

IEC61850 を用いた次期中給システムと発電機装置間の通信仕様
(案)

送配電網協議会

北海道電力ネットワーク株式会社

東北電力ネットワーク株式会社

東京電力パワーグリッド株式会社

中部電力パワーグリッド株式会社

北陸電力送配電株式会社

関西電力送配電株式会社

中国電力ネットワーク株式会社

四国電力送配電株式会社

九州電力送配電株式会社

沖縄電力株式会社

目 次

1. 本仕様の対象範囲と位置付け	5
2. ベースとする国際標準	5
3. 用語・略語	6
4. 要件とマッピング	7
4.1 制御（エリアシステム拠点→発電機側装置）	7
4.2 状態（発電機側装置→エリアシステム拠点）	10
4.3 計測（発電機側装置→エリアシステム拠点）	13
4.4 補足事項	16
4.4.1 制御メッセージ内の origin が有する値について	16
5. 論理ノードのタイプ	18
5.1 ACDG	18
5.2 ACTM	18
5.3 AJCL	19
5.4 APSG	19
5.5 AROP	20
5.6 CALH	20
5.7 DECP	20
5.8 DVER	21
5.9 FSCH	21
5.10 GUNT	21
5.11 HJCL	22
5.12 HLVL	22
5.13 MMTR	22
5.14 MMXU	23
5.15 XCBR	23
6. 共通データクラスのタイプ	24
6.1 状態監視用共通データクラス	24
6.1.1 BCR	24
6.1.2 ENS	24
6.1.3 INS	25
6.1.4 SPS	25
6.2 計測用共通データクラス	25
6.2.1 CMV	25

6.2.2	DEL	26
6.2.3	MV	26
6.3	制御用共通データクラス	27
6.3.1	APC	27
6.3.2	BSC.....	27
6.3.3	DPC	28
6.3.4	ENC.....	29
6.3.5	SPC.....	29
6.4	設定用共通データクラス	30
6.4.1	ASG	30
6.4.2	ENG.....	30
6.4.3	ING.....	30
6.4.4	ORG.....	30
6.4.5	SPG.....	31
6.4.6	TSG.....	31
6.4.7	VSG	31
6.5	情報記載用共通データクラス	31
6.5.1	DPL	31
7.	構造型属性クラス	32
7.1	AnalogueValue.....	32
7.2	AnalogueValueCtl	32
7.3	Unit.....	32
7.4	ValWithTrans.....	32
7.5	Vector.....	32
8.	列挙子	33
8.1	調整力種別 (BalancingReserveKind)	33
8.2	指令値種別 (ReserveControlSetpointKind)	33
8.3	揚水指令種別 (PumpedStorageOperationTargetKind)	33
9.	データ伝送方法	34
9.1	概要	34
9.2	MMS 通信	34
9.2.1	制御メッセージ	34
9.2.2	設定メッセージ	35
9.2.3	バッファ機能付きレポート (BRCB)	35
9.2.4	バッファ機能なしレポート	37
9.3	初期化处理	38
9.3.1	発電機側装置単体の初期化处理	38
9.3.2	アソシエーションの確立	39
9.3.3	レポート関連の初期化处理	40
10.	高信頼化対策 (参考情報)	42

10.1	Multipath TCP (MPTCP) の利用	42
10.2	エリア GW の高信頼化対策への対応	42
10.3	MPTCP における subflow の状態把握	43
10.4	発電機側装置における通信不具合の検出方法	43
10.5	指令値の受信状態把握	43
11.	試験系の対向試験	44
12.	時刻同期	45
13.	インスタンスの命名規則（参考情報）	46
14.	サイバーセキュリティ対策	47
15.	論理ノードレベルの処理イメージ（参考情報）	48
15.1	制御メッセージ受信	48
15.2	レポート送信	50

1. 本仕様の対象範囲と位置付け

システム構成から見た本仕様の対象範囲を、図1に示す。この図に示したように、各エリアの拠点（本拠点とバックアップ拠点の両方）と、統一仕様に従って作成された発電機側装置の間の通信を対象とする。拠点内の装置間や、エリアシステム拠点と従来仕様の発電機側装置の間の通信は対象外である。

また、本仕様に記載した内容の一部は、現在国際標準化が進められているドラフトの内容に基づいている。このため、本仕様の内容が確定したものではない。国際標準の確定などがあれば、その都度反映させ、本仕様の改訂を行うことにご留意いただきたい。

2. ベースとする国際標準

本仕様は、以下の国際標準をベースとしている。

- IEC 61850-7-2, Edition 2.1 (2020 年)
- IEC 61850-7-3, Edition 2.1 (2020 年)
- IEC 61850-7-4, Edition 2.1 (2020 年)
- IEC 61850-7-410, Edition 3.0 CD (2022 年)
- IEC 61850-7-420, Edition 2.0 (2021 年)
- IEC TR 61850-7-510 Edition 2.0 (2021 年)
- IEC 61850-8-1, Edition 2.1 (2020 年)

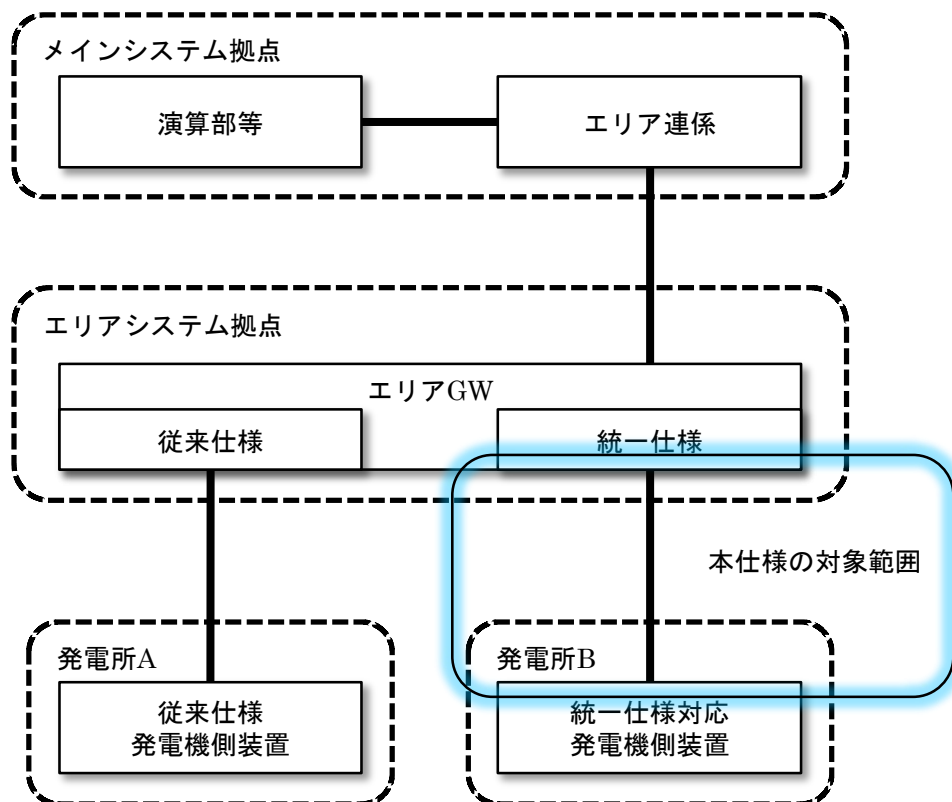


図1 本仕様の対象範囲

3. 用語・略語

- **論理ノード (Logical Node: LN)**
IEC 61850 で制定されている監視制御機能の基本単位。名称はアルファベット大文字 4 文字。一つの論理ノードに複数のデータオブジェクトが含まれている。
- **データオブジェクト (Data Object: DO)**
制御／状態／計測などの項目に対応した要素。一つのデータオブジェクトには複数のデータ属性が含まれている。
- **データ属性 (Data Attribute: DA)**
状態やその値が変化時刻や品質、関連するデータを表す。
- **共通データクラス (Common Data Class: CDC)**
データオブジェクトの型。名称はアルファベット大文字 3 文字。
- **出力変化量指令**
事業者から提出された基準値 (0 kW とは限らない) からの出力変化量 (差分) で指令する。
- **出力調整指令**
計画値、現在出力値、出力変化速度、上げ下げ余力 (定格出力、最低出力) などの情報を基に出力推移の全容を指令側で把握しながら、指令を kW (発電機の全体出力、EDC に用いる場合には LFC 分は含まない) で指令する。
- **制御値 (ctlVal)**
制御メッセージで伝達される値。
- **BRCB (Buffered Report Control Block)**
サーバ (本仕様の場合で言えば発電機側装置) からクライアントに対して送信するレポートを制御する機能ブロック。通信途絶中に発生した送信すべきデータを保存し、通信再開後にレポートとして送信する能力を有する。
- **BU 拠点 (Back Up 拠点)**
エリアシステム拠点のうち、バックアップの役割を担うもの。
- **CDC (Common Data Class)**
データオブジェクトのデータタイプを定める。IEC 61850-7-3 にて制定されている。
- **MIB (Management Information Base)**
SNMP にて管理される通信装置などに搭載される、管理対象情報 (機器情報) の集合体。
- **MMS (Manufacturing Message Specification)**
TCP 上で 1 対 1 のクライアント・サーバ型の通信を実現するプロトコル。
- **OCCTO (Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, Japan)**
電力広域的運営推進機関。電力系統の円滑な運営を支援するための中立の機関。「エリアコード」「発電機の系統コード」を管理する役割も担っている。
- **SCL (System Configuration description Language)**
IEC 61850 で制定されている設定情報を記述するための言語。発電機側装置の設定を行うツール等で用いられる。
- **SNMP (Simple Network Management Protocol)**
主に IP 系の通信装置 (IP ルータ、L2 スイッチなど) や通信網の監視制御を行うためのアプリケーション層プロトコル。
- **T (Transient)**
論理ノードのタイプ (5 章) に示したデータオブジェクトの表において、「T」と表記されたデータオブジェクトは、値が false に戻った時の伝送を省略可能であることを示す。
- **URCB (Unbuffered Report Control Block)**
サーバ (本仕様の場合で言えば発電機側装置) からクライアントに対して送信するレポートを制御する機能ブロック。通信途絶中に発生した送信すべきデータは廃棄するため、それらのデータは失われる。

4. 要件とマッピング

制御・状態・計測のそれぞれについて、項目と LN・DO とのマッピングを示す。なお、論理ノードのタイプは 5 章にて示す。

4.1 制御（エリアシステム拠点→発電機側装置）

エリアシステム拠点から発電機側装置に送信される制御データを表 1 に示す。

表 1 エリアシステム拠点から発電機側装置向けの制御データ

グループ	制御項目	概要	LN	DO	補足	伝送頻度
LFC 発電機指令	LFC 指令値	LFC としての指令値。指令値は出力変化量指令を用いる。 基準値に対する発電出力増加（上げ方向）あるいは抑制（下げ方向）の数値（kW 単位）を表す。正の値は上げ方向、負の値は下げ方向とする。	AROP	WSpt	AROP は IEC 61850-7-410 Ed. 3.0 CD にて提案済の論理ノード。 出力変化量指令であることから、制御対象となる AROP において、WSptTyp.setVal = 1 (Pure differential)。	3 秒周期 ⁱ⁾
	達成目標時刻 （応動時間）	発電機の出力が、LFC 指令値に達する目標時刻。指令時刻の 5 分後。	AROP	TmTgt	AROP は IEC 61850-7-410 Ed. 3.0 CD にて提案済の論理ノード。	
	指令時刻	メインシステム拠点が LFC の指令を行った時刻。 指令時刻は、メインシステム拠点が送信した時刻であり、演算周期が 3 秒だとして、同じ指令値が送信される場合でも、指令時刻は更新する。 指令時刻は、精算時のアセスメントに用いることを想定したものである。	n/a	n/a	AROP.WSpt 宛の制御メッセージ (Operate.req) 内の T を利用。 エリア GW は、メインシステム拠点で設定された時刻をそのまま Operate.req の T に設定する。 発電機側装置で本データを保存するか否かは、本仕様の対象外である。	
	拠点箇所名	LFC 指令を行ったメインシステム拠点およびサーバ系列を判別するための名称。	n/a	n/a	AROP.WSpt 宛の制御メッセージ (Operate.req) 内の origin.orIdent を利用。 発電機側装置で本データを保存するか否かは、本仕様の対象外である。	

EDC 指令	EDC 指令値	指令値は出力調整指令または出力変化量指令のいずれかを用いる。 可変速揚水機における揚水運転の場合、指令値は負の値とする。その上で、負荷抑制（揚水動力抑制）を上げ方向（0 に近くなる方向）、負荷増加（揚水動力増加）を下げ方向（0 から遠くなる方向）とする。 出力変化量指令の場合、正の値は上げ方向（発電であれば出力増加、負荷であれば消費電力減の方向）、負の値は下げ方向（上記の逆）とする。	AROP	WSpt	AROP は IEC 61850-7-410 Ed. 3.0 CD にて提案済の論理ノード。 制御対象となる AROP において、出力調整指令の場合には WSptTyp.setVal = 2 (Partial amount), 出力変化量指令の場合には WSptTyp.setVal = 1 (Pure differential)。	5 分周期 ii) 及び 必要時
	達成目標時刻 （応動時間）	発電機の出力が、EDC 指令値に達する目標時刻。指令時刻を基準に、約定している商品の中で最も短い応動時間に基づいて指定する。	AROP	TmTgt	AROP は IEC 61850-7-410 Ed. 3.0 CD にて提案済の論理ノード。	
	指令時刻	メインシステム拠点が EDC の指令を行った時刻。 指令時刻は、メインシステム拠点が送信した時刻であり、演算周期がより長く、同じ指令値が送信される場合でも、指令時刻は更新する。 TSO からの指令に応じられたかどうかを確認するために用いる。	n/a	n/a	AROP.WSpt 宛の制御メッセージ (Operate.req) 内の T を利用。 エリア GW は、メインシステム拠点で設定された時刻をそのまま Operate.req の T に設定する。 発電機側装置で本データを保存するか否かは、本仕様の対象外である。	
	拠点箇所名	EDC 指令を行ったメインシステム拠点およびサーバ系列を判別するための名称。	n/a	n/a	AROP.WSpt 宛の制御メッセージ (Operate.req) 内の origin.orIdent を利用。 発電機側装置で本データを保存するか否かは、本仕様の対象外である。	
	商品種別設定	EDC 指令に関連づく商品（約定している商品）を設定する。商品としては、二次調整力②、三次調整力①、三次調整力②とする。 複合約定の場合は、最も早い調整力に設定する（例えば二次調整力②と三次調整力①に約定している場合には二次調整力②とする。）	AROP	RsvTyp	二次調整力②は setVal = 5。 三次調整力①は setVal = 7。 三次調整力②は setVal = 8。	必要時

OP 指令 (余力活用)	OP 発動指令	発電機への OP 発動／終了の指令 余力活用時。	AROP	Mod	OP 指令用のインスタンスを用意。 RsvTyp の値は 10 (OP 指令)。 OP 発動は ctlVal = true, OP 終了は ctlVal = false。	必要時
	OP 指令値	余力活用時の OP 指令値	AROP	WSpt	出力変化量指令であることから、制御 対 象 と な る A R O P において、 WSptTyp.setVal = 1 (Pure differen- tial)。	5 分周期 iii) 及び 必要時
OP 指令 (発動指令 電源)	OP 発動指令	発動指令電源に対する OP 発動指令。	FSCH	EnaReq	OP 発動は ctlVal = true。 (ctlVal = false は意味を持たない。)	必要時
	OP 終了指令	発動指令電源に対する OP 終了指令。	FSCH	DsaReq	OP 終了は ctlVal = true。 (ctlVal = false は意味を持たない。)	
	OP 開始時刻	発動指令電源に対する OP 開始時刻。	FSCH	StrTm1	OP 発動／停止用の FSCH インスタ ンスと OP 指令値用の FSCH インスタ ンスの二つを用意し、それぞれに伝送。	
	OP 終了時刻	発動指令電源に対する OP 終了時刻。 ただし、 OP 開始時刻からの経過時間 (分単 位) として伝送。	FSCH	SchdIntv		
	OP 指令値	発動指令電源に対する OP 指令値。	FSCH	ValASG	OP 指令値用の FSCH インスタンスを 利用。	
発電機一般	発電指令	並列開始時刻，解列時刻。	ACDG	ConnGn	発電機ごとにインスタンスを用意。 発電指令の際は ConnGn に ctlVal = true を送信。 解列指令の際は DsconGn に ctlVal = true を送信。 いずれの場合も DateTgt にて時刻指 定。	必要時
				DsconGn		
				DateTgt		
火力	ゾーン上げ	火力発電所へのゾーン (バンド) 上げ指令	AJCL	OutBnd	発電所や系列などの運用単位ごとに用 意した AJCL インスタンスを利用。 MMS の制御メッセージを用いる。上げ 指令時の制御パラメータは higher。	必要時
	ゾーン下げ	火力発電所へのゾーン (バンド) 下げ指令	AJCL	OutBnd	発電所や系列などの運用単位ごとに用 意した AJCL インスタンスを利用。 MMS の制御メッセージを用いる。下げ 指令時の制御パラメータは lower。	

水力	揚水指令	揚水開始時刻または揚水遮断時刻。	APSG	PmpStr	発電機ごとにインスタンスを用意。 揚水開始指令の際は PmpStr に ctlVal = true を送信。 揚水遮断指令の際は Stop に ctlVal = true を送信。 いずれの場合も DateTgt にて時刻指定。	必要時
				Stop		
				DateTgt		

i) LFC 対象外電源には，指令値は送信されない。

ii) EDC 対象外電源には，指令値は送信されない。

iii) OP 指令が不要な場合には，指令値は送信されない。

- ゾーン（バンド）上げ／下げ切替指令：火力発電所は運転出力帯に応じて補機（給水ポンプ，ミル等）の運転台数の変更操作が発電所で必要なため，運転出力帯を変更する場合は，火力発電所へ切替指令が必要。

4.2 状態（発電機側装置→エリアシステム拠点）

発電機側装置からエリアシステム拠点に送信される状態データを表 2 に示す。

表 2 発電機側装置からエリアシステム拠点向けの状態データ

グループ	状態項目	概要	LN	DO/DA	補足	伝送頻度
発電機一般	エリア識別子	OCCTO のエリアコード（01～10）	DVER	ElcRefId. setVal	エリア識別子のための DVER インスタンスを用意。 OCCTO のエリアコード 2 桁を文字列として保存。	状態時 ⁱ⁾

	発電機識別子	OCCTO に登録されている発電機の系統コード（文字列扱い）	DECP	ElcRefId. setVal	発電機識別子を割り振る単位が発電所の場合もあるため、GUNT が不適合な場合もあることから除外。 LLN0.NamPlt は、発電機識別子以外にも値を有するのが一般（IEC 61850-7-510 Ed. 2.0 section 5.1.7 参照）であるため除外。 以上の事情から、系統の参照点にマッピング。
	連系用遮断器 開閉状態	各連系用遮断器の開閉状態（受電端遮断器）。	XCBR	Pos.stVal	連系用遮断器のための XCBR インスタンスを用意。 stVal = 1 (off) stVal = 2 (on)
	発電機並列用 遮断器 開閉状態	各発電機の並列用遮断器開閉状態。	XCBR	Pos.stVal	並列用遮断器のための XCBR インスタンスを用意。 stVal = 1 (off) stVal = 2 (on)
	通信不具合	片面が停止していることを、もう一つの面で通知する。	CALH	GrWrn.stVal	通信不具合を表す CALH のインスタンスを用意。 通信不具合は軽故障として扱う。 stVal = true（通信不具合発生） stVal = false（通信不具合なし） 検出方法は 10.4 節を参照のこと。
	GF 使用／除外	ガバナフリー運転（Governor-Free operation）の使用／除外を表す。	ACTM	ModAct. stVal	発電機毎に GF 使用／除外を表す ACTM のインスタンスを用意。 ModAct.ctrlModel = 0 (status-only) とすることにより、読み取り専用とする。 stVal = true（使用） stVal = false（除外）

	LFC 使用／除外	負荷周波数制御 (Load Frequency Control) の使用／除外を表す。	ACTM	ModAct. stVal	発電機毎に LFC 使用／除外を表す ACTM のインスタンスを用意。 ModAct.ctlModel = 0 (status-only) とすることにより、読み取り専用とする。 stVal = true (使用) stVal = false (除外)	
	EDC 使用／除外	経済負荷配分制御 (Economic load Dispatching Control) の使用／除外を表す。	ACTM	ModAct. stVal	発電機毎に EDC 使用／除外を表す ACTM のインスタンスを用意。 ModAct.ctlModel = 0 (status-only) とすることにより、読み取り専用とする。 stVal = true (使用) stVal = false (除外)	
	発電指令 受信状態	発電 (並解列) 指令および時刻に関する発電機側装置の受信値を返送する。	ACDG	ConnGn DsconGn DateTgt	発電指令のために用意したインスタンスを利用。 並列指令は ConnGn.stVal, 解列指令は DsconGn.stVal, 時刻は DateTgt.setVal にて伝送。	
火力	ゾーン状態	ゾーン状態を表す。「上」「中」「下」の 3 状態。	AJCL	OutBnd{n}. ValWTr. posVal	発電所や系列などの運用単位ごとに用意した AJCL インスタンスを利用。 {n}はユニット番号。 上 = 3, 中 = 2, 下 = 1。 IEC 61850-7-410 の改定内容次第で火力発電リソースを表す論理ノードに変更となる可能性あり。	状態時 ⁱ⁾
	ゾーン変更完了	ゾーン上げ (下げ) 操作完了を示す (完了時 ON, その後自動的に OFF)。	AJCL	OutBnd{n}. ValWTr. transInd	発電所や系列などの運用単位ごとに用意した AJCL インスタンス (ゾーン状態用と同一) を利用。 {n}はユニット番号。 transInd = true (ゾーン変更中) transInd = false (ゾーン変更完了) IEC 61850-7-410 の改定内容次第で火力発電リソースを表す論理ノードに変更となる可能性あり。	

コンバインド機	タービン並列状態	発電機並列用遮断器の開閉状態。	XCBR	Pos.stVal	発電機並列用遮断器ごとに XCBR インスタンスを用意。	状態時 ⁱ⁾
水力	運転状態	「発電」「揚水」「同期始動」「発電調相」「揚水調相」「揚水待機」の 6 状態。	GUNT	UntOpMod.stVal	UntOpMod・UntOpSt・ReqSt の組み合わせにて運転状態を表示 (以下、&の左が UntOpMod の値, 中央が UntOpSt の値, 右が ReqSt の値。) 1 & 7 & 4 (発電) 3 & 7 & (11 12 13) (揚水) 3 & 3 & 12 (同期始動) 2 & 7 & 5 (発電調相) 2 & 7 & (8 9 10) (揚水調相) 3 & 7 & 7 (揚水待機)	状態時 ⁱ⁾
				UntOpSt.stVal		
				ReqSt.stVal		
	揚水指令受信状態	揚水指令および時刻に関する発電機側装置の受信値を返送する。	APSG	PmpStr	揚水指令のために用意したインスタンスを利用。 揚水運転指令は PmpStr.stVal, 揚水遮断指令は Stop.stVal, 時刻は DateTgt.setVal にて伝送。	
				Stop		
				DateTgt		

i) 状態の整合性確保のために、状態が変化しなくても 1 分周期での伝送も併用する。

4.3 計測（発電機側装置→エリアシステム拠点）

発電機側装置からエリアシステム拠点に送信される計測データを表 3 に示す。なお、本データには、計測ではないものの数値で表現されている項目も含む。

表 3 発電機側装置からエリアシステム拠点向けの計測データ

グループ	計測項目	概要	LN	DO/DA	補足	伝送頻度
発電機一般	現在発電出力	kW 単位の数値（発電機 1 台分）。 小数点以下第 6 位まで計測。 (1 秒間の平均値は用いない。)	MMXU	TotW.mag.f	現在発電出力のための MMXU インスタンスを用意。	1 秒周期

	無効電力	kvar 単位の数値。 小数点以下第 6 位まで計測。 計測時刻の電流と電圧より算出。 (1 秒間の平均値は用いない。)	MMXU	TotVAr. mag.f	本表「現在発電出力」のために用意した インスタンスを利用。	
	線間電圧	kV 単位の数値。 小数点以下第 2 位まで計測。 代表相の線間電圧を計測する。	MMXU	PPV.phsAB. cVal.mag.f	端子 ab 間の線間電圧。 本表「現在発電出力」のために用意した インスタンスを利用。	
	発電機周波数	Hz の数値。小数点以下第 2 位まで計測。	MMXU	Hz.mag.f	本表「現在発電出力」のために用意した インスタンスを利用。	
	LFC 指令値	kW 単位の数値。発電機側装置が受信してい る最新の LFC 指令値。 既設の発電機では指令値を返しておらず、計測 値で返送している。	AROP	WSpt. mxVal.f	表 1 の LFC 指令値と同一仕様。 LFC 指令値のために用意した AROP イ ンスタンスを利用し、他の関連項目と一 括して管理。	
	EDC 指令値	kW 単位の数値。発電機側装置が受信している 最新の EDC 指令値。	AROP	WSpt. mxVal.f	表 1 の EDC 指令値と同一仕様。 EDC 指令値のために用意した AROP イ ンスタンスを利用し、他の関連項目と一 括して管理。	1 分周期
	可能最大 発電出力	kW 単位の数値。小数点以下第 6 位まで計測。 水力の場合はダム水位を考慮した値。 火力の場合は外気温度等を考慮した値。	MMXU	TotW.mag.f	可能最大発電出力のための MMXU イ ンスタンスを用意。 下記 AJCL.MaxCapW が制定されれば そちらを利用。	
			AJCL	MaxCapW {n}.mag.f	発電所や系列などの運用単位ごとに用 意した AJCL インスタンスを利用。 {n}はユニット番号。	
	可能最小 発電出力	kW 単位の数値。小数点以下第 6 位まで計測。 水力の場合はダム水位を考慮した値。 火力の場合は外気温度等を考慮した値。	MMXU	TotW.mag.f	可能最小発電出力のための MMXU イ ンスタンスを用意。 下記 AJCL.MinCapW が制定されれば そちらを利用。	
			AJCL	MinCapW {n}.mag.f	発電所や系列などの運用単位ごとに用 意した AJCL インスタンスを利用。 {n}はユニット番号。	

	発電電力量	kWh 単位の数値, 小数点以下第 6 位まで計測。 直近の 30 分コマ (X 時 00 分～X 時 30 分ある いは X 時 30 分～(X+1)時 00 分) に発電した 電力量。	MMTR	SupWh. actVal	発電機全体 (LFC および EDC 分を含 む) の発電電力量のための MMTR イン スタンスを用意。	30 分 周期
水力	揚水動力	kW 単位の数値。小数点以下第 6 位まで計測。 揚水に用いている電力。 (1 秒間の平均値は用いない。)	MMXU	TotW.mag.f	揚水動力に用いている電力のための MMXU インスタンスを用意。	1 秒周期
	ダム水位	m 単位の数値。小数点以下第 2 位まで計測。	HLVL	LevMeas. mag.f	LevMeas は, IEC 61850-7-410 Ed. 3.0 で DO 名称が変更されたもの。 複数のダムを利用している場合には, HLVL インスタンスをそれぞれのダム に用意。	
	可変速揚水機 上限値	kW 単位の数値。小数点以下第 6 位まで計測。 可変速揚水機が揚水運転する際の揚水動力上 限值。	HJCL	MaxCsmpr- Cap{n}.mag.f	発電所や系列などの運用単位ごとに用 意した HJCL インスタンスを利用。	
	可変速揚水機 下限値	kW 単位の数値。小数点以下第 6 位まで計測。 可変速揚水機が揚水運転する際の揚水動力下 限值。	HJCL	MinCsmpr- Cap{n}.mag.f	発電所や系列などの運用単位ごとに用 意した HJCL インスタンスを利用。	
	揚水可能量	kWh 単位の数値。小数点以下第 1 位まで計測。 ダム水位等から算出した値。	HJCL	AvlPmpWh. mag.f	発電所や系列などの運用単位ごとに用 意した HJCL インスタンスを利用。	30 分 周期
	発電可能量 (水力)	kWh 単位の数値。小数点以下第 1 位まで計測。 ダム水位等から算出した値。	AJCL	AvlGnWh {n}.mag.f	発電所や系列などの運用単位ごとに用 意した AJCL インスタンスを利用。{n} はユニット番号。	
	揚水電力量	kWh 単位の数値。小数点以下第 6 位まで計測。 直近の 30 分コマ (X 時 00 分～X 時 30 分ある いは X 時 30 分～(X+1)時 00 分) に揚水で消 費した電力量。	MMTR	DmdWh. actVal	揚水電力量を表す MMTR インスタンス を用意。	

4.4 補足事項

- ゾーン(バンド)上げ／下げ切替指令: 火力発電所は運転出力帯に応じて補機(給水ポンプ, ミル等)の運転台数の変更操作が発電所で必要なため, 運転出力帯を変更する場合は, 火力発電所へ切替指令が必要。

4.4.1 制御メッセージ内の origin が有する値について

origin は, 制御メッセージが有するパラメータの一つであり, 制御を指令する箇所を特定するための情報を有する。最も簡潔なシステム構成であれば, 制御メッセージの送信元を特定する情報が格納されるが, 今回のシステム構成では, 発電機側装置に対して制御メッセージを送信するエリア GW は, 図 2 に示すように, 指令そのものの発信元ではなく, メインシステム拠点から送付される指令を配信する役割を担う。このためシステム構成としては, カスケード接続の状態(三つ以上の構成要素が数珠繋ぎとなった接続状態)となる。

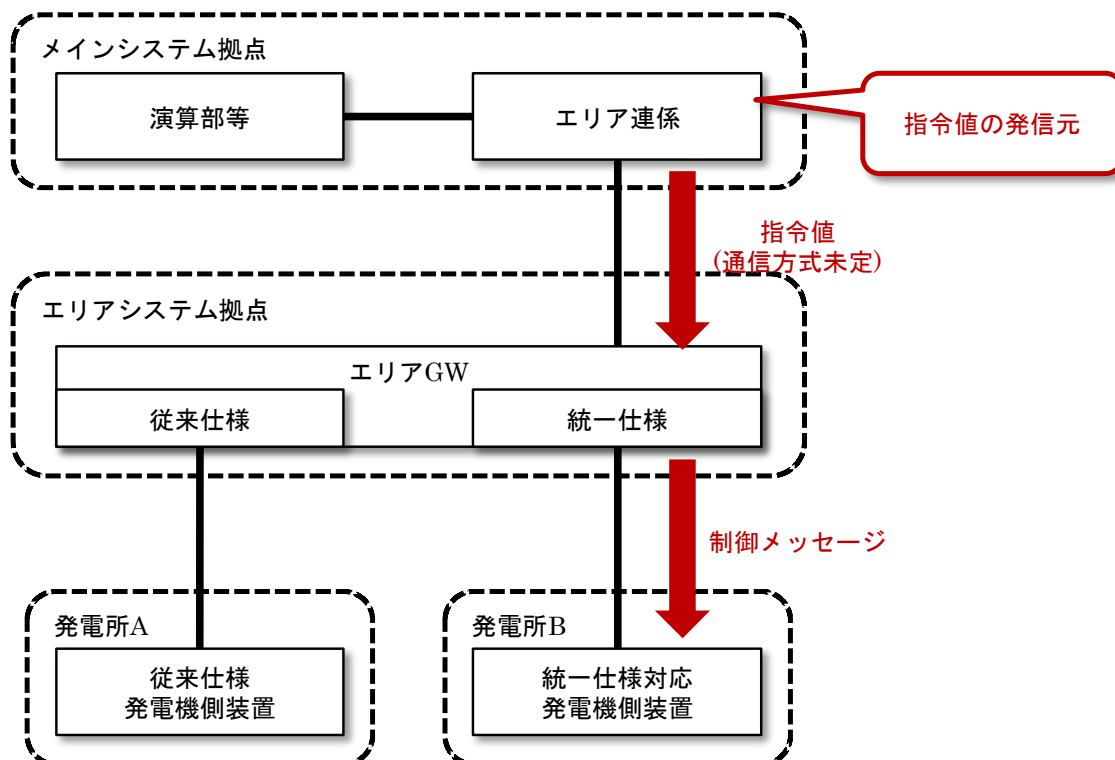


図2 システムの全体構成と制御メッセージおよび指令値の発信元の関係(図1に加筆)

カスケード接続のシステムに関しては, エリア GW のような中間に位置する装置がクライアントとなって送信する制御メッセージ内の origin については, 大元の制御指令箇所とすることが IEC 61850 でも想定されている。その一例として, IEC 61950-90-2 Ed. 1.0 section 7.1.3.6.9.1 にて, 下記のような記述が掲載されている(下線斜字にて記載した箇所に注目いただきたい)。

「The data object CmdBlk is used to block incoming commands at LN level. When the blocking is activated, the command will not be accepted and an appropriate negative response is sent to the client who initiated the command. Setting CmdBlk to TRUE in a Proxy/Gateway logical node will block only the command from the control centre. It is not forwarded to the source logical node in the IED. The control within the substation from a substation HMI is not affected.

Blocking of commands can also be achieved setting LocSta at bay level to “TRUE”. This requires that the Proxy/Gateway forwards the originator to the IED as received from the control centre. Setting the ITCI.LocSta of the Proxy/Gateway server in the Proxy/Gateway to “TRUE” will block all commands from the control centre.」

今回のシステム構成では、メインシステム拠点・エリアシステム拠点間の通信方式が、エリアシステム拠点・発電機側装置間の通信方式と異なる可能性があるが、IEC 61850 で想定されている **origin** の利用方法を踏襲するのであれば、4.1 節のマッピングで示したように、拠点箇所名をメインシステム拠点・サーバ系列名にすることに問題はないと判断される。

5. 論理ノードのタイプ

本章では、発電機指令用通信の伝送に用いる論理ノードのタイプを定義する。各節では、各論理ノードのタイプが有するデータオブジェクトを記載する。記載されているデータオブジェクトは、当該論理ノードのタイプが実装される場合には、必ず実装すること。なお、記載されていないデータオブジェクトが実装されていても構わないが、セキュリティ上問題になる点があれば、適切な対策を実施しておくこと。

データオブジェクト名の後に{n}と記載されているものは、複数のデータオブジェクトインスタンスが存在する可能性を示している（IEC 61850 における Mmulti または Omulti に相当）。また、データオブジェクト名の後に 1 と記載されているものは、IEC 61850 において複数存在することが認められているものだが、本仕様では一つだけ利用することを示している。

5.1 ACDG

ACDG は、発電機の並解列指令に関するデータを管理するために利用される。以下の DO を有する LN タイプを定義して利用する。

DO 名	CDC	T	概要
制御			
ConnGn	SPC		ctlVal = true にて並列指令。 同指令を受信時に stVal = true へ遷移。 ctlVal = false にて指令のキャンセル。 以下に示すいずれかの条件により stVal は false に遷移 ・ DateTgt で指定された時刻に到達したとき ・ DsconGn に true の指令を受信したとき
DsconGn	SPC		ctlVal = true にて解列指令。 同指令を受信時に stVal = true へ遷移。 ctlVal = false にて指令のキャンセル。 以下に示すいずれかの条件により stVal は false に遷移 ・ DateTgt で指定された時刻に到達したとき ・ ConnGn に true の指令を受信したとき
設定			
DateTgt	TSG		指令内容（ConnGn.stVal = true であれば発電機並列、DsconGn.stVal = true であれば発電機解列）の状態に到達する時刻の指定。 実績ではなく将来の時刻。 本 DO がいない場合は、ConnGn/DsconGn は受領時に動作。

5.2 ACTM

ACTM は IEC 61850-7-410 Ed. 2.1 および 3.0 CD にて制定されている論理ノードで、あらゆる制御システムまたは調整システムの制御モードに関する情報を表すために利用される。以下の DO を有する LN タイプを定義して利用する。利用可能な各制御モードに一つの ACTM インスタンスを用意する。

DO 名	CDC	T	概要
状態			
ModActSt	SPS		この ACTM が表す制御モードの動作状態を表す。(stVal: true = 運用, false = 停止)

制御			
ModAct	SPC		この ACTM が表す制御モードの使用状態と制御。(stVal: true＝使用中, false＝不使用)
EncModAct	ENC		この ACTM が表す制御モードの設定状態と制御。それぞれの値が具体的にどの状態を表すかは, 利用する列挙子定義に従う。 IEC 61850-7-410 に提案中の DO。

5.3 AJCL

AJCL は IEC 61850-7-410 Ed. 2.1 および 3.0 CD にて制定されている論理ノードで, 複数の発電ユニットに対する制御を担う。以下の DO を有する LN タイプを定義して利用する。

DO 名	CDC	T	概要
計測値・算出値			
MaxCapW{n}	MV		発電ユニット n の可能最大発電出力を表す。 本通信仕様で独自に追加した DO。
MinCapW{n}	MV		発電ユニット n の可能最小発電出力を表す。 本通信仕様で独自に追加した DO。
AvlGnWh{n}	MV		発電ユニット n の発電可能量を表す。 本通信仕様で独自に追加した DO。
制御			
DifWSpt{n}	APC		発電ユニット n の有効電力差分目標値とその制御。 IEC 61850-7-410 Ed. 3.0 CD で追加された DO。
OutBnd{n}	BSC		発電ユニット n に対するゾーンの上げ下げ制御, およびゾーンの状態を表す。本通信仕様で追加した DO。
WSpt{n}	APC		発電ユニット n の有効電力出力目標値とその制御。IEC 61850-7-410 Ed. 3.0 CD で追加された DO。

5.4 APSG

APSG は, 揚水発電所の運転指令に関するデータを管理するために利用される。以下の DO を有する LN タイプを定義して利用する。

DO 名	CDC	T	概要
制御			
PmpStr	SPC		ctlVal = true にて揚水開始指令。 ctlVal = false にて指令のキャンセル。 以下に示すいずれかの条件により stVal は false に遷移 ・ DateTgt で指定された時刻に到達したとき ・ GnCdsStr/PmpCdsStr/Stop のいずれかに true の指令を受信したとき
Stop	SPC		ctlVal = true にて停止 (揚水遮断) 指令。 ctlVal = false にて指令のキャンセル。 以下に示すいずれかの条件により stVal は false に遷移 ・ DateTgt で指定された時刻に到達したとき ・ PmpStr/GnCdsStr/PmpCdsStr のいずれかに true の指令を受信したとき
設定			

DateTgt	TSG		指令内容の状態に到達する時刻の指定。 実績ではなく将来の時刻。 本 DO がない場合は、ConnGn/DsconGn は受領時に動作。
TgtTyp	ENG		指令に基づき到達すべき状態の種別。 setVal が有する値は揚水指令種別（8.3 節）にて定義されたもの。

5.5 AROP

AROP は、日本から提案し、IEC 61850-7-410 Ed. 3.0 CD (Committee Draft) で掲載されている論理ノードで、発電機に対する調整力指令に関するデータを管理するために利用される。以下の DO を有する LN タイプを定義して利用する。

DO 名	CDC	T	概要
計測値・算出値			
ReqW	MV		要求された調整量。
制御			
WSpt	APC		調整指令値。
Mod	ENC		論理ノードの振る舞い制御（1＝運用状態，2＝運用状態&出力なし，3＝試験状態，4＝試験状態&出力なし，5＝停止）
設定			
RsvTyp	ENG		調整力の種類。 setVal が有する値は調整力種別（8.1 節）にて定義されたもの。
TmTgt	TSG		達成目標時刻。UTC。
WSptTyp	ENG		出力調整指令／出力変化量指令の別を示す。 setVal が有する値は指令値種別（8.2 節）にて定義されたもの。 本通信仕様で追加した DO。
RmpRteUse	SPG		ランプレート制限の設定値。本仕様では利用しないが、必須のデータ属性なので定義する。 (setVal: true＝制限あり，false＝制限なし)

5.6 CALH

CALH は IEC 61850-7-4 Ed. 2.1 にて制定されている論理ノードで、複数の警報信号をまとめ、何らかの論理演算（AND，OR，NOT およびその組み合わせ）により得られる結果を表示する。以下の DO を有する LN タイプを定義して利用する。

DO 名	CDC	T	概要
状態			
GrWrn	SPS		軽故障を表す。(stVal: true＝軽故障発生，false＝軽故障発生なし)

5.7 DECP

DECP は IEC 61850-7-420 Ed. 2.0 にて制定されている論理ノードで、電力系統における連系点以外の参照点を表す。以下の DO を有する LN タイプを定義して利用する。

DO 名	CDC	T	概要
設定			
ElcRefId	VSG		参照点の識別子。 本仕様では、発電機識別子を管理する。基本的には上書き不可。

5.8 DVER

DVER は IEC 61850-7-420 Ed. 2.0 にて制定されている論理ノードで、電力系統におけるバーチャルな参照点を表す。以下の DO を有する LN タイプを定義して利用する。

DO 名	CDC	T	概要
設定			
ElcRefId	VSG		参照点の識別子。 本仕様では、エリア識別子を管理するために、setVal にて 01～10 のエリアコードを文字列として管理。基本的には上書き不可。

5.9 FSCH

FSCH は IEC 61850-7-4 Ed. 2.1 にて制定されている論理ノードで、スケジューリングを行う際の各時間帯における整定値等を管理する。以下の DO を有する LN タイプを定義して利用する。

DO 名	CDC	T	概要
制御			
EnaReq	SPC	T	本 FSCH が管理するスケジュールの実行開始を要求する制御。 ただし、スケジュールの状態は SchdSt にて表示される。
DsaReq	SPC	T	本 FSCH が管理するスケジュールの実行停止を要求する制御。 ただし、スケジュールの状態は SchdSt にて表示される。
設定			
SchdIntv	ING		本 FSCH 内のエントリー一つあたりの継続時間。
ValASG{n}	ASG		発動指令電源に対する OP 指令値を指定するために利用する。kW 単位。
StrTm1	TSG		スケジュール開始時刻。DO は一つだけ用意する。

5.10 GUNT

GUNT は IEC 61850-7-410 Ed. 2.1 および 3.0 CD にて制定されている論理ノードで、発電機ユニットを表す。以下の DO を有する LN タイプを定義して利用する。

DO 名	CDC	T	概要
状態			
UntOpMod	ENS		発電ユニットの運転モード。(stVal: 1=発電モード, 2=調相モード, 3=揚水モード, その他の値は IEC 61850-7-410 Ed. 2.1 を参照のこと。)
UntOpSt	ENS		発電ユニットの運転状態 (stVal: 3=起動中, 7=並列済かつ平常運転, その他の値は IEC 61850-7-410 Ed. 2.1 を参照のこと。)

制御			
ReqSt	ENC		運転状態の制御。(stVal: 4＝発電, 5＝発電調相, 7＝揚水待機, 11/12/13＝揚水開始。なお, 11 は静止型周波数変換器を用いた揚水, 12 は BTB (back to back) を用いた揚水, 13 は自励式励磁装置を用いた揚水と定義されている。その他の値は IEC 61850-7-410 Ed. 2.1 を参照のこと)

5.11 HJCL

HJCL は IEC 61850-7-410 Ed. 2.1 および 3.0 CD にて制定されている論理ノードで、複数の水力発電ユニットに対する制御を担う。以下の DO を有する LN タイプを定義して利用する。

DO 名	CDC	T	概要
計測値・算出値			
AvlPmpDur{n}	MV		揚水可能時間を表す。 日本から IEC TC 57 WG 18 に提案し, IEC 61850-7-410 Ed. 3.0 CD に掲載。
AvlPmpWh	MV		揚水可能量 [kWh] を表す。本通信仕様で独自に追加した DO。
MaxCsmPcap{n}	MV		ユニット n の可変速揚水機上限値 [kW] を表す。ユニットごとに DO インスタンスを用意。日本から IEC TC 57 WG 18 に提案し, IEC 61850-7-410 Ed. 3.0 CD に掲載。
MinCsmPcap{n}	MV		ユニット n の可変速揚水機下限値 [kW] を表す。ユニットごとに DO インスタンスを用意。日本から IEC TC 57 WG 18 に提案し, IEC 61850-7-410 Ed. 3.0 CD に掲載。

5.12 HLVL

HLVL は IEC 61850-7-410 Ed. 2.1 および 3.0 CD にて制定されている論理ノードで、水位を管理する役割を担う。以下の DO を有する LN タイプを定義して利用する。

DO 名	CDC	T	概要
計測値・算出値			
LevMeas	MV		m 単位で水位を表す。オフセットがあれば考慮する。(mag.f: m 単位の浮動小数点数。units.SIUnit = 2; m。units.multiplier = 0)

5.13 MMTR

MMTR は IEC 61850-7-4 Ed. 2.1 にて制定されている論理ノードで、三相交流の電力量検針を担う。以下の DO を有する LN タイプを定義して利用する。

DO 名	CDC	T	概要
計測値・算出値			
DmdWh	BCR		需要に関する有効電力量。
SupWh	BCR		供給に関する有効電力量。

5.14 MMXU

MMXU は IEC 61850-7-4 Ed. 2.1 にて制定されている論理ノードで、三相交流の実効値計測を担う。以下の DO を有する LN タイプを定義して利用する。

DO 名	CDC	T	概要
計測値・算出値			
Hz	MV		周波数。(mag.f: Hz 単位の浮動小数点数値。units.SIUnit = 33; Hz。units.multiplier = 0)
PPV	DEL		線間電圧。(phsBC.cVal.mag.f: kV 単位の浮動小数点数値。units.SIUnit = 29; volt。units.multiplier = 3; kilo) 連系点の計測の場合にのみ利用
TotVAr	MV		三相全体の無効電力 (mag.f: kvar 単位の整数値。units.SIUnit = 63; var。units.multiplier = 3; kilo) 連系点の計測の場合にのみ利用
TotW	MV		三相全体の有効電力 (mag.f: kW 単位の整数値。units.SIUnit = 38; watt。units.multiplier = 3; kilo)

5.15 XCBR

XCBR は IEC 61850-7-4 Ed. 2.1 にて制定されている論理ノードで、遮断器を表す。以下の DO を有する LN タイプを定義して利用する。

DO 名	CDC	T	概要
制御			
Pos	DPC		開閉状態と制御 (stVal; 1=開, 2=閉。ctlModel = status-only)

6. 共通データクラスのタイプ

本章では、共通データクラスのタイプを定義する。各節では、それぞれのタイプが有するデータ属性を記載する。記載されているデータ属性は必ず実装されること。なお、記載されていないデータ属性が実装されていても構わないが、セキュリティ上問題になる点があれば、適切な対策を実施しておくこと。

共通データクラスのタイプ名には、プレフィックス（先頭に付与する文字列）として調整力を表す **rsv** (reserve) を付与する。

6.1 状態監視用共通データクラス

6.1.1 BCR

SCL におけるデフォルト名称は **rsvBCR** とする。

rsvBCR が有するデータ属性を表 4 に示す。

表 4 **rsvBCR** が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要
状態				
actVal	INT64	ST	dchg	バイナリカウンタとして表される状態。
q	Quality	ST	qchg	actVal の値の品質（正常，無効など）
t	Timestamp	ST		actVal または q が更新された時刻
コンフィグレーション・表記				
units	Unit	CF	dchg	pulsQty が表す値の工学単位。
pulsQty	FLOAT32	CF	dchg	1 カウントあたりの大きさ。 actVal と pulsQty の積が，units で表されている値となる。

6.1.2 ENS

SCL におけるデフォルト名称は **rsvENS** とする。

rsvENS が有するデータ属性を表 5 に示す。

表 5 **rsvENS** が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要
状態				
stVal	EnumDA	ST	dchg dupd	列挙子で表される状態。具体的な値は，各データオブジェクトにて定義される。
q	Quality	ST	qchg	stVal の値の品質（正常，無効など）
t	Timestamp	ST		stVal または q が更新された時刻
代替値				
subEna	BOOLEAN	SV		true=代替値使用。false=代替値不使用（プロセスデータを使用）
subVal	EnumDA	SV		列挙子で表される状態の代替値。具体的な値は，各データオブジェクトにて定義される。
subQ	Quality	SV		代替値を用いた場合の品質。 source = substituted とすること。
subID	VisString64	SV		代替値を設定した主体。 デフォルト値は null とする。

6.1.3 INS

SCLにおけるデフォルト名称は **rsvINS** とする。
rsvINS が有するデータ属性を表 6 に示す。

表 6 **rsvINS** が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要
状態				
stVal	INT32	ST	dchg dupd	整数型で表される状態。
q	Quality	ST	qchg	stVal の値の品質（正常，無効など）
t	Timestamp	ST		stVal または q が更新された時刻
代替値				
subEna	BOOLEAN	SV		true=代替値使用。false=代替値不使用（プロセスデータを使用）
subVal	INT32	SV		状態の代替値。
subQ	Quality	SV		代替値を用いた場合の品質。 source = substituted とすること。
subID	VisString64	SV		代替値を設定した主体。 デフォルト値は null とする。

6.1.4 SPS

SCLにおけるデフォルト名称は **rsvSPS** とする。
rsvSPS が有するデータ属性を表 7 に示す。

表 7 **rsvSPS** が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要
状態				
stVal	BOOLEAN	ST	dchg	真偽値型で表される状態。
q	Quality	ST	qchg	stVal の値の品質（正常，無効など）
t	Timestamp	ST		stVal または q が更新された時刻
代替値				
subEna	BOOLEAN	SV		true=代替値使用。false=代替値不使用（プロセスデータを使用）
subVal	EnumDA	SV		状態の代替値。
subQ	Quality	SV		代替値を用いた場合の品質。 source = substituted とすること。
subID	VisString64	SV		代替値を設定した主体。 デフォルト値は null とする。

6.2 計測用共通データクラス

6.2.1 CMV

SCLにおけるデフォルト名称は **rsvCMV** とする。
rsvCMV が有するデータ属性を表 8 に示す。

表 8 rsvCMV が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要
状態				
cVal	Vector	MX	dchg dupd	ベクトル（フェーザ）型の計測値
q	Quality	MX	qchg	cVal の値の品質（正常，無効など）
t	Timestamp	MX		cVal または q が更新された時刻
代替値				
subEna	BOOLEAN	SV		true=代替値使用。false=代替値不使用（プロセスデータを使用）
subCVal	Vector	SV		ベクトル（フェーザ）型計測値の代替値。
subQ	Quality	SV		代替値を用いた場合の品質。 source = substituted とすること。
subID	VisString64	SV		代替値を設定した主体。 デフォルト値は null とする。
コンフィグレーション・表記				
units	Unit	CF	dchg	cVal.mag の値の工学単位。

6.2.2 DEL

SCL におけるデフォルト名称は rsvDEL とする。

rsvDEL が有するデータ属性を表 9 に示す。電圧を計測する代表相が統一されていない可能性があるため、現時点では三相すべてに対応したタイプとしている。

表 9 rsvDEL が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要
サブデータオブジェクト				
phsAB	CMV			線間電圧 Vab。
phsBC	CMV			線間電圧 Vbc。
phsCA	CMV			線間電圧 Vca。

6.2.3 MV

SCL におけるデフォルト名称は rsvMV とする。

rsvMV が有するデータ属性を表 10 に示す。

表 10 rsvMV が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要
状態				
mag	AnalogueValue	MX	dchg dupd	計測値
q	Quality	MX	qchg	mag の値の品質（正常，無効など）
t	Timestamp	MX		mag または q が更新された時刻
代替値				
subEna	BOOLEAN	SV		true=代替値使用。false=代替値不使用（プロセスデータを使用）
subMag	AnalogueValue	SV		計測値の代替値。

subQ	Quality	SV		代替値を用いた場合の品質。 source = substituted とすること。
subID	VisString64	SV		代替値を設定した主体。 デフォルト値は null とする。
コンフィグレーション・表記				
units	Unit	CF	dchg	mag の値の工学単位。

6.3 制御用共通データクラス

6.3.1 APC

SCL におけるデフォルト名称は rsvAPC とする。

rsvAPC が有するデータ属性を表 11 に示す。

表 11 rsvAPC が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要（本仕様で指定する値があれば明記）
状態				
origin	Originator	MX		直近の制御を実施した箇所。
ctlNum	INT8U	MX		受信した直近の制御シーケンス番号。 直近の Operate.req に含まれている ctlNum を保存したもの。
mxVal	AnalogueValue	MX	dchg	受信した指令値。発電機が実際に発電している電力ではない。
q	Quality	MX	qchg	mxVal の値の品質（正常，無効など）
t	Timestamp	MX		mxVal または q が更新された時刻
代替値				
subEna	BOOLEAN	SV		true＝代替値使用。false＝代替値不使用（プロセスデータを使用）
subVal	AnalogueValue	SV		受信した指令値の代替値。
subQ	Quality	SV		代替値を用いた場合の品質。 source = substituted とすること。
subID	VisString64	SV		代替値を設定した主体。 デフォルト値は null とする。
コンフィグレーション・表記				
ctlModel	CtlModelKind	CF	dchg	制御モード 本仕様では常に値 0（status-only）
minVal	AnalogueValue	CF	dchg	指令値として指定できる下限値。
maxVal	AnalogueValue	CF	dchg	指令値として指定できる上限値。

6.3.2 BSC

SCL におけるデフォルト名称は rsvBSC とする。

rsvBSC が有するデータ属性を表 12 に示す。

表 12 rsvBSC が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要
状態				
origin	Originator	ST		直近の制御を実施した箇所。

ctlNum	INT8U	ST		受信した直近の制御シーケンス番号。 直近の Operate.req に含まれている ctlNum を保存したもの。
valWTr	ValWithTrans	ST	dchg	整数値で表される状態（発電機の運転ゾーン、タップ位置など）と、静止／動作中の別を組み合わせた状態。
q	Quality	ST	qchg	valWTr の値の品質（正常、無効など）
t	Timestamp	ST		valWTr または q が更新された時刻
代替値				
subEna	BOOLEAN	SV		true＝代替値使用。false＝代替値不使用（プロセスデータを使用）
subVal	ValWithTrans	SV		状態の代替値。
subQ	Quality	SV		代替値を用いた場合の品質。 source = substituted とすること。
subID	VisString64	SV		代替値を設定した主体。 デフォルト値は null とする。
コンフィグレーション・表記				
persistent	BOOLEAN	CF	dchg	上げ指令／下げ指令の継続性を示す。 本仕様では常に false（一回の指令で上げないし下げを一つ実施）。
ctlModel	CtlModelKind	CF	dchg	制御モード 本仕様では常に値 0（status-only）

6.3.3 DPC

SCL におけるデフォルト名称は rsvDPC とする。
rsvDPC が有するデータ属性を表 13 に示す。

表 13 rsvDPC が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要
状態				
origin	Originator	ST		直近の制御を実施した箇所。
ctlNum	INT8U	ST		受信した直近の制御シーケンス番号。 直近の Operate.req に含まれている ctlNum を保存したもの。
stVal	DpStatusKind	ST	dchg	4 値（0 = intermediate, 1 = off, 2 = on, 3 = bad-state）
q	Quality	ST	qchg	stVal の値の品質（正常、無効など）
t	Timestamp	ST		stVal または q が更新された時刻
代替値				
subEna	BOOLEAN	SV		true＝代替値使用。false＝代替値不使用（プロセスデータを使用）
subVal	DpStatusKind	SV		状態の代替値。
subQ	Quality	SV		代替値を用いた場合の品質。 source = substituted とすること。
subID	VisString64	SV		代替値を設定した主体。 デフォルト値は null とする。

コンフィグレーション・表記				
ctlModel	CtlModelKind	CF	dchg	制御モード 本仕様では常に値 0 (status-only)

6.3.4 ENC

SCL におけるデフォルト名称は rsvENC とする。
rsvENC が有するデータ属性を表 14 に示す。

表 14 rsvENC が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要
状態				
origin	Originator	ST		直近の制御を実施した箇所。
ctlNum	INT8U	ST		受信した直近の制御シーケンス番号。 直近の Operate.req に含まれている ctlNum を保存したもの。
stVal	EnumDA	ST	dchg	列挙子で表される状態。具体的な値は利用するデータオブジェクトごとに定める。
q	Quality	ST	qchg	stVal の値の品質（正常、無効など）
t	Timestamp	ST		stVal または q が更新された時刻
代替値				
subEna	BOOLEAN	SV		true=代替値使用。false=代替値不使用（プロセスデータを使用）
subVal	EnumDA	SV		状態の代替値。
subQ	Quality	SV		代替値を用いた場合の品質。 source = substituted とすること。
subID	VisString64	SV		代替値を設定した主体。 デフォルト値は null とする。
コンフィグレーション・表記				
ctlModel	CtlModelKind	CF	dchg	制御モード

6.3.5 SPC

SCL におけるデフォルト名称は rsvSPC とする。
rsvSPC が有するデータ属性を表 15 に示す。

表 15 rsvSPC が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要
状態				
origin	Originator	ST		直近の制御を実施した箇所。
ctlNum	INT8U	ST		受信した直近の制御シーケンス番号。 直近の Operate.req に含まれている ctlNum を保存したもの。
stVal	BOOLEAN	ST	dchg	真偽値型で表される状態。
q	Quality	ST	qchg	stVal の値の品質（正常、無効など）
t	Timestamp	ST		stVal または q が更新された時刻
代替値				

subEna	BOOLEAN	SV		true=代替値使用。false=代替値不使用（プロセスデータを使用）
subVal	BOOLEAN	SV		状態の代替値。
subQ	Quality	SV		代替値を用いた場合の品質。 source = substituted とすること。
subID	VisString64	SV		代替値を設定した主体。 デフォルト値は null とする。
コンフィグレーション・表記				
ctlModel	CtlModelKind	CF	dchg	制御モード

6.4 設定用共通データクラス

6.4.1 ASG

SCLにおけるデフォルト名称は rsvASG とする。
rsvASG が有するデータ属性を表 16 に示す。

表 16 rsvASG が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要
設定				
setMag	AnalogueValueCtl	SP	dchg	アナログ型の設定値。具体的な値は、各データオブジェクトにて定義される。

6.4.2 ENG

SCLにおけるデフォルト名称は rsvENG とする。
rsvENG が有するデータ属性を表 17 に示す。

表 17 rsvENG が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要
設定				
setVal	EnumDA	SP	dchg	列挙子で表される設定値。具体的な値は、各データオブジェクトにて定義される。

6.4.3 ING

SCLにおけるデフォルト名称は rsvING とする。
rsvING が有するデータ属性を表 18 に示す。

表 18 rsvING が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要
設定				
setVal	INT32	SP	dchg	整数型で表される設定値。

6.4.4 ORG

SCLにおけるデフォルト名称は rsvORG とする。
rsvORG が有するデータ属性を表 19 に示す。

表 19 rsvORG が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要
設定				
setSrcRef	ObjectReference	SP	dchg	参照先オブジェクト（データオブジェクト、データ属性など）。

6.4.5 SPG

SCL におけるデフォルト名称は rsvSPG とする。
rsvSPG が有するデータ属性を表 20 に示す。

表 20 rsvSPG が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要
設定				
setVal	BOOLEAN	SP	dchg	真偽値型で表される設定値。

6.4.6 TSG

SCL におけるデフォルト名称は rsvTSG とする。

表 21 rsvTSG が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要
設定				
setCal	CalendarTime	SP	dchg	カレンダー形式で表される時刻に関する設定値。

6.4.7 VSG

SCL におけるデフォルト名称は rsvVSG とする。
rsvVSG が有するデータ属性を表 22 に示す。

表 22 rsvVSG が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要
設定				
setVal	VisString255	SP	dchg	文字列型の設定値。

6.5 情報記載用共通データクラス

6.5.1 DPL

SCL におけるデフォルト名称は rsvDPL とする。
rsvDPL が有する

表 23 rsvDPL が有するデータ属性

DA 名	型	FC	TrgOp	概要
コンフィグレーション・表記				
vendor	VisString255	DC		製作者名。
name	VisString64	DC		遮断器・断路器・発電ユニットの名称。

7. 構造型属性クラス

本章では、構造型属性クラスのうち、オプション要素や存在条件を有する要素がある場合に、タイプを仕様として定める。なお、IEC 61850 の定義によりタイプが一意に定まる（すべて必須要素になっている）CalendarTime, Originator, Quality, Timestamp については、ここで記載しない。

7.1 AnalogueValue

属性名	型	概要
f	FLOAT32	アナログ値の浮動小数点数表現

7.2 AnalogueValueCtl

属性名	型	概要
f	FLOAT32	アナログ値の浮動小数点数表現

7.3 Unit

属性名	型	概要
SIUnit	SIUnitKind	SI 単位。
multiplier	MultiplierKind	SI 接頭辞。

7.4 ValWithTrans

属性名	型	概要
posVal	INT8	本仕様ではゾーン番号に対応させる。
transInd	BOOLEAN	posVal の値が変更中であれば真。

7.5 Vector

属性名	型	概要
mag	AnalogueValue	ベクトル（フェーザ）の大きさ。

8. 列举子

本章では、ドラフト段階で定められている（制定済みのドキュメントでは定められていない）列举子を示す。

8.1 調整力種別（BalancingReserveKind）

列举子名	値	概要
Primary reserve subcategory 1	1	一次調整力種別 1。
Primary reserve subcategory 2	2	一次調整力種別 2。
Primary reserve subcategory 3	3	一次調整力種別 3。
Secondary reserve subcategory 1	4	二次調整力種別 1。本通信仕様では、二次調整力①に対応するものとする。
Secondary reserve subcategory 2	5	二次調整力種別 2。本通信仕様では、二次調整力②に対応するものとする。
Secondary reserve subcategory 3	6	二次調整力種別 3。
Tertiary reserve subcategory 1	7	三次調整力種別 1。本通信仕様では、三次調整力①に対応するものとする。
Tertiary reserve subcategory 2	8	三次調整力種別 2。本通信仕様では、三次調整力②に対応するものとする。
Tertiary reserve subcategory 3	9	三次調整力種別 3。
Overpower	10	OP 指令。
Others	98	その他調整力種別。

8.2 指令値種別（ReserveControlSetpointKind）

列举子名	値	概要
Pure differential	1	出力変化量指令。
Partial amount	2	出力調整指令。他の出力変化量指令の値を加算可能。
Total amount	3	純粋出力値指令。他の出力変化量指令の値は加算不可。
Others	98	その他調整力種別。

8.3 揚水指令種別（PumpedStorageOperationTargetKind）

列举子名	値	概要
Breaker closed	1	遮断器入状態
Breaker opened	2	遮断器切状態
Power supplied	3	負荷取り状態
Other	99	その他

9. データ伝送方法

9.1 概要

エリアシステム拠点のエリア GW（以下、エリア GW）と発電機側装置間のデータ伝送には、MMS（IEC 61850-8-1 Ed. 2.1 参照）を用いる。

9.2 MMS 通信

エリア GW と発電機側装置の間で MMS 通信を行う際には、常にエリア GW がクライアント、発電機側装置がサーバとなる。

以下、メッセージ種別ごとに、用途と伝送仕様を示す。

9.2.1 制御メッセージ

【用途】

エリア GW から発電機側装置に対し、制御用共通データクラスとして定義されているデータオブジェクトに対してデータを伝送するために利用する。例えば、

- ・各種調整力の指令値を送信する。
- ・火力発電機に対するゾーン上げまたは下げの指令を送信する。

【伝送仕様】

制御モデルとしては、direct control with normal security（IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 20.2.2 参照）を用い、制御対象となるデータオブジェクト（LFC 指令値を送信する場合には、AROP.WSpt）に対して、エリア GW から Operate.req を送信し、発電機側装置からは、制御の成否に関する応答として Operate.resp+/-を返す。

Operate.req に含まれるパラメータは、表 24 に示した内容で設定する。

表 24 Operate.req が有するパラメータの設定

パラメータ	概要	本仕様における設定
ControlObjectReference	制御対象の DO	表 1 に示した DO を利用
ctlVal	制御値	表 1 に示した DO に対応した制御値
origin	制御主体 (メッセージ送信元)	メインシステム拠点からの指令に基づく制御の orIdent はメインシステム拠点。 エリアシステム拠点からの指令に基づく制御の orIdent はエリアシステム拠点。 いずれも orCat は automatic-remote。
ctlNum	制御シーケンス番号	IEC 61850-7-2 Ed 2.1 Table 110 に記載のとおり。
T	制御時刻 (メッセージ送信時刻)	メインシステム拠点からの指令に基づく制御はメインシステム拠点の指令時刻。 エリアシステム拠点からの指令に基づく制御はメッセージ送信時刻。
Test	試験フラグ	IEC 61850-7-2 Ed 2.1 Table 110 に記載のとおり。運用時は false, 試験時は true。
Check	制御時検証条件	synchrocheck = false interlockCheck = false

【エラー情報 (AddCause)】

発電機側装置における確認処理（IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 Figure 40 に記載されている PerformTest と WaitForExecution）については、以下のとおりとする。

- 制御対象の共通データクラスが APC（アナログ値で制御するデータ）である場合、PerformTest（発電機側装置で制御メッセージを受信したときに、それを実行して良いかを判断する処理）の段階で、受信した ctlVal と設定されている minVal および maxVal を比較し、下限または上限を超えている場合には、AddCause を unknown として operate response-を返信する。

【補足説明：IEC 61850 における一挙動制御／二挙動制御】

IEC 61850 では、制御モデルとして、表 25 に示した 4 種類が用意されている。いずれの方法を選択するかは、制御対象となるデータオブジェクトごとに設定可能である。どの制御モデルが選択されているかは、当該データオブジェクトにおける属性 ctlModel にて示される。

表 25 IEC 61850 における制御モデル（一挙動制御／二挙動制御等）

制御モデル	選択指令	制御指令	応動確認
応動確認なし一挙動制御 (Direct control with normal security)	(なし)	Operate	(なし)
応動確認あり一挙動制御 (Direct control with enhanced security)	(なし)	Operate	CommandTermination
応動確認なし二挙動制御 (SBO with normal security)	Select	Operate	(なし)
応動確認あり二挙動制御 (SBO with enhanced security)	SelectWithValue	Operate	CommandTermination

* SBO: Select Before Operate

9.2.2 設定メッセージ

【用途】

目標時刻、発電指令や揚水指令とその開始時刻等、設定型のデータオブジェクトに対してデータを設定する際に用いる。

【伝送仕様】

SetDataValues を用いる。

LFC 指令の達成目標時刻に関するデータ伝送の場合には、AROP.TmTgt に対して目標達成時刻に相当するデータを SetDataValues.req により送信する。

発電指令や揚水指令に関するデータ伝送の場合には、FSCH.ValENG{n}に指令値を、FSCH.StrTm1 に対して開始時刻を、それぞれ SetDataValues.req によりエリア GW から送信する。

発電機側装置は設定処理の成否に関する応答として SetDataValues.resp+/-を返す。

SetDataValues.req に含まれるパラメータは、表 26 に示した内容で設定する。

表 26 SetDataValue.req が有するパラメータの設定

パラメータ	概要	本仕様における設定
Reference	設定対象の DO	表 1 に示した DO を利用
DataAttributeValue[1..n]	設定値	表 1 に示した DO に対応した設定値 (データ属性ごと)

9.2.3 バッファ機能付きレポート (BRCB)

【用途】

状態データと状態時伝送の計測データを、発電機側装置から伝送するために利用する。

【事前条件】

伝送開始までに以下の条件が成立させておくことを必須とする。

- 発電機側装置（MMS サーバ）は、レポートに含めるデータ項目を定めた DataSet を予め用意すること。（基本的には、発電機側装置の SCL にて定める。通信を通じた動的な DataSet の生成は行わない。）
- エリア GW（MMS クライアント）は、レポートに含まれるデータ項目（DataSet に登録されているデータオブジェクト等）の意味および順序を予め把握していること。（発電機側装置の SCL に記載されている情報により把握する。）
- 発電機側装置の設定ファイルにて、レポートの送信先を指定する。

【伝送仕様】

BRCB を用いる。

DataSet は伝送条件が同一のデータオブジェクトごとに設定し、それに対応した BRCB インスタンスを用意する。また、送信先ごと（本拠点と BU 拠点のそれぞれに設置されているエリア GW）に BRCB インスタンスを用意する。このため、1 台の発電機側装置には、DataSet の数と送信先数の積と同じ数の BRCB 制御ブロックを用意する。

状態時伝送を行う BRCB の DataSet における登録単位は、データオブジェクトとする。これは、状態時に時刻を表すデータ属性 t を合わせて送信することを可能とするためである。

表 27 BRCB のパラメータ設定

パラメータ	概要	本仕様における設定
BRCBName	BRCB 制御ブロック名	IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 17.2.2.2 に記載に基づいた上で任意。
BRCBRef	BRCB 制御ブロック名 （フルパス）	IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 17.2.2.3 に記載に基づいた上で任意。
RptID	レポート識別子	発電機の系統コード+レポート種別+番号。 レポート種別は以下の文字列にて表す。 ・状態時伝送：brdchg1
RptEna	送信状態	IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 17.2.2.5 に記載のとおり。
DatSet	送信対象データ	IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 17.2.2.6 に記載のとおり。
ConfRev	DataSet の改訂バージョン	IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 17.2.2.7 に記載のとおり。
OptFlds	レポートに付与する要素の指定	表 28 のとおり。
BufTm	複数データをまとめる時間 （ms 単位）	1000。
SqNum	シーケンス番号	IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 17.2.2.10 に記載のとおり。
TrgOps	エントリー生成条件	表 29 のとおり。
IntgPd	周期伝送間隔（ms 単位）	値の整合性確保のために、60000 とする。
GI	問い合わせ受信状態	IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 17.2.2.13 に記載のとおり。
PurgeBuf	バッファ内データ削除	IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 17.2.2.14 に記載のとおり。
EntryID	イベントのエントリー識別子	IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 17.2.2.15 に記載のとおり。
TimeOfEntry	エントリー時刻	IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 17.2.2.16 に記載のとおり。
ResvTms	クライアントとの関係維持 継続時間	本仕様では-1。（SCL で指定された特定のクライアント固定）

Owner	BRCB の所有者	実装不要。 実装されている場合には、送信先のエリア GW。
-------	-----------	----------------------------------

表 28 BRCB における OptFlds の設定

パラメータ	概要	本仕様における設定
sequence-number	シーケンス番号	true (レポート内に収容)
report-time-stamp	レポート時刻	true (レポート内に収容)
reason-for-inclusion	収容理由	true (レポート内に収容)
data-set-name	参照 DataSet	false (レポート内に収容せず)
data-reference	データ項目名	false (レポート内に収容せず)
buffer-overflow	バッファ溢れ有無	true (レポート内に収容)
entryID	エントリー識別子	true (レポート内に収容)
conf-revision	DataSet の改訂バージョン	false (レポート内に収容せず)
segmentation	データ分割有無	実装依存

表 29 BRCB における TrgOps の設定

伝送頻度	dchg	qchg	dupd	intg	GI
1 秒周期	F	F	F	T	T
1 分周期	F	F	F	T	T
30 分周期	F	F	F	T	T
状態変時	T	T	T*	T	T

T = true, F = false, * データの値が変化せずとも更新された時に送信。

9.2.4 バッファ機能なしレポート

【用途】

周期伝送を行う計測データを発電機側装置から伝送するために利用する。

【事前条件】

伝送開始までに以下の条件が成立させておくことを必須とする。

- 発電機側装置（MMS サーバ）は、レポートに含めるデータ項目を定めた DataSet を予め用意すること。（基本的には、発電機側装置の SCL にて定める。通信を通じた動的な DataSet の生成は行わない。）
- エリア GW（MMS クライアント）は、レポートに含まれるデータ項目（DataSet に登録されているデータオブジェクト等）の意味および順序を予め把握していること。（発電機側装置の SCL に記載されている情報により把握する。）

【伝送仕様】

URCB を用いる。

DataSet は、伝送条件・周期が同一のデータオブジェクトごとに設定し、それに対応した URCB インスタンスを用意する。また、送信先ごと（本拠点と BU 拠点のそれぞれに設置されているエリア GW）に URCB インスタンスを用意する。このため、1 台の発電機側装置には、DataSet の数と送信先数の積と同じ数の URCB 制御ブロックを用意する。

1 秒周期あるいは 1 分周期でレポートを送信する URCB の DataSet には、データ属性ごとに登録する。ただし、stVal や mag ごとに、品質を表すデータ属性 q と時刻を表すデータ属性 t も登録する。

表 30 URCB のパラメータ設定

パラメータ	概要	本仕様における設定
URCBName	URCB 制御ブロック名	IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 17.2.4.2 に記載に基づいた上で任意。
URCBRef	URCB 制御ブロック名 (フルパス)	IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 17.2.4.3 に記載に基づいた上で任意。
RptID	レポート識別子	発電機の系統コード+レポート種別+番号。 レポート種別は以下の文字列にて表す。 ・1 秒周期：urlsecintg1 ・1 分周期：urlminintg1
RptEna	送信状態	IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 17.2.4.4 に記載のとおり。
Resv	送信先クライアント指定の有無	IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 17.2.4.5 に記載に基づき、TRUE で固定。
DatSet	送信対象データ	IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 17.2.2.6 に記載のとおり。
ConfRev	DataSet の改訂バージョン	IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 17.2.2.7 に記載のとおり。
OptFlds	レポートに付与する要素の指定	表 28 のとおり。
BufTm	複数データをまとめる時間 (ms 単位)	0。(integrity による伝送)
SqNum	シーケンス番号	IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 17.2.4.6 に記載のとおり。
TrgOps	エントリー生成条件	表 29 のとおり。
IntgPd	周期伝送間隔 (ms 単位)	DataSet が収容する項目の業務要件に従って設定する。すなわち、1 秒周期の項目を伝送する場合には 1000、1 分周期の項目を伝送する場合には 60000、30 分周期の項目を伝送する場合には 180000。
GI	問い合わせ受信状態	IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 17.2.2.13 に記載のとおり。
Owner	URCB の所有者	実装不要。 実装されている場合には、送信先のエリア GW。

9.3 初期化处理

9.3.1 発電機側装置単体の初期化处理

発電機側装置単体の初期化处理の具体的なシーケンスは、利用する製品ごとに異なる可能性があるため、本仕様では定めない。

初期化处理が終了した時点で、以上 4 点が完了している必要がある。

- ・ 発電機（あるいはその制御システム）との間で適切に連携していること
- ・ アソシエーションの確立（9.3.2 項参照）に対応できること。
- ・ エリア GW から実施する初期化处理（9.3.3 項参照）に対応できること
- ・ 高信頼化対策の機能が正常に動作していること、

9.3.2 アソシエーションの確立

発電機側装置単体の初期化処理が終了後、接続すべきすべてのエリア GW に対してアソシエーションを確立するための処理を開始する。発電機側装置から要求を送信することによってアソシエーションを設定する場合のメッセージ交換を図 3 に示す。

アソシエーションの設定に関しては、IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 section 8.3 および IEC 61850-8-1 Ed. 2.1 section 10.2 に記載されている方法を用いて実行する。アソシエーションの設定要求送信は、発電機側装置が起動したら、速やかに実行する。なお、接続先のエリア GW が起動していないなど、なんらかの要因によりアソシエーションを設定できない場合には、その後、一定間隔（例えば 60 秒）で繰り返し設定要求を当該エリア GW に送信し、アソシエーションの設定を試みる。

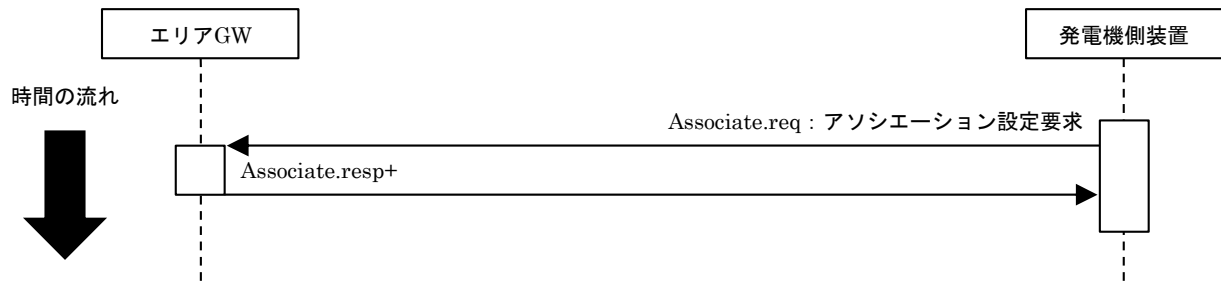


図 3 発電機側装置からの要求に基づくアソシエーション設定

上記の方法に加えて、エリア GW からのアソシエーション設定要求を受信した場合の処理にも対応する。この場合のメッセージ交換を図 4 に示す。

なお、エリア GW 側からのアソシエーション設定要求は、エリア GW の処理に問題がない範囲で、可及的速やかに送信する。

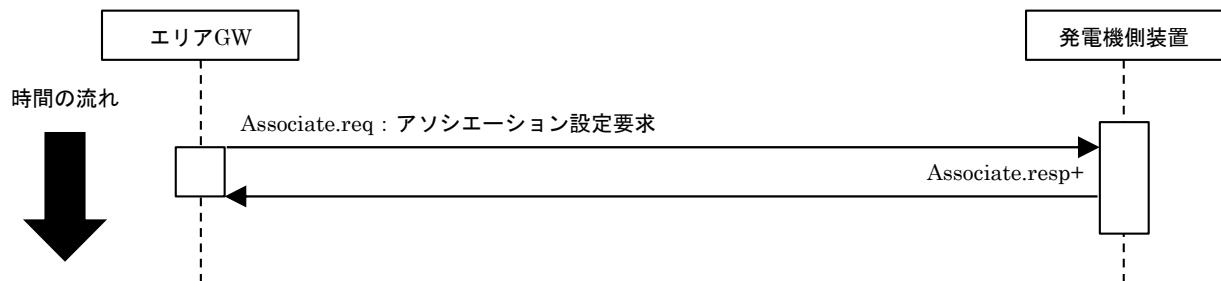


図 4 エリア GW からの要求に基づくアソシエーション設定

なお、エリア GW と発電機側装置が同時にアソシエーション設定要求を送信した場合には、図 5 に示すように、エリア GW が受信したアソシエーション設定要求に対して否定的応答（Associate.resp-）を返した上で、発電機側装置から応答を待つ。発電機側装置から肯定的応答を受信すればアソシエーションが設定される。発電機側装置から否定的応答を受信した場合、エリア GW はすぐに改めてアソシエーション設定要求を送信する。

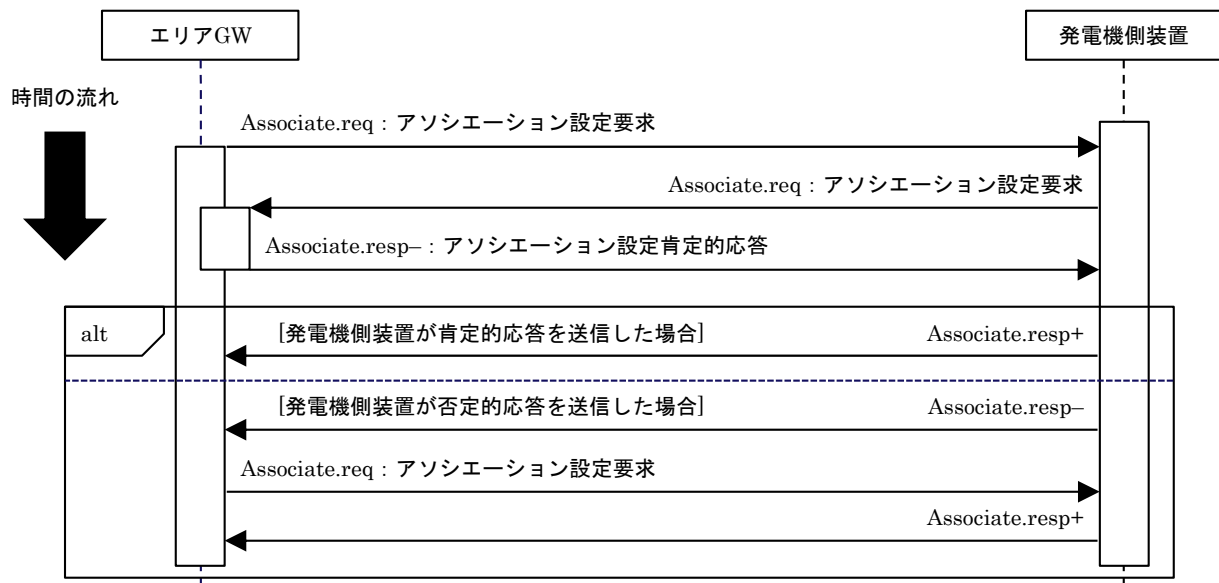


図 5 同時にアソシエーション設定要求が送信された場合の処理

9.3.3 レポート関連の初期化処理

アソシエーションを設定した後に、エリア GW はレポート関連の初期化処理を実行する。この処理には、以下の 3 種類のメッセージ交換が含まれる。

- BRCB が有するバッファ内データ削除
- レポート送信起動
- 状態データ・計測データの最新値取得

レポート関連の初期化処理におけるメッセージ交換を図 6 に示す。図中における「SetB(U)RCBValue」は、設定対象が BRCB の場合は SetBRCBValues, URCB の場合は SetURCBValues であることを示す略語である。また、このメッセージ交換は、発電機側装置が接続したすべてのエリア GW が実行する。

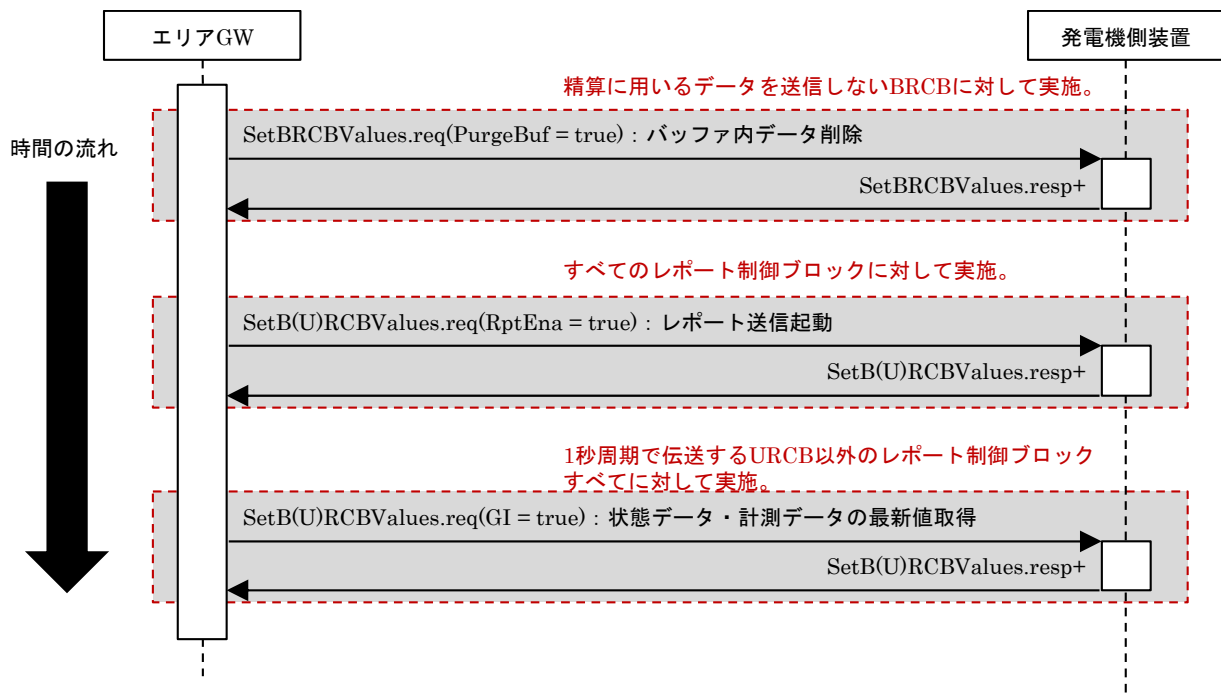


図 6 初期化処理におけるメッセージ交換

各メッセージ交換の概要を以下に示す。

【BRCB が有するバッファ内データ削除】

BRCB 内のバッファには、レポートが送信されない場合でも、エントリー生成条件に合致したエントリーが保存されている。レポート送信を起動すると、レポートとして送信されていないエントリーを順次送信することになるため、エリア GW およびそこまでの通信経路に負担がかかる。このため、レポート送信を起動する前に、エリア GW から各 BRCB に対し、PurgeBuf = true とする SetBRCBValues.req を送信する。この要求を受信した発電機側装置は、バッファ内データの削除ないしはレポート未送信エントリーの開始位置を変更する。

なお、精算に用いるデータを送信する BRCB に対し、バッファ内データ削除処理は実施しない。

また、短時間で再接続した場合には、バッファ内データ削除は行われない場合がある。

【レポート送信起動】

発電機側装置起動時あるいはアソシエーション喪失時には、BRCB の RptEna は false となっており、レポートを送信しない (IEC 61850-7-2 Ed. 2.1 Figure 26 参照)。このため、エリア GW から、自らが受信すべきレポートを制御する BRCB に対して、RptEna = true とする SetBRCBValues.req を送信する。このため、この要求を受信した発電機側装置は、BRCB の設定等に問題がなければ、RptEna の状態を enabled に遷移させ、設定されたエントリー生成条件に基づいて、レポートを送信する。

URCB についても同様の処理を行う。

【状態データ・計測データの最新値取得】

エリア GW が有する状態値・計測値を最新のものに更新するため、RptEna を true に変更した BRCB に対して、GI = true とする SetBRCBValues.req を送信する。

URCB についても同様の処理を行うが、1 秒周期でレポートを伝送する URCB については、GI を行わない。

10. 高信頼化対策（参考情報）

10.1 Multipath TCP (MPTCP) の利用

発電機側装置単体での高信頼化対策として、以下の 2 点を実現する。

- 通信インタフェース (NIC) を二つ備えること。
- Multipath TCP (IETF RFC 8684, 6897 参照) を用いて、複数の TCP 接続 (Multiple TCP における subflow) に同じデータを送信することで二つの通信インタフェースを経由した通信を実現し、かつ、二重帰属・後着廃棄の機能を実現すること。

10.2 エリア GW の高信頼化対策への対応

例えば、発電機側装置と接続する可能性があるエリア GW を、本拠点に 2 台、BU 拠点に 2 台設置し、MPTCP を組み込んだ場合の接続関係を図 7 に示す。一つの IEC 61850 サーバは、エリア GW 計 4 台に対してそれぞれアソシエーションを有する。各アソシエーションは、MPTCP を利用する。各 MPTCP は二つの subflow を有し、片方が通信インタフェース 1 系 (NIC 1)、もう片方が通信インタフェース 2 系 (NIC 2) を経由して、それぞれ別ルートでエリア GW に接続する。

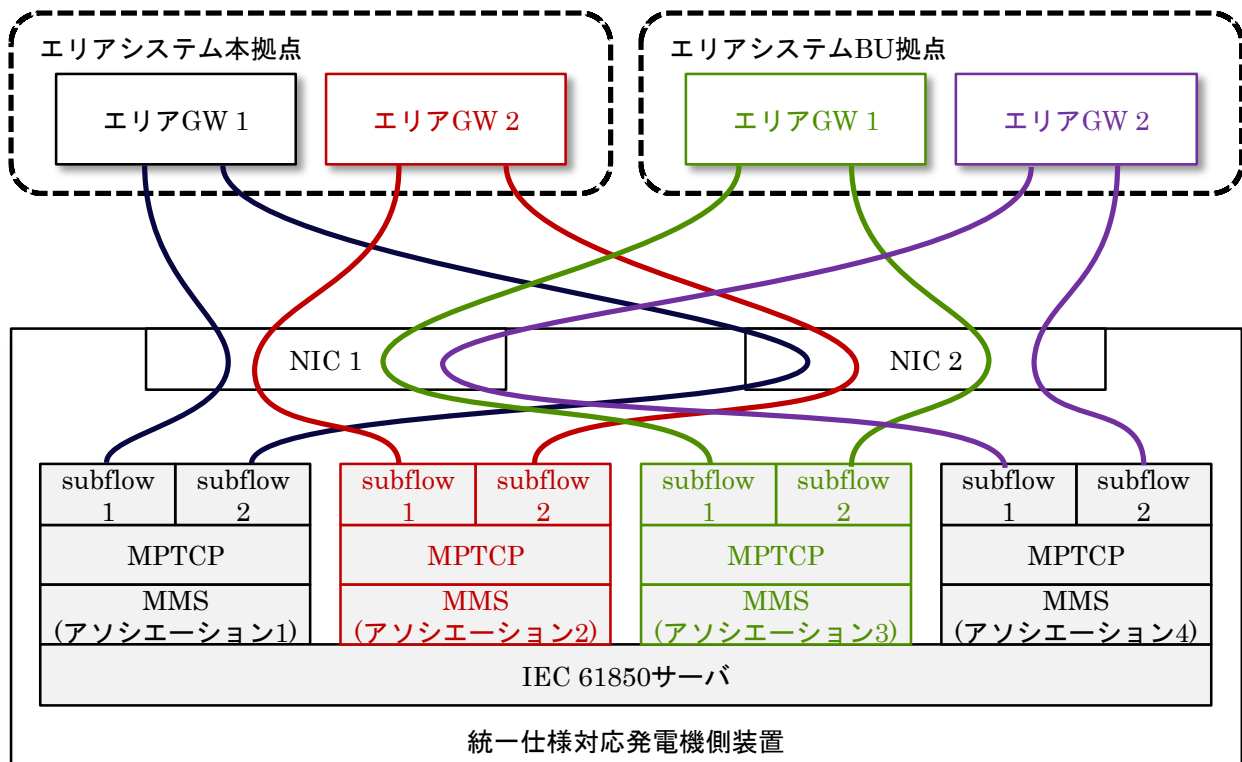


図 7 発電機側装置とエリア GW の接続関係例

いずれのエリア GW が制御権を有しているかについて、発電機側装置は認識する必要はない。すなわち、いずれかのエリア GW から制御メッセージが送信されてくれば、そのメッセージの内容に従った処理を実施すれば良い。

一方、状態データと計測データについては、常にすべてのエリア GW に伝送する。そのため、必要な数のレポート制御ブロックを IEC 61850 サーバに用意する。

なお、将来的に接続先が増えることを見越して、アソシエーションは最大 12 設定可能な装置を用いること。

10.3 MPTCP における subflow の状態把握

MPTCP を利用している場合, アソシエーションは継続して確立しているものの, MPTCP の subflow (MPTCP が利用する各 TCP) が停止している状態が発生しうる。

subflow の監視方法は, 以下のいずれかとする。

- a) TCP を管理する MIB (IETF RFC 4022 参照) にて, subflow に相当する TCP の状態を, SNMP を用いて管理する。SNMP のセキュリティについては, IEC 62351-7 の要件に従う。
- b) MPTCP を実装するソフトウェアが用意する情報提供方法 (例えば, Linux カーネルで用意されている MPTCP_INFO の設定を用いる) を用いて管理する。

10.4 発電機側装置における通信不具合の検出方法

本節では, 発電機側装置における通信不具合 (4.2 節) を検出する方法の具体例を以下に示す。なお, 下記の例以外でも, 利用する製品が備える機能により, 片面が停止していることを通知できれば良い。

- MPTCP を用いる場合, 10.3 節に示した b) の手段を利用する。
- 発電機側装置が通信インタフェースカード (NIC) に対し, 発電機側装置が利用している OS の NIC 状態把握機能を用いる。

10.5 指令値の受信状態把握

指令値が正常に受信できていないことを把握する方法として, Operate メッセージを用いる。なお, 正常に受信できていない理由は問わない。

- パターン 1 : Operate.resp- をエリア GW が受信した場合。
- パターン 2 : Operate.req 送信後, 対応する Operate.resp+/- を 10 秒 (暫定値) 以内に受信しない場合。

いずれも, エリア GW 側で把握することとし, 発電機側装置には対応する論理ノード等は用意しない。

11. 試験系の対向試験

発電機側装置が有する論理デバイスの Beh.stVal の値を test または test/blocked に変更した上で通信を行う。

通信のうち、制御メッセージについては、Operate.req 内の Test フラグを true として実施する。

レポートに関しては、状態データや計測データを表すデータオブジェクトが有するデータ属性 q にて表す。データ属性 q は、Quality と呼ばれるデータ構造として定められている。Quality が有するデータ属性を表 31 に示す。試験状態にあるデータオブジェクトの値の場合は、表 31 に示した属性 test の値を true とする。

表 31 Quality が有する属性

属性名	データタイプ	概要
validity	ValidityKind	値の妥当性 (good, questionable, invalid など)
detailQual	DetailQual	validity が good でない場合の詳細情報 (故障, レンジはずれ, 古いデータなど)
source	SourceKind	実運用データか代替値かの違いを示す。
test	BOOLEAN	試験フラグ (実運用時 false, 試験時 true)
operatorBlocked	BOOLEAN	運用者により値の更新が中断している場合に true。

12. 時刻同期

発電機側装置には SNTP (Simple Network Time Protocol) または NTP (Network Time Protocol) を搭載し、エリアシステム拠点側で用意する NTP サーバ (エリア GW に内蔵, あるいは別装置として設置) との間で時刻を同期させる。エリアシステム拠点側では複数の NTP サーバを設置する予定であるため, 発電機側装置からは少なくとも 4 台の NTP サーバに接続する設定が可能であること。

13. インスタンスの命名規則（参考情報）

インスタンスの命名規則について、現時点で確立したものは設定しない。

ただし、IEC 61850-7-510 Ed. 2.0 において、命名に関する法則が示されている。本法則に従わなくても、IEC 61850 に準拠することに問題はないが、今後の命名規則を作成する参考情報として記載する。

IEC 61850-7-510 Ed. 2.0 に記載されている主回路機器とインスタンスの関係を図 8 に示す。この図では、システム構成記述言語（SCL: System Configuration description Language）にて記述する主回路構成部分（図中で Process Section と示されている部分）の名前を、IED（監視制御装置）の中に設定される論理デバイス（論理ノードを収容する仮想デバイス）に反映させる方法が示されている。また、図中に示されている「RDS」とは、reference designation system の略であり、IEC 61850-7-510 Ed. 2.0 で説明のために示されている発電機システムのことを指す。端的に言えば、発電機を特定するための情報をそのまま論理デバイスの名称に用い、関係を明確にすることが示されている。

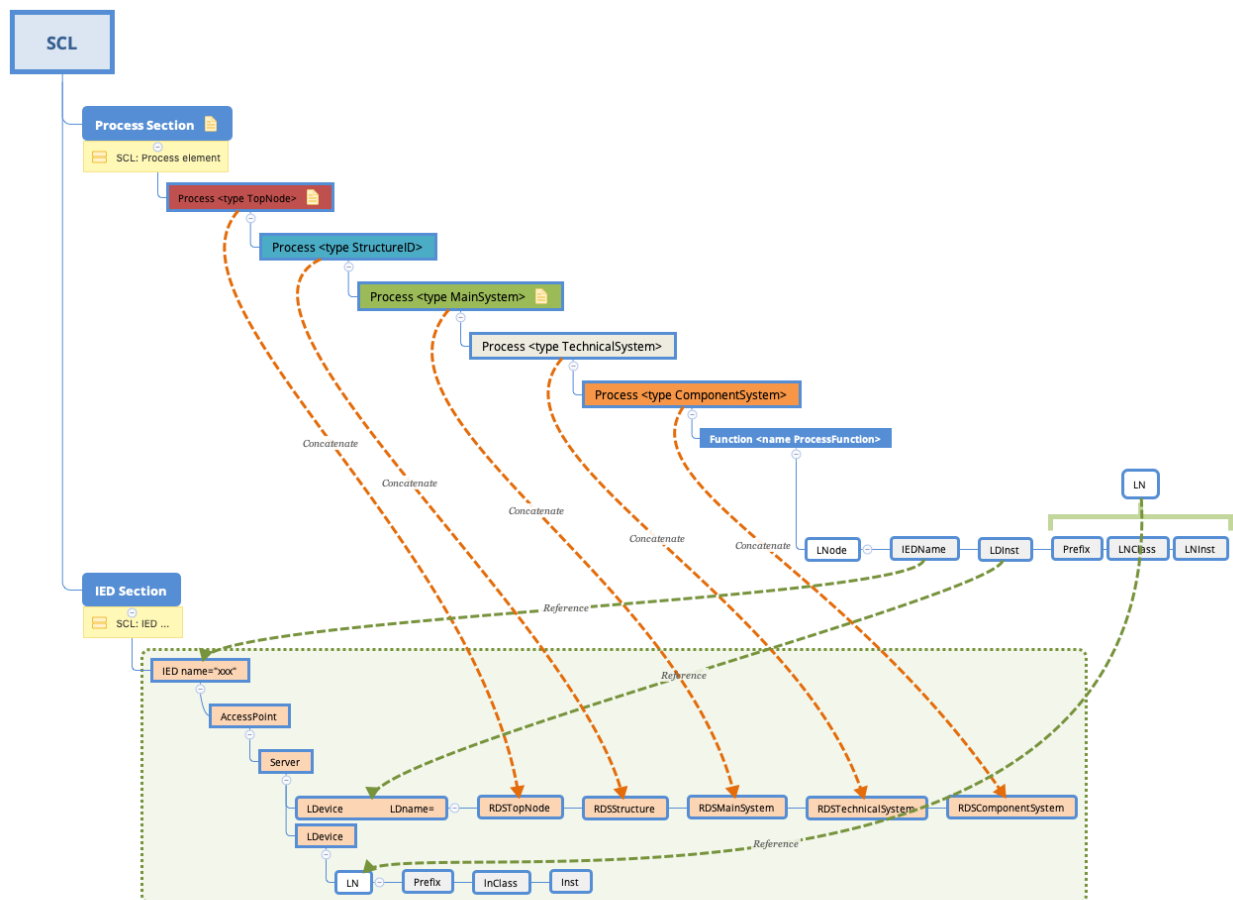


図 8 発電機の構成要素と論理ノード／データオブジェクトとの対応関係
(IEC 61850-7-510 Ed. 2.0 Figure 29 より引用)

国内でも、基本的には OCCTO の系統コードが用意されているため、これをベースに、機能別の名称を整備することで、インスタンスの命名規則を定めることが考えられる。

14. サイバーセキュリティ対策

IEC 61850 の通信（MMS を利用した制御メッセージやレポートなど）については、IEC 62351-4 および IEC 62351-6 をベースとする。

に 30 分計画値を管理するためのデータオブジェクト (計画値管理用 DO) を別途用意し, AJCL1 は LFC 指令値・EDC 指令値・計画値を合算する。なお, 計画値の更新方法は, 本通信仕様の対象外であるため特に定めない。一方, AJCL1 が発電機制御盤に渡すトータルの指令値に 30 分計画値を含める必要がない場合には, 図 11 に示すように, LFC 指令値と EDC 指令値の合算とする。

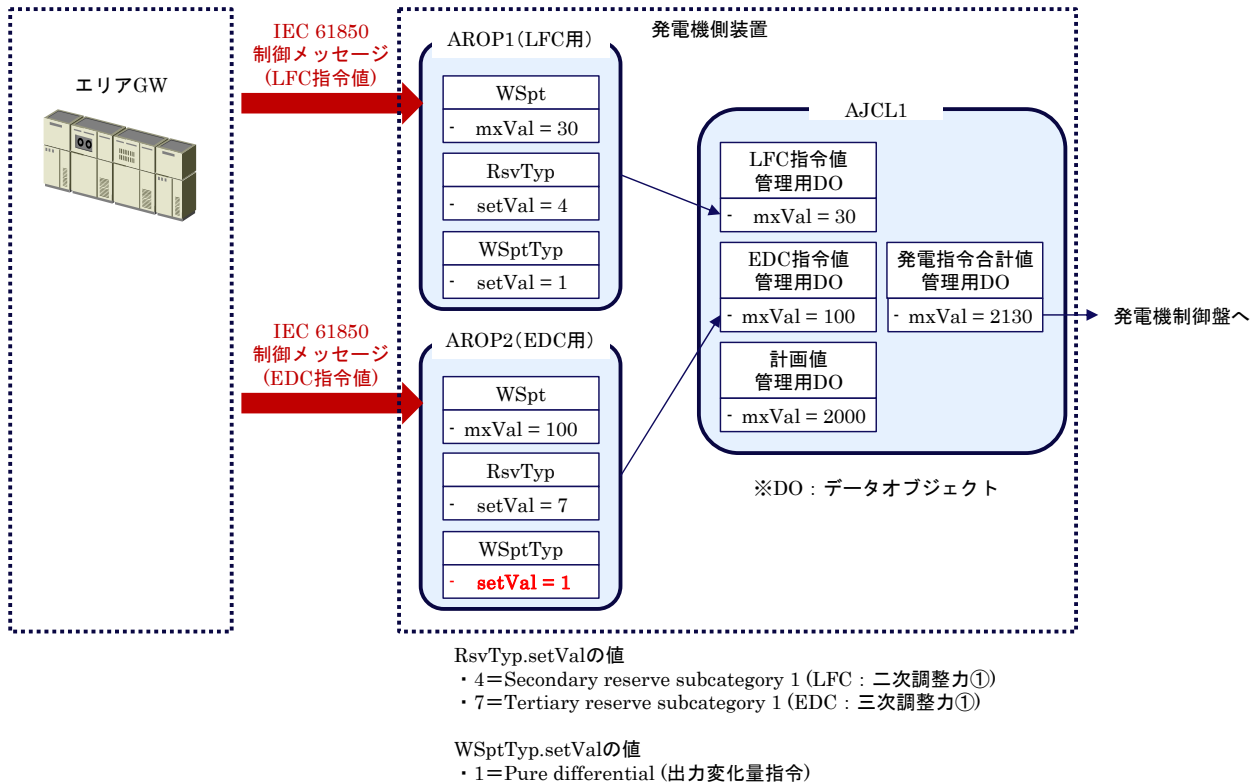


図 10 LFC・EDC の制御メッセージ受信時における発電機側装置の内部動作イメージ
(EDC が出力変化量指令で計画値を AJCL が管理する場合)

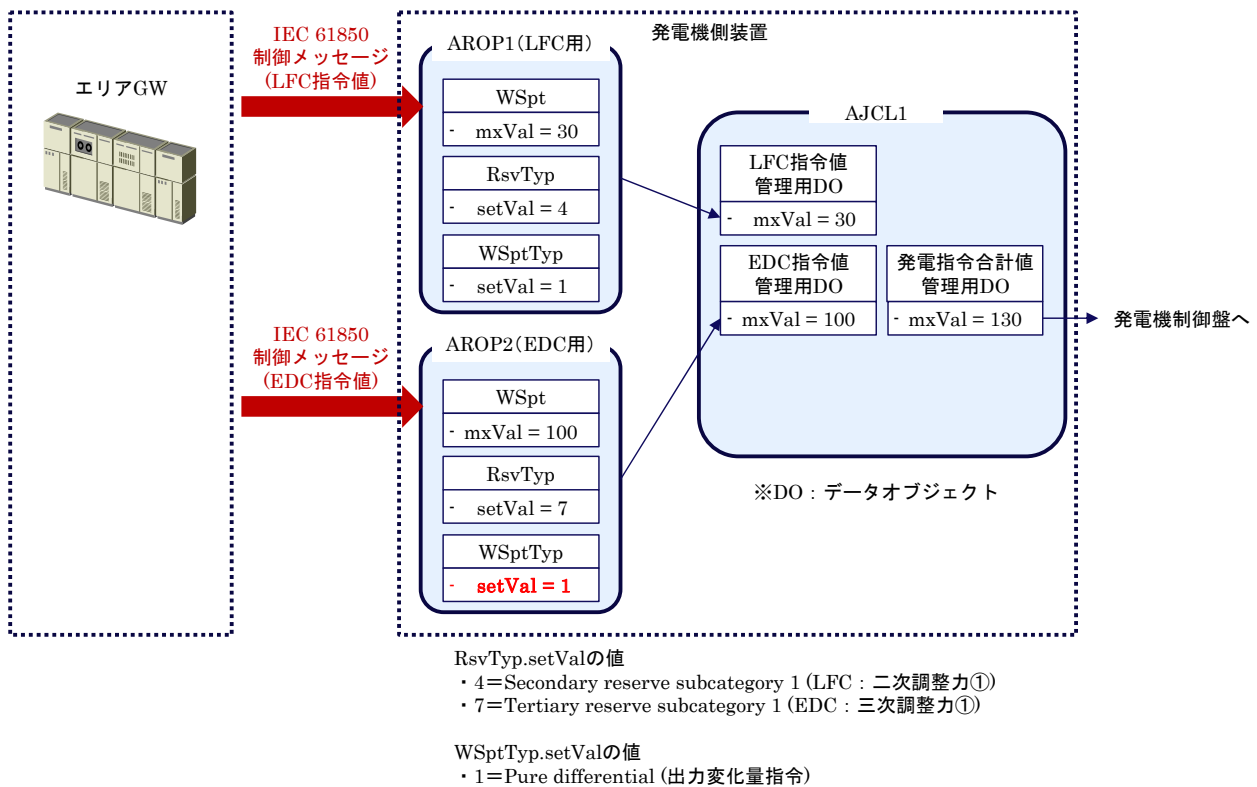


図 11 LFC・EDC の制御メッセージ受信時における発電機側装置の内部動作イメージ
(EDC が出力変化量指令で計画値を AJCL が管理しない場合)

なお、エリア GW は、LFC および EDC の指令値が出力変化量指令か出力調整指令であるかについて、AROP.WSptTyp.setVal により認識する。エリア GW がこの値を認識する方法としては、設定段階で SCL ファイルなどを用いるものと、オンラインで AROP.WSptTyp.setVal を取得するものの二通り存在する。

15.2 レポート送信

レポート送信に関する発電機側装置の内部動作イメージを図 12 に示す。この図では、論理ノードについては MMXU1 と HLVL1 しか表示していないが、実際にはより多くの論理ノードが存在する。また、URCB (1 分周期) や BRCB (状態変時) に接続する論理ノードは記載していないが、実際には DataSet を介してレポートに収容するデータを有する論理ノードの関係はあらかじめ定義されている。

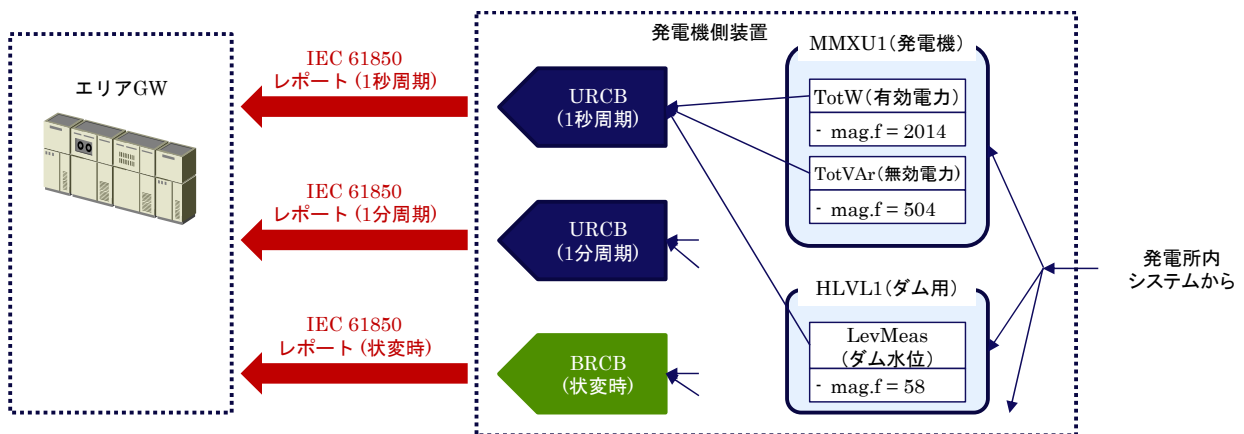


図 12 レポート送信に関する発電機側装置の内部動作イメージ

発電機の出力等に関する計測値そのものは、発電所内システムから受信する。それを該当するデータオブジェクトに保存する。図 12 の例でいうならば、発電機出力の有効電力は MMXU1.TotW.mag.f に、無効電力は MMXU1.TotVAr.mag.f に、ダム水位は HLVL1.LevMeas.mag.f に、それぞれ保存する。これらは 1 秒周期で伝送する URCB に参照されていることから、同 URCB が MMXU1 や HLVL1 の当該データオブジェクトを参照し、レポートに収容した上で、そのレポートをエリア GW に送信する。

なお、図 12 には、一つのエリア GW に送信することのみ記載しているが、実際には、接続しているすべてのエリア GW に対してレポートを送信する。このため、同じデータをレポートとして送信する場合でも送信先が異なれば、図 13 に示すように、別のレポート制御ブロックを用意した上で、レポートの送信を行う。

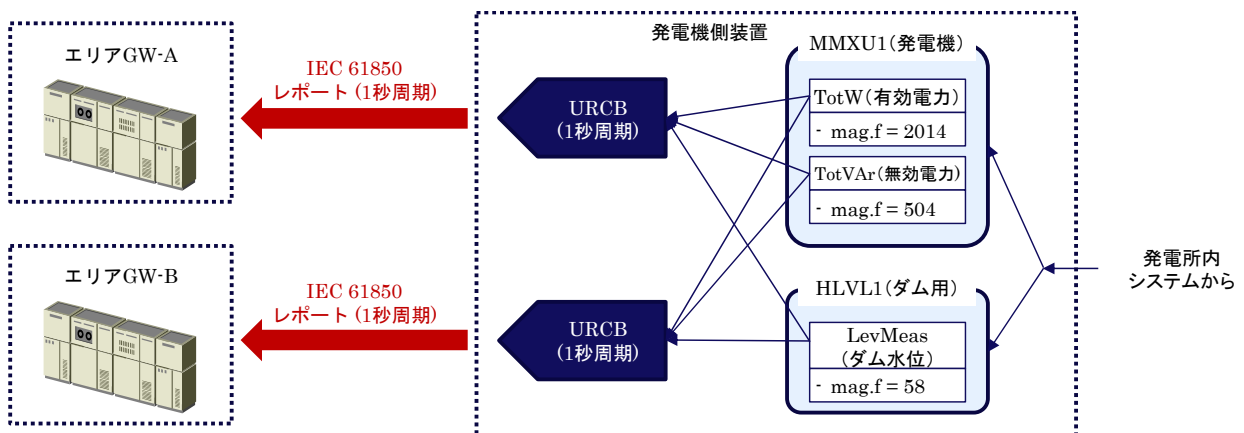


図 13 複数のエリア GW に対するレポート送信に関する発電機側装置の内部動作イメージ

End of File