

Beispiel 2 : Verbund von Wärmepumpe, PV-Inverter, Energiemanager und Batterie

(Ableitung aus standardisierten und
konsolidierten Funktionsdefinitionen)

Autoren: Gruppe SmartGridready®

des Vereins Smart Grid Schweiz



www.smartgrid-schweiz.ch

und der Konferenz der Gebäudetechnikverbände



Mit Unterstützung von



Versionsverwaltung:

Datum	Beschrieb	Version	Editor
18.12.2018	Definitive Version	Version 2.0	SGR
23.01.201	Ergänzung EFZ	Version 2.1	SGR
25.04.2019	Fehlerkorrekturen	Version 2.2	SGR

Copyright© Gruppe SmartGridready® 2018

INHALTSVERZEICHNIS

1	Zusammenfassung	5
1.1	Zweck dieses Dokumentes	5
1.2	Verbund von Wärmepumpe, PV-Inverter, Energiemanager und Batterie	5
1.3	Bezug zur internationalen Standardisierung	7
2	Definition des Smart Grid User Interface des CEM	9
2.1	Beschriebene Beispielkonfiguration	9
2.1.1	PV Anlage mit Inverter	10
2.1.2	Wärmepumpe mit Speicher	10
2.1.3	Batterie	10
2.1.4	Automationsanlage	10
2.2	Datenübergabe	11
2.2.1	Flexibilitätsanfrage(DR) und Flexibilitätsanforderung(DSM)	11
2.2.2	Flexibilitätsindikator	12
2.3	Dateninhalte	13
2.3.1	Flexibilitätsanfrage (DR) und Flexibilitätsanforderung (DSM)	13
2.3.2	Flexibilitätsindikator	15
2.4	Definition der Akteure	17
2.4.1	Vertragspartner	17
2.4.2	Verteilnetzbetreiber und Aggregatoren	17
2.4.3	Endkunden	17
2.4.4	Aktoren	17
2.4.5	Energy Management Gateway (EMG)	17
3	Beschreibung des lokalen Systems	18
3.1	Struktur zur Beschreibung der Schnittstellen	18
3.2	Detaillierte Beschreibung des FP's $Q(U/U_{ref})$	20
3.2.1	Funktionsbeschreibung	20
3.2.2	Die Wirkung der Interoperabilität	22
3.3	Detaillierte Beschreibung der Datenpunkte	23
3.3.1	Struktur des Funktionsprofils (FP)	23
3.3.2	Steuerungsdaten	23
3.3.3	statische Daten	25
3.3.4	Systemantwort	28
3.3.5	Adressierung	28
3.3.6	Minimalbedingungen für Zertifizierung	28

4	Prüfverfahren.....	29
4.1	Funktionen der Geräte des Endnutzers.....	29
4.2	Funktionen der Systeme des Endnutzers.....	29
4.3	Funktionen des Flexibilitätsmanagers.....	29
5	Weitere Bearbeitung der Informationslayer-Definition	30
5.1	Europäische Kooperation und Synchronisierung.....	30
5.2	Abgleich mit internationaler Standardisierung und Kommunikationslayer.....	30
5.3	Entwicklung des Flexibilitätsindikators.....	31
5.4	Klärung von Systemfragen.....	32
5.5	Abgleich mit Organisation SmartGridready®	32
5.6	Klärung der Auswirkung der Elektromobilität.....	32
6	Anhang	33
6.1	Begriffe und Abkürzungen	33
6.2	Quellenverzeichnis.....	34

1 Zusammenfassung

1.1 Zweck dieses Dokumentes

Dieses Dokument beschreibt die Wirkung des Labels SmartGridready® am Beispiel einer Funktion. Es ist kongruent mit der generischen Definition des Labels¹⁾ und beschreibt das Zusammenwirken eines Flexibilitätsmanagers („SmartGridready® Communicator“) mit einem CEM (Customer Energie Manager, „SmartGridready® Produkt“), welcher ein Gebäude mit einer Prosumeranlage steuert.

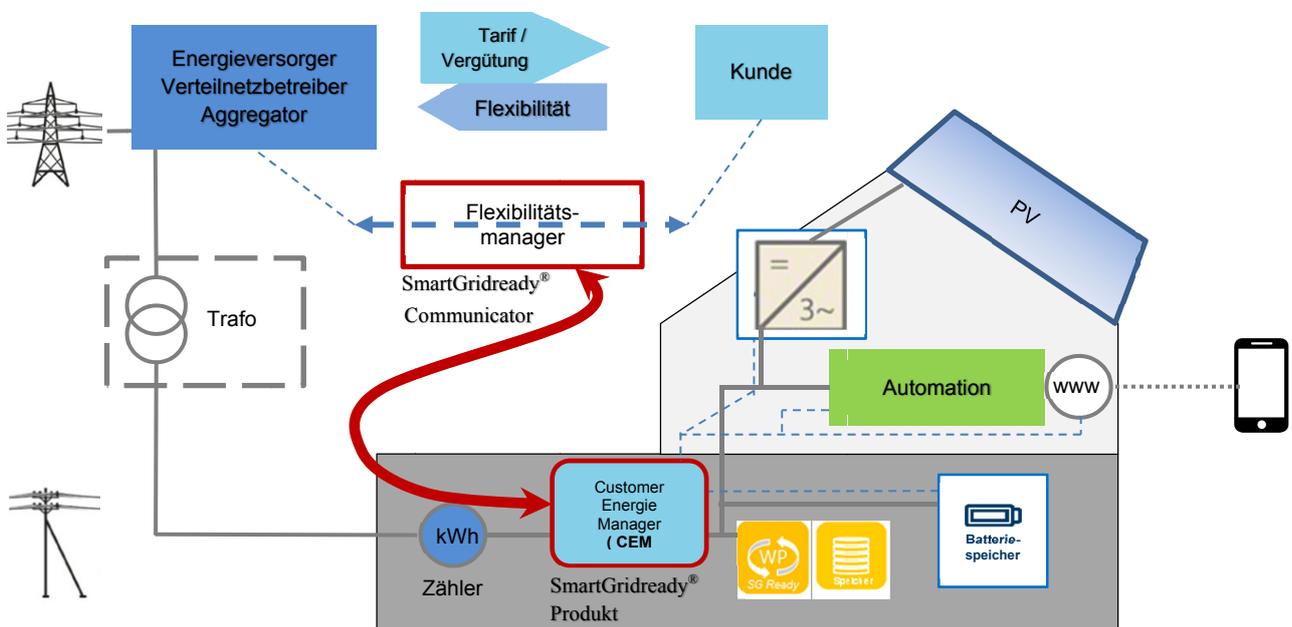
Die generische Definition enthält grundsätzliche Erklärungen zu den Mechanismen und den Zusammenhängen während sich dieses Dokument auf das Beispiel einer Anlage (in der Folge als „lokales System“ bezeichnet) konzentriert.

In Kapitel 2 wird die Wirkung des Gesamtsystems gegenüber dem netzseitigen Flexibilitätsmanager beschrieben.

In Kapitel 3 wird ein Detail aus dem lokalen System dargestellt, in welchem der CEM mit seiner „SmartGridready® Communicator“ –Software die „SmartGridready® Produkte“ des lokalen Systems steuert.

1.2 Verbund von Wärmepumpe, PV-Inverter, Energiemanager und Batterie

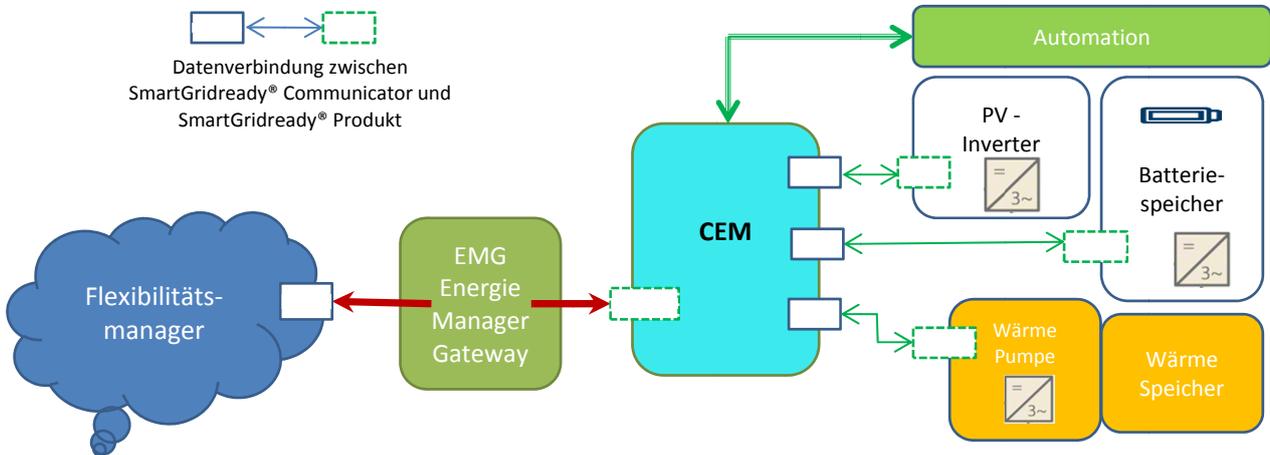
Figur 1 zeigt das lokale System mit einer Wärmepumpe mit Wärmespeicher, einer Automationsanlage, einer 3 phasigen PV-Anlage und einem Batteriespeicher. Der Flexibilitätsmanager kommuniziert mit der Anlage über den Customer Energy Manager (CEM), welcher die anlagenseitige Optimierungsstrategie umsetzt.



Figur 1: Verwendung der Energie-Management Schnittstelle beim Endkunden

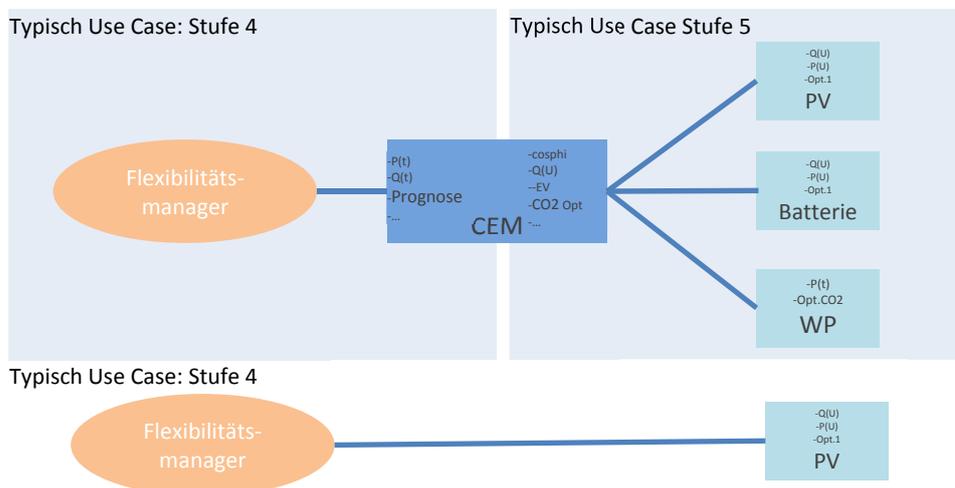
Die dicke rote Linie stellt die oben genannte netzseitige SmartGridready® Communicator zu SmartGridready® Produkte Verbindung über den Energiemanagement-Kanal dar. Die logische Abbildung dieser Datenverbindung ist aus Figur 2 ersichtlich.

Typische Kommunikationsträger für die Datenübergabe zwischen Flexibilitätsmanager und CEM sind in diesem Umfeld IEC 61850 oder weitere TCP/IP basierende Definitionen. Die Figur 2 zeigt weiter einen Gateway, welcher symbolisiert, dass in den meisten Fällen (noch) eine Protokollumsetzung auf das lokale System benötigt wird. Dieser Gateway kann die CEM Funktion enthalten.



Figur 2: Die SmartGridready Kommunikation mit Communicator und Produkt (Gerät)

Geräte und Funktionen können mehrere Stufen unterstützen. Geräte mit höheren Stufen können durch einen CEM auf eine niedrigere Stufe abgebildet werden und trotzdem innerhalb z.B. einer ZEV-Anlage eine höhere Funktionalitäts-Stufe gewährleisten.



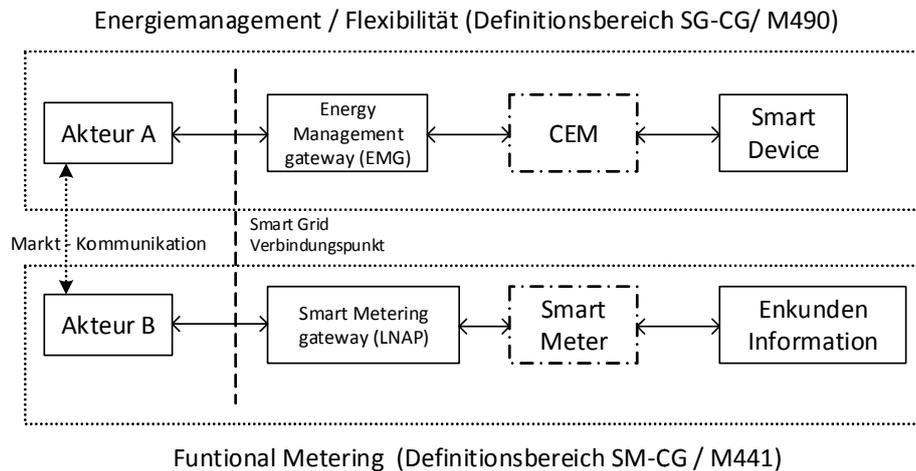
Figur 3: Mögliche Kombination von SmartGridready Stufen

Das Kapitel 2 beschreibt die Schnittstelle vom Flexibilitätsmanager zum CEM (linker Teil in Figur 3) beispielsweise für alle Stufen.

In Kapitel 3 wird die Stufe 5 für die Anlage (rechter Teil in Figur 3) dargestellt, indem nur eine Funktion, $Q(U/U_{ref})$, bis ins Detail erläutert wird. Dadurch soll auch aufgezeigt werden, wie der SmartGridready® Ansatz Interoperabilität gewährleisten kann.

1.3 Bezug zur internationalen Standardisierung

Dieses Kapitel beschreibt das Zusammenwirken der für die Steuerung der Flexibilität eines lokalen Systems benötigten Komponenten nach der Definition der internationalen Standardisierung^(2,3). Ein technischer Bericht des IEC⁽⁴⁾ beschreibt anhand eines Beispiels Scope und Objectives eines High Level Use Cases (JWG112x) «Manage Mixed Energy System like heat pumps with PV, Storage Battery» auf Stufe eines in der Folge kurz beschriebenen Flexibilitätsmanagements mit der in Figur 2 dargestellten Anlagekonfiguration.



Figur 4: Architektur gemäss IEC Use Case JWG112x und EN 50491-12-1

Der genannte IEC Use Case JWG112x dient als Vorlage für das vorliegende Beispiel. Die in Figur 4 dargestellten Akteure A und B können Verteilnetzbetreiber, Aggregatoren, Arealnetzbetreiber oder auch z.B. ZEV-Gemeinschaften sein. Diese Definition entspricht der SmartGridready® Stufe 4 oder höher¹⁾.

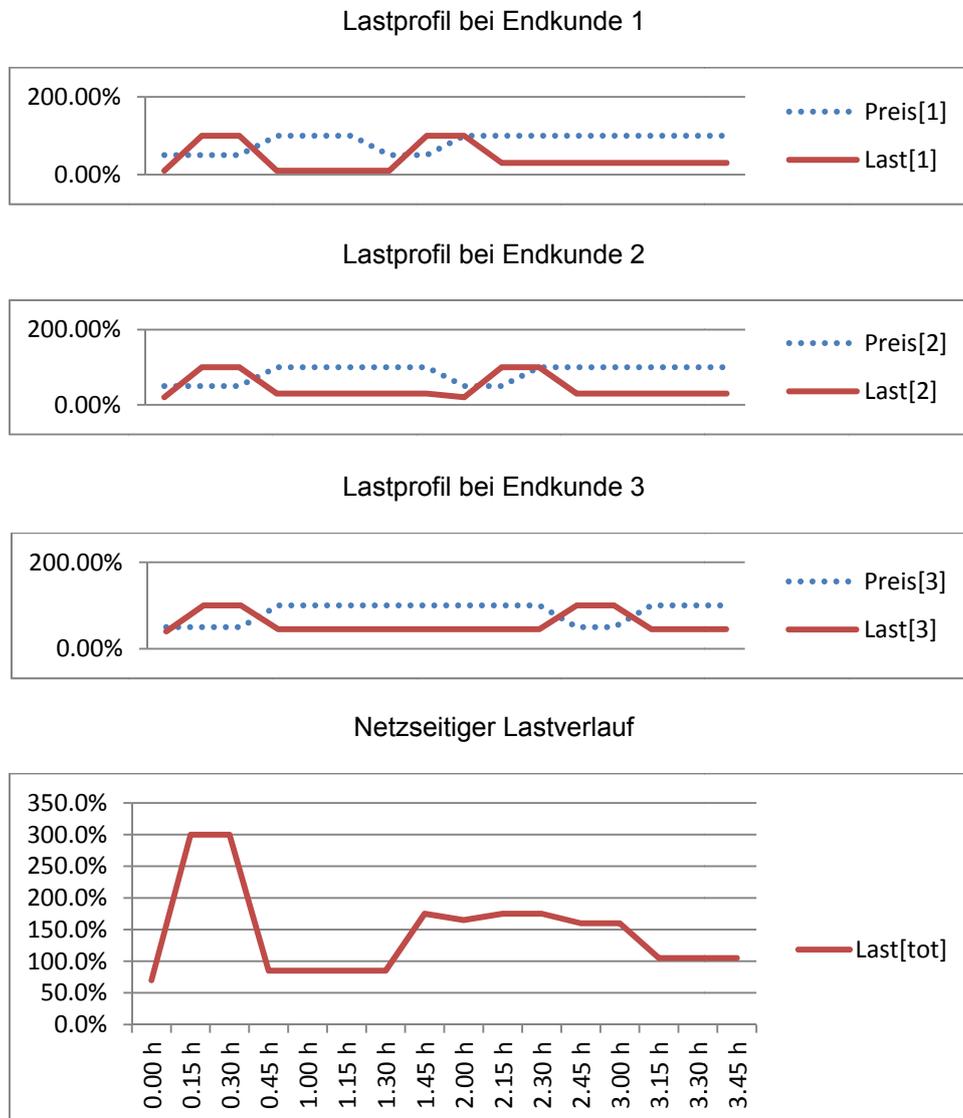
Die Kommunikation erfolgt über den Energiemanagement-Kanal (Figur 4, oben) zur Steuerung von Smart Devices (Flexibilitäten) oder den Zähler-Kanal (Figur 4, unten) für Abrechnungsdaten. Diese Kanäle sind nicht zwingend getrennt, Akteur A und B können derselbe Akteur sein.

Im vorliegenden Beispiel fokussieren wir auf den oberen Teil der Figur 4, also den Akteur A und den Energiemanagement-Kanal (in Figur 2 die dicke rote Linie). Er enthält einen Energie Management Gateway (EMG) und mehrere Smart Devices.

Figur 2 konkretisiert das Beispiel mit einer Wärmepumpe mit Wärmespeicher und einer PV-Anlage und einem Batteriespeicher. Der Akteur A kommuniziert mit den Anlagen über den Customer Energy Manager (CEM), welcher die anlagenseitige Optimierungsstrategie umsetzt.

Der Flexibilitätsmanager des Akteurs A optimiert beispielsweise den Einsatz mehrerer Anlagen hinter mehreren Netzanschlüssen über Anreizsignale (z.B. Preissignale) wie in Figur 5 dargestellt. Eine dynamische Preisänderung soll hier eine Wirkung beim Kunden auslösen, damit die Gesamtlast des Netzes verringert werden kann.

Die Figur zeigt den Bezug bei 3 Endkunden und die zu liefernde Menge, welche beim Akteur A entsteht.



Figur(en) 5: Lastoptimierung durch Flexibilitätsmanagement

Der netzseitige Flexibilitätsmanager („SmartGridready® Communicator“) erzeugt / übermittelt individuelle Preissignale. Diese beeinflussen die Lasten 1 – 3 unterschiedlich, wodurch die Gesamtlast optimiert werden kann. Beim Beispiel in Figur 5 geht es darum, dass eine Lastspitze zwischen 1.30h bis 3.15h gebrochen werden kann. Der Einsatz eines CEM beim Konsumenten automatisiert diesen Prozess.

Dieser Vorgang braucht mindestens ein System der Stufe 4, eine ähnliche Wirkung kann aber bereits mit einem System der Stufe 1 mit Einschränkungen bei der Adressierung der Endkunden erreicht werden.

2 Definition des Smart Grid User Interface des CEM

2.1 Beschriebene Beispielkonfiguration

Die in diesem Kapitel beschriebene Konfiguration ist die Verbindung zwischen einem CEM als SmartGridready® Produkt und dem SmartGridready® Communicator auf der Netzseite. Ein CEM unterstützt DSM (Demand Side Management) und / oder Demand Response (DR) Schemas. In Kapitel 2.3 wird deshalb zwischen Flexibilitäts-anforderungen (DSM) und Flexibilitätsanfragen (DR) unterschieden.

Der CEM bildet das gesamte lokale System gegenüber dem SmartGridready® Communicator ab. Er stellt auch sicher, dass „seine Versprechungen“ gegenüber der Leitstelle im Rahmen der gesetzten Grenzen eingehalten werden können.

Die CEM-Funktion erhält als Input das beschriebene Signal (DSM oder DR), die Sollwerte und die Belegung/Zustände des lokalen Systems und verarbeitet diese Informationen zu Steuersignalen für die angeschlossenen Teilsysteme und Geräte.

Erhält der CEM keine Signal (z.B. Kommunikationsunterbruch) wird das lokale System mit einem Default-Programm gesteuert (z.B. keine Nutzung der Flexibilität.)

Wenn die CEM-Logik ausserhalb der Verbraucherseite läuft, werden die Technischen System-ausrüstungen (z.B. Wärmepumpe, PV-Anlage, Speichersteuerung) direkt vom CEM über die Kommunikation angesteuert.

Die CEM Software kann u.a. folgende Ziele verfolgen (angelehnt an EN 50491-12-1¹²⁾):

- 1) Erstellen der zusammengefassten Energiebedürfnisse und Angebote innerhalb des lokalen Systems
- 2) Erstellen der Energieprognose für das Grid
- 3) Führen von Preisverhandlungen mit dem netzseitigen Akteur (nur DR)
- 4) Kombination der Kundenvorgaben mit den netzseitigen Bedürfnissen
- 5) Netzbedürfnisse für Phase *grün / orange / rot* oder *Normalbetrieb / Vorzugsbetrieb / Zwangsbetrieb / Sperrbetrieb* adoptieren und einer Priorität zuordnen
- 6) Sicherstellen, dass das lokale System innerhalb der gegebenen Sicherheits- und Komfortgrenzen betrieben wird
- 7) Ermöglichen eines sicheren Cloud Zugriffs
- 8) Sicherstellen der netzunabhängige Steuerung und Regelung des lokalen Systems

Diese Ziele können mit folgenden Funktionsblöcken realisiert werden (angelehnt an EN 50090¹³⁾):

- **ELTS: Electricity Tarif Server**
Der Tarifserver vergleicht Zeitabschnitte mit TOU (Time of Use) Tarifen und RTP (Real Time Pricing) und ermittelt verschiedene Strategieoptionen. Wird nur für Demand Response Anwendungsfälle benötigt.
- **TH: Tarif Handler**
Der Tarifhandler setzt den Tarif in einen für die Anwendungssoftware verständlichen Wert um.
- **PBO: Prediction Based Optimization**
Die PBO optimiert die vorsehbaren und nicht unterbrechbaren Lasten wie Waschmaschinen und Wärmepumpen und erstellt eine optimierte Lastkurve für eine Laufzeit ohne Unterbrechungen.

- **RTBO: Real Time Based Optimization**
Die RTBO optimiert Veränderung der Last zeitnahe aufgrund des Tarifs. Diese Optimierung kann auch auf die Modi *Normalbetrieb* / *Vorzugsbetrieb* / *Zwangsbetrieb* / *Sperrbetrieb* z.B. für Wärmepumpen angewendet werden um das Gesamtsystem zu optimieren. Es können auch DSM und DR Signale verwendet werden.
- **RTC: Real Time Control**
Der RTC Funktionsblock setzt die aktuell vorgesehene Last auf die Anwendungssoftware um. Dieser FB verwendet Prioritäten um die Verbindlichkeit der Anforderung zu dokumentieren. Ein Signal z.B. für Phase *grün* / *orange* / *rot* bedeutet eine höhere Priorität (und immer DSM) als *Normalbetrieb* / *Vorzugsbetrieb* / *Zwangsbetrieb* / *Sperrbetrieb*.
- **GM: Generation Manager**
Der GM koordiniert die Erzeugungsanlagen des lokalen Systems. Unter Erzeugungsanlagen werden Photovoltaik, Wärme-Kraft-Kopplungen, Wind, Biogas, Brennstoffzellen und weitere verstanden.
- **EM: Energy Manager**
Der Energiemanager führt einen Algorithmus zur Lastoptimierung aus. Die Wahl der Methode liegt in der Verantwortung des Herstellers des CEM. In EN50090 wird eine stochastische Methode mittels des Einsatzes von „Fuzzy Logic“ referenziert.

Diese Liste ist nicht abschliessend und dient als Beispiel. SmartGridready® konzentriert sich auf den Informationslayer und lässt damit neuen Ideen Raum.

Für die dem CEM zur Verfügung stehenden Geräte werden folgende Annahmen getroffen:

2.1.1 PV Anlage mit Inverter

Die Produktion der PV-Anlage wird je nach Tarifvorgabe zum Eigenverbrauch, zur Rückspeisung oder zum Batterieladen verwendet. Der CEM plant ihren Einsatz aufgrund von weiteren Parametern wie Wetterprognosen, Verbrauchsprognosen, Eigenverbrauchszielen oder anderen Optimierungszielen. Der PV-Inverter kann netzdienliche Funktionen wie Q(U), P(U), Pmax etc. unterstützen.

2.1.2 Wärmepumpe mit Speicher

Eine Wärmepumpe erhält vom CEM Steuerbefehle für die 4 SG_Ready Betriebsmodi Normalbetrieb, Vorzugsbetrieb, Zwangsbetrieb und Sperrbetrieb. Die Wärmepumpe unterstützt Stufe 4 und wird in diesem Beispiel über Modbus TCP angesteuert. Über dieses Interface kann er die jeweilige Wirkung einer Stufe mit einer Leistungsvorgabe verstärken oder abschwächen.

Die Wärmepumpensteuerung bietet einen Flexibilitätsindex der Stufe 4 mit der Angabe des möglichen Reaktionsbereiches der installierten Wärmepumpe mit Speicher mit zeitnah nachgeführten Daten.

2.1.3 Batterie

Die Batterie kann über die Inverter Schnittstelle des Lade / Entladegerätes angesprochen werden. Die Batterie ist vergleichbar mit Elektrofahrzeugen

2.1.4 Automationsanlage

Die Automationsanlage wird vom CEM direkt als variable Last mit der Möglichkeit zum Spitzenlastmanagement gesteuert.

Die internen Schnittstellen des lokalen Systems werden in Kapitel 3 anhand des PV-Inverters und einer Funktion als Beispiel dargestellt.

2.2 Datenübergabe

Die Datenübergabe ab Stufe 4 erfolgt mittels offenen Bussystemen. Die Sicherheitsfragen werden durch das Protokoll gelöst und müssen der lokalen Gesetzgebung entsprechen

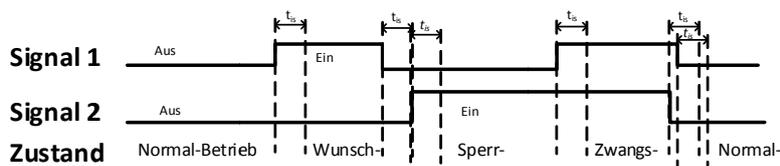
2.2.1 Flexibilitätsanfrage(DR) und Flexibilitätsanforderung(DSM)

Stufe 1: Diskret on/off

Die Datenübertragung erfolgt mittels potentialfreien Kontakten ohne Rückmeldung.

Stufe 2: Diskret diverse

Die Datenübergabe erfolgt über potentialfreie Kontakte ohne Rückmeldung. Die Wirkung kann vom Absender nur durch die Reaktion der Last überprüft werden.



Figur 6: Zeitdiagramm der Datenübergabe

Die Datenübergabe ist nach einer Signalwertänderung eine gewisse Zeit undefiniert (2-3 sec.) (t_{is}), bis ein Zustand wieder gültig ist. Jede Veränderung der Zustände bewirkt ein Zurücksetzen der laufenden Zeit, bis diese t_{is} erreicht und wieder gültig ist.

Der Betreiber z.B. einer Rundsteuerung definiert t_{is} für sein System, diese ist abhängig von der aktuell verwendeten Konfiguration der Leitstelle.

Stufe : 3 Kontinuierlich statisch

Stufe 3 braucht elektronische Kommunikation nur optional, da diese Stufe auch mit korrekt konfigurierten Geräten erreicht werden kann. Ab Stufe 3 können Fahrpläne genutzt werden (Sollwerte, Tarife etc.)

Stufe 4: Dynamisch: Tarife und Sollwerte

Stufe 5: Dynamisch: Kennlinien

Stufe 6: Prognose

Folgende Datenverläufe sind – je nach vorhandener Subfunktion vorgesehen:

- Preissignal pro Energieeinheit und pro 15 Minuten – 24h im Voraus
- Optional: Preissignal analog oder für den Leistungspreis

2.2.2 Flexibilitätsindikator

Stufe : 1 Diskret on/off

Stufe : 2 Diskret diverse

Stufe : 3 Kontinuierlich statisch

Die Informationsübergabe erfolgt mittels Vertrag.

Stufe 4: Dynamisch: Tarife und Sollwerte

Stufe 5: Dynamisch: Kennlinien

Stufe 6: Prognose.

Folgende Datenverläufe sind – je nach vorhandener Subfunktion vorgesehen:

- Leistungsverlauf – 15 Minuten -Leistung 24 h im Voraus (Option)
- Flexibilitätsverlauf (vorläufige Auflösung 1h und 24 h im Voraus)
- Indikator – Grösse der Flexibilität (Array von Anzahl pro Tag und Dauer in Minuten)

Der CEM berechnet über einige Zeit den – dynamischen -Flexibilitätsindikator und kann ich auch idealerweise nicht nur statisch, sondern über den Tages- und Wochenverlauf sowie v. Wetter und andere Abhängigkeiten als Verlauf dem Flex-Manager mitteilen (Optional).

Eine solche Funktion sollte im Normalfall als Unterstützung des Anreizsystems Energiepreis-Verlaufs dienen, da es die Arbeit des Flex-Managers oder eines Aggregators signifikant vereinfacht.

2.3 Dateninhalte

2.3.1 Flexibilitätsanfrage (DR) und Flexibilitätsanforderung (DSM)

Stufe : 1 Diskret on/off

Der Zustand ein / aus kann ein Tarifsignal (DR), ein Befehl zur Leistungsreduktion (DSM) einer PV Anlage oder die Signalisation einer anderen vertraglich festgelegten netzdienlichen Funktion sein.

Stufe : 2 Diskret diverse

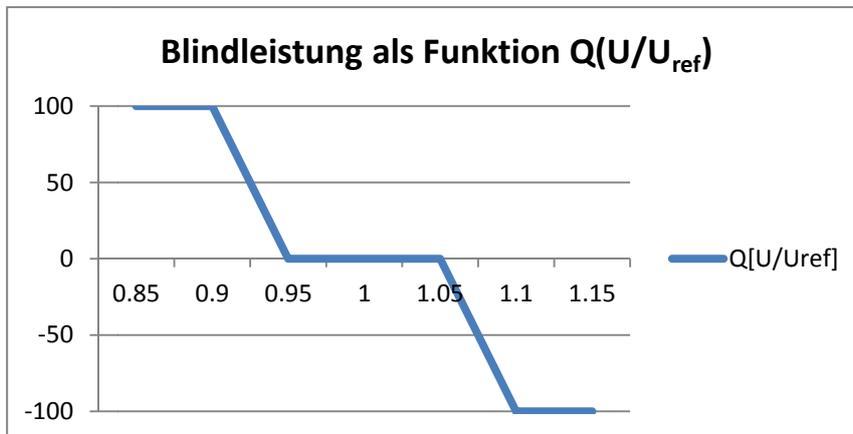
Diskrete Signale können beispielsweise die priorisierten Signale für den Netzzustand Phase *grün / orange / rot* (DSM) oder die nicht priorisierten Modi *Normalbetrieb / Vorzugsbetrieb / Zwangsbetrieb / Sperrbetrieb* (DR) sein.

Es können auch Kombinationen anderer vertraglich festgelegter netzdienlicher Funktionen verwendet werden, z.B. Signal 1 zur Leistungsreduktion (DSM) einer PV Anlage und Signal 2 und 3 wie oben beschreiben als priorisierten Signale für den Netzzustand Phase *grün / orange / rot*.

Ein CEM kann typischerweise einige digitale Inputs für die Anbindung an tiefer eingestufte netzseitige Communicator-Lösungen bereithalten und diese im Bedarfsfalle bei der Inbetriebnahme vom Integrator konfigurieren lassen.

Stufe : 3 Kontinuierlich statisch

Die erste Gruppe von möglichen Kennlinien betrifft das Verhalten eines Gerätes oder einer Anlage als Folge eines aktuellen lokalen Systemzustandes. Als Beispiel wird die Blindleistungskompensationsfähigkeit eines PV Inverters oder einer Gesamtanlage aufgezeigt (Figur 7). Bei einer Abweichung von



der Nennspannung um -10 Prozent (Unterspannung) muss die Anlage das Maximum an Blindleistung beziehen. Im umgekehrten Fall von Überspannung muss Blindleistung geliefert werden.

Die zu dieser Grafik gehörenden Datenpunkte sowie deren Bezug zur Standardisierung werden in Kapitel 3 beschrieben.

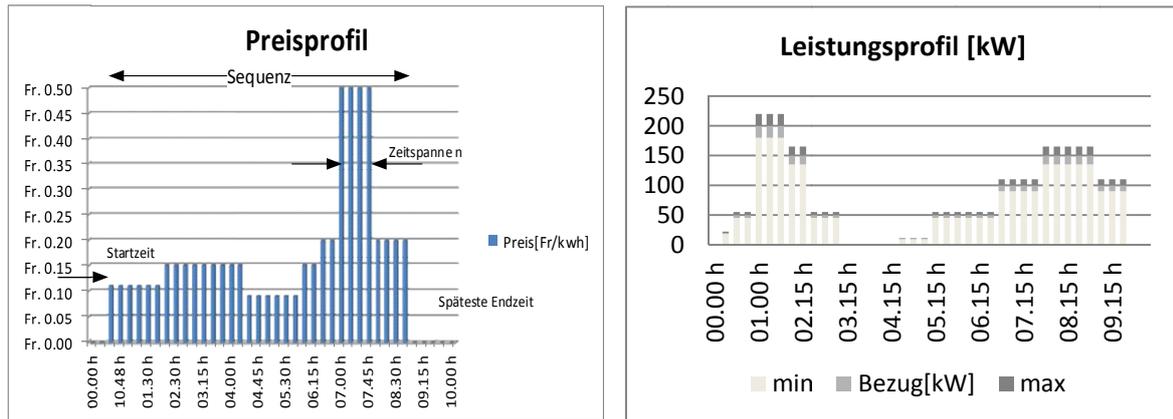
Figur 7: Blindleistungskurve

Weitere Beispiele sind eine Begrenzung der Maximalleistung einer PV-Anlage oder eine P(U) Kennlinie.

Diese Kennliniengruppe entspricht einer DSM Funktion, weil diese feste Grenzen vorsieht.

Eine weitere Gruppe von Kennlinien adressiert fixe Anreize über eine Tarif / Zeit Kennlinie welche sich periodisch wiederholen. Bei diesem Anwendungsfall kann sich z.B. eine Produktionsanlage auf vordefinierte Tagesprofile einstellen und auf dieser Basis die zeitliche Produktionsplanung einstellen.

Diese Anwendung gehört in die Kategorie DR und wird in den Figuren 8 und 9 dargestellt. Die Dateninhalte werden vertraglich vereinbart und erstrecken sich in der Regel über einen Zeitbereich in die Zukunft (z.B. 24h). Damit wird der CEM Logik Zeit gegeben, die Preisinformationen und andere Prognosegrößen (z.B. Nutzung des Gebäudes im kommenden Zeitbereich mit den erwarteten energetischen Bedürfnissen wie Heizbedarf, Kühlbedarf, Ventilation usw.) zu verarbeiten. Das Ziel der Verarbeitung ist, die Verbraucher gemäss einer gewählten Optimierungsstrategie zu steuern.



Figur 8/9: Preis- und Leistungsprofil mit Minimum, Maximum und Mittelwerten

Das erwünschte Systemverhalten wird mittels Preisangebot (Tarifplan Fig. 8) sowie Toleranzen, Schwellwerte und Bandbreiten des Bezugs (Figur 9) definiert. Das Leistungsprofil kann auch als Teil eines Vertrages mit Pauschalpreis verwendet werden.

Diese Profile enthalten typischerweise Informationen in gebräuchlichen Einheiten, (bspw. kW) oder Preise (bspw. CHF/kWh in Funktion der Tageszeit etc.).

Diese Charakteristik bedarf keiner zeitnahen Daten-Kommunikation zum Endverbraucher, da das dynamische Verhalten der Anlage über die Umgebungsparameter definiert ist (z.B. über die Spannung vor Ort).

Stufe 4: Dynamisch: Tarife und Sollwerte

In Stufe 4 gibt es eine zeitnahe Kommunikation in digitaler Form. Für DR gibt es folgende Preismodelle:

RTP (Real Time Pricing):

RTP kann dynamisch verwendet werden um Lastspitzen zeitnahe innerhalb von Minuten zu brechen.

PP (Peak Pricing):

PP ist eine einfache Spitzenlasttarifierung

CPP (Critical Peak Pricing):

CPP ist ein Tarif für Überschreitung von Lastspitzen und erlaubt typischerweise eine geringe maximale Anzahl Überschreitungen pro Zeiteinheit

Stufe 5: Dynamisch: Kennlinien

Stufe 5 erlaubt zusätzlich die dynamische zeitnahe Anpassungen der Kennlinien gemäss den Beispielen in Stufe 3.

Damit kann z.B. ein Verteilnetzsegment mit Prosumern mittels $Q(U/U_{ref})$ und $P(U)$ so ausgeregelt werden, dass die Spannung im ganzen Segment innerhalb der Grenzen bleibt.

Stufe 6: Prognose

Stufe 6 ist die „Königsklasse“ der Zukunft. Eine Endverbraucheranlage ist in der Lage, seine Energieplanung aufgrund von Wetterprognosen, genauer Kenntnis der eigenen Bedürfnisse und der erwarteten Nutzung einen Energiefahrplan einzuhalten und sogar während des Anlaufs zeitnahe zu korrigieren.

Die Prognosefähigkeit ermöglicht auch die Teilnahme bei erweiterten Tarifmodellen.

DA-RTP (Day Ahead Real Time Pricing):

Unter dem Begriff Day-Ahead-Handel versteht man den Handel von Strom für den folgenden Tag, der an der EPEX Spot in, an der EXAA in Wien oder im OTC (Over-the-Counter-Handel) über ausserbörslich ausgehandelte Verträge stattfindet. Stellenweise wird auch der Begriff Auktionmarkt verwendet

TOU (Time of Use Pricing):

TOU bietet einen von der Bezugszeit abhängigen Preis (vgl. Figur 8)

Dementsprechend kann eine Flexibilitätsanfrage auch eine Reaktion auf einen Flexibilitätsindikator oder ein Angebot für mögliche Versorgungsszenarien sein.

Die Stufe 6 wird auch als digitaler Zwilling charakterisiert, wo das Gebäude vollumfänglich simuliert werden kann.

2.3.2 FlexibilitätsindikatorStufe : 1 Diskret on/off

Die Informationsübergabe erfolgt mittels Vertrag und enthält folgende Inhalte:

Beschreibung der Reaktion der Anlage mit folgenden Punkten:

- Anfahren der verlangten auf Betriebsbedingungen in einer definierten Zeit, halten des Zustandes für eine definierte maximale Zeit.
- Bereichsangabe z.B. für die Veränderung der Last in kW und Minuten.
- Negative und positive Korrekturen möglich.
- Maximale Sperrzeit in Minuten pro Tag.
- evtl. die Wahrscheinlichkeit des Eintretens einer Reaktion Bezogen auf die Anlage.

Stufe : 2 Diskret diverse

Die Informationsübergabe erfolgt mittels Vertrag und enthält folgende Inhalte:

Beschreibung der Reaktion der Anlage mit folgenden Punkten:

- Reduktion / Anhebung auf definierte Leistung nach geordneter Korrektur der Anlage, oder
- Anfahren der verlangten auf Betriebsbedingungen in einer definierten Zeit, halten des Zustandes für eine definierte maximale Zeit.
- Bereichsangabe in kW und Minuten.
- evtl. die Wahrscheinlichkeit des Eintretens einer Reaktion Bezogen auf die Anlage gemäss ihren Speichermöglichkeiten und dynamischen Reaktionsmöglichkeiten, d.h. der Planer muss die Angaben pro installiertes System angeben und braucht ein Tool dazu

Stufe : 3 Kontinuierlich statisch

Die Informationsübergabe erfolgt mittels Vertrag und enthält folgende Inhalte:

Beschreibung der Reaktion der Anlage mit folgenden Punkten:

- Toleranz, welche gegenüber der Kennlinie eingehalten werden kann
- exakte oder maximale Reaktion der möglichen Ausgangsgrösse (Blindleistung, Spannung, Leistung etc.)
- es wird erwartet, dass Kennlinien innerhalb der gegebenen Toleranzen und Maximalwerte eingehalten werden. Die Wahrscheinlichkeit des Eintretens ist deshalb 100%.

Stufe 4: Dynamisch: Tarife und Sollwerte

Die Informationsübergabe erfolgt elektronisch und bidirektional. Grundsätzlich werden alle Anfragen elektronisch beantwortet.

Bei DSM wird die Flexibilitätsanforderung bestätigt oder mit einer Fehlermeldung beantwortet.

Bei DR wird die Flexibilitätsanforderung mit der möglichen & akzeptierten Reaktion beantwortet oder abgelehnt.

Stufe 5: Dynamisch: Kennlinien

Die Informationsübergabe erfolgt elektronisch und bidirektional. Grundsätzlich werden alle Anfragen elektronisch beantwortet.

Beschreibung der Reaktion der Anlage mit folgenden Punkten:

- Toleranz, welche gegenüber der Kennlinie eingehalten werden kann
- exakte oder maximale Reaktion der möglichen Ausgangsgrösse (Blindleistung, Spannung, Leistung etc.)
- es wird erwartet, dass Kennlinien innerhalb der gegebenen Toleranzen und Maximalwerte eingehalten werden. Die Wahrscheinlichkeit des Eintretens ist deshalb 100%.

Kennlinien können von autorisierten Akteuren direkt zurückgelesen werden.

Stufe 6: Prognose

Die Informationsübergabe erfolgt elektronisch und bidirektional. Grundsätzlich werden alle Anfragen elektronisch beantwortet.

Beschreibung der Reaktion der Anlage mit folgenden Punkten:

- Toleranzangabe, welche gegenüber einer geforderten Kennlinie eingehalten werden kann
- minimale, exakte oder maximale Reaktion der möglichen Ausgangsgrösse (Blindleistung, Spannung, Leistung etc.)

Beschreibung der Anfragen der Anlage mit folgenden Punkten:

- Bereich der möglichen Bezüge und Flexibilitäten.
- Kennlinie der Anforderung
- Toleranz, welche gegenüber der Kennlinie eingehalten werden kann

Verhandlungen:

- führen von Preisverhandlungen bezüglich Energiebezügen
- führen von Preisverhandlungen bezüglich des eigenen Flexibilitätsabgebots

2.4 Definition der Akteure

Die Nutzung der Flexibilität durch Dritte muss in der Regel vertraglich vereinbart werden.

Akteure sind die an einem Anwendungsfall beteiligten Rollen. Zur besseren Lesbarkeit werden hier die Begriffe „Vertragspartner“ für Personen und Firmen und „Aktoren“ für Automationsgeräte verwendet.

2.4.1 Vertragspartner

Unter „beteiligte Vertragspartner“ werden Endnutzer, Verteilnetzbetreiber, Energielieferanten und andere Stakeholder verstanden.

2.4.2 Verteilnetzbetreiber und Aggregatoren

Die Logik eines Flexibilitätsmanagements kann als Dienstleistung beim Verteilnetzbetreiber, Energielieferanten, Aggregator oder Arealnetzbetreiber ausgeführt werden. Dies führt zu unterschiedlichen Vertragswerken; die eigentliche Optimierung verändert sich dadurch nicht. Wohl aber die Dienstleistungsverträge und Investitionen.

2.4.3 Endkunden

Der Endkunde nimmt über Parameter wie Preisgrenzen aber auch über manuelles Eingreifen auf das System Einfluss. Ein Wechsel der Systembenutzer kann somit zu einem neuen Systemverhalten führen.

In der Regel werden die Komfortansprüche weder in Frage gestellt noch tangiert. Die Flexibilität wird durch Nutzung der expliziten- und impliziten Speichermöglichkeiten sowie der eigenen Erzeugung realisiert.

Die technischen Systeme beim Endkunden müssen, abhängig vom Vertrag, nicht vollständig in die angeforderte Flexibilität eingebunden werden.

2.4.4 Aktoren

Unter „beteiligte Aktoren“ werden Geräte und Funktionen verstanden. Es sind hier Customer Energy Manager (CEM), Wärmepumpen, PV-Anlagen, Kommunikationseinrichtungen und weitere Smart-Devices. In der Regel werden nicht alle Produkte, Anlagen und Systeme als Flexibilität genutzt. Anlagen, die z.B. aus Sicherheitsgründen oder Verfügbarkeit nicht beeinflusst werden dürfen, werden nicht als Flexibilität genutzt.

2.4.5 Energy Management Gateway (EMG)

Der EMG ist ein Gerät, welches die Signale des SGUI in solche auf der Verbraucherseite und umgekehrt umwandelt.

3 Beschreibung des lokalen Systems

Im Umfeld des lokalen Systems ist der CEM („SmartGridready® Communicator“) welcher mit dem PV-Inverter, dem Batterie Ladegerät / Inverter und der Wärmepumpe (den „SmartGridready® Produkte“) verbunden ist. Der Systembetreiber sieht nun das Gebäude aus dem Innern, der CEM hat nun seine zweite Rolle als SmartGridready® Communicator des lokalen Systems.

Die Verbindung zur Automationsanlage erfolgt in diesem Beispiel nicht über eine SmartGridready-Schnittstelle, da der CEM Teil des Gebäudemanagement –Software ist.

Typische Kommunikationsträger für die Datenübergabe sind in diesem Umfeld Modbus (mit z.B. Sunspec Alliance Spezifikation), KNX, BACnet und weitere.

Aus dieser Menge wird der Fokus auf die PV-Inverter gelegt. Die PV-Inverter verwenden Modbus TCP mit den Schnittstellen gemäss Sunspec Alliance. Dadurch stehen Funktionen gemäss der Definition von IEC TR 61850-90-7 (Distributed Energy Resources DER) zur Verfügung, z.B.

- INV1: Adjust Maximum Generation Level up/down
- TV31: Dynamic Reactive Current Mode
- VV: Configurable Volt/VAR Curves
- FW22: Frequency-Watt Mode
- WP42: Watt-Power Factor Mode
- VV51-VV52: Volt-Watt Modes
- INV4: Charge/Discharge Storage

3.1 Struktur zur Beschreibung der Schnittstellen

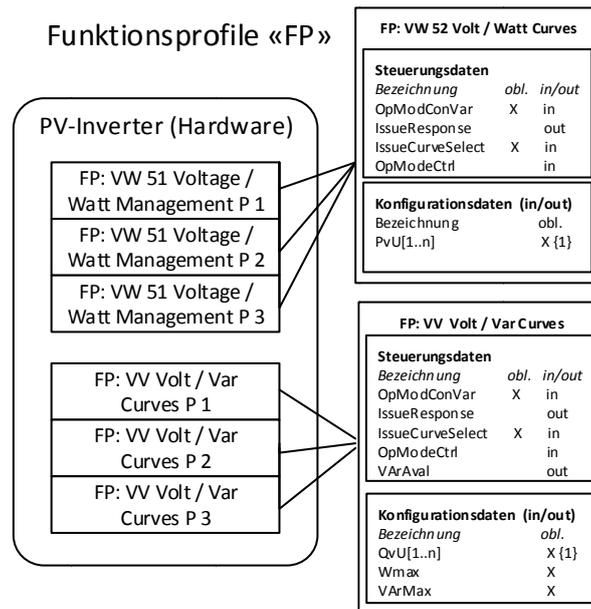
Die Beschreibung der Schnittstelle nutzt Funktionsprofile. Diese enthalten je die zusammengefasste Information für eine Funktion mit Steuerungs- (Befehle, Messwerte) und Konfigurationsdaten (Schwellwerte, Passwörter, Definition der Rückfallebene etc., d.h. alle Daten, welche verändert werden können und nach einem Neustart der Anlage wieder verfügbar sind).

Je nach verwendeter Technologie werden auch die Begriffe „Klasse“ (Objektorientierte Programmierung), „Funktionsblock“ (grafische Programmierertools) oder „Objekt“ (z.B. BACnet) im gleichen Sinne verwendet.

Es geht hier bei den Funktionsblöcken aber lediglich um das Aufzeigen von zusammenhängenden Datendefinitionen welche in einer Beziehung zu einer Funktion wie z.B. Absenken der Leistung in Abhängigkeit einer definierten Führungsgrösse stehen.

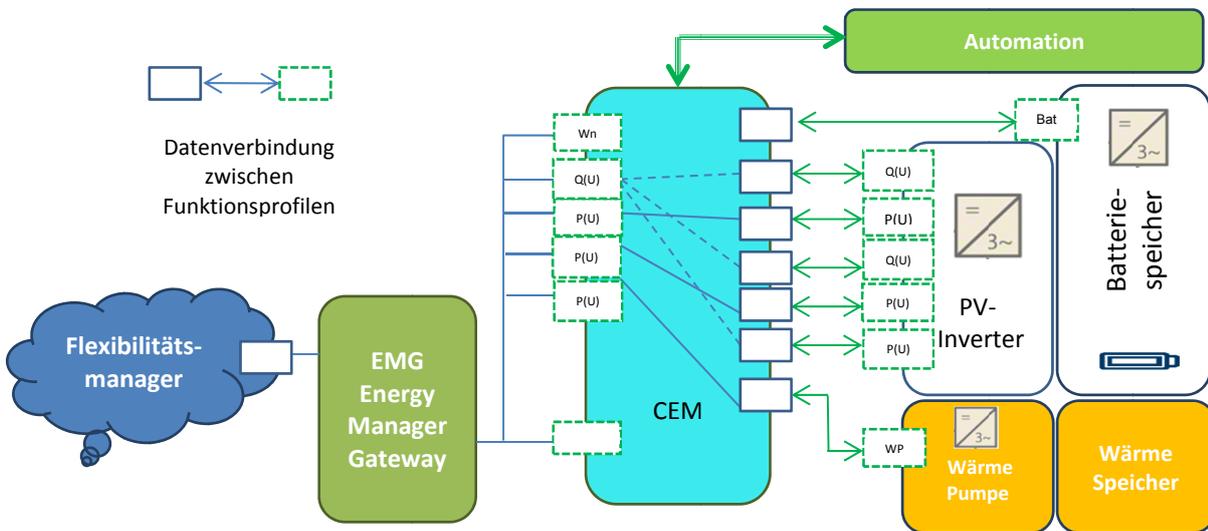
In Figur 10 ist anhand der 2 Funktionen „Volt-Watt Modes“ ($P(U/U_{ref})$) und „Configurable Volt/VAR Curves“ ($Q(U/U_{ref})$) dargestellt wie Funktionsprofile in Geräten gebündelt werden.

Diese Darstellung ermöglicht damit eine modulare Beschreibung der Architektur. So kann z.B. für das Leistungsmanagement P von U für jeden in der Anlage vorkommenden PV Inverter (oder die drei Phasen P1, P2 und P3) abgebildet werden während die Blindstromkompensation vom CEM in einem Profil abgebildet wird (Siehe auch Figur 11).



Figur 10: Zusammenhang zwischen Gerät und Funktionsprofilen

Figur 11 zeigt die Verbindungen des CEM's mit „seinen“ Geräten mittels Funktionsprofilen. Die Skizze fokussiert auf den PV-Inverter und zeigt nur einen Ausschnitt der Datenverbindungen.



Figur 11: Funktionsprofile mit Zuweisung zu Geräten

Der CEM bündelt in diesem Beispiel alle $Q(U/U_{ref})$ Profile des PV-Inverters und bildet diese gemeinsam zum verteilnetzseitigen Flexibilitätsmanager ab. Auf diese Weise kann der CEM beispielsweise vom netzseitigen Flexibilitätsmanager einen von der Rückspeisung unabhängigen Blindstromanteil zugewiesen erhalten.

Alle Leistungsbezogenen Grössen will der CEM unter lokaler Kontrolle behalten weil er selbst über die Nutzung der lokalen Produktion verfügen will. Damit optimiert er seinen Eigenverbrauch pro Phase und kann trotzdem den Ansprüchen des netzseitigen Flexibilitätsmanagers genügen.

3.2 Detaillierte Beschreibung des FP's $Q(U/U_{ref})$

Das folgende detaillierte Beispiel beschreibt die Aspekte des der Funktion VV: Configurable Volt/VAR Curves ($Q(U/U_{ref})$).

Diese Funktion wird benutzt, um dem am technischen Detail interessierten Leser aufzuzeigen, wie SmartGridready® existierende Kommunikationsstandards und Geräte mit dem Label referenzieren und einbeziehen will. Es erlaubt es dem Integrator Interoperabilität zwischen dem netzseitigen IEC Standard und dem gebäudeseitigen Modbus TCP Standard zu erreichen.

3.2.1 Funktionsbeschreibung

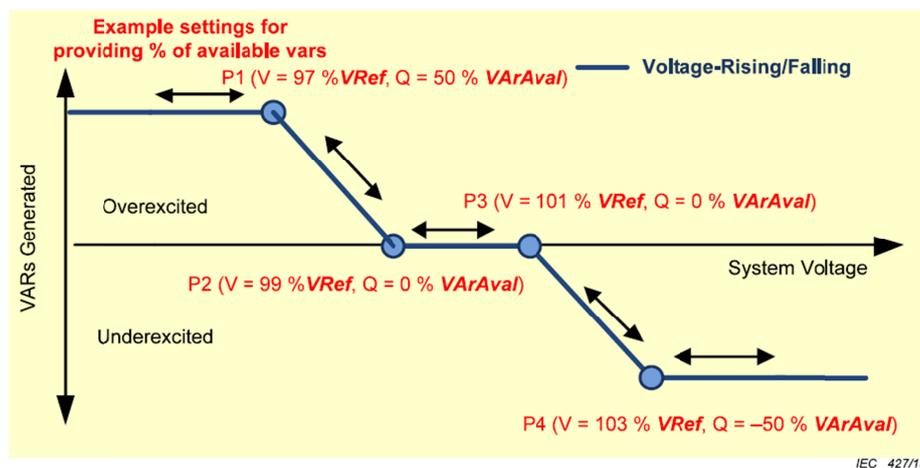
Die Blindleistung in Funktion der Abweichung von der Betriebsnennspannung des Netzanschlusses $Q(U/U_{ref})$ ermöglicht eine Beeinflussung der Spannung durch induktive Blindleistung (Absenkung) oder kapazitive Blindleistung (Erhöhung).

Die Blindleistungskompensation kann auf 4 verschiedene Arten konfiguriert werden, welche in Tabelle 21 dokumentiert sind.

Betriebsmode	Beschreibung
VV11: Q(U) normal	Die maximal mögliche Wirkleistungsausgabe wird optimiert.
VV12: Q(U) WMax	Die Blindleistungskompensation wird bis zu 100% WMax erhöht.
VV13: Q(U) statisch	Die Blindleistungskompensation ist immer xx % der maximal verfügbaren Blindleistung
VV14: Q passiv	Es erfolgt keine Blindleistungskompensation

Tabelle 21 : Betriebsmode für $Q(U/U_{ref})$

Betriebsmode VV11

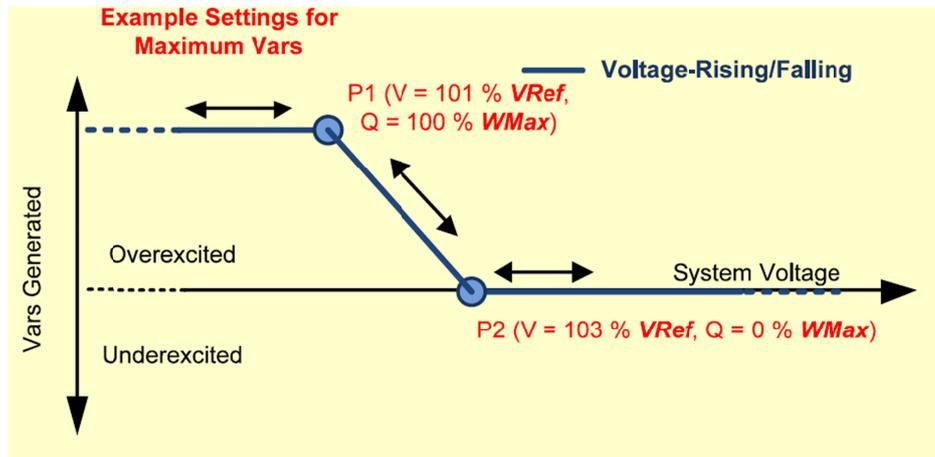


Figur 21: Beispiel einer Konfiguration für Betriebsmodus VV11

Die Blindleistung wird mit den Parametern im Beispiel in Figur 21 auf 50% von **VArAval** begrenzt, der maximal verfügbaren Blindleistung ohne signifikante Reduktion der Wirkleistung. Dieser Modus ermöglicht auch eine Kompensation von rückfließender Wirkleistung bei Überspannung.

Betriebsmode VV12

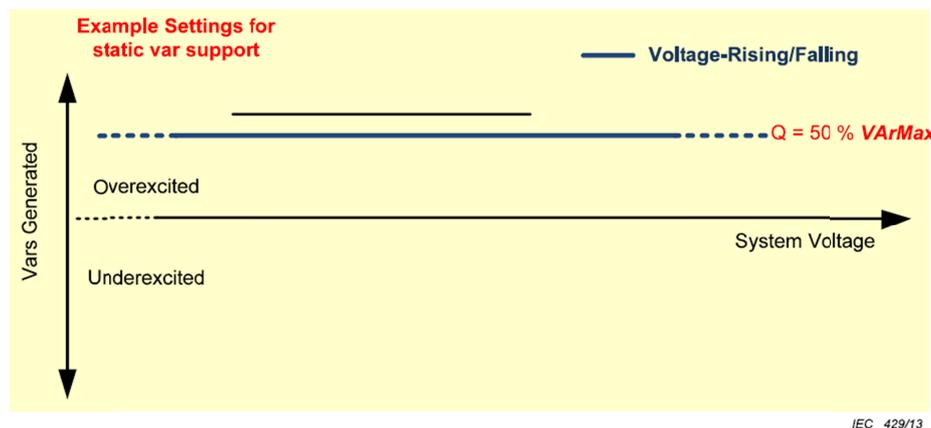
In dieser Betriebsart erlaubt Blindleistungskompensation solange die definierte maximale Wirkleistung nicht überschritten wird.



Figur 22: Beispiel einer Konfiguration für Betriebsmodus VV12

Das Beispiel in Figur 2 zeigt eine Konfiguration, welche bei 3% Überspannung die Blindleistungskompensation einschaltet und bis zu U_{ref} die Kompensation linear auf den Betrag der maximal zulässigen Wirkleistung erhöht. Dieser Modus dient dem Verteilnetzbetreiber zur Behebung von kritischen Situationen.

Betriebsmode VV13



Figur 23: Beispiel einer Konfiguration für Betriebsmodus VV13

In diesem Mode ist die die Blindleistung statisch auf xx% der verfügbaren Blindleistung **VARaval** gesetzt.

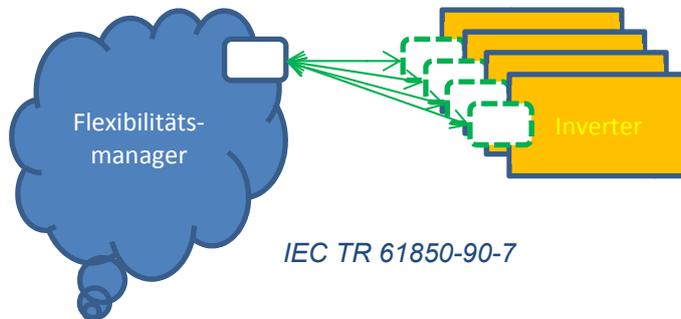
Betriebsmode VV14

In diesem Betriebsmode ist Q(U) ausgeschaltet.

3.2.2 Die Wirkung der Interoperabilität

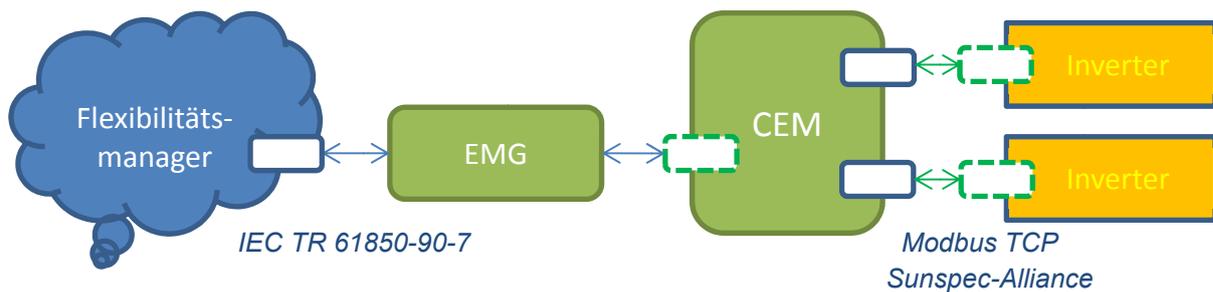
Eine typische Anwendung ist eine SmartGridready® Communicator / SmartGridready® Produkt Beziehung eines netzseitigen Flexibilitätsmanagers welcher direkt mit Grossanlagen kommuniziert. Figur 24 zeigt eine solche Anwendung auf.

Die Kommunikation erfolgt gemäss den Definitionen in IEC 61850-90-7 direkt zum Inverter.



Figur 24: Flexibilitätsmanager mit mehreren Grossanlagen

Für diese Kommunikation wird nur eine Definition verwendet, nämlich die Standards der IEC 61850 Familie für Distributed Energy Resources.



Figur 25: Flexibilitätsmanager mit einem CEM (Customer Energy Manager)

In der in diesem Dokument beschriebenen Anlage (Figur 25) nimmt der zentrale CEM mit einem oder mehreren virtuellen Funktionsprofilen die gleiche Rolle wahr wie in Figur 24 ein einzelner Gross-Inverter.

Der gleiche netzseitigen Flexibilitätsmanager wie in Figur 24 sieht im CEM dadurch eine virtuelle PV-Anlage mit z.B. 240 kW peak als wäre eine grosse ZEV Anlage eine reine PV-Produktionsanlage. Das erleichtert diesem netzseitigen Flexibilitätsmanager die Aufgabe, weil der alle Distributed Energy Resources mit IEC TR 61850-90-7 Funktionen optimieren kann.

In diesem Fall muss ein Gateway eingesetzt werden, weil kleinere PV-Inverter mit anderen Bussystemen arbeiten als dies in Gross-Inverter-Anlagen.

Diese Interoperabilität über einen weiten Bereich der Energieversorgung wird dank dem durch SmartGridready® bewirtschafteten Informationslayer ermöglicht.

Durch die Fokussierung auf die Flexibilität bleibt die Datenmenge übersichtlich, durch die Einschränkung auf die jeweilige SmartGridready® Communicator / SmartGridready® Produkt Beziehung wird auch der Anwendungsfall für die Beteiligten übersichtlich.

Die auf diese Weise definierte Interoperabilität führt weiter zu einer vereinfachten Marketingsprache mit sich wiederholenden Begriffen.

3.3 Detaillierte Beschreibung der Datenpunkte

3.3.1 Struktur des Funktionsprofils (FP)

FP: VV Volt / Var Curves		Name	Obl.	In/out	Typ	Beschreibung
Steuerungsdaten		OpModConVar	x	in	bool	Betriebsmode der Q(U) Funktion
Bezeichnung	obl. in/out	IssueResponse		out	bool	Rückmeldung des aktuellen Betriebsmodus
OpModConVar	X in	Issue_Q_CurveSelect	x	in	Integer	Steuerfunktion für Kurvenselektion
IssueResponse	out	OpModeCtrl		in	Struktur	Zeitkonstanten für Reaktionsfenster, Rampenzeit und Rückfallzeit in Sekunden
IssueCurveSelect	X in	VArAval		out	Float	Verfügbare Blindleistung
OpModeCtrl	in					
VArAval	out					
Konfigurationsdaten (in/out)		Name	Obl.	Typ	Beschreibung	
Bezeichnung	obl.	QvU_1	x	Struktur	Konfigurierbare Kurve für Q(u) in %	
QvU[1..n]	X {1}	QvU_2 ... n		Struktur	weitere konfigurierbare Kurve für Q(u) in %	
Wmax	X	WMax	x	Float	Maximale Wirkleistung	
VArMax	X	VArMax	x	Float	Maximale Blindleistung	

3.3.2 Steuerungsdaten

Obligatorische Steuerungsdatenpunkte (obligatorisch)

OpModConVar (Input)

Datentyp: Bool

Beschreibung: Schaltet den aktuellen Mode ein oder aus

Gültige Werte: TRUE / FALSE

Verhalten bezüglich SmartGridready® Stufen: wirksam Stufe 1 – 4

Issue_Q_CurveSelect (Input)

Datentyp: Integer_32

Beschreibung: Kurvenindex für die Selektion einer Q(U) Kurve vom Datentyp „generische Kurve“

Gültige Werte: 0 ...n bei n-1 Tabellen oder Pointer auf generische Kurve

Verhalten bezüglich SmartGridready® Stufen: Stufe 3 und höher

OpModCtrl (Operational Mode Control)

Setzt die Zeitparameter für die Ausführung der nachfolgenden Zustandsänderung des Gerätes

OpModCtrl.WinTms

Datentyp: Integer_32

Beschreibung: Zeitfenster in Sekunden, in welchem die Funktion gestartet sein muss. Die Funktion wird zufällig zwischen 0 Sekunden und der gesetzten Zeit gestartet. 0 bedeutet sofort.

Gültige Werte: 0 bis gerätespezifischen Maximalwert

Verhalten bezüglich SmartGridready® Stufen: alle Stufen

OpModCtrl.RvrtTms

Datentyp: Integer_32

Beschreibung: Timeout in Sekunden nach welchem die Funktion in ihren Defaultstatus zurückfallen muss. Ohne Wiederholung

Gültige Werte: 0 (kein Timeout) bis gerätespezifischen Maximalwert

Verhalten bezüglich SmartGridready® Stufen: alle Stufen

OpModCtrl.RmpTms

Datentyp: Integer_32

Beschreibung: Die Ramptime definiert die Übergangszeit vom aktuellen Status bis zum Erreichen des neuen Zustandes

Gültige Werte: Gerätespezifisch

Verhalten bezüglich SmartGridready® Stufen: alle Stufen

Optionale Steuerungsdatenpunkte (o=optional)

IssueResponse (output)

Kommandos werden ab SmartGridready Stufe 4 mit dieser Response bestätigt

Datentyp: Bool

Beschreibung: Bestätigt die TRUE wenn die Ausführung erfolgreich war

Gültige Werte: TRUE / FALSE

Verhalten bezüglich SmartGridready® Stufen: Stufe 4 und höher

VArAval (output)

Aktuell verfügbare Blindleistung

Datentyp: Float

Beschreibung: Aktuell verfügbare Blindleistung in Var (+kapazitiv,-induktiv)

Gültige Werte: TRUE / FALSE

Verhalten bezüglich SmartGridready® Stufen: Stufe 4 und höher

3.3.3 statische Daten

Obligatorische statische Datenpunkte

QvU_1 (generische Kurve, Struktur)

Die generische Kurve enthält die Konfiguration einer Kurve

QvU_1.PairArray

Datentyp: array[x][y]

Beschreibung: Array von floating Point Werten mit Punktepaaren von X und Y Werten

Gültige Werte: floats

Verhalten bezüglich SmartGridready® Stufen: alle Stufen

QvU_1.IndpInputs

Datentyp: enumeration

Beschreibung: Einheit der unabhängigen (Input) Werte als Zahl (Selektionsachse)

Gültige Werte:

Wert	Bedeutung
0	Unbekannt
1	Dimensionslos
4	Zeit
29	Volt
33	Hertz
38	Watt
23	Temperatur °C
129	% Volt
133	% Frequenz
138	% Watt
233	Frequenzabweichung

Verhalten bezüglich SmartGridready® Stufen: alle Stufen

QvU_1.DeptRef

Datentyp: enumeration

Beschreibung: Einheit der abhängigen (Output) Werte als Zahl (Werteachse)

Gültige Werte:

Wert	Bedeutung
0	Unbekannt
1	Dimensionslos
2	Var als % von VArMax
3	Var als % von VArAval
4	Var als % von WMax
5	Watt als % von WMax
6	Watt als % von Wref
7	Leistungsfaktor in EEI Schreibweise
99+	Andere

Verhalten bezüglich SmartGridready® Stufen: alle Stufen

QvU_1.RmpPT1Tms (optionales Element)

Datentyp: float

Beschreibung: PT1 Zeitkonstante für 95% der Veränderung

Gültige Werte: float

Verhalten bezüglich SmartGridready® Stufen: alle Stufen

QvU_1.RmpDecTmm (optionales Element)

Datentyp: float

Beschreibung: maximale Änderungsrate eines abhängigen Wertes in Funktion einer Veränderung einer Eingabe eines unabhängigen Wertes bei sinkenden Werten [%/min des Referenzwertes, z.B. WMax]

Gültige Werte: float

Verhalten bezüglich SmartGridready® Stufen: alle Stufen

QvU_1.RmpIncTmm(optionales Element)

Datentyp: float

Beschreibung: maximale Änderungsrate eines abhängigen Wertes in Funktion einer Veränderung einer Eingabe eines unabhängigen Wertes bei steigenden Werten [%/min des Referenzwertes, z.B. WMax]

Gültige Werte: float

Verhalten bezüglich SmartGridready® Stufen: alle Stufen

QvU_1.RmpRsUp (optionales Element)

Datentyp: float

Beschreibung: maximale Änderungsrate eines abhängigen Wertes in Funktion einer Veränderung einer Freigabe eines „Freeze“ der Snapshot Funktion bei steigenden Werten [%/min des Referenzwertes, z.B. WMax]

Gültige Werte: float

Verhalten bezüglich SmartGridready® Stufen: alle Stufen

QvU_1.DeptRefStr (optionales Element)

Datentyp: float

Beschreibung: Abweichung des Nominalwertes des abhängigen Wertes von SeptSnptRef vor Reduktion der Leistungsabgabe

Gültige Werte: float

Verhalten bezüglich SmartGridready® Stufen: alle Stufen

QvU_1.DeptRefStop (optionales Element)

Datentyp: float

Beschreibung: Abweichung des Nominalwertes des abhängigen Wertes von SeptSnptRef vor Freigabe der Leistungsabgabe

Gültige Werte: float

Verhalten bezüglich SmartGridready® Stufen: alle Stufen

QvU_1.SeptSnptRef (optionales Element)

Datentyp: float

Beschreibung: Referenzwert für Snapshot-Wert

Gültige Werte: float

Verhalten bezüglich SmartGridready® Stufen: alle Stufen

WMax

Datentyp: float

Beschreibung: Maximale Wirkleistung in Watt als float

Gültige Werte: positive Werte

Verhalten bezüglich SmartGridready® Stufen: alle

VarMax

Datentyp: float

Beschreibung: Maximale Blindleistung in Var als float

Gültige Werte: ganzer Zahlenbereich

Verhalten bezüglich SmartGridready® Stufen: alle

Optionale statische Datenpunkte (o=optional)

QvU_2..n (generische Kurve)

QvU_2...n

n weitere Q(U) Kurven, welche benutzt werden können.

Definition siehe **QvU_1**

3.3.4 Systemantwort

Die Systemantwort wird mit mittels der 3 Variablen in OpModeCtrl definiert.

Name	m/opt	In/out	Typ	Beschreibung
<i>WinTms</i>	(o)	in	Integer	Zeitkonstante für Reaktionsfenster in Sekunden
<i>RmpTms</i>	(o)	in	Integer	Zeitkonstante für Rampenzeit für den Modus-Übergang in Sekunden
<i>RvtrTms</i>	(o)	in	Integer	Zeitkonstante für Rückfallzeit in Sekunden

Wenn diese optionalen Parameter nicht definiert sind gelten folgende Regeln Defaultdaten.

Rückfall bei Ausfall der Kommunikation (ab SmartGridready Stufe 4)

Der Rückfall erfolgt nach **RvtrTms** Sekunden, welche seit dem letzten Kommando abgelaufen sind

3.3.5 Adressierung

Multicast (Gruppe), Broadcast unter Anwendung einer zufällig innerhalb des **WinTms** Zeitfensters generierten Reaktion, so dass nicht alle adressierten Geräte gleichzeitig reagieren.

Bei Einzeladressierung erfolgt die Reaktion des Gerätes sofort nach Erhalt eines Kommandos.

3.3.6 Minimalbedingungen für Zertifizierung

- Alle obligatorischen (m) Datenpunkte müssen vorhanden sein und den Definitionen entsprechen
- Alle vorhandenen optionalen (o) Datenpunkte müssen den Definitionen entsprechen
- Toleranzen: Wo nicht explizit definiert +/- 2.5%
- Ab SmartGridready Stufe 4 muss die Kommunikation mit einem standardisierten und öffentlich zugängigen Protokoll erfolgen

4 Prüfverfahren

4.1 Funktionen der Geräte des Endnutzers

Das Prüfverfahren richtet sich nach folgenden Grundsätzen:

- Selbstdeklaration durch Hersteller nach Testplan SmartGridready
- Die Deklaration gilt jeweils für eine Kombination von Hardware und Software
- Verwaltung der Testergebnisse durch SmartGridready
- Für Gateways und Geräte ohne formelle Anforderungen an die Bus-Kommunikation: Plug-Fests mit Dokumentation der Testergebnisse
- Geräte mit formeller Anforderung an die Bus-Kommunikation: z.B. BACnet BTL Test, LonMark® Zertifizierung, KNX Zertifizierung, Sunspec Zertifizierung
- Auflistung gemeinsam getesteter Gerätekonfigurationen

Optional: Etablieren einer Rückmeldesystematik als Feld-Qualitätssicherungswerkzeug

4.2 Funktionen der Systeme des Endnutzers

Die Frontfunktionen (am Verbindungspunkt zum „SmartGridready® Communicator“) eines Systems müssen durch „SmartGridready® Produkte“ repräsentiert werden.

Die Geräte müssen einen Flexibilitätsindikator gemäss der noch zu erstellenden Spezifikationen für das installierte System repräsentieren.

4.3 Funktionen des Flexibilitätsmanagers

Ein „SmartGridready® Communicator“ muss alle obligatorischen Datenpunkte der unterstützen Funktionen enthalten.

Die Funktionen eines Flexibilitätsmanager müssen an Plug-Fests getestet und die Resultate des Tests publiziert werden.

5 Weitere Bearbeitung der Informationslayer-Definition

Das vorliegende Dokument ist eine Beispiel-Funktionsbeschreibung SmartGridready® für eine CEM gesteuerte Anlage. Es wird weiterbearbeitet, angepasst und verfeinert. Schon jetzt identifizierte Herausforderungen und offene, aber noch nicht bearbeitete Punkte werden im Folgenden ausgewiesen.

Die Trägerschaft SmartGridready® kann den Informationslayer anhand heute der heute am Markt verfügbaren Lösungen erarbeiten. Dazu ist es wichtig dass alle Stakeholder das bezüglich der Schnittstellendaten verfügbare Wissen bündeln. Dies sollte mindestens im Rahmen von D-A-CH erfolgen, so dass alle wichtigen Hersteller das benötigte Wissen einbringen können.

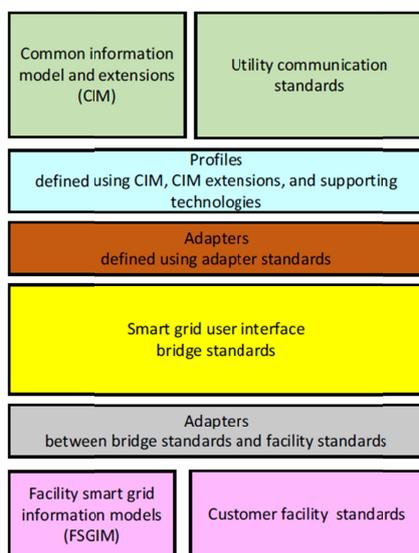
5.1 Europäische Kooperation und Synchronisierung

Es wird eine Europäische Kooperation und Synchronisierung von SmartGridready® angestrebt. Europäische Ansprechpartner sind Hersteller und Organisationen, welche sich mit dem Thema befassen.

In der Folge soll eine nicht abschliessende Liste aufzeigen, welche potentiellen Partner angedacht wurden:

KNX, BIG-EU, EEBUS, Sunspec Alliance (USA), SMA, Fronius, Stiebel-Eltron, Viessmann, CTA, ABB, Weisshaupt, WAGO, Sauter, Beckhoff, Siemens, Schneider-Electric, Görlitz, Landis&Gyr, V-Zug, Miele, Virtual Global Systems, Swisscom TIKO, Startups... und viele weitere.

5.2 Abgleich mit internationaler Standardisierung und Kommunikationslayer



Die Definitionen sollen gemäss dem IEC TS 62939-2 ⁵⁾ erstellt werden. Die Informationslayer (Fig. 50 Smart grid user interface bridge standards) sollen durch die Trägerschaft SmartGridready® erarbeitet werden. Dies muss in enger Zusammenarbeit mit den Standardisierung erfolgen, u.a. mit CEN TC 247 WG 4, CENELEC TC205 WG 18, IEC TC 57 WG 21 und IEC Systemkomitee SC8b.

Die Publikation könnte z.B. nach einer 2 Jahresfrist im IEC SC 8b „Decentralized Electrical Energy Systems“ mittels eines NWIP (New Working Item Proposal) erfolgen und durch den üblichen formalen IEC Prozess gehen.

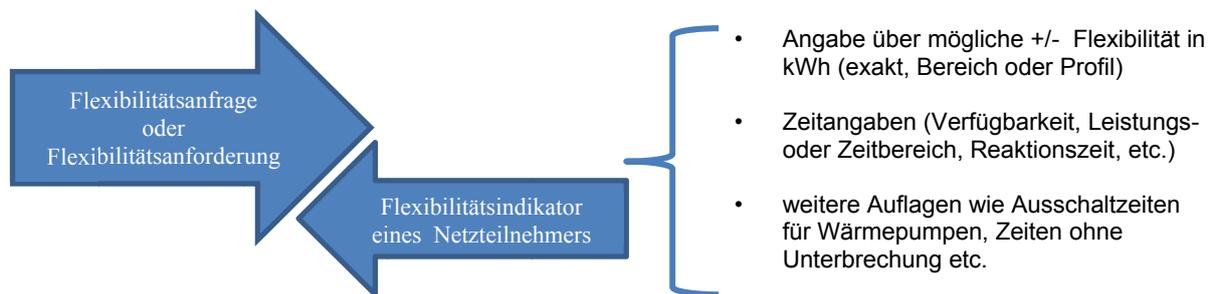
Die Adaptern sollen durch die Partnerorganisationen (z.B. BACnet, KNX, Sunspec Alliance etc) erstellt und in ihrem jeweiligen Umfeld publiziert und formell standardisiert werden. Das Kapitel 6 IEC TS 62939-2 enthält eine entsprechende Wegleitung.

Figur 50 Architektur das Smart Grid User Interfaces

5.3 Entwicklung des Flexibilitätsindikators

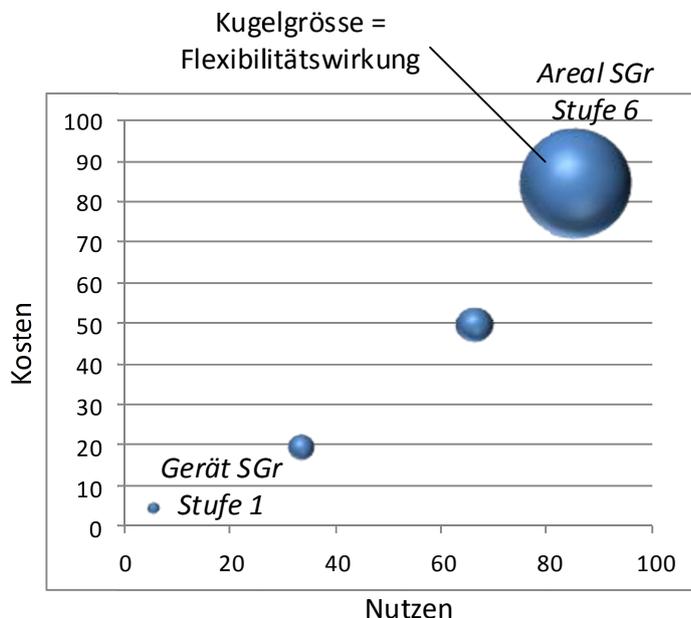
Der Flexibilitätsindikator soll drei Wirkungen erzeugen:

- Die Spezifikation der Antwort auf eine Flexibilitätsanforderung (Demand Side Management, DSM) oder eine Flexibilitätsanfrage (Demand Response, DR).
- Die Spezifikation der Flexibilitätseigenschaft eines Produktes, eines Gebäudes oder eines Areals zur Differenzierung im Marketing
- Die Datentechnische Antwort für die höheren Stufen von SmartGridready®



Figur 51: Die Idee des Flexibilitätsindikators

Der Flexibilitätsindikator ist noch nicht Teil der generischen Definition, da diese Eigenschaft gemeinsam mit den Stakeholdern entwickeln werden muss. Figur 52 zeigt die Problematik dieser Aufgabe:



Für Geräte *SmartGridready® Stufe 1* reicht eine Selbstdeklaration mit der Angabe der Geräteeigenschaften. Für diese Deklaration sollte die neue Trägerschaft den Abgleich mit den Aktivitäten des EU lot 33 „Smart Appliances“ und dem Smart Readiness Indicator der EPBD in Betracht ziehen.

Bereits bei Gebäuden ist die Wirkung des Gerätes alleine nur teilweise relevant. Bei Wärmeanwendungen zum Beispiel sind die Kerngrößen des Gebäudes und des Wärmespeichers für die Flexibilität entscheidend. Planer müssten für diese Berechnungen mit geeigneten Formeln und Tools unterstützt werden.

Figur 52: Aufwand und Nutzen des Flexibilitätsindikators

Skaliert man den Flexibilitätsindikator auf ein Areal der *SmartGridready® Stufe 6* würde eine 100%ige Simulation der Anlage den grössten Netznutzen erzeugen („digitaler Zwilling“).

5.4 Klärung von Systemfragen

Hier gibt es eine Anzahl von Fragen, die in einem reellen System auftreten resp. auftreten können:

- Inbetriebnahme eines Systems
- Fail-Safe Situationen bei Verlust der Kommunikation zum CEM
- „Wiedereinfädeln“ bei der Rückkehr zum „Normalzustand“
- Konfigurationsänderungen in den Systemteilen
- Software-updates und Fehlerkorrekturen
- Einführung von „Stufen“ im Label und deren Auswirkung auf bestehende Systeme
- Versionen der „Stufen-Definitionen“
- Handeingriffe und Wartungen von Teilen des Systems
- Diagnostik
- etc.

5.5 Abgleich mit Organisation SmartGridready®

Die vorliegende Definition soll durch die Organisation SmartGridready® formell abgenommen und weiterentwickelt werden.

5.6 Klärung der Auswirkung der Elektromobilität

Die Elektromobilität stellt neue Anforderungen bezüglich Netzlast bei Gleichzeitigkeit des Ladevorgangs vieler Fahrzeuge. Dieses Problem besteht auch innerhalb des spezifizierten Leistungsbereiches (Erhitzung der Kabel).

Der folgende Use Case soll betrachtet werden:

Eine Netzmanagement-Tool kennt über Smart Meter oder vernetzte Wechselrichter die Spannungen, Wirk- und Blindleistungen. Dabei wird z.B. festgestellt, dass die Elektrofahrzeuge an einem Netzsegment im Wohnbereich eine Scheinleistung erzeugen, welche zu einer kritischen Erwärmung des Netzkabels führen.

Das Tool kennt aus den Flexibilitätsindikatoren der Geräte, welche Kompensationsmöglichkeiten bestehen. Mit einer Mischung von Flexibilitätsanforderungen für Blindstromkompensation (PV Wechselrichter) und Lastreduktion (Ladegeräte) soll diese kritische Situation bereinigt werden.

6 Anhang

6.1 Begriffe und Abkürzungen

CEM	Customer Energy Manager
CEN	European Committee for Standardization
CENELEC	European Committee for Electrotechnical Standardization
CEN TC 247 WG 4	Committee: Open System Data Transmission
CENELEC TC 205 WG 18	Committee: SmartGrids
DR	Demand Response: Einsatz der Flexibilität auf Basis von einem geeigneten Anreiz. In diesem Fall liegt der Einsatzentscheid beim Besitzer der Flexibilität zur Optimierung gemäss unterschiedlichen Zielen.
DSM	Demand Side Management: Die Flexibilität wird von einem Dritten direkt mit oder ohne Vorgabe von Sollwerten gesteuert. Diese Steuerung kann auch über einen fest programmierten Algorithmus erfolgen, wie z.B. eine Reaktion aufgrund der Spannung oder des Blindleistungsanteils.
EMG	Energy Management Gateway
EPBD	EU Gebäudedirektive: Energy Performance of Buildings Directive
ETSI	European Telecommunications Standards Institute
EVU	Elektrizitäts-Versorgungs-Unternehmung
FP	Funktionsprofil: Je nach verwendeter Technologie werden auch die Begriffe „Klasse“ (Objektorientierte Programmierung), „Funktionsblock“ (grafische Programmierertools) oder „Objekt“ (z.B. BACnet) im gleichen Sinne verwendet.
IEC	International Electrotechnical Commission
IEC TC 57 WG 21	Committee: Interfaces and protocol profiles relevant to systems connected to the electrical grid
IEC Systemkomitees SC8b	Committee: Decentralized Electrical Energy Systems
LNAP	Local Network Access Point
M441	Mandat der EU SG-CG für die Erstellung einer Smart Meter Architektur
M490	Mandat der EU SG-CG für die Erstellung einer Architektur Energiemanagement / Flexibilitätsangebote
NNAP	Neighbourhood Network Access Point
PV	Photovoltaik
SG-CG	Smart Grid Coordination Group CEN-CENELEC-ETSI
SGUI	Smart Grid User Interface; z.B. die Schnittstelle vom Smart Grid zum Gebäude
SmartGridReady® Communicator	Ein SmartGridReady® Communicator ist eine Funktion, z.B. als Teil eines Customer Energy Managers (CEM), eines Leitsystems oder einfach eine Software App auf einem Gerät. Ein Communicator koordiniert eine Gruppe von elektronischen Geräten bezüglich Flexibilitätsfunktionen
SmartGridReady® Products	SmartGridReady® Products sind gelabelte Geräte als Erzeuger, Verbraucher, Speicher, EFZ-Ladestationen, Waschmaschinen, Wärmepumpen, Wechselrichter, etc.
VNB	Verteilnetzbetreiber
WP	Wärmepumpe
ZEV	Zentralverbund Eigenverbrauch

6.2 Quellenverzeichnis

	Titel	Datum	Publikation	Bemerkungen
1	Generische Definition des Labels SmartGridready®	2018	Gruppe SmartGridready®	Todo:
2	SG-CG Use Case Management		SG-CG M490	http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert_group1_sustainable_processes.pdf
3	SG-CG Flexibilität		SG-CG M490	https://www.dke.de/resource/blob/765960/15830d5d12154cea42401f5664c4ed88/flexibility-management-data.pdf
4	Use Case Definition			IEC TR 62746-2, www.iec.ch
5	IEC TS 62939-2	2018	IEC	Smart Grid User Interface: Architecture and Requirements
6	Richtlinie (EU) 2016/1148 des Europäischen Parlaments (EU)	2017		Maßnahmen zur Gewährleistung eines hohen gemeinsamen Sicherheitsniveaus von Netz- und Informationssystemen http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32016L1148
7	The Power to Choose, Demand Response in Liberalised Electricity Markets	25-11-2003	OECD / IEA 92-64-10503-4	ISBN: 9789264105041
8	DNP 3 Mapping			https://www.nist.gov/sites/default/files/document/smartgrid/12-IEC_61850_DNP3_Mapping.pdf
9	Sunspec Modbus Mapping			https://sunspec.org/download/
10	IEC 61850 Normen	-	IEC	http://www.copa-data.com/iec-61850-de/?url=http://www.copa-data.com/iec-61850-de/&ppc_keyword=iec%2061850%20pdf&qclid=EA1aIQobChMllp22oeGF3wVTOh3Ch1DwxwEAAAYASAAEqKre_D_BwE
11	IEC TR 61850 -90-7	2013	IEC	Object models for power converters in distributed energy resources (DER) systems
12	EN 50491-12-1	2018		Interface between the CEM and Home/Building Resource
13	EN 50090			KNX-Familie