

IEC 61850 プロセスバスを適用した監視制御システムの実導入

Introduction of SAS (Substation Automation System) applying IEC 61850 process bus

国際規格の適用による変電所設備のスリム化およびデータ利活用を目指して

変電所の保護制御システムとMU(Merging Unit) 間に国際規格 IEC 61850 に準拠したプロセスバスを適用することで、機器近傍において系統電圧・電流値等の信号のデジタル化が可能となり、設備のスリム化やデータの利活用が期待できる。当社は、プロセスバスを適用した変電所監視制御システムを国内他社に先駆けて導入したため、そのシステムの特徴や機能等を紹介する。



執筆者

中部電力パワーグリッド
エンジニアリングセンター
用品グループ
伊藤 拓也

1

背景・目的

IEC 61850は異メーカー装置間の相互接続性を確保するために制定された国際規格である。本規格は変電所の機能を個別にデータモデル化し、異メーカーの装置が相互に接続可能な共通の通信手順を示している。本規格を適用し、様々なメーカーの装置を接続可能にすることで、「国際規格を用いた保守性の統一によるライフサイクルコストの低減」、「調達先の多様化によるリスクの軽減」および「仕様統一によるデータ収集の容易化」などの効果が見込める。一方、プロセスバス適用の監視制御システムは、従来の監視制御システムに比べて構成装置が多く、各装置や伝送路の故障時の故障部位特定に時間を要することが懸念される。このため、本システムでは故障部位に応じた運用者への通知を工夫することにより、障害対応が迅速にできるように考慮する必要がある。また、プロセスバスを流れる系統電圧・電流値のデジタル信号は約174 μ s間隔（サンプリング周波数5760Hz）と非常に短周期で送信されることから、信号を送信する装置と受信する装置の時刻の認識にずれがないよう、高精度な時刻同期を実現する必要がある。これらの課題を解決するため、当社はプロセスバスを適用した変電所監視制御システムの構成、システム監視機能および時刻同期手法などを検討・整理し、実際の変電所への導入を行った。

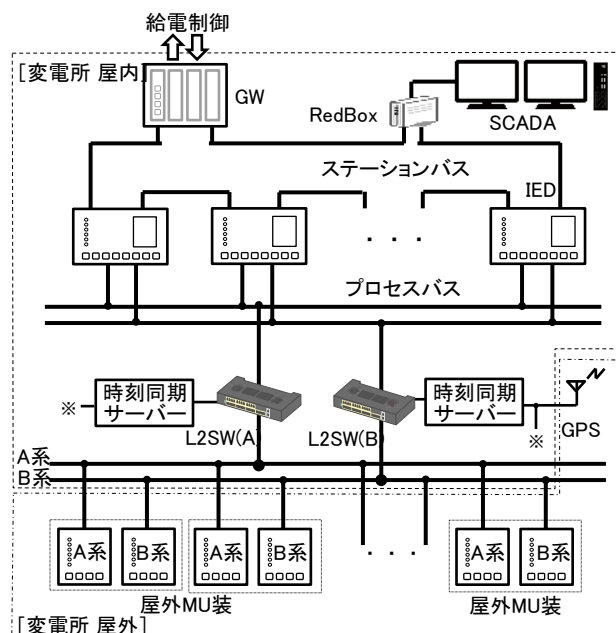
2

システム構成

変電所監視制御システムにおける主な構成装置を第1表に、構成概要を第1図に示す。平常時は遠隔監視制御装置であるGW (Gateway) を介して給電制御所より変電所の監視制御を行い、現地運転時には集中監視制御装置であるSCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) を用いて監視制御を行う。SCADAは産業用のパソコンを用いて構築している。このため、ステーションバスの冗長化方式として今回適用したHSR (High-availability Seamless Redundancy) ネットワークに接続できるよう、ネットワー

第1表 変電所監視制御システムの主な構成装置

装置	概要
GW	給電制御所から変電所を監視制御するために必要な情報を送受信する遠隔監視制御装置
SCADA	現地の変電所で監視制御するための装置
RedBox	構内通信の冗長化に用いるネットワーク機器
IED	送電線など回線ごとに1台実装し、制御・計測・故障表示などの機能を具備する装置
MU	系統電圧・電流値などの計測・入力した情報をデジタルデータに変換して出力する入出力装置

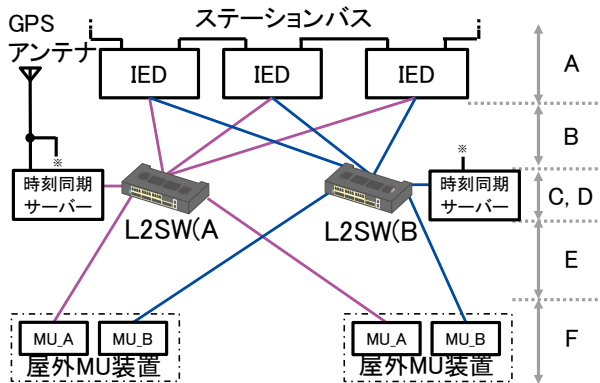


第1図 変電所監視制御システムの構成概要

ク冗長化装置であるRedBox (Redundancy Box) を採用している。回線単位監視制御ユニットであるIED (Intelligent Electronic Device) は当社の従来システムと同様に1系列としているが、MUは装置の作業停止時や故障時においても継続運転を可能とするため、2系列設置しているのが特徴である。2系列設置することにより、将来プロセスバス対応の保護リレー装置を接続する際、MU故障時においても保護機能または制御機能の維持が可能となるため、信頼性確保の観点からも2系列設置している。時刻同期サーバーはプロセスバスA系とB系でそれぞれ設置した。

3 システム監視機能

プロセスバス適用の監視制御システムは、従来の監視制御システムに比べて屋外MU装置、L2SW（レイヤ2スイッチ）、時刻同期サーバーなど構成装置が多いことから、装置や伝送路の不良時の故障部位特定に時間を要することが懸念される。このため、本システムでは各IEDおよび各MUの自動監視機能にて通知される遠方表示の組合せで故障部位が容易に特定できるよう考慮した。監視制御システムの監視区分を第2図に、故障部位と遠方表示例を第2表に示す。第2図および第2表より、各故障部位に応じた遠方表示が出力されることから、障害発生時においても故障部位の特定が容易にできる。



第2図 監視制御システムの監視区分

第2表 各故障部位に応じた遠方表示例

故障部位	遠方表示例
A IED故障	〇〇IED不良（重）または（軽）
B IED～L2SW間	全MU**系不良+〇〇IED不良（軽）
C L2SW故障	全MU**系不良+全IED不良（軽）
D 時計装置故障	時計装置不良 **系
E L2SW～MU間	〇〇MU**系不良（重）
F MU故障	〇〇MU**系不良（重）または（軽）

〇〇：回線名称等、**：AまたはB

加えて、変電所全体を監視するSCADAにて第3図に示すプロセスバス監視画面を構築することで、プロセスバスの故障や状態を集中管理および視覚化し、保守性を向上させている。

回線名称	MU(A系)			MU(B系)			MCU
	状態	LAN	モード	状態	LAN	モード	
A送電線 1L	異常	異常	test	正常	正常	正常	異常
A送電線 2L	正常	正常	正常	正常	正常	正常	正常
B送電線 1L	異常	異常	test	異常	異常	test	異常
B送電線 2L	正常	正常	正常	正常	正常	正常	正常
ブスセクション	正常	異常	test	正常	正常	正常	正常 電圧共通

第3図 SCADAのプロセスバス監視画面

4 時刻同期手法

IED～MU間の時刻同期は、IEC 61850-9-3およびIEEE 1588で定められている電力用プロファイルを用いたPTP（Precision Time Protocol）を適用した。PTPは伝送路遅延の補正が可能であり、マイクロ秒オーダー以下の時刻同期精度を有する高精度な時刻同期方式である。本システムではA系とB系のプロセスバスそれぞれに時刻同期サーバー（時計装置）を設置した。プロセスバスはA系とB系がそれぞれ独立しており、時刻同期サーバー故障時に片系のプロセスバスの継続運転が困難となる。その解決方法として、各装置の設定を第3表のように設定することで、時刻同期サーバー故障時においてもBC（Boundary Clock）であるL2SWによるPTP時刻同期で継続運転が可能となるように設計した。

第3表 PTP同期モードと優先度設定の例

装置種別	PTPモード	Priority 1	Priority2
時刻同期サーバー	MC	128	1
L2SW	BC	128	2
IED	OC	128	—
MU	OC	128	—

MC：Master Clock、BC：Boundary Clock、OC：Ordinary Clock

5 まとめ

当社は、国内他社に先駆けてプロセスバスを適用した監視制御システムを実変電所に導入し、そのシステム構成、システム監視機能および時刻同期手法を紹介した。本システムでは従来のシステムと比較してMU等の装置が増加するものの、将来を見据えた合理的なシステム構成を検討し、障害対応等を考慮した機能実装や設定を工夫することで、信頼度および運用・保守性を維持したシステムを構築できることを示した。本システムは2024年11月より運用開始しており、他の変電所へも今後展開していく方針である。

現状の課題として、MUの2系列設置に伴う装置費用の増加、保護リレー装置のプロセスバス適用およびMUのマルチベンダー接続の評価などが挙げられる。これらに課題解決に向けて、各IEDに実装している機能の統合化および屋外MU装置のコスト低減をすべく、今後更なる検討および改良を行い、IEC 61850を適用したデジタル変電所の標準化を進めていく。IEC 61850の適用により、異メーカーの装置で構築したシステムにおいても、様々な情報が共通の通信フォーマットで伝送可能となる。今回、系統電圧・電流値等の信号をデジタル化するMUを導入したため、将来的にそれらの情報を含めて様々なデータをサーバーで蓄積・分析することで、アセットマネジメントによる投資最適化や、設備状態の自動記録による保守・管理業務の効率化・高度化などの実現を目指していく。