
Semax White Paper

Interoperabilität in der Schweiz

-für alle interessierten Kunden-

Zusammenfassung

Interoperabilität, also die Austauschbarkeit von Stromzählern, Kommunikationstechnologien und Systemen ist ein wichtiger Aspekt bei der anstehenden Investitionsentscheidung bezüglich Smart Metering System in der Schweiz.

Bestehende Interoperabilitäts-Initiativen europäischer Zählerhersteller wie IDIS werden durch moderne Zertifizierungen und Standards sowie die nationalen gesetzlichen Vorgaben teilweise ausgehebelt. So definiert beispielsweise die Datensicherheitsvorgabe nach StromVV 8b Funktionen und Rollen, die in IDIS nicht definiert werden.

Dieses White Paper legt dar, welche Herausforderungen sich für Versorger ergeben, welche Lösungsansätze daraus resultieren und wie die Firma Semax das Thema Interoperabilität für Schweizer Kunden sicherstellt.

Einleitung

Mit der Verordnung von Smart Metering in der Schweiz stehen für viele Versorger grosse Investitionen in intelligente Messgeräte, Kommunikationstechnologien und Auslesesysteme an. Diese anstehenden Investitionen sollen langfristig nachhaltig und über den gesamten Lebenszyklus preiswert sein. Bei einem Stromzähler wird allgemein von einer Lebensdauer von 15 Jahren ausgegangen. Systeme und Kommunikationstechnologien unterliegen – getrieben durch immer neuere Technologien - jedoch oft kürzeren Zyklen.

Interoperabilität, also die Austauschbarkeit von Stromzählern, Kommunikationstechnologien und Systemen ist daher einer der wichtigsten Aspekte zur Sicherung von nachhaltigen Investitionen (Total Cost of Ownership). Auf Basis von Interoperabilität können die Funktions- und Lieferketten über den gesamten Lebenszyklus sichergestellt werden. Zum Beispiel der Einsatz von mehreren Zählerherstellern in einem HES, der Einsatz von mehreren Kommunikationstechnologien in einem HES.

Gesetzliche Grundlage

Die Schweizerische Stromversorgungsverordnung (StromVV, vom 14. März 2008 (Stand am 1. Januar 2021)) fordert in Artikel 8a, dass die Elemente eines intelligenten Messsystems so zusammen funktionieren, dass

«zwecks Interoperabilität verschiedene Typen von Elektrizitätszählern identifiziert und verwaltet werden» sowie

«andere digitale Messmittel sowie intelligente Steuer- und Regelsysteme des Netzbetreibers eingebunden werden» können.

Wobei das intelligente Messsystem gemäss der «Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsysteme» des VSE und der Swissmig wie folgt definiert ist:

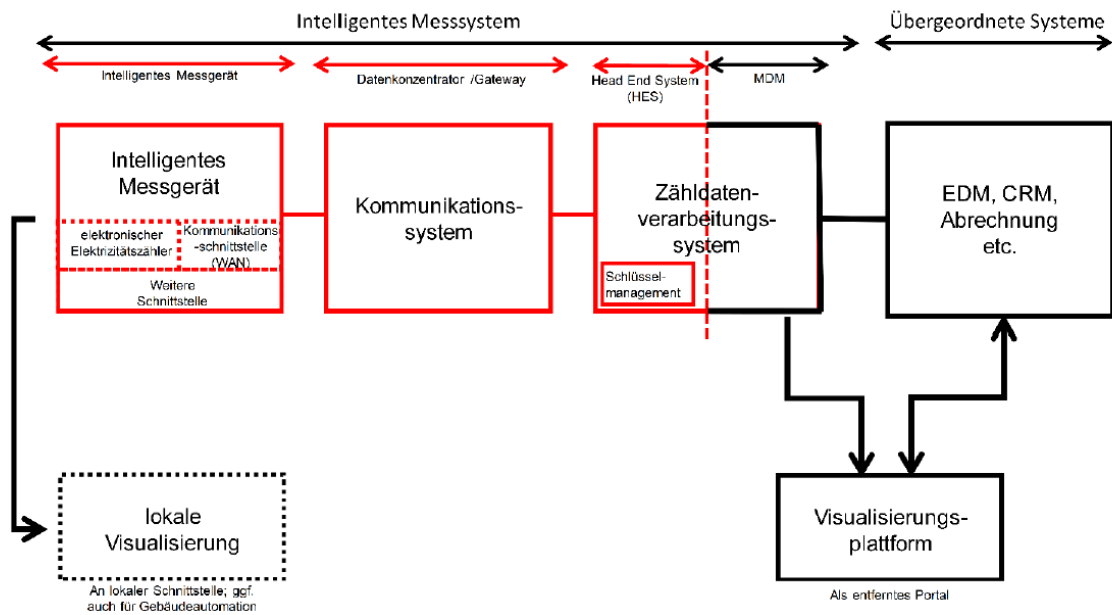


Abbildung 1: Rahmen Datensicherheit

Hier spielt die Datensicherheit-Zertifizierung der rot markierten Elemente eine besondere Rolle beim Thema Interoperabilität:

Die Zertifizierung erfolgt erstmalig immer in der Kette intelligentes Messgerät-Kommunikationssystem-Head End System. Hinsichtlich der Bewertung als «intelligentes Messsystem» können zertifizierte Elemente frei kombiniert werden. Eine Re-Zertifizierung von einzelnen Komponenten ist hingegen nur erforderlich, wenn diese sicherheitstechnisch verändert wurde. Eine Re-Zertifizierung einer Kombination von Elementen aus verschiedenen initialen Zertifizierungsketten ist nicht zwingend vorgeschrieben. Beispiel: Ein zertifizierter Ensor Stromzähler, der mit dem Semax Amera System zertifiziert wurde, soll mit einem Netinium System eingesetzt werden, das mit einem anderen Stromzähler zertifiziert wurde.

Jedoch ist zu beachten, dass die Datensicherheit-Zertifizierung eines Elements oder einer Kette keine oder nur eine schwache Aussage über den Funktionsumfang oder gar die Interoperabilität machen kann. Datensicherheit und Interoperabilität sind erstrebenswerte Zielsetzungen. Diese sind jedoch aus unterschiedlichen Beweggründen und Standardisierungsbestrebungen hervorgegangen und Stand heute nicht aufeinander abgestimmt.

Das Gegenteil hinsichtlich der Datensicherheitsanforderungen ist de facto der Fall:

Datensichere Systeme haben einen deutlich höheren Komplexitätsgrad hinsichtlich der Handhabung der Geräte und Systeme. Verschiedene Hersteller haben unterschiedliche Wege gewählt, um die Anforderungen zum Thema Datensicherheit zu lösen. Damit weichen Hersteller in der Implementation für die Schweiz auch von den europäischen Interoperabilitätsstandards wie IDIS ab.

Herausforderungen Interoperabilität mit IDIS

Die IDIS Spezifikation (Interoperable Device Interface Specification) wurde ursprünglich von europäischen Zählerlieferanten definiert, um die Interoperabilität von PLC-Stromzählern und Auslesesystemen zu ermöglichen.

Die Idee dahinter ist bestechend: Durch klare Definition bestehender Normen und Golden Sampling Testing wird dem Kunden eine fixe Anzahl von Anwendungsfällen bei Einsatz von IDIS zertifizierten Geräten zu gesichert.

Der IDIS Pack 2 umfasst neben Objekt- und Funktionsspezifikationen auch 12 Anwendungsfälle, die regelmässig bei Versorgern vorkommen:

1. Zählerregistrierung: Prozess der Einbindung von Geräten (E-Zählern, Spartenzählern, usw.) in das System.
2. Fernparametrierung von Tarifen: Prozess der Fernparametrierung, die zur Unterstützung von nutzungszeitbasierten (TOU) Tarifverträgen erforderlich ist.
3. Zählerstandserfassung (on demand): Prozess der spontanen Ablesung von Zählerständen auf spezifische Anfrage.
4. Zählerstandserfassung (zur Abrechnung): Prozess der periodischen Erfassung von Zählerständen für regelmäßige Abrechnungszwecke (periodische Ablesungen).
5. Abschalten und Wiedereinschaltung: Prozess des Trennens oder Wiedereinschaltens der Strom- oder Gasversorgung eines Verbrauchers.
6. Synchronisierung der Uhr: Prozess der Einstellung der internen Uhr des Messgeräts.
7. Meldung der Versorgungsqualität: Prozess der Überwachung von Stromausfällen, Sags und Swells.
8. Lastmanagement durch Relais: Prozess der Steuerung bestimmter lokaler Lasten mit Hilfe von Relais.
9. Firmware-Update: Prozess des Herunterladens einer neuen Firmware auf ein Gerät.
10. Zählerüberwachung: Prozess der Überwachung von Ereignissen, die den Zähler und das System gefährden könnten.
11. Verbraucherinformation: Prozess der periodischen Übertragung von Verbraucherinformationen über eine lokale Schnittstelle
12. Kommunikationsüberwachung: Prozess der Überwachung von Ereignissen, die die Kommunikation zwischen Zähler und HES betreffen.

Zur Erreichung der Durchgängigkeit der Anwendungsfälle wurden die verschiedenen Schichten der Netzwerkprotokolle und der Anwendungsschicht strikt definiert. Die nachfolgenden Schemata zeigen den Grundlagenaufbau der IDIS P2 Spezifikation aus dem Jahre 2013 sowie dem neuen IDIS P3 Standard, welcher auf aktuelleren Normen basiert:

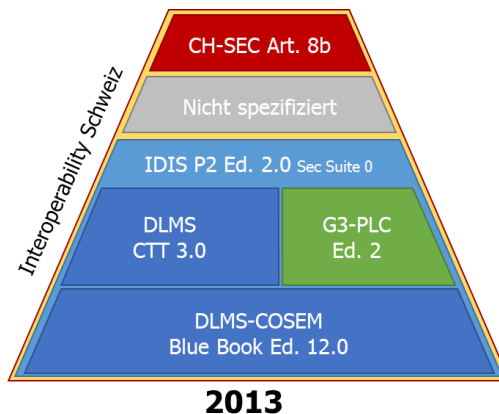
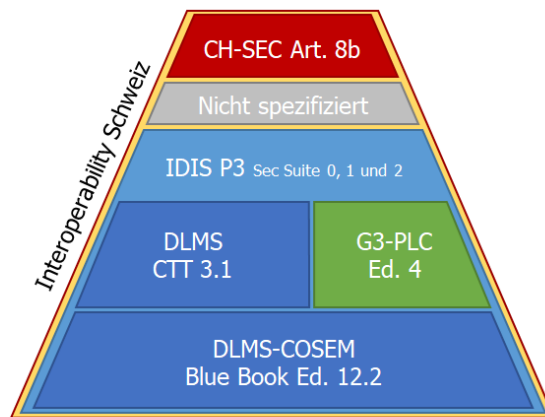


Abbildung 2: Normen Grundlage IDIS P2



2018

Abbildung 3: Normen Grundlage IDIS P3

So werden beispielsweise für einen G3-PLC Stromzähler die Layer 1 bis 2 hauptsächlich durch den Standard ITU-T G.9903 (08/2017) beschrieben. Die Einhaltung wird durch eine Zertifizierung bei der G3-PLC Alliance sichergestellt. Die Definition der Layer 3 bis 5 erfolgt durch IPv6. Die Definition der Anwendungsschicht erfolgt durch DLMS/COSEM. Die Anforderungen an die Schweizer Datensicherheit wie Rollenmodelle und Funktionen erfolgte nachträglich durch die Swissmig.

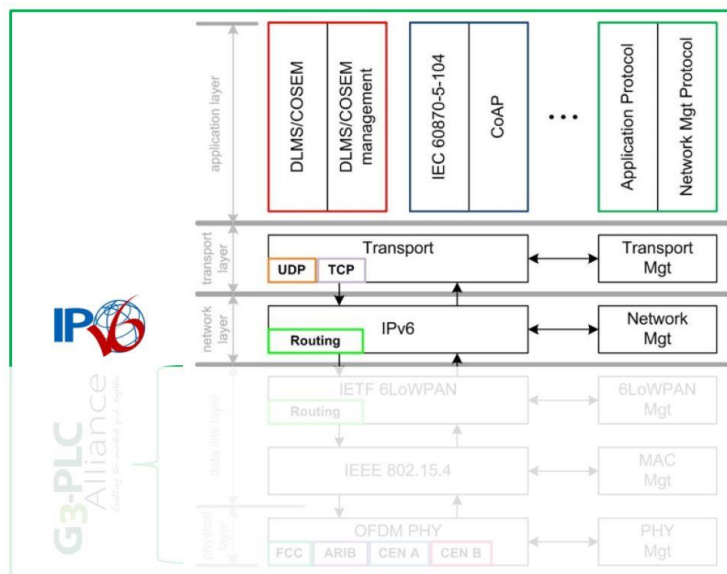


Abbildung 4: OSI-Layer Modell G3-PLC

Source: <https://www.g3-plc.com/what-is-g3-plc/user-guidelines/?L=8>

Aus den Abbildungen 2 bis 4 ist ersichtlich, dass die verschiedenen Spezifikationsdokumente, welche IDIS definieren, sich weiterentwickelt haben.

- DLMS/COSEM: Das DLMS Bluebook Edition 13 ist seit Mai 2019 öffentlich in Verwendung.
- DLMS CTT: Die Konformitätstests für DLMS Zähler (Conformance Test Tool 3.1) werden aktuell nach BlueBook Edition 12.2 ausgeführt.
- G3-PLC Zertifizierung: Die aktuelle Zertifizierung von G3-PLC Zählern erfolgt auf G3-PLC Alliance Standard ITU G.9903 (08-2017).
- Die Datensicherheit wird mit der StromVV vom 14. März 2008 gefordert

Konsequenzen

- Die Forderung der Einhaltung einer IDIS P2 Spezifikation durch die Energieversorger bedeutet, dass ein neu entwickelter Stromzähler veraltete Standards einhalten muss und dadurch eine Leistungseinschränkung erfährt.
- Im Feldeinsatz muss sich der Kunde zwischen Interoperabilität gemäss IDIS P2 oder IDIS P3 oder den neuesten Standards (DLMS und G3-PLC Alliance) entscheiden.

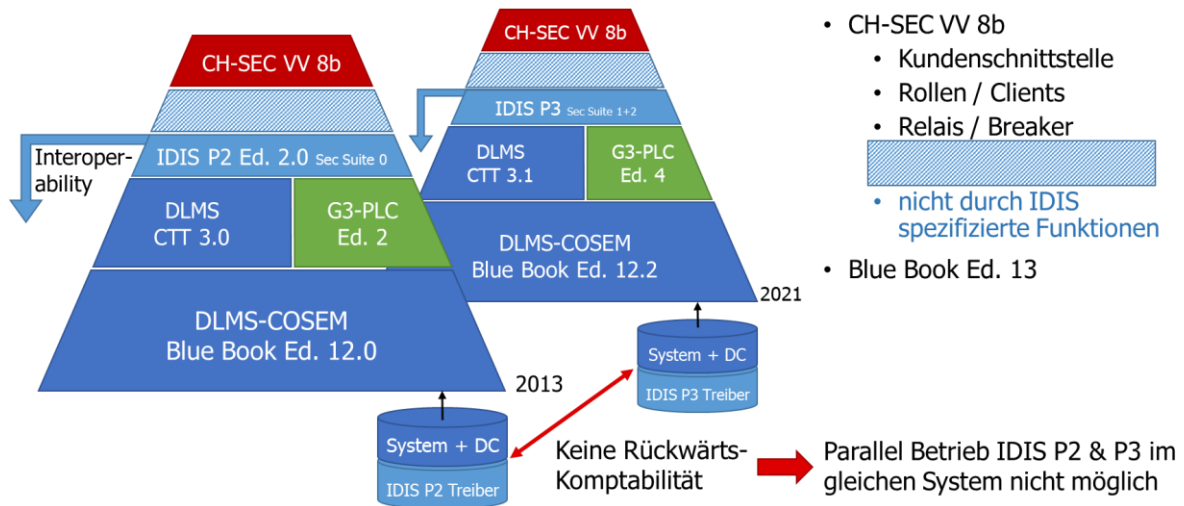


Abbildung 5: Konflikte Interoperabilität

Spezifikationslücken IDIS

Die Abbildung 5 zeigt, dass es auch bei IDIS-Projekten immer einen "nicht spezifizierten Funktionsbereich" (hellblau) gibt, der erfahrungsgemäss projektspezifisch definiert und umgesetzt werden muss. Dies sind Funktionen, die ungenügend oder gar nicht durch die IDIS-Spezifikation beschrieben werden und deshalb von System- und Zählerhersteller unterschiedlich interpretiert und umgesetzt werden.

Beispiel Kundenschnittstelle: Die IDIS Kundenschnittstelle erfüllt bei grosszügiger Interpretation der Protokollebene die Anforderungen der Schweizer Gesetzgebung. Jedoch fehlt die Spezifikation der physikalischen Schnittstelle, dementsprechend gibt es keinen Markt für Endkundengeräte.

CH-Datensicherheit und IDIS

Neu hinzu kommt, dass bei Systemen und Stromzählern, welche die Schweizer Datensicherheit erfüllen, bestimmte Funktionen eine Erweiterung resp. eine Einschränkung vorgenommen werden mussten, um die Zertifizierung zu erreichen. Bekannt sind hier beispielsweise die zusätzlich definierten Zugriffsrollen auf verschiedene Schnittstellen des Stromzählers sowie die benötigten Zugangsdaten (Schlüssel).

Zum Beispiel definiert IDIS die Rolle «Management», was in einem IT-System dem Administrator entsprechen würde. Ein Administrator besitzt in der Regel weitreichende Systemrechte. Die Rolle «Management» in IDIS ist ebenfalls so definiert. Die Schweizer Datensicherheit fordert eine Einteilung in Rollen, die mit weniger Zugriffsrechten ausgestattet sind und sich nach der Funktion des Anwenders richten. IDIS spezifiziert aber nur eine Lese- und eine Administratorberechtigung. Moderne IT-Sicherheitsrichtlinien unterscheiden zwischen verschiedensten Berechtigungsstufen und diese können mittels DLMS Cosem auch abgebildet werden. IDIS hat dies bisher nicht berücksichtigt.

Zusammenfassung und Lösungsansätze

Aus den oben aufgeführten Gründen sind in vielen europäischen Märkten wie zum Beispiel Österreich die Versorger dazu übergegangen die IDIS Spezifikation nur als Grundlage für Implementierungen zu betrachten. In den meisten Fällen dienen kundenspezifische Spezifikationen der erfolgreichen Umsetzung von Projekten -auch bei Mehrlieferantenstrategien.

Auch in der Schweiz bietet IDIS nur eine Funktionsgrundlage der Interoperabilität. Es sind zu beachten:

1. Leistungseinschränkung bei veralteten Standards wie IDIS P2
2. Wahl aktuelle Standards
3. Einbezug der zusätzlichen Datensicherheit-Anforderungen
4. Die Projekt-spezifischen Anforderungen

Vorgehen: Spezifikationen und Zertifizierungen

Wir empfehlen Versorgern Wert darauf zu legen, dass nur Stromzähler eingesetzt werden, welche:

1. **DLMS CTT** der neusten Version zertifiziert sind. Mit der DLMS Zertifizierung ist sichergestellt das der Zähler die Objekte gemäss DLMS Standard angelegt hat.
2. Bei der G3-PLC Alliance der neusten Version zertifiziert sind. Mit der **G3-PLC Alliance Zertifizierung** ist sichergestellt das der Zähler die G3-PLC Anforderungen erfüllt.
3. Über die **Schweizer Datensicherheitszertifizierung** verfügen. Hier ist darauf zu achten, dass der Hersteller des Zählers das Datenmodell (Clients) offenlegt und über ein HES konforme Shipment Files zur Verfügung stellt.
4. IDIS P2 kann sinnvoll sein, wenn eine Interoperabilität zu einer älteren Feldinstallation nötig ist.

Des Weiteren sind dringend die individuellen Funktionen hauptsächlich im Zusammenhang mit der Datensicherheit, dem sicheren Systembetrieb und dem gewünschten Prozessautomatisierungsgrad durch den Versorger zu definieren und zu spezifizieren.

Systeme, Stromzähler und Kommunikationsprodukte müssen kompatibel zu dieser Kundenspezifikation sein.

IDIS Basisfunktionalität und Vorgehen Semax-Ensor

Die von uns angebotenen Produkte AS3000/AM540 und eRS801 beinhalten mehrere Funktionen aus der alten IDIS P2 und der neuen IDIS P3 Welt.

Mit der aktuellen Funktionalität des Ensor eRS801 können nun Systemprojekte realisiert werden, welche nicht nur die neusten, sondern auch ältere Technologien unterstützen. Die untenstehende Zeichnung zeigt den orangen Funktionsumfang des eRS801 Stromzählers. Wichtig dabei ist die G3-Zertifizierung (G3-PLC Ed.4) nach dem neusten Stand, welche die beste PLC-Kommunikation ermöglicht, um damit die Clean-Up- und Unterhaltskosten möglichst gering zu halten. Eine Zertifizierung nach dem alten IDIS P2 Standard resp. G3-PLC Ed.2 wäre in diesem Falle sogar nachteilig!

Umsetzungsgarantie Semax

Die obigen Ausführungen zeigen, dass eine IDIS Zertifizierung keine Garantie für eine reibungslose Systemintegration ist und Kunden auch keinen Zugang zu einer modernen G3-PLC Lösung bietet. Hierzu gibt es einige Beispielprojekte bei Versorgern wie EKZ oder SAK, wo jeweils alle bekannten Zähler- und Systemlieferanten mit den beschriebenen Problemen konfrontiert waren.

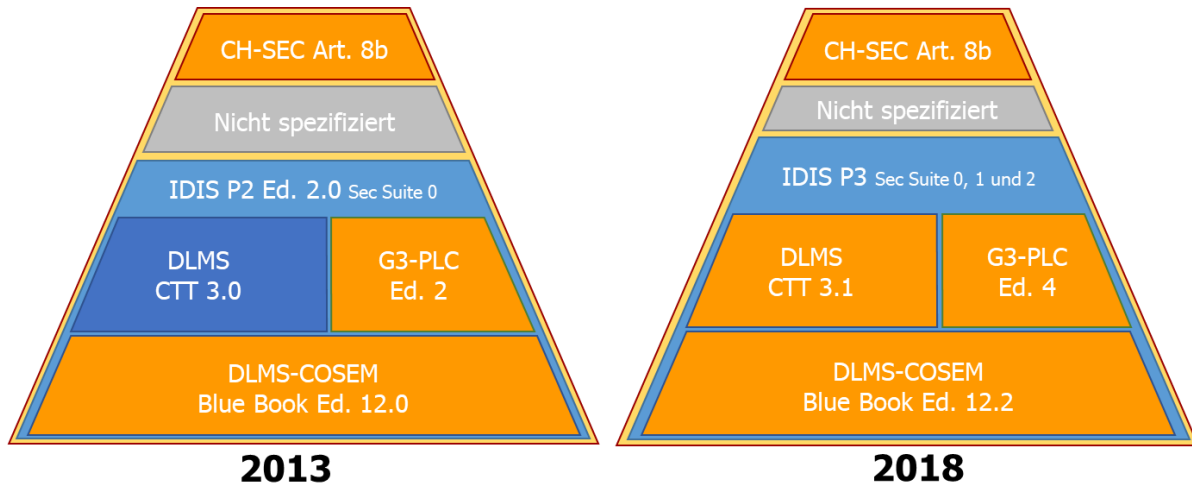


Abbildung 6: Lösungsansatz Semax

- Als bessere Alternative bietet Semax an, Kunden bei der Systemintegration mit unserem Firmware-Entwicklungsteam so zu unterstützen, damit wenn nötig in einigen wenigen Wochen eine massgeschneiderte Lösung gerade bei den neuen "CH-Sec-" und die "nicht spezifizierten Funktionen" umgesetzt werden können. Damit kann der Systemhersteller mehr oder weniger einen bekannten G3-PLC DLMS-Cosem Standardtreiber einsetzen und so Kosten und Implementationszeit niedrig halten.
- Das Ensor-Entwicklungsteam besteht aus mehreren Fachspezialisten, welche am Standort in Cham arbeiten und für die Firmware des eRS801 verantwortlich sind. Im Falle eines Projekts wird Semax sicherstellen, dass dieses Team den Kunden zur Verfügung steht.
- Unterstützungsleistungen von Semax im Rahmen der Realisierungspflichten inklusive der Kundenspezifikation für die Prozessabläufe.