

# FNN-Hinweis



## Anwendung der IEC 61850

**Erstellung von Basic Application Profiles (BAP)**

**FNN**

**VDE**

## Impressum

© Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN)

Bismarckstraße 33, 10625 Berlin

Telefon: + 49 (0) 30 3838687 0

Fax: + 49 (0) 30 3838687 7

E-Mail: [fnn@vde.com](mailto:fnn@vde.com)

Internet: <http://www.vde.com/fnn>

Juli 2016

## **Anwendung der IEC 61850**

**Erstellung von Basic Application Profiles (BAP)**

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Intention</b>	<b>8</b>
<b>2</b>	<b>Kontext</b>	<b>9</b>
<b>3</b>	<b>Erläuterung BAP/BAIOP</b>	<b>10</b>
3.1	Basic Application Profile	10
3.2	Basic Application Interoperability Profile	15
<b>4</b>	<b>Verwendete Methodik</b>	<b>16</b>
4.1	Use Case	16
4.2	Technische Lösung in der textuellen Beschreibung	16
4.3	UML-Beschreibung	16
4.3.1	Komponentendiagramm	16
4.3.2	Komponente	17
4.3.3	Schnittstelle	17
4.3.4	Port	17
4.4	Sequenzdiagramm	18
4.4.1	Lebenslinie	18
4.4.2	Nachricht	18
4.4.3	Zustandsinvarianz	18
<b>5</b>	<b>Randbedingungen</b>	<b>19</b>
5.1	Allgemeine Festlegungen	19
5.2	Modellierung von externen Signalen	19
5.3	Beschreibung von Clients	20
5.4	Testen	20
5.5	Performance requirements	21
<b>6</b>	<b>Use Cases</b>	<b>22</b>
6.1	Use Case Steuerung von Schaltgeräten	22
6.1.1	Allgemein	22
6.1.2	Use Case Beschreibung	22
6.1.3	Decomposition	22
6.1.4	Teil Use Case Steuern, unverriegelt	23
6.1.5	Teil Use Case Verriegelung	23
6.1.6	Teil Use Case 1-aus-n	29
6.2	Use Case Migration IEC 60870-5-103 (Profilkonverter)	34
6.2.1	Allgemein	34
6.2.2	Use Case Beschreibung übergeordnet	34
6.2.3	Decomposition	34
6.2.4	Teil Use Case Beschreibung Schutzmeldungen	34
6.2.5	Teil Use Case Kombigerät	38
6.2.6	Teil Use Case Störschreibentsorgung	41
6.2.7	Teil Use Case Parametersatzumschaltung mit Umschalten von vorbereiteten Parametersätzen	44
6.3	Use Case Online-Schreiben von Parametern	46

6.3.1	Lösungsbeschreibung.....	46
6.3.2	Performance requirements .....	46
6.3.3	Infoobjekte Modell.....	46
6.3.4	Services .....	46
6.3.5	UML Beschreibung .....	47
<b>7</b>	<b>Ausblick.....</b>	<b>49</b>
7.1	Hinweis auf Funktionserweiterung durch BAP Kombination .....	49
7.2	Basic Service Profiles .....	49

## Abbildungsverzeichnis

Bild 1	Methodik zur Definition von BAPs .....	11
Bild 2	Zusammenwirken von BAPs .....	12
Bild 3	Gesamtdarstellung des BAP Konzepts .....	13
Bild 4	Vorteile des BAP Konzepts .....	14
Bild 5	Komponentendiagramm .....	16
Bild 6	Komponente .....	17
Bild 7	Port .....	17
Bild 8	Sequenzdiagramm .....	18
Bild 9	Musteranlage .....	24
Bild 10	Zentrale Anlagenverriegelung in dezidierter Feldeinheit .....	24
Bild 11	Komponentendiagramm Verriegelung .....	25
Bild 12	Sequenzdiagramm Verriegelung .....	26
Bild 13	Normalablauf .....	28
Bild 14	Komponentendiagramm - 1-aus-n Kontrolle .....	29
Bild 15	Sequenzdiagramm - 1-aus-n Kontrolle .....	30
Bild 16	Sequenzdiagramm - 1-aus-n Kontrolle Abbruch .....	31
Bild 17	Abbruch .....	32
Bild 18	Komponentendiagramm Störschriebentsorgung .....	44
Bild 19	Sequenzdiagramm Störschriebentsorgung .....	44
Bild 20	Komponentendiagramm Parametersatzumschaltung .....	45
Bild 21	Sequenzdiagramm Parametersatzumschaltung .....	46
Bild 22	Komponentendiagramm Online-Schreiben von Parametern .....	47
Bild 23	Sequenzdiagramm Online-Schreiben von Parametern .....	48

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Check condition type .....	23
Tabelle 2	Verwendete Logische Knoten .....	35
Tabelle 3	Übergeordnete Schutzmeldungen .....	35
Tabelle 4	Distanzschutz spezifische Meldungen .....	36
Tabelle 5	Fehlerorter, Automatische Wiedereinschaltung, Erdschlusserfassung, LS-Versager .....	36
Tabelle 6	CommonDataClasses (CDC) (DO-Types) .....	38
Tabelle 7	Befehle und Rückmeldungen .....	40
Tabelle 8	Betriebsmesswerte .....	41

## Abkürzungsverzeichnis

AFE	Automatische Frequenzentlastung
AWE	Automatische Wiedereinschaltung
BAP	Basic Application Profile
BAIOP	Basic Application Interoperability Profile
CENELEC	Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung
CIF	Central Interface Function / Zentrale Anlagenfunktion
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	intelligentes elektronisches Gerät
LD	Logical Device
LN	Logical Node
SCL	Substation Configuration Language
SGCB	Setting Group Control Block
UCA	International Users Group, not-for-profit corporation
UML	Unified Modeling Language

## 1 Intention

Seit der Veröffentlichung der IEC 61850 (2005) wird von verschiedenen Gruppen (FNN, DKE, ENTSO-E etc.) darauf hingewiesen, dass für einen effektiven Einsatz dieser Norm die Interoperabilität von Produkten und Lösungen für konkrete Aufgabenstellungen (Applikationen) zu verbessern sei. Die in der Norm beschriebenen Konformitätstests (Teil 10) bilden die grundlegende Basis für Interoperabilität. Die im Dezember 2012 erschienene FNN Anwenderempfehlung „IEC 61850 aus Anwendersicht“ [1] beschreibt weitergehende Anforderungen und Restriktionen. Die Freiheitsgrade der Norm (z. B. Funktionsverteilung und Informationsmodellierung, Auswahl unter verschiedenen Diensten für die Kommunikation von Informationen, Verwendung optionaler Informationsobjekte, verschiedene Objekte für Tests), aber auch unterschiedliche Interpretationen der Norminhalte führen allerdings zu Unterschieden bei der Implementierung der IEC 61850 in Produkten.

Dies wiederum erfordert einen hohen Engineeringaufwand in Projekten, z. B. bei der Auswahl geeigneter Geräte (z. B. von unterschiedlichen Herstellern), wenn diese in einem Gesamtsystem mit komplexen Applikationen (mit ihren Abläufen) interagieren sollen.

Diese oben genannten Hinweise wurden von IEC aufgegriffen. Es wird eine Publikation im Kontext der IEC 61850 erarbeitet, bei der die Interoperabilität sowohl in Bezug auf die Kommunikation als auch für die Applikationen durch die Einführung von BAP (Basic Application Profile) und BAIOP (Basic Application Interoperability Profile) verbessert bzw. sichergestellt werden soll.

Der vorliegende Hinweis stellt den derzeitigen Stand zum Thema BAP und BAIOP vor, die Begriffe werden erläutert, die Vorgehensweise bei der Erstellung aufgezeigt sowie die Methode an konkreten Beispielen aus Sicht des Expertennetzwerks „IEC 61850“ vorgestellt.

Dabei wurden bewusst Beispiele mit unterschiedlicher Charakteristik gewählt. So werden zum einen Applikationen mit einem hohen Kommunikationsbedarf zwischen Teilfunktionalitäten gezeigt (z. B. Verriegelung). Zum anderen werden auch einfache Modellierungsempfehlungen für reine Kommunikationsknotenfunktionen thematisiert (z. B. Schutzankopplung).

Die gezeigten Beispiele stellen aus Sicht der Autoren jeweils „eine“ praxisgerechte, technische Lösung der beschriebenen Anwendungsfälle – im folgenden Use Cases genannt – dar. Diese Beispiele haben aber keinen verpflichtenden Charakter, andere Lösungen können ebenfalls die Anforderungen erfüllen und auch normkonform sein.

## 2 Kontext

Dieser Hinweis hat die IEC 61850 Teile der Edition 2 als Grundlage. Bei der Implementierung und Anwendung auftretende Interoperabilitätsprobleme und -fehler werden als sogenannte „technical issues – Tissues“ in einer Datenbank [2] gesammelt, evaluiert und gelöst.

Die Beispiele orientieren sich an der FNN Anwenderempfehlung [1] und an weiteren Veröffentlichungen der DKE [3][4]. Seinerzeit noch auf die Edition 1 der IEC 61850 bezogene Papiere werden dabei auf die aktuelle Edition 2 sinngemäß fortgeschrieben und interpretiert.

Wie schon in der FNN Anwenderempfehlung [1] wird das Thema Prozessbus nicht betrachtet. Die vorgestellten Methoden können aber entsprechend erweitert und angewandt werden.

## 3 Erläuterung BAP/BAIOP

### 3.1 Basic Application Profile

Zur Verbesserung der Interoperabilität von Gerätekomponenten der digitalen Stationsleittechnik wurde von CENELEC im Zuge der Erstellung des sogenannten „Smart Grid Interoperability reports“ [5] ein Konzept vorgeschlagen, um mittels Profilverfestlegungen von fundamentalen Anwendungsfunktionen der Stationsleittechnik („Basic Applications“) der gegenwärtig unzureichenden Interoperabilität zu begegnen. Dieses Konzept verfolgt einen modularen „bottom-up“ Ansatz, der zum Ziel hat, die Interaktion der einzelnen Logischen Knoten, aus denen die Anwendungsfunktionen gemäß den Festlegungen des Standards IEC 61850 bestehen, sowohl geräteintern („local“) als auch zwischen den Geräten („distributed“) durch Auswahl des Datenmodells und der Kommunikationsdienste im Detail zu beschreiben. Eine Richtlinie zur Erstellung von BAPs wird gegenwärtig von IEC TC 57 WG10 in einer eigenen Taskforce erarbeitet.

Der Standard-Teil IEC 61850-5 bietet eine gute Übersicht über alle in der digitalen Stationsleittechnik üblichen fundamentalen Anwendungsfunktionen. Gemeinsam mit dem sich zum Zeitpunkt der Veröffentlichung in Arbeit befindlichen Technischen Report IEC 61850-7-500 („Use of logical nodes for modelling application and related concepts and guidelines for substations“) stellen diese Dokumente die Grundlage für den modularen Ansatz der Basic Application Profiles (BAP) dar.

Fundamentale Anwendungsfunktionen sind in der Regel nicht mehr sinnvoll teilbar und bestehen aus einem oder mehreren Logischen Knoten, die zur Erfüllung der Anwendungsfunktion zusammenwirken.

Der globale Standard IEC 61850 stellt im Datenmodell der Logischen Knoten eine Reihe von optionalen Datenattributen zur Verfügung, die es bei der Erstellung von Profilen einzuschränken gilt, um Interoperabilität zwischen Geräten zu erreichen.

Im Bild 1 sind das Konzept und der angedachte Prozess dargestellt.



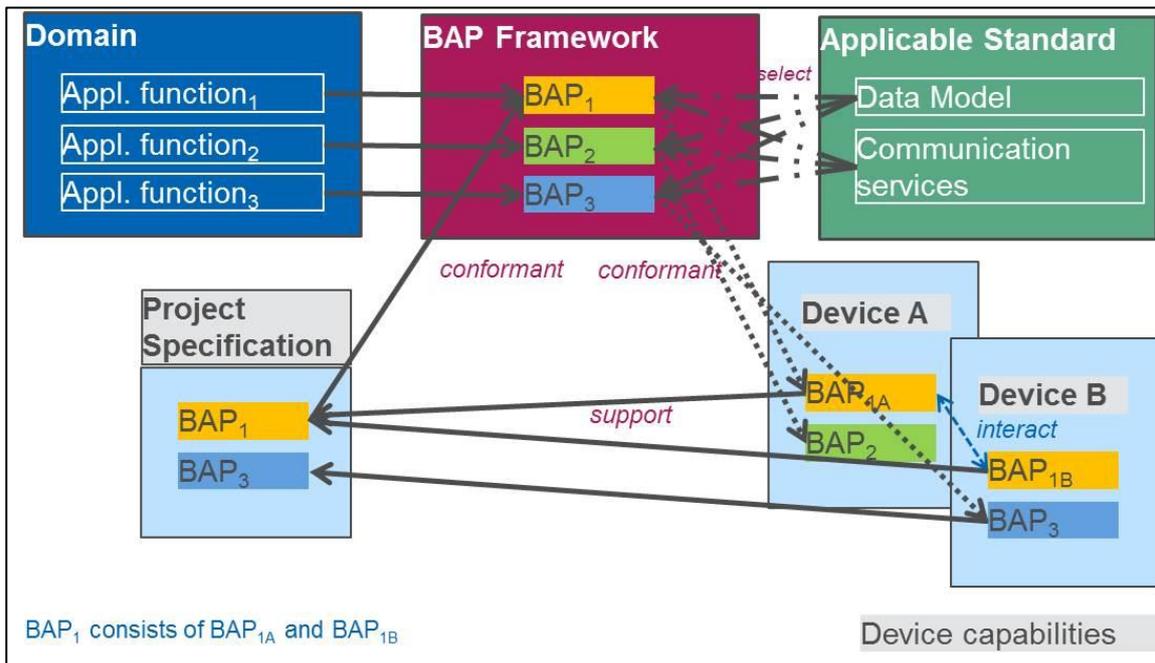


Bild 2 Zusammenwirken von BAPs<sup>2</sup>

Im Bild 2 ist dargestellt, dass BAPs – vergleichbar mit Funktionsbausteinen – zur Spezifikation von Leittechnikkomponenten (IEDs) verwendet werden sollen. Durch die herstellerübergreifende Verwendung von BAPs kann die erforderliche Interoperabilität sichergestellt werden.

Der Kernidee folgend soll ein BAP ein von den Anwendern definierter „gemeinsamer Nenner“ bzw. eine von den Anwendern als häufig eingesetzte und erprobte Implementierung einer fundamentalen Anwendungsfunktion darstellen. Diese erhebt allerdings nicht den Anspruch, eine Übermenge aller möglichen Implementierungsvarianten zu sein.

Um die Anzahl der BAPs für verschiedene funktionale Ausprägungen ein und derselben fundamentalen Anwendungsfunktion zu limitieren, werden funktionale Varianten – jede für sich wieder ohne Optionen – bei der Definition von BAPs erlaubt.

In der Taskforce von IEC TC 57 WG10, die sich mit der Ausarbeitung einer Richtlinie zur Erstellung von BAPs beschäftigt, wurde ein sogenanntes „BAP Template“ (eine Übersicht über die aus Sicht der Normung erforderlichen Inhalte eines BAPs) erstellt, das anhand von Beispielen aus IEC 61850-7-500 (zur Zeit der Erstellung dieses Dokuments) ständig verfeinert wird.

Der derzeit vorliegende Stand des BAP-Templates wird zur Erläuterung in der Originalfassung (englische Sprache) hier angeführt:

■ **Description of the related Application function**

- The description does not include more than “black box” functional behavior specification, algorithms, functional code and detailed instance definitions

<sup>2</sup> Quelle: IEC TR 62361-103 Draft 2nd DC [6]

■ **Logical Architecture**

- Interaction description (diagrams) if the Application function is divided into sub-functions (LN's) which may be distributed in different physical devices

■ **Performance requirements**

- Functional related
- Service related

■ **Allocation variants** (optional) if the allocation of sub-functions into different physical devices can be done in different ways

■ **Description of data model**

- Semantic model
- Syntactic model

■ **Communication services**

■ **Device related requirements** (optional)

- Configuration capabilities
- Communication capabilities

■ **Engineering Tool related requirements** (optional)

Bild 3 stellt zusammenfassend die gesamte Methodik des BAP Konzepts als Übersicht dar:

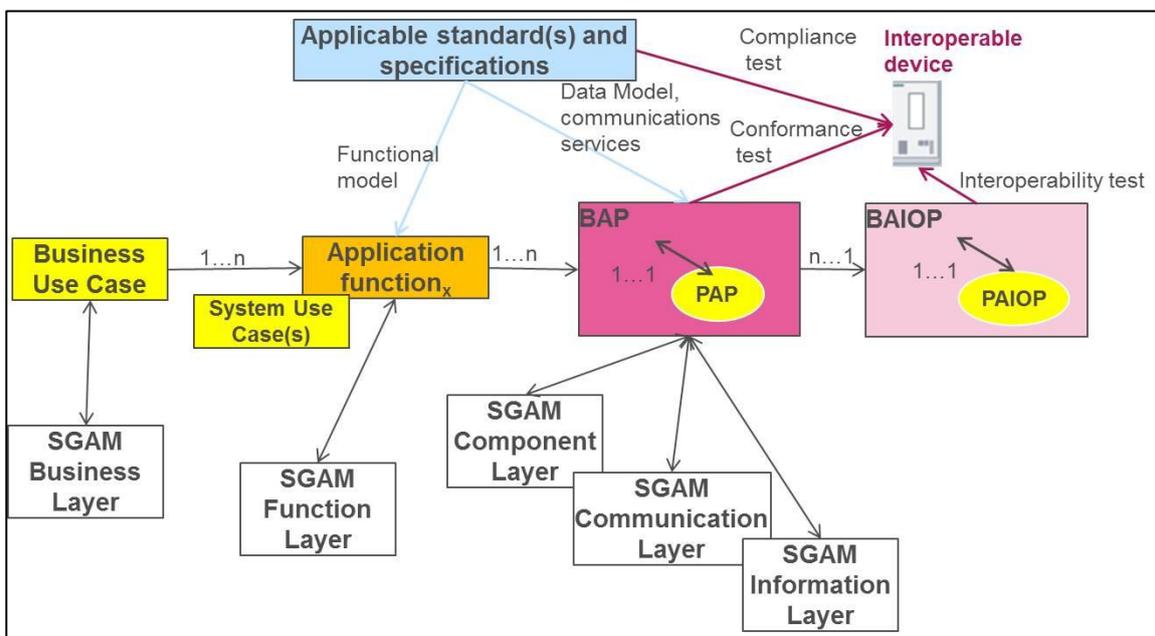


Bild 3 Gesamtdarstellung des BAP Konzepts<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Quelle: CENELEC Report on Interoperability (SG-CG/M490/I\_Smart Grid Interoperability) [5]

Mit Bezug auf Bild 3 sei angemerkt, dass die in den folgenden Kapiteln beschriebenen „Use Cases“ mit Blick auf die Applikation bzw. die Funktionsschicht (Function Layer) entstanden sind.

Zum Erreichen der gewünschten Interoperabilität eines Gerätes ist, wie hier dargestellt, ein erster Conformance Test, der die Normkonformität der IEC 61850 Implementierung prüft und dokumentiert, eine unverzichtbare Voraussetzung. Nur eine bereits auf Normkonformität geprüfte Implementierung von IEC 61850 in Geräten kann die funktionalen Festlegungen in den BAPs erfüllen. Darauf aufbauend kann auf der Grundlage von Basic Application Interoperability Profiles (BAIOPs) in einem weiteren Conformance Test überprüft werden, ob das Interoperabilitäts-Ziel auch im Anwendungssinne erreichbar ist.

Zurzeit gibt es seitens IEC keine Spezifikation des Test-Verhaltens und der zur Anwendung kommenden Schreibweise. In diesem Dokument werden an dieser Stelle jeweils Hinweise auf zu verwendende DataSets und auf das Verhalten von Services gegeben. Daraus können später Test-Spezifikationen abgeleitet werden.

Das Ergebnis einer BAP Definition soll neben den textlichen Definitionen auch in maschinenlesbarer Form (für ein System Configuration Engineering Tool) als Fragment einer .SSD-Datei vorliegen und somit den Prozess des System Engineerings auf Basis der SCL (Substation Configuration Language) bestmöglich unterstützen.

Bild 4 zeigt die zu erwartenden Vorteile des BAP Konzepts für Anwender und Lieferanten:

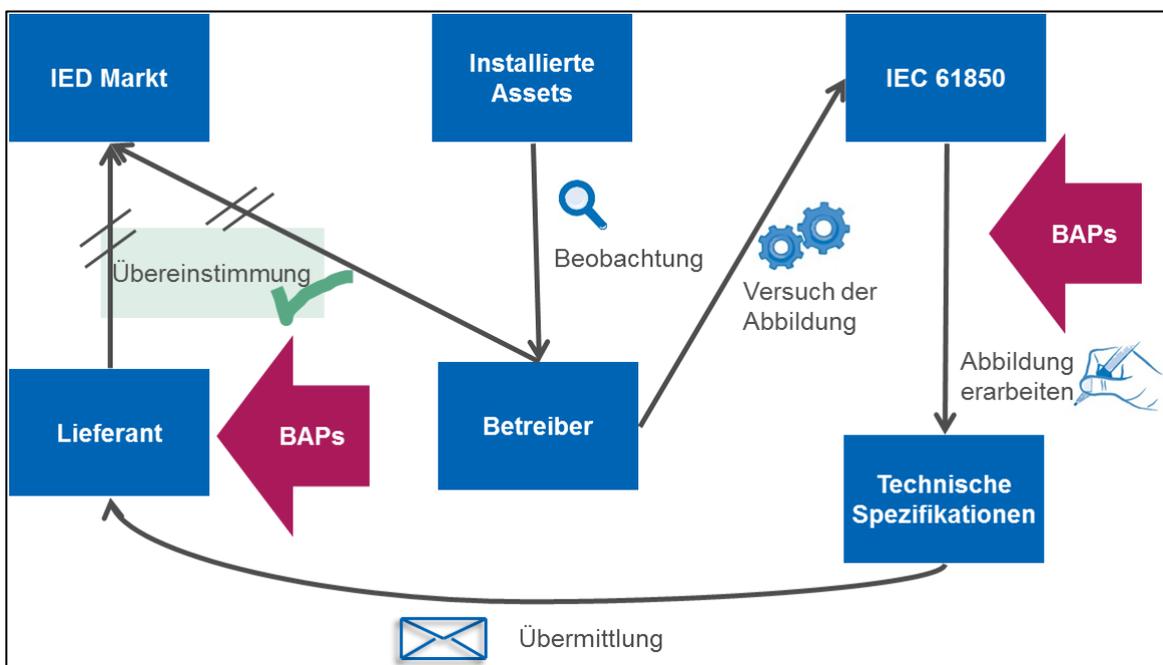


Bild 4 Vorteile des BAP Konzepts<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Eigene Darstellung nach: IEC TC 57 WG 10 Status Report – 2014-11-04 [7]

### 3.2 Basic Application Interoperability Profile

Um die Definitionen eines BAPs im Zuge eines Conformance Tests überprüfen zu können, wird neben der Erstellung des BAPs auch die Erstellung einer zugehörigen Interoperabilitäts-Test Spezifikation (BAIOP) empfohlen. Bei der Erstellung solcher BAP zugehörigen Interoperabilitäts-Test Spezifikationen kommt den Zertifizierungs-Instituten und Test-Laboratorien eine bedeutende Rolle zu. Diese Institute haben das nötige Know-how, um die funktionalen Festlegungen eines BAPs zu überprüfen.

Es macht durchaus Sinn, mehrere BAPs, die funktional zusammenwirken, mittels eines Conformance Tests auf Interoperabilität hin zu überprüfen (BAP → n...1 → BAIOP).

Aus Sicht der Normung sollte ein BAIOP folgende Festlegungen für den Conformance Test mindestens beinhalten:

- Festlegung der Geräte-Konfiguration (welche BAPs sollen enthalten sein)
- Test Konfiguration mit Kommunikations-Infrastruktur (Topologie)
- BAP zugehörige Test-Fälle
- Spezifische funktionale Festlegungen wie z. B. PICS, PIXIT, MICS sofern erforderlich
- Testkonfigurationsspezifische instanziierte Datenmodellierung inklusive erforderlicher Logik
- Testkonfigurationsspezifische Konfiguration der Kommunikations-Dienste

Die BAIOPs werden in einer Fortschreibung dieses Dokuments enthalten sein.

## 4 Verwendete Methodik

### 4.1 Use Case

Ein Use Case ist die Beschreibung einer Applikation mit den prinzipiellen funktionalen Aufgabenstellungen. Diese Beschreibung erfolgt im vorliegenden Dokument einmal textuell, um das Verständnis zu ermöglichen, und darüber hinaus in Form von UML-Diagrammen zur komprimierten, visuellen Darstellung. SCL-Beschreibungen werden zum gegenwärtigen Zeitpunkt nur exemplarisch verwendet.

### 4.2 Technische Lösung in der textuellen Beschreibung

Für eine konkrete technische Lösung sind die folgenden Aspekte zu beschreiben:

- Welche Komponenten sind an der Applikation beteiligt?
- Wie sind die einzelnen Rollen verteilt?
- Wer kommuniziert miteinander, wie verlaufen die Kommunikationsflüsse?
- Welche Informationsobjekte werden für die Applikation benötigt?
- Mit welchen Kommunikationsmethoden (Dienst) werden die Informationen kommuniziert?
- Was sind die Erwartungen an die Applikation für verschiedene Betriebszustände?
- Welche Anforderungen werden an die beteiligten Komponenten gestellt?

Im Rahmen des BAP werden die einzelnen Elemente des Informationsmodells bereitgestellt und die auf sie zugreifenden Services beschrieben. Die konkrete Implementierung (soweit sie die IEC 61850 nicht beinhaltet) und die algorithmische Lösung in der Applikation werden nicht behandelt („local issue“). In der Beschreibung werden vielmehr die einzelnen Komponenten und deren Verteilung wie auch die Informationsflüsse dazwischen dargestellt. Das Verhalten der Applikation (statisch und dynamisch, Normal- und gestörte Zustände) und die dafür benötigten Informationsobjekte werden beschrieben. Die zum Einsatz kommenden Services werden detailliert behandelt sowie auch die „Erwartungen“ an die Reaktion von Servern und Clients.

### 4.3 UML-Beschreibung

#### 4.3.1 Komponentendiagramm

Mit dem Komponentendiagramm (Bild 5) werden die am System beteiligten Komponenten sowie deren Abhängigkeiten untereinander dargestellt.

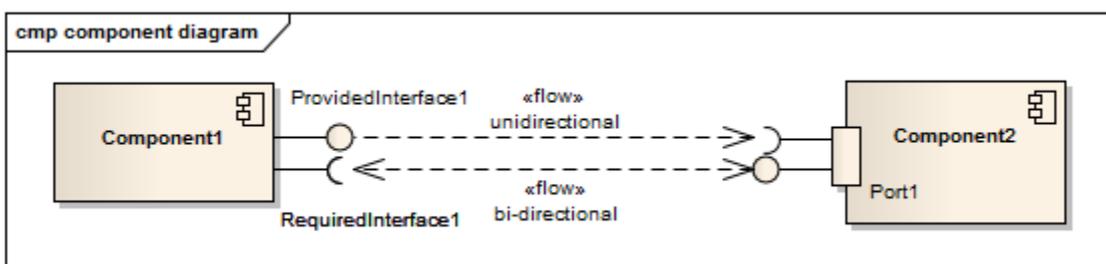


Bild 5 Komponentendiagramm

Das Komponentendiagramm gehört in der UML zu der Gruppe der Strukturdiagramme.

Im vorliegenden Dokument werden mit dem Komponentendiagramm neben der Definition einzelner beteiligter Komponenten auch in übersichtlicher Darstellung die Kommunikationsbeziehungen zwischen den Komponenten modelliert.

Ein detaillierter Kommunikationsfluss zwischen einzelnen Objekten wird mit Sequenzdiagrammen modelliert.

#### 4.3.2 Komponente

Eine Komponente beschreibt einen Teil des Systems. Die Komponente wird dabei über ihre Außenschnittstellen definiert ohne die interne Realisierung zu konkretisieren.

Die Komponente tritt über ihre Schnittstellen mit anderen Komponenten des Systems in Kontakt.

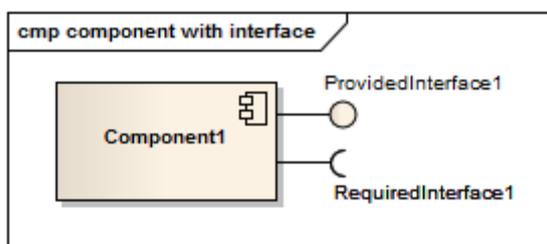


Bild 6 *Komponente*

#### 4.3.3 Schnittstelle

Die Schnittstellen einer Komponente werden unterschieden in die von der Komponente zur Verfügung gestellte und die von der Komponente benötigte Schnittstelle.

Über die Schnittstellen kommunizieren die Komponenten mit anderen am System beteiligten Komponenten. Für die Kommunikation sind prinzipiell immer eine Sende- und eine Empfangsschnittstelle notwendig.

Im vorliegenden Dokument wird die sendende Komponente mit der zur Verfügung gestellten Schnittstelle, die empfangende Komponente mit der benötigten Schnittstelle modelliert.

#### 4.3.4 Port

Mit einem Port können einzelne Schnittstellen einer Komponente gruppiert werden.

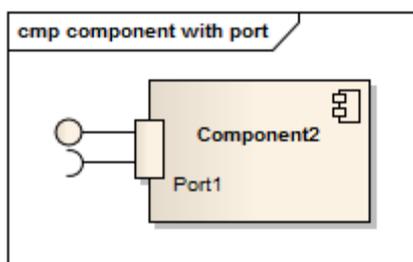


Bild 7 *Port*

#### 4.4 Sequenzdiagramm

Mit dem Sequenzdiagramm wird der detaillierte Informationsfluss zwischen am System beteiligten Komponenten bzw. Objekten modelliert. Neben der Definition der Daten, die kommuniziert werden, wird der chronologische Ablauf der Kommunikation festgelegt.

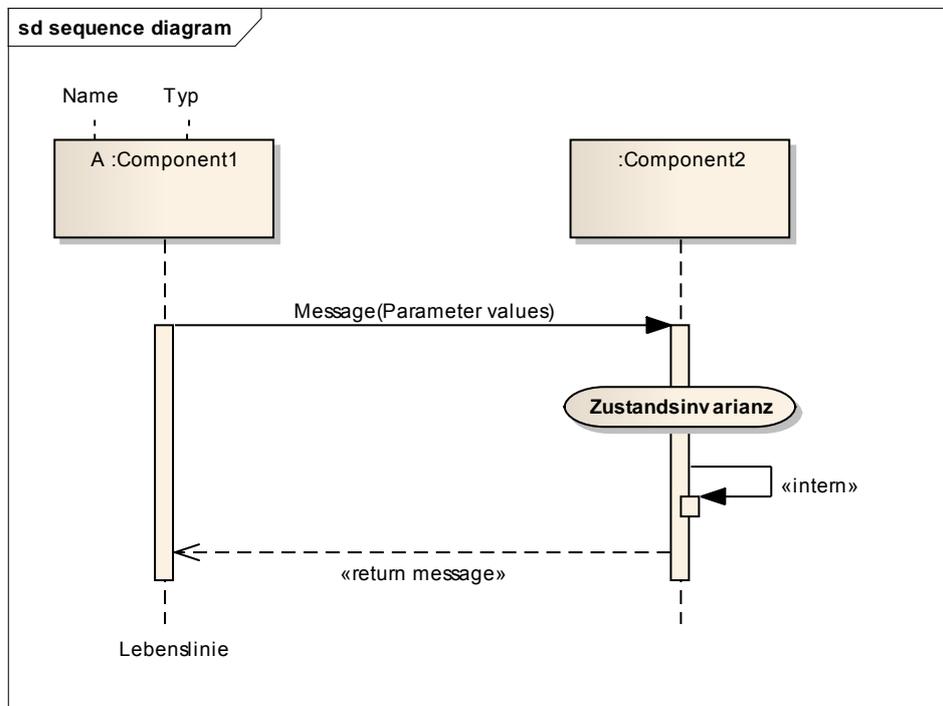


Bild 8 Sequenzdiagramm

Das Sequenzdiagramm gehört in der UML zu der Gruppe der Verhaltensdiagramme.

##### 4.4.1 Lebenslinie

Die Lebenslinie stellt im Sequenzdiagramm ein Objekt als individuellen Teilnehmer einer Kommunikation dar. Im Kopf der Lebenslinie wird der Typ bzw. die Klasse des Objektes sowie bei Bedarf der Objektname angegeben.

##### 4.4.2 Nachricht

Mit der Nachricht wird die gerichtete Kommunikation zwischen zwei Objekten definiert. Hierbei kann der Inhalt der Nachricht als Parameter angegeben werden.

##### 4.4.3 Zustandsinvarianz

Mit der Zustandsinvarianz wird der Zustand oder eine Zustandsänderung eines Objektes spezifiziert.

## 5 Randbedingungen

### 5.1 Allgemeine Festlegungen

Aus Sicht der Autoren sind die folgenden Aspekte bzw. Festlegungen für die Interoperabilität bei der Realisierung von Applikationen notwendig. Sie basieren auf der Anwenderempfehlung [1] und werden hier zentral aufgeführt, da sie in den Beispielen zu den Punkten BAP und BAIOP entweder nicht sichtbar oder nicht explizit beschrieben sind.

- **Modellabgrenzung:**  
In den einzelnen BAP werden nur die für die jeweilige Aufgabenstellung benötigten Elemente beschrieben.
- **Flexible product naming:**  
Es wird vorausgesetzt, dass die Gerätekomponenten das „Flexible product naming“ (Vgl. [1], [4]) unterstützen. Ohne diese Möglichkeit sind aus Sicht der Autoren die Umsetzung der BAPs und insbesondere das Testen der BAIOPs vollständig nicht möglich (außer die Produkte haben identische Modelle, was als unrealistisch angesehen wird). Damit ist es auch möglich, unabhängig von Produkten eine logische Modellstruktur mit Hilfe entsprechender „logical device“-Elemente beispielhaft vorzugeben.
- **Kommunikationsstruktur:**  
Zur Anwendung kommende DataSets und Setting Group Control Blocks (SGCB) sind im LLN0 des entsprechenden LD zu konfigurieren.
- **Verarbeitungsfunktion innerhalb der Geräte für quality:**  
Es wird gefordert, dass die in der IEC 61850 beschriebenen quality-Informationen im Rahmen der Applikationen unterstützt werden. Dies bedeutet, dass sie zum einen durch entsprechende Überwachungen und Statusfunktionen auf der sendenden Seite gesetzt werden. Zum anderen sind innerhalb der Verarbeitungsfunktionen auf Empfangsseite Entscheidungen für Applikationen abzuleiten.
- **Modellierung:**  
Für einzelne Elemente (z.B. MMXU - pro Messwert eigener MMXU oder ein MMXU für mehrere Messwerte) sind Vorgaben im Informationsmodell des Profils unumgänglich. Damit alle benötigten Objekte modelliert werden können, ist eine beispielhafte Darstellung eines DataSet in der Regel nicht ausreichend.

### 5.2 Modellierung von externen Signalen

Beim Umstieg von signalorientierten Fernwirkprotokollen auf IEC 61850 stößt man auf die Herausforderung, dass in einem Produkt spezielle Informationsobjekte für die Kommunikation zu einer Leitstelle benötigt werden, diese aber nicht in dem konkreten IED realisiert sind. Ein typisches Beispiel ist das AUS durch einen Frequenzschutz. Die Frequenzauswertung erfolgt in einem anderen Gerät, das AUS-Kommando hingegen wird vom konkreten IED ausgegeben.

Bei den Fernwirkprotokollen, die keinen Bezug zu Funktionen hatten, war dies kein Problem, bei IEC 61850 sind aber in der Norm Festlegungen zur Verwendung von logischen Knoten gemacht. Für die konkrete Modellierung sind prinzipiell drei Varianten möglich, die nachfolgend am genannten Beispiel gezeigt werden:

- 1) Logischer Knoten PTUF: ExtPTUF1.Op

Der „richtige“ Knoten wird verwendet, über das Prefix wird signalisiert, dass die Funktion nicht in dem Produkt implementiert sein muss und dass ein notwendiger Trigger von außen kommt.

2) Logischer Knoten GGIO: PtufGGIO.Ind1

Der Knoten GGIO wird verwendet als Hinweis auf ein externes Prozesssignal, das Prefix weist auf die Funktion hin. Es wird allerdings nicht mehr deutlich, dass es sich um eine Auslösung handelt.

3) Logischer Knoten PTRC: PtufPTRC.Tr

Der Knoten PTRC wird verwendet, da eine Auslösung stattfindet. Ptuf gibt im Prefix einen Hinweis auf die Funktion. Es ist allerdings nicht mehr erkennbar, dass ein notwendiger Trigger von außen erfolgt.

Im Rahmen dieses Papiers wird die erste Variante zur Anwendung empfohlen, auch wenn in dem Gerät **keine** PTUF Funktion enthalten ist. Dies hat den weiteren Vorteil, dass bei einer späteren Realisierung der betroffenen Funktion in einem IEC 61850-basierten Gerät zumindest die Logische Knotenstruktur (LNs) prinzipiell beibehalten werden kann.

### 5.3 Beschreibung von Clients

Mit der Norm IEC 61850 wird im Wesentlichen die Kommunikation aus Sicht des Servers beschrieben. In Projekten sind in der Regel aber auch Clients als Kommunikationspartner von Servern installiert. In derartigen Konstellationen ist für eine Applikation nicht nur das Verhalten des Servers relevant sondern auch das Verhalten des Clients zu spezifizieren (z. B. Auswertung von Quality, AddCause). Das betrifft zum Beispiel die Anwendung von:

- Control Services (siehe oben)
- Reaktion auf Information aus dem Server
- Behandlung von Kommunikationsausfällen
- Abspeichern einer Qualitätsinformation

Im weiteren Fortgang der Arbeiten an BAPs kann eine detailliertere Spezifikation der Modellierung und des Verhaltens von Clients hilfreich sein.

### 5.4 Testen

Auf der Basis von BAIOPs wird die Kommunikation, die im BAP mit den entsprechenden Informationsobjekten, Diensten und Abläufen beschrieben wird, getestet. Dieser Test bezieht sich somit auf das Verhalten an den Außenschnittstellen der einzelnen Komponenten. Es wird also nicht der Inhalt der „Black Box“ im Systemzustand „normal“ geprüft sondern die Kommunikation.

Nach Meinung der Autoren ist es nicht zielführend, in allen BAP/BAIOP die Testverfahren für andere Systemzustände mit zu integrieren. Zur Erklärung bzw. Begründung seien folgende Umstände genannt:

- Es werden Testverfahren für unterschiedliche Anlagenzustände abhängig von Betreiberphilosophien benötigt (z. B. Anlage/Feld in Betrieb, Anlage/Feld freigeschaltet).
- Für Testanwendungen stehen normativ eine Vielzahl an Möglichkeiten zur Verfügung (z. B. Umschaltung des Mod auf „Test“ mit entsprechender Interpretation gemäß Standard; Umschaltung von Original auf Testquellen für Informationsobjekte tstEna;

Simulationskennung von GOOSE), die nicht alle umfassend für jede Applikation ausführbar sind.

Die einzelnen Testverfahren sind aus Sicht der Autoren separate Betrachtungsfälle. Sie sind im Dokument [3] beschrieben.

### **5.5 Performance requirements**

Im vorliegenden Dokument sind die Anforderungen für jeweils eine Komponente beschrieben. Für ein Gesamtsystem sind die Anforderungen im Hinblick auf z. B. die Anzahl der an einer Funktion beteiligten Komponenten abzuschätzen und zu berücksichtigen.

## 6 Use Cases

### 6.1 Use Case Steuerung von Schaltgeräten

#### 6.1.1 Allgemein

Die Steuerungsprozedur von Schaltgeräten wurde bereits in diversen Publikationen beschrieben [4]. Der hier vorgestellte Use Case stellt eine mögliche Lösung für die Aufgabenstellung aus Sicht der Autoren vor, ohne eine Empfehlung für diese spezielle Variante zu geben. Weitere Informationen siehe [1], [4].

Die Anwendungen „Verriegelung“ und „1-aus-n Kontrolle“ werden getrennt betrachtet. Die Service-Parameter „Check“ des Control-Modells (interlock-check und synchrocheck) kommen nur für den Use Case Verriegelung zur Anwendung und beeinflussen das eventuelle Umgehen einer 1-aus-n-Prüfung nicht.

#### 6.1.2 Use Case Beschreibung

„Eine Verriegelung ist im Kontext Schaltanlagen bei der Betätigung (Steuern) von Primärschaltgeräten (Leistungsschalter, Trenner, Erder, Lasttrennern) vorgesehen. Sie soll verhindern, dass Trennschalter unter Last oder Erdungstrennschalter auf anstehende Spannung geschaltet werden. Sie dient primär dem Anlagenschutz“ [1].

„Die Entscheidung, ob die Betätigung eines Schaltgeräts blockiert oder freigegeben wird, erfordert die Auswertung von logischen Verknüpfungen aus der topologischen Umgebung des zu betätigenden Gerätes und von relevanten Prozessinformationen“ [4].

Die Synchrocheckbetrachtung wird aus diesem BAP bewusst ausgelassen.

Um für eine Logikentscheidung stabile Zustände zu gewährleisten, ist sicherzustellen, dass gleichzeitig nur ein Steuerbefehl in einem betrachteten Verriegelungsbereich aktiv ist. Die relevanten Begriffe dazu lauten „Doppelbetätigungssperre“ oder auch „1-aus-n Kontrolle“. 1-aus-n gilt dabei innerhalb eines definierten Bereichs (z. B. Schaltanlage).

Unabhängig davon ist eine Möglichkeit zu schaffen, an der Verriegelung und an der Doppelbetätigungssperre vorbei zu schalten (Begriffe „unverriegelt“, „entriegelt“, „S1-Betrieb“).

Für Auswertungen ist ein Prozessabbild zu halten, welches neben den Statusinformationen alle relevanten Qualitätskennungen beinhaltet. Die Kommunikationsüberwachungen sind impliziter Bestandteil dieser Kennungen.

#### 6.1.3 Decomposition

Im Kontext des Use Cases sind die folgenden Einzelfunktionen identifiziert. Schalthoheiten müssen dabei nicht betrachtet werden.

- Unverriegeltes Schalten, S1
- Verriegelung
- 1-aus-n
- Prozessabbild

## 6.1.4 Teil Use Case Steuern, unverriegelt

*Anmerkung: Auf andere Aspekte des Themas Steuern von Primärschaltgeräten wie z. B. Verwendung bzw. Abprüfung einer Herkunftsadresse wird in diesem Kontext nicht eingegangen, da sie nicht Bestandteil des Use Case Verriegelung sind.*

*Nach Ansicht der Autoren sind dies dann eigenständige Use oder Teil Use Cases.*

### 6.1.4.1 Lösungsbeschreibung

Für das Steuern von Primärschaltgeräten wird ein geeigneter Control Dienst ausgewählt, der bereits Elemente für unverriegeltes Schalten bereitstellt.

*Anmerkung 1: Das unverriegelte Schalten vor Ort am IED ist ein local issue.*

*Anmerkung 2: Mit der Edition 2.1 wird vorgeschlagen, ein optionales Element S1-Schlüssel einzuführen.*

### 6.1.4.2 Informationsmodellierung

Der LN CSWI ist Empfangsknoten des Befehls (select und operate).

Das Element für die Befehlsausgabe als Serviceparameter ist der ctlVal. (siehe nächster Abschnitt).

### 6.1.4.3 Services

Für die Steuerung von Primärschaltgeräten wird das control model sbo with enhanced security mit dem Serviceparameter „Interlock-check“ angewandt. Der Client sendet diesen Parameter für verriegeltes Schalten mit dem Zustand TRUE an den CSWI. Bei unverriegeltem Schalten sendet der Client im Zuge des Befehls dann mit dem „Interlock-check“ FALSE an den CSWI. In der state machine für den Befehlsablauf (Applikation) wird dann keine Verriegelungsprüfung für dieses angesteuerte Objekt (Schaltgerät) durchgeführt (siehe Tabelle 1 aus Teil 7-2).

Check condition type		
Service parameter name	Parameter type	Value/value range/explanation
Check	PACKET LIST	
synchrocheck	BOOLEAN	TRUE means perform synchrocheck
interlock-check	BOOLEAN	TRUE means check for interlocking condition

Tabelle 1 Check condition type

## 6.1.5 Teil Use Case Verriegelung

### 6.1.5.1 Lösungsbeschreibung

Das Bild 9 zeigt eine Musteranlage mit den Bezeichnungen der Schaltgeräte gemäß IEC 81346 anhand derer die Beschreibung erfolgt.

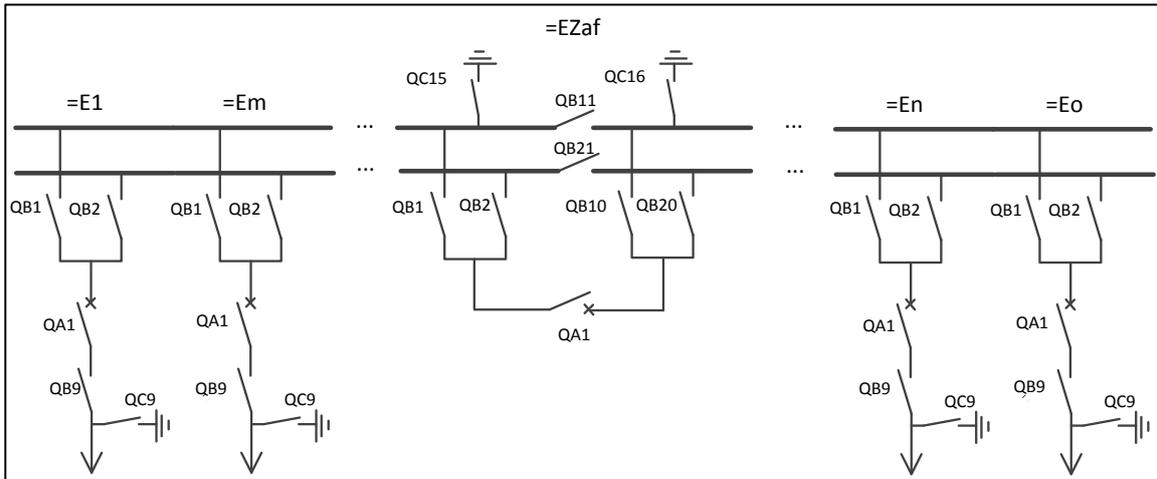


Bild 9 Musteranlage

1. Die Verriegelungsfunktion wird aufgeteilt in:
  - Die Verriegelung für Schaltgeräte, die dafür nur Informationen aus dem eigenen Feld benötigen, z. B. für QB9. Diese Funktion findet in der jeweiligen Feldeinheit statt, sie wird im Weiteren nicht betrachtet, da keine Kommunikation mit IEC 61850 benötigt wird.
  - Die Verriegelung für Schaltgeräte, für die Informationen aus anderen Feldern benötigt werden, z. B. für QB2 (Begriffe übergeordnete Verriegelung, Anlagenverriegelung). Im Folgenden werden nur diese übergeordneten Funktionen beschrieben.
2. Die übergeordnete Verriegelungsfunktion (inkl. Logik) ist zentral in einem Server in der Feldebene (z. B. in der Feldeinheit der Kupplung) implementiert (Zentrale Anlagenfunktion „CIF“).  
Als Begriff für diese Architektur wurde „Zentral in dezidierte Feldeinheit“ gewählt [4].

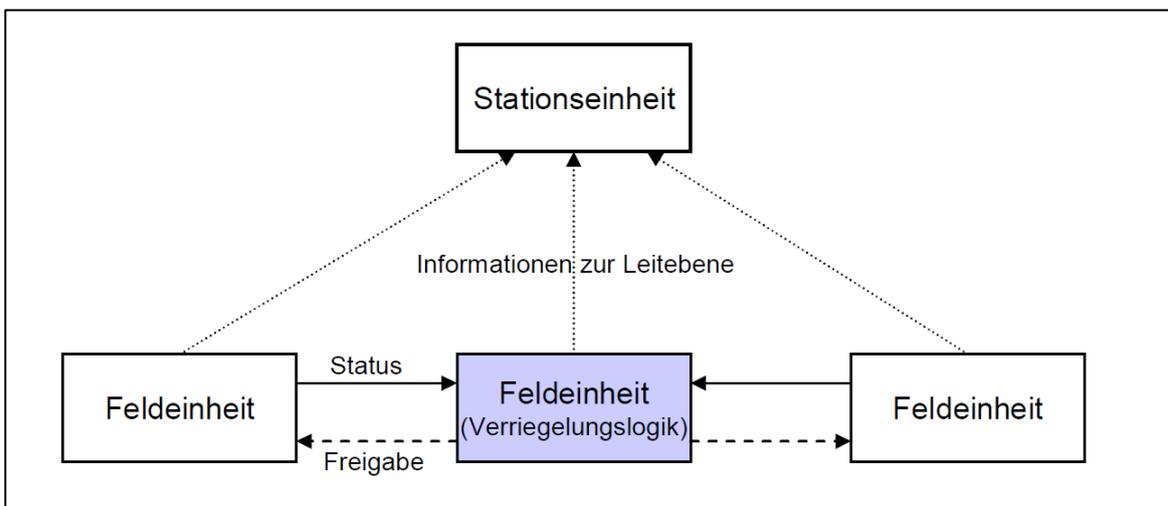


Bild 10 Zentrale Anlagenverriegelung in dezidierte Feldeinheit

Die für die Verriegelung benötigten Informationen (z. B. Stellungsrückmeldungen) werden von den beteiligten Feldeinheiten an diese Feldeinheit geschickt.

In der CIF werden die empfangenen Informationen der Feldeinheiten ausgewertet, entsprechend den Verriegelungsbedingungen statische Freigaben für jedes einzelne Schaltgerät generiert und an die betreffenden Teilnehmer mit einer IED bezogenen GOOSE übertragen. Aus diesen Freigabesignalen und weiteren feldinternen Signalen wird dann die endgültige Freigabe für das Primärschaltgerät gebildet.

In dieser gewählten Variante muss das IED, welches die CIF beinhaltet, entsprechend viele, relativ kleine GOOSE versenden können.

Der Vorteil dieser Lösung der Kombination Einzel GOOSE und expliziten Freigabesignalen an die einzelnen Geräte liegt darin, dass die Verriegelungsfunktion eines z. B. Abgangsfeldes unabhängig von der Anlagenkonstellation (z. B. mit oder ohne Kupplung, Sammelschienenerder) gehalten werden kann und bei Anlagenerweiterung „nur“ das IED, welches die CIF beinhaltet, anzupassen ist.

Bei anderen Lösungen, z. B. bei Anwendung übergeordneter Freigabesignale wie z. B. „Sammelschiene1 Abschnitt A geerdet“ ist dies nicht möglich. Hier können sich aber andere Vorteile ergeben, wie z. B. eine deutlich geringere Anzahl von GOOSE-Nachrichten aus der CIF.

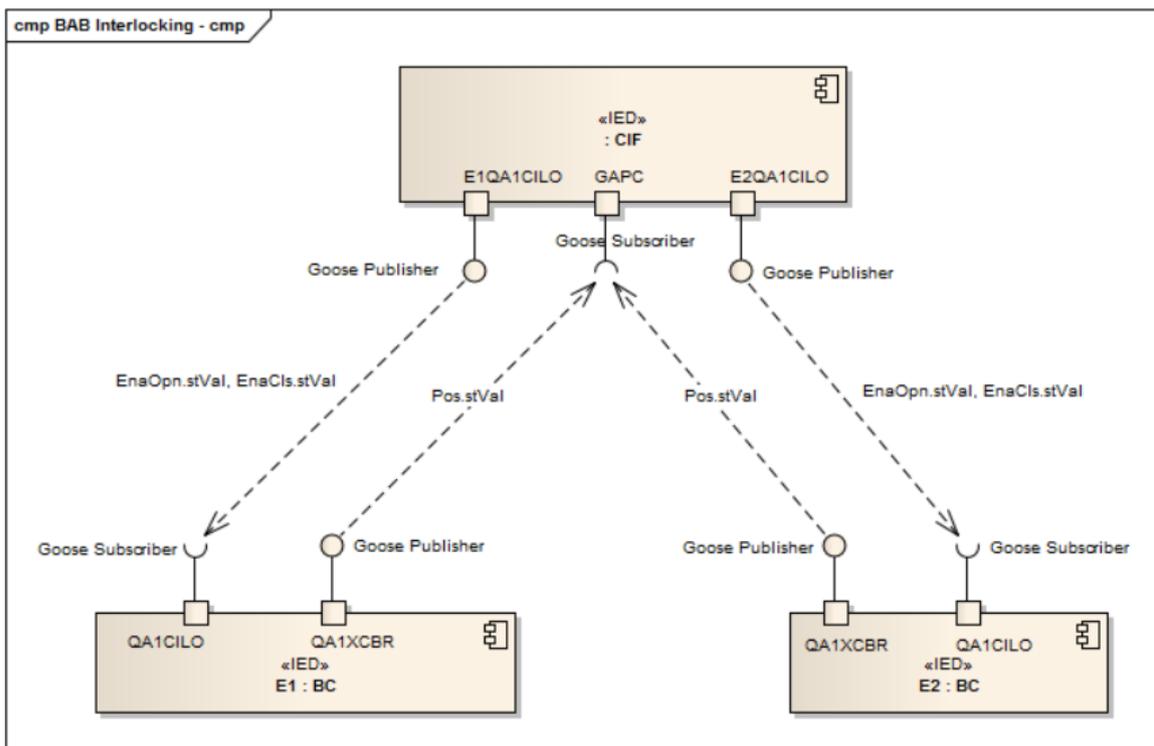


Bild 11 Komponentendiagramm Verriegelung

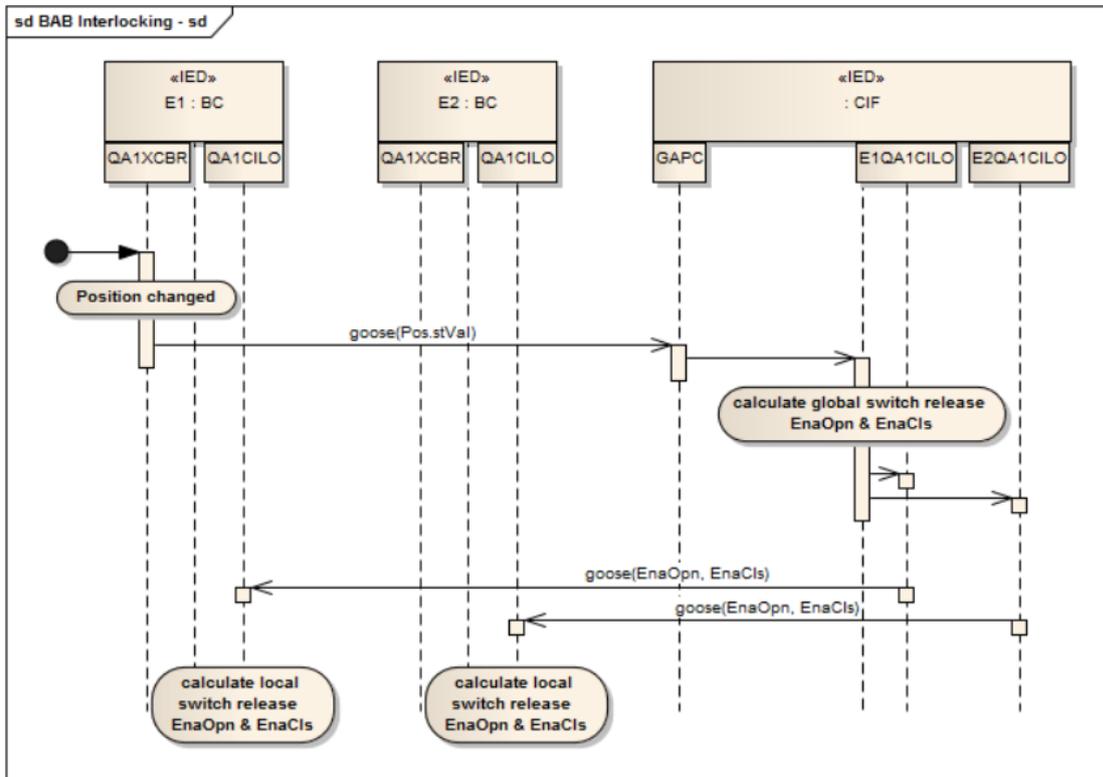


Bild 12 Sequenzdiagramm Verriegelung

#### 6.1.5.2 Performance requirements

- Sicherstellung, dass die Verriegelungsfunktion auch bei laufenden Schaltgeräten gegeben ist. (Begriff Schaltgeräte Differenzstellung)
- Service orientiert: Zeitanforderung
  1. Zwischen Befehlsgabe (operate) und Befehlsbestätigung (operate response) dürfen nicht mehr als 0,5 s verstreichen [1]
  2. Kommunikationsausfall bei den Eingangsgrößen der Verriegelungsprüfung muss abgefangen werden [1]

Es muss sichergestellt sein, dass

- das der Berechnung zugrunde liegende Prozessabbild zu jedem Zeitpunkt innerhalb der Kommandozeit mit dem physikalischen Prozesszustand übereinstimmt,
- Änderungen des physikalischen Prozesszustandes oder Kommunikationsunterbrechungen zwischen den beteiligten IEDs innerhalb der Kommandozeit registriert und entsprechend behandelt werden, so dass unzulässige Betriebszustände ausgeschlossen sind.

Änderungen des Schaltzustandes durch Steuerhandlungen, das Auslösen des Leistungsschalters bzw. unplausible Schaltzustände, müssen mit geringer Verzögerung, hoher Priorität (keine Verdrängung durch andere Dienste) und hoher Sicherheit der Registrierung den an der Verriegelung beteiligten IEDs mitgeteilt werden.“ [4]

### 6.1.5.3 Informationsmodellierung

Es werden die folgenden Elemente verwendet:

IED mit CIF:

GAPC als Knoten für die Aufnahme der Stellungsinformationen der Geräte aus den Feldern und mit der zentralen Logik für Input und Prozessabbild.

CILO als Ergebnis aus der Logik für die Freigabesignale an die einzelnen Schaltgeräte

CILO.EnaCls.stVal

CILO.EnaCls.q

CILO.EnaOpn.stVal

CILO.EnaOpn.q

DataSet: auf Attributebene (als Dienst ist GOOSE vorgesehen)

IED im Feld:

X... Knoten für die Stellungsmeldungen für Verriegelungszwecke

XSWI (XCBR)

XSWI.Pos.stval

XSWI.Pos.q

*Anmerkung: Die Modellierung geht davon aus, dass bei der Implementierung der X... Knoten für Primärschaltgeräte sichergestellt ist, dass bei der Stellungsmeldung die Differenzstellung nicht unterdrückt wird, während sie bei den zugehörigen CSWI Knoten (z. B. für das reporting zu SCADA) unterdrückt werden (Erfüllung performance requirement „laufendes“ Schaltgerät).*

DataSet: auf Attributebene

### 6.1.5.4 Services

Für die Kommunikation sowohl der IEDs zur CIF als auch umgekehrt wird jeweils eine eigene GOOSE genutzt.

Die Wahl des GOOSE Dienstes stellt die Überwachung der Kommunikation, wie gefordert, sicher.

Verriegelungsverstöße werden mit dem AddCause „blocked by interlocking“ negativ beantwortet.

### 6.1.5.5 Interoperability Testing

Das Modell basiert auf einer eindeutigen Namensreferenz. Der Normalablauf ist in Bild 13 dargestellt. Zu definierende Tests müssen diesen Ablauf sowie mögliche Störungen dieses Ablaufs in ihrer Konsequenz und im gewünschten Reaktionsverhalten berücksichtigen.



gemäß Teil 7-2 verwendet, für b) sind verschiedene applikative Lösungen (z. B. aus einer Testreferenz tstEna gemäß IEC 61850-7-3) möglich.

### 6.1.6 Teil Use Case 1-aus-n

Es gilt weiter die Musteranlage aus Bild 9.

Die Anwendungen Verriegelung und 1-aus-n wurden wie beschrieben getrennt betrachtet. Die Service-Parameter „Check“ des Control-Modells interlock.check und synchrocheck kommen nur für den Use Case Verriegelung zur Anwendung und beeinflussen das Umgehen einer 1-aus-n-Prüfung nicht. Da somit Serviceparameter für die 1-aus-n-Kontrolle nicht vorhanden sind, ist eine eventuell gewünschte Umgehung applikativ zu lösen, wird aber von den Autoren in diesem Dokument nicht betrachtet.

#### 6.1.6.1 Lösungsbeschreibung

Es wird prinzipiell die unter 6.1.5 beschriebene Lösung angewandt mit der Aufteilung der betroffenen Geräte in feldinterne und feldübergreifende Funktionen und der Realisierung mit der Architektur „Zentral in dezidierte Feldeinheit“(CIF).

Die für die Funktion benötigte Information (Zustand Schaltgerät ist „selected“) wird von der Feldeinheit, in der ein Schaltgerät geschaltet werden soll, an die zentrale Feldeinheit geschickt. In der CIF wird die empfangene Information ausgewertet und ein Signal mit **einer** GOOSE an alle Feldeinheiten gesandt, dass ein Schaltbefehl im relevanten System ansteht. Dies führt zur Sperrung der Befehlsannahme in den anderen Feldern.

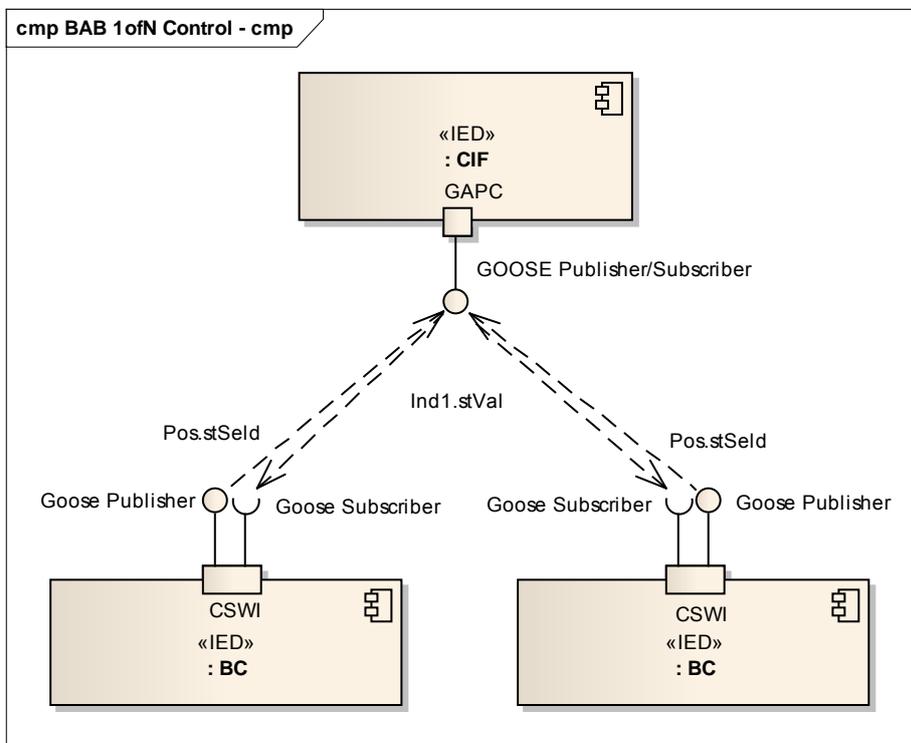


Bild 14 Komponentendiagramm - 1-aus-n Kontrolle

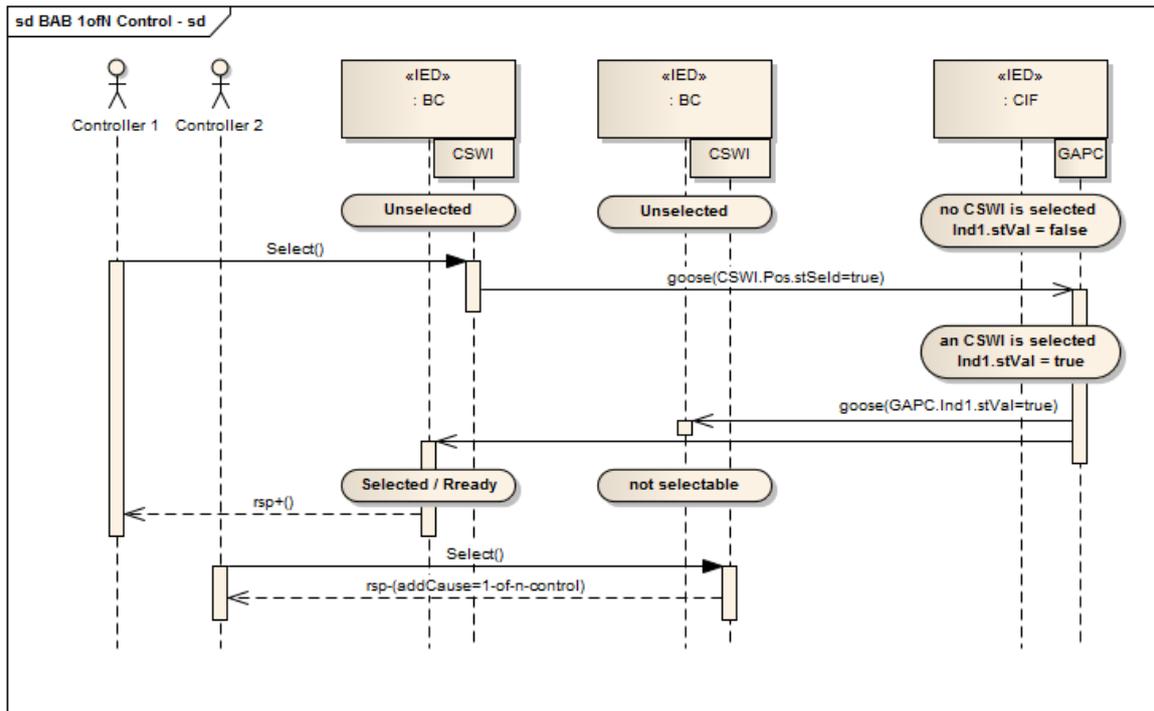


Bild 15 Sequenzdiagramm - 1-aus-n Kontrolle

Das Sequenzdiagramm in Bild 15 zeigt den normalen Ablauf der 1-aus-n Überprüfung.

Der Wechsel des Signals (GAPC.Ind1.stVal=false) auf =true durch die Auswertung in der CIF bei Erhalt einer selected Info (CSWI.Pos.stSeld=true) führt in IEDs ohne Selektion zur Sperrung einer Anwahl.

Das IED mit erfolgreicher Anwahl fährt in der Befehlssequenz fort.

Das Sequenzdiagramm zeigt außerdem das Verhalten in einem IED, das eine Anwahl erhält, obwohl in dem Gesamtsystem bereits ein Befehl läuft.

Wie bei dem Normalablauf bereits beschrieben, führt das Signal (GAPC.Ind1.stVal=true) in IEDs ohne Selektion zur Sperrung einer Anwahl. Ein Befehl wird abgewiesen (AddCause „1-of-n“).

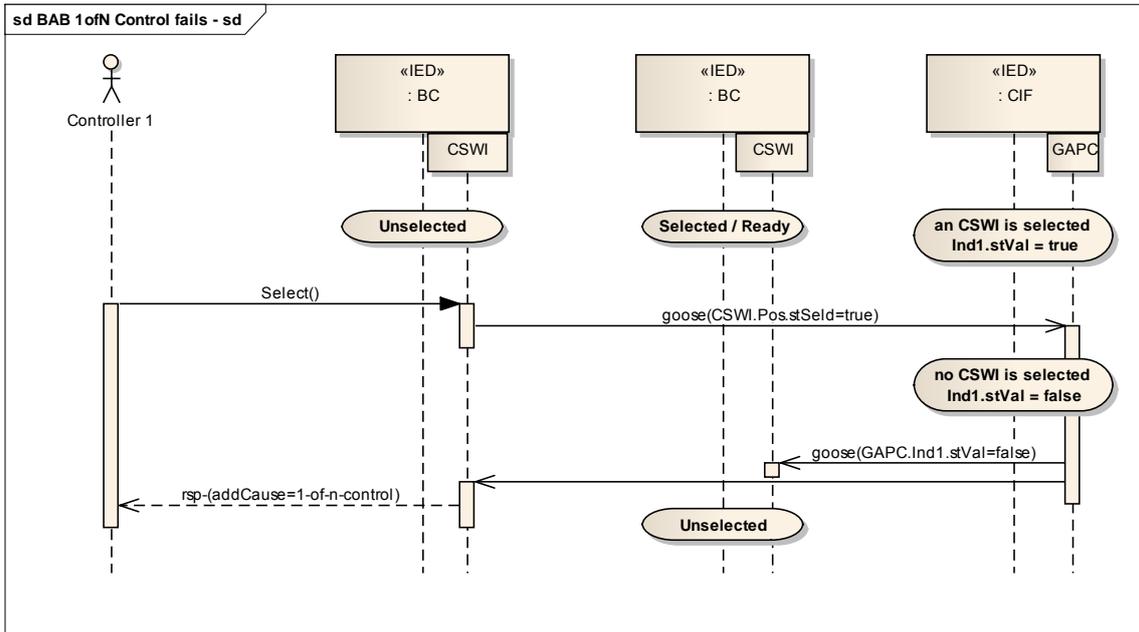


Bild 16 Sequenzdiagramm - 1-aus-n Kontrolle Abbruch

Das Sequenzdiagramm in Bild 16 zeigt das Verhalten der Applikation, wenn nahezu zeitgleich Anwahlen auf verschiedene Geräte in unterschiedlichen IED gegeben werden. Dieser Zustand kann nur auftreten, wenn die Sperrinformation aus der CIF bei der ersten Selektion im System aus zeitlichen Gründen (im ms Bereich) das andere IED noch nicht erreicht hat bzw. noch nicht verarbeitet wurde.

Der Befehlsablauf wird dann für alle Anwahlen abgebrochen, um eindeutige Zustände zu erhalten.

Die Rücknahme des Signals (GAPC.Ind1.stVal=true) auf (GAPC.Ind1.stVal=false) führt in IEDs mit Selektion zum Abbruch der Befehlssequenz (state machine sbo).

*Anmerkung: die negative Flanke des Signals (GAPC.Ind1.stVal) aus der CIF bricht den Befehlsablauf an der entsprechenden Stelle in der state machine ab.*

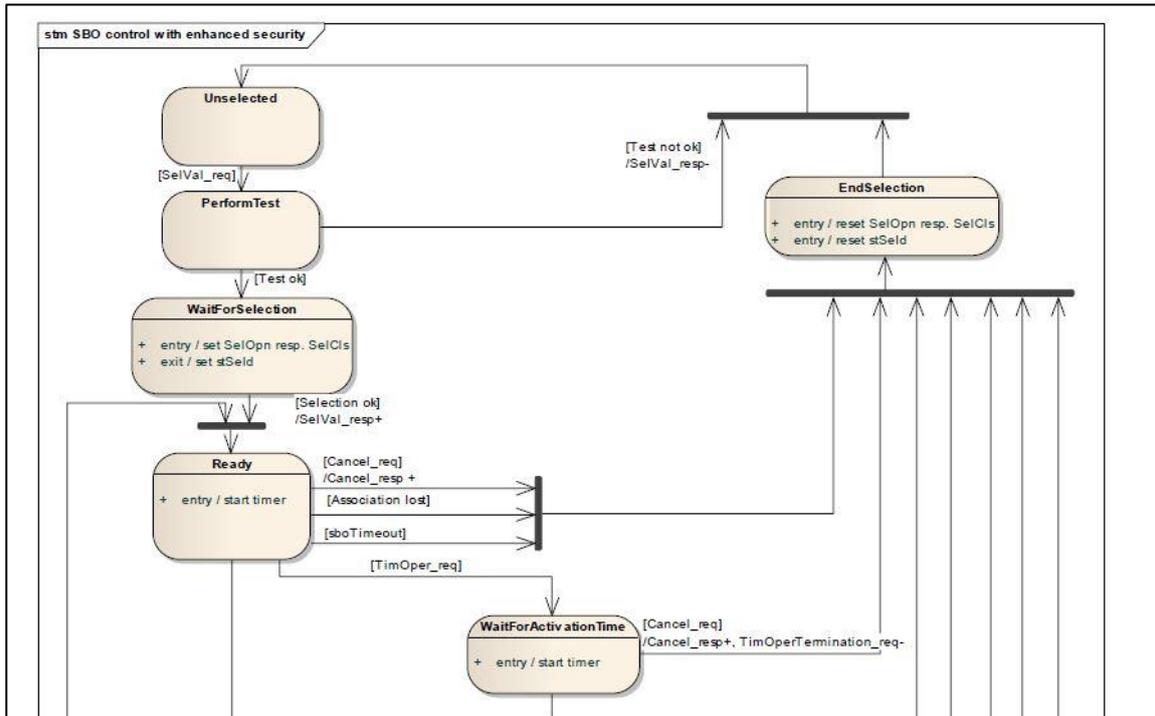


Bild 17 Abbruch

### 6.1.6.2 Performance requirements

Funktional

Bei gleichzeitiger Befehlsgabe an Schaltgeräte in unterschiedlichen Feldern muss sichergestellt sein, dass keiner der Befehle ausgeführt wird (um eindeutige Zustände sicherzustellen).

Serviceorientiert

- Zwischen Befehlsgabe und Ausführung dürfen nicht mehr als 0,5 s verstreichen
- Kommunikationsausfall muss abgefangen werden

### 6.1.6.3 Informationsmodellierung

In der CIF:

GAPC als Knoten für die Aufnahme der Anwahlinformation der Geräte aus den Feldern mit der zentralen Logik für Input und Prozessabbild sowie für die Kommunikation, dass ein Schaltgerät selektiert ist

GAPC.Ind1.stVal

GAPC.Ind1.q

DataSet: auf Attributebene (als Dienst ist GOOSE vorgesehen)

Im Feld-IED:

CSWI... Knoten für Empfang des control service (pro Schaltgerät)

CSWI.Pos.stSeld Information, dass ein Gerät angewählt wurde

*Anmerkung: durch die Wahl des control model sbo steht dieses Element zur Verfügung.*

#### 6.1.6.4 Services

Für die Kommunikation der IEDs zur CIF wird GOOSE genutzt.

Im Unterschied zur Lösung bei der Verriegelung wird von der CIF nur eine GOOSE versandt, die von den IEDs zu subscribieren ist.

Die Wahl des GOOSE Dienstes stellt die Überwachung der Kommunikation, wie gefordert, sicher.

#### 6.1.6.5 Interoperability Testing

Der Normalablauf der 1-aus-n-Kontrolle ist in Bild 13 dargestellt. Zu definierende Tests müssen diesen Ablauf sowie mögliche Störungen dieses Ablaufs in ihrer Konsequenz und im gewünschten Reaktionsverhalten berücksichtigen.

## 6.2 Use Case Migration IEC 60870-5-103 (Profilkonverter)

### 6.2.1 Allgemein

In der Anwenderempfehlung [1] wurden die für den Schutz relevanten Knoten aufgeführt. An dieser Stelle wird auf der Anwenderempfehlung aufgebaut und diese erweitert.

### 6.2.2 Use Case Beschreibung übergeordnet

Der Use Case beschreibt die Profilkonvertierung „Einfache“ Umstellung von Schutzgerätenbindung IEC 60870-5-103 auf IEC 61850 für SCADA und Service. Damit beschränkt sich der BAP auf bereits in IEC 60870-5-103 vorhandene Meldungen. Für unterschiedliche Spannungsebenen (HS, MS) ergeben sich unterschiedliche Meldeumfänge. Der hier vorgelegte BAP-Vorschlag beschreibt die Übermenge. Der Austausch von Informationen für übergeordnete Funktionen erfolgt per Draht, da dies in der Regel kein Thema mit IEC 60870-5-103 ist. Die Umschaltung von Parametersätzen konnte über das Protokoll oder Binäreingänge erfolgen. Die Umschaltung über Binäreingänge wird in dem vorgestellten BAP nicht berücksichtigt.

### 6.2.3 Decomposition

Es werden folgende Annahmen getroffen:

- Kontext MS Einfachsammlerschienenfeld
- exemplarisch Distanzschutz
- keine Verwendung des Prozessbusses
- keine Verwendung von GOOSE

### 6.2.4 Teil Use Case Beschreibung Schutzmeldungen

#### 6.2.4.1 Lösungsbeschreibung

Es wird ein Distanzschutzgerät mit den Funktionen:

- Automatische Wiedereinschaltung
- Fehlerorter (Fehlerortangabe in Z mit Betrag und Winkel (Ohm/ $\varphi$ ))
- Not-UMZ-Schutzfunktion
- Erdschlussortung (Wattmetrisch oder/und Erdschlusswischer)

modelliert.

#### 6.2.4.2 Performance requirements

Da es sich hierbei ausschließlich um Meldungen handelt, die keine zeitkritischen Reaktionen erfordern, werden Performance-Anforderungen nicht spezifiziert.

#### 6.2.4.3 Informationsmodellierung

LN	Bezeichnung
LLN0	Logische node zero
CALH	Alarm handling

TVTR	Voltage transformer
PTRC	Protection trip conditioning
PTOC	Time overcurrent
RFLO	Fault locator
PDIS	Distance
RREC	Autoreclosing
PSDE	Sensitive directional earthfault
PTEF	Transient earthfault

Tabelle 2 Verwendete Logische Knoten

LN	DO	CDC-Typ (siehe auch Tab. 6)	FUN/INF (103)	Bemerkung
LLN0	Health	m_ENS_Health	-	
	Mod		-	
	Beh	m_ENS_Beh	128/18	Schutz aktiv
	NamPlt	m_LPL	-	
CALH1	GrAlm		128/47	Störung
CALH1	GrWrm		128/46	Warnung
CALH3	GrAlm		128/32	I-Messkreis-überwachung
CALH4	GrAlm		128/33	U-Messkreis-überwachung
TVTR	FuFail		128/38	Wandlerspannung; Automatenfall
PTRC	Str	m_ACD	128/84	Generalanregung
		phsA (q,t)	128/64	Anregung L1
		phsB (q,t)	128/65	Anregung L2
		phsC (q,t)	128/66	Anregung L3
		Neut (q,t)	128/67	Anregung N
	Tr	General (q,t)	128/68	Generalauslösung
		phsA (q,t)	128/69	Auslösung L1
		phsB (q,t)	128/70	Auslösung L2
		phsC (q,t)	128/71	Auslösung L3

Tabelle 3 Übergeordnete Schutzmeldungen

LN	DO	CDC-Typ (siehe auch Tab. 6)	FUN/INF (103)	Bemerkung
PTOC	Beh	m_ENS_Beh	128/37	Not-UMZ aktiv
PTRC	Str	m_ACD	128/74, 128/75	forward/backward
PDIS1	Op	m_ACT	128/78	Zone 1 <sup>1)</sup>
PDIS2	Op	m_ACT	128/79	Zone 2 <sup>1)</sup>
PDIS3	Op	m_ACT	128/80	Zone 3 <sup>1)</sup>
PDIS4	Op	m_ACT	128/81	Zone 4 <sup>1)</sup>
PDIS5	Op	m_ACT	128/82	Zone 5 <sup>1)</sup>
PDIS6	Op	m_ACT	128/83	Zone 6 <sup>1)</sup>

Tabelle 4 Distanzschutz spezifische Meldungen

LN	DO	CDC-Typ (siehe auch Tab. 6)	FUN/INF (103)	Bemerkung
<b>Fehlerorter</b>				
RFLO	FltZ	cVal (mag, ang)	128/73	Impedanz Z <sup>2)</sup>
	FltDiskm	StVal (mag)	-	Entfernung
<b>Automatische Wiedereinschaltung (AWE)</b>				
RREC	Beh	m_ENS_Beh	128/16	AWE eingeschaltet
	OpCls	m_ACT	128/128	Wiedereinschaltung
	Blk	m_SPS	128/130	AWE blockiert
<b>Empfindliche Erdschlusserfassung (wattmetrisch)</b>				
PSDE <sup>3)</sup>	Str	m_ACD	128/51, 128/52	forward/backward
<b>Transiente Erdschlusswischerfassung</b>				
PTEF <sup>4)</sup>	Str	m_ACD	128/51, 128/52	forward/backward
<b>LS-Versager</b>				
RBRF	Str	m_ACD	128/85	LS-Versager

Tabelle 5 Fehlerorter, Automatische Wiedereinschaltung, Erdschlusserfassung, LS-Versager

Anmerkung:

<sup>1)</sup> In der IEC 60870-5-103 wird der Ablauf jeder Impedanz-Stufe gemeldet. Bei diesem Modellierungsansatz wird ausschließlich die Impedanz-Zeitstufe gemeldet, die ausgelöst hat.

<sup>2)</sup> In der IEC 60870-5-103 ist der Fehlerort in X (Reaktanz) definiert. In der IEC 61850 ist der Fehlerort in Z (Impedanz) definiert. Es wird damit eine andere Information als bisher übertragen.

Bei diesem Modellierungsansatz wird die Impedanz als komplexer Wert mit Betrag und Winkel übertragen. Damit kann in der Leitstelle die Reaktanz abgeleitet werden. Mit der Edition 3 werden die Reaktanz und die Impedanz als optionale Elemente angeboten.

<sup>3)4)</sup> Hierbei handelt es sich um zwei verschiedene Erdschlussortungsverfahren. Hier muss der Anwender eine Auswahl treffen

CDC	DA	FC	Bemerkung
<b>Controllable enumerated status (ENC)</b>			
m_ENC_Mod	stVal	ST	
	q	ST	
	t	ST	
	ctlVal	-	Serviceparameter, steuerbar
<b>Logical node name plate (LPL)</b>			
m_LPL	vendor	DC	
	swRev	DC	
	model	DC	
<b>Enumerated status (ENS)</b>			
m_ENS_Health	stVal	ST	
	q	ST	
	t	ST	
m_ENS_Beh	stVal	ST	
	q	ST	
	t	ST	
m_ENS_AutoRecSt	stVal	ST	
	q	ST	
	t	ST	
m_ENS_AutoRecSt	stVal	ST	
	q	ST	
	t	ST	
<b>Directional protection activation information (ACD)</b>			
m_ACD	general	ST	
	dirGeneral	ST	
	q	ST	
	t	ST	
<b>Protection activation information (ACT)</b>			
m_ACT	general	ST	
	q	ST	
	t	ST	
<b>Single point status (SPS)</b>			
m_SPS	stVal	ST	

q	ST	
t	ST	

Tabelle 6 CommonDataClasses (CDC) (DO-Types)

Für die verschiedenen Datenobjekte (DO) werden CDCs definiert.

#### 6.2.4.4 Services

##### 6.2.4.4.1 Reporting

Reporting gemäß Anwenderempfehlung [1].

##### 6.2.4.4.2 Melde-/Messwert Sperre zu Clients

In der IEC 60870-5-103 ist ein entsprechender Mechanismus definiert, der die Übertragung von Meldungen zur Leittechnik verhindert. In dieser Form ist der Mechanismus in der IEC 61850 nicht implementiert, zur Umsetzung sind komplexe Kombinationen verschiedener Verfahren und entsprechende Definitionen erforderlich. Sie sind ggf. in einem separaten BAP zu beschreiben.

#### 6.2.4.5 UML Beschreibung

Eine UML-Darstellung ist für diesen Teil Use-Case nicht erforderlich.

### 6.2.5 Teil Use Case Kombigerät

#### 6.2.5.1 Lösungsbeschreibung Kombigerät

Ziel ist die Anpassung des bestehenden Fernsteuerkonzeptes für kombinierte Schutz-/Steuergeräte von IEC 60870-5-103 auf IEC 61850 ohne Änderung des Prozessdatenumfanges in der Netzleittechnik. In Anlagen mit IEC 60870-5-103 (unter Anwendung der Erweiterung für Verteilnetzstationen) sah die Implementierung wie folgt aus:

- Steuerung von Schaltgeräten und Funktionen wie AWE über Doppelbefehle mit entsprechenden Rückmeldungen
- Befehlsausgabe erfolgt nach Prüfung der notwendigen Voraussetzungen (Steuerhoheit, Verriegelungsbedingungen, 1-aus-n...) in der Leittechnik und wird mit positiver oder negativer Quittierung abgeschlossen
- Rückmeldung der Schalterstellung über Doppelmeldungen
- Realisierung der feldübergreifenden Verriegelung über das 103er-Protokoll war nicht möglich
- Für die Fern-/Ortumschaltung werden bei Stellung „Ort“ Steuerbefehle von der Schnittstelle abgewiesen und je nach Betriebsphilosophie wird auch das Aktivieren/Deaktivieren von Funktionen verhindert
- Da die Meldung der Steuerhoheit „Ort“ nicht im kompatiblen Bereich der 103er Adressierung enthalten ist, erfolgte die Übertragung üblicherweise im privaten Bereich
- Die Meldung „Verriegelungsverstoß“ wird als anwenderdefinierte Meldung erzeugt und übertragen
- Die Betriebsmesswerte werden im Kommunikationsprotokoll mit übertragen

### 6.2.5.2 Performance requirements

■ Service orientiert: Zeitanforderung

1. Zwischen Befehls-gabe (operate) und Befehlsbestätigung (operate response) dürfen nicht mehr als 0,5 s verstreichen [1]
2. Kommunikationsausfall bei den Eingangsgrößen der Verriegelungsprüfung muss abgefangen werden [1]

### 6.2.5.3 Informationsmodellierung

Die Modellierung der Schaltgeräte für die Steuerung erfolgt mit LN CSWI (ein CSWI pro Schaltgerät mit entsprechender Instanziierung). Zur Befehlsausgabe wird der Control-Service entsprechend der Anwenderempfehlung mit CtlModel „Select-before-Operate with enhanced security“ angewandt. Bei der Umsetzung von IEC 60870-5-103 auf IEC 61850 muss der einstufige Befehl entsprechend umgesetzt werden. Für nicht steuerbare Schaltgeräte wird für den entsprechenden CSWI das CtlModel „status only“ verwendet.

Analog zur IEC 60870-5-103 erfolgt eine positive oder negative Quittierung. Zusätzlich wird in der IEC 61850 bei negativer Quittierung eine zusätzliche Information als „AddCause“ übertragen, die die Ursache, wie Verriegelungsverstoß, 1-aus-n, usw. beinhaltet.

Die Übertragung der Stellungsmeldungen erfolgt mit Hilfe des „Report“-Dienstes. Die Übertragung der Zwischenstellung während der Steuerung wird applikativ unterdrückt.

Die Feld- wie auch die Anlagenverriegelung wird im Logischen Knoten CILO repräsentiert (siehe Abschnitt 6.1.5).

Das Aktivieren von Funktionen (z. B. autoreclosure, synchrocheck, Umschaltautomatiken) erfolgt über das Mod-Objekt des entsprechenden LN. Das Mod-Objekt wird mit dem Control-Service (direct control with normal security) gesetzt.

Als Datenobjekte sind die in der Norm vorgesehenen Objekte der IEC 61850 zu verwenden. Sind keine entsprechenden vorhanden, kommen für Prozessmeldungen der LN GGIO, für Logikausgänge der LN GAPC zur Anwendung.

Die Fern-/Ort-Stellung wird über das Loc-Objekt des LLN0 dargestellt und übertragen. Gemäß der Tabelle B1 in Teil 7-4 werden die Schaltheiten verwaltet. Der Schlüsselschalter ist im Objekt LockKey modelliert.

Befehle und Meldungen sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Prozessdaten	LN	DO	Serv.-Parameter	FUN/INF (103)	Bemerkung
Befehle					
SST schließen	CSWI	Pos	ctlVal	240/161	
SST öffnen	CSWI	Pos	ctlVal	240/161	
LS einschalten	CSWI	Pos	ctlVal	240/160	
LS ausschalten	CSWI	Pos	ctlVal	240/160	

LtgET schließen	CSWI	Pos	ctlVal	240/164	
LtgET öffnen	CSWI	Pos	ctlVal	240/164	
AWE in Betrieb nehmen	RREC	Mod	ctlVal	128/16	
AWE außer Betrieb nehmen	RREC	Mod	ctlVal	128/16	
<b>Rückmeldungen</b>					
SST geschlossen	CSWI	Pos	stVal	240/161	
SST geöffnet	CSWI	Pos	stVal	240/161	
LS eingeschaltet	CSWI	Pos	stVal	240/160	
LS ausgeschaltet	CSWI	Pos	stVal	240/160	
LtgET geschlossen	CSWI	Pos	stVal	240/164	
LtgET geöffnet	CSWI	Pos	stVal	240/164	
AWE in Betrieb	RREC	Mod	stVal	128/16	
AWE außer Betrieb	RREC	Mod	stVal	128/16	
Verriegelungs-Verstoß	GGIO	Ind	stVal	128/30	*Beispiel einer anwenderdefinierten Meldung (aus Logik generiert)
Ort/Fern-Umschalter	LLN0	Loc	stVal	-	

Tabelle 7 Befehle und Rückmeldungen

Prozessdaten	LN	DO	Attr.	FUN/INF (103)	Bemerkung
IL1	MMXU	A.phsA	cVal(.mag.f)	128/148	
IL2	MMXU	A.phsB	cVal(.mag.f)	128/148	
IL3	MMXU	A.phsC	cVal(.mag.f)	128/148	

UL12	MMXU	PPV.phsAB	cVal(.mag.f)	-	
UL23	MMXU	PPV.phsBC	cVal(.mag.f)	-	
UL31	MMXU	PPV.phsCA	cVal(.mag.f)	-	
UL1E	MMXU	PPV.phsA	cVal(.mag.f)	128/148	
UL2E	MMXU	PPV.phsB	cVal(.mag.f)	128/148	
UL3E	MMXU	PPV.phsC	cVal(.mag.f)	128/148	
U0	MMXU	PPV.neut	cVal(.mag.f)	-	
P	MMXU	TotW	mag(.f)	128/148	
Q	MMXU	TotVAr	mag(.f)	128/148	
f	MMXU	Hz	mag(.f)	128/148	

Tabelle 8 Betriebsmesswerte

#### 6.2.5.4 Services

- Control wie beschrieben (Select-before-operate-with-enhanced-security und direct control with normal security)

Entsprechend der Aussagen in [1] kommen zur Anwendung:

- Buffered Report - für Übertragung der Stellungsmeldungen
- unbuffered Report für Messwerte
- Definition der DataSets

Da in diesem Use Case keine funktionalen Abhängigkeiten der Komponenten untereinander bestehen, wird wie bei IEC 60870-5-103 nur eine prinzipielle Möglichkeit der Übertragung der Informationen beschrieben. Auf die konkrete Ausprägung der Datasets wird hier zunächst verzichtet. Der Umfang, Inhalt, Name, sowie die Anzahl der DataSets muss durch den Anwender definierbar sein (z. B. in der SCL).

Für das Testen in BAIOPs muss die Kommunikationskonfiguration allerdings konkret vorliegen.

#### 6.2.5.5 UML Beschreibung

Auf eine UML-Darstellung kann hier verzichtet werden. Die Steuerungsteile sind bereits in 6.1 dargestellt.

### 6.2.6 Teil Use Case Störschreibentsorgung

#### 6.2.6.1 Lösungsbeschreibung

Nach einem erkannten Störfall (Erdschluss, Kurzschluss, ...) im überwachten System wird von einem Schutzgerät ein entsprechend konfigurierter Störschrieb im COMTRADE Format nach der

Spezifikation IEEE C37.111:1999 erstellt. Die dafür notwendige Konfiguration ist jedoch nicht Teil dieser Spezifikation.

Die Erstellung eines neuen Störschriebs am Schutzgerät muss dementsprechend signalisiert werden. Die Entsorgung der Daten kann automatisch oder auf Anfrage erfolgen. Ein anschließendes optionales Entfernen aus dem Gerät ist möglich.

Die Signalisierung eines neu erstellten Störschriebes erfolgt durch das Übertragen (Reporting) der Datenpunkte RDRE.RcdMade zum Client. Gleichzeitig werden mit diesem Paket auch die Datenobjekte RDRE.FtNum und RDRE.GrFitNum mit übertragen.

Um die Restriktionen eines endlichen Speichers im IED zu vermeiden, wird das automatische Abholen und Speichern im Störschriebarchiv der Station empfohlen.

Falls auf Clientseite der automatische Upload (RDRS.AutoUpLod) nicht aktiv ist (=Standard), so wird dem Benutzer ein neuer Störschrieb angezeigt (out-of-scope dieses Dokuments) welcher den nachfolgenden Prozess manuell anstoßen muss, ansonsten erfolgt dies automatisch.

Der Client liest das COMTRADE Directory aus und erhält so eine Übersicht über alle aktuell verfügbaren Störschriebe:

- Client startet Prozedur (automatisch oder manuell)
- Übertragung der Datei(en) (MMS Filetransfer)
- Optional: Löschen nach erfolgreicher Übertragung

#### 6.2.6.2 Performance requirements

- derzeit keine

#### 6.2.6.3 Infoobjekte Modell

##### 6.2.6.3.1 Logical Device

Die Modellierung der Funktion Störschrieb hat in Logical Device „ProtRel“ zu erfolgen, in welcher die Schutz-zugehörigen Funktionen definiert sind.

##### 6.2.6.3.2 Logical Node

Folgende Logical Nodes werden für die Funktion „Störschrieb“ benötigt:

Auf Seite des Servers sind folgende Logical Node zielführend:

- RDRE (Disturbance Record)
  - o RcdMade      SPS    Recording made
  - o (FitNum      INS    Fault number)
  - o (GrFitNum    INS    Grid fault number)

Auf Seite des Clients sind folgende Logical Node zielführend:

- RDRS
  - o AutoUpLod    SPC    Automatic upload
  - o DltRcd        SPC    Delete record

```

<LDevice inst="ProtRel">
  <LN0 inst="" InClass="LLN0" InType="myLLN0"/>
  <DataSet name="ds_x">
    <FCDA doName="RcdMade" fc="ST" IdInst="..." InClass="RDRE" InInst="1" />
    <FCDA doName="FitNum" fc="ST" IdInst="..." InClass="RDRE" InInst="1" />
    <FCDA doName="GrFitNum" fc="ST" IdInst="..." InClass="RDRE" InInst="1" />
  </DataSet>
  <ReportControl name="brcb_x" buffered="true"
  datSet="dsBRCB_x" confRev="0">
    <TrgOps dchg="true" qchg="true" dupd="false" period="false" />
    <OptFields reasonCode="true" entryID="true" configRef="true" bufOvfl="true" timeStamp="true"
  seqNum="true" />
    <RptEnabled>
      <ClientLN iedName="A1KA1" IdInst="LD0" InInst="1" InClass="IHMI"/>
      <ClientLN iedName="A1KA2" IdInst="LD0" InInst="1" InClass="ITCI"/>
      ....
      ....
      ....
    </RptEnabled>
  </ReportControl>

```

#### 6.2.6.3.3 Ordner-Struktur

Alle Störschriebe werden im standardisierten Ordner „COMTRADE“ entweder als eine ZIP-Datei oder als Gruppe von max. drei Dateien (\*.cfg, \*.dat, \*.hdr) abgelegt. Der Vorteil der ZIP-Variante ist die Ablage in einer Datei. Als Trennzeichen für die Struktur des Filenames ist sowohl das „/“ als auch „\“ gültig. Die Verwendung ist abhängig vom zugrunde liegenden Betriebssystem, und muss nicht konfiguriert werden d.h. der Client muss beide Varianten interpretieren können.

#### 6.2.6.3.4 Filename-Bezeichnung

Um eine einheitliche Benennungsstruktur einzuhalten, wird folgendes für die Bezeichnung der Filenamen festgelegt:

/COMTRADE/<IEDName>\_<LogicalDevice>\_<Datum [jjjjmmtt]>\_<Störfallnummer>.extension

*Beispiel:*

/COMTRADE/E1Q1IED11\_PROT\_20160309\_391.zip

#### 6.2.6.4 Services

Für die Übertragung von Dateien sind in der IEC 61850 drei Dienste vorgesehen:

- GetFile
- DeleteFile
- GetFileAttributeValues

Des Weiteren muss der Reporting-Dienst (Buffered Reporting) für die Übertragung der RcdMade-Information betrachtet werden.

#### 6.2.6.5 Interoperability testing

Filestruktur und Benennung der Comtrade Files

Prozedur (unterschiedliche „Details“)

6.2.6.6 UML Beschreibung

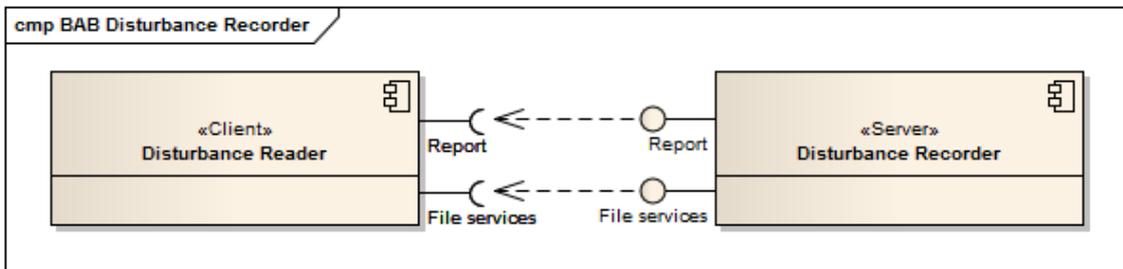


Bild 18 Komponentendiagramm Störschreibentsorgung

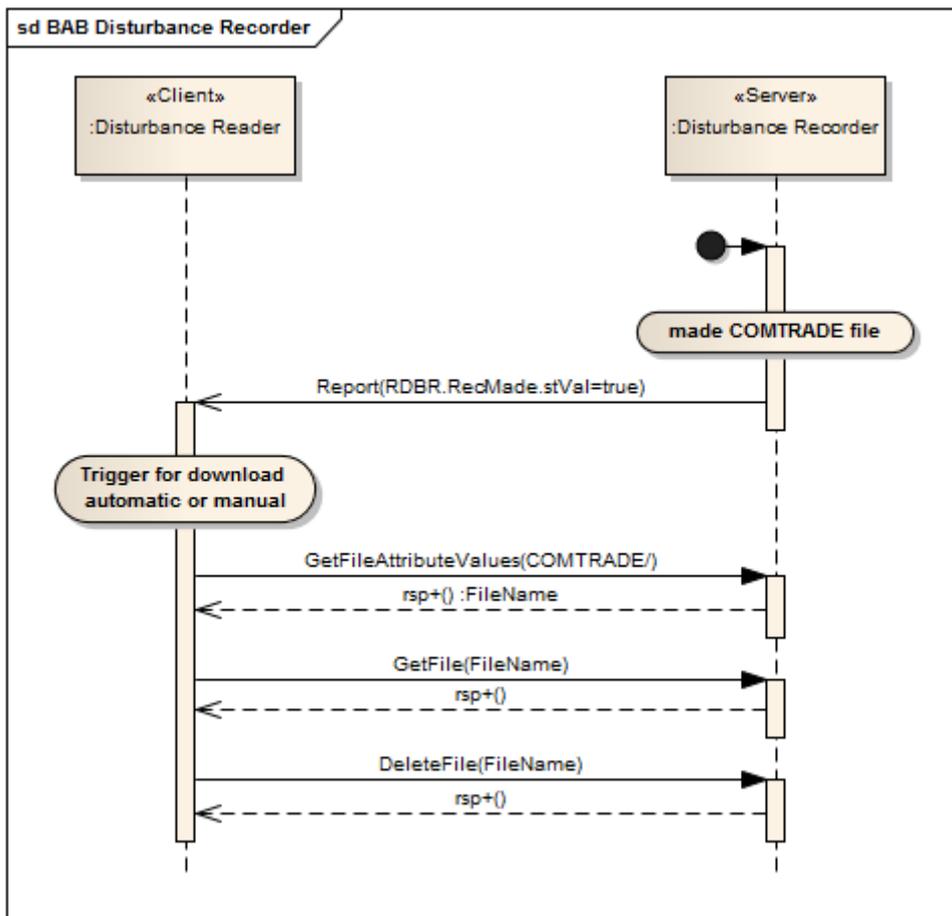


Bild 19 Sequenzdiagramm Störschreibentsorgung

6.2.7 Teil Use Case Parametersatzumschaltung mit Umschalten von vorbereiteten Parametersätzen

6.2.7.1 Lösungsbeschreibung

Das Ziel der Parametersatzumschaltung ist prinzipiell das Umschalten und Melden vorkonfigurierter Parametersätze. In der Lösung mit IEC 60870-5-103 wurde die Umschaltung

über das Protokoll beschrieben. Andere Lösungen sahen dafür die Nutzung von Binäreingängen vor. Bei der Lösung mit IEC 61850 kommt dabei ein Dienst „SettingGroup“ zur Anwendung.

#### 6.2.7.2 Performance requirements

- derzeit keine

#### 6.2.7.3 Infoobjekte Modell

Da die aktive SettingGroup (SGCB.ActSG) nicht reportet werden kann, muss der logische Knoten LTRK zum Protokollieren von Parametersatzumschaltungen zur Anwendung kommen. Das Datenobjekt ist SgcbTrk (CDC: STS).

Hinweis: Die Umschaltung über Binäreingänge wird in der Konvertierung nicht betrachtet.

#### 6.2.7.4 Services

Zum Umschalten kommt zum Einsatz der Service

- SelectActiveSG

Nach der Änderung wird der entsprechende Report zur Übertragung gebracht.

Siehe dazu auch die Darstellung im UML-Diagramm (6.2.6.6).

Erweiternd können mit den folgenden Diensten die aktuelle Setting Group wie auch die entsprechenden Werte ausgelesen werden:

- GetSGCBValues (Auslesen der aktiven Setting Group)
- GetDataValues (Auslesen der jeweils aktiven Einstellwerte)

#### 6.2.7.5 UML Beschreibung

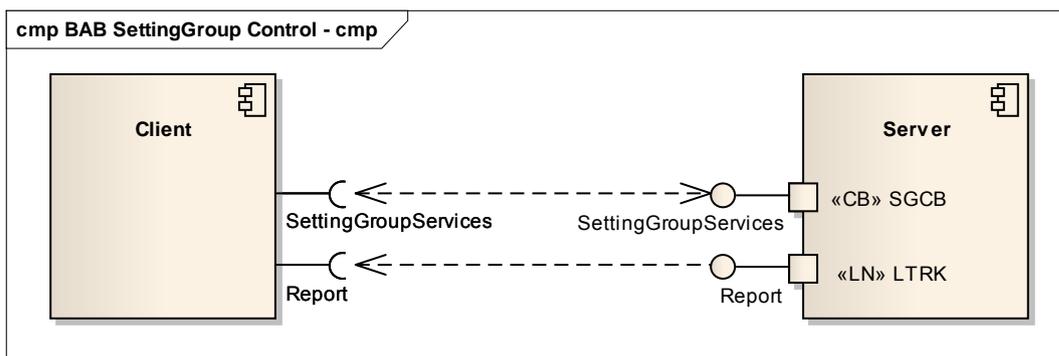


Bild 20 Komponentendiagramm Parametersatzumschaltung

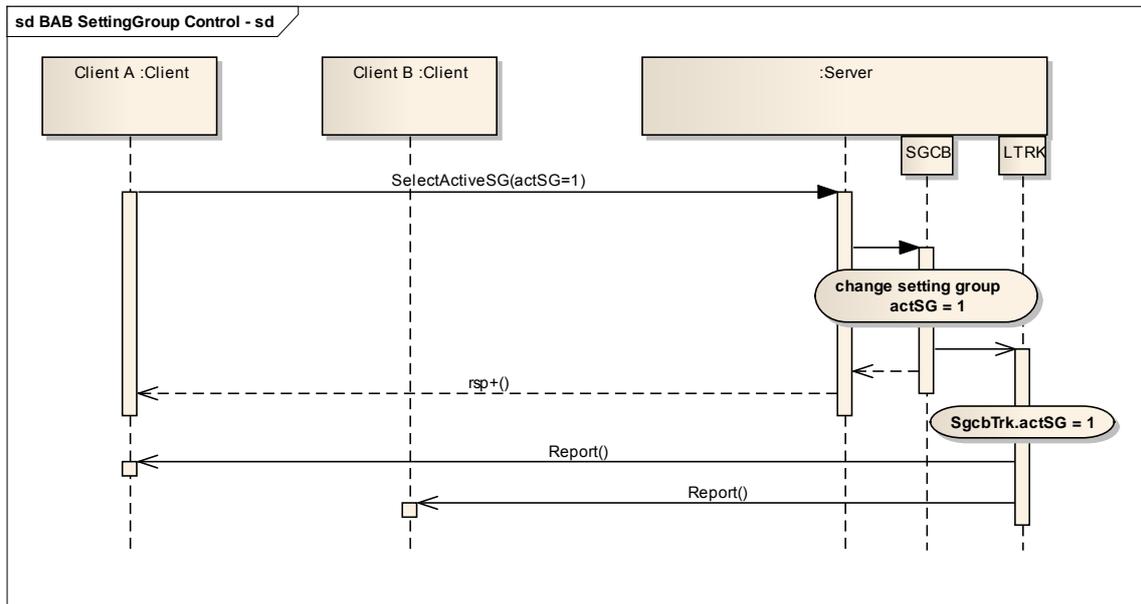


Bild 21 Sequenzdiagramm Parametersatzumschaltung

## 6.3 Use Case Online-Schreiben von Parametern

### 6.3.1 Lösungsbeschreibung

Das Ziel der konventionellen Parametersatzumschaltung (siehe 6.2.7) ist prinzipiell das Umschalten und Melden vorkonfigurierter Parametersätze. Unter Nutzung der IEC 61850 ergeben sich erweiterte Möglichkeiten, die zum Beispiel die Umsetzung adaptiver Schutzkonzepte zulassen. Typische Beispiele sind:

- Anpassung des Schutzes an die Lastsituation im Netz
- Automatische Frequenzentlastung (AFE) im Verteilnetz

Zur Anwendung kommen dabei Dienste aus dem „Setting Group Control Model“. Hierbei werden einzelne Werte im Parametersatz geschrieben. Sicherheits- und Plausibilitätsmechanismen ermöglichen eine zuverlässige Aktivierung der Werte<sup>5</sup>.

### 6.3.2 Performance requirements

Unverzögerte Übernahme der Parameterwerte

### 6.3.3 Infoobjekte Modell

Da die aktive SettingGroup (SGCB.ActSG) nicht reportet werden kann, muss der logische Knoten LTRK zum Protokollieren von Parametersatzumschaltungen zur Anwendung kommen. Das Datenobjekt ist SgcbTrk (CDC: STS).

### 6.3.4 Services

Es kommen zum Einsatz:

<sup>5</sup> Parameterrestriktionen des IEDs können über Nameplate zugeordnet und im Vorfeld abgeprüft werden.

- GetSGCBValues
- SelectEditSG
- SetEditSGValue
- GetEditSGValue
- ConfirmEditSGValues
- GetDataValues (1..n)<sup>6</sup>

### 6.3.5 UML Beschreibung

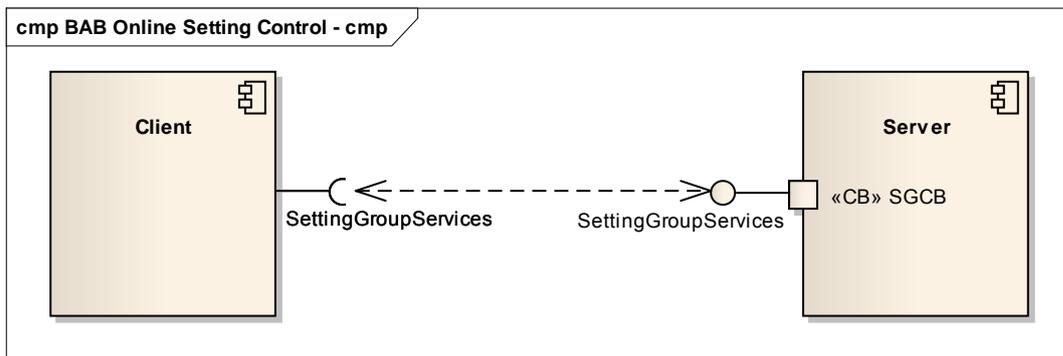


Bild 22 Komponentendiagramm Online-Schreiben von Parametern

<sup>6</sup> Das mehrfache Rücklesen der Umschaltung wurde zur Erhöhung der Akzeptanz in der Schutztechnik vorgeschlagen. Eine technische Notwendigkeit besteht dafür nicht.

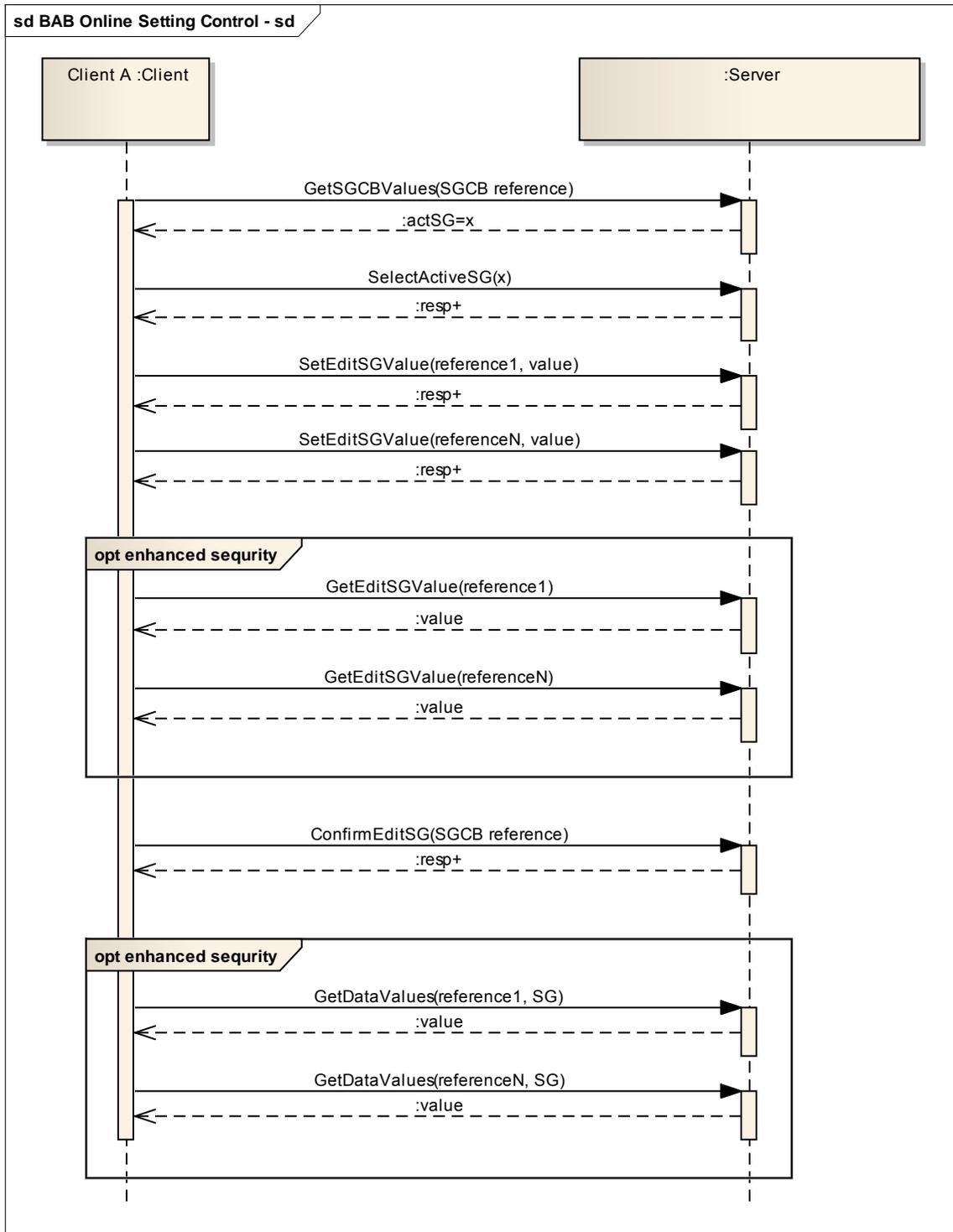


Bild 23 Sequenzdiagramm Online-Schreiben von Parametern

## 7 Ausblick

### 7.1 Hinweis auf Funktionserweiterung durch BAP Kombination

Die Gesamtfunktionalität einer Schaltanlage setzt sich aus der Kombination mehrerer BAPs zusammen, die, wie auch in diesem Dokument, unabhängig voneinander definiert wurden. Ein effizientes Zusammenspiel erfordert aber eine kombinierte Betrachtung aller Funktionen. Dabei können sich auch Rückwirkungen auf die einzelnen BAPs ergeben, z. B. bei Mehrfachverwendung von Informationen, Auswirkungen auf das Testen.

Hierzu sind genauere Betrachtungen notwendig und anzustoßen.

### 7.2 Basic Service Profiles

Im Laufe der Bearbeitung des Dokumentes wurde über die Einführung von Basic Service Profiles diskutiert.

Ein wichtiger Baustein bei der Beschreibung von Use Cases mit Hilfe von BAP sind die Services, die für die Kommunikation der für eine Funktion benötigten Informationsobjekte genutzt werden. In dem Ansatz der IEC werden diese Dienste jeweils in dem konkreten, einzelnen BAP vollständig mit beschrieben.

In der FNN Anwenderempfehlung [1] wird empfohlen, bei der Gesamtlösung einer z. B. komplexen Schaltanlage für gleichartige (in Bezug auf die Kommunikation) Funktionalitäten die gleiche Kommunikationsmethode zu verwenden.

Aus dieser Sichtweise heraus schlägt das Expertennetzwerk 61850 vor, Basic Service Profiles zu definieren, in denen ein spezieller Service mit seinen Parametern beschrieben wird. In den BAP kann dann auf diese Basic Service Profiles verwiesen werden.

Dies führt aus Sicht des Expertennetzwerks 61850 zu folgenden Vorteilen:

- Reduzierung der Anzahl der BAP für einen Use Case, da ansonsten unterschiedliche BAP nur aufgrund von Nuancen in der Serviceparameterbeschreibung (z. B. aufgrund von Unternehmensphilosophien) entstehen.
- Das Serviceprofil kann getrennt/unabhängig vom Use Case getestet werden.

Damit mehrere BAPs interoperabel in einem System zusammenarbeiten können, ist es notwendig, die inkludierten verwendeten Dienste bzw. Übertragungsmechanismen zu definieren.

Gleichartige Anwendungen sollen mit gleichen Methoden modelliert werden, um Mehrfachdefinitionen zu verhindern (beispielsweise sollte für jede Messwertübertragung der gleiche Mechanismus verwendet werden, unabhängig von der Anwendung).

## Literaturverzeichnis

- [1] VDE|FNN: IEC 61850 aus Anwendersicht. Berlin: Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), 2012  
<https://www.vde.com/de/infocenter/seiten/details.aspx?eslshopitemid=f804f473-cd1e-47c9-8d13-2aef050e7bcc>.
- [2] IEC 61850: Tissue Database,  
<http://tissue.iec61850.com>.
- [3] DKE 952.0.10: Testing. Berlin: DKE, 2016.
- [4] DKE Arbeitskreis 952.0.1: Applikationen mit Diensten der IEC61850, Version 1.0:  
[https://www.dke.de/de/dke-arbeit/mitteilungen/zurnormungsarbeit/2012/documents/ak952-0-1\\_applikbeschr\\_v10.pdf](https://www.dke.de/de/dke-arbeit/mitteilungen/zurnormungsarbeit/2012/documents/ak952-0-1_applikbeschr_v10.pdf).
- [5] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group: CENELEC Report on Interoperability, 2014:  
[ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/SGCG Interoperability Report.pdf](ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/SGCG_Interoperability_Report.pdf)
- [6] IEC WG 19: Guideline for Profiling, IEC Draft 62361-103, 2016.
- [7] IEC: TC 57 WG 10 Status Report, 2014.