



Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz

Standards Kunden-  
schnittstelle für intelligente  
Messsysteme

RL-DSP – CH 2024  
Anhang 3

VS  
AES

## Impressum und Kontakt

### Herausgeber

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE  
Hintere Bahnhofstrasse 10  
CH-5000 Aarau  
Telefon +41 62 825 25 25  
Fax +41 62 825 25 26  
[info@strom.ch](mailto:info@strom.ch)  
[www.strom.ch](http://www.strom.ch)

### Autoren der Erstausgabe

Diego Chiapuzzi	Ewz
Hans Fischer	Solar Manager AG
Christian Gubler	VSE
Hermann Hüni	gPlug
Roland Kiefer	Swissmig
Tom Kienle	Whatwatt
Daniel Klauser	HSLU
Andreas Martschitsch	Whatwatt
Christoph Rahm	Landis+Gyr AG
Olivier Stössel	VSE
Christoph Woodtli	Energie Thun AG
Christian Zaugg	Landis+Gyr AG
David Zogg	FHNW

### Verantwortung Kommission

Für die Pflege und die Weiterentwicklung des Dokuments zeichnet die VSE Energiedatenkommission verantwortlich.



## Chronologie

August 2023	Arbeitsaufnahme Arbeitsgruppe (AG-Kundenschnittstelle)
Oktober 2024	Entwurf Fertigstellung
Oktober 2024 – November 2024	Vernehmlassung ReKo / RegKom
Dezember 2024 – Februar 2025	Vernehmlassung in der Branche
März 2024	Einarbeitung Rückmeldungen
März 2024	Genehmigung EnDaKo
April 2025	Antrag GL / Vorstand
27. Juni 2025	Genehmigung durch VSE GL / Vorstand

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

Der VSE verabschiedete das Dokument am 27.06.2025.

---

Ausgabe 2024

### 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.

### Sprachliche Gleichstellung der Geschlechter.

Das Dokument ist im Sinne der einfacheren Lesbarkeit in der männlichen Form gehalten. Alle Rollen und Personenbezeichnungen beziehen sich jedoch auf alle Geschlechter. Wir danken für Ihr Verständnis.



## **Inhaltsverzeichnis**

Vorwort .....	5
Einleitung .....	6
1. Gesetzliche Vorgaben und Branchenempfehlung .....	7
2. Technische Lösung .....	7
3. Kundenschnittstelle - Anforderungen Physische Schnittstelle und Protokoll .....	8
4. Kundenschnittstelle - Anforderungen an zu publizierenden Datenpunkte .....	9
5. Liste der zulässigen Standards an der Kundenschnittstelle .....	10
6. Standard CH-SMR für das Ausgabeformat der Smart Meter Reader .....	12
7. Verantwortlichkeiten Freischaltung der Kundenschnittstelle .....	13
8. Verantwortlichkeiten während dem Betrieb der Kundenschnittstelle .....	13
9. Publikation der Informationen zur Nutzung der Kundenschnittstelle .....	14
Anhang 1: Spezifikation physische Schnittstelle Stecker-Adapter .....	15



## 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 Energiegeschäfts und erfüllen damit die Vorgabe des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) sowie der Stromversorgungsverordnung (StromVV) an die Energieversorgungsunternehmen (EVU).

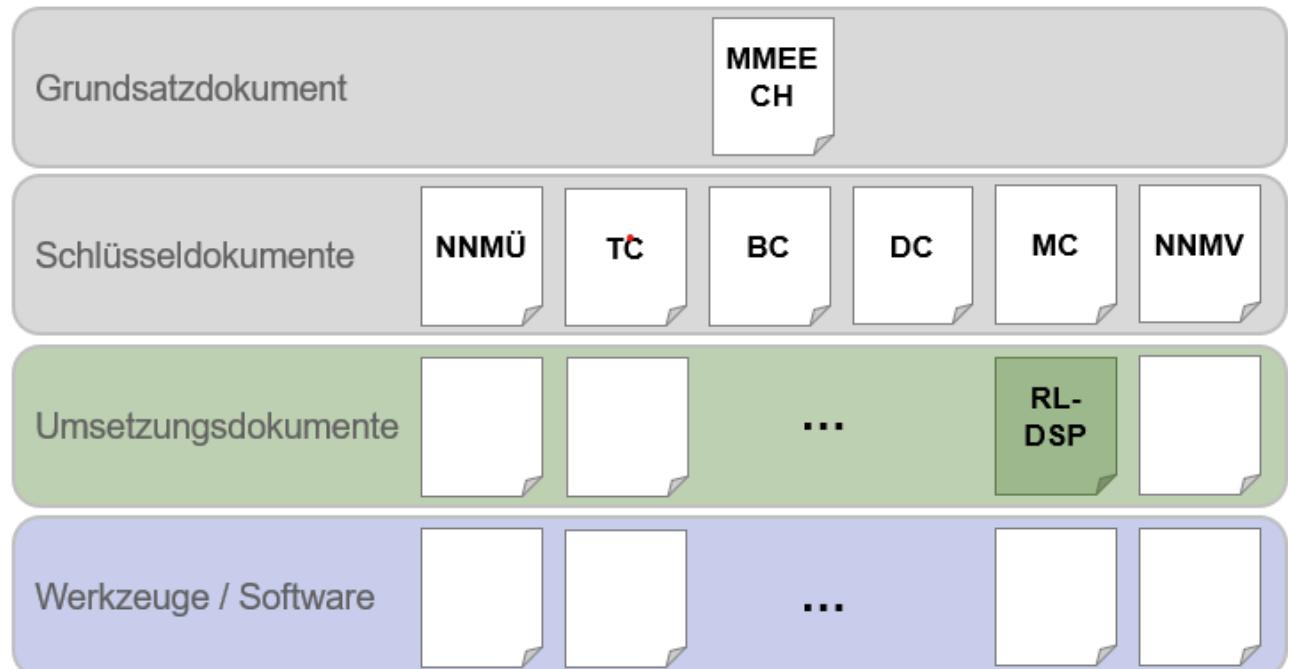
Branchendokumente werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmäßig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne der StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen.

Die Dokumente sind hierarchisch in vier unterschiedliche Stufen gegliedert

- Grundsatzdokument: Marktmodell für die elektrische Energie – Schweiz (MMEE – CH)
- Schlüsseldokumente
- Umsetzungsdokumente
- Werkzeuge/Software

Beim vorliegenden Dokument Kundenschnittstelle handelt es sich um ein Umsetzungsdokument.

## Dokumentstruktur



## Einleitung

Gemäss Stromversorgungsverordnung (StromVV, Art. 31e) müssen bis Ende 2027 80% aller Messeinrichtungen in jedem Netzgebiet den Vorgaben zu den intelligenten Messsystemen (iMS) entsprechen. Intelligenten Messgeräte (iMG) - deren Beschaffung nach dem 1.1.2019 initiiert wurde – müssen mit einer Kundenschnittstelle für den Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber (im Folgenden als Kunden bezeichnet) ausgestattet werden. Diese soll es den Kunden ermöglichen, ihre Messdaten im Moment der Erfassung lokal abzurufen und für ihre Anwendungszwecke zu bearbeiten. Eine lokale Kundenschnittstelle ist zwar bei den meisten von VNB eingesetzten Zählern physisch vorhanden, die Benutzung durch die Kunden oder von ihnen bevollmächtigte Vertreter ist aber in vielen Konstellationen umständlich.

Bei den in der Schweiz bisher eingesetzten Zählertypen hat sich kein Standard bei der Kundenschnittstelle durchgesetzt. Neben der nach IEC 62056-7 normierten Schnittstelle, die auf DLMS/COSEM basiert, haben sich neben dem holländischen Standard DSMR P1 auch weitere, proprietäre, Systeme auf dem Markt etabliert. Eine Vereinheitlichung auf einen gemeinsamen Standard ist weder im Bestand noch für die nahe Zukunft realistisch.

Um trotzdem eine einheitliche Schnittstelle gegenüber dem Kunden sicherstellen zu können, soll ein Adapter die Daten aus den unterschiedlichen Schnittstellen in ein festgelegtes Format umwandeln und über eine standardisierte Schnittstelle ausgeben. Dieser Adapter wird im Folgenden Smart Meter Reader genannt. Erste Smart Meter Reader sind schon erhältlich und sind mit unterschiedlichen Schnittstellen kompatibel.

Um die Kompatibilität der Smart Meter Reader mit den verschiedenen bereits im Einsatz stehenden iMS zu vereinfachen, werden in diesem Dokument Mindestanforderungen an die Kundenschnittstelle der iMS festgelegt. Dazu wird eine Liste von Standards angegeben, welche diese Mindestanforderungen erfüllen.

Zudem bedarf es einer gemeinsamen Definition der Anforderungen und der Prozesse zur Inbetriebnahme und dem Betrieb der Smart Meter Reader.

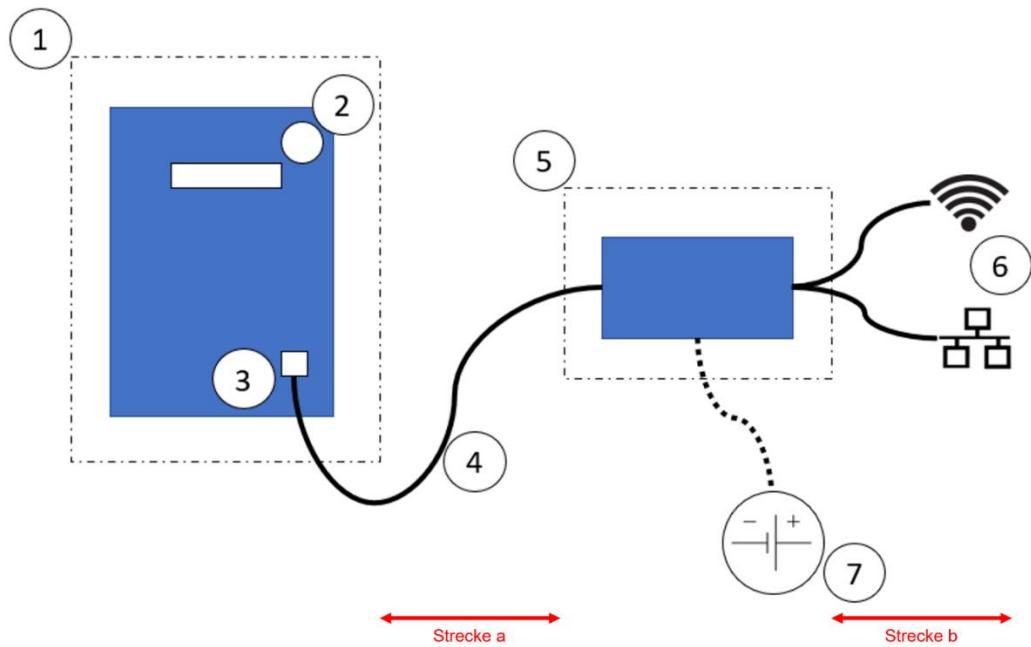


## 1. Gesetzliche Vorgaben und Branchenempfehlung

- (1) Die Minimalanforderungen an die Kundenschnittstelle sind durch Art. 17a<sup>bis</sup> Abs. 6 StromVG, Art. 8a<sup>decies</sup> StromVV sowie den Anhang 1 der VSE-Branchenempfehlung «Richtlinien für Datensicherheit von intelligenten Messsystemen» [2] abgesteckt. Die Kernpunkte der Anforderungen sind:
  - (2) Die Messdaten müssen vom Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber «im Moment ihrer Erfassung» in einem «international üblichen Datenformat» abrufbar sein.
  - (3) Der Netzbetreiber muss dem Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber auf Anfrage die technischen Spezifikationen der Schnittstellen seines Elektrizitätszählers bekanntgeben.
  - (4) Die Kundenschnittstelle ist Teil der Datensicherheitsprüfung durch METAS.
- (5) Im Rahmen des Stromgesetzes wurde zudem ergänzt (Art. 17a<sup>bis</sup> Abs. 3 & 7 StromVG, Inkrafttreten per 1.1.2026), dass Netzbetreiber die Teilnehmer eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch oder für eine lokale Elektrizitätsgemeinschaft sowie Speicherbetreiber auf deren Verlangen mit einem intelligenten Messsystem ausstatten müssen. Diejenigen, bei denen der Abruf der eigenen Messdaten mit dem vom Netzbetreiber eingesetzten intelligenten Messsystem nicht in der gesetzlich vorgeschriebenen Form gewährleistet ist, haben Anspruch, das Messsystem auf dessen Kosten, für die der Bundesrat eine Obergrenze festgelegt hat (Art. 8a<sup>duodecies</sup> StromVV), durch einen zusätzlichen Elektrizitätszähler zu ergänzen. Diese Kosten sind keine anrechenbaren Messkosten des Netzbetreibers.
- (6) Gemäss der Übergangsbestimmung in Art. 31/ StromVV dürfen iMS, deren Beschaffung vor dem 1. Januar 2019 initiiert wurde, bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit verwendet werden, auch wenn sie die Anforderungen gemäss Art. 8a<sup>decies</sup> StromVV nicht erfüllen. Für alle anderen iMS gelten die Anforderungen gemäss diesem Dokument.
- (7) Gemäss Art. 8a<sup>decies</sup> Abs. 3 StromVV sind die Netzbetreiber zudem verpflichtet, bis zum 31. Januar 2026 transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien für die international üblichen Datenformate festzulegen.

## 2. Technische Lösung

- (1) Die Komponenten für die Nutzung der Kundenschnittstelle am iMS sind in Abbildung 1: abgebildet. Die Strecke a bezeichnet die Datenlieferung vom iMS zum Smart Meter Reader. Für die Strecke a werden in diesem Dokument Mindestanforderungen festgelegt und es wird eine Liste von zulässigen physischen Schnittstellen und Datenübertragungsprotokollen sowie eines darüber zu übertragenden, einheitlichen Datensatzes angegeben. Die Strecke b beschreibt das Format und die Datenlieferung vom Smart Meter Reader. Sie wird über vorliegendes Dokument ebenfalls standardisiert. Das Verbindungskabel zwischen dem Stecker der Kundenschnittstelle und dem Smart Meter Reader ist durch den Lieferanten des Smart Meter Readers zur Verfügung zu stellen. Die optische Schnittstelle ist keine lokale Kundenschnittstelle und dient ausschliesslich dem Netzbetreiber zu Wartungszwecken.



- |   |                        |   |                               |
|---|------------------------|---|-------------------------------|
| 1 | Smart Meter            | 5 | Smart Meter Reader            |
| 2 | Optische Schnittstelle | 6 | LAN oder WLAN Anbindung       |
| 3 | Kundenschnittstelle    | 7 | Stromversorgung (falls nötig) |
| 4 | Verbindungskabel       |   |                               |

Abbildung 1: Physische Komponenten

### 3. Kundenschnittstelle - Anforderungen Physische Schnittstelle und Protokoll

- (1) In diesem Kapitel werden grundlegende Anforderungen an die Kundenschnittstelle (Nummer 3 in Abbildung 1) für Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber gemäss Art. 8a Abs. 1 Bst. a Ziff. 3 StromVV festgelegt. Die Netzbetreiber müssen iMS einsetzen, welche diese Anforderungen erfüllen. Vorbehalt bleibt Kapitel 2 Ziffer (6). Die Anforderungen werden von den Standards gemäss Kapitel 5 eingehalten und sind auch in Zukunft bei allfälligen Änderungen der Standards in Kapitel 5 einzuhalten.
- (2) Sie verfügt über einen handelsüblichen Telefonstecker (RJ12) oder LAN-Stecker (RJ45). Bestehende iMS mit anderen Steckern / Abdeckungen sind, wenn der Kunde die Nutzung der Kundenschnittstelle mit RJ12 beantragt, durch den Netzbetreiber mit einem Stecker-Adapter / einer Abdeckung auszurüsten, welcher die Kundenschnittstelle auf einen RJ12 Anschluss führt. Bei Stecker-Adaptoren, die durch den Kunden selbstständig installiert werden können, kann der Netzbetreiber, statt einen Stecker-Adapter zur Verfügung zu stellen, eine entsprechende Kostengutschrift vornehmen.
- (3) Sie verfügt über eine Stromversorgung für den Betrieb der Smart Meter Reader gemäss dem jeweiligen Standard in Kapitel 5.

- (4) Sie übermittelt die Daten gemäss einem der folgenden Protokolle: P1 DSMR, DLMS/COSEM, MQTT in JSON-Format, HTTP REST API in JSON-Format.
- (5) Sie übermittelt die relevanten Datenpunkte gemäss Kapitel 4 mindestens alle 10 Sekunden – dort wo es technisch möglich ist, erfolgt die Übermittlung alle 5 Sekunden oder häufiger. Die Übermittlung erfolgt mit einem Zeitstempel, der es erlaubt, den UTC-Offset zu bestimmen.

#### 4. Kundenschnittstelle - Anforderungen an zu publizierenden Datenpunkte

- (1) Die Kundenschnittstelle am iMS (Strecke a) publiziert ihre Daten mit dem OBIS Code. Auf die Publikation der OBIS Codes kann verzichtet werden, wenn die Reihenfolge der Daten für einen Standard gemäss Tabelle 3 einheitlich ist. In diesem Kapitel wird definiert, welche Datenpunkte die Kundenschnittstelle am iMS (Strecke a) mindestens publizieren muss und welche weiteren Datenpunkte erwünscht sind. Der Netzbetreiber ist frei, weitere Datenpunkte zu publizieren.
- (2) Die in Tabelle 1 und 2 angegebenen reduzierten OBIS-Codes beziehen sich auf die Wertegruppen C (Messgrösse), D (Messart) und E (Tarif) der OBIS-Code Struktur A-B:C.D.E\*F (vgl. dazu Metering Code Schweiz MC-CH, Anhang 3). Es werden in Tabelle 1 nur die reduzierten OBIS-Codes angegeben, weil die übrigen Wertegruppen nicht von allen Kundenschnittstellen von iMS (Strecke a) gleich ausgegeben werden. Das Ausgabeformat der Smart Meter Reader verwendet daher nur die reduzierten OBIS-Codes (vgl. Kapitel 6, Abschnitt 7). Beispiel: über die Kundenschnittstelle des iMS wird der Wert für OBIS-Code 1-1:1.7.0\*255 publiziert und der Smart Meter Reader publiziert den Wert mit dem reduzierten OBIS-Code 1.7.0.
- (3) Über die Kundenschnittstelle sind im Minimum die Messwerte<sup>1</sup> in Tabelle 1 zu publizieren.
- (4) Sofern technisch möglich, sind zusätzlich die Messwerte in Tabelle 2 zu publizieren.

Reduzierter OBIS-Code	Beschreibung <sup>2</sup>	Einheit	Auflösung <sup>3</sup>
42.0.0 oder 96.1.1	Cosem logical device name / Equipment Identifier		
1.8.0	Zählerstand Wirkenergie Abgabe +A (tariflos)	kWh	0.01
2.8.0	Zählerstand Wirkenergie Bezug -A (tariflos)	kWh	0.01
1.7.0	Wirkleistung Abgabe +P	kW	0.01
2.7.0	Wirkleistung Bezug -P	kW	0.01
32.7.0	Spannung L1	V	1
52.7.0	Spannung L2	V	1
72.7.0	Spannung L3	V	1
31.7.0	Strom L1	A	0.01
51.7.0	Strom L2	A	0.01

<sup>1</sup> Messwerte, bei denen beide Richtungen ausgegeben werden (1.8.0, 2.8.0, 1.7.0, 2.7.0) müssen phasensaldierend angegeben werden (Modus A; vgl. Richtig smart messen - Bulletin DE)

<sup>2</sup> Als Abgabe wird analog zum MC-CH und SDAT-CH die Energieabgabe aus dem Netz an den Endverbraucher verstanden. Als Bezug die Energieeinspeisung vom Endverbraucher in das Netz.

<sup>3</sup> Dies ist die Minimalauflösung. Eine höhere Auflösung ist zulässig. Mit Auflösung versteht sich hier "Scaler" (Skalierungsfaktor). Der effektive Messwert in der aufgeführten Einheit errechnet sich aus dem ausgegebenen Wert multipliziert mit der Auflösung. z.B.: Wird unter 31.7.0 auf Strom L1 der Wert 264 ausgegeben, so repräsentiert dies den Wert [Wert x Auflösung x Einheit], also  $264 \times 0.01 \times A = 2.64A$ . Die Dekodierung von OBIS mit codierter Einheit und Auflösung zu realen Wert findet auf dem Smart Meter Reader statt und ist unter Kapitel 6 Abschnitt (7) spezifiziert.

71.7.0	Strom L3	A	0.01
--------	----------	---	------

Tabelle 1: Minimal zu publizierende Datenpunkte.

Reduzierter OBIS-Code	Beschreibung	Einheit	Auflösung
3.8.0	Zählerstand Blindenergie Abgabe +R (tariflos)	kvarh	0.01
4.8.0	Zählerstand Blindenergie Bezug -R (tariflos)	kvarh	0.01
21.7.0	Wirkleistung +P, L1	kW	0.01
41.7.0	Wirkleistung +P, L2	kW	0.01
61.7.0	Wirkleistung +P, L3	kW	0.01
22.7.0	Wirkleistung -P, L1	kW	0.01
42.7.0	Wirkleistung -P, L2	kW	0.01
62.7.0	Wirkleistung -P, L3	kW	0.01
23.7.0	Blindleistung +Q, L1	kvar	0.01
43.7.0	Blindleistung +Q, L2	kvar	0.01
63.7.0	Blindleistung +Q, L3	kvar	0.01
24.7.0	Blindleistung -Q, L1	kvar	0.01
44.7.0	Blindleistung -Q, L2	kvar	0.01
64.7.0	Blindleistung -Q, L3	kvar	0.01

Tabelle 2: Zusätzlich zu publizierende Datenpunkte, sofern technisch möglich.

## 5. Liste der zulässigen Standards an der Kundenschnittstelle

- (1) Da die Beschaffung und der Roll-Out der iMS bereits weit fortgeschritten ist, ist eine Vereinheitlichung auf einen einheitlichen Standard nicht mehr umsetzbar. Es wird daher im Folgenden eine Liste von wenigen ausgewählten Standards angegeben, welche heute als international gängig und daher zulässig eingestuft werden. Es werden nur Standard berücksichtigt, die in der Schweiz eine grössere Verbreitung erreicht haben. Diese erfüllen die Anforderungen gemäss Kapitel 3 und 4.

Standard	Stecker	Protokoll	Spezifikation <sup>4</sup>
P1 DSMR 5.0.2 <sup>(2)</sup>	P1 (RJ12)	DSMR 5.0.2	<a href="https://bit.ly/3DCnd8x">https://bit.ly/3DCnd8x</a>
P1 DLMS	P1 (RJ12)	DLMS	Stecker: <a href="https://bit.ly/3DCnd8x">https://bit.ly/3DCnd8x</a> Protokoll: <a href="https://www.dlms.com/core-specifications/">https://www.dlms.com/core-specifications/</a>
L&G M-Bus/DLMS	M-Bus RJ12 <sup>(3)</sup>	DLMS	DE: <a href="https://www.landisgyr.ch/cii-kundenschnittstelle/">https://www.landisgyr.ch/cii-kundenschnittstelle/</a> FR : <a href="https://www.fr.landisgyr.ch/cii-interface-client/">https://www.fr.landisgyr.ch/cii-interface-client/</a>

<sup>4</sup> Vollständige URL:

P1 DSMR: <https://www.netbeheernederland.nl/publicatie/dsmr-502-p1-companion-standard>

Kamstrup DLMS: [https://documentation.kamstrup.com/docs/HAN\\_P1/en-GB/Information\\_sheet/CONTAAA62C8B611D4C4EB3186FD81AEE0152](https://documentation.kamstrup.com/docs/HAN_P1/en-GB/Information_sheet/CONTAAA62C8B611D4C4EB3186FD81AEE0152)

MEP: [https://github.com/OSGP-Alliance-MEP-and-Optical/Documentation/blob/2d0991cceee0ac43729c45f49a8f8a632db92499/078-0372-01BD\\_MEPCClient\\_DG-OSGP%20Alliance\\_update3A.pdf](https://github.com/OSGP-Alliance-MEP-and-Optical/Documentation/blob/2d0991cceee0ac43729c45f49a8f8a632db92499/078-0372-01BD_MEPCClient_DG-OSGP%20Alliance_update3A.pdf)

Kamstrup DLMS	HAN auf RJ12 <sup>(3)</sup>	DLMS Push <sup>(4)(5)</sup>	<a href="https://bit.ly/3XTjPwz">https://bit.ly/3XTjPwz</a>
NES MEP	Klemme auf RJ12 <sup>(3)</sup>	MEP <sup>(6)</sup>	<a href="https://bit.ly/4iycc6T">https://bit.ly/4iycc6T</a>

Tabelle 3: Zulässige Standards Kundenschnittstelle

- (2) Die Schnittstelle P1 DSMR 5.0.2 muss eine aktive P1-Schnittstelle sein, damit der Smart Meter Reader über die Schnittstelle mit Strom versorgt wird. Verfügt ein iMS über keine aktive P1-Schnittstelle ist der Netzbetreiber verpflichtet, durch den Einsatz eines Steckmoduls oder Anbringen eines Steckeradapters, die Anforderungen zu erfüllen, wenn der Kunde die Aktivierung der Kundenschnittstelle beantragt.
- (3) Bestehende iMS mit Steckern oder Abdeckungen/Klemmendeckeln ohne RJ12 sind, wenn der Kunde die Nutzung der Kundenschnittstelle mit RJ12 beantragt, durch den Netzbetreiber mit einem Stecker-Adapter oder Klemmendeckel auszurüsten, welcher die Kundenschnittstelle auf einen RJ12 Anschluss führt (für die Belegung der PINs bei RJ12 siehe Anhang 1)<sup>5</sup>. Bei Stecker-Adaptoren, die durch den Kunden selbstständig installiert werden können, kann der Netzbetreiber, statt einen Stecker-Adapter zur Verfügung zu stellen, eine entsprechende Kostengutschrift vornehmen.
- (4) Bei älteren Kamstrup Smart Metern kann der DLMS Push noch nicht aktiviert werden (vgl. Kapitel 1 Ziffer (6)). In diesen Fällen ist im Sinne einer Besitzstandwahrung das Kamstrup Metering Protokoll (KMP) zulässig.
- (5) Der Netzbetreiber ist auch bei Smart Metern mit DLMS Push Möglichkeit verpflichtet, dem Kunden auf Anfrage den Encryption Key für das KMP zur Verfügung zu stellen.
- (6) Das MEP-Protokoll ist nur für vor dem 31.1.2026<sup>6</sup> bereits beschaffte Zähler zulässig, bei denen es technisch nicht möglich ist, die Daten in einem Protokoll gemäss Kapitel 3 Ziffer (4) zu publizieren. Für neue Beschaffungen sind nur die Protokolle gemäss Kapitel 3 Ziffer (4) zulässig.
- (7) Die Branche prüft periodisch, ob weitere Standards in die Liste aufgenommen werden. Voraussetzung dafür ist, dass sie die Anforderungen gemäss Kapitel 3 und 4 erfüllen, international gängig sind und in der Schweiz eine grössere Verbreitung absehbar ist.
- (8) Erfüllt ein iMS die Anforderungen gemäss Kapitel 3 nicht, ist der Netzbetreiber verpflichtet, dieses durch eines, das die Anforderungen erfüllt, zu ersetzen. Falls es für einen Netzbetreiber effizienter ist, das iMS mit einem Smart Meter Reader zu ergänzen, ist dies zulässig, sofern der Smart Meter Reader den Standard CH-SMR gemäss Tabelle 4 und Kapitel 6 erfüllt und der Smart Meter Reader im Minimum die Datenpunkte gemäss Tabelle 1 lokal publiziert. Werden durch den Netzbetreiber Smart Meter Reader zur Verfügung gestellt, sind die dadurch anfallenden Kosten anrechenbare Kosten, die in den Messtarif eingerechnet werden dürfen (vgl. erläuternder Bericht zur Revision StromVV vom 19. Februar 2025).

<sup>5</sup> Wenn für einen Zählertyp Varianten mit RJ12 Stecker existieren, muss die PIN-Belegung von nachträglich ergänzten Klemmendeckeln/Steckeradapters gleich sein.

<sup>6</sup> Es ist dies die gleiche Frist wie für die Publikation der Richtlinien gemäss Art. 8a<sup>decies</sup> Abs. 3 StromVV.

Standard	Stecker	Protokoll	Spezifikation
CH-SMR	RJ45/Wifi	MQTT/JSON	Kapitel 6

Tabelle 4: Zulässiger Standard für das AusgabefORMAT der Smart Meter Reader

## 6. Standard CH-SMR für das AusgabefORMAT der Smart Meter Reader

- (1) Der Smart Meter Reader ist ein privates Zusatzmodul, welches die Kunden auf eigene Kosten beschaffen können (vorbehalten Kapitel 5, Ziffer (6)). Für die Beschaffung, den Betrieb sowie den Unterhalt und Support ist der Kunde zuständig.
- (2) Die Ausgabeschnittstelle für die Smart Meter Reader (Strecke b) wird wie folgt definiert<sup>7</sup>:
  - Basis: TCP/IP (Ethernet oder WiFi)
  - Push Messages: MQTT v3 oder neuer (MQTT Version 3.1.1)
  - Syntax der Text-Messages: ISO/IEC 21778 (JSON)
  - Identifikation / Semantik: DLMS IEC 62056-61 (OBIS) reduziert (Gruppen C, D & E)
- (3) Dem Smart Meter Reader steht gemäss den Standards in Kapitel 5 eine Stromversorgung über die Kundenschnittstelle des iMS zur Verfügung.
- (4) Die Publikation der Datenpunkte gemäss Kapitel 4 erfolgt auf ein MQTT-Topic mit der Struktur<sup>8</sup>:

dt/<group>/<id\_ims>/ds

- (5) Dabei steht dt für data, als Unterscheidung von commands. <group> steht für eine Gruppierung, z.B. Gebäude, ZEV oder LEG. <id\_ims> ist ein Identifikator für das Messsystem.
- (6) Die JSON-Nachricht hat folgende Struktur<sup>9</sup>:

```
{
  "meter": {
    "ts": isoformat [mit UTC Offset],
    "1.7.0": xxx.yyy,
    "2.7.0": xxx.yyy,
  }
}
```

<sup>7</sup> Zusätzliche Schnittstellen wie HTTP REST API sind zulässig. Diese sollte das gleiche AusgabefORMAT gemäss Ziffer (6) verwenden.

<sup>8</sup> Der Teil <group> ist eine generelle Gruppierung und kann mehrere Teile umfassen. Sie dient der Filterung der Daten. Die <id\_ims> ist ein Identifikator des Messsystems (z.B. Seriennummer) zwecks Identifikation des Topics.

<sup>9</sup> Weitere Informationen wie Metadaten oder Taxonomy sind zulässig. Der Zeitstempel kann in Lokalzeit sein, dann muss aber der UTC Offset angegeben werden, also z.B. YYYY-MM-DDThh:mm:ss–hh:mm

- (7) Die Messwerte werden dabei durch den reduzierten OBIS-Code gemäss Kapitel 4 identifiziert. Der Smart Meter Reader ist dafür verantwortlich, die Daten in der Einheit gemäss Kapitel 4 zu publizieren. Falls das iMS die Daten mit einem Skalierungsfaktor publiziert, passt der Smart Meter Reader die Skalierung entsprechend an.

## 7. Verantwortlichkeiten Freischaltung der Kundenschnittstelle

- (1) Die iMS werden aus Gründen des Datenschutzes grundsätzlich mit deaktivierter Kundenschnittstelle ausgeliefert und betrieben, sofern die Kundenschnittstelle unverschlüsselt ist.
- (2) Der Kunde meldet dem VNB, dass er die Kundenschnittstelle nutzen möchte. Dies erfolgt über einen Prozess, bei dem sich der Kunde beim Netzbetreiber authentifiziert<sup>10</sup>.
- (3) Der Netzbetreiber schaltet die Kundenschnittstelle des iMS innerhalb von zehn Arbeitstagen<sup>11</sup> auf diesen Kundenwunsch frei.
- (4) Die Kundenschnittstelle wird verschlüsselt oder unverschlüsselt betrieben. Es besteht für den Kunden kein Anrecht auf eine verschlüsselte Schnittstelle. Der Netzbetreiber informiert den Kundenumfang und leicht verständlich über die Risiken einer unverschlüsselten Datenübertragung an der Kundenschnittstelle des iMS. Der Kunde muss diese Risiken eigenverantwortlich akzeptieren und tragen. Sollte der Kunde dies nicht wünschen, bleibt die Kundenschnittstelle deaktiviert. Bei einer verschlüsselten Datenübertragung sind vom Verteilnetzbetreiber Prozesse zur Verfügung zu stellen, die einen sicheren Schlüsselaustausch zwischen Verteilnetzbetreiber und Kunden für die Nutzung der Kundenschnittstelle gewährleisten.
- (5) Der Netzbetreiber stellt sicher, dass die Messdaten mit einem der Standards in Kapitel 5 und den Anforderungen die Datenpunkte in Kapitel 4 publiziert werden.
- (6) Der Netzbetreiber dokumentiert die Kundenschnittstelle seiner iMS Typen so, dass Kunden und Smart Meter Reader Hersteller in der Lage sind, die Daten zu nutzen.
- (7) Der Kunde wählt einen Smart Meter Reader aus und trägt die Kosten für den Smart Meter Reader.
- (8) In Ausnahmefällen kann der Netzbetreiber dem Kunden einen Smart Meter Reader zur Verfügung stellen (vgl. Kapitel 5 Ziffer (6)).
- (9) Der Kunde installiert und betreibt den Smart Meter Reader und ist für die Datensicherheit ab der Kundenschnittstelle des iMS selbst verantwortlich.

## 8. Verantwortlichkeiten während dem Betrieb der Kundenschnittstelle

- (1) Der Netzbetreiber stellt sicher, dass bei allfälligen Firmware-Updates oder Anpassungen der Parametrierung des iMS der Standard gemäss Kapitel 4 und 5 weiterhin erfüllt ist. Eine Erweiterung der

---

<sup>10</sup> Damit ist die Anforderung b) in Abschnitt 5.2.2.3 der Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen, Anhang 1 erfüllt.

<sup>11</sup> Unter der Voraussetzung, dass bereits ein iMS installiert ist. Für den Anspruch auf ein iMS ist Art. 8a<sup>decies</sup> Abs. 6 StromVV und die darin erwähnten Fristen zu beachten.

an der Kundenschnittstelle publizierten Messwerte ist erlaubt, muss aber an der zentralen Stelle gemäss Kapitel 9 dokumentiert werden.

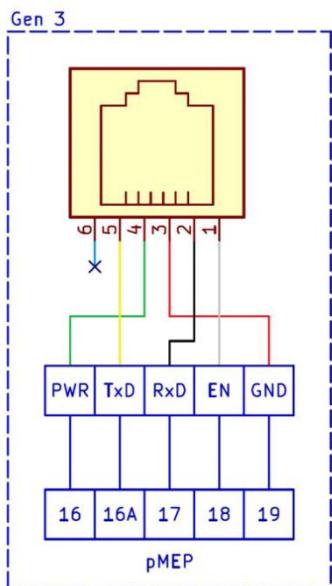
- (2) Der Netzbetreiber stellt soweit möglich sicher, dass bei einer Auswechselung des iMS der gleiche Standard gemäss Kapitel 5 verwendet wird und die gleichen Messwerte publiziert werden. Eine Erweiterung der publizierten Messwerte ist erlaubt, muss aber an der zentralen Stelle gemäss Kapitel 9 dokumentiert werden. Kann dies nicht gewährleistet werden, entschädigt er den Kunden, sofern ein Austausch des Smart Meter Readers notwendig ist und das ausgetauschte iMS seit weniger als 4 Jahren installiert war.
- (3) Der Netzbetreiber deaktiviert die Kundenschnittstelle bei einem Wechsel des Kunden (z.B. Mieterwechsel), sofern er Kenntnis davon hat.
- (4) Im Fall eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch ist der Vertreter des Zusammenschlusses zur Beantragung der Aktivierung und Deaktivierung der Kundenschnittstelle bei allen iMS des Zusammenschlusses berechtigt, sofern er dies vertraglich mit den Mitgliedern des Zusammenschlusses vereinbart hat.
- (5) Der Kunde ist zuständig für den Betrieb und die Fehlerbehebung beim Smart Meter Reader. Der Netzbetreiber ist für den korrekten Betrieb und die Fehlerbehebung der Kundenschnittstelle am iMS zuständig.
- (6) Der Netzbetreiber kann für einen vom Kunden beschafften Smart Meter Reader nicht zur Verantwortung gezogen werden, wenn der Smart Meter Reader ausfällt und deswegen ein finanzieller Nachteil für den Kunden entsteht (z.B. Steuerung von Verbraucher anhand aktueller Verbrauchswerte).

## 9. Publikation der Informationen zur Nutzung der Kundenschnittstelle

- (1) Über eine zentrale Webseite des VSE werden die verwendeten Standards nach Kapitel 5 pro Zähler- typ publiziert.
- (2) Die Netzbetreiber publizieren in Abhängigkeit des Standards nach Ziffer 1 die Informationen zu den übermittelten Daten nach Kapitel 4, d.h. ob nur die Daten in Tabelle 1, zusätzlich die Daten in Tabelle 2 oder etwaige Erweiterungen (zusätzlich zu Tabelle 1 oder 2) übermittelt werden.
- (3) Publiziert ein Zähler die Daten mit einem Skalierungsfaktor (vgl. Tabelle 1 und Fussnote 2), so ist dies ebenfalls pro Zähler- typ durch den Netzbetreiber zu publizieren. Bei Wandler-Stromzählern sind die am Zähler beschrifteten Wandlerverhältnisse durch den Kunden zu berücksichtigen.
- (4) Die Netzbetreiber publizieren auf Ihrer Webseite eine Anleitung wie die Aktivierung der Kundenschnittstelle veranlasst werden kann.

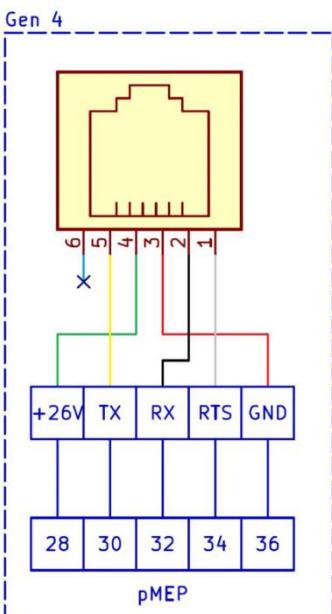
## Anhang 1: Spezifikation physische Schnittstelle Stecker-Adapter

### NES Gen 3



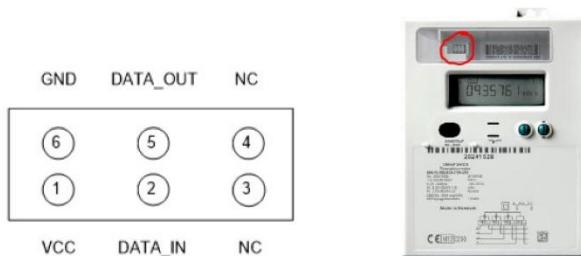
Pin (RJ-12 cable)	Color	NES GEN3	Signal
			Interface
1	White	18 (ENABLE)	enable
2	Black	17 (RxD)	Receive data
3	Red	19 (GND)	GND
4	Green	16 (PWR)	POWER/VCC
5	Yellow	16A (TxD)	Transmit data
6	Blue		

### NES Gen 4

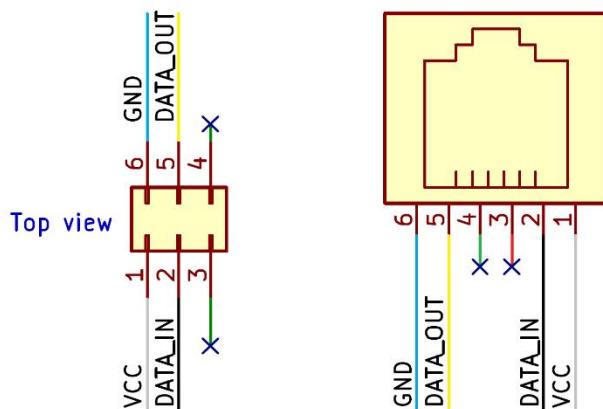


Pin (RJ-12 cable)	Color	NES GEN4	Signal
			Interface
1	White	34 (RTS)	enable
2	Black	32 (RX)	Receive data
3	Red	36 (GND)	GND
4	Green	28 (+26V)	POWER/VCC
5	Yellow	30 (TX)	Transmit data
6	Blue		

## Kamstrup Omnipower



Meter connector – top view      Meter connector – position



Pin (RJ-12 cable)	Color	Kamstrup	Signal
1	White	1 (VCC)	VCC
2	Black	2 (DATA_IN)	Receive data
3	Red		
4	Green		
5	Yellow	5 (DATA_OUT)	Transmit data
6	Blue	6 (GND)	GND