

Standardy i protokoły komunikacyjne systemów sterowania i nadzoru w stacjach elektroenergetycznych

Waldemar Dołęga

1. Wprowadzenie

Proces prowadzenia ruchu stacji elektroenergetycznej realizowany przez dyspozytora jest skomplikowany i złożony. Z jednej strony stale zwiększa się liczba i rodzaj zainstalowanych elementów w stacjach, złożoność układów pracy, a z drugiej następuje ciągły wzrost wymagań stawianych obsłudze w zakresie sterowania i nadzoru. Istotną pomocą dla dyspozytora stanowią obecnie systemy sterowania i nadzoru (SSiN) stacji elektroenergetycznych, które są wynikiem ogromnego i szybkiego postępu technicznego i informatycznego. Spowodowało to dynamiczny i intensywny rozwój technologii oraz technik automatyzacji i sterowania. W stacjach powstały systemy umożliwiające m.in. ciągłe nadzorowanie pracy stacji i współdziałanie z układami automatyki zabezpieczeniowej, układami sterowania, blokad i sygnalizacji. Systemy te muszą uwzględniać specyfikę stacji elektroenergetycznych. Występuje w nich duża różnorodność układów ze względu na wiele wersji urządzeń i elementów systemu podlegających ochronie [1]. Ponadto stosowane są urządzenia wytwarzane przez różne firmy polskie i zagraniczne. Dodatkowo w stacjach elektroenergetycznych występują, obok nowych urządzeń i układów, modernizacje już istniejących, przy jednoczesnym istnieniu sprawnie działających urządzeń i aparatów zainstalowanych w przeszłości [1].

W systemach sterowania i nadzoru (SSiN) stacji elektroenergetycznej podstawową formą wymiany danych między urządzeniami jest komunikacja cyfrowa. Kluczowymi jej elementami są standardy i protokoły komunikacji.

2. Model struktury komunikacyjnej OSI

Model OSI (*Open System Interconnection*) jest modelem wzorcowym dla większości komputerowych systemów komunikacyjnych. Ma na celu ułatwienie otwartej komunikacji pomiędzy różnymi systemami komputerowymi.

Model komunikacji OSI składa się z siedmiu następujących warstw:

1. Warstwa fizyczna.
2. Warstwa łącza danych.
3. Warstwa sieciowa.
4. Warstwa transportowa.
5. Warstwa sesji.
6. Warstwa prezentacji.
7. Warstwa aplikacji.

Zainicjowanie komunikacji rozpoczyna się od warstwy aplikacji, a następnie poprzez kolejne warstwy następuje przygotowanie i nawiązanie tej komunikacji. Warstwy sesji, prezentacji

Streszczenie: W artykule przedstawiono standardy i protokoły komunikacyjne stosowane w systemach sterowania i nadzoru w stacjach elektroenergetycznych. Omówiono model struktury komunikacyjnej OSI, media transmisyjne, standardy komunikacji szeregowej i protokoły komunikacyjne. Przeprowadzono analizę normy PN-EN 61850 (IEC 61850), będącej obecnie podstawową normą dotyczącą systemów sterowania i nadzoru w stacjach elektroenergetycznych. Norma ta definiuje standard projektowania systemów automatyzacji stacji elektroenergetycznych oraz protokół komunikacyjny, który bazuje na sieci Ethernet i ujednolica zasady wymiany danych pomiędzy urządzeniami stacji elektroenergetycznych.

Słowa kluczowe: stacja elektroenergetyczna, system sterowania i nadzoru, standard, protokół komunikacyjny

STANDARDS AND COMMUNICATION PROTOCOLS OF MONITORING AND CONTROL SYSTEMS IN SUBSTATIONS

Abstract: In this paper, standards and communication protocols used in monitoring and control systems in substations are shown. Model of OSI communication structure, transmission means, standards of serial communication and communication protocols are discussed. Analysis of PN-EN 61850 (IEC 61850) norm, which is now basic norm for monitoring and control systems in substations, is made. This norm defines standard for design of station automation systems and communication protocol, which is based on Ethernet network and integrates rules for exchanges between substation devices.

Key words: substation, monitoring and control system, standard, communication protocol

i aplikacji są warstwami wyższego rzędu, w których są generowane i przygotowywane dane do przesłania (zapytania oraz odpowiedzi). Warstwy niższego rzędu zapewniają odnalezienie odpowiedniej drogi do celu, przekazanie konkretnej informacji oraz weryfikację bezbłądności przesyłania danych.

3. Medium transmisyjne

W systemach sterowania i nadzoru stacji są wykorzystywane różne rodzaje medium transmisyjnego. Stosuje się zarówno

media przewodowe w postaci: skrętki, kabla koncentrycznego lub światłowodu jak i media bezprzewodowe w postaci fal radiowych lub świetlnych.

W zależności od wykorzystanego medium oraz od specyfiki urządzeń komunikujących się rozróżnia się trzy rodzaje transmisji: simpleks (transmisja jednokierunkowa), półdupleks (transmisja dwukierunkowa, nierównoczesna) oraz duplex (transmisja równoczesna w obu kierunkach) [2].

Skrętka (kabel symetryczny) z racji stosunkowo niskiej ceny i możliwości technicznych jest obecnie najpowszechniej wykorzystywanym medium transmisyjnym. Przede wszystkim stosuje się ją w transmisji bazującej na sieci Ethernet, rzadziej w transmisji szeregowej.

Kabel koncentryczny (współosiowy) jest rzadko stosowany w systemach automatyzacji stacji ze względu na niską wydajność i znaczne ograniczenie odległości przesyłu danych. Głównie jest używany do przesyłu sygnału synchronizacji czasu z anteny GPS do urządzeń systemowych.

Światłowód z racji dużej przepustowości danych i możliwości przesyłania ich na duże odległości, a także odporności na zakłócenia elektromagnetyczne jest często stosowany w stacjach elektroenergetycznych. Stosuje się światłowody włókniste lub planarne, jednomodowe lub wielomodowe, skokowe lub gradientowe [2]. Wykorzystuje je się do komunikacji na duże odległości (centra dyspozytorskie, systemy nadrzędne).

4. Standardy komunikacji szeregowej

Komunikacja szeregową odgrywa istotną rolę w systemach automatyzacji stacji od wielu lat. Istnieje wiele różnych standardów, wiele z nich jest stosowanych do dzisiaj i będą używane jeszcze przez długi okres ze względu na prostotę implementacji i cenę.

Najczęściej stosuje się standardy: RS232 (standard *point-to-point* komunikacji dwóch urządzeń elektronicznych), RS485, RS422 i światłowód.

Standard RS232, ze względu na możliwość skomunikowania tylko dwóch urządzeń oraz krótką odległość połączenia, jest rzadko wykorzystywany w systemach automatyzacji stacji do przesyłu

informacji procesowych, częściej w celu konfiguracji urządzenia (z poziomu komputera inżynierskiego).

Standard RS485 jest najczęściej stosowanym standardem do komunikacji szeregowej. Stosuje się dwa rozwiązania dla tego standardu: dwuprzewodowy lub czteroprzewodowy. W tym standardzie w odróżnieniu od RS232 możliwa jest komunikacja jeden do wielu (maksymalnie do 32 urządzeń). Przy połączeniach z koncentratorami danych ze względów praktycznych często jest to jedno do kilku lub kilkunastu urządzeń na jednej magistrali podzielonych typami. Podział taki stosowany jest ze względu na odmienne możliwości konfiguracji urządzeń oraz właściwości elektryczne portów komunikacyjnych.

Standard RS422 jest podobny do czteroprzewodowego standardu RS485 i jest stosowany rzadko.

Światłowód (FO – *fiber optic*), jak wspomniano, jest odporny na zakłócenia, przez co jest bardzo dobrym rozwiązaniem dla przesyłu danych w stacji elektroenergetycznej. Dzięki zastosowaniu odpowiednich konwerterów istnieje możliwość zastosowania ich w transmisji szeregowej, np. w celu zwiększenia odległości przesyłania danych. Przykładowo RS232 z konwersją na transmisję światłowodową może zostać wykorzystany do przesyłu danych procesowych do systemów nadrzędnych odległych kilkadziesiąt lub kilkaset kilometrów od stacji. Najczęściej wykorzystywanymi typami połączeń światłowodowych są: złącza typu ST (*Straight Tip*), często stosowane do komunikacji z urządzeniami na stacji (np. urządzeniami automatyki zabezpieczeniowej), oraz złącza typu SC (*Standard Connector*), często stosowane do tworzenia połączeń między krosownicami.

5. Protokoły komunikacyjne

W systemach sterowania i nadzoru stosowane są m.in. protokoły: Modbus, DNP 3.0, Profibus, OPC, IEC 60870-5 i IEC 61850.

Protokół Modbus to bardzo popularny, uniwersalny i otwarty protokół komunikacyjny wywodzący się z automatyki przemysłowej. Transmisja w nim polega na odczytywaniu i zapisywaniu danych w rejestrach urządzenia. Protokół ten jest

reklama

łatwy w zastosowaniu i eksploatacji i jest realizowany w trzech trybach: Modbus RTU (transmisja szeregową, ramki wysyłane binarnie jako znaki ośmiobitowe), Modbus ASCII (transmisja szeregową, ramki wysyłane szesnastkowo jako znaki ASCII) i Modbus TCP/IP (transmisja bazująca na sieci Ethernet).

Protokół Modbus posiada wiele modyfikacji wprowadzanych przez producentów (np. dodatkowe funkcje, takie jak: zdarzeniowość sygnałów, znacznik czasu itp.), co stwarza niekiedy problemy z integracją różnych systemów.

Protokół DNP 3.0 oparty jest na trzech warstwach modelu OSI: fizycznej, łącza danych oraz aplikacji. DNP 3.0 jest standardem otwartym i uniwersalnym. W odróżnieniu od protokołu Modbus wspiera wiele typów danych oraz posiada wbudowaną funkcjonalność przesyłania znacznika czasu i zdarzeniowego przesyłania sygnałów. Sygnały mogą zostać przyporządkowane do jednej z czterech klas: klasa 0 (dane statyczne, odczytywane jak rejestry co określony czas) i klasa 1, 2, 3 (dane zdarzeniowe, spontanicznie wysyłane w efekcie zmiany wartości).

Protokół DNP3.0 jest wykorzystywany zarówno do komunikacji koncentratorów danych z urządzeniami na stacji, jak i do transmisji danych do systemów nadrzędnych. Dzięki funkcjonalności spontanicznego wysyłania zdarzeń protokół może przynosić korzyści ekonomiczne w aplikacjach z komunikacją GPRS.

Oprócz standardowej implementacji szeregowej protokołu istnieje również modyfikacja bazująca na sieci Ethernet – DNP 3.0 TCP/IP.

Protokół Profibus wywodzi się z automatyki przemysłowej i jest wykorzystywany często do komunikacji z urządzeniami obsługującymi silniki, pompy itp.

Protokół OPC wywodzi się z automatyki przemysłowej, bazuje na sieci Ethernet i jest stosowany do komunikacji z systemami nadrzędnymi.

Standard IEC 60870-5 definiuje grupę protokołów komunikacyjnych stosowanych w systemach sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych. Do najczęściej stosowanych należą: IEC 60870-5-103 (IEC103), IEC 60870-5-101 (IEC101), IEC 60870-5-104 (IEC104) [3].

Protokół IEC 60870-5-103 (IEC103) jest oparty na transmisji szeregowej i stosowany do komunikacji na poziomie procesu [3]. Wspiera typy danych ze znacznikiem czasu (w dwóch formatach) oraz posiada funkcje zdarzeniowego przesyłania informacji. Jest często wykorzystywany do komunikacji z urządzeniami automatyki zabezpieczeniowej.

Protokół IEC 60870-5-101 (IEC101) jest oparty na transmisji szeregowej i stosowany do komunikacji na poziomie zarządzania zdalnego (np. ze zdalnymi systemami nadrzędnymi) [3]. Wspiera typy danych ze znacznikiem czasu (w dwóch formatach) oraz posiada funkcje zdarzeniowego przesyłania informacji.

Protokół IEC 60870-5-104 (IEC104) odznacza się funkcjonalnością podobną do protokołu poprzedniego (IEC101), natomiast transmisja bazuje na sieci Ethernet [3].

Norma IEC 61850 jest obecnie podstawową normą dotyczącą systemów i sieci komunikacyjnych w stacjach elektroenergetycznych [4]. Ma na celu zapewnienie kompatybilnej współpracy wszystkich urządzeń znajdujących się na stacjach. Definiuje standard projektowania systemów automatyzacji stacji elektro-

energetycznych oraz protokołów komunikacyjnych, który bazuje na sieci Ethernet, ujednocila zasady wymiany danych pomiędzy urządzeniami stacji elektroenergetycznych [4]. Jej krajowym odpowiednikiem jest wieloczęściowa norma PN-EN 61850, której elementy zostaną przedstawione szczegółowo w dalszej części artykułu.

Komunikacja i przesył w tym standardzie bazuje na modelu danych, który opisuje zawartość każdego urządzenia w postaci węzłów logicznych, obiektów danych oraz ich atrybutów.

Standard komunikacyjny IEC 61850 definiuje dwie metody przesyłania informacji:

- w formie raportów między klientem i serwerem (MMS);
- w formie rozgłoszeniowej (GOOSE/SMV).

W obu tych metodach określa się zestawy danych i atrybutów z modelu danych jakie mają być transmitowane raportem lub rozgłoszeniem. W ramach jednego urządzenia można stosować obie metody. W aplikacjach podstawowych stosowana jest transmisja sygnałów za pomocą raportów, zawierających pełny zestaw informacji. Wiadomościami GOOSE i SMV wysyłane są w czasie rzeczywistym wybrane sygnały na potrzeby układów automatyki (między urządzeniami – komunikacja pozioma), a ich postać jest zminimalizowana do najważniejszych informacji w celu zoptymalizowania czasu transmisji.

Ważniejsze funkcje protokołu:

- zdarzeniowe wysyłanie sygnałów;
- buforowanie sygnałów – zapamiętywanie zmian podczas braku komunikacji;
- sterowanie z potwierdzeniem – dwuetapowa sekwencja: 1) zaznacz, 2) wykonaj;
- przesyłanie znacznika czasu;
- synchronizacja czasu za pomocą protokołu NTP;
- transmisja plików zakłóceń.

6. Norma PN-EN 61850 (IEC 61850)

Jak wspomniano, norma PN-EN 61850 (IEC 61850), opublikowana w latach 2002–2012 w 14 częściach, ujednocila zasady wymiany danych pomiędzy urządzeniami stacji elektroenergetycznych i ma obecnie kluczowe znaczenie w obszarze systemów i sieci komunikacyjnych w stacjach elektroenergetycznych. Obejmuje ona m.in.:

- PN-EN 61850-3. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 3: Wymagania ogólne [5];
- PN-EN 61850-4. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 4: Kierowanie projektem i administracja systemu [6];
- PN-EN 61850-5. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 5: Wymagania dotyczące komunikacji w odniesieniu do funkcji i modeli urządzeń [7];
- PN-EN 61850-6. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 6: Język opisu konfiguracji komunikacji pomiędzy urządzeniami IED w stacjach elektroenergetycznych [8];
- PN-EN 61850-7-1. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 7-1: Podstawowa struktura komunikacyjna dla urządzeń stacji i pola. Zasady i modele [9];
- PN-EN 61850-7-2. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 7-2: Podstawowa struktura ko-

munikacyjna dla urządzeń stacji i pola. Abstrakcyjny interfejs usług komunikacyjnych (ACSI) [10];

- PN-EN 61850-7-3. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 7-3: Podstawowa struktura komunikacyjna dla urządzeń stacji i pola. Wspólne klasy danych [11];
- PN-EN 61850-7-4. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 7-4: Podstawowa struktura komunikacyjna dla urządzeń stacji i pola – Kompatybilne klasy węzłów logicznych i danych [12];
- PN-EN 61850-8-1. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 8-1: Odzworowanie specyficznych usług komunikacyjnych (SCSM). Odzworowanie w MMS (ISO 9506-1 i ISO 9506-2) oraz w ISO/IEC 8802-3 [13];
- PN-EN 61850-9-1. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 9-1: Szczególne odzworowanie usługi komunikacyjnej (SCSM) – Jednokierunkowa transmisja wartości próbkowanych szeregowym, współdzielonym łączem typu punkt – punkt [14];
- PN-EN 61850-9-2. Systemy i sieci telekomunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 9-2: Specjalne odzworowanie usługi komunikacyjnej (SCSM) – Wartości próbkowane przesyłane zgodnie z ISO/IEC 8802-3 [15];
- PN-EN 61850-10. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 10: Testowanie zgodności [16].

Zasadniczym celem standardu 61850 jest zapewnienie kompatybilności urządzeń pochodzących od różnych producentów [4]. Standard zakłada zastosowanie mikroprocesorowych urządzeń stacyjnych IED (*Intelligent Electronic Devices*), tzw. inteligentnych urządzeń elektronicznych, takich jak zabezpieczenia cyfrowe, sterowniki polowe, stacyjne

oraz przetworniki pomiarowe i aparaty wykonawcze, wyposażonych w odpowiednie interfejsy komunikacyjne.

Norma PN-EN 61850 (IEC 61850) przewiduje komunikację w najszybciej rozwijającej się technologii sieciowej Ethernet. Pozwala to na realizację najbardziej złożonych powiązań logicznych automatyki stacyjnej i międzystacyjnej. Proponuje obiektowy model danych, obejmujący swoim zasięgiem wszystkie trzy poziomy komunikacji wyróżniane w stacji elektroenergetycznej: poziom procesu, pola, stacji oraz zastosowanie wspólnej infrastruktury komunikacyjnej opartej na sieci Ethernet. Standard jest zrealizowany zgodnie z ideą warstwowego modelu komunikacji i rozdzielania samych zagadnień transmisyjnych i komunikacyjnych od aplikacji i funkcjonalności systemu.

Poniżej przedstawiono krótki przegląd elementów opisanych w poszczególnych wybranych częściach normy PN-EN 61850 (IEC 61850).

W normie PN-EN 61850-3:2005 [5] są określone wymagania ogólne dotyczące m.in.: systemów automatyzacji stacji i komunikacji między urządzeniami IED w stacji. W odniesieniu do systemów kluczowe są ich niezawodność, dyspozycyjność i bezpieczeństwo [5]. Pojedyncza awaria nie powinna spowodować niesprawności funkcji krytycznych w stacjach elektroenergetycznych (zabezpieczenia, sterowanie aparaturą pierwotną, pomiary itp.) [5].

W normie PN-EN 61850-4:2005 [6] są przedstawione wymagania dotyczące kierowania projektem oraz administracji systemu komunikacji w stacji w zakresie: procesu budowy systemu i narzędzi wspomagających ten proces, cyklu życia całego systemu i jego urządzeń IED i zapewnienia jakości w obszarze projektowania i użytkowania. Zdefiniowano pojęcie zdalnego terminalu telemechaniki (RTU) jako zewnętrznego w systemie SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) interfejsu pomiędzy siecią



komunikacyjną a urządzeniami stacji [6]. Określono wymagania techniczne dla systemów automatyki stacyjnej (SAS) i typowych urządzeń IED. Systemy te funkcjonują w trzech środowiskach: telekomunikacyjnym (TE) obejmującym centra sterowania siecią, systemy podporządkowane, telezabezpieczenia; miejscowego operatora (człowieka) i procesu (PE) obejmującego: urządzenia łączeniowe, transformator, urządzenia pomocnicze itp. [6]. Typowe urządzenia IED w środowisku telekomunikacyjnym stanowią: bramy, konwertery, urządzenia RTU (strona telekomunikacyjna) i przekaźniki zabezpieczeń elektroenergetycznych. Natomiast typowe urządzenia IED w interfejsie człowiek – maszyna (HMI) to: bramy, komputery osobiste, stacje robocze i inne urządzenia IED. Typowe urządzenia IED w środowisku procesu obejmują: układy sterowania pola, przekaźniki do zabezpieczeń elektroenergetycznych, urządzenia RTU (strona procesu), mierniki, autonomiczne sterowniki, przetworniki oraz cyfrowe przekładniki prądowe i napięciowe.

Ponadto w normie PN-EN 61850-4:2005 określono kategorie i typy parametrów dotyczących: konfiguracji sprzętu, oprogramowania urządzeń IED, środowiska procesu (obwody pierwotne i wtórne), interfejsu człowiek – maszyna HMI, środowiska telekomunikacyjnego. Dla systemów automatyki stacyjnej (SAS) i typowych urządzeń IED wyróżniono zestaw parametrów konfiguracyjnych i eksploatacyjnych.

W części tej określono różnorodne aspekty budowy systemów automatyki: typy parametrów, narzędzia wspomagające budowę, zadania przy budowie systemu i ich wzajemne związki, proces parametryzacji, cykl życia, zapewnienie jakości i badanie systemu [6].

W normie PN-EN 61850-5:2005 są określone wymagania dla funkcji i modeli urządzeń stosowanych w stacjach elektroenergetycznych w obszarze komunikacji. Szczególnie istotne są: możliwość współdziałania między wszystkimi urządzeniami w stacjach oraz interfejsy komunikacyjne w stacjach. Wymagania obejmują: systemy i sieci telekomunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych, funkcje systemu automatyki stacji oraz poziomy i interfejsy logiczne w systemach automatyki stacji (poziom stacji, poziom pola, poziom procesu) [7].

W systemach wyróżnia się: różnorodne funkcje, węzły logiczne (LN) i elementy komunikacyjne (PICOM), których szczegółowy opis znajduje się w tej części standardu 61850 [7]. Opis funkcji dostarcza informacji o: zadaniu funkcji, jej wyniku lub jej wpływie na inne funkcje, wydajności, dekompozycji i współpracy z innymi funkcjami. Opis węzła logicznego dostarcza informacji o możliwości grupowania zgodnie z najbardziej wspólnym obszarem aplikacji oraz obejmującej: krótki tekstowy opis, funkcjonalność, numer funkcji IEC urządzenia, skrót/akronim używany w dokumentach IEC 61850, zależność między funkcjami a węzłami logicznymi oraz zestaw przyporządkowanych elementów komunikacyjnych PICOM określonych w odpowiednich tablicach [7]. Opis elementów komunikacyjnych PICOM dostarcza informacji o: semantyce, połączeniach logicznych punkt – punkt, wymaganiach w zakresie wydajności i typie danych.

W systemach komunikacyjnych w stacjach elektroenergetycznych zgodnie z normą [7] wyróżnia się następujące kategorie funkcji:

- funkcje systemowe (zarządzanie siecią, synchronizacja czasu, fizyczne samosprawdzanie urządzenia fizycznego);
- funkcje konfiguracji systemu (identyfikacja węzła, zarządzanie oprogramowaniem, zarządzanie konfiguracją, operacyjne sterowanie typem węzłów logicznych, nastawienia, tryb badań, zarządzanie bezpieczeństwem systemu);
- funkcje operacyjne lub sterujące (zarządzanie bezpieczeństwem dostępu, sterowanie, operacyjne zastosowanie spontanicznych zmian stanu, łączenie synchroniczne, łączenia zestawu parametrów, zarządzanie alarmem, rejestracja zdarzeń, odzyskiwanie danych, odzyskiwanie rejestru zakłóceń) [7].

Ponadto wyróżnia się lokalne funkcje automatyki procesu (funkcja zabezpieczeniowa (ogólna), zabezpieczenie odległościowe, blokowanie pola, pomiary i monitoring energii), funkcje rozproszonego automatycznego wspomaganie oraz funkcje automatyki rozproszonego procesu.

Wszystkie funkcje podlegają dekompozycji do węzłów logicznych (LN) znajdujących się w jednym lub wielu urządzeniach fizycznych. Przykładem tego są np. zwykłe funkcje, takie jak: zsynchronizowane łączenie wyłączników, zabezpieczenie odległościowe, zabezpieczenia nadprądowe, które podlegają dekompozycji na węzły logiczne i alokowane urządzenia fizyczne: komputer stacyjny, zsynchronizowane urządzenie łączeniowe, zespół zabezpieczenia odległościowego, jednostka sterująca pola, przekładnik prądowy, przekładnik napięciowy, przekładnik napięciowy szyn zbiorczych.

Elementy komunikacyjne PICOM są używane do opisanie wymiany informacji między węzłami logicznymi LN. Charakteryzują je dane (zawartość informacji i jej identyfikacja), typ (struktura danych), wydajność (dopuszczalny czas transmisji) i połączenie logiczne (zawiera źródło) [7]. Atrybuty elementu komunikacyjnego PICOM wykorzystywane przez dowolny komunikat obejmują: wartość, nazwę, źródło (węzeł logiczny, z którego sygnał pochodzi), cel (węzeł logiczny, do którego sygnał zmierza), znacznik czasu i priorytet transmisji [7].

Węzły logiczne (LN) określone w standardzie 61850 obejmują:

- węzły logiczne dla funkcji zabezpieczeniowych;
- podstawowe łącza komunikacyjne węzła logicznego głównego typu zabezpieczenia;
- węzły logiczne do celów sterowania;
- automatyczne sterowanie procesem;
- mierzenie i pomiary liczników;
- urządzenia fizyczne;
- bezpieczeństwo systemu i urządzenia;
- węzły związane z urządzeniami pierwotnymi;
- węzły związane z usługami systemu [7].

Norma PN-EN 61850-5:2005 jest najbardziej rozbudowaną częścią standardu komunikacyjnego. Składa się z dziewięciu załączników przestawionych w tabeli 1.

W normie PN-EN 61850-6:2011 [8] określono język opisu konfiguracji komunikacji pomiędzy urządzeniami IED w stacjach elektroenergetycznych. Przedstawiono format pliku do opisywania komunikacji związanej z konfiguracjami inteligentnych urządzeń elektronicznych (IED) i parametrów IED, konfiguracjami systemów komunikacji, struktur funkcji rozdzielni i zależności między nimi [8]. Celem tej specyfikacji jest wymiana w sposób kompatybilny opisów możliwości IED i opisów systemów automatyki stacji pomiędzy narzędziami inżynierskimi IED i systemowymi narzędziami inżynierskimi pochodzącymi od różnych producentów. Ponadto w ramach tej części zdefiniowano język opisu konfiguracji stacji elektroenergetycznej (SCL).

W normie PN-EN 61850-7-1:2011 określono podstawową strukturę komunikacyjną dla urządzeń stacji i pola w aspekcie zasad i modeli. Przedstawiono architekturę dla komunikacji i współdziałania między urządzeniami, takimi jak: zabezpieczenia, wyłączniki, transformatory itp. [9].

W normie PN-EN 61850-7-2:2011 [10] określono komunikację ACSE (Abstract Communication Service Interface) w zastosowaniach przeznaczonych dla stacji elektroenergetycznych i urządzeniach w nich zlokalizowanych. dla pól liniowych stacji. Komunikacja stanowi interfejs abstrakcyjny, opisujący komunikację między klientem i serwerem zdalnym i interfejs abstrakcyjny dla szybkiej i pewnej dystrybucji zdarzeń w systemie między aplikacją w urządzeniu i wieloma aplikacjami zdalnymi różnych urządzeń i dla transmisji próbkowanych wartości pomiarowych [10].

W normie PN-EN 61850-7-3:2011 określono istniejące klasy atrybutów i wspólne klasy danych do zastosowań stacyjnych. Przedstawiono klasy wspólnych danych: dla informacji stanu, dla informacji mierzonej, dla sterowalnej informacji stanu, dla sterowalnej informacji analogowej, dla ustawień stanu, dla ustawień analogowych [11]. Ponadto określono typy atrybutów zastosowanych w klasach wspólnych danych.

W normie PN-EN 61850-7-4:2011 określono model informatyczny urządzeń i funkcji związanych z zastosowaniami stacyjnymi. Przedstawiono kompatybilne nazwy węzła logicznego i nazwy danych dla komunikacji między inteligentnymi urządzeniami elektronicznymi (IED), które obejmują zależności między węzłami logicznymi i danymi [12].

W normie PN-EN 61850-8-1:2011 przedstawiono szczegółowe informacje dotyczące współpracy między urządzeniami w stacjach elektroenergetycznych. Określono sposoby tworze-

Tabela 1. Spis załączników w normie PN-EN 61850-5:2005 [7]

Załącznik	Opis
Załącznik A	Węzły logiczne i związane z nimi PICOM. Grupy PICOM.
Załącznik B	Identyfikacja PICOM i klasyfikacja komunikatów. Tablica typów PICOM.
Załącznik C	Optymalizacja komunikacji.
Załącznik D	Zasady definiowania funkcji.
Załącznik E	Interakcja funkcji i węzłów logicznych.
Załącznik F	Kategorie funkcji.
Załącznik G	Funkcje wspomagające systemu.
Załącznik H	Wyniki opisu funkcji.
Załącznik I	Obliczenia wydajności.

nia i wymiany komunikatów zawierających usługi i modele zdefiniowane w IEC 61850-7-2, IEC 61850-7-3 i IEC 61850-7-4 oraz odwzorowanie obiektów i usług ACSE, które pozwala na wymianę danych między wszystkimi rodzajami urządzeń stacji poprzez sieci lokalne [13].

7. Wnioski

Dynamiczny rozwój technologii informacyjnych i operacyjnych spowodował intensywny rozwój systemów sterowania i nadzoru stosowanych w stacjach elektroenergetycznych, które umożliwiają uzyskanie ogromnych korzyści zarówno dla operatorów systemów (przesyłowego i dystrybucyjnych), jak i odbiorców energii.

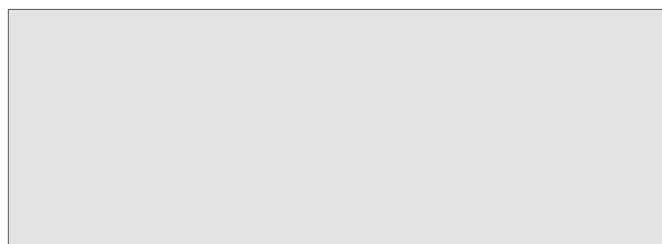
W systemach sterowania i nadzoru stosowanych w stacjach elektroenergetycznych podstawową formą wymiany danych między urządzeniami jest komunikacja cyfrowa. Kluczowymi jej elementami są standardy i protokoły komunikacji. Przy czym spośród wielu stosowanych podstawowe znaczenie ma standard związany z normą IEC 61850.

Norma PN-EN 61850, będąca krajowym odpowiednikiem normy IEC 61850, jest obecnie podstawową normą dotyczącą systemów i sieci komunikacyjnych w stacjach elektroenergetycznych. Ma na celu zapewnienie kompatybilnej współpracy wszystkich urządzeń znajdujących się na stacjach. Definiuje standard projektowania systemów automatyzacji stacji elektroenergetycznych oraz protokół komunikacyjny, który bazuje na sieci Ethernet i ujednolica zasady wymiany danych pomiędzy urządzeniami stacji elektroenergetycznych.

Literatura

- [1] DOŁĘGA W.: *Stacje elektroenergetyczne*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2007.
- [2] KOWALIK R., PAWLICKI C.: *Podstawy teletechniki dla elektryków*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2006.
- [3] IEC 60870-5. Telecontrol equipment and systems. Part 5 – Transmission protocols. (Wszystkie części).
- [4] IEC 61850. Communication networks and systems in substations. (Wszystkie części).
- [5] PN-EN 61850-3:2005. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 3: Wymagania ogólne.

reklama



- [6] PN-EN 61850-4:2005. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 4: Kierowanie projektem i administracja systemu.
- [7] PN-EN 61850-5:2005. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 5: Wymagania dotyczące komunikacji w odniesieniu do funkcji i modeli urządzeń.
- [8] PN-EN 61850-6:2011. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 6: Język opisu konfiguracji komunikacji pomiędzy urządzeniami IED w stacjach elektroenergetycznych.
- [9] PN-EN 61850-7-1:2011. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 7-1: Podstawowa struktura komunikacyjna dla urządzeń stacji i pola. Zasady i modele.
- [10] PN-EN 61850-7-2:2011. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 7-2: Podstawowa struktura komunikacyjna dla urządzeń stacji i pola. Abstrakcyjny interfejs usług komunikacyjnych (ACSI).
- [11] PN-EN 61850-7-3:2011. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 7-3: Podstawowa struktura komunikacyjna dla urządzeń stacji i pola. Wspólne klasy danych.
- [12] PN-EN 61850-7-4:2011. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 7-4: Podstawowa struktura komunikacyjna dla urządzeń stacji i pola – Kompatybilne klasy węzłów logicznych i danych.
- [13] PN-EN 61850-8-1:2011. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 8-1: Odwzorowanie specyficznych usług komunikacyjnych (SCSM). Odwzorowanie w MMS (ISO 9506-1 i ISO 9506-2) oraz w ISO/IEC 8802-3.
- [14] PN-EN 61850-9-1:2012. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 9-1: Szczegółne odwzorowanie usługi komunikacyjnej (SCSM) – Jednokierunkowa transmisja wartości próbkowanych szeregowym, współdzielonym łączem typu punkt – punkt.
- [15] PN-EN 61850-9-2:2012. Systemy i sieci telekomunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 9-2: Specjalne odwzorowanie usługi komunikacyjnej (SCSM) – Wartości próbkowane przesyłane zgodnie z ISO/IEC 8802-3.
- [16] PN-EN 61850-10:2006. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych – Część 10: Testowanie zgodności.



dr hab. inż. Waldemar Dołęga –
Zespół Urządzeń Elektroenergetycznych,
Katedra Energoelektryki,
Wydział Elektryczny Politechniki Wrocławskiej

artykuł recenzowany