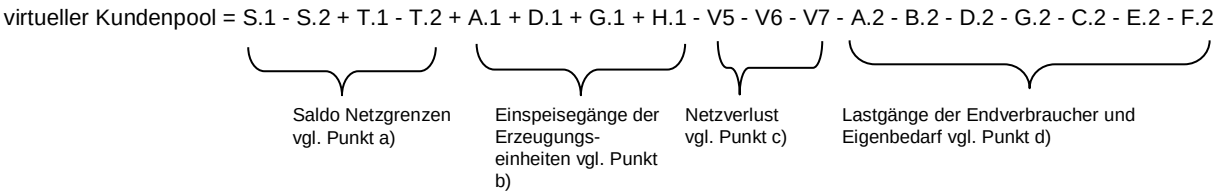
(2) Der virtuelle Kundenpool ist ein Hilfskonstrukt, das benötigt wird, weil nicht alle Endkunden mit einer Lastgangmessung ausgerüstet sind. Es gibt dem Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit, den nicht-lastganggemessenen Endverbrauchern als Summe einen Lastgang zuzuordnen. Dieser Lastgang wird gemäss Kapitel 6.5.2 (Metering Code) gebildet.

(3) Der Lastgang des virtuellen Kundenpools wird im Top Down – Verfahren ermittelt:

a) Alle Übergabestellen zu anderen Netzen werden bilanziert und summiert, sodass der Bezug aus vorgelagerten Netzen resultiert.
b) Zum Bezug aus vorgelagerten Netzen werden die lastganggemessenen Erzeugungseinheiten sowie die Einspeiseprofile der nicht-lastganggemessenen Erzeugungseinheiten (siehe MC-CH, Anhang 11) im eigenen Netzgebiet addiert, sodass daraus die gesamte Einspeisung ins Netz und somit der gesamte Verbrauch plus die Verluste im Netzgebiet resultiert.
c) Von der errechneten gesamten Einspeisung ist der Netzverlust abzuziehen. Dadurch resultiert der Gesamtverbrauch im Netz.
d) Vom Gesamtverbrauch sind alle lastganggemessenen Endverbraucher (inkl. die des Grundversorgers) abzuziehen. Somit resultiert als Lastgang der Verbrauch des virtuellen Kundenpools.

(4) Der Verteilnetzbetreiber vergibt für den virtuellen Kundenpool eine virtuelle Messpunktbezeichnung. Der Verteilnetzbetreiber stellt dem Grundversorger den entsprechenden Lastgang, analog eines gemessenen Endverbrauchers, zur Verfügung.

3.8.1 Anwendungsbeispiel virtueller Kundenpool "typisches Netz"



Kontrolle	Die Summe aller Einspeisungen minus die Summe aller Entnahmen muss 0 ergeben.

4. Summen

(1) Die Summenbildung ist Aufgabe des Verteilnetzbetreibers. Alle Summen werden pro Netz gebildet. Im Folgenden sind die notwendigen Berechnungen aufgezeigt.

Zuordnungen der Messpunkte zum Lieferanten und zur Bilanzgruppe

Messpunkte		Lieferant	Bilanzgruppe
A.1 / A.2	Kraftwerk	Superstrom	Superstrom
B.2	Grossverbraucher 1	PowerPlus	Superstrom
C.2	Grossverbraucher 2	PowerPlus	Megakraft
D.1 / D.2	KEV Anlage mit Lastgangmessung	LF-EE	BG-EE
E.2	Grossverbraucher 3	Regionalwerk	Megakraft
F.2	Grossverbraucher 4	Regionalwerk	Megakraft
G.1 / G.2	Kleinkraftwerk	Regionalwerk	Megakraft
H1	Kleinkraftwerk (Energieerzeugungs-anlage) ohne Lastgangmessung (Einspeiseprofil)	Regionalwerk	Megakraft
V5	Verluste Netzebene 5	Regionalwerk	Megakraft
V6	Verluste Netzebene 6	Regionalwerk	Megakraft
V7	Verluste Netzebene 7	Regionalwerk	Megakraft
VKP	Virtueller Kundenpool	Regionalwerk	Megakraft

Tabelle 2: Messpunktzuordnung zu Lieferant und Bilanzgruppe

4.1 Summe jedes Lieferanten

(1) Gemäss den Zuordnungen von Messpunkten zu Lieferanten und Bilanzgruppen sind die einzelnen Lastgänge eines Lieferanten zu summieren. Ist ein Lieferant in mehreren Bilanzgruppen tätig, muss pro Bilanzgruppe eine Lieferantensumme gebildet werden. Es werden jeweils sogenannte Lastgangsummen und Einspeisegangsummen, also eine für Verbrauch und eine für Produktion gebildet.

(2) Der Verteilnetzbetreiber meldet diese Summen dem Lieferanten und dem Bilanzgruppenverantwortlichen spätestens am 10. Arbeitstag nach Ende des Liefermonates.

4.1.1 Anwendungsbeispiel Lieferantensummen "typisches Netz"

LF.Superstrom/BG.Superstrom
LGS = A.2
EGS = A.1

LF.PowerPlus/BG.Superstrom
LGS = B.2
EGS = 0

LF.PowerPlus/BG.Megakraft
LGS = C.2
EGS = 0

LF.LF-EE/BG.BG-EE
LGS = D.2
EGS = D.1

LF.Regionalwerk/BG.Megakraft
LGS = E.2 + G.2 + F.2 + V5 + V6 + V7 + VKP
EGS = G.1 + H1

4.2 Summe jeder Bilanzgruppe

(1) Gemäss den Zuordnungen von Messpunkten zu Bilanzgruppen sind die einzelnen Lastgänge einer Bilanzgruppe zu summieren. Es werden jeweils sogenannte Lastgangsummen und Einspeisegangsummen, also eine für Verbrauch und eine für Produktion gebildet.

(2) Der Verteilnetzbetreiber meldet diese Summen dem Bilanzgruppenverantwortlichen spätestens am 10. Arbeitstag nach Ende des Liefermonates.

4.2.1 Anwendungsbeispiel Bilanzgruppensummen "typisches Netz"

BG.Superstrom	LGS = A.2 + B.2 EGS = A.1
BG.BG-EE	LGS = D.2 EGS = D.1
BG.Megakraft	LGS = G.2 + C.2 + E.2 + F.2 + V5 + V6 + V7 + VKP EGS = G.1 + H1

4.3 Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes für den allgemeinen SDL-Tarif und EnG-Zuschläge

(1) Die Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes entspricht der elektrischen Energie, die von am Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern bezogen wurde.

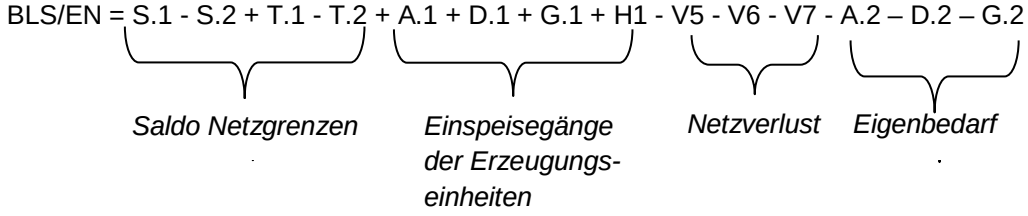
(2) Die Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes entspricht dem Resultat aus Schritt 3 der Berechnung des virtuellen Kundenpools (siehe dazu Kapitel 3.5). Gemäss StromVG Artikel 4b ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken davon abzuziehen.

(3) Der Verteilnetzbetreiber meldet diesen Summenlastgang dem Übertragungsnetzbetreiber spätestens am 10. Arbeitstag nach Ende des Liefermonates. Der Übertragungsnetzbetreiber stellt auf Basis der vom VNB gemeldeten BLS/EN den SDL-Tarif (Systemdienstleistungen) und die EnG-Zuschläge (vor allem Förderung erneuerbare Energien) jedem einzelnen Netzbetreiber monatlich in Rechnung. Der VNB hat diese Rechnungen im Sinne von Akontozahlungen zu begleichen.

(4) Die Endabrechnung des SDL-Tarifes und der EnG-Zuschläge erfolgt im Folgejahr aufgrund der von den Endverbrauchern im abgelaufenen Kalenderjahr bezogenen Energie pro Netz[1].

4.3.1 Anwendungsbeispiel Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes "typisches Netz"

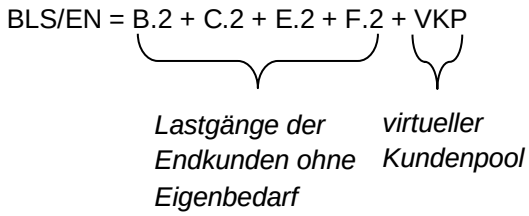
Bruttolastgangsumme eigenes Netz (BLS/EN):



[1] Siehe Weisung 3/2016 der ELCOM «Abrechnungsmethodik für SDL und EnG-Zuschläge»

Berechnungsvariante auf Basis des virtuellen Kundenpools mit identischem Resultat:

Bruttolastgangsumme eigenes Netz (BLS/EN):



4.4 Totale Bruttolastgangsumme für die Anlastung von Netzkosten

(1) Die totale Bruttolastgangsumme entspricht der elektrischen Energie, die von am Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern und allen am Netz der tieferen Netzebenen angeschlossenen Endverbrauchern bezogen wurde.

(2) Gemäss StromVG Artikel 4b ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken ausgenommen.

(3) Die Bruttolastgangsumme berechnet sich wie folgt: Zur Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes wird die Bruttolastgangsumme der unterlagerten Netze dazugezählt. Die Berechnung der Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes ist im Kapitel 4.3 beschrieben.

(4) Der Verteilnetzbetreiber meldet diesen Summenlastgang dem vorgelagerten Netzbetreiber. Dieser verrechnet darauf basierend die Energiekomponente der Netznutzung. Gibt es mehr als einen direkt vorgelagerten Netzbetreiber sind unter den beteiligten Verteilschlüssel zu definieren.

(5) Die Datenlieferung erfolgt bis spätestens am 10. Arbeitstag des Folgemonates. Der vorgelagerte Netzbetreiber seinerseits hat danach 5 Arbeitstage Zeit für seine Meldung an seinen vorgelagerten Netzbetreiber usw.

4.4.1 Anwendungsbeispiel totale Bruttolastgangsumme "typisches Netz"

(1) Unter der Annahme, dass das Netz 3 ein nachgelagertes Netz ist, zählt der Netzbetreiber des Netzes 2 den gemeldeten Lastgang des Netzes 3 zu seiner Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes hinzu und sendet das Resultat an den Netzbetreiber des Netzes 1.

Bruttolastgangsumme total BLS/T = BLS/EN.Netz 2 + BLS/EN.Netz 3

4.4.2 Umgang mit negativen Werten

(1) Generell werden keine negativen Werte versendet.

(2) Die Energieflussrichtung wird über getrennte Zeitreihen abgebildet, d.h. es gibt je Energierichtung genau eine Zeitreihe.

(3) Die Zeitreihen werden über den OBIS-Code oder an Netzgrenzen über die In-/Out-Area definiert.

(4) Der Obis-Code wird gemäss Metering Code-CH nach dem Sammelschienenausspeisemodel verwendet.

(5) Treten, widererwarten, negative Werte auf, ist der Sender umgehend zu informieren.

(6) Negative Werte dürfen nicht weiterverarbeitet werden und müssen mit einer negativen Antwort (Model Error Report) unverzüglich, spätestens jedoch 1 AT nach Eingang der Nachricht, beantwortet werden.
Der Prozess endet in diesem Fehlerfall.
Der Sender korrigiert die Daten und versendet sie fristgerecht.

5. Messdatenaustausch

5.1 Überblick

(1) Die folgende Abbildung zeigt die Lieferung von Messdaten der Netzbetreiber an andere Akteure, insbesondere im Hinblick auf die Abrechnung gegenüber den Endkunden und den Bilanzgruppen.

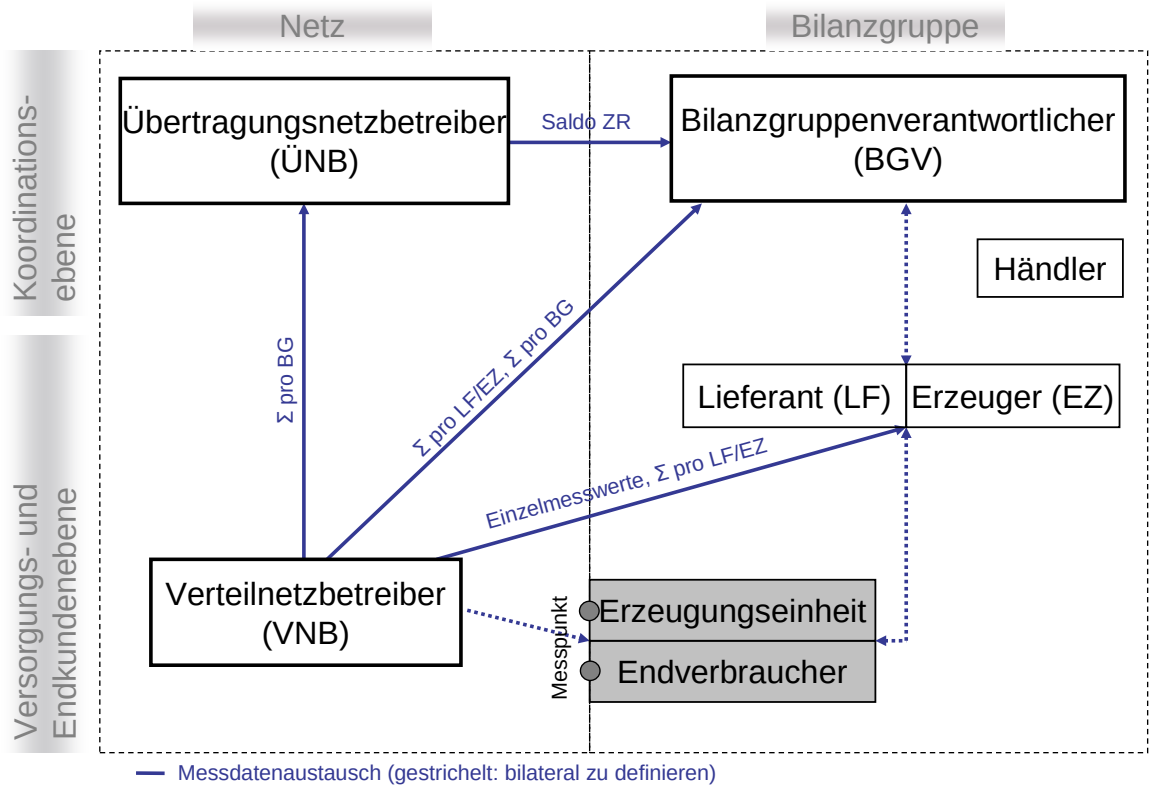


Abbildung 4: Übersicht Messdatenaustausch unter den Akteuren

(2) Die Abbildung 4 zeigt die Lieferung von Messdaten der Netzbetreiber an andere Netzbetreiber, insbesondere im Hinblick auf Kostenwälzung und Kostenzuteilung (wobei die Netzübergabestellen auch für die Bilanzgruppenabrechnung benötigt werden).

5.2 Fristen

5.2.1 Tägliche Fristen

(1) Im Branchendokument SDAT-CH steht zu den täglichen Datenaustauschprozessen jeweils die Frist bis 10.00 Uhr. Dies bedeutet, dass die Datenlieferung z.B. bis um 10.00 Uhr erfolgen muss. Selbstverständlich dürfen die Daten aber auch schon früher, beispielsweise um 08.00 Uhr geliefert werden.

5.2.2 Monatliche Fristen

(1) Bei den monatlichen Fristen 5 Arbeitstage (AT) bzw. 10 AT ist kein zusätzlicher Zeitpunkt angegeben. Dies bedeutet, dass die Daten nicht z.B. um 10.00 Uhr geliefert werden müssen sondern an einem

beliebigen Zeitpunkt am 5 AT bzw. 10 AT. Selbstverständlich dürfen die Daten auch früher geliefert werden.

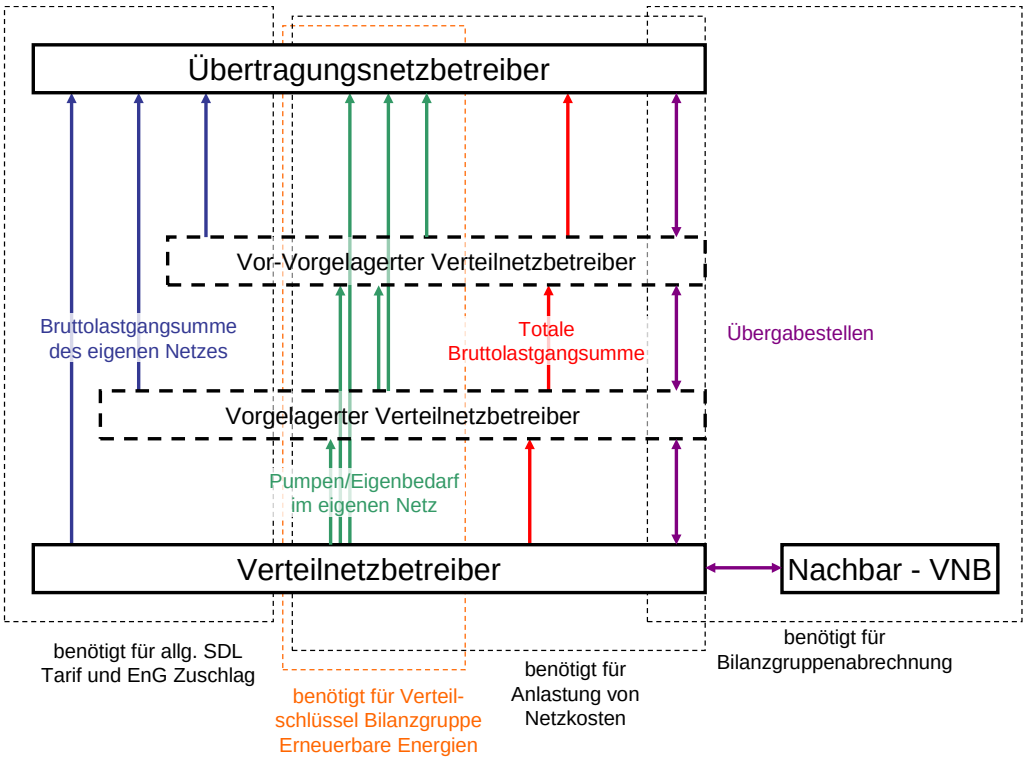


Abbildung 5: Übersicht Messdatenaustausch unter den Netzbetreibern

(2) Die folgende Abbildung zeigt die Lieferung von Messdaten der Netzbetreiber an die HKN-Ausstellerin (Swissgrid) zur Erfassung von Herkunftsnachweisen.

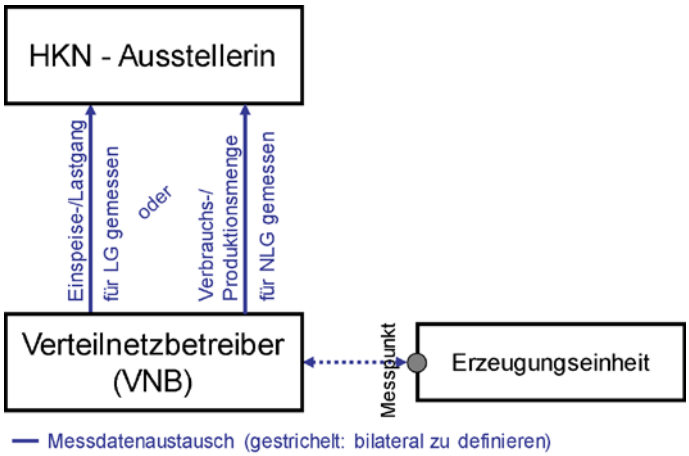


Abbildung 6: Übersicht Messdatenaustausch für Herkunftsnachweise

5.3 Messdatenaustausch für Energieabrechnung und Prognose

(1) Der Lieferant benötigt vom Verteilnetzbetreiber Einzelmesswerte (Lastgang der Kunden):

- täglich für die Prognose
- monatlich für die Energieabrechnung gegenüber dem Kunden

(2) Die Messdaten sind am nächsten Arbeitstag nicht plausibilisiert zu senden. Falsche Messdaten des Monates x werden bis zum 5. Arbeitstag des Monates x+1 korrigiert und nachgeliefert.

(3) Der Endkunde oder sein Beauftragter hat Anspruch auf die Lieferung der Messdaten

(4) Details sind dem SDAT-CH zu entnehmen.

5.4 Messdatenaustausch zwischen Netzbetreibern zur Anlastung von Netzkosten

(1) Der Prozess beschreibt den Datenaustausch zwischen den Netzbetreibern, mit dem Ziel, die Anlastung der Netzkosten (Kostenwälzung, Blindenergie, …) von einem Netzbetreiber an den nächsten abrechnen zu können.

(2) In diesem Prozess werden folgende Informationen übermittelt:

- Totale Bruttolastgangsumme (an Endverbraucher gelieferte Energie im eigenen und nachgelagerten Netzen) zur Verrechnung der Energiekomponente der Netznutzung. Diese Meldung geht stufenweise nach oben bis zum ÜNB.
- Lastgänge der Netzübergabestellen zur Ermittlung der gleichzeitigen Leistungsmaxima (viertelstündliche Leistungsmittelwerte) und die Verrechnung von Blindenergie.
- Lastgänge des Elektrizitätsbezugs für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken (vergl. Strom VG Artikel 4, Absatz 1b). Diese werden, sofern in den Netznutzungsverträgen aufgeführt, vor der Bestimmung des gleichzeitigen Leistungsmaximums an den Netzübergabestellen abgezogen und müssen deshalb allen vorgelagerten Netzbetreibern zur Verfügung gestellt werden.

(3) Der unterste Netzbetreiber meldet die Bruttolastgangsumme für den Monat x bis am 10. Arbeitstag des Monates x+1 an den nächst höheren. Danach stehen jeweils maximal 5 Arbeitstage zur Verfügung für die Meldung an den nächsten höheren Netzbetreiber. Eigenbedarfs- und Pumpenzeitreihen sowie Netzübergabestellen sind bis am 5. Arbeitstag des Folgemonats zu übermitteln.

(4) Details sind dem SDAT-CH zu entnehmen.

5.5 Messdatenaustausch für allgemeiner SDL-Tarif und EnG-Zuschläge

(1) Der Prozess beschreibt den Datenaustausch zwischen VNB und ÜNB, mit dem Ziel, den allgemeinen SDL-Tarif und die EnG-Zuschläge (vor allem Fördergelder Erneuerbare Energie) durch den ÜNB an alle VNB in Rechnung stellen zu können. In diesem Prozess wird die Bruttolastgangsumme eigenes Netz übermittelt. Es handelt sich dabei um die im eigenen Netz (ohne unterlagerte Netze) an Endverbraucher gelieferte Energie.

(2) Jeder Verteilnetzbetreiber meldet die Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes für den Monat x bis am 10. Arbeitstag des Monates x+1 an den Übertragungsnetzbetreiber.

(3) Nach Ablauf des Kalenderjahres meldet der VNB dem ÜNB bis spätestens Ende März die von den Endverbrauchern im abgelaufenen Kalenderjahr bezogene elektrische Energie pro Netz. Daraufhin

erstellt der ÜNB im Verlauf des Folgemonats die Endabrechnung der SDL-Kosten sowie die EnG-Zuschläge für das abgelaufene Kalenderjahr. Die Jahresschlussabrechnung wird durch Differenzbildung zu einer Rechnung bzw. Gutschrift führen.

(4) Details sind dem SDAT-CH zu entnehmen.

5.6 Messdatenaustausch für Bilanzgruppenabrechnung

(1) Zur Bestimmung und Verrechnung der Ausgleichsenergie (Differenz zwischen Fahrplan und Messwerten) benötigt der Übertragungsnetzbetreiber von allen Verteilnetzbetreibern die Summen der Bilanzgruppen, welche in seinem Netzgebiet aktiv sind.

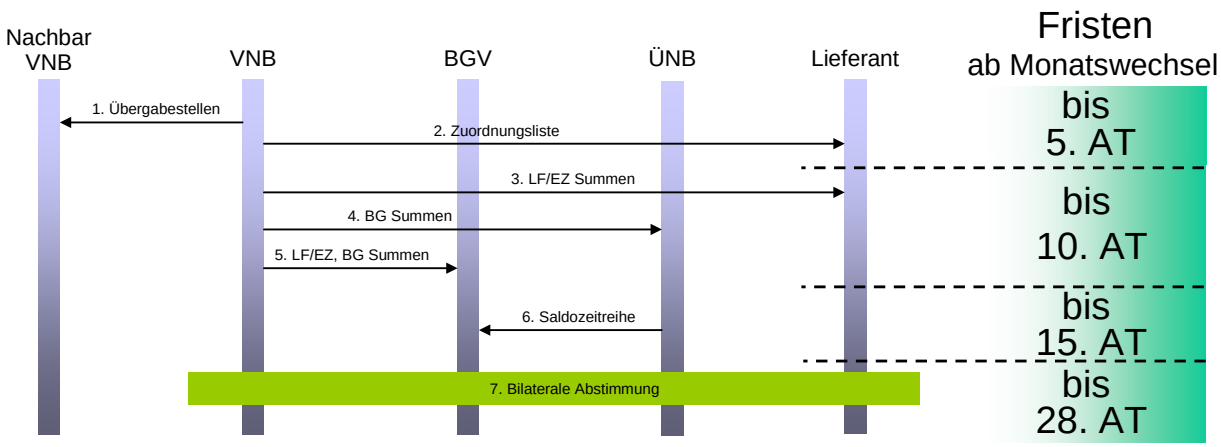


Abbildung 7: Prozessschritte für den Messdatenaustausch der Bilanzgruppenabrechnung

(2) Dabei sind folgende Prozessschritte notwendig:

1. Austausch der Lastgänge der Netzübergabestellen zur Berechnung des virtuellen Kundenpools.
2. Der Verteilnetzbetreiber sendet dem Lieferanten eine Zuordnungsliste. Damit kann der Lieferant seinen Datenbestand kontrollieren.
3. Der Verteilnetzbetreiber sendet dem Lieferanten die Lieferantensumme. Der Lieferant kann mit der Zuordnungsliste und den einzelnen Messdaten, die er laufend bekommen hat, diese Summe kontrollieren.
4. Der Verteilnetzbetreiber sendet dem Übertragungsnetzbetreiber die Bilanzgruppensummen.
5. Der Verteilnetzbetreiber sendet dem Bilanzgruppenverantwortlichen die Lieferanten- und Bilanzgruppensummen. Der Bilanzgruppenverantwortliche kann diese beiden Summen vergleichen. Der Bilanzgruppenverantwortliche benötigt die Lieferantensummen eventuell auch für bilanzgruppeninterne Verrechnungen.
6. Der Übertragungsnetzbetreiber sendet dem Bilanzgruppenverantwortlichen die Saldozeitreihe, also die Differenz zwischen Fahrplan und Messdaten. Auf Basis der Saldozeitreihe wird die Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt.
7. Wenn Fehler festgestellt werden, sind diese für den Monat x bis zum 28. Arbeitstag des Monates x+1 zu korrigieren und die entsprechenden Daten unverzüglich neu zu verteilen.

(3) Details sind dem SDAT-CH zu entnehmen.

5.7 Messdatenaustausch BG-EE Verteilschlüsselreduktion

(1) Der Prozess beschreibt den Datenaustausch zwischen den Verteilnetzbetreibern und dem Übertragungsnetzbetreiber betreffend die abzugsberechtigten Energiemengen für die Bestimmung des Verteilschlüssels der BG-EE. Der Verteilschlüssel dient der Aufteilung der Energiemengen der BG-EE auf alle anderen Bilanzgruppen basierend auf deren Energieabsatz.

(2) Abzugsberechtigt sind Lastgänge des Elektrizitätsbezugs für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken (vergl. Strom VG Artikel 4, Absatz 1b).

(3) Details sind dem SDAT-CH zu entnehmen.

5.8 Messdatenaustausch zuhanden von OSTRAL

(1) Auf gesetzlicher Basis ist die Verordnung über die Vollzugsorganisation der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW) in Kraft. Diese verpflichtet den VSE Vorkehrungen zu treffen, damit in Krisenzeiten Massnahmen zur Landesversorgung in den Bereichen der Produktion, des Transports, der Verteilung und des Verbrauchs von Elektrizität umgesetzt werden können. Zu diesem Zweck hat der VSE die Organisation für die Stromversorgung in ausserordentlichen Lagen (OSTRAL) gegründet.

(2) Der Prozess beschreibt den Datenaustausch zwischen dem Verteilnetzbetreiber und dem Übertragungsnetzbetreiber welcher als Datenkollektor zuhanden von OSTRAL agiert. OSTRAL verwendet die Daten um passende Massnahmen basierend auf möglichst aktuellen Datenbeständen zu ergreifen.

(3) Details sind dem SDAT-CH zu entnehmen.

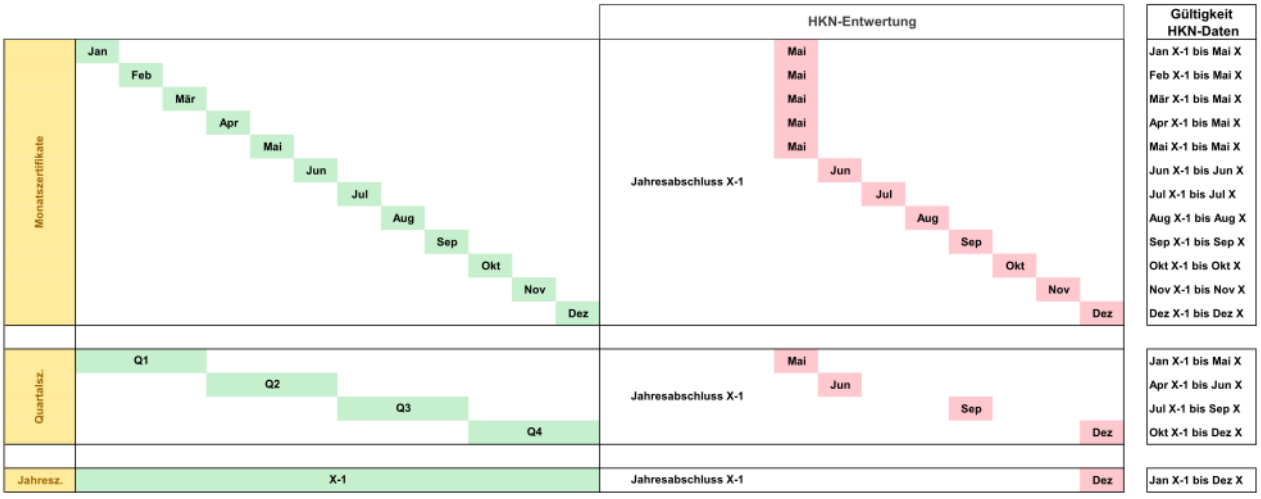


Abbildung 8: Übersicht der aufgezählten Ausstellungsintervalle, X als aktuelles Jahr

5.9 Messdatenaustausch für die automatisierte Erfassung von Herkunftsnachweisen

(1) Herkunftsnachweise (HKN) bieten die Grundlage für folgende drei Dienstleistungen:

- Herkunftsnachweise CH

- Mehrkostenfinanzierung
- Kostendeckende Einspeisevergütung

(2) Der Prozess beschreibt die Datenübermittlung des Verteilnetzbetreibers an die HKN-Ausstellerin, mit dem Ziel Herkunftsnachweise zu erfassen.

(3) Bei gemischten Produktionen wie Pumpspeicherkraftwerken sind ausschliesslich die Anteile zu melden, die gemäss den gesetzlichen Vorgaben herkunftsnachweisberechtigt sind.

(4) HKN-Ausstellerin ist die akkreditierte Zertifizierungsstelle für die Erfassung, Überwachung der Weitergabe, Ausstellung und Löschung von Herkunftsnachweisen gemäss Verordnung des UVEK über den Nachweis der Produktionsart und der Herkunft von Elektrizität.

(5) Die Produktionsdaten müssen der HKN-Ausstellerin mitgeteilt werden:

1. über ein automatisiertes Verfahren für Anlagen, welche über eine Fernauslesung verfügen. Für Erzeugungseinheiten mit Lastgangmessung muss der Lastgang übermittelt werden, für Anlagen ≤ 30 kVA können auch Monats- oder Quartalssummen gesendet werden
2. über manuelle Eingabe oder Upload via HKN-Portal für nichtlastganggemessene Anlagen, durch den Betreiber der Messstelle (Netzbetreiber), sofern dieser vom Produzenten rechtlich entflochten ist
3. über manuelle Eingabe oder Upload via HKN-Portal für nichtlastganggemessene Anlagen durch den Auditor

(6) Ist eine Lastgangmessung mit Fernauslesung installiert so empfiehlt sich die erste Option des automatisierten Verfahrens.

(7) Details sind dem SDAT-CH und dem Handbuch HKN/KEV/EIV/MKF-Prozesse zu entnehmen.

5.10 Bilanzgruppeninterner Messdatenaustausch

(1) Der Datenaustausch innerhalb der Bilanzgruppe unterliegt dem freien Markt und ist nicht reguliert und somit auch nicht standardisiert. Um den notwendigen Datenaustausch trotzdem einfach und effizient zu gestalten, wurden die wichtigsten Informationsaustauschprozesse zwischen den Markakteuren innerhalb der Bilanzgruppe (Lieferant, Produzent, Händler, Käufer, Bilanzgruppe) im Branchendokument „Bilanzgruppeninterner Datenaustausch“ definiert.

(2) Folgende Prozesse sind definiert:

- Energiebestellung
- Datenbereitstellung für Energieabrechnung und Prognose
- Informationen zu Fahrplangeschäfte
- Abgleich Lieferantensummen
- Austausch Netzgebietslisten
- Austausch zusätzliche Messdaten

6. Wechselprozesse

6.1 Grundlagen

(1) Grundlagen aus dem SDAT-CH:

- Die Wechselprozesse benutzen als Identifikation die Messpunktbezeichnung. Diese muss demjenigen, der den Prozess auslöst, bekannt sein.
- Zuordnungen von Kunden und Lieferanten sind immer messpunktbezogen. Dadurch kann an einem Messpunkt sowohl der Lieferant als auch der Kunde (Produzent oder Verbraucher) wechseln.
- Änderungen sind unter Berücksichtigung der jeweiligen Fristen im Prozess jederzeit in die Zukunft möglich.
- Die Frist beträgt mindestens 10 Arbeitstage. Das heisst, es gibt nur Meldungen in die Zukunft.
- Der Verteilnetzbetreiber ordnet die Messpunkte gemäss den Meldungen (der Lieferanten) zu. Er ist nicht dafür verantwortlich, dass durch die gemeldeten Zuordnungen die Verträge der Lieferanten mit den Kunden eingehalten werden.
- Finanzielle Konsequenzen, die durch Unterschiede zwischen Lieferverträgen und den angemeldeten Zuordnungen hervorgerufen, durch Fehler oder verpasste Fristen entstehen, sind unter den Verursachern (Lieferanten/Kunden) zu regeln.
- Nachträgliche Anpassungen der Zuordnungen aufgrund von Fehlern/verpassten Fristen bei Lieferanten sind nicht zulässig.

6.2 Prozesse

(1) Folgende Prozesse sind im SDAT-CH definiert:

1. Änderung der Zuordnung von Lieferanten zu Messpunkten:
   - Lieferantenwechsel
   - Lieferende (der Lieferant beendet die Belieferung)
   - Grundversorgung (ist an einem Stichdatum keine definierte Zuordnung eines Messpunktes zu einem Lieferanten vorhanden, ordnet der Verteilnetzbetreiber den Messpunkt dem Grundversorger zu.)

2. Änderung der Zuordnung von Kunden zu Messpunkten
   - Einzug/Endverbraucherwechsel
   - Auszug

3. Weitere Prozesse
   - Stammdatenänderung (Name)
   - Zuordnungsliste (siehe Kapitel 5.6 Messdatenaustausch für Bilanzgruppenabrechnung)
   - Geschäftsdatenanfrage (Anfragen jeglicher Art, z.B. Messpunktbezeichnung oder historische Daten basierend auf einer Vollmacht)

4. Änderung der Zuordnung vom Messpunkt zu einem oder mehreren SDV
   - Anmeldung
   - Abmeldung

5. Weitere Prozesse
   - Stammdatenänderung (Name)
   - Zuordnungsliste (siehe Kapitel 5.5 Messdatenaustausch für Bilanzgruppenabrechnung)
   - Geschäftsdatenanfrage (Anfragen jeglicher Art, z.B. Messpunktbezeichnung, Anfrage Wechseldatum oder historische Daten basierend auf einer Vollmacht

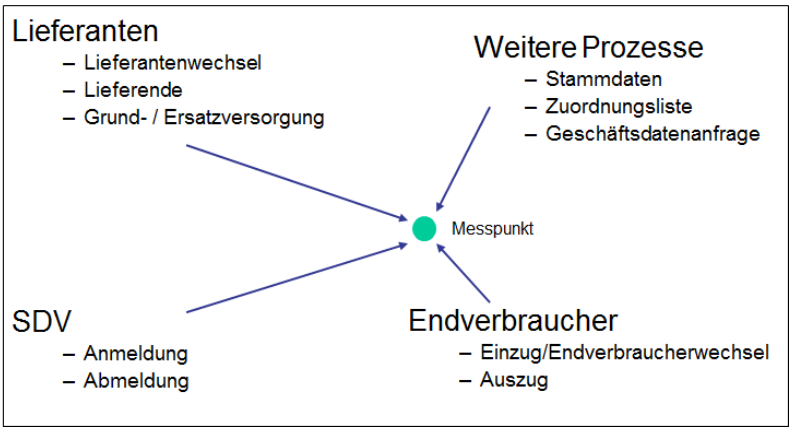


Abbildung 9: Definierte Datenaustausch Prozesse (gemäss SDAT-CH)

(2) Die Prozesse der obigen Punkte 1 und 2 bezogen auf lastganggemessene Kunden sind immer nach dem folgenden Prozessmuster aufgebaut:

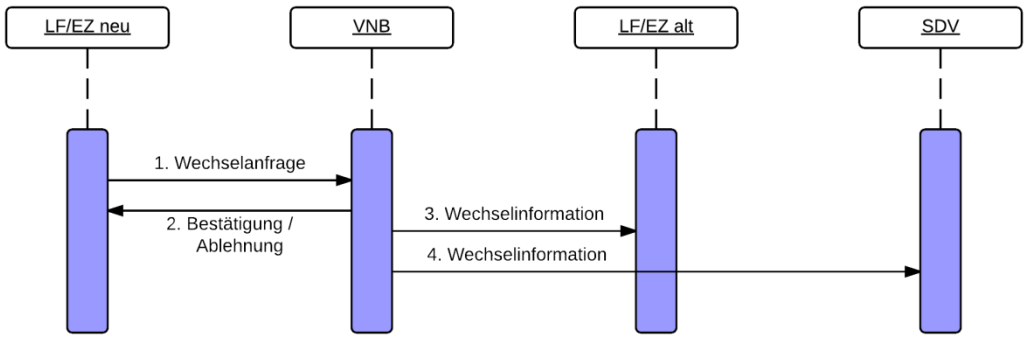


Abbildung 10: Prozessmuster für Lieferantenwechsel

(3) Anhand dieser obigen modularen Einheiten sind diverse Szenarien denkbar. Eine Auswahl für lastganggemessene Kunden ist im folgenden Kapitel aufgezeigt.

(4) **Hinweis:** Stellt der alte Lieferant bei Erhalt einer Information fest, dass seine Zuordnung an einem Messpunkt fälschlicherweise beendet wurde, so hat er die Möglichkeit den Kunden zur Klärung des Sachverhaltes zu kontaktieren. Der Wechsel kann daraufhin durch den neuen Lieferanten (im Auftrag des Kunden) mit einem Prozessabbruch wieder rückgängig gemacht werden, solange dies im Rahmen der Fristen noch möglich ist. Ist die Frist bereits abgelaufen, muss durch einen in die Zukunft ge-

richteten Lieferantenwechsel die Schieflage korrigiert werden. Die finanziellen Konsequenzen sind zwischen Verursacher und Geschädigten zu lösen.

6.3 Häufigste Wechselprozesse pro Rolle

6.3.1 Szenarien aus Sicht des Lieferanten

6.3.1.1 Erstmalige Belieferung in einem Netzgebiet (kein Einzug)

(1) Vorgehen:

1. Kontaktaufnahme mit dem Netzbetreiber
2. Abschluss eines „Rahmenvertrag für die Netznutzung durch Lieferanten“
3. Abschluss eines Liefervertrages mit dem Kunden (inkl. Sicherstellung zusammen mit dem Kunden, dass der Vertrag mit dem alten Lieferanten gekündigt ist)
4. Beschaffung der Messpunktbezeichnung über den Kunden (alte Rechnung, alter Vertrag, ...) oder den Netzbetreiber mittels dem Prozess Anfrage Messpunktbezeichnung
5. Prozess Lieferantenwechsel

6.3.1.2 Lieferantenwechsel (Lieferant hat bereits einen Rahmenvertrag mit dem Netzbetreiber)

(1) Vorgehen:

1. Abschluss eines Liefervertrages mit dem Kunden (inkl. Sicherstellung zusammen mit dem Kunden, dass der Vertrag mit dem alten Lieferanten gekündigt ist). Wechseldatum kann mittels Prozess Anfrage Wechseldatum ermittelt werden
2. Beschaffung der Messpunktbezeichnung über den Kunden (alte Rechnung, alter Vertrag, ...) oder den Netzbetreiber mittels dem Prozess Anfrage Messpunktbezeichnung
3. Prozess Lieferantenwechsel

6.3.1.3 Neubau/Wiederinbetriebnahme (Lieferant hat bereits einen Rahmenvertrag mit dem Netzbetreiber)

(1) Vorgehen:

1. Abschluss eines Liefervertrages mit dem Kunden. (inkl. Sicherstellung zusammen mit dem Kunden, dass der Netzzugang mindestens zwei Monate vor Inbetriebnahme beim VNB beantragt wurde)
2. Beschaffung der Messpunktbezeichnung über den Kunden (alte Rechnung, alter Vertrag, ...) oder den Netzbetreiber mittels des Prozess Anfrage Messpunktbezeichnung
3. Prozess Einzug/Endverbraucherwechsel

(2) **Anmerkung Wiederinbetriebnahme:** Wird dem Verteilnetzbetreiber bis 10 Arbeitstage vor Inbetriebnahme keine Zuordnung zu einem Lieferanten gemeldet, so löst er den Prozess Grundversorgung aus.

6.3.1.4 Ende eines befristeten Liefervertrages/Kündigung eines Liefervertrages

(1) Vorgehen:

1. Einigkeit mit dem Kunden betreffend Vertragsende (Kündigung oder befristeter Vertrag)
2. Prozess Lieferende

(2) **Anmerkung:** Wird dem Verteilnetzbetreiber bis 10 Arbeitstage vor dem Lieferende keine neue Zuordnung zu einem Lieferanten gemeldet, so löst er den Prozess Grundversorgung aus.

6.3.1.5 Umzug eines Kunden im selben/in ein anderes Netzgebiet mit Beibehaltung des Lieferanten

(1) Vorgehen:

1. Anpassung des Liefervertrages mit dem Kunden (inkl. Sicherstellung zusammen mit dem Kunden, dass der Netzzugang mindestens zwei Monate vor Inbetriebnahme beim VNB beantragt wurde)
2. Prozess Auszug am alten Messpunkt (Abmeldung des Kunden vom Messpunkt)
3. Prozess Lieferende am alten Messpunkt (Abmeldung des Lieferanten vom Messpunkt, falls nicht mit dem nachfolgenden Kunden an diesem Messpunkt ein Liefervertrag besteht)
4. Beschaffung der Messpunktbezeichnung des neuen Ortes über den Vormieter/Vorbesitzer oder den Netzbetreiber mittels des Prozesses Geschäftsdatenanfrage
5. Prozess Lieferantenwechsel am neuen Messpunkt (Anmeldung des Lieferanten am neuen Messpunkt), falls dieser nicht bereits dem Lieferanten zugeordnet ist
6. Prozess Einzug/Endverbraucherwechsel

6.3.1.6 Wegzug eines Kunden in ein anderes Netzgebiet ohne Beibehaltung des Lieferanten

(1) Vorgehen:

1. Beendigung des Liefervertrages mit dem Kunden
2. Prozess Auszug am alten Messpunkt (Abmeldung des Kunden vom Messpunkt)
3. Prozess Lieferende am alten Messpunkt (Abmeldung des Lieferanten vom Messpunkt, falls nicht mit einem nachfolgenden Kunden an diesem Messpunkt ein Liefervertrag besteht bzw. zu erwarten ist)

6.3.1.7 Auszug eines Kunden ohne Nachfolger

(1) Vorgehen

1. Beendigung des Liefervertrages mit dem Kunden
2. Prozess Auszug am alten Messpunkt (Abmeldung des Kunden vom Messpunkt)
3. Prozess Lieferende am alten Messpunkt (Abmeldung des Lieferanten vom Messpunkt, falls nicht mit einem nachfolgenden Kunden an diesem Messpunkt ein Liefervertrag besteht bzw. zu erwarten ist)

6.3.1.8 Lieferant wechselt Bilanzgruppe

(1) Ein Lieferant kann mit einem Teil oder all seinen zugeordneten Messpunkten die Bilanzgruppe wechseln.

(2) Der Wechsel der Bilanzgruppe wird mit dem Lieferantenwechselprozess durchgeführt. Dazu sendet der Lieferant dem VNB für einen bestimmten Messpunkt eine Wechselanfrage in welcher die neue Bilanzgruppe mitgeteilt wird. Der VNB schickt dem Lieferanten eine Bestätigung für den durchgeführten Lieferantenwechsel.

(3) Für einen Bilanzgruppenwechsel gelten generell dieselben Fristen wie für einen Lieferantenwechsel.

6.3.2 Szenarien aus Sicht des Systemdienstleistungsverantwortlichen

6.3.2.1 Anmeldung eines SDV

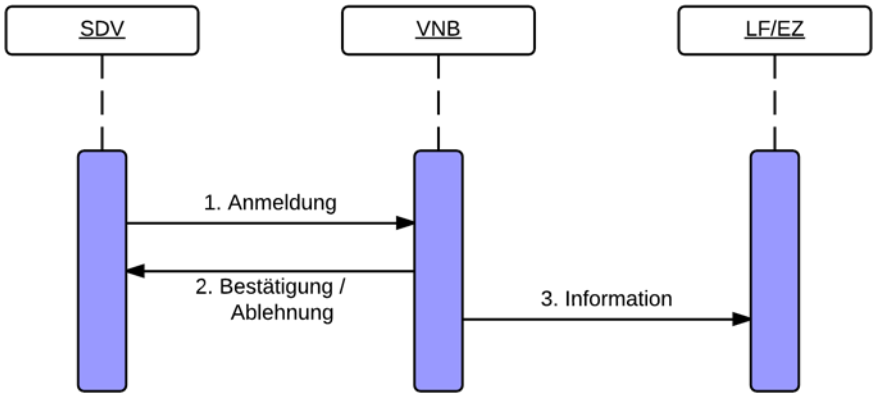


Abbildung 11: Sequenzdiagramm Anmeldung SDV

(1) Vorgehen:

1. Abschluss eines Regelpoolvertrages mit dem Kunden für die Regelung von Energie hinter dem Messpunkt des Kunden
2. Anmeldung beim zuständigen VNB (automatischer Prozess gemäss SDAT)
3. Der VNB ist über die Zuordnung des SDV informiert und kann diese Information an den entsprechenden Lieferanten weiterleiten
4. Erhalt einer Bestätigung des VNB

6.3.2.2 Abmelden eines SDV

(1) Vorgehen:

1. Der SDV sendet dem VNB eine Abmeldung zu einem Messpunkt.
2. Der VNB sendet dem SDV eine Bestätigung, dass die Zuordnung beendet wurde.
3. Der VNB informiert den zuständigen Lieferanten über die Abmeldung.

6.3.3 Grundversorgung/Ersatzversorgung

(1) Sowohl die Grundversorgung wie auch die Ersatzversorgung werden immer von einem Netzbetreiber (VNB) ausgelöst.

(2) Ursache ist in beiden Fällen, dass dem Netzbetreiber zu einem Stichtag keine Information über eine künftige reguläre Zuordnung eines Messpunktes zu einem Lieferanten und einer Bilanzgruppe vorliegt.

(3) Als Vorbedingung zur Auslösung dieser Prozesse hat der VNB eine vertragliche Vereinbarung mit dem Grundversorger bzw. dem Ersatzversorger abgeschlossen.

(4) Die weiteren Gründe zur Auslösung der Grundversorgung bzw. der Ersatzversorgung stehen in der nachfolgenden Tabelle.

Fall	**Gründe zur Prozess-Auslösung durch den VNB**
Grundversorgung	• ein neuer Kunde <100 MWh/a schliesst sich an das Netz an (kein freier Netzzugang) • ein marktberechtigter Endverbraucher >100 MWh/a verzichtet auf den freien Netzzugang
Ersatzversorgung	• Der Endverbraucher kündigt den Liefervertrag, ohne einen Neuen abzuschliessen. • Einseitige Kündigung des Lieferanten ohne Folgelieferant. • Neuinbetriebnahme/Wiederinbetriebnahme einer Lieferstelle ohne Anmeldung durch einen Lieferanten. • Andere Gründe für eine denkbare fehlende Zuordnung einer Lieferstelle zu einem Lieferanten, einer Bilanzgruppe.

(5) Aus obiger Tabelle kann also folgendes abgeleitet werden:

- Der VNB initiiert den Grundversorgungsprozess auf Auftrag eines Endverbrauchers
- In allen anderen Fällen löst er den Ersatzversorgungsprozess aus

7. Neue SDAT-Prozesse

7.1 Übersicht

(1) In der initialen SDAT-Version waren diverse Prozesse, welche zu Beginn nicht relevant waren als manuelle Prozesse mittels z.B. Mail oder Fax definiert. Mit Blick auf die Vollautomatisierung der SDAT-Prozesse wurden diese Prozesse aktualisiert. Aus den bisherigen Erfahrungen wurden weitere Prozesse hinzugefügt. Die Rolle des SDV wurde ebenfalls in die Prozesse eingebunden.

(2) In der nachfolgenden Tabelle sind die neuen Prozesse, der auslösende Marktakteure sowie der Zweck des Prozesses ersichtlich.

Prozess	**Auslöser**	**Zweck, ausgetauschte Informationen**
Systemdienstverantwortliche (SDV)	SDV	Endverbraucher schliesst/kündigt Vertrag mit SDV
Stammdatenänderung Endverbraucher durch LF/EZ	LF	Name, Rechnungsadresse, Kontaktinformationen
Stammdatenänderung Messpunkt	VNB	Messung, Ableseperiode, Adresse
Zuordnungsliste (LF/EZ und SDV)	VNB	Monatsende
Anfrage Messpunktbezeichnung	LF	Lieferantenwechsel, Einzug, Regelpool
Anfrage Wechseldatum	LF	Vorbereitung, Lieferantenwechsel Datennachforderung
Anfrage Messpunktinformation	LF	
Anfrage Messdaten	LF	
Anfrage Messdatenaggregate	LF	Datennachforderung

8. Datenübermittlung und Datensicherheit

(1) Personendaten zu personenbezogenen Zwecken müssen gemäss Datenschutzgesetz mit angemessener Sorgfalt behandelt, und vor unbefugten Zugriff geschützt werden.

(2) SDAT-Prozesse mit personenbezogenen Daten finden sich z.B. beim Stammdatenaustausch oder Wechselanfrage. Auch Messdaten, wie z.B. Lastgänge von Smart Meter sagen etwas über das Verhalten von Personen aus und gelten deshalb als personenbezogene Daten und erfüllen meist die Anforderungen eines Persönlichkeitsprofils, wodurch sie den besonders schützenswerten Personendaten gleichgestellt sind.

(3) Da die Daten während des Datentransfers nur einem Messpunktbezeichner zugeordnet sind, gilt der erhöhte Datenschutz erst, sobald die Daten nach Empfang einer Person zugeordnet wurden.

(4) Der Datenaustausch muss deshalb über ein gesichertes FTPS-Protokoll abgewickelt werden. Die Daten sind damit auf dem Kommunikationskanal geschützt.

(5) Es ist durch den Datenempfänger sicher zu stellen, dass die Daten nach Empfang gemäss den rechtlichen und regulatorischen Vorgaben weiterbearbeitet werden und z.B. nicht von anderen Datenlieferanten eingesehen werden können.

(6) Es empfiehlt sich pro Datenlieferant ein FTPS-Verzeichnis einzurichten.

8.1 Nachrichtenformat

(1) Im Datenaustausch wird XML verwendet. Die Schemadefinitionen entsprechen Vorgaben von UN/CEFACT und ebIX (Europäische Standards für den Energiesektor).

(2) Details sind dem SDAT-CH zu entnehmen.

8.2 Acknowledgement und Error Handling

(1) Jede empfangene gültige ebIX-Nachricht muss dem Sender mit einem sogenannten «Acknowledgement of Acceptance» bestätigt werden. Bei einer fehlerhaften Nachricht erhält der Sender eine Fehlermeldung (Modell Error Report). Der Sender einer Nachricht ist dazu verpflichtet, den Erhalt von Acknowledgements und Model Error Reports zu überwachen.

(2) Details sind dem SDAT-CH Anhang 1 zu entnehmen.

8.3 Format und Komprimierung

(1) Es werden ausschließliche xml-Dateien ausgetauscht. Die Dateien haben die Endung «.xml».

(2) Dateien sollten für die Übermittlung komprimiert werden. Dazu ist gzip[2] zu verwenden. Die Endung der Datei nach der Komprimierung ist «.xml.gz».

[2] www.gzip.org, steht unter General Public Licence

8.4 Datenkanal und -sicherheit

(1) Zwischen dem Sender und Empfänger sind vor Beginn des Datenaustauschs die Zugangsdaten und -Parameter gesichert (mit Authentifizierung und verschlüsselter Übertragung) auszutauschen. Diese Informationen sind in schriftlicher und verbindlicher Form zu vereinbaren. Änderungen sind den beteiligten Akteuren rechtzeitig im Voraus mitzuteilen.

(2) Wird ein Name für einen FTP-Server angeben, ist dieser zu verwenden und nicht die IP-Adresse. Wird von einem Akteur entgegen der bilateralen Vereinbarung eine IP-Adresse verwendet, ist die Verantwortung bei Störungsfällen diesem zugeordnet.

(3) Ändern sich die Ansprechpartner eines Akteures, sollten diese Informationen ebenfalls ausgetauscht werden.

(4) Zur Übermittlung von Nachrichten ist FTPS[3] (FTP über TLS) zu verwenden.

- Es muss eine aktuelle TLS Version verwendet werden mit einer Schlüssellänge entsprechend dem aktuellen Stand der Technik (vorzugsweise grösser oder gleich Version TLS 1.2). Siehe Anhang 1
- Der Client muss TLS anfordern und der Server muss Anfragen ohne TLS ablehnen. Ebenso muss der Server eine Clientanforderung zur Rückkehr auf eine unverschlüsselte Verbindung verweigern.
- Für die Kommunikation werden 500 offene Ports im Portrange 50500 bis 50999 verwendet.

(5) Beim Datenaustausch gilt das Bring-Prinzip:

- Der Sender hat die Verantwortung seine Daten beim Empfänger abzulegen
- Der Empfänger hat vorher dem Sender mitzuteilen, wohin die Nachrichten geschrieben/gesendet werden sollen

(6) Bei Verdacht auf Verletzung der Datensicherheit sind die anderen beteiligten Akteure ohne Verzug zu informieren.

(7) Kann der Absender einem Marktteilnehmer, z.B. bedingt durch Firewall-Regel oder sonstige Einschränkungen des Empfängers die Daten nicht zustellen und das Bring-Prinzip nicht erfüllen, ist der Empfänger umgehend zu informieren und muss die Einschränkung beseitigen. Der Verursacher ist für die Folgen verantwortlich.

Sonderfall	Sender	Empfänger	Bemerkung
Es können keine Dateien mittels FTP(s) abgeliefert werden.	Informiert den Empfänger.	Beseitigt die Störung umgehend.	Folgeaufwände trägt der Empfänger, da das Bringprinzip nicht erfüllt werden kann.
Die Daten wurden verspätet abgeliefert.	Der Sender Informiert den Empfänger über die Ursache. Er beseitigt die Ursache	Wenn der Empfänger eine automatische Alarmierung für den Nachversand verwendet,	

[3] gemäss RFC 4217

	innerhalb von 3 AT	sollte diese sich am Ende der Lieferfristen orientieren.	
Ein Wechselprozess wurde mit falschem Messpunkt oder Termin gestartet.	Der Sender ist für den Start des Prozesses verantwortlich.	Der Empfänger setzt den Prozess um.	Es gibt keinen Storno-Prozess. Alle Prozesse laufen in die Zukunft. Der Sender kann einen neuen Prozess, mit den korrekten Daten, zum nächst möglichen Termin, innerhalb der Frist, nochmals starten.
Der VNB liefert falsche Daten oder korrigierte Daten bis zu 6 Monate in die Vergangenheit nach.	VNB informiert den Empfänger (Swissgrid/ÜNB, BGV, Lieferant) umgehend über die Nachlieferung.	Lieferanten und BGV's sollten Daten des VNB generell plausibilisieren und Diskrepanzen frühzeitig an den VNB melden. Für die Beschaffungsprognose an den BGV ist der Lieferant verantwortlich.	
Datenlieferung vom VNB an einen Endverbraucher/-Erzeugungseinheit oder Lieferanten.	Der Sender hat einen Vertrag oder eine Vollmacht mit dem Endverbraucher/-Erzeugungseinheit oder Lieferanten, welche eine Datenlieferung gestattet.		Dies gilt auch für die Erbringung von Dienstleistungen. Eigentümer der Daten ist der Endverbraucher/-Erzeugungseinheit.
Ablageort von Meldungen und ACK-Meldungen (Rückmeldung).	Der Sender legt die Daten im /in-Verzeichnis ab.	Der Empfänger von Nachrichten legt die ACK-Meldungen im /in-Verzeichnis des Senders ab.	Der Verzeichnisname ist /in (nur Kleinbuchstaben)

Tabelle 3: Behandlung von Sonderfällen im Datenaustausch

https://en.wikipedia.org/wiki/Transport_Layer_Security
https://github.com/ssllabs/research/wiki/SSL-and-TLS-Deployment-Best-Practices
https://de.wikipedia.org/wiki/S/MIME
https://de.wikipedia.org/wiki/File_Transfer_Protocol

9. Anhang 1

(1) Sicherheitsrelevante Mindestanforderungen für den Datenaustausch mit FTPS

- TLS Version 1.2 ist zwingend, sobald 1.3 verabschiedet ist, sollte dieser eingesetzt werden.
- Eine Schlüssellänge von 2048 bit für RSA und 256 Bit für ECDSA wäre sinnvoll resp. empfohlen
- Empfohlene Ciphers:

TLS_ECDHE_ECDSA_WITH_AES_128_GCM_SHA256
TLS_ECDHE_ECDSA_WITH_AES_128_CBC_SHA
TLS_ECDHE_ECDSA_WITH_AES_128_CBC_SHA256
TLS_ECDHE_RSA_WITH_AES_128_GCM_SHA256
TLS_ECDHE_RSA_WITH_AES_128_CBC_SHA
TLS_ECDHE_RSA_WITH_AES_128_CBC_SHA256
TLS_DHE_RSA_WITH_AES_128_GCM_SHA256
TLS_DHE_RSA_WITH_AES_128_CBC_SHA
TLS_DHE_RSA_WITH_AES_128_CBC_SHA256

TLS_ECDHE_ECDSA_WITH_AES_256_GCM_SHA384
TLS_ECDHE_ECDSA_WITH_AES_256_CBC_SHA
TLS_ECDHE_ECDSA_WITH_AES_256_CBC_SHA384
TLS_ECDHE_RSA_WITH_AES_256_GCM_SHA384
TLS_ECDHE_RSA_WITH_AES_256_CBC_SHA
TLS_ECDHE_RSA_WITH_AES_256_CBC_SHA384
TLS_DHE_RSA_WITH_AES_256_GCM_SHA384
TLS_DHE_RSA_WITH_AES_256_CBC_SHA
TLS_DHE_RSA_WITH_AES_256_CBC_SHA25