

Positionspapier der österreichischen Strom-Netzbetreiber

Smart Metering 2.0

Inhalt

A.	Motivation.....	4
B.	Ausgangslage und Zielsetzung.....	4
B.1	Ausgangslage	4
B.2	Ziele – Nichtziele	5
C.	Derzeitige rechtliche und technische Rahmenbedingungen	6
D.	Erforderliche Anpassungen rechtlicher Rahmenbedingungen	7
D.1	ELWG § 42(2) Definition Opt-Out	7
D.2	Opt-Out Breakernutzung	8
D.3	339. Verordnung der E-Control, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden (Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 – IMA-VO 2011)	8
D.4	Prepayment ELWG § 28	8
D.5	Tor Teil F: Technische Regeln für Zählwerterfassung und Zählwertübertragung	9
D.6	Maß- und Eichgesetz §8 4. a) und b)	9
E.	Leitplanken.....	10
E.1	Wirtschaftliche Verhältnismäßigkeit.....	10
E.2	Datenverfügbarkeit.....	10
E.3	Flexibilität, Zukunftsfähigkeit und Erweiterbarkeit	10
E.4	Standardisierung	10
E.5	Herstellerunabhängigkeit und Interoperabilität/Interchangeability	10
E.6	Nachhaltigkeit und gesellschaftliche Verantwortung	11
E.7	Smart Metering 2.0 im Netzbetrieb	11
E.8	IT-Sicherheit und Datenschutz	11
E.9	Kundenorientierung.....	11
E.10	Verantwortung: Messgeräte und System	11

F.	Systemarchitektur und Scope des Companion Standards	12
G.	Use Cases.....	15
H.	Zählertypen und Funktionen.....	15
H.1	Funktionen von Smart Metering 2.0.....	16
I.	Kommunikationstechnologien und Austauschbarkeit.....	18
I.1	Protokoll Stack und Austauschbarkeit	18
I.2	Kommunikationstechnologien.....	19
J.	Security	21
K.	Testing und Zertifizierung	22
K.1	Prüfstelle	22
L.	Mengengerüst in Österreich	23
M.	Ausblick.....	23
N.	Glossar.....	24

A. Motivation

Die „Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO“ des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend hat die Netzbetreiber im Rahmen der technischen Machbarkeit verpflichtet, bis Ende 2024 mindestens 95 % der an ihre Netze angeschlossenen Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten gemäß den Vorgaben der Verordnung der E-Control, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden (Intelligente Messgeräte-Anforderungsverordnung 2011), auszustatten. Aus nachstehenden Gründen ist es jedoch bereits heute erforderlich die neuen technischen Anforderungen für die nächste Generation der intelligenten Messgeräte abzustimmen und daraus einen einheitlichen Companion Standard für alle Netzbetreiber in Österreich zu entwickeln. Ein Companion Standard ist eine einheitliche Definition von Funktionen und Protokollen, sowohl bezüglich Software als auch Hardware für den Datenaustausch zwischen Smart Metern und den zentralen Systemen. Dieser soll den seit Start der ersten Generation geänderten Rahmenbedingungen gerecht werden und die erkennbaren Zukunftsanforderungen abdecken.

- Der Wandel der Anforderungen an einen Netzbetrieb speziell im Niederspannungsnetz z. B. durch die stetige Zunahme von Elektromobilität und der Einspeisung von erneuerbarer Energie.
- Die zukünftige Veränderung der Netztarife z. B. Positionspapier Tarife 2.1 der E-Control, mit einer höheren Bewertung der Leistungskomponente
- Die europäischen Vorgaben hinsichtlich Flexibilität am Markt
- Prüfung und ggf. Einarbeitung der Empfehlungen aus
 - „Studie zur Weiterentwicklung des österreichischen Stromzählersystems“ von der Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen sowie des Fraunhofer-Institut für Angewandte Informationstechnik im Auftrag der E-Control, 2022
 - Rechnungshofbericht 2023 über „Intelligente Messegeräten (Smart Meter) – Einführungsstand 2022“
 - E-Control Austria Monitoring Bericht 2024: „Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich 2024 – Berichtsjahr 2023“.
- Erfahrungen der Netzbetreiber aus den bisherigen Smart Meter Rollouts

Der Bedarf ergibt sich aus dem Umstand, dass die ersten Systeme in Österreich ab 2028 nach 20 Jahren das Ende der technischen Lebensdauer erreichen und es ein Interesse aller großen Netzbetreiber in Österreich gibt, eine gemeinsame zukunftssträchtige Lösung zu definieren.

Dieses Positionspapier soll als Basis für die Stakeholder dienen, um in Diskussionen ein gemeinsames Verständnis für die Anforderungen an die nächste Generation zu entwickeln, aber auch welche rechtlichen Rahmenbedingungen erforderlich sind, um einen wirtschaftlichen zweiten Smart Meter Rollout sicherzustellen. Auf dieser Basis wird ein gemeinsamer Companion Standard für Österreich definiert.

B. Ausgangslage und Zielsetzung

B.1 Ausgangslage

Der Rollout der 1. Generation der intelligenten Messeinrichtungen war durch einige regulatorische Änderungen im Zuge der Projektlaufzeit geprägt z. B. Opt-Out. Die Industrie war auf die unterschiedlichen Zugänge und Lösungen der Netzbetreiber nicht vorbereitet. Die Netzbetreiber

haben individuelle optimale Lösungen definiert und implementiert. Dies hat dazu geführt, dass bei den Netzbetreibern unterschiedliche Lösungen entstanden sind, wie z. B. für die Kundenschnittstelle sowohl bei der Hardware, Datenformat und Ausgabe-Intervall. Größere Netzbetreiber haben ihren eigenen Companion Standard definiert, um nicht von einem Lieferanten abhängig zu sein. Dies hat jedoch eine sehr umfangreiche Testtätigkeit erfordert, um Interoperabilität und Interchangeability zu erreichen. Das Positionspapier berücksichtigt den Entwurf des EIWG (10.06.2024).

B.2 Ziele – Nichtziele

Die nächste Generation soll so weit als möglich den europäischen Entwicklungen der Rahmenbedingungen und den Anforderungen des Marktes folgen. Der einheitliche Companion Standard soll daher ausschließlich auf internationalen technischen Standards basieren und zusätzlich noch jene Bereiche exakt definieren, wo der Standard bisher einen Spielraum für die Entwickler / Anwender zuließ. Auf dieser Basis wird es nicht mehr erforderlich sein, dass jeder Netzbetreiber eigene Tests, wie insbesondere zur Interoperabilität- und Interchangeability, durchführen muss. Somit muss die Industrie keine individuellen Lösungen für die verschiedenen österreichischen Netzbetreiber entwickeln. Der Companion Standard bezieht sich auf Smart Meter, inklusive einer funktionalen Beschreibung des (Hybrid-)Gateways. Der Companion Standard soll auch so offen sein, dass zukünftige neue Kommunikationstechnologien aufgenommen werden können. Jeder Netzbetreiber entscheidet selbst, welche Kommunikationstechnologien für das jeweilige Versorgungsgebiet optimal sind.

1. Ziele:

1. Österreichischer Companion Standard für alle Kundenzählertypen für alle Spannungsebenen (inklusive der heutigen Lastprofilzähler)
2. Interoperabilität und Interchangeability der Smart Meter
3. Erhöhte Kunden und Marktakzeptanz durch einen Österreichweit einheitlichen Companion Standard
4. Erhöhung der Attraktivität des österreichischen Marktes für Smart Meter Hersteller durch einen österreichweit einheitlichen Companion Standard
5. Reduktion der Komplexität von Smart Meter Prozessen und Komponenten
6. Reduktion der Kosten für die Entwicklung der zweiten Generation von intelligenten Messgeräten für jeden Netzbetreiber
7. Sicherstellung der Weiterentwicklung gemäß der anerkannten Regeln der Technik
8. Einheitliche Funktionalität der Smart Meter
9. Funktionale Beschreibung des (Hybrid-)Gateways
10. Einheitliche Use Cases basierend auf dem Generic Companion Profile der DLMS UA
11. Nutzung unterschiedlicher Kommunikationstechnologien
12. Einrichtung einer Zertifizierungsstelle für Österreich
13. Zertifizierung der Smart Meter (gewährleistet geringeren Test- und Implementierungsaufwand in die Backend-Systeme)

2. Nichtziele:

1. Standardisierung der zentralen Softwarekomponenten (HES / MDM)
2. Direkter Zugriff durch Dritte auf die Smart Meter Infrastruktur
3. Österreichischer Companion Standard für (Hybrid-)Gateways
4. Zertifizierung der (Hybrid-)Gateways
5. Interoperabilität und Interchangeability der (Hybrid-)Gateways

Zur Umsetzung der Ziele wurde bei Oesterreichs Energie ein Projekt mit folgenden 3 Phasen aufgesetzt:

- Phase-1: Ein Positionspapier der Branche zu den zukünftigen funktionalen Anforderungen an Smart Meter wurde erarbeitet und mit den relevanten Stakeholdern abgestimmt.
- Phase-2: Auf Basis der Anforderungen und Annahmen wird ein gemeinsamer Companion-Standard für die nächste Generation von Smart Metern erarbeitet. Das zeitgerechte Einbringen von weiteren Anforderungen der Stakeholder ist Voraussetzung für die erfolgreiche Umsetzung dieser Phase.
- Phase-3: Einrichtung einer Zertifizierungsstelle. Parallel sieht die Phase 3 die herstellerseitige Entwicklung von Smart Meter auf Basis des Companion Standards vor.



Abbildung 1 Zeitplan

C. Derzeitige rechtliche und technische Rahmenbedingungen

Europäische Vorgaben

- Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (RL 2009/72/EG)
- Clean Energy Packages (CEP) (RL [EU] 2019/944)
- Mandate M441 for smart meters
- MID-Richtlinie – europäisches MEG für Smart Meter
- Network Code: Requirements for Generators (RFG)
- Network Code: Demand Response
- Network Code: Cyber Security

Nationale gesetzliche Vorgaben

- Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (ELWOG) bzw. EIWG
- Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO)
- Intelligente Messgeräte-Anforderungsverordnung (IMA-VO)
- Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungsverordnung (DAVID-VO)
- Datenschutzgesetz (DSG)
- Maß- und Eichgesetz (MEG)
- Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
- Netz- und Informationssystemsicherheitsgesetz (NISG)

Nationale Rahmenbedingungen

- Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR)
- Sonstige Marktregeln Strom (SoMa)

OE Anforderungskataloge und Dokumente

- OE Anforderungskatalog Ende-zu-Ende Sicherheit Smart Metering
- OE Use Cases für das Smart Meter Advanced Meter Communication System (AMCS)

- Data Protection Impact Assessment /Datenschutz-Folgenabschätzung für den Smart Meter Einsatz (aktuelle Version)

Standards und Normen

- DLMS/COSEM
- G3-PLC und G3-PLC Hybrid ITU-T G.9903
- LTE advanced: neueste Release
- LTE CAT-M1, LTE-Cat-NB1 (NB-IoT): neueste Release
- LTE CAT-M2, LTE-Cat-NB2 (NB-IoT): neueste Release
- ISO 27001 - Information security management

Nationale Studien / Berichte

- „Studie zur Weiterentwicklung des österreichischen Stromzählersystems“ von der Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen sowie des Fraunhofer-Institut für Angewandte Informationstechnik im Auftrag der E-Control, 2022
- Rechnungshofbericht 2023 über „Intelligente Messegeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022“
- E-Control Austria Monitoring Bericht 2024: „Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich 2024 – Berichtsjahr 2023“.

D. Erforderliche Anpassungen rechtlicher Rahmenbedingungen

Mit in Kraft treten neuer Gesetze und Verordnungen (z. B. ElWiG) muss ein Bestandsschutz inklusive ausreichender Übergangsfristen, analog IME-VO §1 (2) für bereits eingebaute, angeschaffte und in Anschaffung befindliche intelligente Messgeräte und Lastprofilzähler für die technische Lebensdauer gewährleistet werden, welche nicht, mit einem vertretbaren technischen bzw. wirtschaftlichen Aufwand, auf die neuen Anforderungen aktualisiert werden können.

Folgende bestehende rechtliche Anforderungen benötigen allgemein eine Klarstellung bzw. Anpassung, einige auch schon heute für die jetzige Generation der intelligenten Messgeräte. Die Erfahrungen zeigen, dass es für einige Funktionen der ersten Generation bessere markt- und kundenorientierte Lösungen gibt.

D.1 ElWiG § 42(2) Definition Opt-Out

Im Entwurf des ElWiG § 42 (2) sind die Anforderungen an die Messeinrichtung definiert, wenn Kund:innen der Speicherung und Übertragung von Viertelstundenenergiewerten widersprechen. Das Messgerät ist dabei derart zu konfigurieren, dass mit Ausnahme des höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswerts keine Monats-, Tages- und Viertelstundenenergiewerte gespeichert und übertragen werden.

Eine wesentliche Strategie bei der Definition der Anforderungen an die nächste Generation der intelligenten Messgeräte ist, dass die Geräte im Wesentlichen den europäischen Standards entsprechen sollen. Eine Abspeicherung nur des Monatsmaximums ohne Speicherung der Monatswerte der Energieregister ist in den derzeitigen Smart Metern nicht realisiert bzw. eine spezielle österreichische Anforderung.

Es wird vorgeschlagen, dass bei Opt-Out auch die Monatswerte der Energieregister gespeichert werden dürfen. Die Auslesung dieser Monatswerte für die Jahresabrechnung erfolgt entsprechend dem Abrechnungszeitraum mindestens jedoch einmal jährlich.

Der aktuelle Vorschlag vom EIWG (10.01.2024) zu den angeführten Ausnahmen von Opt-Out in § 42(2) (wie z. B. Wärmepumpe, Ladepunkt, Energiespeicher- oder Stromerzeugungsanlage, gemeinschaftliche Erzeugungsanlage und Teilnehmer einer Energiegemeinschaft) wird vollinhaltlich unterstützt.

D.2 Opt-Out Breakernutzung

In der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung § 1 (6) ist festgelegt, dass bei Kund:innen mit Opt-Out Konfiguration (Digitaler Standardzähler) die Abschaltfunktion sowie die Leistungsbegrenzungsfunktion deaktiviert sein müssen.

Es wird vorgeschlagen, dass auch bei einer Opt-Out Konfiguration die Abschaltfunktion genutzt werden darf. Es handelt sich im Gegensatz zu der Aufzeichnung der Lastprofile um keine relevanten persönlichen Daten, sondern ermöglicht den Netzbetreibern und Lieferanten einen einheitlichen optimierten Marktprozess.

D.3 339. Verordnung der E-Control, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden (Intelligente Messgeräte-Anforderungs-Verordnung 2011 – IMA-VO 2011)

Schnittstelle für Spartenzähler

§ 3 (5). Die intelligenten Messgeräte haben die Möglichkeit zu bieten, über eine Kommunikationsschnittstelle mit jedenfalls vier externen Mengemessgeräten die Kommunikation in beide Richtungen aufzubauen und die Datenübertragungen für diese externen Geräte zu gewährleisten.

Der Einsatz einer Schnittstelle für Spartenzähler hat sich als nicht praxistauglich erwiesen. Das Pairing zwischen dem intelligenten Messgerät und einem weiteren Messgerät auf Grund der hohen Security ist äußerst komplex. In den meisten Fällen ist zudem die Anbindung von Gas-, Wasser- oder Wärmezähler an das intelligente Messgerät nur mit einer Funklösung möglich. Versuche haben jedoch eine Erreichbarkeit unter 50 % ergeben. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass beide Smart Meter meistens in Metallkästen an verschiedenen Örtlichkeiten verbaut sind und dadurch kommunikationstechnisch zusätzlich Wände oder Betondecken zu überbrücken sind. Für die Auslesung von Spartenzähler stehen heute unterschiedliche Funktechnologien (z. B. NB-IoT, LoRaWAN) fast flächendeckend zur Verfügung.

D.4 Prepayment ELWG § 28

Kund:innen haben *“das Recht auf Nutzung eines Zählgerätes mit Prepaymentfunktion”*.

Die Nutzung der klassischen Prepaymentfunktion (d.h. im Smart Meter wird ein Betrag pro kWh inklusive Netzgebühr und Messpreis sowie ein Guthaben hinterlegt) ist nur schwer zu realisieren. Dazu müsste der Netzbetreiber die erforderlichen Informationen vom Lieferanten erhalten. Ein jederzeitiger Datenaustausch mit dem Lieferanten, wenn ein neues Guthaben erworben wurde, ist erforderlich.

Es wird vorgeschlagen EIWG §28 Recht auf Nutzung eines Vorauszahlungszählers ersatzlos zu streichen. Seitens der Smart Meter Infrastruktur stehen täglich die Verbrauchsdaten zur Verfügung, ebenso gibt es einen klar definierten Abschaltprozess. Die Umsetzung in den Abrechnungssystemen obliegt dem jeweiligen Marktpartner.

D.5 Tor Teil F: Technische Regeln für Zählwerterfassung und Zählwertübertragung

Beistellung eines Smart Meters durch Kund:innen

Es soll bei intelligenten Messgeräten keine rechtliche Möglichkeit mehr geben diese beizustellen. Im Gegensatz zur Vergangenheit bei der klassischen Smart Meter Technologie ist nicht nur aus technischer Sicht, sondern insbesondere hinsichtlich der Securityanforderungen die Beistellung eines intelligenten Messgerätes nicht möglich. Kund:innen können den Smart Meter nur von jenem Lieferanten ankaufen, wo auch der Netzbetreiber seine Geräte bezieht. Weiters ist ein identischer elektronischer Lieferschein erforderlich, um die kryptographischen Informationen in die zentralen Systeme zu importieren, damit der Smart Meter in der bestehenden Systemlandschaft des Netzbetreibers betrieben werden kann.

Es wird vorgeschlagen auf die gesetzliche Möglichkeit einer Smart Meter Beistellung durch Kund:innen zu verzichten. Es ergibt sich für Kund:innen kein wirtschaftlicher Vorteil.

D.6 Maß- und Eichgesetz §8 4. a) und b)

Elektrizitätszähler unterliegen in der EU der Messgeräte-richtlinie (MID). Im Zuge der Produktion erfolgt durch den Hersteller die MID Ersteinrichtung der Wirkenergie. Das österreichische Eichrecht sieht für spezielle Funktionen (Wirkleistungsmaximum, 15 min Lastprofil, Blindenergie) noch zusätzliche nationale Eichungen vor. Die Möglichkeit nationaler zusätzlicher Eichungen ist in der europäischen Messgeräte-richtlinie vorgesehen. Die nationale Eichung führt jedoch zu einem erhöhten Aufwand ohne wesentlichen Nutzen für die Kund:innen oder die Netzbetreiber. Durch die MID Ersteinrichtung wird der Smart Meter bereits ausreichend messtechnisch geprüft. Die Netzbetreiber machen bei Anlieferung der Smart Meter Eingangsstichproben. Es ist im höchsten Interesse der Netzbetreiber selbst, dass die Smart Meter messtechnisch während der gesamten technischen Lebensdauer die gesetzlichen Anforderungen erfüllen.

Es wird vorgeschlagen, bei der nächsten Novelle des Maß- und Eichgesetzes auf die nationale Ersteinrichtung der Zusatzeinrichtungen zu verzichten. Die zusätzliche nationale Ersteinrichtung der Zusatzeinrichtungen reduziert den Wettbewerb und erhöht die Kosten ohne wesentlichen Mehrwert für die Kund:innen. Die Netzbetreiber prüfen durch ihre eigene Qualitätskontrolle, ob die Smart Meter den Qualitätskriterien entsprechen. In vielen europäischen Ländern ist für die Smart Meter die MID Ersteinrichtung für einen Einsatz im rechtsgeschäftlichen Verkehr ausreichend bzw. ist die Aufnahme an Blindenergie, Leistungsmaximum und Lastprofil in die MID anzustreben.

Ebenso wäre die Aufnahme von Blindenergie, Maximum und Lastprofil in die MID eine Lösung, welche zu keiner Einschränkung des Wettbewerbs führt

E. Leitplanken

E.1 Wirtschaftliche Verhältnismäßigkeit

Smart Metering 2.0 muss unter Berücksichtigung einer wirtschaftlich-technischen Verhältnismäßigkeit, zwischen den Markterfordernissen und einer technischen-prozessualen Realisierbarkeit, definiert werden.

E.2 Datenverfügbarkeit

Um den steigenden Anforderungen einer gesicherten Datenverfügbarkeit gerecht zu werden, benötigen Netzbetreiber Systeme, die in der Lage sind, große Datenmengen zuverlässig zu übertragen, zu verarbeiten und bereitzustellen. Eine Skalierbarkeit für zukünftiges Wachstum muss möglich sein. Die technischen Grenzen der aktuellen Smart Meter Systemlandschaft und die verfügbaren Übertragungstechnologien sind hierfür zu berücksichtigen. Eine möglichst hohe Datenverfügbarkeit wird angestrebt, eine 100%-ige Datenverfügbarkeit ist jedoch aus technischen und insbesondere wirtschaftlichen Gründen nicht realisierbar.

E.3 Flexibilität, Zukunftsfähigkeit und Erweiterbarkeit

Die Smart Meter müssen in der Lage sein, sich möglichst an neu aufkommende Anforderungen, an kontinuierliche Innovations- und Erneuerungszyklen anpassen zu können, z. B. durch Systemreserven, Updatemöglichkeiten oder Modularität. Diese Anpassungen könnten die Unterstützung verschiedener Datenübertragungstechnologien oder Anforderungen aus gesetzlichen Vorgaben durch Software-Updates umfassen. Die dezentralen Komponenten unterliegen hardwaremäßig einem naturgemäß langen Produktlebenszyklus und sind nur durch ihre Modularität oder im Rahmen von langfristigen Austauschprogrammen, im Feld anpassbar.

E.4 Standardisierung

Es wird eine Smart Metering Lösung angestrebt, die auf offenen, internationalen und europäischen Standards basiert und möglichst wenig national spezifische Anforderungen aufweist, um eine effiziente Beschaffung und Integration in die Backend-Systeme sicherzustellen sowie technische Weiterentwicklungen inkl. Security gemäß der anerkannten Regeln der Technik. Beispielhaft dafür ist der DLMS/COSEM-Standard, der sich in Europa etabliert hat und auch von Netzbetreibern wie ENEL, ENDESA, Iberdrola und ENEDIS verwendet wird. Zusätzlich ermöglicht die Standardisierung eine ressourcenschonende Wartung/Betriebsführung und stellt die Basis für Herstellerunabhängigkeit dar. Dafür ist es wichtig, die aktuellen Herstellertrends zu berücksichtigen und sich mit relevanten Interessensgruppen abzustimmen.

E.5 Herstellerunabhängigkeit und Interoperabilität/Interchangeability

Um das Risiko der Herstellerabhängigkeit zu reduzieren, setzen die österreichischen Netzbetreiber auf eine "Multivendor-Strategie". Dadurch können Smart Meter unterschiedlicher Hersteller gemeinsam im Feld betrieben werden. Durch die Forderung einer Smart Meter Interchangeability/Interoperabilität wird die Möglichkeit geschaffen, Smart Meter unterschiedlicher Hersteller im Feld auszutauschen, ohne dabei die ursprünglichen Funktionalitäten zu mindern und keine Störungen oder Verluste der Effizienz des Gesamtsystems in Kauf nehmen zu müssen.

E.6 Nachhaltigkeit und gesellschaftliche Verantwortung

Im Sinne der Nachhaltigkeit soll bei den Smart Meter Komponenten auf einen geringen Eigenenergieverbrauch, auf hochwertige Materialien, Wiederverwendbarkeit und Langlebigkeit gesetzt werden. Die Smart Meter werden nachgeeicht, um so die Lebenszeit in den Anlagen zu verlängern. Lieferanten sollen zur Einhaltung ökologischer sowie arbeitsrechtlicher Standards nach beispielsweise CSRD (Corporate Sustainable Reporting Directive) und ILO (International Labour Organization) verpflichtet sein, um Angaben zum Kampf gegen den Klimawandel, zum Thema Biodiversität, zur eigenen Belegschaft oder auch zu den Beschäftigungsbedingungen entlang der Wertschöpfungskette zu machen.

E.7 Smart Metering 2.0 im Netzbetrieb

Smart Metering 2.0 soll dazu beitragen, das Energiemanagement und die Netzoptimierung durch Datenbereitstellung zu verbessern. Smart Meter können eine wichtige Rolle bei der Erkennung von Netzengpässen, der Bereitstellung von Lastmanagementdiensten, sowie der Integration erneuerbarer Energien und E-Mobilität spielen. Der Smart Meter ist somit als Teil einer übergeordneten smarten Umgebung zu sehen, der auch Netzdaten hinsichtlich Power Quality liefern wird. Smart Meter werden zukünftig auch nur beschränkt die Möglichkeit bieten, Aktionen zu setzen und aktiv zu steuern. Es muss die gesetzliche Grundlage geschaffen werden, dass die jeweiligen Netzbetreiber ihre gemessenen Daten ohne formalen Aufwand zur effizienten Netzplanung, dem sicheren Netzbetrieb sowie für F&E Aktivitäten nutzen können.

E.8 IT-Sicherheit und Datenschutz

Netzbetreiber haben die Verantwortung, die Netzwerksicherheit zu gewährleisten und die Smart Meter-Systeme sowie Verbraucherdaten vor möglichen Angriffen zu schützen. Die Integrität der Daten muss durch die Implementierung von Sicherheitsmaßnahmen und -richtlinien gewährleistet werden.

Die Erhebung von Messdaten durch einen Smart Meter unterliegt, wie jede andere Datenanwendung, den Rechtsvorschriften des Datenschutzgesetzes. Die „Verhaltensregeln für die Verwendung von Smart Meter-Daten für die österreichischen Netzbetreiber“ sind einzuhalten und werden von einer akkreditierten Überwachungsstelle geprüft.

E.9 Kundenorientierung

Kund:innen nehmen zunehmend aktiv am Energiemarkt teil (als z. B. EEG, BEG, Prosumer) und nutzen die durch den Smart Meter gemessenen Daten selbst. Die Nutzung von Daten in nahezu Echtzeit, zur Einbindung in eine Home/Farm/Factory-Lösung, wird über die Kundenschnittstelle ermöglicht. Der Companion Standard muss eine österreichweit einheitliche Kundenschnittstelle hinsichtlich, Hardware, Nutzdaten und Protokoll definieren.

E.10 Verantwortung: Messgeräte und System

Das Smart Meter Gesamtsystem liegt ausschließlich in der Verantwortung des Netzbetreibers. Die entsprechenden Daten werden marktkonform mit den Marktpartner ausgetauscht. Ein direkter Zugriff durch Externe auf die Systeme des Netzbetreibers ist nicht vorgesehen.

F. Systemarchitektur und Scope des Companion Standards

Basis für die Systemarchitektur von Smart Metering 2.0 stellt die im Rahmen des EU-Mandats M/441 erarbeitete Smart Metering Referenzarchitektur dar, welche im technischen Report TR 50572 der CENELEC veröffentlicht wurde. Nachstehend ist die aus der Referenzarchitektur abgeleitete Systemarchitektur für Smart Metering 2.0 für Österreich sowie Beschreibung der funktionalen Komponenten und Kommunikationsschnittstellen dargestellt.

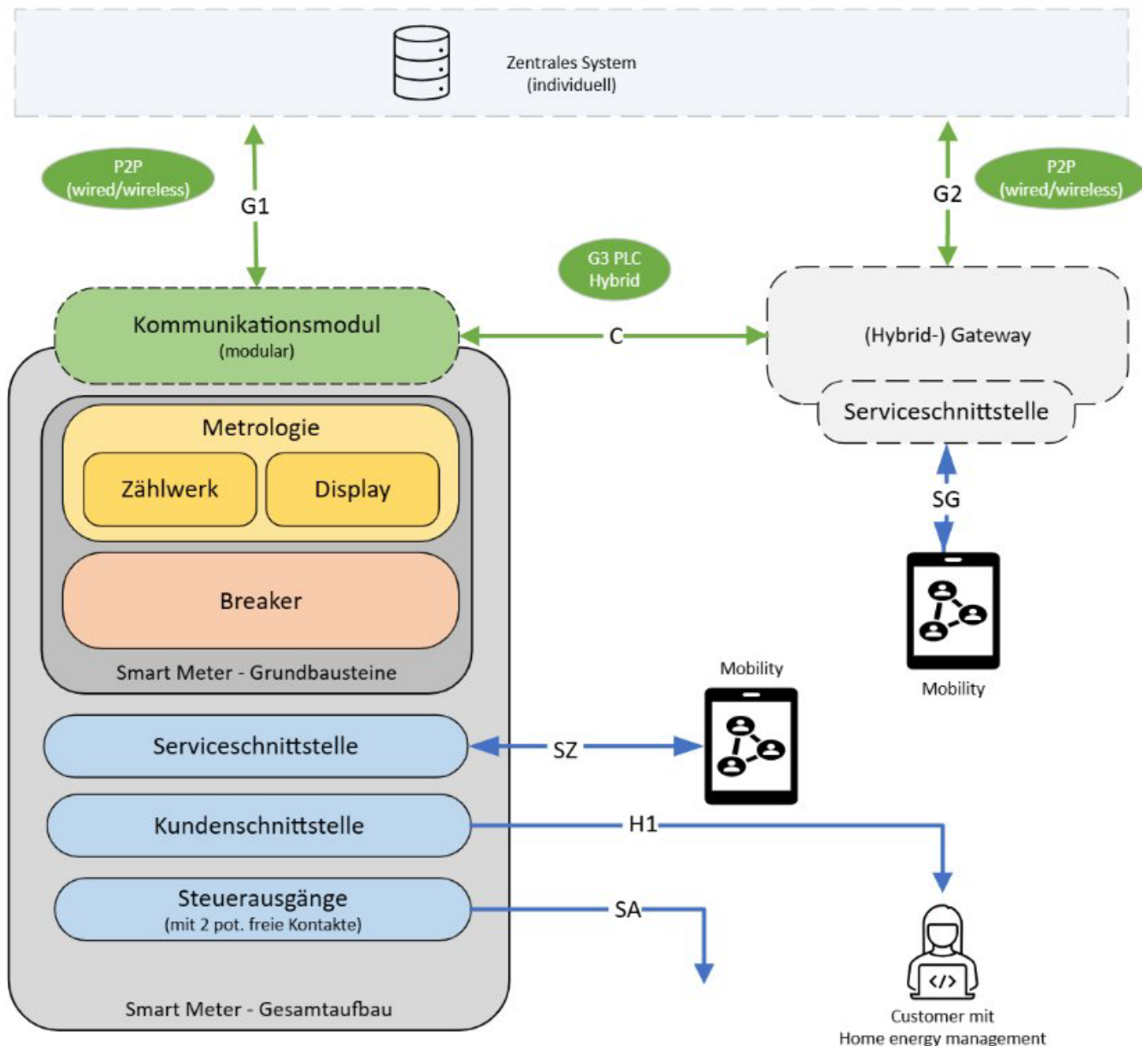


Abbildung 2 Systemarchitektur

Grundaufbau Smart Meter

- **Zählwerk:** zum Messen und Erfassen der Verbrauchs- und Betriebsdaten
- **Display:** zum Anzeigen von Daten und zur Anzeige der Konfigurationen am Smart Meter

- **Breaker (Abschalteinrichtung):** zum Ein- und Ausschalten der Kundenanlage

Schnittstellen Smart Metering System

Die Schnittstellen SZ und H1 am Smart Meter sind in allen Ausprägungsvarianten obligatorisch, alle anderen Schnittstellen kommen gemäß der gewählten Übertragungstechnologie und spezifischen Anwendungsfall zum Einsatz.

- **Schnittstelle G1 (Smart Meter – Zentrales System)**
Über diese bidirektionale Schnittstelle wird das Smart Meter über eine Punkt-zu-Punkt Verbindung (P2P) an das zentrale System angebunden. Vorzugsweise als modulare Ausführung.
- **Schnittstelle C (Smart Meter – (Hybrid-)Gateway)**
Über diese bidirektionale Schnittstelle wird der Smart Meter an ein (Hybrid-)Gateway angebunden.

Die Ausprägung dieser Schnittstelle hängt von der jeweiligen Übertragungstechnologie ab (siehe Kapitel "Kommunikationstechnologien"). Vorzugsweise als modulare Ausführung.
- **Schnittstelle G2 ((Hybrid-)Gateway – Zentrales System)**
Über diese bidirektionale Schnittstelle wird das (Hybrid-)Gateway über eine Punkt-zu-Punkt Verbindung (P2P) an das zentrale System angebunden.

Die Ausprägung dieser Schnittstelle hängt von der jeweiligen Übertragungstechnologie ab (siehe Kapitel "Kommunikationstechnologien").
- **Schnittstelle SZ (Serviceschnittstelle Smart Meter)**
Die bidirektionale Schnittstelle SZ dient zur lokalen Anbindung von Wartungsgeräten (z. B. Handheld-Geräten) für die Parametrierung, Updates oder für das Auslesen von Daten aus den Smart Metern. Diese Schnittstelle muss so performant sein, dass die Use Cases vor Ort in vertretbarer Zeit abgewickelt werden können.
- **Schnittstelle H1 (Kundenschnittstelle)**
Die unidirektionale Schnittstelle H1 dient zur Bereitstellung von Daten in nahezu Echtzeit, für das Monitoren von Verbrauchsdaten oder zum Einbinden in kundenseitige Energiemanagementsysteme.
- **Schnittstelle SG (Serviceschnittstelle (Hybrid-)Gateway)**
Die bidirektionale Schnittstelle SG dient zur lokalen Anbindung von Wartungsgeräten für die Parametrierung, Updates oder für das Auslesen von Daten aus dem (Hybrid-)Gateway.
- **Schnittstelle SA (SteuerAusgänge)**
Der Smart Meter stellt zwei potentialfreie Kontakte für externe Lastschaltung zur Verfügung.

Kommunikationsmodul

Das Kommunikationsmodul kann über die Schnittstelle G1 (P2P-wired/wireless) eine direkte Verbindung oder unter Nutzung der Schnittstelle C (G3-PLC Hybrid) eine indirekte Verbindung via (Hybrid-)Gateway und der Schnittstelle G2 (P2P-wired/wireless) mit dem zentralen System herstellen.

Das Kommunikationsmodul soll als modulare Komponente ausgeführt werden, um die im Gegensatz zum Grundbaustein Smart Meter schnelllebige Weiterentwicklung von Kommunikationstechnologien nachhaltig zu berücksichtigen. Der Smart Meter sollte dadurch alle Funktionalitäten abdecken, die während der Lebensdauer des Smart Meters voraussichtlich benötigt werden. Damit der Tausch von Mobilkommunikation auf PLC jederzeit möglich ist, soll jeder Zähler mit einer 230 V PLC Einkoppeleinheit ausgestattet werden.

(Hybrid-)Gateway

Das (Hybrid-)Gateway stellt die Übertragungskomponente zwischen dem Kommunikationsmodul der angebundenen Smart Meter und dem Zentralen System dar. Die Kommunikation zwischen dem Kommunikationsmodul der Smart Meter und dem Zentralen System wird mittels der Schnittstellen C und G2 am (Hybrid-)Gateway sichergestellt.

Das (Hybrid-)Gateway kann gem. *OE Ende-zu-Ende Sicherheit für Smart Metering* auf folgende zwei Arten ausgeführt und betrieben werden:

- Als reines Gateway, welches ausschließlich eine transparente Kommunikationsverbindung zwischen dem Zentralen System und dem Kommunikationsmodul herstellt.
- Als Hybride-Gateway, welches die Funktionen eines Datenkonzentrators mit Ausnahme von kritischen Funktionen übernimmt.

Das (Hybrid-)Gateway erfüllt im Wesentlichen folgende Funktionen:

- Umsetzung der Kommunikation von Schnittstelle C auf Schnittstelle G2 z. B. von G3-PLC Hybrid auf P2P (wired/wireless).
- Stellt das Routing zwischen dem Zentralen System und Smart Meter sicher.
- Bei hybrider Ausführung des Gateways Übernahme der Funktionen eines Datenkonzentrators mit Ausnahme kritischer Funktionen.

Zentrales System

Das zentrale System ist die Gegenstelle der Smart Meter und der (Hybrid-)Gateways. Dieses umfasst Systeme wie das Headendsystem, PLC-Netzwerk und (Hybrid-)Gateway Managementsystem, Meter Data Managementsystem sowie die HSM, PKI und Keymanagement-Komponente. Ferner stellt das zentrale System die Gegenstelle des Kommunikationskanals und des Applikationsprotokolls der Smart Meter und (Hybrid-)Gateways dar. Diese Strecke ist gemäß „OE Anforderungskatalog Ende-zu-Ende Sicherheit Smart Metering“ abzusichern. Das zentrale System bietet definierte Schnittstellen für die Ankopplung an die IT-Backendsysteme.

Die zur Anwendung kommenden Kommunikationstechnologien für die jeweiligen Schnittstellen werden im Kapitel 1 ausgeführt.

G. Use Cases

Die folgenden Use Cases sind eine Weiterentwicklung auf Basis der bestehenden OE Use Cases, respektive den Erfahrungen der österreichischen Netzbetreiber. Der Fokus liegt dabei auf jenen Bereichen, wo bereits ein Anpassungsbedarf gesehen wird und Streichungen bzw. Ergänzungen notwendig erscheinen. Eine Überarbeitung aller OE Use Cases wird im Zuge der Erstellung des OE Companion Standards nach Abstimmung mit den Stakeholdern durchgeführt. Basis dafür sind die Use Cases des AC Electricity Smart Meter Generic Companion Profiles (ACE SM GCP).

Als Rückfalllösung (z. B. Kommunikation nicht zuverlässig) werden für relevante Remote Use Cases äquivalente Vorort Use Cases verwendet. Dies gilt unabhängig davon, welche Technologie für die Serviceschnittstelle (SZ) verwendet wird.

Tabelle 1 zeigt die OE Use Cases nach aktuellem Arbeitsstand.

Vorgesehene Use Cases	Zusammenfassende Beschreibung
Auslesung	beinhaltet ad hoc und regelmäßige Auslesung von Verbrauchs-, Leistungs-, Betriebs- und PQ-Daten
Ausschalten und Freigabe zur Wiederinbetriebnahme	gemäß Marktregeln
Leistungsbegrenzung	Bei Überschreitung von Schwellwerten Bezug und Lieferung
Parametrierung	Parametrierung aller nicht eichrechtlich relevanten Parameter
Firmware Update	Inkrementelles Update von eichrechtlichen-, nicht eichrechtlichen- und Modul- Firmware
Zeitsynchronisation	Synchronisation von Zeit und Datum am Smart Meter
Events und Alarme	Aufzeichnung und Übermittlung von Alarmen (via Push) und Events (via Pull)
Lastschaltung	Schaltung via Breaker und Schaltkontakte sowohl ad hoc als auch via konfigurierbarer Schalttabellen
Eichung und Prüfung	Abnahme- und Eingangsprüfung der Smart Meter Funktionen
Schnittstellen Aktivierung / Deaktivierung	z. B. Kundenschnittstelle
Anmeldung Smart Meter	Automatisierte Erst- und Wiederanmeldung Smart Meter
Security	Use Cases gem. OE Ende-zu-Ende Sicherheit für Smart Metering
Displaysteuerung	Steuerung der Anzeige am Display des Smart Meter
Wechsel Module	z. B. Wechsel von Kommunikationsmodul
Frequenzbandänderung Powerline Communication (PLC)	Änderung des Frequenzbandes sowie Notching einzelner Frequenzen

Tabelle 2 OE Use Cases nach aktuellem Arbeitsstand

Entfallen werden nach aktuellem Arbeitsstand folgende Use Cases:

- Abbildung von Energietarifen am Smart Meter
- Einbindung von Spartenzähler via Smart Meter
- Prepayment im Smart Meter

H. Zählertypen und Funktionen

Als Basis für die in diesem Kapitel beschriebenen Zählertypen und Funktionen wurden die derzeit gültigen Gesetze und Verordnungen zu Grunde gelegt.

Folgende Zählertypen sind notwendig, um alle bestehenden rechtlichen Anforderungen abzudecken:

Type	Spannung	Strom
Wechselstromzähler	230V	5(60)A
Drehstromzähler 60A	3x230/400	5(60)A
Drehstromzähler 100A	3x230/400	5(100)A
Messwandler-Zähler CT	3x230/400	1(6)A
Messwandler-Zähler CT/VT	3x58/100V bis 3x64/110V	1(6)A

Tabelle 3 Zählertypen Übersicht

Die Messgeräte müssen zumindest die Genauigkeitsklassen gemäß TOR Stromzähler Anhang A3. Genauigkeitsklassen erfüllen. Die Option eines Weitbereichsnetzteils bei den Messwandlerzählern wird zur Reduktion der Zählertypen geprüft.

Die entsprechenden Zählertypen müssen mit Schnittstellen gem. Kapitel E ausgeführt werden. Zusätzlich sind folgende Hardware-Ausstattungen vorzusehen:

Type	Breaker	elektrische Impulsweitergabe (+A -A +R -R)	Mess-perioden ausgang	externe Spannungsversorgung	externer Eingang	Schaltbare Kontakte
Wechselstromzähler	ja	nein	nein	nein	nein	2
Drehstromzähler 60A	ja	nein	nein	nein	nein	2
Drehstromzähler 100A	ja	nein	nein	nein	nein	2
Messwandler-Zähler CT	nein	nein	nein	nein	nein	2
Messwandler-Zähler CT/VT	nein	nein	nein	ja	nein	2

Tabelle 4 Smart Meter Hardware-Ausstattung

Die Kundenschnittstelle soll im österreichischen Companion Standard für alle Zählertypen in ganz Österreich einheitlich ausgeführt werden.

H.1 Funktionen von Smart Metering 2.0

- **Neue Anforderungen aus dem Begutachtungsentwurf des EIWG**
 - Das monatliche Leistungsmaximum ist bei allen Zählertypen erforderlich. Dabei kann das Leistungsmaximum, mit Ausnahme von Opt-Out, aus dem Lastprofil berechnet oder aus den entsprechenden Maximumregistern ausgelesen werden.
- **Änderungen gegenüber bestehenden Gesetzen und Verordnungen**

- Der Tageswert (24h Lastprofil) im Messgerät ist zukünftig nicht mehr erforderlich (EIWG).
- **Metrologie**
 - Am Messgerät (Direktzählung und Wandlermessung) werden folgende Daten gespeichert:
 - 15min Lastprofil (Wirk- und Blindenergie in Bezug- und Lieferrichtung)
 - Energieregister für Wirk- und Blindenergie in Bezug- und Lieferrichtung
 - Monatliches Wirkleistungsmaximum für Bezug- und Lieferrichtung
 - EIWG regelt derzeit nur Monatswerte für Leistungswerte (siehe auch D.1)
- **Power Quality (PQ) Messung**

Alle Zählertypen sollen PQ-Daten erfassen, z. B.:

 - Spannungen, Frequenz, Phasenwinkel
 - Registrierintervall 10/15 min
 - Speichertiefe - Ausleserate
 - Spannungshistogramm
- **Breaker und Relais**
 - Breaker:
 - Der Breaker ist eine Schaltvorrichtung, die es ermöglicht, die Kundenanlage von der Ferne abzusperren/einzuschalten.
 - Der Breaker kommt bei Direktmessung zum Einsatz
 - Relais:
 - Die Relais sind aus der Ferne schaltbare Kontakte, die auf die Betriebsmittel der Kundenanlage wirken.
 - Die Relais werden bei allen Smart Meter Typen verbaut.
 - Erweiterte flexible Laststeuerung / Leistungsschaltung für Wirkleistung (+P, -P), durch:
 - Zwei definierbare Schwellwerte je Wirkenergie-richtung (z. B. 4 kW, 25 kW)
 - Individuelle Integrationszeit (z. B. 10 s bis 15 min)
 - Verschiedene Aktionen (Meldung, Breaker Schaltung, Relais Schaltung)
 - Hinweis: Eine Drosselung ist technisch nicht möglich.
- **Kalenderfunktion**
 - Deaktivierung der automatischen Sommer-/Winterzeitumstellung zu einem definierten Zeitpunkt muss möglich sein
- **Zustandsinformationen**

- Manipulationsüberwachung
 - z. B. Klemmendeckel, Deckel Kommunikationsmodul (WAN), Gehäuseoberteil
- Software Überwachung
 - Programmspeicher, RAM, Firmware
- **Logbuch – Push-Meldungen (Events und Alarme)**
 - Flexible Einstellungs- und Konfigurationsmöglichkeiten sind vorzusehen
- **Opt-Out Funktionen (siehe auch D.1 und D.2)**
 - Lastprofilzeichnung deaktivieren
 - Die Anzeige der opt-out Konfiguration muss am Display erkennbar sein
 - Monatswerte auch für Energieregister. Das EIWG regelt derzeit nur Monatswerte für Leistungswerte (siehe auch D.1)
- **Firmware**
 - Firmwaretrennung in eichrechtliche Firmware, nicht eichrechtliche Firmware und Kommunikationsfirmware
 - Optimierung von Firmwareupdates (z. B. Inkrementelles Update)
 - Ausreichend Speicher
- **Messprinzip**
 - Summen-(Vektor) Messung
- **Übermittlungsstrategie der Messdaten - Push / Pull**
 - Strategie zur Datenübermittlung muss konfigurierbar sein
 - i. Push Betrieb – Intervalle definierbar
 - ii. Pull Betrieb

I. Kommunikationstechnologien und Austauschbarkeit

I.1 Protokoll Stack und Austauschbarkeit

Durch die Verwendung von Standards und Etablierung eines für Österreich einheitlichen Companion Standards über alle OSI-Schichten, soll die Austauschbarkeit der Komponenten des Smart Metering Systems (siehe Systemarchitektur) sichergestellt werden.

Die Austauschbarkeit beschreibt dabei die Fähigkeit eine Komponente des Smart Metering Systems durch eine Komponente des gleichen und / oder eines anderen Herstellers auszutauschen, wobei die

ursprüngliche Funktionalität der Komponente erhalten bleibt, ohne Störungen zu verursachen oder die Effizienz des Gesamtsystems zu beeinträchtigen. Es wird darauf hingewiesen, dass sich die Austauschbarkeit nur auf die Smart Meter bezieht.

Zur Gewährleistung der Austauschbarkeit, Weiterentwicklung und damit verbundenen zukunftssicheren Lösung ist folgender, auf internationalen Standards basierender, Zielprotokoll Stack für die Kommunikation zwischen dem Kommunikationsmodul der Smart Meter und dem zentralen System angedacht.

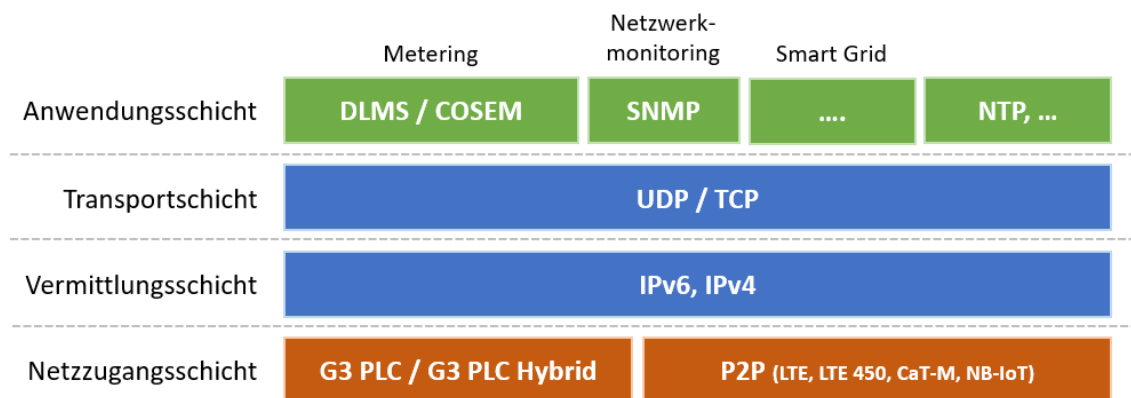


Abbildung 3 Schichtenmodell (Auszug)

Die Trennung von Anwendungs- und Transportschicht stellt weiters die Unabhängigkeit von Kommunikation und Applikation und deren Weiterentwicklungen sicher und ermöglicht die modulare Ausführung der Smart Meter.

1.2 Kommunikationstechnologien

Es müssen Kommunikationstechnologien zum Einsatz kommen, welche die Anforderungen aus Gesetz und Markt erfüllen können und dabei auch wirtschaftlich und effizient bleiben. Die Entwicklung der Kommunikationstechnologien erfolgt schneller und die Anforderungen aus dem Markt an Datenverfügbarkeit und Latenzzeiten steigen rascher, im Gegensatz zur Lebensdauer der Smart Meter im Feld. Somit ist ein modularer Ansatz für die Kommunikation unumgänglich.

Für PLC steht aufgrund des Notchings von Non Directional Beacons (NDBs) derzeit nicht die volle Bandbreite des FCC-Bands zur Verfügung. Um den zukünftigen Anforderungen gerecht zu werden, ist es für PLC-Systeme notwendig das gesamte FCC-Frequenzband (150-490kHz) zu verwenden.

Zur Erfüllung der Markt-Anforderungen an die Datenverfügbarkeit ist für unterschiedliche Gegebenheiten (z. B. Stadt, Land, Netztopologie, Beschaffenheit von Gebäuden) der Einsatz von einem Mix mehrerer Kommunikationstechnologien erforderlich. Für die Kommunikation zwischen dem Kommunikationsmodul der Smart Meter und dem zentralen System werden daher derzeit folgende Technologien angedacht:

- Power Line Communication (PLC):

- G3-PLC und G3-PLC Hybrid
- Mobilfunk (P2P-Kommunikation):
 - Unterstützung von aktuellen Mobilfunkstandards 4G und zukünftigen 5G, zumindest 4G (LTE advanced) 3GPP Release 10
 - Auf 4G bzw. 5G basierende energieeffiziente Erweiterungen
 - LTE CAT-M1, LTE-Cat-NB1 (NB-IoT) neueste Release,
 - LTE CAT-M2, LTE-Cat-NB2 (NB-IoT) neueste Release

Um eine hohe Datenverfügbarkeit auch bei P2P Smart Meter gewährleisten zu können, ist sicherzustellen, dass vom Smart Meter am jeweiligen Standort das am besten verfügbare Mobilfunknetz ausgewählt wird (National Roaming / International Roaming).

Es müssen dabei alle aktuell in Österreich in Betrieb befindlichen Mobilfunk-Netzbetreiber und eingesetzten LTE-Frequenzen unterstützt werden. Frequenz-Bänder, die sich aufgrund der Gebäudedurchdringung besser für eine Indoor-Auslesung eignen, werden präferiert. Derzeit verwendete LTE-Frequenzbänder und die Laufzeit ihrer Lizenzen in Österreich:

MHz	LTE-Band	Ablauf der Lizenz
450	31/72	31.12.2029
800	20	31.12.2029
900	8	31.12.2034
1800	3	31.12.2034

Tabelle 5 LTE-Frequenzbänder

Um die Wirtschaftlichkeit der Nutzung von Mobilfunknetzen für Smart Metering sicher zu stellen, müssen die durch die Netzbetreiber genutzten Frequenzbänder langfristig zur Verfügung stehen. Somit können zusätzliche Kosten für den Tausch von Kommunikationsmodulen an Smart Metern oder die Erneuerung der Kommunikationsinfrastruktur bei Aufbau von eigenen Funknetzen vermieden werden.

Systemverfügbarkeit, Performance und Latenzzeiten

Im Zuge der geplanten Umsetzung eines österreichweiten Companion Standards ist auch die Überarbeitung der OE Use Cases geplant, um diese an die neuen Anforderungen des Marktes anzupassen und Fehlende zu ergänzen.

Die Netzbetreiber sind bemüht eine möglichst hohe Datenverfügbarkeit und Erreichbarkeit der Smart Meter sicher zu stellen. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass auf eine entsprechende Verhältnismäßigkeit zwischen dem Nutzen der täglichen Datenverfügbarkeit und den damit verbundenen betriebs- und volkswirtschaftlichen Kosten geachtet werden muss.

Mit den derzeitigen und absehbaren zukünftigen Kommunikationstechnologien, welche einen wirtschaftlichen und großflächigen Einsatz ermöglichen, kann keine 100%-ige tägliche Erreichbarkeit und schon gar keine Echtzeitkommunikation und –interaktion (im Sekundenbereich) mit allen Smart Metern gewährleistet werden. Diese erweiterten Anforderungen würden Kommunikationstechnologien

wie z. B. Fiber to the Meter benötigen, und damit zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen. Diese Kosten würden von Marktteilnehmern und Kund:innen getragen werden müssten und in keinem Verhältnis zu deren Nutzen stehen. Diese Rahmenbedingungen sind in den gesetzlichen Bestimmungen und Marktregeln für Smart Metering entsprechend zu berücksichtigen.

Herausforderung Smart Meter System Migration

Der Tausch von bestehenden Smart Meter Systemen durch neue Systeme im laufenden Betrieb stellt eine wesentliche Herausforderung dar. Während des Tauschs kann die Datenverfügbarkeit aus jetziger Sicht nicht im vollen Umfang gewährleistet werden, wenn z. B. Smart Meter die als Repeater fungieren aus dem Niederspannungsnetz entfernt und massive Umbauten an den zentralen Systemen durchgeführt werden. Daher müssen für den Tausch Migrationsszenarien entwickelt werden, welche durchgängig eine möglichst hohe System- und Datenverfügbarkeit sicherstellen. Für die Migration sind angemessene Übergangsfristen vom Gesetzgeber/Regulator sicherzustellen.

J. Security

Der Netzbetreiber ist auf Grund der Vorgaben der Datenschutzgrundverordnung für die Verfügbarkeit, Integrität und Vertraulichkeit der im Smart Meter System verarbeiteten Daten verantwortlich.

Auf Grund der Anzahl und der physischen Zugänglichkeit der Smart Meter Komponenten (Smart Meter, (Hybrid-)Gateways), der Kritikalität der verfügbaren Anwendungsfälle (z. B. Abschalteneinrichtung) und der personenbezogenen Daten gemäß DSGVO (Verbrauchsdaten) stellt die Aufrechterhaltung der Security eine laufende Herausforderung dar. Dies umfasst auch die Anpassbarkeit des IT-Sicherheits-Ecosystems an die anerkannten Regeln der Technik und geänderte gesetzliche Vorgaben (z. B. NIS-Gesetz).

Im Sinne einer gesamthaften Betrachtung des Lebenszyklus des IT-Sicherheits-Ecosystems eines Smart Meter Systems sind folgende Anforderungen vollumfänglich zu erfüllen:

- 1) „Need to know“ und „Least Privilege“ Prinzip für sämtlich Benutzer-Rollen
- 2) „Privacy by design and default“
- 3) „Security by design and default“
- 4) Skalierbarkeit auf Anzahl und Datenmenge muss gegeben sein
- 5) Ende zu Ende Verschlüsselung entsprechend Branchenstandard (OE E2E Security)
- 6) vollständig basierend auf IT-, Branchen- und Prozessstandards (z. B. ISO27001, Verhaltensregeln)
- 7) vollständige Einhaltung gesetzlicher Regelungen (NIS-G, EIWG, Cyber Resilience Act, ...)
- 8) laufende Anpassungsmöglichkeit an die anerkannten Regeln der Technik
- 9) Gewährleistung der Einhaltung der IT-Sicherheitsvorgaben über den gesamten Lebenszyklus (Planung, Herstellung, Lieferung, Inbetriebnahme, Betrieb, Demontage, Entsorgung)
- 10) Zentrale Instanz für das Management von sicherheitsrelevanten Komponenten, Rollen und Prozessen (Security Information and Event Management SIEM, Identity and Access Management IAM, Asset Management, Security Dashboard, ...)
- 11) Komponenten und Prozesse des IT Sicherheits-Ecosystems müssen zur Sicherstellung der Kompatibilität branchenspezifisch zertifiziert sein (z. B. Verschlüsselungsmethoden, Authentisierungsstandards, ...)

K. Testing und Zertifizierung

Die Konformität von Smart Metern mit dem österreichischen Companion Standard ist die Voraussetzung für die Angebotslegung und Lieferung von Smart Metern an die Netzbetreiber in Österreich. Zum Nachweis über diese Konformität soll diese mittels Zertifikaten einer unabhängigen Prüfstelle nachgewiesen werden.

K.1 Prüfstelle

Aufgaben und Ziele der Prüfstelle:

- Definition der Voraussetzungen und Durchführung der Zertifizierung bzw. Auditierung
- Definition der Vorbedingungen für die Zulassung zum Prüfverfahren
- Optional: Durchführen von individuellen Prüfanfragen (Hersteller, Netzbetreiber) z. B. zur Analyse von Serienfehlern

Nicht-Ziele der Prüfstelle:

- Prüfung von Parametern die über den definierten Companion Standard hinaus gehen
- Ersatz für Integrations- oder Abnahmetests einzelner Netzbetreiber

Für die Zertifizierung, bei der Prüfstelle werden mitunter folgende Vorbedingungen in Betracht gezogen:

- CE-Konformität der Geräte muss gegeben sein
- Security Validierung (z. B. externer PEN Test)
- DLMS Zertifizierung durch die DLMS User Association
- Bei PLC: Zertifizierung durch die G3 Alliance
- Der Smart Meter muss eine BEV-Zulassung haben
- MID-Baumusterprüfung muss vorliegen

Erfüllen die Geräte diese Vorbedingungen, so ist eine Zertifizierung möglich. Diese enthält insbesondere

- Nachweis über zur Interchangeability, Interoperabilität und Funktionalität basierend auf User Acceptance Tests
- Die Erfüllung aller im Companion Standard festgelegten Kriterien, Schnittstellen, Protokollen etc.
 - Interoperabilität
 - Security Standards und Funktionen
 - Elektrische Daten
 - Einhaltung von der Branche festgelegten Mindestanforderungen und Funktionen

Die Zertifizierung für die Geräte ist periodisch zu verlängern (Verlängerungsaudit). Bei Änderungen in relevanten Software- und Hardware-Komponenten ist die Zertifizierungsstelle zu informieren und ggf. eine Auditierung der Änderungen notwendig.

- Meldepflicht von Änderungen an Hard- und Softwarekomponenten des Herstellers an die Prüfstelle (z. B. Austausch von Chips, Änderung des Hardware-Designs und von Hardware-Modulen, Änderungen in der Firmware, etc.)
- Unterstützung der unabhängigen Prüfstelle in periodischen System-, Securityaudits und Risikoanalysen und ggf. Aufforderung an die Hersteller zur Behebung von Mängeln
- Unterstützung der Auditfunktion der unabhängigen Prüfstelle zur wiederholten Prüfung von Smart Metern aufgrund neuer Vorgaben z. B. Security, etc.

- Reporting und Analyse von Serienfehlern

Die Zertifizierung nach dem österreichischen Companion Standard **ersetzt nicht** die Eingangsprüfung, Integrations- und Abnahmetests der einzelnen Netzbetreiber und Projekte.

L. Mengengerüst in Österreich

Auf Basis des aktuellen Bedarfes haben die Vertreter der 13 größten Netzbetreiber (ohne unterlagerte Netzbetreiber) die Anzahl der erforderlichen Smart Meter ermittelt. Die Zahlen gehen von einem vollständigen Rollout (100% der Zählpunkte) aus. Nicht berücksichtigt ist ein allfälliger Austauschbedarf etwa aufgrund von bekannten oder geschätzten Fehlerraten.

	SUMMEN
(Hybrid-)Gateway	55 000
Wechselstromzähler	1 000 000
Drehstromzähler 60A	4 700 000
Drehstromzähler 100A	69 000
Messwandler-Zähler CT	73 000
Messwandler-Zähler CT/VT	10 000
Gesamtsumme	5 907 000

Tabelle 6 Mengengerüst

M. Ausblick

- Es wird eine Diskussion zum Positionspapier mit den relevanten Stakeholdern (z. B. Behörden, Industrie) angestrebt.
- Auf Basis dieser Anforderungen wird ein gemeinsamer Companion-Standard für die nächste Generation von Smart Metern erarbeitet.
- Ziel ist, dass die Industrie die Geräte entwickelt und zertifizieren lässt. Als erster Schritt wird diese im Zuge der Erstellung der Lastenhefte zur Stellungnahme eingeladen. Die weiteren möglichen unterschiedlichen Szenarien sind noch zu evaluieren.

N. Glossar

AMI	Advanced Metering Infrastruktur
BEG	Bürgerenergiegemeinschaften
BEV	Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen
CT	Messwandlerzähler mit halbindirekter Messung (Stromwandler)
CT/VT	Messwandlerzähler mit indirekter Messung (Strom- und Spannungswandler)
Datenverfügbarkeit	Datenübertragung zwischen Smart Metern und den zentralen Systemen innerhalb der Fristen gemäß geltenden Marktprozessen
DG	(Hybrid-)Gateway
DLMS UA	DLMS User Association
DLMS/COSEM	Device Language Message Specification/Companion Specification for Energy Metering
EEG	Erneuerbare Energiegemeinschaften
EIWG	Elektrizitäts-Wirtschaftsgesetz (Entwurf von 01/2024)
EMV	Norm über die Elektromagnetische Verträglichkeit
F&E	Forschung und Entwicklung
FCC	Frequenzbandbereich im PLC-Netz
FW	Firmware, als Teil einer Software
G3-PLC	Third Generation Power Line Communication <u>ITU-T G.9903</u> :
HES	Das Head End System, als Teil des zentralen Systems und als Gegenstück zur Smart Meter Kommunikation mit den jeweiligen Übertragungskomponenten
HSM	Hardware Security Module
HW	Hardware
Hybrides Gateway	Gateway, welches die Funktionen eines Datenkonzentrators mit Ausnahme von kritischen Funktionen übernimmt
Interchangeability	Sicherstellung zur 1-zu-1 Austauschbarkeit von Smart Metern gleicher oder unterschiedlicher Hersteller, wobei die ursprüngliche Funktionalität der Komponente erhalten bleibt
Interoperabel	Sicherstellung eines störungsfreien Parallelbetrieb von Smart Metern
IoT	Internet of Things
IT-Sicherheits-Ecosystem	alle Komponenten, Prozesse, Schutzmechanismen und -einrichtungen, die die Sicherheit der Smart Meter Daten und/oder deren Verarbeitung sowie Übertragung gewährleisten
LoRaWAN	Long Range Wide Area Network,
MDM	Meter Data Management System ist ein IT-Komponentensystem der Advanced Metering Infrastruktur mit Aufgaben wie zur Datenverteilung, -bereinigung und -berechnung
Mengenmessgerät	Spartenmessgeräte wie z. B. für Gas, Wasser, Wärme
MID	Measurement Instruments Directive (Messgeräte Richtlinie)
NB-IoT	Narrowband-IoT, schmalbandiges Mobilfunknetz

NDB	Non Directional Beacons
Netzbetreiber	Strom-Verteilnetzbetreiber
NTP	Network Time Protocol
OSI	Das Open Systems Interconnection (OSI)-Schichtenmodell besteht aus 7 Schichten und ist ein Standard für die Kommunikation zwischen Computernetzen
P2P	Point-to-Point Kommunikation
Parametrierung	Bezieht sich auf die Parameter von Smart Metern und/oder deren Übertragungstechnik, wie z. B. Opt-Out oder auch spezifische PLC-Kommunikationsparameter
PLC	Power Line Communication, zur Datenübertragung über das Stromnetz
Power Quality	Messung zur Bewertung der Spannungsqualität gem. EN 50160
SLA	Service Level Agreement, als Vereinbarung von wesentlichen Fristen zwischen zwei oder mehreren Parteien
SM	Smart Meter, Stromzähler im Sinne der IMA-VO, sowie Messwandlerzähler
SNMP	Simple Network Management Protocol
Summenvektormessung	Ferrarismessprinzip, ganzheitliche Betrachtung des Energieverbrauchs über alle 3 Phasen
SW	Software

Über Oesterreichs Energie

Oesterreichs Energie ist die Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft. Im Auftrag seiner rund 140 Mitgliedsunternehmen vertritt der Verband im Sinne einer sicheren, sauberen und leistbaren Energiezukunft die Brancheninteressen gegenüber Politik, Verwaltung und Öffentlichkeit. Als erste Anlaufstelle zum Thema Energie arbeitet Oesterreichs Energie eng mit politischen Institutionen, Behörden sowie anderen Verbänden zusammen und bringt seine Expertise lösungsorientiert und kundenorientiert in laufende Debatten ein.

Rückfragehinweis

Dipl.-Ing.(FH) Karl SCHEIDA, MSc
Netze Neue Technologien – Technik

Österreichs E-Wirtschaft
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
Tel.: +43 1 50198 231
E-Mail: k.scheida@oesterreichsenergie.at
www.oesterreichsenergie.at