



POLITECHNIKA KRAKOWSKA im. T. Kościuszki

Wydział Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej

Katedra Inżynierii Elektrycznej



Kierunek studiów: **ELEKTROTECHNIKA**

Dziedzina nauk inżynieryjno-technicznych
automatyka, elektronika, elektrotechnika i technologie kosmiczne

STUDIA STACJONARNE

Rozprawa doktorska

Łukasz SOŁTYSEK

WPŁYW STANDARDU ROZDZIELNIC CYFROWYCH W
PRZEMYŚLE 4.0, NA UKŁADY ZABEZPIECZEŃ ORAZ ICH
STRUKTURY, KTÓRE SĄ STOSOWANE W ENERGETYCE ORAZ
PRZEMYŚLE CIĘŻKIM.

THE INFLUENCE OF THE STANDARD OF DIGITAL SWITCHGEAR
IN INDUSTRY 4.0 ON PROTECTION SYSTEMS AND THEIR
STRUCTURES APPLIED IN THE ENERGY CITY AND HEAVY
INDUSTRY.

Promotor pracy:

dr hab. inż. Jerzy Wojciech Szczepanik, prof. PK

Promotor pomocniczy:

dr inż. Bartosz Rozegnał

Kraków, 2024

SPIS TREŚCI

1	WSTĘP	6
1.1	Wprowadzenie	6
1.2	Cel i zakres pracy	11
1.3	Teza pracy	14
2	Standardy rozwiązań stosowanych w energetyce i przemyśle ciężkim	15
2.1	Komunikacja pomiędzy przekaźnikami zabezpieczeniowymi w Przemysle 4.0 - GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event)	29
2.2	Pomiary analogowe w układach automatyki zabezpieczeniowej (Samples Values) ...	38
2.3	Synchronizacja czasu rzeczywistego	44
2.4	Topologie sieci przemysłowych stosowanych w automatyce zabezpieczeń – HSR oraz PRP	54
2.5	Nowe trendy w układach automatyki zabezpieczeniowej	61
3	Typowa aplikacja rozdzielnic SN oraz nn	64
3.1	Standardy typowych pól zasilających SN stosowanych w przemyśle	65
3.1.1	Pole zasilania podstawowego (PZP)	66
3.1.2	Pole zasilania rezerwowego (PZR),	69
3.1.3	Pole sprzęgła (PS)	73
3.1.4	Pole pomiarowe (PP),	77
3.1.5	Pole odbiorcze silnikowe (POS)	79
3.1.6	Układ SZR	82
3.2	Szczegółowe omówienie pola transformatorowego zasilającego rozdzielnicę główną niskiego napięcia	84
3.2.1	Uproszczony schemat pola	84
3.2.2	Elewacja pola	85
3.2.3	Sterowanie pola z DCS	87
3.2.4	Komunikacja pola rozdzielni z systemem DCS	87
3.2.5	Algorytm sterowania polem transformatorowym	88
3.2.6	Blokady łączników w polu rozdzielni	101
3.2.7	Układ sterowania pola rozdzielni	105
3.2.8	Wykonywanie operacji łączeniowych w polu	106
3.3	Szczegółowe omówienie pola zasilającego rozdzielnicę główną niskiego napięcia .	112
4	Charakterystyka zaprojektowanego i skonstruowanego stanowiska laboratoryjnego do badania zabezpieczeń cyfrowych	116
4.1	Szafy automatyki zabezpieczeń	120

5	Analiza istniejących i proponowanych rozwiązań	126
5.1	Nowa strategia układu zabezpieczeń	126
5.2	Scentralizowany system sterowania w procesie technologicznym.....	137
5.3	Badania Symulacyjne oraz pomiary	142
5.3.1	Opis metodologii wykorzystania algorytmów wraz z parametryzacją.....	143
5.3.2	Parametryzacja modułu testowego (OMICRON)	164
5.3.3	Badania w zakresie GOOSE wraz z omówieniem wyników.....	172
5.3.4	Badania w zakresie SV wraz z omówieniem wyników.....	183
5.4	Rachunek ekonomiczny	200
6	Podsumowanie	201
7	Załączniki.....	204
	Literatura	205

SPIS WAŻNIEJSZYCH SYMBOLI I OZNACZEŃ

- ACSI - Abstract Communication Service Interface
- ADC - Analog to Digital Converter
 - AI - Artificial Intelligence
- APDU - Application layer Protocol Data Unit
- ASDU - Application Service Data Unit
 - AW - Awaryjne Wyłączenie
 - BC - Boundary Clock
- BMCA - Best Master Clock Algorithm
- CERN - European Organization for Nuclear Research
- CIGRE - z francuskiego Conseil International des Grands Réseaux Électriques
 - DAN - Doubly Attached Nodes
 - DANH - Doubly Attached Node Implementing HSR
 - DCS - Distributed Control System
 - GNSS - Global Navigation Satellite Systems
- GOOSE - Generic Object Oriented Substation Event
 - GPS - Global Positioning System
 - HMI - Human-Machine Interface
 - HSR - High-availability Seamless Redundancy
 - IED - Intelligent Electronic Devices
 - IP - Internet Protocol
- LAN - Local Area Network
 - LD - Logic Devices
 - LN - Logic Node
 - LRE - Local Redundancy Entity
- LSDU - Link Service Data Unit
- MAC - Media Access Control
- MMS - Manufacturing Message Specification
- MODBUS - Protokół komunikacyjny stworzony przez firmę Modicon
- MSTP - Multiple Spanning Tree Protocol
 - MU - Merging Unit
 - nn - niskie napięcie
 - OSI - Open System Interconnection
 - PD - Physical Device
 - PDC - Phasor Data Concentrators
 - PDU - Protocol Data Unit
 - PLC - Programmable Logic Controller
 - PMU - Phasor Measurement Unit
 - POS - Pole odbiorcze silnikowe
 - POT - Pole odbiorcze transformatorowe
 - PP - Pole pomiarowe
 - PPS - pulse per second
- PROFINET - Process Field Network
 - PRP - Parallel Redundancy Protocol
 - PS - Pole sprzęgła
 - PTP - Precision Time Protocol

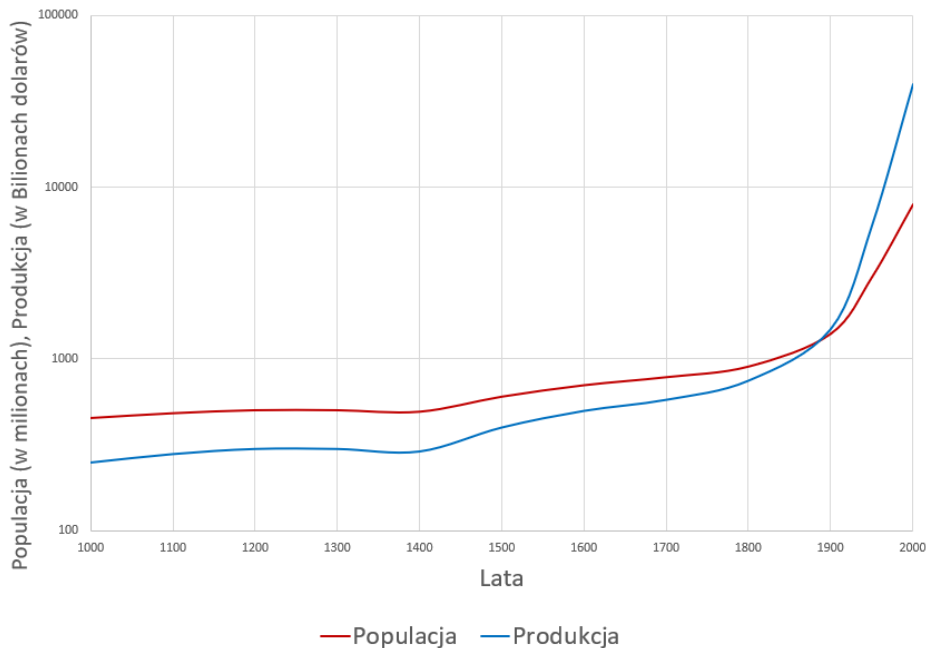
PZP - Pole zasilania podstawowego
 PZR - Pole zasilania rezerwowego
 QoS - Quality of Service
 RCT - Redundancy Control Trailer
 ROCOF - Rate of Change of Frequency
 RSTP - Rapid Spanning Tree Protocol
 RTC - Real-Time Clock
 SAN - Single Attached Nodes
 SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition
 SCL - Substation Configuration Language
 SMV - Sampled Measured Value
 SN - Średnie Napięcie
 SPP - Samples Per Period
 STP - Spanning Tree Protocol
 SV - Sampled Value
 SZR - Samoczynne Załączania Rezerwy
 TC - Transparent Clock
 TCP - Transmission Control Protocol
 t_d - opóźnienie
 t_{p1} - czas przebywania potrzebny na przejście między redundantnym portem A, a nieredundantnym portem C
 t_{p2} - czas przebywania potrzebny na przejście między redundantnym portem B, a nieredundantnym portem C
 t_{p3} - czas przebywania potrzebny na przejście między redundantnym portem A, a redundantnym portem B
 t_{pRB} - czas przebywania w obrębie RedBox-a
 t_r - różnice pomiędzy dwoma czasami odniesienia
 t_{rxa} - czas przybycia (arrival time) wiadomości z redundantnego portu A
 t_{rxc} - czas przybycia (arrival time) wiadomości z nieredundantnego portu C
 t_{sn} - znacznik czasu po zastosowaniu RedBox-a
 t_{so} - stary znacznik czasu przed zastosowaniem RedBox-a
 t_{txb} - czas wysłania (departure time) wiadomości z redundantnego portu B
 t_{txc} - czas wysłania (departure time) wiadomości z nieredundantnego portu C
 UTC - Universal Time Coordinated
 VLAN - Virtual Local Area Network
 WR - White Rabbit

1 WSTĘP

W niniejszym rozdziale dokonano analizy fundamentów rewolucji przemysłowych oraz ich wpływu na postęp technologiczny w ciągu ostatnich stuleci. Wskazano również kluczowe aspekty dalszego rozwoju cywilizacyjnego, określając aktualny etap tego procesu. Ponadto, przedstawiono cel i zakres pracy, a także sformułowano tezę niniejszej rozprawy doktorskiej.

1.1 Wprowadzenie

Postęp cywilizacyjny to kluczowy aspekt rozwoju ludzkości. Jego tempo wzrasta, pod wpływem ludzkich potrzeb i rosnącej liczby ludności. Przyczyn tego zjawiska jest wiele, ale niewątpliwie wpływ na to miał postęp technologiczny jaki można zaobserwować na przestrzeni wieków. Literatura fachowa często opisuje to zjawisko jako „Rewolucję Przemysłową”, a obecnie doświadczamy jej czwartej fazy. Badania wykazują, że postęp technologiczny był skorelowany z populacją, jednakże na przestrzeni ostatnich kilku wieków równowaga ta została zachwiana, co jest powiązane z pojawieniem się zmian przypadających na okres pierwszej rewolucji przemysłowej, gdzie produkcja znacząco wyprzedziła populację co pokazano na Wykres 1 [1].



Wykres 1 Wpływ postępu cywilizacyjnego na produkcję oraz populację ludzkości [1]

Interpretacje rewolucji przemysłowej były różne w zależności od epoki, ponieważ postęp techniczny wprowadzał znaczące zmiany w funkcjonowaniu świata i jego percepcji. Analiza danych historycznych wskazuje, że rozumiemy ją dzisiaj jako proces zapoczątkowany w połowie XVIII wieku. Charakterystyczną cechą tego okresu był wzrost możliwości produkcyjnych, która pod koniec XIX i na początku XX wieku wyprzedziła tempo wzrostu liczby ludności. To był czas, gdy rozwinęła się masowa produkcja i elektryczność, co zasadniczo wpłynęło na tempo tych

przemian. Warto podkreślić, iż wraz z zapoczątkowaniem przemian gospodarczo-społecznych pojawiła się potrzeba szkolenia kadr w wyspecjalizowanych dziedzinach. Zapoczątkowało to rozwój uczelni technicznych takich jak Massachusetts Institute of Technology [2] czy Akademii Górniczo-Hutniczej [3]. Od lat pięćdziesiątych XX wieku nastąpiły kolejne zmiany, takie jak rozwój komputerów, usług cyfrowych i automatyzacji, które przekształciły nasz sposób życia. Wiek XXI zwiastuje początek czwartej rewolucji przemysłowej, gdzie kluczowe są integracja urządzeń, analiza danych, rzeczywistość wirtualna, sztuczna inteligencja będące motorami napędowymi postępu. Przegląd literatury na temat społecznych przemian umożliwia syntetyczne podsumowanie czynników wpływających na różne obszary gospodarki, ekonomię i społeczeństwo [4], [5], [6], [7]. W sposób syntetyczny w Tabeli 1 został pokazany przekrój rewolucji przemysłowych wraz z kluczowymi ich aspektami.

Tabela 1 Wpływ Rewolucji Przemysłowej na postęp technologiczny oraz zmiany społeczne

[opracowanie własne]

Rewolucja Przemysłowa	Okres	Kluczowe Technologie i Innowacje	Główne Sektory gospodarki	Główne Skutki Ekonomiczne	Główne Skutki Społeczne
Pierwsza Rewolucja Przemysłowa	ok.1760-1840	Mechanizacja (maszyny parowe, krosna mechaniczne), wodociągi, transport kolejowy	Przemysł tekstylny, górnictwo, transport	Wzrost produkcji, obniżenie kosztów, rozwój infrastruktury transportowej	Urbanizacja, początki zorganizowanej siły roboczej, zmiany społeczne w strukturze rodzin
Druga Rewolucja Przemysłowa	ok. 1870-1914	Elektryfikacja, stal, maszyny narzędziowe, telegraf, chemia przemysłowa	Przemysł stalowy, chemiczny, elektryczny, motoryzacyjny	Masowa produkcja, wzrost produktywności, globalizacja gospodarki	Masowa produkcja, powstanie wielkich korporacji, rozwój infrastruktury transportowej Zmiany w strukturze zatrudnienia, rozwój edukacji, wzrost standardów

					życia, rozwój klas społecznych
Trzecia Rewolucja Przemysłowa	od lat 50. XX wieku	Mikroelektronika, komputery, automatyka przemysłowa, telekomunikacja	Przemysł elektroniczny, informatyczny, telekomunikacyjny	Automatyzacja produkcji, wzrost efektywności, powstawanie globalnych sieci komunikacyjnych	Automatyzacja produkcji, rozwój technologii informatycznych, globalizacja rynków. Zmiany w wymaganiach edukacyjnych, rosnące zróżnicowanie kwalifikacji, rozwój nowych sektorów zatrudnienia
Czwarta Rewolucja Przemysłowa	Początek XXI wieku	Internet Rzeczy (IoT), sztuczna inteligencja, technologie cyfrowe, robotyka	Przemysł 4.0, usługi informatyczne, sztuczna inteligencja	Produkcja inteligentna, zindywidualizowana produkcja, rozwój usług cyfrowych	Produkcja inteligentna, personalizacja masowej produkcji, transformacja cyfrowa gospodarki. Zmiany w strukturze rynku pracy, rozwój pracy zdalnej, rosnąca rola umiejętności cyfrowych

Warto zwrócić uwagę na fakt, iż czasookres występowania kolejnych rewolucji przemysłowych zawęża się. Proces tych zmian nie był jednak nagły, trwa on od kilkunastu lat jednak przyspieszył on w 2011 roku, gdzie na targach w Hanowerze ogłoszono podwaliny do nowej rewolucji przemysłowej zwanej dalej „Przemysłem 4.0” [8], [9]. Dwa lata po tym

wydarzeniu wydany został raport końcowy „Rekomendacje dla realizacji inicjatywy strategicznej Przemysłu 4.0” [10]. Dokument ten ustanawia zasady i wytyczne, które określają charakter zmiany oraz kierunek, w którym powinna ona zmierzać. Zapisy ogólne, opisujące preferowany kierunek rozwoju, pozwalają na indywidualną interpretację, co może powodować pewne ryzyko. W zakresie systemów dystrybucji zasilania w obszarze energetyki oraz przemysłu ciężkiego, nie ugruntowały się konkretne definicje oraz wytyczne na jakim poziomie zastosowanych rozwiązań można mówić, że urządzenia, systemy zasilania spełniają już wytyczne Przemysłu 4.0. Mimo to pojawiają się już koncepcje przyszłej, kolejnej Rewolucji Przemysłowej.

Przemysł 5.0 będzie kolejnym krokiem na drodze ewolucji pomiędzy człowiekiem a maszyną w procesie produkcyjnym [11]. Poprzednie fazy były bardziej skupione na automatyzacji procesów i efektywności produkcji. W przemyśle 5.0 kładziony jest większy nacisk na integrację oraz kooperacje pracowników oraz zaawansowanych technologii. Kluczowym stanie się harmonijna współpraca pomiędzy ludźmi i maszynami [12], [13], a jako przykład można podać robota współpracującego z człowiekiem przy wykonywaniu elementów spawanych, co zostało pokazane na Rys. 1.



Rys. 1. Współpraca człowieka z maszyną – Przemysł 5.0 [opracowanie własne]

Zakres i charakterystyka kolejnej rewolucji przemysłowej zostały przedstawione w dokumencie opracowanym przez Komisję Europejską w 2021 roku pod nazwą „Industry 5.0 - Towards a sustainable, human-centric and resilient European industry” [14]. Została tam opisana idea współczesnego pracownika wspomaganego przez roboty, sztuczną inteligencję oraz wirtualną rzeczywistość. Prace nad różnymi systemami wizyjnymi, sterowania głosem czy urządzeniami wspomagającymi pracę człowieka, trwają i są rozwijane dla różnych gałęzi przemysłu. Warto zwrócić uwagę, iż intensywność postępu w różnych segmentach gospodarki może mieć inną dynamikę zmian tak samo zapotrzebowanie na daną technologię [15]. Postęp jaki ma przyjść wraz z Przemysłem 5.0 ma wpływ na zmiany jakie muszą nastąpić w edukacji dostosowując się do nowych realiów oraz potrzeb pamiętając, iż zróżnicowanie społeczne i dostęp do różnych mediów może być ograniczony, co jest wyzwaniem dla nadchodzącej rewolucji przemysłowej [16].

Jednakże nie wszystkie gałęzie przemysłu rozwijają się w tym samym tempie, zwłaszcza tam, gdzie niezawodność, stabilność i przewidywalność mają kluczowe znaczenie. Do takich sektorów zalicza się energetyka oraz przemysł ciężki. Trudno jest znaleźć jednoznaczny granicę, po której przekroczeniu możemy mówić o przemyśle 4.0 dla tych sektorów. Układy zasilania stosowane w rozbudowanych sieciach dystrybucyjnych w zakładach o charakterze produkcji zbliżonej do charakteru z układu Przemysł 4.0 są złożone, tak samo jak użyte w nich komponenty. Z pozoru kompatybilne ze sobą rozwiązania od różnych dostawców, mogą powodować problemy z prawidłowym ich działaniem, opóźnieniami w przesyłaniu kluczowych danych, które są niezbędne do prawidłowego działania systemu. Takie błędy i niezgodności często nie są możliwe do odtworzenia w laboratorium z powodu skomplikowanego charakteru wielu jednocześnie występujących zjawisk. Dlatego też etap testów przed uruchomieniem inwestycji, może być problematyczny, a jego opublikowanie może być cenne przy aktualizacji systemów sterowania i diagnostyki. Rozwiązaniem problemu kompatybilności różnej aparatury zasilająco-sterującej (od różnych producentów), miała być wprowadzona już na początku XXI norma IEC61850 [17]. Głównym celem w początkowej fazie tworzenia tego standardu, miało być użycie go w systemach sterowania i nadzoru dla stacji elektroenergetycznych. Wytyczne tam opisane miały pozwolić na spójną komunikację i wymianę danych w ramach jednego systemu stacyjnego niezależnie od tego czy w danej infrastrukturze jest jeden czy kilku producentów danego typu urządzenia.

Ostatnimi dekadami, systemy układów zasilania oraz sterowania procesami technologicznymi w zakładach przemysłowych przechodzą transformacje w aspekcie zarządzania tymi procesami. W konsekwencji tych zmian pojawiły się i pojawiają coraz nowsze możliwości na ich automatyzację. Wiąże się to z podejmowaniem kluczowych decyzji na samym początku procesu projektowania nie tylko przy doborze samych urządzeń, ale również układów zasilająco-sterujących procesami w danym przedsiębiorstwie. Proste układy tego typu, które wymagały oprócz członu zasilania, zestawu aparatury sterowniczej (których możliwości opierały się na

logice 0-1), zostały wyparte zaawansowanymi urządzeniami opartymi o układy mikroprocesorowe z poszerzoną możliwością autodiagnostyki samego urządzenia jak również technologii, którymi te urządzenia sterują.

Praca skupia się na innowacyjnym podejściu do sposobu zarządzania procesami technologicznymi, w ramach układów zasilania oraz ich dystrybucji w zakładach przemysłowych. W związku z brakiem jasnych wytycznych jakimi standardami wykonania należy się kierować w celu spełnienia założeń Przemysłu 4.0, w pracy wskazano kluczowe elementy, które zdaniem autora powinny być zaimplementowane w takich systemach, aby w pełni nawiązać do tej idei. Pokazane zostaną stosowane standardy, które obowiązywały od początków tej koncepcji (2011 rok), obecną pozycję oraz przyszłe kierunki rozwoju. Rozwiązania omawiane w pracy, mają za zadanie pokazać możliwości zmiany struktur układów zasilająco sterujących od zaistniałej sytuacji w procesie technologicznym, nie tylko w kontekście wystąpienia awarii, ale również podczas prac serwisowych oraz testów rozruchowych danego systemu lub zdecentralizowanego podsystemu

Ze względu na złożoność i interdyscyplinarność pracy niezbędne jest dogłębne omówienie tematu cyfrowych systemów automatyki zabezpieczeniowej oraz ich struktur zasilająco-sterujących. We wstępnych podrozdziałach zostaną zaprezentowane kwestie, które autor rozprawy doktorskiej będzie stosował w trakcie prowadzenia badań. Pozwoli to czytelnikowi zgłębić obszerne spektrum tematu i jego wielowymiarowość począwszy od konwersji sygnałów analogowych na cyfrowe, po układy synchronizacji czasu w nowych topologiach sieci przemysłowych, aż do najnowszych trendów w budowę wysokospecjalistycznych systemów automatyki zabezpieczeniowej.

Bazując na wieloletnim doświadczeniu projektowym i wykonawczym autora niniejszej pracy doktorskiej w branży przemysłowej, oraz braku publikacji naukowych wynikających z nowatorskich rozwiązań w omawianym zakresie, autor samodzielnie ocenia możliwości co do stosowania systemów układów automatyki zabezpieczeniowej w strukturach do tej pory niestosowanych.

Niektóre terminy w niniejszej pracy nie zostały przetłumaczone na język polski, aby uniknąć nieścisłości i zachować spójność z oryginalnymi, angielskojęzycznymi standardami przytoczonymi w rozprawie doktorskiej.

1.2 Cel i zakres pracy

Celem pracy jest implementacja scentralizowanego zabezpieczenia polowego, opartego na hierarchicznej konfiguracji przekaźników zabezpieczeniowych jako klucza do rozwoju autonomicznych systemów elektroenergetycznych., Zapewnią one wyższy poziom bezpieczeństwa i niezawodności w stosunku do rozwiązań klasycznych dzięki zdolności do samodzielnej diagnostyki w czasie rzeczywistym.

Praca skupia się na opracowaniu, zbadaniu oraz implementacji stanowiska badawczego, które wykorzystuje innowacyjne metody kontroli nad procesem technologicznym w aspekcie systemów zasilania i sterowania. Oczekiwany efekt to poprawa integracji oraz spójności poszczególnych elementów systemu, podniesienie poziomu bezpieczeństwa dzięki urządzeniom rezerwującym, a także określenie potencjalnego zakresu aplikacji i warunków, w których nowe rozwiązanie znajdzie zastosowanie. Będzie to sprzyjać łatwiejszemu i bezpieczniejszemu zarządzaniu urządzeniami dystrybucji zasilania w zakładach przemysłowych na poziomie średnich i niskich napięć. W niniejszej pracy doktorskiej podjęty zostanie temat scentralizowanego zabezpieczenia polowego z wykorzystaniem jednostek pomiarowych MU, przekaźników zabezpieczeniowych oraz zabezpieczeń hybrydowych mogących pełnić rolę zarówno MU jak i zabezpieczenia polowego. Praca ta kładzie nacisk na innowacyjne podejście do układów automatyki zabezpieczeniowej, które muszą charakteryzować się wysoką niezawodnością. Analizie poddany zostanie wpływ scentralizowanej struktury zasilająco-sterującej, która jest znacznie bardziej skomplikowana niż w klasycznych rozważaniach i wkracza w interdyscyplinarne aspekty łączące układy automatyki zabezpieczeń oraz struktur sieci przemysłowych.

Zaproponowane rozwiązania bazują na zapotrzebowaniu pochodzącym z przemysłu a nie wynikają z badań naukowych, stąd mała liczba publikacji dotyczących tych zagadnień.

Streszczenie ma na celu przedstawienie głównych wyników i konkluzji zawartych w poszczególnych rozdziałach pracy doktorskiej dotyczącej wpływu standardu rozdzielnic cyfrowych w przemyśle 4.0, na układy zabezpieczeń oraz ich struktury, które są stosowane w energetyce oraz przemyśle ciężkim.

Rozdział drugi, zatytułowany „Standardy rozwiązań stosowanych w energetyce i przemyśle ciężkim” rozpoczyna się od dyskusji na temat różnorodności standardów sterowania w zakresie dystrybucji energii elektrycznej. Kluczowym obszarem zainteresowań są złożone układy automatyki zabezpieczeń, które w procesie technologicznym oprócz funkcji zabezpieczeniowych pełnią rolę sterowniczą. W tym kontekście omówiona jest transformacja jaka zachodzi w tym obszarze poprzez cyfryzacje klasycznych rozwiązań opartych o połączenia miedziane na ich postać wirtualną. W dalszej części rozdziału została opisana transformacja tych sygnałów jak i proces ich parametryzacji. Przyczyniło się to do zmiany sposobu przesyłania informacji a tym samym rozwój nowego obszaru układów automatyki zabezpieczeń jakim jest infrastruktura sieciowa. W efekcie tych zmian pojawiła się możliwość archiwizowania tych danych z dużą precyzją czasową dzięki układom synchronizacji czasu urządzeń znajdujących się w obrębie danej sieci co stanowi klucz do poprawności działania współczesnych cyfrowych systemów automatyki zabezpieczeniowej. Nie byłoby to możliwe, gdyby nie opracowanie nowych topologii sieci przemysłowych dedykowanych początkowo sektorowi energetycznemu,

ale później wdrażanych w dużych zakładach przemysłowych co zostało omówione pod koniec tego rozdziału.

Rozdział trzeci, zatytułowany „Typowa aplikacja rozdzielnic SN oraz nn”, rozpoczyna się od dyskusji na temat struktur zasilająco-sterujących w zależności od typu zastosowanego pola rozdzielnic SN omawiając ich typowe elementy konstrukcyjne. Na podstawie prostych schematów jednokreskowych i elementów konstrukcyjnych, z wykorzystaniem przykładowych realizacji producentów rozdzielnic omawiane są także podstawowe różnice między polami rozdzielnic. By lepiej zilustrować stopień złożoności tych systemów, autor opisuje rodzaje danych, które mogą być przekazywane do systemów sterowania i odbierane z powrotem przez poszczególne pola rozdzielnic. Zamiarem było ukazanie kompleksowości systemów sterowania i zasilania. Kolejna część rozdziału poświęcona jest omówieniu pola, w tym zasad jego działania, algorytmów sterujących czy zabezpieczeń oraz sposobów implementacji proponowanych rozwiązań. Końcowy fragment rozdziału analizuje dokładnie pole zasilające niskiego napięcia oraz powiązania pomiędzy polem transformatorowym SN a polem zasilającym nn. Możliwości zastosowania prezentowanych tu rozwiązań w praktyce zostaną pokazane za pomocą przykładowego stanowiska laboratoryjnego, opisanego szczegółowo w następnym rozdziale.

Rozdział czwarty, zatytułowany „Charakterystyka zaprojektowanego i skonstruowanego stanowiska laboratoryjnego do badania zabezpieczeń cyfrowych”, rozpoczyna się od omówienia poszczególnych faz realizacyjnych budowanego stanowiska laboratoryjnego. Omówiono w nim kluczowe urządzenia jakie zostały wykorzystane przy realizacji niniejszej pracy doktorskiej oraz wskazano obszar w jakim będzie prowadzona dyskusja w zakresie postawionej tezy. Na zakończenie tego rozdziału opisano wykonanie poszczególnych szaf automatyki zabezpieczeniowej, będących podstawą do badań przedstawionych w piątym rozdziale.

Rozdział piąty, zatytułowany „Analiza istniejących i proponowanych rozwiązań”, rozpoczyna się od dyskusji na temat nowej strategii układów automatyki zabezpieczeniowej w kontekście już istniejących rozwiązań omówionych w rozdziale trzecim. Zostało tu przedstawione nowe podejście do układów automatyki zabezpieczeniowej w oparciu o scentralizowane zabezpieczenie polowe. Zidentyfikowano kluczowe obszary ewolucji w stosunku do rozwiązań klasycznych oraz zaproponowano nową metodykę wykorzystania poszczególnych urządzeń. Wynikiem tych działań było opracowanie algorytmów sterowania dla czterech scenariuszy badawczych, które zostały scharakteryzowane w tym rozdziale rozprawy doktorskiej, a ich wpływ na obecne rozwiązania rynkowe zostały omówione w końcowej części rozdziału poprzez analizę ekonomiczną zmian oraz ich przewidywany wpływ na dalszy rozwój tych systemów.

Rozdział szósty jest zwieńczeniem pracy doktorskiej, w którym dokonano syntetycznego przeglądu i oceny przeprowadzonych badań. Skupia się na analizie wyników w kontekście postawionej tezy, podkreślając innowacyjność podejścia do tematu. W rozdziale tym

zidentyfikowano kluczowe obszary, w których nowe rozwiązania mogą zostać zastosowane, wskazując jednocześnie na potencjalne korzyści płynące z ich implementacji. Ponadto, określono kierunki przyszłych badań, które mogą dalej rozwijać i udoskonalać omawiane systemy, zwiększając ich efektywność i niezawodność. Rozdział ten podsumowuje również wyzwania i możliwości, które niesie ze sobą wprowadzenie nowych technologii w praktyce przemysłowej, zachęcając do kontynuacji prac badawczych w tej dynamicznie rozwijającej się dziedzinie.

1.3 Teza pracy

Niniejsza praca koncentruje się na wpływie standardu rozdzielnic cyfrowej w Przemysle 4.0, na układy zabezpieczeń oraz ich struktury, które są stosowane w energetyce oraz przemyśle ciężkim, a autor niniejszej rozpraw doktorskiej stawia następującą tezę:

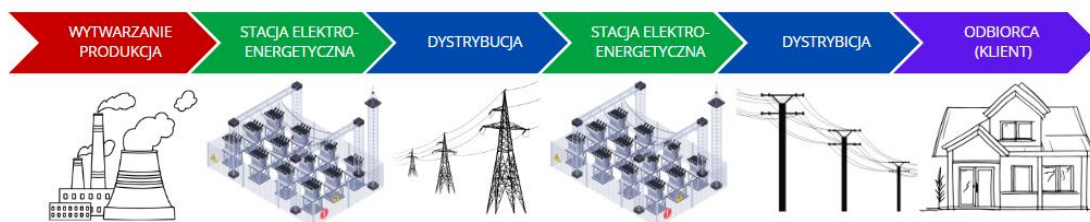
„Istnieje możliwość implementacji scentralizowanego zabezpieczenia polowego, opartego na hierarchicznej konfiguracji przełączników zabezpieczeniowych jako klucza do rozwoju autonomicznych systemów elektroenergetycznych. Zapewnią one wyższy poziom bezpieczeństwa i niezawodności w stosunku do rozwiązań klasycznych dzięki zdolności do samodzielnej diagnostyki w czasie rzeczywistym.”

2 Standardy rozwiązań stosowanych w energetyce i przemyśle ciężkim

Infrastruktura technologiczna w zakładach przemysłowych wraz z rozwojem technologii nieustannie się zmienia co pozwala na optymalizację procesów technologicznych. Postęp ten jest uzależniony nie tylko od dostępności urządzeń, ale również od przeznaczenia oraz charakteru danego przedsiębiorstwa. Zupełnie inne standardy będą charakteryzować sektor transportu samochodowego czy kolejowego, przemysłu ciężkiego oraz energetykę, a zupełnie odmienne będą występować w sektorze budownictwa mieszkaniowego (ang. smart home). Wynikać to może zarówno z wymagań środowiskowych, czy też bezpieczeństwa infrastruktury sieciowej. Niezawodność tych procesów odgrywają tutaj kluczową rolę i mogą być realizowane poprzez analizy SIL, a potencjalne prawdopodobieństwo awarii może mieć wpływ nawet na bezpieczeństwo całego społeczeństwa w przypadku jej zaistnienia.

Patrząc na proces produkcyjno-dystrybucyjny można zauważyć trend w dziedzinie cyfryzacji oraz transmisji danych do wykorzystania połączeń światłowodowych oraz bezprzewodowych (5G, WiFi). Każdy z tych poziomów począwszy od wytwarzania, poprzez dystrybucję aż po odbiorcę końcowego spotyka się obecnie z transmisją światłowodową. Liczba generowanych danych a tym samym sygnałów jest coraz większa co może powodować opóźnienia w przesyłaniu tych danych a brak standaryzacji może doprowadzić do problemów z ich wymianą. Ta problematyka została zauważona w sektorze energetyki, zwłaszcza na poziomie stacji elektroenergetycznych, które odgrywają kluczową rolę w dystrybucji zasilania. Stacja elektroenergetyczna wyposażona jest w takie urządzenia jak wyłączniki, szynoprzewody, transformatory czy elementy pozwalające dokonywać pomiarów prądów i napięć (przekładniki prądowe oraz napięciowe). Są to elementy które stanowią część związaną z obwodami pierwotnymi stacji elektroenergetycznej. W celu sterowania, monitorowania oraz zabezpieczenia tych komponentów stosuje się przekaźniki zabezpieczeniowe nazywane również IEDs (z ang. Intelligent Electronic Devices) [18], [19], które są częścią obwodów wtórnych wraz z przynależną infrastrukturą. W związku z dynamicznym rozwojem układów automatyki zabezpieczeniowej w celu prawidłowego funkcjonowania stacji elektroenergetycznych od projektantów tych systemów zaczęto wymagać coraz bardziej szczegółowych dokumentacji technicznych, które zawierają nie tylko schematy podłączeń tych urządzeń, ale również schematy logik oraz algorytmów sterowania [20]. W rozwiązaniach tradycyjnych transmisja danych odbywa się przy pomocy przewodów sterowniczych poprzez podłączenie do odpowiednich wejść/wyjść binarnych na przekaźniku zabezpieczeniowym [21]. Coraz większa liczba przesyłanych sygnałów oraz różnorodność rozwiązań po stronie producentów była początkiem do stworzenia ujednoczonego standardu dla stacji elektroenergetycznych. Dyskusja na temat standardu pozwalającego realizować funkcje

zabezpieczeniowe w stacjach elektroenergetycznych przypada na lata 2003-2005 [22], a jej zwieńczeniem było wydanie standardu IEC61850 [23]. Początkowo standard ten był projektowany tylko dla stacji elektroenergetycznych, jednakże dynamiczny rozwój w dziedzinie przekaźników zabezpieczeniowych oraz implementacja tego standardu w różnych ich typach spowodował możliwość użycia go w innych sektorach energetyki. Literatura w niewielkim stopniu przybliżyła implementację tego rozwiązania przy projektowaniu układów zasilania zakładów przemysłowych po stronie wytwarzania, dlatego autor niniejszej pracy doktorskiej jako projektant takich systemów w dalszej części pracy przybliży rozwiązania dla tego sektora energetyki. Produkcja oraz dystrybucja energii elektrycznej są procesami złożonymi, dlatego też na Rys. 2 pokazano kluczowe węzły tego procesu, a kolorem czerwonym zaznaczono obszar, który zostanie omówiony w niniejszej pracy doktorskiej.



Rys. 2. Lokalizacja kluczowych obszarów dystrybucji energii elektrycznej [opracowanie własne]

Dokonując przeglądu dostępnych rozwiązań rynkowych, które wpisują się w normy oraz wytyczne dla systemów elektroenergetycznych w zakresie automatyki zabezpieczeniowej możemy wyróżnić kilku wiodących producentów takiej aparatury:

- ABB[24]
- Schneider Electric [25]
- Siemens [26]
- General Electric [27]
- Schweitzer Engineering Laboratories - SEL [28]

Każdy producent posiada szerokie portfolio aparatury zabezpieczeniowej, jednakże należy zwrócić uwagę na kluczowe aspekty w przypadku wyboru odpowiedniego przekaźnika w zależności od funkcji jaką będzie pełnił w strukturze. Kluczowymi aspektami, na których należałoby się skupić są między innymi: rodzaj i typ pomiaru, funkcje diagnostyczne czy sposób komunikacji [29]. W zależności od przeznaczenia oraz topologii układu w zakresie Średnich oraz Wysokich Napięć najczęściej układy te są wykonane zgodnie ze standardem IEC61850. Standard ten określa wymagania dotyczące automatyki zabezpieczeniowej, w tym transmisji i wymiany danych [30]. Inne powszechnie stosowane standardy komunikacji, takie jak MODBUS, również

znajdują zastosowanie dzięki ich relatywnie niskim kosztom implementacji i utrzymania [31]. Niemniej jednak, decyzja producentów o wsparciu dla tego standardu często wynika z długotrwałego cyklu życia obiektów, mimo pewnych ograniczeń i funkcjonalności.

Analizy optymalizacyjne struktury oraz wyposażenia stacji elektroenergetycznych pokazują długi cykl życia tego typu obiektów (używających standard MODBUS) często przekraczający 30 lat użytkowania. Wiąże się to też z zastosowaniem redundantnych układów w celu zminimalizowania awarii obiektu co jest związane z większym kosztem inwestycji [32]. Należy jednocześnie zwrócić uwagę również na inne aspekty wynikające z zastosowania obecnych trendów cyfrowych na stacji energetycznej pod względem konstrukcyjnym. Analizy wskazują, że inwestycja w nowocześniejszą aparaturę elektroenergetyczną, mimo początkowo wyższych kosztów, może przyczynić się do obniżenia wydatków konstrukcyjnych cyfrowych stacji elektroenergetycznych aż o 10% [33]. Jak wskazują raporty opracowywane przez CIGRE [34], [35], [36] główna aparatura rozdzielcza stosowana w stacjach elektroenergetycznych (transformatory, wyłączniki, odłączniki czy uziemniki) ulega stosunkowo częstym awariom. W raportach skupiono się głównie na sytuacjach o wysokim oraz średnim poziomie awaryjności w których należało wymienić aparaturę bądź dokonać dłuższych prac serwisowych. Aby ograniczyć takie zjawiska, współczesne stacje elektroenergetyczne wyposażane są w układy monitoringu poszczególnych komponentów wraz z systemem gromadzącym i zbierającym dane [37].

Wnioski płynące z tych raportów są jednoznaczne i pokazują, że należy zwrócić szczególną uwagę na monitorowanie oraz analizę danych pozyskanych w trakcie eksploatacji poszczególnych urządzeń. Warto podkreślić, iż raporty wskazują precyzyjnie jakie komponenty tych urządzeń mają największą awaryjność a co za tym idzie należy poprawić ich niezawodność [36]. W zależności od urządzenia monitorowane powinny być też inne parametry [38], które wpływają na stan techniczny całego układu.

Dla zwiększenia niezawodności pracy wyłączników należy monitorować takie parametry jak:

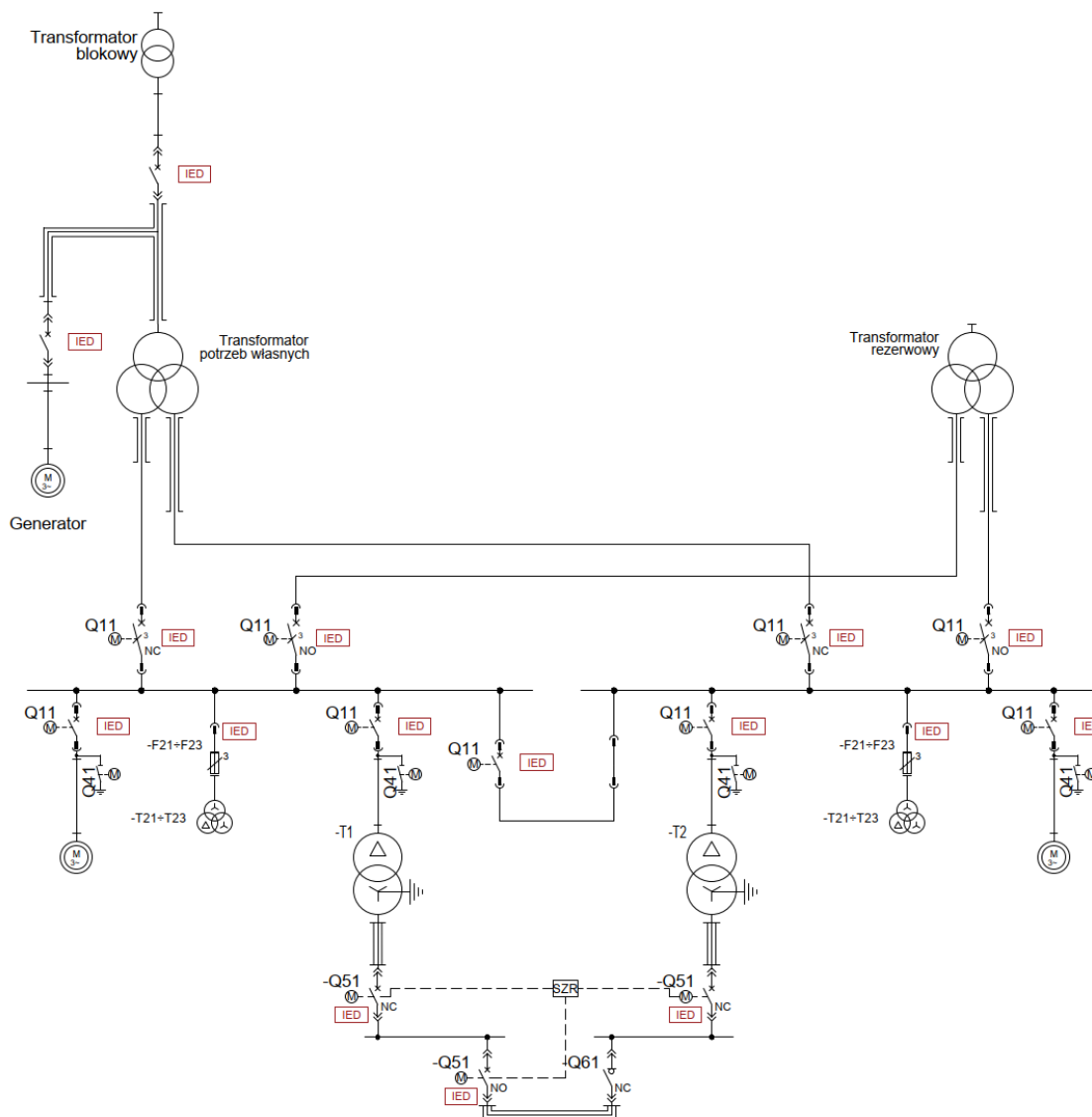
- stan techniczny wyłącznika,
- stan pracy zamknięty/otwarty,
- czas pracy,
- szybkość styków,
- liczba operacji,
- zużycie styków,
- ciśnienie płynu izolacyjnego,
- temperatura otoczenia,
- stan mechanizmu operacyjnego.

Dla zwiększenia niezawodności pracy odłączników należy monitorować takie parametry jak:

- stan techniczny odłącznika,
- stan pracy zamknięty/otwarty,
- czas pracy,
- szybkość styków,
- liczba operacji,
- temperatura otoczenia,
- stan napędu odłącznika.

Zakres niniejszego doktoratu skupia się nad strukturami zasilania w obrębie części wytwórczej sektora energetyki oraz układów zasilania przemysłu ciężkiego, i dlatego kierowanie się tylko na standardach wykorzystywanych w stacjach elektroenergetycznych jest niewystarczające. W kilku następnych akapitach zostanie omówiona struktura takiego układu zasilania uwzględniająca zarówno zakres jego dystrybucji zarówno po stronie wysokiego, średniego jak i niskiego napięcia.

Struktura zasilania sektora energetyki jest układem złożonym składającym się z wielu poziomów napięć zasilających poszczególne urządzenia. Uproszczony schemat ideowy został pokazany na Rys. 3, na którym zostały zaznaczone przełączniki zabezpieczeniowe (z języka angielskiego skrót IED oznacza Intelligent Electronic Devices), elementy wykonawcze w postaci wyłączników, generator, transformatory blokowe, transformatora potrzeb własnych oraz transformator rezerwowo. Schemat ten również zawiera rozdzielnice średniego napięcia wraz z przykładowymi odbiorami oraz rozdzielnice niskiego napięcia. Wspomniane już przełączniki zabezpieczeniowe zostały pokazane w czerwonych prostokątach z opisem IED, a ich celem jest zabezpieczenie chronionego urządzenia. Jak można zauważyć każdy wyłącznik jest wyposażony w napęd elektryczny, który jest również sterowany przez przełącznik zabezpieczeniowy. W uproszczonym schemacie pominięto szczegółowe zabezpieczenia dla konkretnych urządzeń, jak układ wzbudzenia generatora, transformatorów oraz nie uwzględniono zabezpieczeń od strony wysokiego napięcia transformatorów.

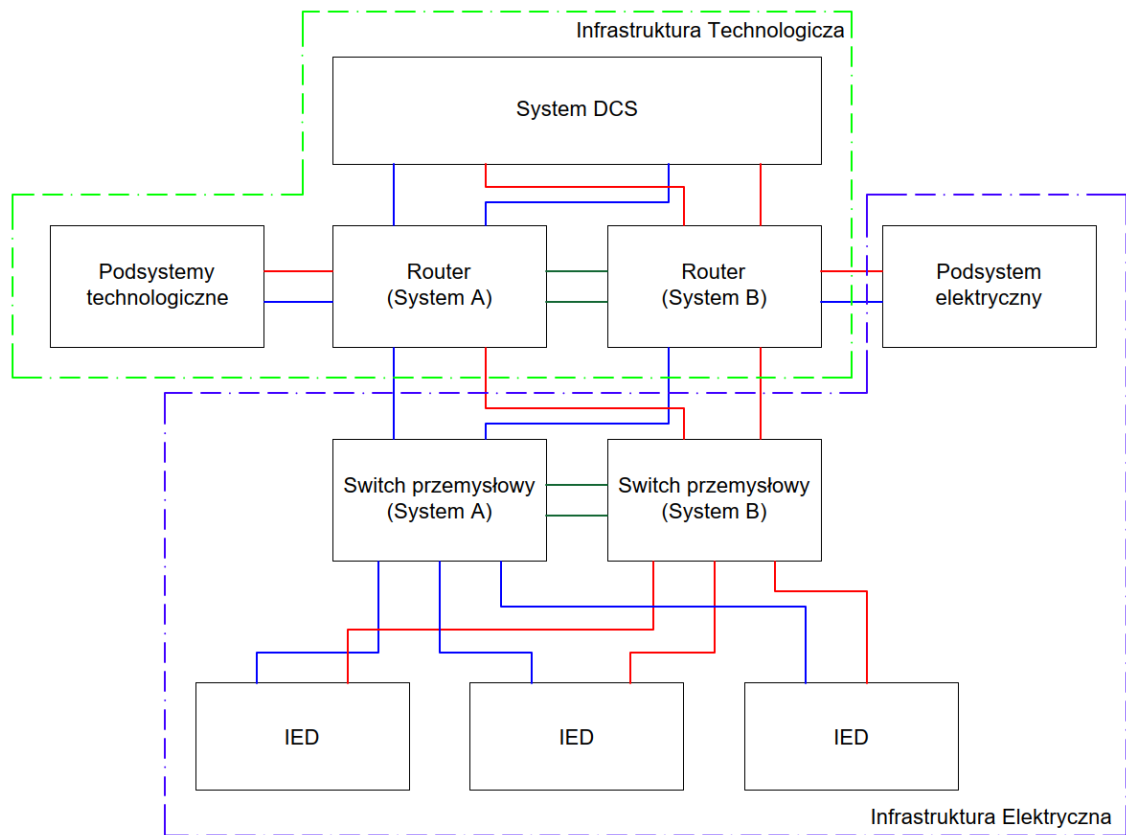


Rys. 3. Schemat ideowy pokazujący przekaźniki zabezpieczeniowe w strukturze zabezpieczeń zakładu przemysłowego [opracowanie własne]

Złożoność systemu zasilania, wymagającego ciągłego kontrolowania różnych parametrów - elektrycznych i technologicznych, prowadzi do tworzenia autonomicznych podsystemów monitoringu i sterowania. Jest to także podyktowane potrzebą spełnienia wymagań obsługującego je personelu.

Wobec tego, poziom zależności decyzyjnych o procesie technologicznym komplikuje się i stwarza nowe problemy hierarchii decyzyjności. Nakreślenie zależności pomiędzy systemem a podsystemami jest kluczowe do osiągnięcia optymalizacji i poprawności działania wszystkich urządzeń, dlatego też można pokazać ideę projektowania takich systemów co zostało pokazane na Rys. 4. Jednocześnie należy zwrócić uwagę, iż pokazana struktura jest omawiana z punktu widzenia części elektrycznej oraz wpływu innych systemów na te układy. Warto zaznaczyć, iż do

systemu DCS (Distributed Control System) mogą być podłączone inne układy bądź systemy, które nie mają bezpośredniego wpływu na część elektryczną i mogą działać autonomicznie.



Rys. 4. Struktura powiązań poszczególnych systemów w procesie technologicznym
[opracowanie własne]

Przedstawione struktury zasilania wraz z układami automatyki zabezpieczeń jak również różne poziomy powiązań poszczególnych systemów wymagają przeprowadzenia analiz rozwiązań, które ugruntowują wybór odpowiednich opracowań dla danej struktury oraz danego charakteru danego przedsiębiorstwa. Bazując na obecnych standardach czy normach można wskazać kluczowe parametry oraz wytyczne, które będą odzwierciedlać przedstawione struktury.

Podczas projektowania obszernych systemów infrastruktury elektrycznej w zakładach przemysłowych, które są gwarantem niezawodności, należy dokładnie przeanalizować następujące kluczowe aspekty:

- Topologie sieci zasilająco-sterującej
- Zastosowane standardy wymiany danych (komunikacji)
- Architektura połączeń pomiędzy elementami
- Sposób synchronizacji
- Lokalizacja oraz przeznaczenie poszczególnych urządzeń

Pozostałe kwestie, które w ostatnich latach są rozwijane w układach automatyki zabezpieczeniowej oraz układach procesów technologicznych z punktu widzenia elektrycznego to:

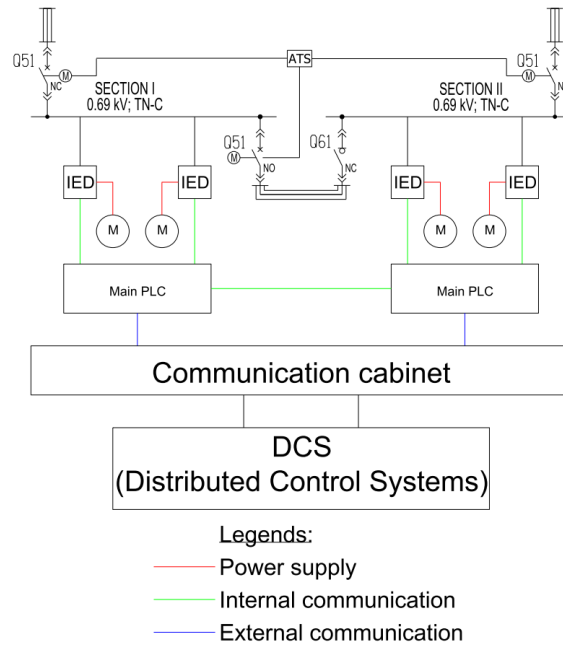
- Gromadzenie a tym samym analiza danych
- Predykcja zdarzeń, utrzymanie oraz serwis
- Cyberbezpieczeństwo

Te aspekty nie będą miały bezpośredniego wpływu na strukturę części elektrycznej infrastruktury, jednakże wpływają pośrednio na wybór poszczególnych urządzeń, które mogą tylko gromadzić lub gromadzić i przesyłać dane, które będą poddane późniejszej analizie.

Sytuacja co do struktury zasilania układów po stronie niskiego napięcia ze względu na nieporównywalnie większą liczbę urządzeń jakie muszą być zasilone tym napięciem ma inną topologię. Standard IEC61850 jest stosowany po stronie niskiego napięcia tylko w polach zasilających, sprzęgła z wyłącznikiem oraz układów SZR.

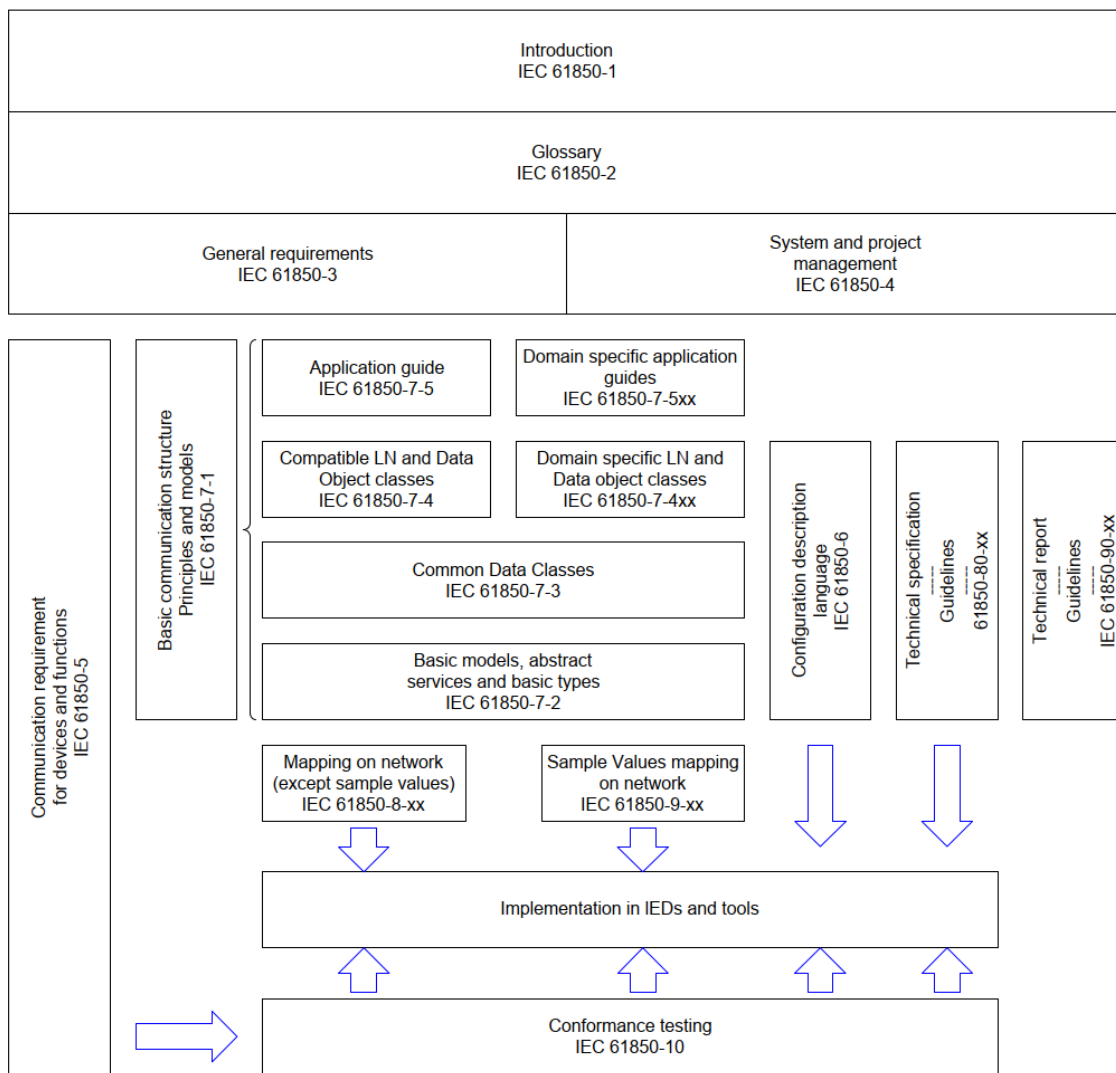
W celu spełnienia tych kryteriów wyposażenie wyłączników w odpowiednie moduły jest krytyczne uwzględniając również topologię układu po stronie komunikacji jaka została zastosowana po stronie średniego napięcia. Jednakże dla złożonych układów istnieje konieczność zastosowania w polach wyłącznikowych rozdzielnic niskiego napięcia przekaźnika zabezpieczeniowego w standardzie pół średniego napięcia. Przykładowe struktury złożonych układów, w których przekaźniki oprócz funkcji zabezpieczeniowych służą również do diagnostyki i monitoringu odbiorów elektrycznych, zostały pokazane na Rys. 5 [39].

Na rysunku zostały pokazane również inne urządzenia IED, które są sterownikami zabezpieczeniowymi dla odbiorów niskiego napięcia. Zazwyczaj sterowniki tego typu są używane do zabezpieczania odbiorów silnikowych. W związku z faktem, iż topologia układu zasilania po stronie niskiego napięcia wygląda inaczej, standardem, który obecnie się wykorzystuje w nowoczesnych układach dystrybucji zasilania stał się protokół PROFINET, który został opisany w standardzie IEC 61158 [40].



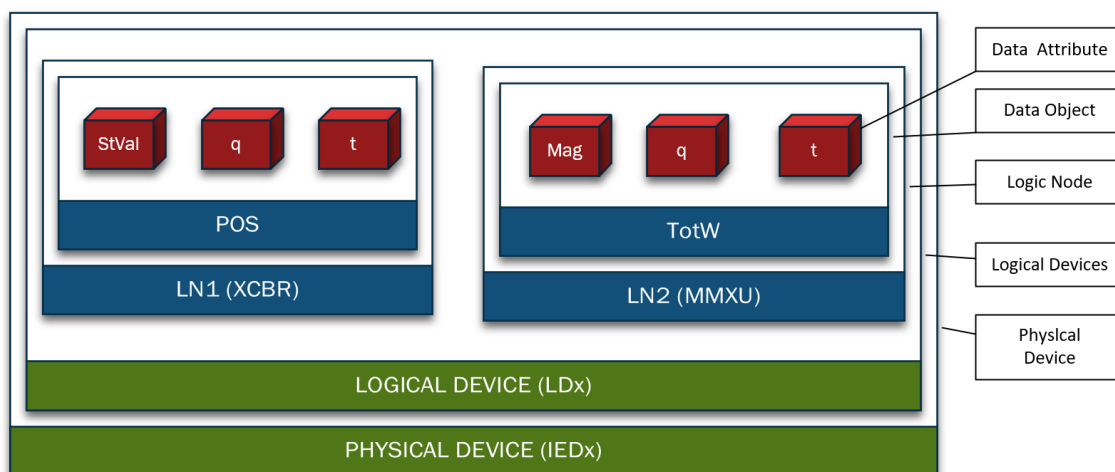
Rys. 5. Struktura układu zasilająco sterującego w układach automatyki zabezpieczeń niskiego napięcia [opracowanie własne]

Niniejsza praca doktorska skupia się na tematyce związanej z strukturami zasilania przy zastosowaniu urządzeń, które wspierane są przez standard IEC61850 dlatego też należy przytoczyć kluczowe aspekty związane z tym standardem. Niniejszy standard został podzielony na wiele kluczowych rozdziałów koncentrujących się na zagadnieniach takich jak opis ogólny, terminologia oraz kryteria, którym muszą odpowiadać komponenty, aby można je było wykorzystać zgodnie z wytycznymi dotyczącymi infrastruktury komunikacji oraz procedur testowania. Ważnym aspektem jest sama konfiguracja jak również struktura wymiany danych pomiędzy przekaźnikami zabezpieczeniowymi, co zostało przybliżone w części szóstej standardu. Struktura całego standardu została pokazana na Rys. 6 [41].



Rys. 6. Struktura oraz powiązania standardu IEC61850 [41]

Rozwiązania o których mowa w standardzie IEC61850 odwołują się do dwóch poziomów modelowania obiektowego. Pierwszy z nich to model fizyczny w postaci przekaźnika zabezpieczeniowego IED (IEDx), natomiast drugim jest cyfrowa reprezentacja logiczna tegoż urządzenia (LDx) co pokazano na Rys. 7 [42]. Proces cyfrowego przedstawiania elementów fizycznych jest bardziej złożony. Wynika to z faktu, iż asygnata logiczna urządzenia nie może być rozdzielona pomiędzy kilka urządzeń IED. Jednakże w obrębie jednego odzwierciedlenia logicznego urządzenia można tworzyć grupy funkcji, zabezpieczeń czy elementów automatyzacji w zarządzaniu urządzeniem fizycznym IED [43], [44].



Rys. 7. Odzwierciedlenie fizycznego urządzenie w sposób cyfrowy [opracowanie własne]

Element logiczny może być reprezentowany przez wiele urządzeń, przy czym każde z nich musi mieć swój unikatowy identyfikator. Przykładowa reprezentacja danych, która jest przypisana do wyłącznika została pokazana w Tabeli 2. W tabeli użyto oznaczeń „M/O/C”, które odnoszą się do:

- M – Mandatory (obowiązkowe)
- O – Optional (opcjonalne)
- C – Conditional (określonego węzła logicznego)

Węzły logiczne obejmują jeden lub więcej elementów danych. Każdy ma swoją unikalną nazwę (oznaczenie) i jest znormalizowany. W tabeli poniżej widać, że węzeł logiczny wyłącznika XCBR [45], [46] zawiera szereg danych istotnych dla jego identyfikacji i analizy pracy. Do kluczowych informacji zalicza się[47]:

- LocKey - określa czy operacja jest zdalna czy lokalna,
- OpCnt - licznik zdarzeń,
- Pos - do określenia pozycji,
- BlkOpn - blokowania poleceń otwarcia wyłącznika,
- BlkCls - blokowania poleceń zamknięcia wyłącznika,
- CBOpCap – gotowość operacyjna wyłącznika.

Tabela 2 Reprezentacja węzłów logicznych wyłącznika (Logic Node) zgodnie z standardem IEC61850-7-4 [47]

XCBR class				
Data object name	Common data class	Explanation	T	M/O/C
LNNName		The name shall be composed of the class name, the LN-Prefix and LN-Instance-ID according to IEC 61850-7-2, Clause 22.		
Data objects				
Descriptions				
EEName	DPL	External equipment name plate		O
Status information				
EEHealth	ENS	External equipment health		O
LocKey	SPS	Local or remote key (local means without substation communication, hardwired direct control)		O
Loc	SPS	Local control behaviour		M
OpCnt	INS	Operation counter		M
CBOpCap	ENS	Circuit breaker operating capability		O
POWCap	ENS	Point on wave switching capability		O
MaxOpCap	INS	Circuit breaker operating capability when fully charged		O
Dsc	SPS	Discrepancy		O
Measured and metered values				
SumSwARs	BCR	Sum of switched amperes, resettable		O
Controls				
LocSta	SPC	Switching authority at station level		O
Pos	DPC	Switch position		M
BlkOpn	SPC	Block opening		M
BlkCls	SPC	Block closing		M
ChaMotEna	SPC	Charger motor enabled		O
Settings				
CBTmms	ING	Closing time of breaker		O

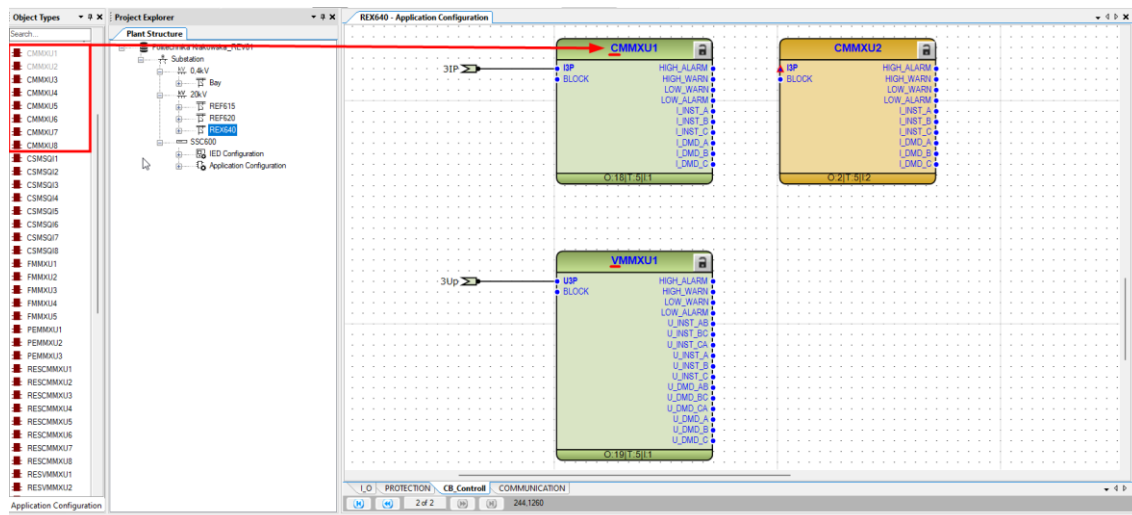
W omawianym standardzie różne rodzaje węzłów logicznych są kategoryzowane według liter, a każdy rodzaj węzła logicznego pełni określoną funkcję w systemie. W zależności od funkcji początkowa litera danego węzła jest inna [47]:

- A - Automatyka
- M - Pomiar energii oraz w celach diagnostycznych
- C - Kontrola nadzorcza
- G - Funkcje ogólne
- I - Archiwizacja
- L - Węzły logiczne systemu
- P – Funkcje zabezpieczające

- R – Funkcje powiązane z zabezpieczeniami
- S - Czujniki
- T - przekładniki prądowe i napięciowe
- X - Rozdzielnice
- Y - Transformatory mocy
- Z – Pozostałe

Należy zaznaczyć, że każdy węzeł logiczny ma swój unikalny identyfikator, który pozwala rozróżnić kilka węzłów tego samego typu (LN-Instance-ID). Dla przykładu mając do skonfigurowania pomiary transformatora zastosujemy węzeł logiczny o oznaczeniu MMXU [48]. W przypadku gdy tych pomiarów jest więcej np. dla transformatora trójzwojowego oznaczenie to będzie miało postać MMXU1, MMXU2, MMXU3, stosowane w przypadku, gdy pomiary są wykonywane zarówno od strony górnej, jak i dolnej transformatora. Oznaczenia te są uniwersalne, dlatego też dla każdego urządzenia muszą być poprzedzone odpowiednim przedrostkiem oznaczającym dane urządzenie, część systemu lub obszar technologii.

Standaryzacja nazewnictwa pozwala zapewnić spójność w konfiguracji pomiędzy różnymi urządzeniami tego samego typu w obrębie jednego jak i kilku producentów, co było jednym z założeń wprowadzenia tego standardu. Przykładowa konfiguracja, o której mowa w poprzednim akapicie została pokazana na Rys. 8. Należy także wspomnieć o dodaniu prefixów „C” lub „V” który odnosi się do pomiarów prądu lub napięcia.



**Rys. 8. Interfejs konfiguracji przekaźnika zabezpieczeniowego zgodnie z identyfikacją LN
[opracowanie własne]**

Ta standaryzowana konwencja nazewnictwa pomaga zapewnić spójność i klarowność w konfiguracji i komunikacji urządzeń w automatyzacji systemów zasilania.

Poszczególne dane w obrębie danego węzła logicznego są zgodne ze specyfikacjami określonymi w standardzie IEC61850-7-3 [49] którą szczegółowo omówiono w sekcji poświęconej wspólnej klasie danych (CDC – Common Data Class). Informacje tam zawarte odnoszą się do typu oraz struktury wewnątrz węzła logicznego (LN). Każdy CDC ma zdefiniowaną nazwę, typ oraz cel. Każdy atrybut opisany w kolumnie pierwszej ma ograniczenia funkcjonalne opisane w kolumnie „FC” (Functional Constraint) [23].

Dla przypadku omawianego w Tabeli 3 istnieją ograniczenia funkcjonalne dla:

- Atrybutu statusu (ST),
- Atrybutu wartości zastępczej (SV),
- Atrybutu opisu (DC),
- Atrybutu rozszerzonej definicji (EX).

W omawianym przykładzie atrybuty stanu klasy danych dla pojedynczego punktu SPS (Single point status) składają się z:

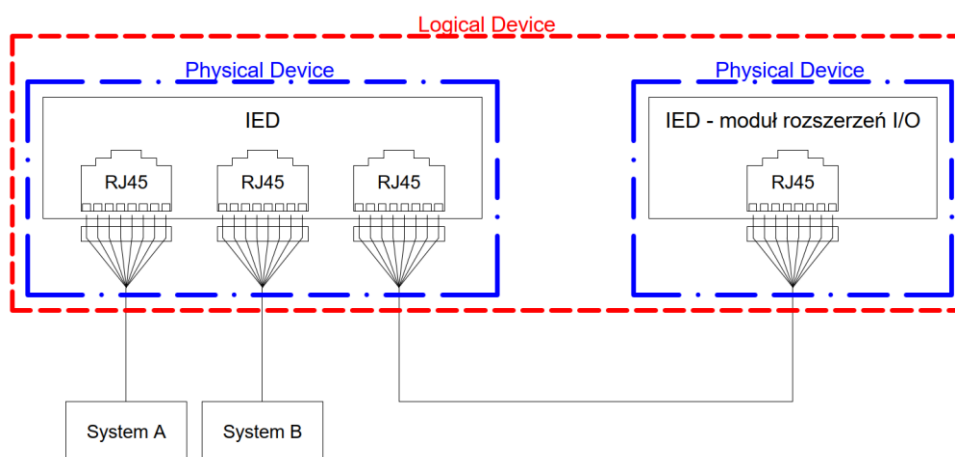
- wartości stanu (stVal),
- flagi jakości (q),
- znacznika czasu (t).

Tabela 3 Definicja wspólnej klasy danych dla pojedynczego punktu [49]

SPS class					
Data attribute name	Type	FC	TrgOp	Value/Value range	M/O/C
DataName	Inherited from GenDataObject Class or from GenSubDataObject Class (see IEC 61850-7-2)				
DataAttribute					
status					
stVal	BOOLEAN	ST	dchg	TRUE FALSE	M
q	Quality	ST	qchg		M
t	TimeStamp	ST			M
substitution and blocked					
subEna	BOOLEAN	SV			PICS_SUBST
subVal	BOOLEAN	SV		TRUE FALSE	PICS_SUBST
subQ	Quality	SV			PICS_SUBST
subID	VISIBLE STRING64	SV			PICS_SUBST
blkEna	BOOLEAN	BL			O
configuration, description and extension					

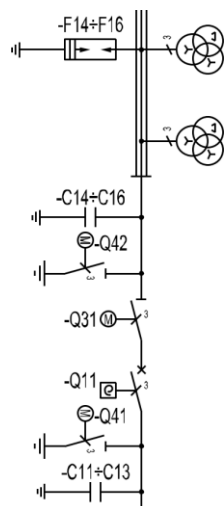
d	VISIBLE STRING255	DC		Text	O
dU	UNICODE STRING255	DC			O
cdcNs	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLNDA_M
cdcName	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLNDA_M
dataNs	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLN_M

Takie podejście do projektowania fizycznych urządzeń w odniesieniu do ich logicznego odzwierciedlenia pozwala użytkownikowi zaprojektować modułarny system zabezpieczeń w przypadku, gdy jedno fizyczne urządzenie nie spełnia wymogów określonego systemu co pokazano na Rys. 9.

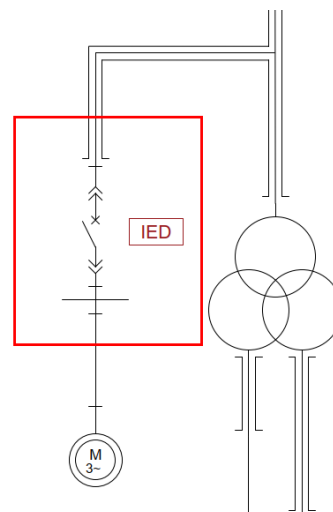


Rys. 9. Reprezentacja fizycznych modułów I/O jako jedno urządzenie logiczne [opracowanie własne]

Przedstawiona na Rys. 9 reprezentacja fizycznych modułów I/O jest uproszczoną interpretacją możliwości cyfrowych systemów automatyki zabezpieczeniowej, pozwalających na łączenie kilku urządzeń fizycznych w jeden podzbiór danych logicznych. Tworzenie takich grup wiąże się z dużą ilością połączeń bezpośrednich (fizycznych), które należy uwzględnić podczas normalnej pracy danego systemu automatyki zabezpieczeniowej, a tym samym z różnymi zadaniami realizowanymi przez te układy (np. blokady mechaniczne, tryby pracy). Uproszczony schemat ideowy (Rys. 3), pokazujący przekaźniki zabezpieczeniowe w strukturze całego systemu automatyki zabezpieczeniowej, może być mylnie interpretowany. Dlatego też na Rys. 10 przedstawiono schemat uszczegóławiający wybrany fragment tego układu (Rys. 11) w obrębie wybranego przekaźnika zabezpieczeniowego (IED).



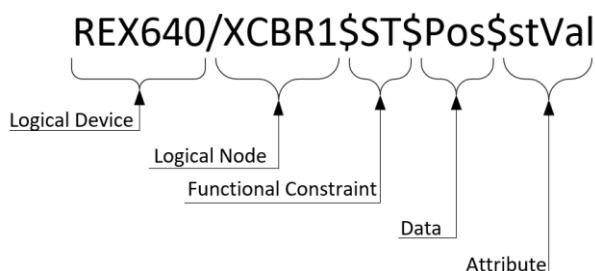
Rys. 10. Schemat rozszerzony fragmentu schematu ideowego [opracowanie własne]



Rys. 11. Interpretacja uproszczona schematu ideowego z Rys. 3 [opracowanie własne]

2.1 Komunikacja pomiędzy przekaźnikami zabezpieczeniowymi w Przemysle 4.0 - GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event)

Stworzenie cyfrowego odzwierciedlenia węzłów logicznych dla poszczególnych urządzeń podłączonych do przekaźnika zabezpieczeniowego wymagało zdefiniowania poszczególnych atrybutów. Pierwsza wartość jest związana z logiczną interpretacją urządzenia (REX640), drugi jest skojarzony z węzłem logicznym, co w omawianym kontekście oznacza wyłącznik (XCBR1), trzecia wartość zawiera informacje na temat ograniczeń funkcji, kolejna o pozycji wyłącznika, natomiast ostatnia reprezentuje wartość jego statusu [23], [50]. Interpretacja graficzna pełnego oznaczenia została pokazana na Rys. 12.



Rys. 12. Opis struktury obiektu zgodny z standardem IEC61850 [23], [50]

Modelowanie obiektowe, które zostało opisane w standardzie IEC61850 ma na celu integrację urządzeń pomiędzy różnymi systemami (protokołami), które są wykorzystywane w budowie całych struktur zasilająco-sterujących. Szczegółowe kryteria mapowania obiektowego zostały wskazane w rozdziale IEC 61850-8-1 [51] a ich odzwierciedleniem jest Rys. 12, gdzie

zdefiniowano przesyłanie danych między urządzeniami obsługującymi dany protokół (standard) komunikacyjny. Zazwyczaj określa się sposób kodowania danych, jak będzie wyglądać struktura komunikatów oraz reguły zarządzania sesją, aby zapewnić niezawodną wymianę danych pomiędzy różnymi systemami. Wymogi te muszą stanowić integralną część zgodną z protokołem MMS (Manufacturing Message Specification), który stanowi element standardu ISO 9506 [52], [53]. Jest on wykorzystywany w systemach SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) do przesyłania danych w postaci komunikatów oraz poleceń pomiędzy różnymi urządzeniami stanowiącymi elementy procesu technologicznego [54].

Odpowiednie zdefiniowanie elementów wchodzących w skład układów zasilająco-sterujących w formie cyfrowej pozwoliło w sposób jednoznaczny określić typy danych jakie będą przesyłane według IEC61850 oraz jaki będzie ich priorytet. W części IEC61850-8-1 [51] standardu można znaleźć informacje na temat Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE), w której są opisane wytyczne na temat przesyłania informacji (zdarzeń) w czasie rzeczywistym. Znajdziemy tam informacje o stanie urządzeń danego pola czy sygnałów odpowiadających za funkcje zabezpieczeniowe, których celem może być np. zadziałanie zabezpieczenia (podanie napięcia na cewkę wyłączającą wyłącznik „YO”). Natomiast w części IEC61850-9-2 [55] standardu zostały opisane wytyczne do przesyłania precyzyjnych pomiarów analogowych w formie cyfrowej.

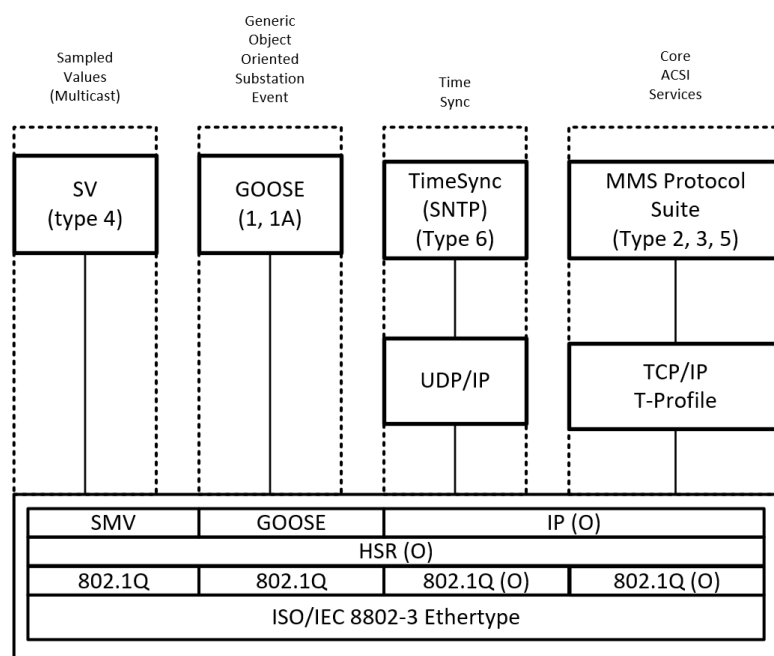
W standardzie IEC61850 wykorzystywane są różne profile komunikacyjne bazujące na warstwach modelu OSI (Open System Interconnection)[56], [57] co pokazano w Tabeli 4. Obsługa GOOSE wykorzystuje trzy warstwy modelu OSI spośród siedmiu istniejących: warstwę aplikacji, warstwę łącza danych i warstwę fizyczną.

Tabela 4 Model modele ISO OSI (Open Systems Interconnection) oparty o 7 warstw [opracowanie własne]

Poziom warstwy	Warstwa OSI	Opis
Siódma	Warstwa aplikacji	Odpowiada za interakcję użytkownika z aplikacjami. Jest to warstwa, na której działają takie protokoły jak Telnet, FTP, http, SNMP.
Szusta	Warstwa prezentacji	Odpowiada za kodowanie (translacje) i dekodowanie danych oraz zapewnienie zgodności formatów danych między różnymi systemami.
Piąta	Warstwa sesji	Zarządza połączeniem między aplikacjami na różnych urządzeniach. Odpowiada za rozpoczynanie, utrzymywanie i zakończenie sesji komunikacyjnej.

Czwarta	Warstwa transportowa	Jest najważniejszą warstwą. Zapewnia ona bezpieczną i niezawodną transmisję danych między urządzeniami. Odpowiada za segmentację danych, kontrolę ich przepływu i retransmisję w przypadku utraty danych. Jest to warstwa, na której działają takie protokoły jak TCP, UDP, SPX.
Trzecia	Warstwa sieci	Odpowiada za adresowanie, routowanie i przekazywanie danych między różnymi sieciami. Jest to warstwa, na której działają takie protokoły jak IP, IPX, RIP, OSPF itp.
Druga	Warstwa łącza danych	Zapewnia bezbłędną transmisję danych między sąsiednimi urządzeniami w ramach tej samej sieci fizycznej. Odpowiada za adresację sprzętową (MAC) i kontrolę błędów.
Pierwsza	Warstwa fizyczna	Odpowiada za transmisję bitów przez medium fizyczne, takie jak kable, światłowody,

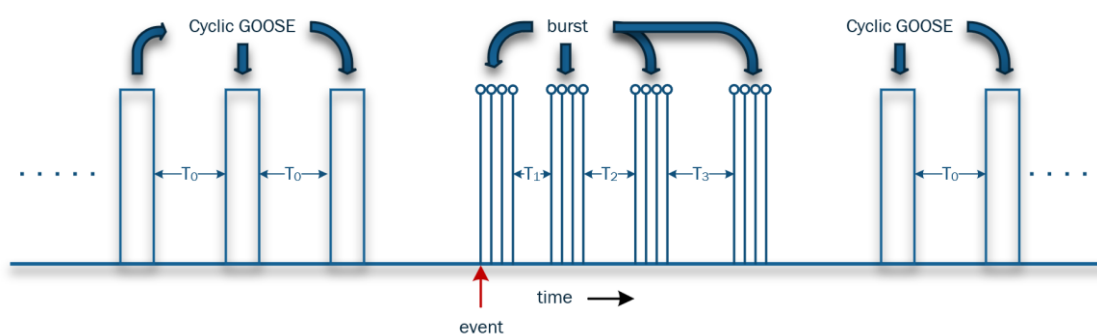
W rozdziale IEC61850-8-1 standardu została przedstawiona metodyka wymiany danych które są krytyczne lub niekrytyczne czasowo z punktu widzenia bezpieczeństwa systemu poprzez mapowanie ACSI (Abstract Communication Service Interface) na MMS (Manufacturing Message Specification). Na Rys. 13 przedstawiono poszczególne profile komunikacyjne standardu IEC61850 [58].



Rys. 13. Profile komunikacyjne standardu IEC61850 [51], [58]

Warto podkreślić, iż komunikaty GOOSE pomijają adresację protokołu internetowego IP oraz kontroli transmisji TCP. Wiadomości te są mapowane bezpośrednio w postaci adresacji

Ethernet jako „Multicast”. Polega to na tym, że wiadomości są wysyłane do wszystkich urządzeń w sieci LAN, jednakże wiadomość ta może być odebrana jedynie przez odpowiedniego adresata [59]. Komunikaty GOOSE są generowane, gdy w systemie dochodzi do zaistnienia zadanych wcześniej zdarzeń. Jak pokazano na Rys. 14 komunikaty GOOSE są wysyłane w postaci serii (burst) zdarzeń, które przechodzą w cykliczne powtarzające się komunikaty. Jednym z powodów opracowania tej metodologii przesyłania sygnałów jest dążenie do poprawy prawdopodobieństwa dostarczenia właściwego zdarzenia do urządzenia docelowego, na wypadek, gdyby wiadomość została zagubiona lub opóźniona z powodu istniejących problemów w infrastrukturze sieci przemysłowej. Jest to kluczowe ze względu na fakt, iż komunikaty te dotyczą kluczowych dla układów zasilająco-sterujących stacje elektroenergetyczne lub zakłady przemysłowe i decydują o ich bezpieczeństwie i niezawodności.

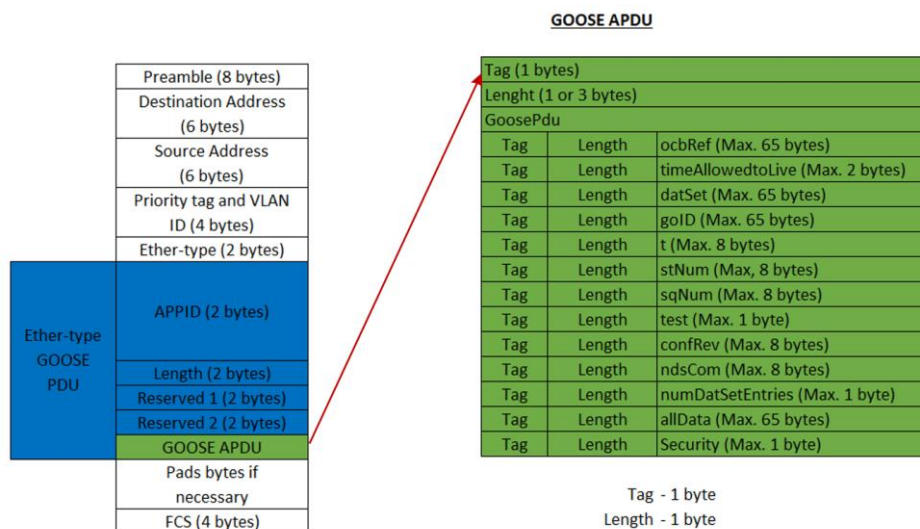


Rys. 14. Retransmisja komunikatów GOOSE po zaistnieniu zdarzenia [51], [60]

W sytuacji, gdy następuje pojawienie się jakiegoś komunikatu (zdarzenia) GOOSE, każda wiadomość (również ta w serii) musi być zróżnicowana. Dlatego też w składzie każdej wiadomości typu GOOSE zawarte są dwa kluczowe parametry wewnątrz APDU (Application layer Protocol Data Unit), które służą do identyfikacji i śledzenia zdarzeń:

- stNum (Status Number) - jest to numer statusu używany do śledzenia zmian stanu, czyli zdarzeń. Każde nowe zdarzenie w systemie otrzymuje unikalny stNum.
- sqNum (Sequence Number) - reprezentuje numer sekwencji dla pojedynczego stNum. Dla wiadomości GOOSE należących do tego samego zdarzenia i będących powtórzeniami w tej samej sekwencji, stNum pozostaje taki sam, podczas gdy sqNum wzrasta w czasie.

W praktyce oznacza to, że jeśli w systemie pojawi się nowe zdarzenie, stNum jest zwiększane o jeden, natomiast sqNum jest resetowane do 1. W konsekwencji pierwsza wiadomość dla nowego zdarzenia jest wysyłana z sqNum=1. Takie podejście do parametryzacji jest kluczowe do monitorowania i diagnostyki pracy całego układu [60]. Struktura wiadomości GOOSE wraz z kluczowymi parametrami została pokazana na Rys. 15.



Rys. 15. Struktura wiadomości GOOSE [60]

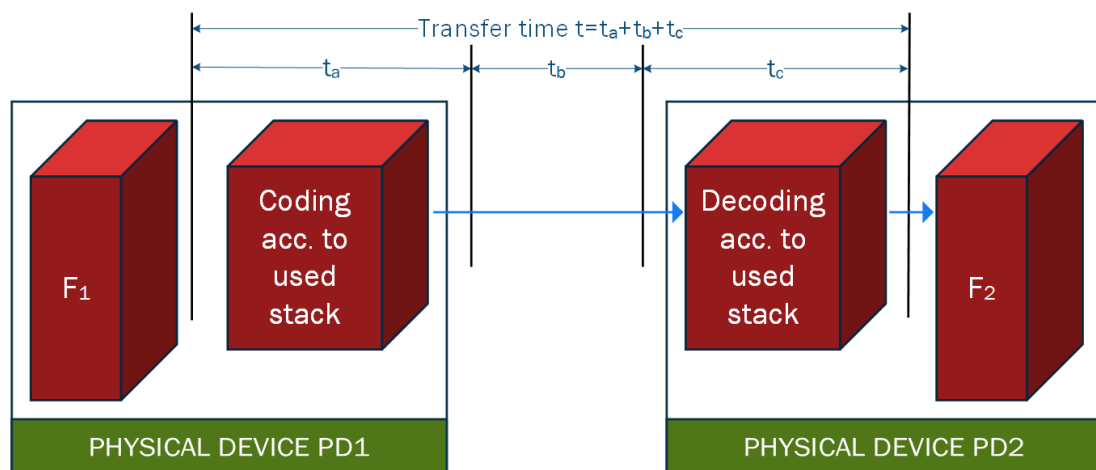
Sygnaly wysyłane w standardzie IEC 61850 mają różny charakter i wymagany jest od nich różny priorytet ich wysyłania oraz szybkość dostarczenia danej informacji. Zaczynając od tych z najwyższym priorytetem jakim może być zadziałanie zabezpieczenia (w układach logicznych z języka angielskiego można się spotkać z słowem „trip”), aż po transmisje danych. Warto zwrócić uwagę, że niektóre informacje takie jak Typ 4 odnosi się do danych pomiarowych lub operacyjnych, które są bezpośrednio pobierane z urządzeń pomiarowych lub systemów monitorujących, zanim zostaną one poddane jakiegokolwiek analizie. Dotyczy to np. sytuacji, w której mamy do czynienia, z urządzeniami które tylko zbierają dane pomiarowe i przesyłają je dalej do wykorzystania. Tego typu sygnały będą poddane badaniu w niniejszym doktoracie w części badawczej [61]. Zestawienie różnych typów wiadomości, wymaganej szybkości transmisji danych została zestawiona w Tabela 5.

Tabela 5 Zestawienie jakościowe wiadomości wraz z klasyfikacją typu w standardzie IEC61850 [61]

Typ	Rodzaj aplikacji	Klasa jakościowa sygnału	Wymagana szybkość transmisji
1A	Szybkie wiadomości (Trip)	P1	10 ms
		P2/P3	3 ms
1B	Szybkie wiadomości (Inne)	P1	100 ms
		P2/P3	20 ms
2	Średnia prędkość		100 ms
3	Niska prędkość		500 ms
4		P1	10 ms

Typ	Rodzaj aplikacji	Klasa jakościowa sygnału	Wymagana szybkość transmisji
	Dane surowe (nieprzetworzone)	P2/P3	3 ms
5	Transmisja danych		≥ 1000 ms
6	Synchronizacja czasu		(Accuracy)

W związku z tak wysokim rygorem czasowym transmisji danych pojawił się problem w analizie tych sygnałów oraz opóźnień jakie pojawiają się w złożonej infrastrukturze składającej się z wielu urządzeń zabezpieczających w postaci przekaźników zabezpieczeniowych lub innych wykorzystujących wiadomości typu GOOSE. Czas transmisji który został podany w Tabeli 5, to maksymalny czas dozwolony na transfer danych w obrębie infrastruktury sieciowej. Warto zwrócić uwagę, że jest to czas potrzebny, aby informacja przeszła od jednego urządzenia do drugiego w ramach danej aplikacji. W rozdziale piątym standardu IEC 61850-5 [62] została przedstawiona definicja obliczeniowa tego czasu, co zostało pokazane na Rys. 16.



Rys. 16. Definicja „całkowitego czasu transferu” t i wskazanie czasów przetwarzania danych [62]

Na powyższym rysunku zaznaczono kluczowe przedziały czasowe w celu określenia całkowitego czasu transmisji, a są nimi:

- czas t_a - to czas, jaki zajmuje procesorowi przetworzenie w urządzeniu PD1 danych i stworzenie wiadomości. Dla przykładu może być to zmiana stanu na wejściu do przekaźnika zabezpieczeniowego, które jest tutaj opisane jako PD1 (szerzej o liczbach oraz rodzajach sygnałów jakie mogą się pojawić podczas takiej transmisji zostaną pokazane w kolejnych rozdziałach)
- czas t_b - to czas, jaki zajmuje wiadomości przesłanie przez struktury sieci od PD1 do PD2.

- Czas t_c - to czas, jaki zajmuje procesorowi przetworzenie danych w urządzeniu PD2 i odpowiedź na wiadomość z PD1. Jako przykład można podać modyfikację sygnału wyjściowego w przekaźniku zabezpieczającym, która przybiera formę sygnału zadziałania zabezpieczenia.

Suma tych czasów ($t_a + t_b + t_c$) to czas transmisji wiadomości, czyli $t_{transmission}$. W celu wykorzystania informacji, która została przesłana przez urządzenie PD1 do PD2 należy jeszcze uwzględnić czas przetworzenia tej wiadomości w PD2, czyli t_{F2} [63]. W związku z tym całkowity czas transferu wiadomości pomiędzy urządzeniami wynosi:

$$T_{transfer} = t_{transmission} + t_{F2}$$

Czas transferu można zmierzyć przy pomocy specjalistycznych urządzeń testujących przy badaniu różnych struktur układów zasilająco-sterujących obiektami przemysłowymi. Należy jednak pamiętać, iż te specjalistyczne urządzenia muszą być zsynchronizowane czasowo pomiędzy sobą.

W przypadku rozbudowanych sieci, do których jest podłączona duża liczba urządzeń, wytwarzane przez nie dane mogą wpłynąć na obniżenie efektywności i jakości działania tych systemów. Dlatego też został opracowany standard określający funkcjonowanie VLAN (Virtual Local Area Network) w sieciach Ethernet a jest nim IEEE 802.1Q [64]. Dzięki zastosowaniu tego standardu jest możliwość tworzenia tagów VLAN do ramek ethernetowych poprzez dodanie 4-bajtowego pola tagu VLAN do nagłówka ramki Ethernetowej. W tag-u tym znajduje się informacja o ID VLAN oraz priorytecie danego sygnału. Pozwala to zarządzać ruchem sieciowym (logiczne podsieci VLAN), zwiększa bezpieczeństwo (tylko urządzenia w danym VLAN są identyfikowane między sobą) oraz wydajność. Przydzielanie pola priorytetu (QoS) według IEEE 802.1Q umożliwia zarządzanie jakością usługi i przyznawanie najwyższego priorytetu krytycznym danym. Poniżej znajduje się hierarchia priorytetów, z tymi o najwyższym znaczeniu na czele [64]:

- Priorytet 7 - Network Control: Obejmuje ruch, który musi być dostarczony przez gwarantowany sposób
- Priorytet 6 - Internetwork Control: ruch stosowany w rozległych sieciach, które składają się z oddzielnych domen administracyjnych
- Priorytet 5 - Voice: Charakteryzuje się bardzo niskim opóźnieniem (poniżej 10 ms) i jest używany do przesyłania głosu przez sieć lokalną
- Priorytet 4 - Video: Charakteryzuje się opóźnieniem poniżej 100 ms i jest stosowany do przesyłania wideo oraz innych aplikacji wymagających niskiej latencji.
- Priorytet 3 - Critical Applications: aplikacje tego typu mają gwarantowane minimalne pasmo jako główne wymaganie QoS

- Priorytet 2 - Excellent Effort: odnosi się do usług o podwyższonej jakości oferowanych przez organizacje dostarczając produkty swoim najważniejszym klientom.
- Priorytet 0 (Default) - Best Effort: przeznaczony dla aplikacji bez priorytetu, gdzie regulacja odbywa się tylko poprzez mechanizmy dynamicznego okienkowania i retransmisji TCP.
- Priorytet 1 - Background: obejmuje transfer dużej liczby danych oraz inne działania, które nie powinny wpływać na korzystanie z sieci przez innych użytkowników i aplikacje.

Standard IEEE 802.1Q został zintegrowany z standardem IEC 61850 w systemach automatyki energetycznej, co w konsekwencji przyniosło wiele zalet. Pozwoliło to na segmentację danych poprzez tworzenie VLAN-ów, które można wykorzystać do oddzielania różnych segmentów sieci zgodnie z funkcjami i wymaganiami IEC 61850. Na przykład, można stworzyć osobne VLAN-y dla GOOSE, SMV i innych rodzajów komunikacji, co poprawia bezpieczeństwo i niezawodność. Ustawienie tych priorytetów czy podsieci odbywa się zarówno w wspieranych przez “switcha” rozwiązaniach przemysłowych jak i na poszczególnych urządzeniach. Przykładową konfigurację zabezpieczenia połowego pokazano na Rys. 17. Warto zwrócić uwagę na adresację MAC protokołu IEC 61850, które zaczynają się od 01:0C:CD, następny zestaw znaków (czwarty oktet) to 01 dla protokołu GOOSE, podczas gdy pozostałe dwa oktety są używane jako indywidualne adresy dla wiadomości GOOSE [65].

Communication	
Access Point	AP1
App ID	1163
MAC Address	01-0C-CD-01-11-63
Max Time	10000
Min Time	4
Subnetwork	WA1
VLAN ID	016
VLAN Priority	4
Data Flow	
Subscribers	(Collection)
General	
Application ID	REF615_PKLD0/LLN0.gcbGOOSE
Config Revision	100
Data Set	GOOSE
Description	
Fixed Offsets	No
Name	gcbGOOSE
Routable	No
Security Enabled	None
Type	GOOSE
Substation	
IED	REF615_PK
Logical Device	LD0
Logical Node	LLN0

Rys. 17. Konfiguracja VLAN w wiadomości GOOSE przekaźnika zabezpieczeniowego [opracowanie własne]

Zarządzanie ruchem sieciowym oraz QoS jest możliwe dzięki tagowaniu i ustalaniu priorytetu ruchu w IEEE 802.1Q, dzięki czemu możemy zapewnić, iż kluczowe komunikaty GOOSE i SV mają właściwy priorytet w sieci, co jest konieczne dla ochrony i sterowania w czasie rzeczywistym [66]. Zastosowanie tego standardu w połączeniu z mechanizmami redundancji

określonymi przez IEC 61850, takimi jak PRP (Parallel Redundancy Protocol) i HSR (High-availability Seamless Redundancy), powoduje, że IEEE 802.1Q może być używane do dalszej poprawy dostępności i niezawodności sieci.

Przykładem użycia konfiguracji sieci VLAN według priorytetów może posłużyć analiza prędkości przesłania komunikatów GOOSE bez i z zastosowaniem wymagań standardu IEEE 802.1Q dotyczących ich kolejności. Badanie wykazało, że w porównywalnych warunkach sieciowych czas reakcji sygnału z włączoną możliwością ustawiania priorytetów wyniósł średnio 22,6 ms, podczas gdy bez zastosowania priorytetów było to 25,45 ms [67], co świadczy o znaczącej różnicy i potwierdza korzyści płynące z implementacji takich rozwiązań

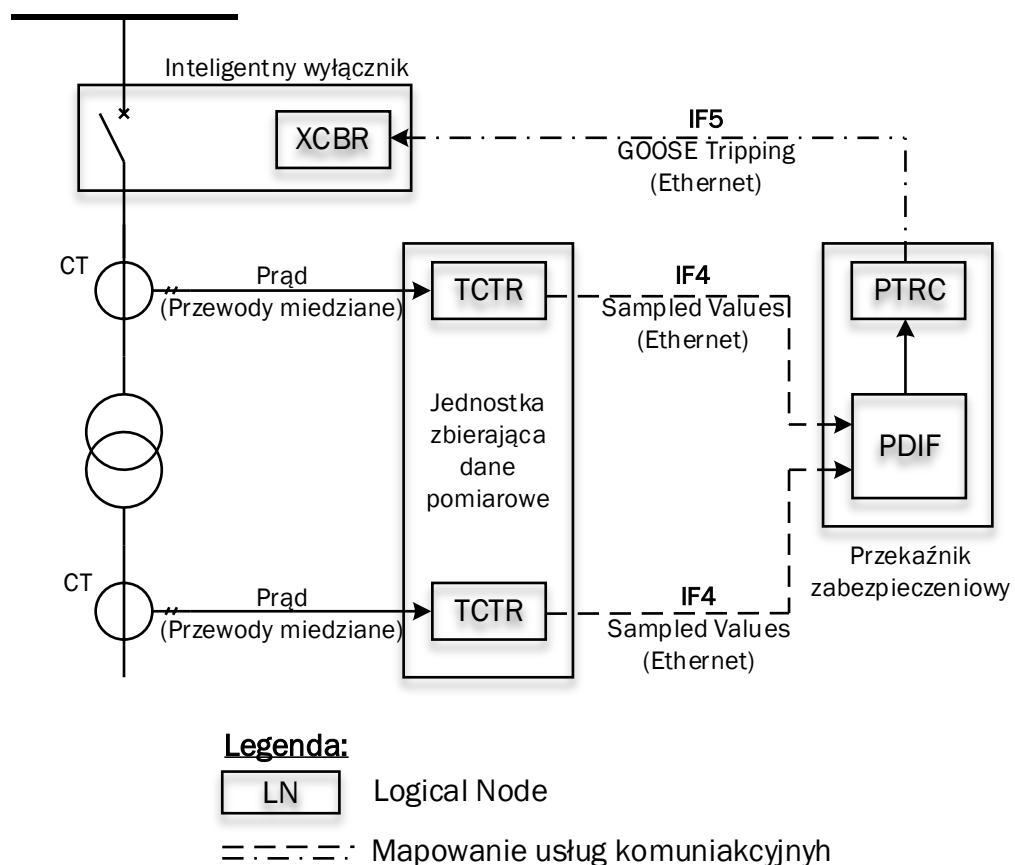
W obliczu znacznej liczby danych GOOSE wysyłanych i odbieranych przez urządzenia sieciowe, stosowanie specjalistycznego oprogramowania do monitorowania ruchu sieciowego jest kluczowe w celu przeprowadzenia analizy transmitowanych oraz przyjmowanych sygnałów (danych). Do takich programów można zaliczyć IED Scout czy Wireshark. Oprogramowanie to pozwala ocenić prawidłową sekwencję wysyłanych sygnałów, dokonać analizy struktury wiadomości IEC 61850 oraz badać różne pola takie jak Logical Nodes, Data Attributes czy Quality Flag [68], [69], co pokazano na Rys. 18.

```
Frame 7468: 255 bytes on wire (2048 bits), 255 bytes captured (2048 bits) on interface \Device\NPF_{33D27842-FD01-4D04-BCDA-54E6865FDA65}, 1
Section number: 1
Interface id: 0 (\Device\NPF_{33D27842-FD01-4D04-BCDA-54E6865FDA65})
Interface name: \Device\NPF_{33D27842-FD01-4D04-BCDA-54E6865FDA65}
Interface description: ethernet 0
Encapsulation type: Ethernet (1)
Arrival Time: Jun  2, 2024 15:47:08.48287000 Środzkoweuropejski czas letni
UTC Arrival Time: Jun  2, 2024 13:47:08.48287000 UTC
Epoch Arrival Time: 1717336028.48287000
[Time shift for this packet: 0.000000000 seconds]
[Time delta from previous captured frame: 0.000000000 seconds]
[Time delta from previous displayed frame: 1.320249000 seconds]
[Time since reference or first frame: 6.201691000 seconds]
Frame Number: 7468
Frame Length: 255 bytes (2048 bits)
Capture Length: 255 bytes (2048 bits)
[Frame is marked: False]
[Frame is ignored: False]
[Protocols in frame: eth:ethertype:goose]
[Coloring Rule Name: Broadcast]
[Coloring Rule String: eth[0] & 1]
Ethernet II, Src: ABNMediumVol_50:89:bf (00:21:c1:50:89:bf), Dst: IecTc57_01:11:63 (01:0c:cd:01:11:63)
Destination: IecTc57_01:11:63 (01:0c:cd:01:11:63)
Address: IecTc57_01:11:63 (01:0c:cd:01:11:63)
.....1..... = 32 bit: Group address (factory default)
Source: ABNMediumVol_50:89:bf (00:21:c1:50:89:bf)
Type: IEC 61850/GOOSE (0x88b8)
GOOSE
  APPID: 0x1163 (4451)
  Length: 241
  Reserved 1: 0x0000 (0)
  Reserved 2: 0x0000 (0)
  goosePdu
    goocRef: REF615_PKLD0/LN6500gcbGOOSE
    timeAllowToLive: 11800
    dataSet: REF615_PKLD0/LN6500GOOSE
    goID: REF615_PKLD0/LN6500GOOSE
    ti: Jun  2, 2024 13:38:21.55929483 UTC
    stNum: 54
    sNum: 56
    simulation: False
    confRev: 100
    ndsCom: False
    numDataSetEntries: 28
    allData: 28 items
[88 encoded protocol, to see BER internal fields set protocol BER preferences]
```

Rys. 18. Zestaw danych jednego sygnału GOOSE z programu Wireshark [opracowanie własne]

2.2 Pomiary analogowe w układach automatyki zabezpieczeniowej (Samples Values)

W poprzednim podrozdziale przedstawiono temat konwersji elementów fizycznych w postaci łączników, styków oraz innych urządzeń, na cyfrowe reprezentacje przez transformację sygnałów bazujących na połączeniach miedzianych (połączenie bezpośrednie - sygnały binarne). Dążąc dalej do bardziej efektywnego wykorzystania współczesnych układów automatyki zabezpieczeniowej poprzez odzwierciedlenie w sposób cyfrowy sygnałów analogowych opracowano protokół Sampled Values (SV), który jest częścią standardu IEC 61850 i został opisany w rozdziale IEC 61850-9-2 standardu [70]. Oznacza to, iż topologia całego układu jest bardziej złożona niż w przypadku wystąpienia komunikacji typu GOOSE. W pierwszej kolejności informacje są konwertowane na postać cyfrową w jednostkach zbierających dane pomiarowe (Merging Unit - MU), a następnie są one wysyłane do przekaźników zabezpieczeniowych a wtedy w chwili pojawienia się zaburzenia następuje zadziałanie zabezpieczenia i wysłanie sygnału do wyłącznika, co zostało pokazane na Rys. 19 [71].



Rys. 19. Schemat jednokresowy obwodów pierwotnych oraz wtórnych z uwzględnieniem szyny procesowej [71]

Zazwyczaj jednostki zbierające dane MU są umiejscowione w pobliżu przekładników prądowych [72]. Pozwoliło to zredukować złożoność okablowania, ale także zapewnia precyzję w transmisji danych. System komunikacji SV opiera się na cyklicznym przesyłaniu wiadomości z urządzeń pomiarowych do przekaźników zabezpieczeniowych, z zachowaniem ściśle określonego interwału czasowego. Na przestrzeni lat pojawiła się aktualizacja standardu w obrębie tej części uwzględniająca częstotliwość próbkowania sygnałów. Różnice pomiędzy wersjami zostały pokazane w Tabeli 6 [73].

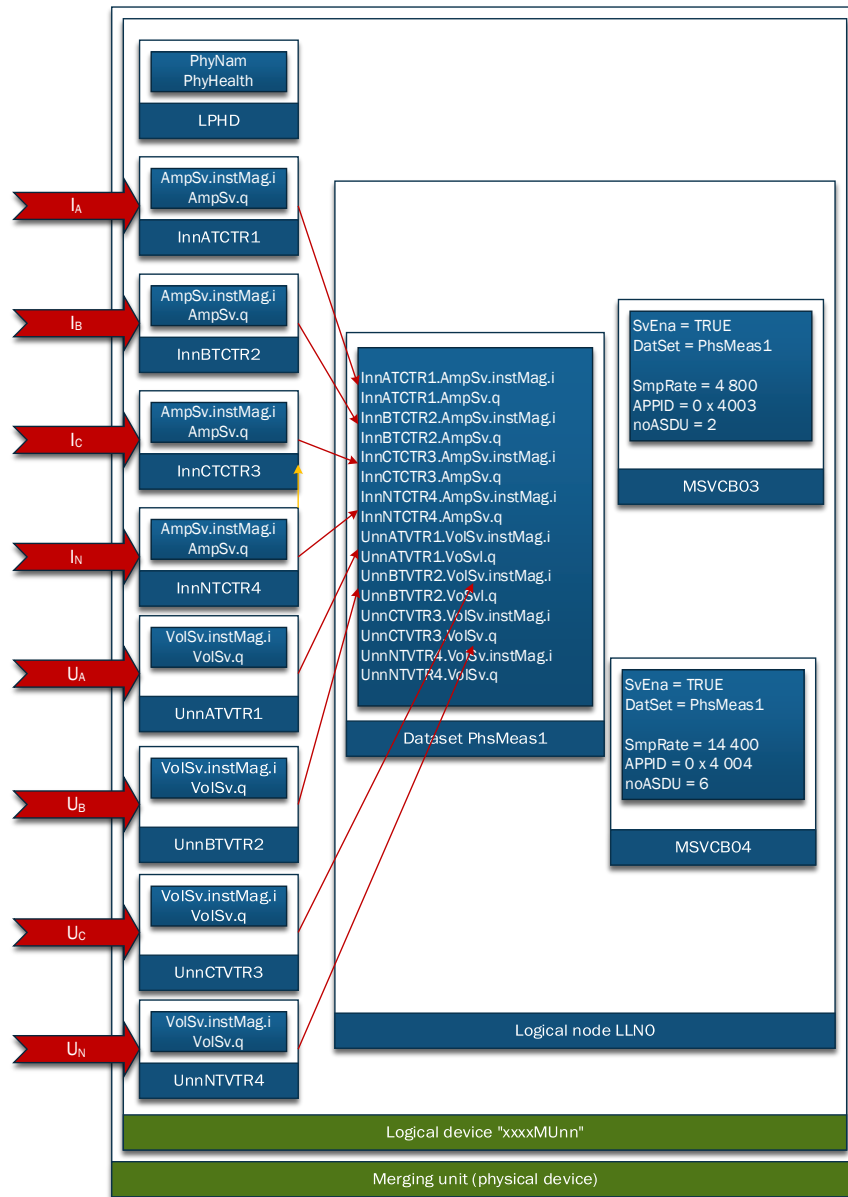
Tabela 6 Porównanie rewizji standardu IEC61850-9-2 oraz IEC61850-9-2LE [73]

Kryterium	IEC 61850 9-2	IEC 61850 9-2 LE
Próbkowanie i transmisja	IEC 61850-9-2 definiuje różne profile dla wymiany wartości próbkowanych	80 próbek/okres (zabezpieczenie i pomiar) 256 próbek/okres (jakość energii) Każdy zestaw próbek jest natychmiast wysyłany w jednej wiadomości SV.
Zbiór danych	Konfigurowalny	prądy 3 faz oraz przewodu neutralnego napięcie trzech faz oraz przewodu neutralnego
Czas synchronizacji	Niezdefiniowany	Impuls optyczny na sekundę (1PPS)

Interwał czasowy zależy od dwóch czynników: mierzonej częstotliwości sygnału i próbek na okres (Samples Per Period, SPP). W standardzie IEC 61850-9-2LE zostały zdefiniowane dwie wartości SPP: 80 i 256. Przykładowo dla częstotliwości sygnału wynoszącej 50 Hz, przy współczynniku SPP wynoszącym 80, interwał wysyłania wyniesie $1/50/80$, czyli 250 μ s [71].

Wymagania opisane w normie IEC61850-9-2 powodowały duże obciążenie infrastruktury sieciowej. Z tego powodu zdecydowano się wprowadzić wersję „LE”, która uprościła złożoność i trudność implementacji standardu w złożonych strukturach zasilająco-sterujących aplikacji przemysłowych. Zostały ograniczone zestawy danych wysyłanych jak również doprecyzowano ich liczby oraz częstotliwość próbkowania. Ograniczono się do czterech wartości napięć i prądów. Przykład przedstawiony na Rys. 20 ilustruje, jak proces transkrypcji sygnałów z analogowej na cyfrową formę jest przeprowadzany przez urządzenia do zbierania danych pomiarowych, co zostało zawarte w standardzie IEC 61869-9 [74]. Zostały tam

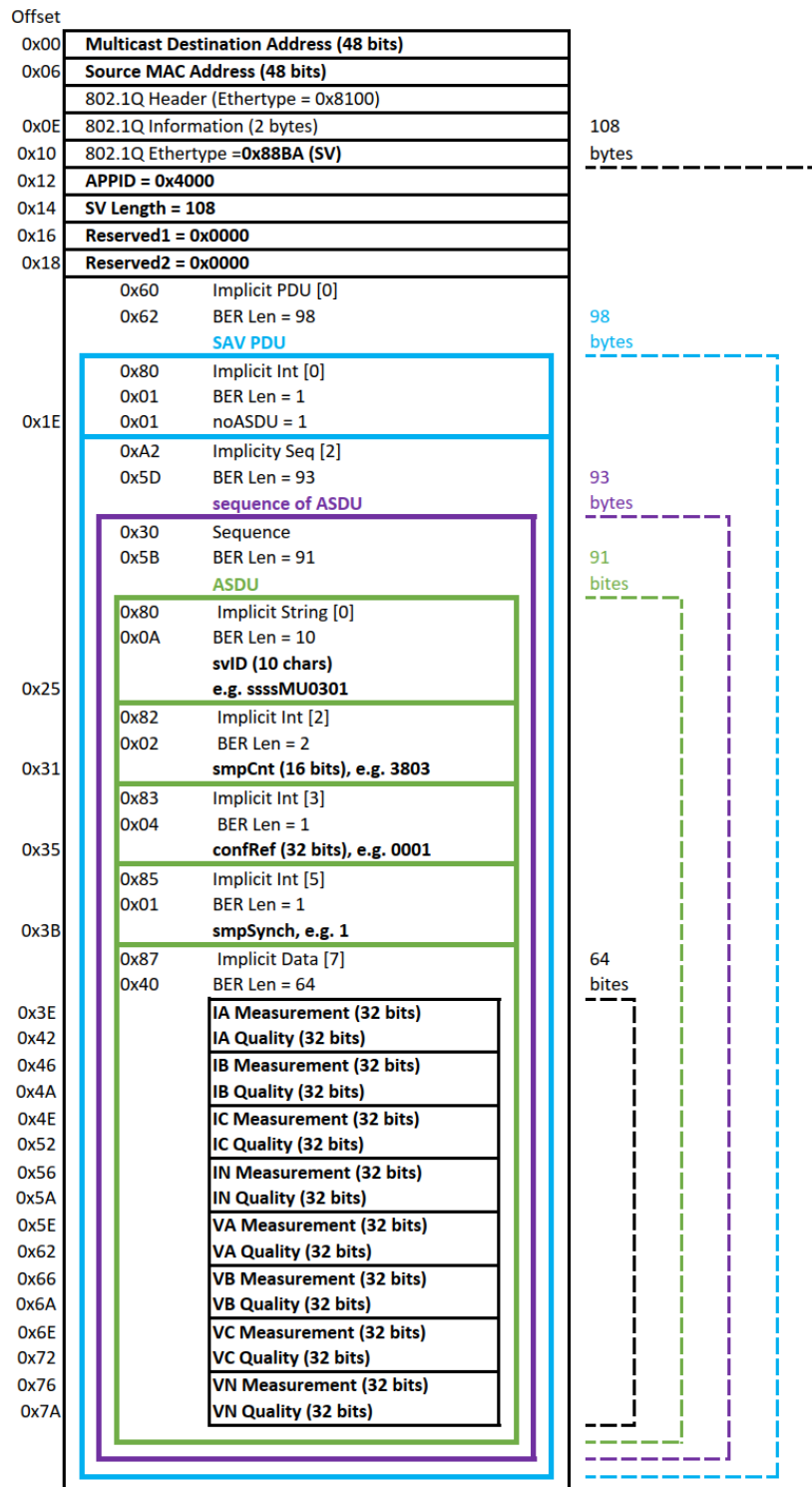
zdefiniowane klasy TCTR oraz TVTR zgodnie z normą IEC61850-7-4, jak również więzy logiczne MSVCB03 oraz MSVCB04 opisane w normie IEC61850-9-2.



Rys. 20. Rysunek przedstawiający podłączenie sygnałów analogowych do jednostki zbierającej dane (Merging unit) [74]

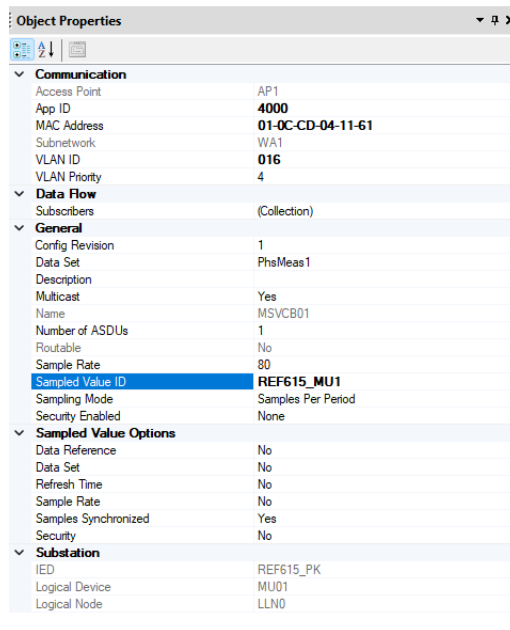
Ramka danych w standardzie 802.1Q jest ramką Ethernetową, która ma bardziej rozbudowaną strukturę niż klasyczna ramka Ethernetowa. Wynika to z faktu, iż wprowadzono dodatkowe 4 bajty pozwalające obsłużyć ruch sieci VLAN oraz zarządzać priorytetami w sieci. Na Rys. 21 została pokazana ramka danych w której to jedynie 32 bity są nośnikiem informacji wartości próbki. Jednakże jak można zaobserwować cała ramka ma aż 126 bajtów długości, gdyż znajdują się w niej dodatkowe informacje mówiące o znaczniku czasu, wskazujące źródło próbkowania danych. W przypadku gdy mielibyśmy do czynienia z pomiarem jakości energii

ASDU (Application Service Data Unit), ramka danych byłaby powtarzana dodatkowo siedem razy (związany jest z koniecznością zapewnienia redundancji i niezawodności w przesyłaniu ważnych danych). W konsekwencji pozycja ASDU wynosiłaby 8, natomiast ASDU byłaby umieszczona w sekwencji tworząc strukturę dla jednostki danych protokołu PDU (Protocol Data Unit) [75].



Rys. 21. Ramka danych próbkowania SV zgodnych z IEC61850-9-2LE (kluczowe wartości pogrubione) [75]

W oparciu o dane przekazywane przez urządzenia generujące SV, które są zgodne z standardem IEC 61850, kluczowe jest zwrócenie uwagi na podstawową konfigurację przekaźnika zabezpieczającego. Przykładowe ustawienia SV zostały pokazane na Rys. 22.



Rys. 22. Konfiguracja SV w przekaźniku zabezpieczeniowym [opracowanie własne]

Adresacja MAC, która została zaprezentowana w przykładowych konfiguracjach dla komunikatów GOOSE oraz SV została wykonana w oparciu o wytyczne zapisane w aneksie B do standardu IEC 61850-9-2 [55].

Tabela 7 Rekomendowana adresacja MAC dla wiadomości GOOSE oraz SV [55]

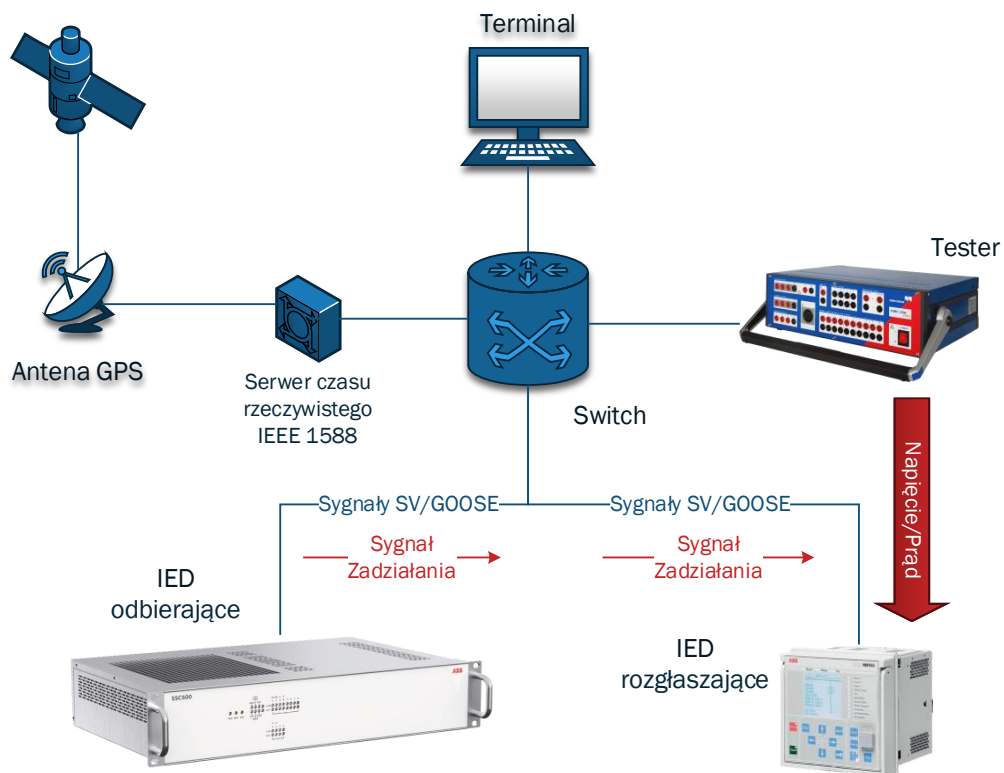
Service	Recommended address range assignments	
	Starting address (hexadecimal)	Ending address (hexadecimal)
GOOSE	01-0C-CD-01-00-00	01-0C-CD-01-01-FF
GSSE (deprecated)	01-0C-CD02-00-00	01-0C-CD-02-01-FF
Multicast sampled values	01-0C-CD-04-00-00	01-0C-CD-04-01-FF

Standard IEC 61850 określa wytyczne dla konwersji sygnałów dwustanowych i analogowych na format cyfrowy, za pomocą protokołu GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) oraz SV (Sampled Values). W związku z faktem, iż w sposób cyfrowy przesyłane są kluczowe informacje dotyczące wartości prądów oraz napięć, sygnałów zadziałania zabezpieczenia oraz blokad funkcyjnych wymagało to dokonania priorytetyzacji sygnałów co zostało zdefiniowane w IEEE 802.1Q. Dzięki temu możliwe stało się tagowanie sieci VLAN, co w obszernych sieciach pozwoliło na podniesienie wydajności oraz zredukowanie czasu transmisji

pakietów danych do wartości poniżej 4 milisekund. Warto zwrócić uwagę, iż zarówno sygnały GOOSE jak i SV działają w oparciu o mechanizm publikuj-subskrybuj poprzez adresacje MAC w oparciu o multicasting lub broadcasting.

Analizy pokazują, że przejście na rozwiązania cyfrowe w stacjach elektroenergetycznych w oparciu o GOOSE oraz SV spowodowało redukcję kosztów inwestycyjnych całego projektu o około 20%. Zmniejszenie liczby przewodów miedzianych (obwodów elektrycznych) co pozwoliło zredukować zapotrzebowanie na ten surowiec, jak również skróciło to czas wykonania (budowy) tego typu stacji elektroenergetycznych [76].

Do kontrolowania prawidłowości funkcjonowania cyfrowych stacji elektroenergetycznych niezbędne jest użycie dedykowanego oprogramowania, wspomnianego wcześniej w kontekście komunikatów GOOSE (wykorzystywanego także do analizy SV), a także stosowanie właściwych urządzeń testujących. Sposób podłączenia urządzenia testującego oraz testowanego w oparciu o GOOSE oraz SV został pokazany na Rys. 23[77].



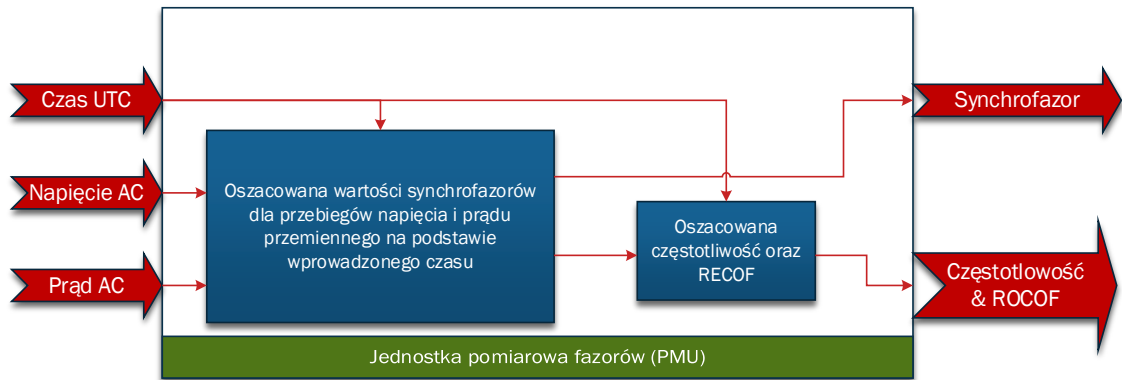
Rys. 23. Schemat ideowy podłączenia testera do przekaźników zabezpieczeniowych w celu badania GOOSE oraz SV) [opracowanie własne]

2.3 Synchronizacja czasu rzeczywistego

W dotychczasowej części pracy skupiono się na zagadnieniach dotyczących struktury układów zasilająco-sterujących, określono modyfikacje istniejących systemów dostosowane dla potrzeb cyfrowych stacji oraz zidentyfikowano główne parametry charakteryzujące te systemy. Cechą wspólną rozległych struktur jest ich złożoność oraz liczba urządzeń wchodzących w ich skład. W celu analizy zjawisk jakie mogą zachodzić w obrębie danych systemów jest wymagane zsynchronizowanie urządzeń tworzących te systemy według wspólnego czasu referencyjnego. Zostało opracowanych wiele metod synchronizacji czasu dla tych urządzeń w zależności od potrzeb danej aplikacji [78], [79], [80]:

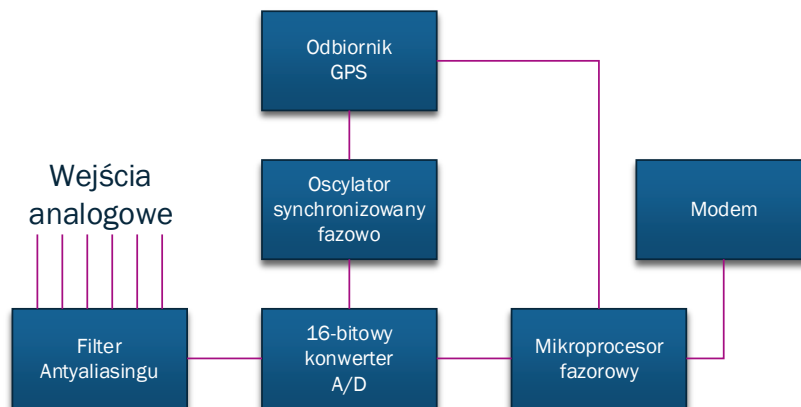
- GNSS (Global Navigation Satellite Systems): Ta metoda wykorzystuje sygnały radiowe do transmisji sygnału zegara. W celu jej implementacji należy zastosować specjalistyczny sprzęt na urządzeniu, co jest drogim rozwiązaniem.
- NTP (Network Time Protocol): Jest to protokół sieciowy do synchronizacji czasu. Jest tani i prosty w obsłudze, ale jego precyzja jest na poziomie milisekund, co czyni go niewystarczającym dla przemysłowego wykorzystania w zaawansowanych urządzeniach pomiarowych i systemach kontroli procesów technologicznych.
- PTP (Precision Time Protocol): Zgodny ze standardem IEEE 1588, PTP jest protokołem synchronizacji dla okresowej wymiany pakietów za pomocą Ethernetu. Może zapewnić bardzo dokładną synchronizację czasu za pomocą urządzeń Ethernetowych. Może być zaimplementowany w istniejących sieciach przemysłowych przy zastosowaniu „switchy” spełniających wymogi tego protokołu.

W układach, gdzie wymagana jest duża precyzja czasu najczęściej stosuje się protokół PTP, który jest zgodny z IEEE 1588. Stosuje się go najczęściej w celu pomiaru wartości napięć i prądów z dużą dokładnością w kontekście zunifikowanego czasu, aby można było dokonać odpowiednich obliczeń czy też porównywać wielkości wielu fazorów. Synchronizacja różnych urządzeń w ramach poszczególnych systemów pozwala uzyskać pełniejsze spojrzenie na całość instalacji przemysłowych czy sieci elektroenergetycznych. Dlatego aplikacje obsługujące urządzenia (w tym przekaźniki zabezpieczeniowe) potrzebują ujednoczonego źródła czasu, takiego jak UTC (Universal Time Coordinated) [81], aby zsynchronizować dane pod kątem ich analizy lub działań związanych z poszczególnymi funkcjami zabezpieczeniowymi. W celu prawidłowej synchronizacji danych pomiarowych, koncentrator danych PDC (ang. Phasor Data Concentrators) zbiera, agreguje oraz synchronizuje dane z wielu jednostek pomiarowych PMU (ang. Phasor Measurement Unit). Następnie PMU przekazuje dane z synchrofazorów, wartości częstotliwości i ROCOF (Rate of Change of Frequency) z częstotliwością N razy na sekundę. Schemat blokowy układu pomiarowego PMU został pokazany na Rys. 24 [82].



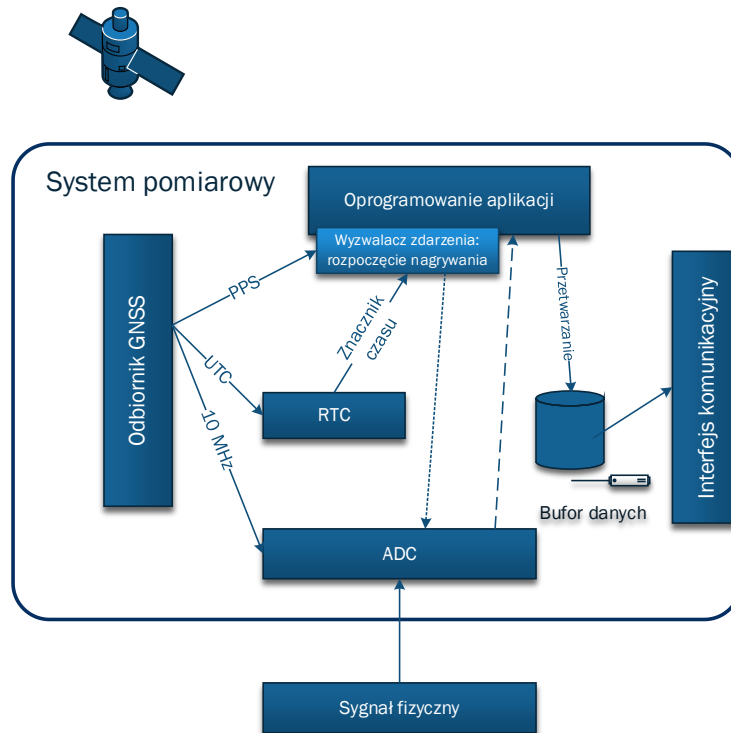
Rys. 24. Sygnały wejściowe oraz wyjściowe z jednostki pomiarowej fazorów (PMU) [82]

Czas raportowania synchrofazorów są rozłożone równomiernie, a każda ramka zero jest wysyłana na początku każdej sekundy zgodnej z UTC. W obrębie tej samej sekundy, znacznik czasu określa każdą ramkę jednoznacznie począwszy od zera dla pierwszej ramki w danej sekundzie, kolejno $1/N$ na następnej ramki aż do $(N-1)/N$ dla ostatniej ramki. Schemat blokowy całego systemu został pokazany na Rys. 25 [83].



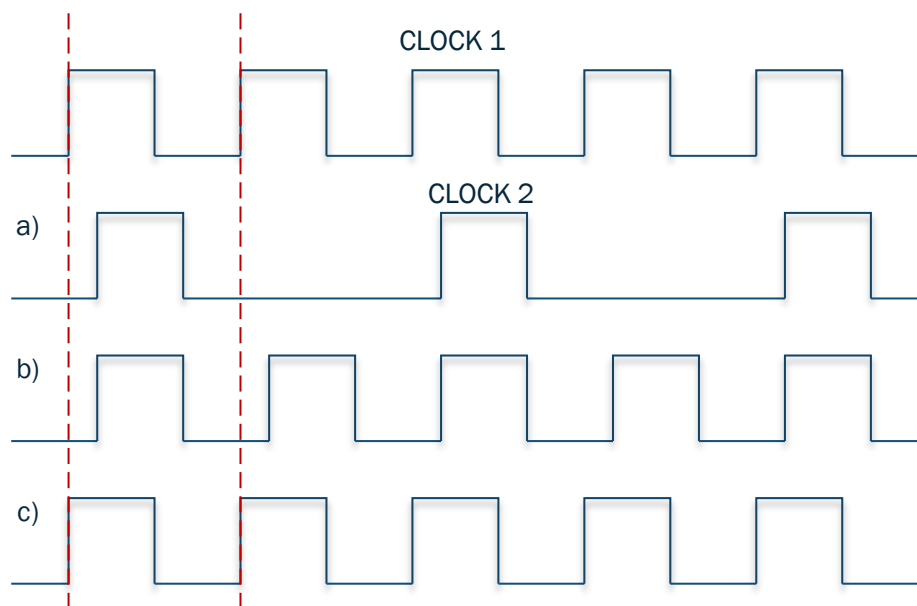
Rys. 25. Schemat blokowy PMU pokazujący odbiornik GPS oraz oscylator [83]

Cały system pomiarowy jest złożony z wielu komponentów co pokazano na Rys. 26. Składa się z odbiornika GNSS (Global Navigation Satellite Systems), który dostarcza różne sygnały czasu i częstotliwości takie jak UTC, PPS (pulse per second) czy sygnał o częstotliwości 10MHz, który służy jako odniesienie dla przetwornika analogowo-cyfrowego (ADC) do spójnego próbkowania sygnałów elektrycznych. Natomiast zsynchronizowany znacznik czasu rzeczywistego (RTC) dla danych jest zapewniany przez UTC, a jako wyzwalacz ramki może być używany PPS o wartości zero na początku sekundy o czym była mowa w wcześniejszych akapitach [83].



Rys. 26. Dystrybucja układu pomiarowego z uwzględnieniem systemu czasu rzeczywistego [83]

Osiągnięcie pełnej synchronizacji urządzeń w obrębie całego systemu ma kluczową rolę w prawidłowym jego funkcjonowaniu co zostało opisane w standardzie IEEE1588 [84]. W systemie mogą pracować różne urządzenia, które nie są ze sobą zsynchronizowane w zakresie częstotliwości co pokazano na Rys. 27 a). Aby zegar 1 oraz zegar 2 pracował z tą samą częstotliwością należy dokonać synchronizacji zegara, która polega na ustawieniu dwóch lub więcej oscylatorów na tę samą częstotliwość co pokazano na Rys. 27 b). Z kolei pełna synchronizacja zarówno w aspekcie częstotliwości, jak i czasu została przedstawiona na rysunku Rys. 27 c) [85].

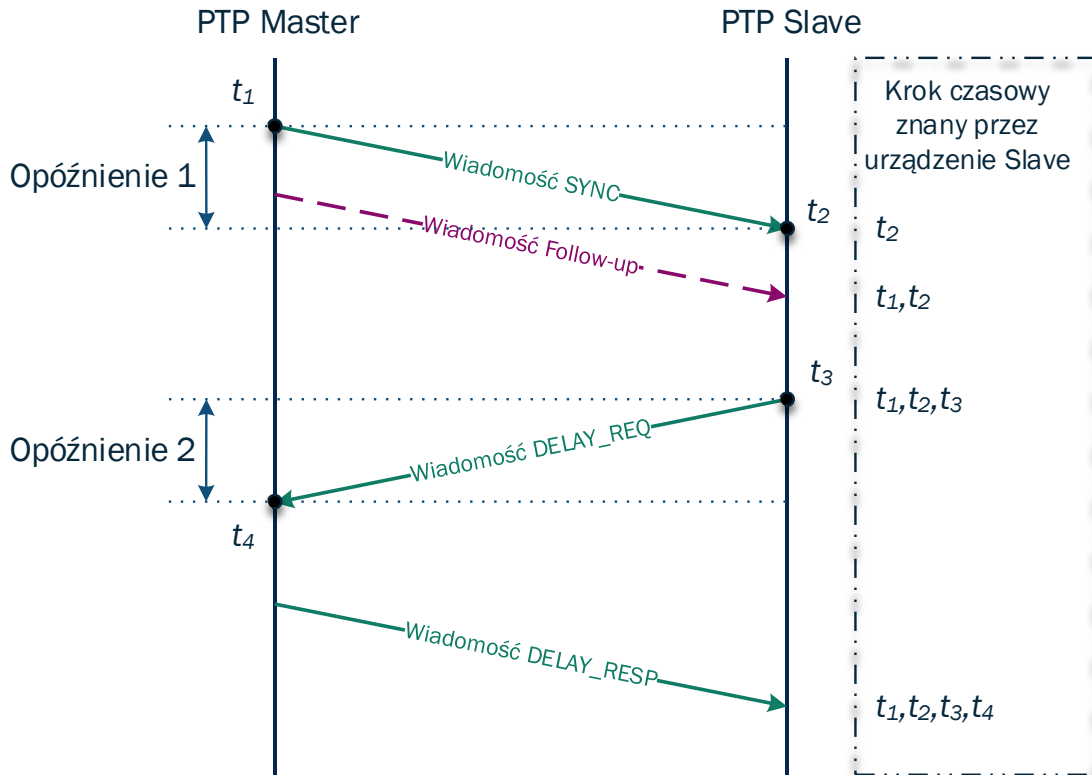


Rys. 27. Układ syntonizacji oraz synchronizacji zegara [85]

Zegar główny, do którego synchronizują się wszystkie urządzenia nazywany jest „Grandmaster” a urządzenia, które odbierają ten czas i się do niego synchronizują nazywane są „Slave clock”. Proces ten polega na wysyłaniu i odbieraniu wiadomości PTP z znacznikami czasu, które pozwalają zegarom Slave dostosowywać się do czasu zegara Grandmaster. Stały przepływ informacji o czasie i korygowanie wszelkich błędów zapewnia precyzyjne wskazania i synchronizację zegarów w sieci. Protokół ten używa dwóch rodzajów wiadomości: wiadomości zdarzeń („Sync”, „Delay_Req”, „Pdelay_Req” oraz „Pdelay_Resp”), które przekazują informacje o czasie między urządzeniami, i wiadomości ogólne, które spełniają różne funkcje komunikacyjne w protokole PTP. Do wiadomości ogólnych możemy zaliczyć „Announce”, „Follow_Up”, „Delay_Resp”, „Pdelay_Resp_Follow_Up”, „Management” oraz „Signaling”[84], [85], [86], [87]. Procedura synchronizacji urządzeń oparta o podstawową wymianę komunikatów czasowych PTP została zaprezentowana na Rys. 28, obejmuje następujące etapy:

- Wiadomości SYNC – w tym pakiecie danych zegar Grandmaster wysyła wiadomości SYNC do wszystkich zegarów Slave z jego bieżącym czasem
- Wiadomości Follow-Up – po wysłaniu wiadomości SYNC zegar Grandmaster wysyła wiadomość Follow-Up w której to znajdują się precyzyjniejsze informacje o czasie związanym z wiadomością przed chwilą wysłaną tj. “Wiadomość SYNC”. Dzięki tej informacji zegar urządzenie Slave jest w stanie obliczyć opóźnienie propagacji
- Wiadomości Delay Request (Delay-Req) – to wiadomość od zegara Slave do Grandmaster, w której znajduje się żądanie o pomiar czasu opóźnienia między nimi. Informacja ta zawiera znacznik czasu wskazujący, kiedy została wysłana ta wiadomość.

- Wiadomości Delay Response (Delay-Resp) – zegar Grandmaster odpowiada na wiadomości Delay-Req, wysyłając zwrótnie do zegara Slave wiadomość Delay-Resp. Pakiet danych wysyłany w tej wiadomości zawiera te same znaczniki czasu co otrzymane w wiadomości Delay-Req. Porównując znaczniki czasu w wiadomościach Delay-Req i Delay-Resp, zegary Slave mogą dokonać obliczeń opóźnienia propagacji w bardziej precyzyjny sposób.



Rys. 28. Proces synchronizacji zegarów pomiędzy urządzeniem „Grandmaster” oraz „Slave clock” – podstawowa wymiana komunikatów czasowych PTP [84]

W związku z powyższym opóźnienie t_d oraz offset t_r (różnica pomiędzy dwoma czasami odniesienia) przedstawia się następująco:

$$t_d = \frac{(t_2 - t_1) + (t_4 - t_3)}{2} \quad (1)$$

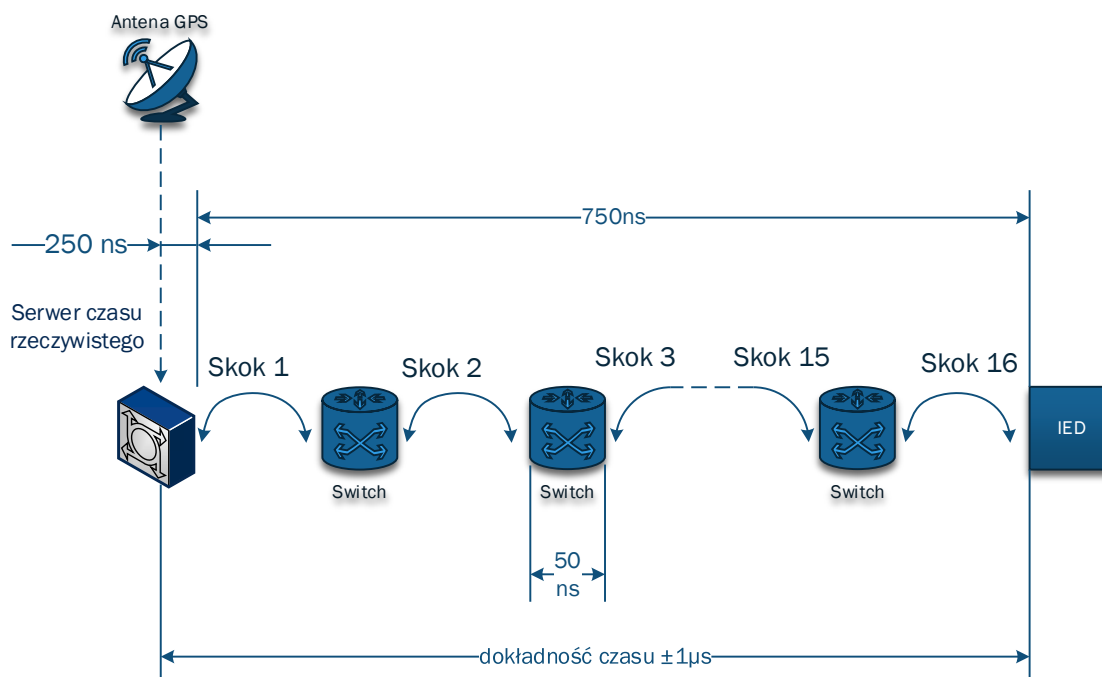
$$t_r = \frac{(t_2 - t_1) - (t_4 - t_3)}{2} \quad (2)$$

W przypadku gdy zostaje utracone połączenie z zegarem Grandmaster lub jakość sygnału jest na tyle słaba, że sygnały docierają z dużym opóźnieniem (informacja ta znajduje się w wiadomości „Announce”) dochodzi do uruchomienia rozproszonego algorytmu wyboru nowego zegara Grandmaster o nazwie BMCA (Best Master Clock Algorithm). Algorytm ten ma na celu wybór zegara Grandmaster, który będzie pełnił funkcję wzorca czasowego dla pozostałych

zegarów. Wszystkie zegary biorą udział w procesie selekcji, aby określić, który z nich ma najlepsze odniesienie czasowe[88].

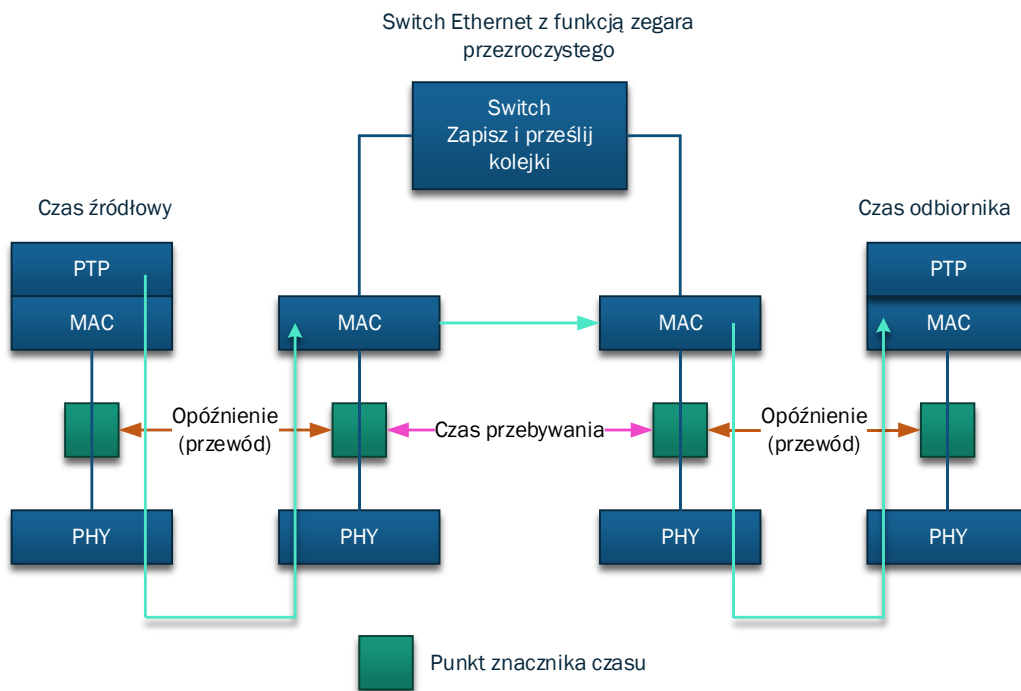
Do tej pory opisano ogólne zasady synchronizacji czasu. Dla sektora elektroenergetycznego opracowano specjalny profil „PTP Power Profile IEEE C37.238” [89] z uwzględnieniem specjalnych wymogów dla stacji elektroenergetycznych, systemów wymiany danych pomiędzy nimi. Profil jest zoptymalizowany do działania w izolowanych sieciach Ethernet z rygorystycznym podziałem funkcji i niewielką liczbą dedykowanych zegarów zdolnych do pełnienia roli zegara Grandmaster. Takie sieci są typowe dla środowiska podstacji energetycznej i zwykle są zaprojektowane (wstępnie skonfigurowane) z statycznymi rolami master / slave, itp. Ważne jest, aby zauważyć, że te sieci muszą działać nieprzerwanie (24/7) i muszą wykazywać deterministyczne (wstępnie zaprogramowane) zachowanie w przypadku awarii (scenariusze obejmują tworzenie operacyjnych wysp, zmianę zegara Grandmaster, itp.). Profil jest przeznaczony do funkcjonowania w izolowanych sieciach Ethernet (ze względu na wysokie ryzyko cyberataków) z zdefiniowanym wcześniej podziałem ról i oraz z niewielką liczbą zegarów typu zegar Grandmaster. Predefiniowana konfiguracja urządzeń, w tym przekaźników zabezpieczeniowych, uwzględnia hierarchię „Master” i „Slave” oraz określony priorytet. W sytuacji awaryjnej działają one zgodnie z zaplanowanymi procedurami. Profil ten zawiera także wymogi dotyczące wydajności usług dystrybucji czasu, adekwatne do potrzeb aplikacji energetycznych. Począwszy od monitoringu na poziomie 100 ms, poprzez rejestracje zdarzeń IED na poziomie 1ms, aż po pomiary dla synchronofazorów i usługi próbkowania wartości na poziomie 1 μ s [90], [91].

W standardzie IEEE C37.238 zostały zdefiniowane wymagania pracy oraz układy topologii sieci w stanach ustalonych pod kątem dystrybucji czasu do urządzeń końcowych (np. IED). Wymagania tam zawarte odnoszą się do maksymalnej liczby przeskoków pomiędzy urządzeniami w danej topologii sieci oraz pokazują jakie one mają wpływ na opóźnienia. Określano tam dokładność czasu na poziomie 1 μ s na wejściu do urządzenia końcowego przy maksymalnej liczbie „skoków” 16 pomiędzy urządzeniami pośredniczącymi. Uwzględniono tam również maksymalny błąd jaki może być wygenerowany przez źródło odniesienia jako czas na poziomie 250ns oraz opóźnienia czasu generowanego poprzez urządzenia sieciowe na poziomie 50 ns (każde) co pokazano na Rys. 29. Powyższe parametry zostały określone przy zachowaniu maksymalnego obciążenia sieci na poziomie 80% [92], [93].



Rys. 29. Wymagania dotyczące wydajności w stanie ustalonym IEEE C37.238 [93]

W sytuacji, gdy urządzenia działają w ramach rygorystycznych kryteriów i zależą od pozycji w strukturze sieci przemysłowej względem zegara Grandmaster istotnym staje się maksymalna ilość skoków pomiędzy poszczególnymi urządzeniami. Dlatego też w informacji, które są przekazywane w pakiecie informacji sieciowych znajduje się pole „totalTimeInaccuracy”, które jest obliczane na podstawie wskaźników TC (Transparent Clock – zegar przezroczysty) oraz BC (Boundary Clock – zegar graniczny). W przypadku TC jest mierzony czas jaki dany pakiet danych pozostaje wewnątrz urządzenia (jest to czas opóźnienia – czas przebywania pakietu danych w switchu) a następnie w pakiecie danych PTP wprowadza współczynnik korekcyjny w celu jego uwzględnienia oraz obliczenia czasu propagacji przez urządzenie końcowe co pokazano na Rys. 30. Jeśli chodzi o BC jest to zegar, który ma wiele portów PTP w domenie i może pełnić rolę zegara nadrzędnego dla urządzeń podrzędnych jak również sam pełnić rolę zegara podrzędnego dla zegara nadrzędnego. Gdy zegar BC otrzyma pakiety PTP od zegara nadrzędnego następuje jego synchronizacja z nim, a następnie pakiety PTP są wysyłane do urządzeń podrzędnych. Pakiety te są już wysyłane zgodnie z zegarem BC po jego zsynchronizowaniu co pozwala zmniejszyć liczbę skoków PTP w sieci a tym samym zwiększyć precyzję synchronizacji czasu [84], [89], [93].



Rys. 30. Pomiar TC w obrębie sieci zgodny z IEEE 1588 [93]

Biorąc pod uwagę charakterystykę stacji elektroenergetycznych i rosnące znaczenie opóźnień generowanych przez cyfrowe systemy stacyjne, wprowadzono nowe wymogi dotyczące metod obliczeń czasu opóźnienia w urządzeniach sieciowych. Te wymogi zostały szczegółowo przytoczone w rozdziale 6 normy IEC 61850-9-3 [94] i odnoszą się do zapewnienia, aby mierzone propagacje opóźnień były zgodne z trybem Peer-to-Peer. W trybie tym, istnieją dwa główne sposoby obliczania opóźnień: One Step i Two Step. W przypadku trybu One Step, znacznik czasu i informacje o korekcie są włączone bezpośrednio w komunikat synchronizacyjny. Pozwala to na natychmiastowe przetwarzanie i kompensację opóźnień. Przykładowa kalkulacja opóźnienia t_d w trybie One Step wygląda następująco:

$$t_d = \frac{(t_4 - t_1)}{2} \quad (3)$$

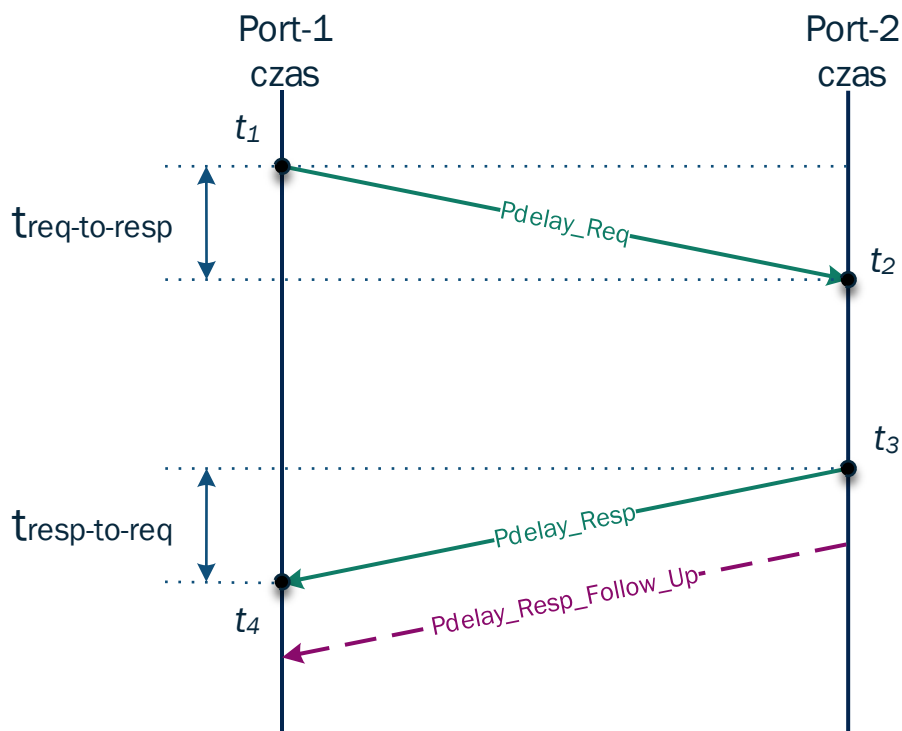
W trybie Two Step najpierw nadawany jest sygnał synchronizacyjny, a później, w osobnej wiadomości, wysyłane są dodatkowe informacje takie jak znacznik czasu i korekty (Follow-Up message). To może powodować opóźnienia związane z przetwarzaniem danych i koniecznością oczekiwania na komunikat Follow-Up. Przykład obliczenia opóźnienia t_d w tym trybie przedstawiony został poniżej:

$$t_d = \frac{(t_2 - t_1) - (t_4 - t_3)}{2} \quad (4)$$

gdzie: czasy $t_1 \div t_4$ zaznaczono na Rys. 31.

W rezultacie zmienia się układ wymiany komunikatów czasowych PTP, przedstawiony na Rys. 28. W podejściu peer-to-peer (One Step), pomiar opóźnień odbywa się między dwoma portami połączonych urządzeń. Sekwencję poszczególnych kroków pokazano na Rys. 31, która wygląda następująco [84]:

- Port-1 wysyła wiadomość Pdelay_Req i generuje znacznik czasowy t_1 dla tej wiadomości,
- Port-2 odbiera wiadomość Pdelay_Req i generuje znacznik czasowy t_2 ,
- Następnie Port-2 wysyła wiadomość Pdelay_Resp i generuje znacznik czasowy t_3 . Aby zminimalizować błędy wynikające z różnicy częstotliwości między portami PTP, Port-2 wysyła wiadomość Pdelay_Resp jak najszybciej po otrzymaniu wiadomości Pdelay_Req,
- Port-2 przekazuje różnicę między znacznikami czasowymi t_2 i t_3 w wiadomości Pdelay_Resp, lub w osobnej wiadomości Pdelay_Resp_Follow_Up, lub przekazuje oba znaczniki czasowe w obu tych wiadomościach,
- Port-1 generuje znacznik czasowy t_4 po otrzymaniu wiadomości Pdelay_Resp,
- Port-1 używa tych czterech znaczników czasowych do obliczenia średniego opóźnienia łącza PTP pomiędzy dwoma urządzeniami.



Rys. 31. Metoda pomiaru propagacji opóźnień czasu standardu PTP przy użyciu mechanizmu „peer-to-peer” (One Step) [84]

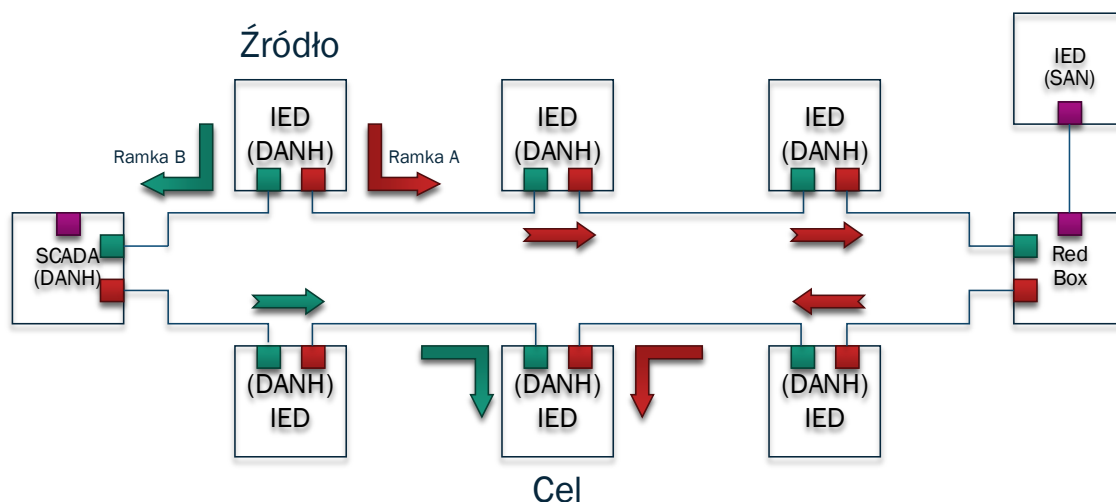
Warto zaznaczyć, że profil ten ma przydzielony numer identyfikacyjny MAC tak samo jak to zostało opisane w przypadku SV oraz GOOSE. Zgodnie z wytycznymi standardu IEC 61850-9-3 [94] profil MAC ID przyjmuje wartość 00-0C-CD-00-01-xy, przy czym:

- $x = 0$ dla zegara pojedynczego podłączenia
- $x = 1$ dla topologii sieci PRP
- $x = 2$ dla topologii sieci HSR
- $x = 3$ dla topologii sieci PRP i HSR (konfigurowalna).
- $y = 0$ (wersja: profileVersion 1.0)

2.4 Topologie sieci przemysłowych stosowanych w automatyce zabezpieczeń – HSR oraz PRP

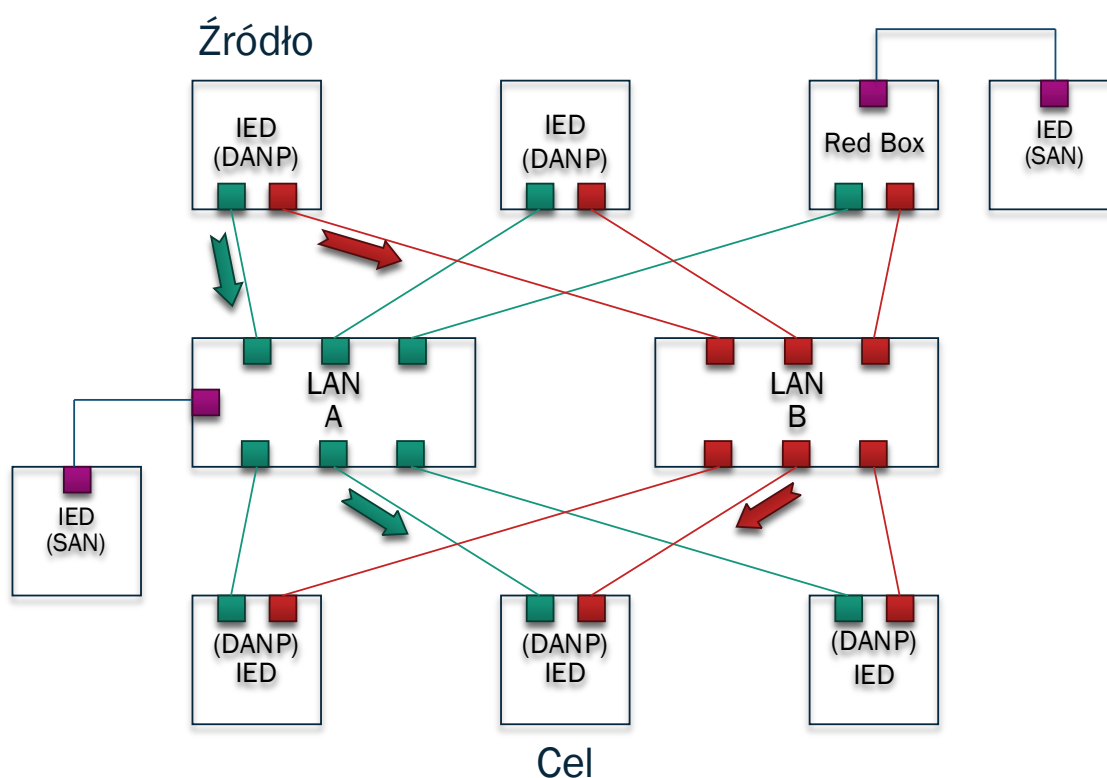
Obiekty infrastruktury krytycznej, takie jak elektrownie i elektrociepłownie, a także zakłady przemysłowe, które muszą zapewniać ciągłość procesów produkcyjnych i niezawodność ich funkcjonowania, zmuszone są do implementacji innowacyjnych technologii w obszarze cyfrowego przesyłu danych. Ma to podstawowe znaczenie w automatyce zabezpieczeń. Dlatego też zostały stworzone dwie kluczowe topologie, które zwiększają niezawodność tych układów. Dzięki implementacji topologii HSR (High-availability Seamless Redundancy) oraz PRP (Parallel Redundancy Protocol), możliwe jest minimalizowanie czasu przestoju zakładów przemysłowych w sytuacjach awarii. Oba protokoły są systemami redundantnymi, które zapewniają natychmiastowe przesłanie pakietu danych równoległe dwoma równoległymi modułami komunikacyjnymi [95].

Topologia sieć HSR charakteryzuje się strukturą pierścieniową, która umożliwia ciągłość transmisji danych nawet w przypadku awarii jednego z połączeń między urządzeniami. Dzięki redundantnym ścieżkom danych (Ramka A, Ramka B), pakiet jest w stanie dotrzeć do celu. W przypadku sieci HSR podwójny węzeł źródła DANH (DAN - Doubly Attached Nodes) wysyła ramki danych w dwóch kierunkach do innego urządzenia DANH, który jest adresatem wiadomości. Ramka, która jako pierwsza trafi do równoległe działających portów w urządzeniu końcowym jest przyjmowana, natomiast druga (zduplikowana) jest odrzucana. Jeśli urządzenia posiadają węzły pojedynczego podłączenia (SAN - Single Attached Nodes) wykorzystuje się urządzenia typu RedBox. Ich zadaniem jest przyjmowanie ramek danych z SAN oraz ich duplikowanie i rozprowadzanie w dwóch kierunkach pierścienia HSR. Topologia sieci HSR wraz z sposobem transmisji danych została pokazana na Rys. 32 [96], [97], [98].



Rys. 32. Topologie sieci HSR (High-availability Seamless Redundancy) [opracowanie własne]

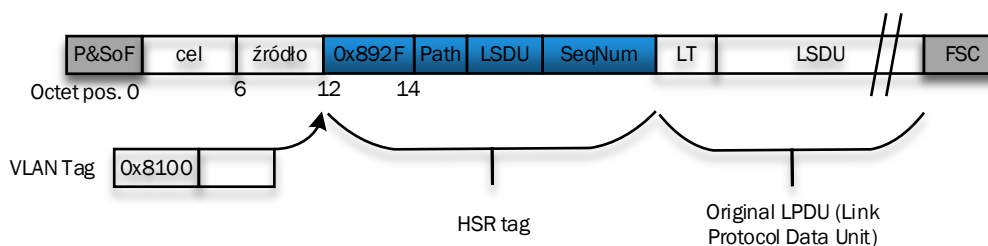
Topologia sieci PRP opiera się na koncepcji użycia dwóch równoczesnych, niezależnych od siebie sieci LAN. Dzięki takiemu rozwiązaniu w przypadku utraty komunikacji z jednym urządzeniem w strukturze, równoległe do systemu LAN A dane są wysyłane do LAN B co zwiększa niezawodność układu. W przypadku tego rozwiązania wymagana jest pełna duplikacja sieci co wiąże się z większym nakładem finansowym niż to ma miejsce w sieciach HSR. Stosowanie urządzeń RedBox nie jest obligatoryjne jak to ma miejsce w sieciach typu HSR, jednakże w przypadku urządzeń, które wymagają wysokiej niezawodności jest to zasadne. Topologia sieci PRP została pokazana na Rys. 33 [96], [97], [98].



Rys. 33. Topologie sieci PRP (Parallel Redundancy Protocol) [opracowanie własne]

W związku z różnymi topologiami sieci PRP oraz HSR oba te protokoły w celu ich identyfikacji posiadają różne formaty ramek danych. W przypadku protokołu HSR urządzenie źródłowe LRE (Local Redundancy Entity) taguje odpowiednią ramkę poprzez dodanie odpowiednich danych w postaci identyfikacji typu protokołu ($0x892F$), Patch (4 bity) dla testów, LSDU (12 bitów), numer sekwencyjny *SeqNum* (16 bitów) zwiększany przez źródło MAC dla każdej wysyłanej ramki co pokazano na Rys. 34. Tag ten jest wykorzystywany do identyfikacji ramek w sieci HSR. Urządzenie odbierające LRE identyfikuje każdą ramkę na podstawie adresu MAC źródła i numeru sekwencji, co umożliwia identyfikację sygnałów oraz odrzucanie duplikatów które są wysyłane w obu kierunkach pierścienia HSR [97], [98].

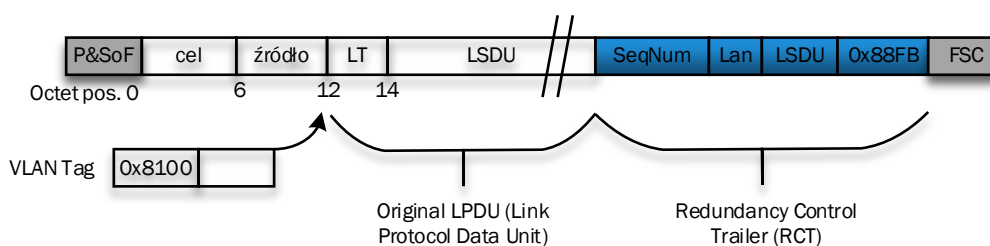
Ramka HSR



Rys. 34. Ramka topologii sieci HSR [97], [98]

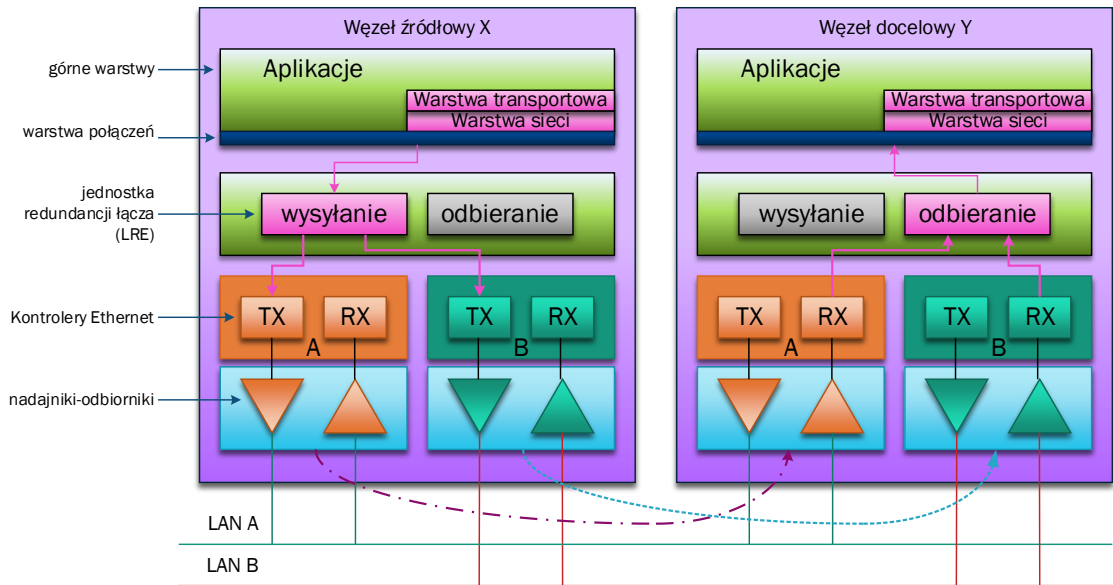
W przypadku topologii PRP mamy również do czynienia z identyfikacją każdej ramki danych, jednakże na przestrzeni lat to się zmieniało i zostało opisane w edycji pierwszej oraz drugiej standardu IEC62439-3. Pierwsza edycja dodała 4-bajtowy trailer na końcu ramki, nazywany Trailerem Kontroli Redundancji (RCT). Druga edycja rozszerzyła go do 6 bajtów dodając sufix PRP-1 (0x88FB) który pozwala na wykrywanie ruchu PRP. Mając na uwadze różnice w sposobie oraz wielkości danych przesyłanych w ramach jednej ramki wersje tych standardów nie są ze sobą kompatybilne. Jednakże dzięki tej zmianie zarówno HSR oraz PRP mają tę samą długość trailera, a w konsekwencji tę samą długość i rozmiar LSDU (Link Service Data Unit), co pokazano na Rys. 35. Dzięki takiemu rozwiązaniu łączenie różnych topologii stało się łatwiejsze. Warto nadmienić, iż w przeciwieństwie do PRP, rozmiar LSDU (Link Service Data Unit) nie jest używany do identyfikacji ramek HSR. Pole to zostało utrzymane jako element wspierający implementację sprzętową, umożliwiając urządzeniom, które nie obsługują tych topologii, osiągnięcie kompatybilności dzięki zastosowaniu urządzeń RedBox [97], [98].

Ramka PRP



Rys. 35. Ramka topologii sieci PRP [97], [98]

Głównym atutem topologii sieci Parallel Redundancy Protocol (PRP) jest istnienie dwóch niezależnych od siebie ścieżek transmisji danych, dzięki czemu komunikacja od nadawcy do odbiorcy odbywa się poprzez obie trasy równocześnie. W związku z powyższym, układ ten jest bardziej niezawodny, a jednocześnie niestety bardziej kosztowny w porównaniu z topologią sieci HSR. Schemat wymiany danych (ramek) w obrębie sieci PRP został pokazany na Rys. 36 [99].



Rys. 36. Architektura systemu komunikacji opartej na topologii PRP [99]

Dodanie urządzeń RedBox do struktury sieci doprowadziło do sytuacji, w której pojawiły się dodatkowe opóźnienia w transmisji danych. W przypadku analizowanego opóźnienia PRP dla RedBox-a, jak to zostało zaprezentowane na Rys. 37 [100], odnosimy się do czasu przebywania t_{p1} potrzebnego na przejście między redundantnym portem A, a nieredundantnym portem C, który wynosi:

$$t_{p1} = t_{txc} - t_{rxa} \quad (5)$$

gdzie:

t_{txc} - reprezentuje czas wysłania (departure time) wiadomości z nieredundantnego portu C.

t_{rxa} - reprezentuje czas przybycia (arrival time) wiadomości z redundantnego portu A.

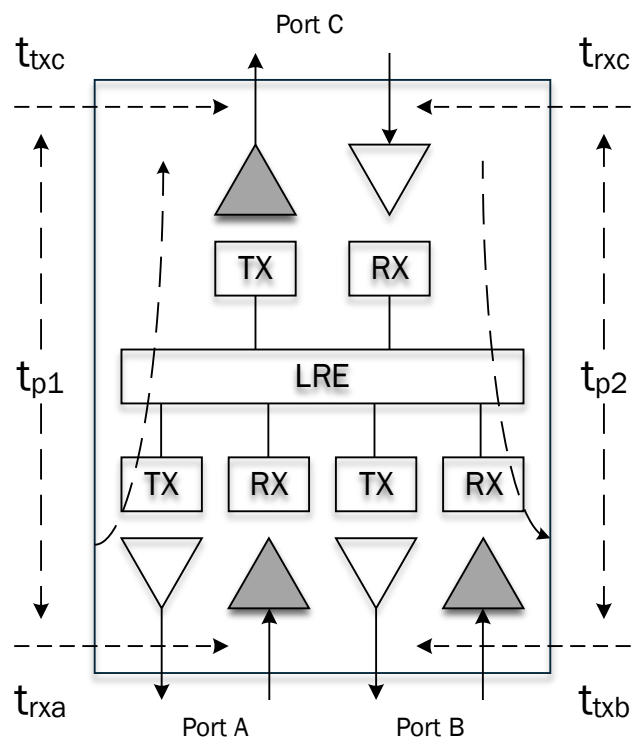
Podobna sytuacja występuje w przypadku opóźnień między portami B a C, przy czym czas przebywania t_{p2} wynosi:

$$t_{p2} = t_{txb} - t_{rxc} \quad (6)$$

gdzie:

t_{txb} - reprezentuje czas wysłania (departure time) wiadomości z redundantnego portu B.

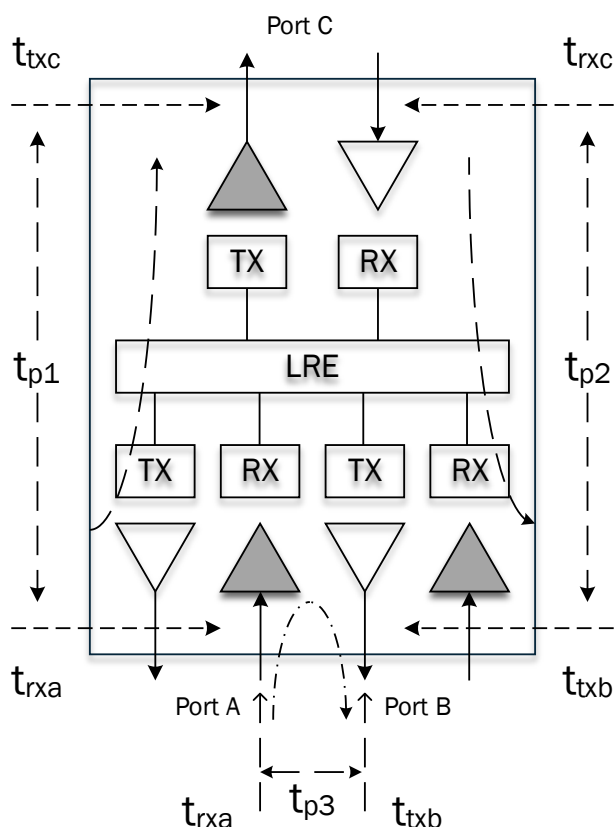
t_{rxc} - reprezentuje czas przybycia (arrival time) wiadomości z nieredundantnego portu C.



Rys. 37. Opóźnienia transmisji danych pojawiające się w sieci o topologii PRP w przypadku zastosowania urządzenia RedBox [100]

Użycie urządzeń RedBox w topologii sieciowej HSR powoduje, że opóźnienia między portami redundantnymi i nieredundantnymi są porównywalne. Jednakże w przypadku tego rozwiązania jeden port redundantny może przesyłać przez drugi port redundantny wiadomości, a czas przebywania t_{p3} co pokazano na Rys. 38 [100], będzie wynosił:

$$t_{p3} = t_{txb} - t_{rxa} \quad (7)$$



Rys. 38. Opóźnienia transmisji danych pojawiające się w sieci o topologii HSR w przypadku zastosowania urządzenia RedBox [100]

W związku z tym, analizując całkowite czasy opóźnienia układów w rzeczywistych topologiach, należy wziąć pod uwagę ten parametr, szczególnie w przypadku przekazu wiadomości typu GOOSE i SV. Dlatego też nowy znacznik czasu po zastosowaniu RedBox-a będzie miał postać:

$$t_{sn} = t_{so} - t_{pRB} \quad (8)$$

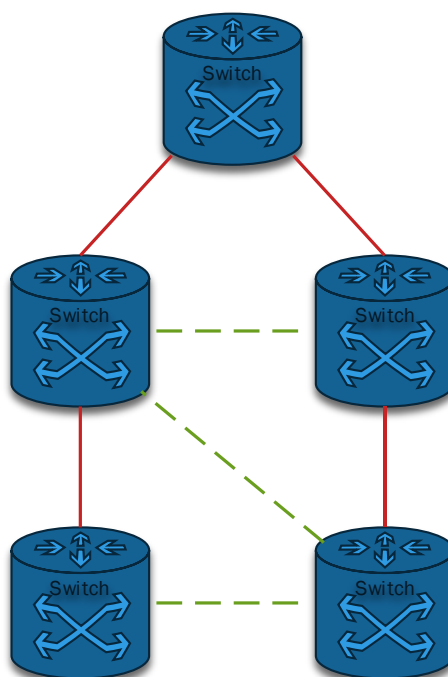
gdzie:

t_{sn} - reprezentuje nowy znacznik czasu po zastosowaniu RedBox-a

t_{so} - reprezentuje stary znacznik czasu przed zastosowaniem RedBox-a

t_{pRB} - reprezentuje czas przebywania w obrębie RedBox-a

Występują również inne topologie sieci przemysłowych wykorzystujące protokoły takie jak RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol – IEEE 802.1w) i STP (Spanning Tree Protocol – IEEE 802.1D). Pozwalają one na zapewnienie redundancji dróg komunikacyjnych w sieciach, które operują na pojedynczej aktywnej ścieżce komunikacji (oznaczonej czerwoną linią) co pokazano na Rys. 39. Różnica pomiędzy omawianymi protokołami PRP oraz HSR polega na tym, że ścieżka awaryjna znajduje się w trybie gotowości (zielona linia przerywana) co pokazano na Rys. 39, tak aby uniknąć sytuacji, w której dane krążą po sieci w pętli. Gdy nastąpi awaria w ścieżce priorytetowej, aktywowana jest ścieżka zapasowa. Rozwiązanie to stosuje się po to, aby zoptymalizować oraz poprawić czas przełączeń STP, gdyż dla sieci przemysłowych są zbyt wolne. W przypadku bardziej złożonych struktur sieciowych jest możliwość zastosowania protokołu MSTP (Multiple Spanning Tree Protocol). Rozszerza on możliwości RSTP o wsparcie dla wielu instancji STP, co pozwala na lepszą skalowalność w dużych sieciach. Umożliwia tworzenie oddzielnych podsieci VLAN, co zwiększa efektywność routingu i pozwala na lepsze zarządzanie ruchem [101].



Rys. 39. Topologia sieci RSTP [opracowanie własne]

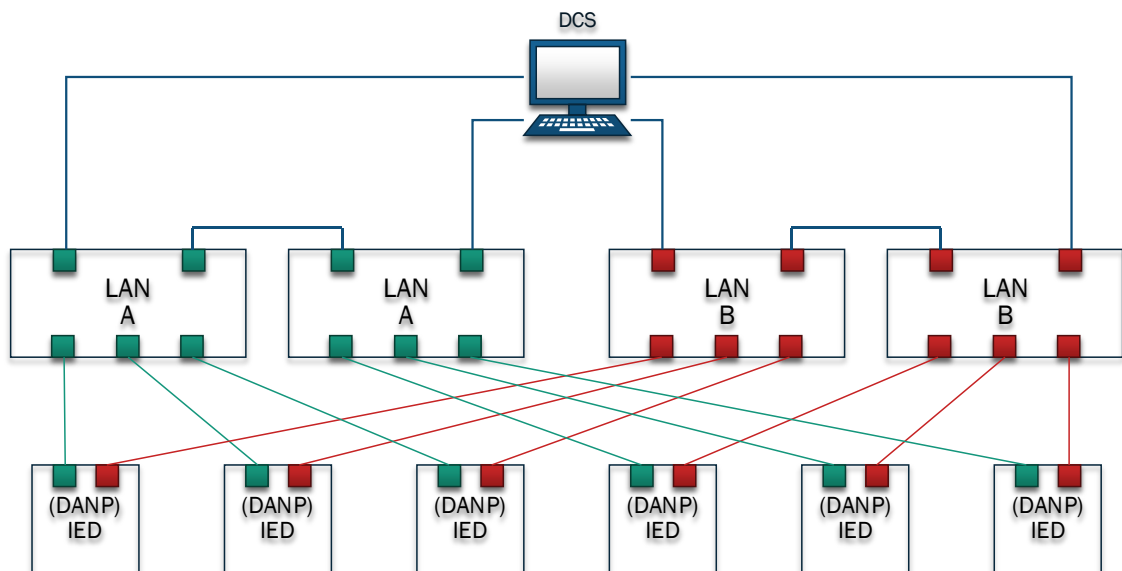
Niezależnie od zastosowanego rozwiązania należy mieć na uwadze różne scenariusze działania struktur zasilająco-sterujących oraz przynależnych do nich topologii sieci. Obserwując różne scenariusze zarówno podczas normalnej pracy układu jak i w sytuacji awaryjnej i wysłania sygnału zadziałania można wywnioskować, iż optymalnym wyborem jest zastosowanie sieci PRP

oraz HSR. Protokół RSTP w przypadku awarii połączenia aktywnego i przejściu na połączenie rezerwowe powoduje zbyt duże opóźnienia, co pokazano w Tabeli 8 [102].

Tabela 8 porównanie protokołów RSTP, PTP oraz HSR w sytuacji normalnej pracy oraz awarii [102]

Protokół	Awaria	Czas min. [ms]	Czas średni [ms]	Czas max. [ms]	Odchylenie standardowe
RSTP	NIE	15.76	16.28	16.91	0.3125
	TAK	363.0	364.17	365.8	0.5998
PTP	NIE	16.39	16.85	17.74	0.3522
	TAK	16.32	16.89	18.09	0.4100
HSR	NIE	16.18	16.65	17.43	0.3132
	TAK	15.97	16.68	17.92	0.5559

W związku z tym w systemach automatyki zabezpieczeniowej najlepiej jest stosować topologię sieci PRP na poziomie Intelligent Electronic Devices (IED), a topologię High-availability Seamless Redundancy (HSR) na poziomie switchy, co pokazano na Rys. 40.

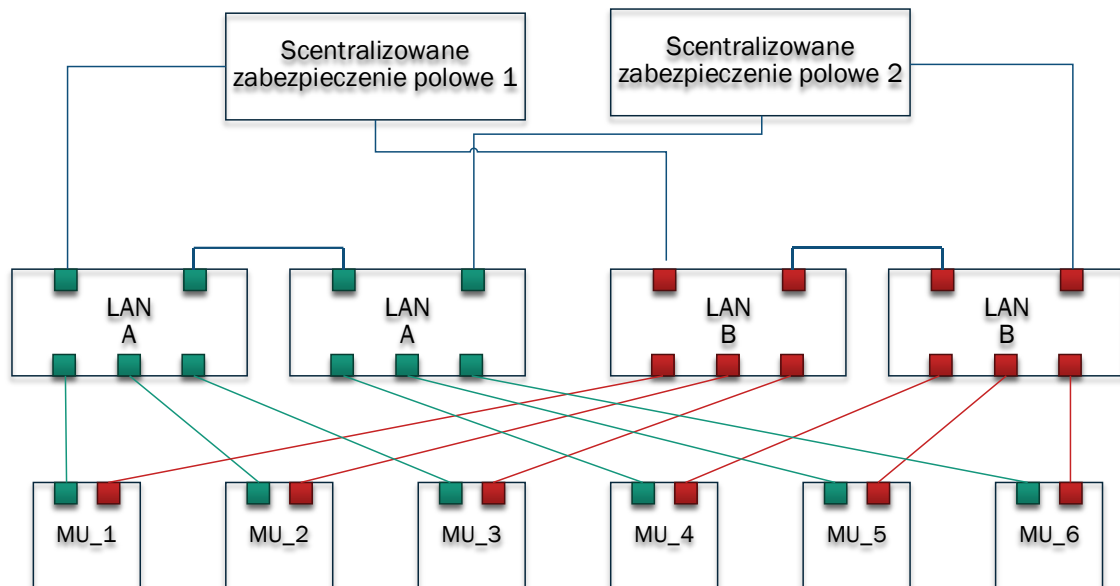


Rys. 40. Połączenie topologii sieci PTP z HSR [opracowanie własne]

2.5 Nowe trendy w układach automatyki zabezpieczeniowej

Nowoczesne układy automatyki zabezpieczeniowej oparte o standard IEC61850 stały się rzeczywistością. Jednakże, mimo standaryzacji, jest wciąż dużo problemów w obsłudze złożonych struktur zasilająco-sterujących w obrębie tego samego standardu. Liczba danych, która jest wysyłana w takich topologiach sieci jest bardzo duża co generuje dodatkowe problemy w spełnieniu wymogów w kontekście czasu zadziałania czy też wymiany danych pomiędzy urządzeniami. Wprowadzenie wytycznych odnośnie szyny procesowej w standardzie IEC 61850-9-2 LE pozwala na łączenie jednostek typu MU na gromadzenie danych z przekładników

napięciowych czy prądowych i wysyłanie ich do głównego zabezpieczenia. Zabezpieczenie to pełni rolę centralnego zabezpieczenia wszystkich pól wyposażonych w MU, a w przypadku awarii wysyłany jest sygnał zwrotny zadziałania zabezpieczenia. Przykładowa topologia takiego układu została pokazana na Rys. 41 [103], [104]. Większość publikacji pomija istotny aspekt redundantności zabezpieczeń, które są niezbędne w sytuacji, gdy podstawowe środki ochrony zawiodą. W przypadku zastosowania tylko jednego scentralizowanego zabezpieczenia połowego, ryzykujemy bezpieczeństwo całego systemu.



Rys. 41. Układ automatyki zabezpieczeniowej z użyciem MU oraz Scentralizowanego zabezpieczenia połowego [opracowanie własne]

Do tej pory udowodniono, że w związku ze stale rozwijającymi się złożonymi systemami zasilająco-sterującymi, istnieje potrzeba coraz bardziej rygorystycznych wymogów dotyczących synchronizacji czasowej oraz precyzji w zakresie przesyłania danych i ich analizy w systemach automatyki zabezpieczeniowej. Jednakże są inne gałęzie przemysłu które wykorzystują tak precyzyjną synchronizację czasu. Europejska Organizacja Badań Jądrowych (CERN) opracowała i rozwija inne metody synchronizacji czasu, które spełniają rygorystyczne wymagania w kontekście badań tam prowadzonych. Opracowana technologia, znana pod nazwą White Rabbit (WR), ma na celu precyzyjną synchronizację czasu. Dzięki niej możliwe jest tworzenie sieci zgodnych ze standardami Ethernet, umożliwiających synchronizację tysięcy punktów danych rozlokowanych na odległości do 10 km poprzez połączenia światłowodowe. Oferuje ona dokładność czasową poniżej nanosekundy i precyzję na poziomie pikosekund. Z punktu widzenia automatyki zabezpieczeniowej, takie poziomy dokładności stają się istotne dla podnoszenia niezawodności, precyzyjnego działania oraz efektywnego zarządzania infrastrukturą krytyczną. White Rabbit stosuje Synchronous Ethernet (SyncE) do dystrybucji częstotliwości oraz protokół

Precision Time Protocol (PTPv2) w wersji IEEE 1588-2008 do synchronizacji czasu. To umożliwia osiągnięcie synchronizacji na poziomie sub-nanosekund w rozległych systemach, co jest kluczowe dla precyzyjnego oznaczania czasowego mierzonych danych a także zapewnia spójności zbieranych danych w dużych systemach do późniejszej analizy. Prowadzone są ciągle badania nad implementacją tego rozwiązania, aby mogły znaleźć zastosowanie w sieciach przemysłowych takich jak HSR czy PRP a wyniki tych prac są obiecujące. W przypadku zaimplementowania WR w układ topologii sieci HSR można osiągnąć średni błąd wynoszący 200 ps, co jest dużym usprawnieniem w kontekście precyzji jaka jest osiągalna w sieciach opartych o HSR na poziomie 30-100 ns. Technologia ta jest wciąż rozwijana w laboratoriach i w niedalekiej przyszłości na pewno zostanie wdrożona na potrzeby przemysłu [105], [106].

3 Typowa aplikacja rozdzielnic SN oraz nn

W niniejszym rozdziale zostaną zaprezentowane propozycje standardów wykonania rozdzielnic dla sektora energetyki i przemysłu, które odzwierciedlą koncepcję Przemysłu 4.0. Analiza rynku pokazuje, że brak spójności w jednoznacznym zdefiniowaniu Przemysłu 4.0 w tych obszarach oraz komponentów warunkujących zgodność z tą koncepcją, a praca ta ma na celu dokładne określenie tych standardów.

Należy podkreślić, że rozwiązania omówione w literaturze fachowej [107] zazwyczaj koncentrują się na uproszczonych schematach jednokreskowych. Wiele opracowań pomija kwestie napotymane w ramach bardziej szczegółowych schematów, które dostarczają kompleksowego obrazu działania standardowych aplikacji przemysłowych. Dlatego też niniejszy rozdział zawiera przykład oparty na obszernej wiedzy autora tej rozprawy doktorskiej, zdobytej podczas projektowania takich systemów. Przedstawiony zostanie jeden z możliwych scenariuszy, charakterystyczny dla typowych rozwiązań, ale wyjątkowo złożony. Przykład ten będzie odnosił się do stanowiska laboratoryjnego zaprojektowanego specjalnie na potrzeby niniejszej pracy doktorskiej.

W pierwszej części rozdziału skoncentrowano się na omówieniu standardu pola rozdzielnic SN dostosowanego do zasilania rozdzielnic niskiego napięcia za pomocą transformatora, który obniża napięcie z wartości 6 kV do wartości 0,4 kV. Przedstawione zostaną schematy ideowe, które można spotkać w literaturze fachowej, zaprezentowana zostanie elewacja tego rodzaju pól rozdzielnic, a także dokładnie przeanalizowany zostanie schemat zasadniczy takiego układu, której to analizy nie spotyka się w literaturze. Praca prezentuje modyfikacje w tradycyjnych schematach zabezpieczeń, które można wprowadzić dzięki technologii cyfrowej, ukazując, jakie elementy są do usunięcia lub zastąpienia oraz jakie mogą być skutki tych zmian w dziedzinie automatyki zabezpieczeniowej.

W drugiej części rozdziału zostanie przedstawione zagadnienie standardu pola zasilającego niskiego napięcia. Skupi się ono na wykorzystaniu przekaźników zabezpieczających, które wspierają rozwiązania cyfrowe z możliwością implementacji szyny procesowej. Oznacza to, że pomiary analogowe będą mogły być wysyłane oraz odbierane w sposób cyfrowy. Współczesne wyłączniki niskiego napięcia nie posiadają wsparcia tego standardu [108].

Istnieje zatem możliwość wdrożenia rozwiązań, które są zgodne z obowiązującymi trendami, w celu osiągnięcia spójności danych w procesie zarządzania oraz analizy tak aby zapewnić wysoki poziom bezpieczeństwa infrastruktury przemysłowej. Warto podkreślić, iż omawiany system automatyki zabezpieczeniowej jest częścią bardziej złożonych procesów technologicznych, które się przenikają oraz wzajemnie na siebie oddziałują, co powoduje, że algorytmy sterowania tych systemów są coraz bardziej złożone.

3.1 Standardy typowych pól zasilających SN stosowanych w przemyśle

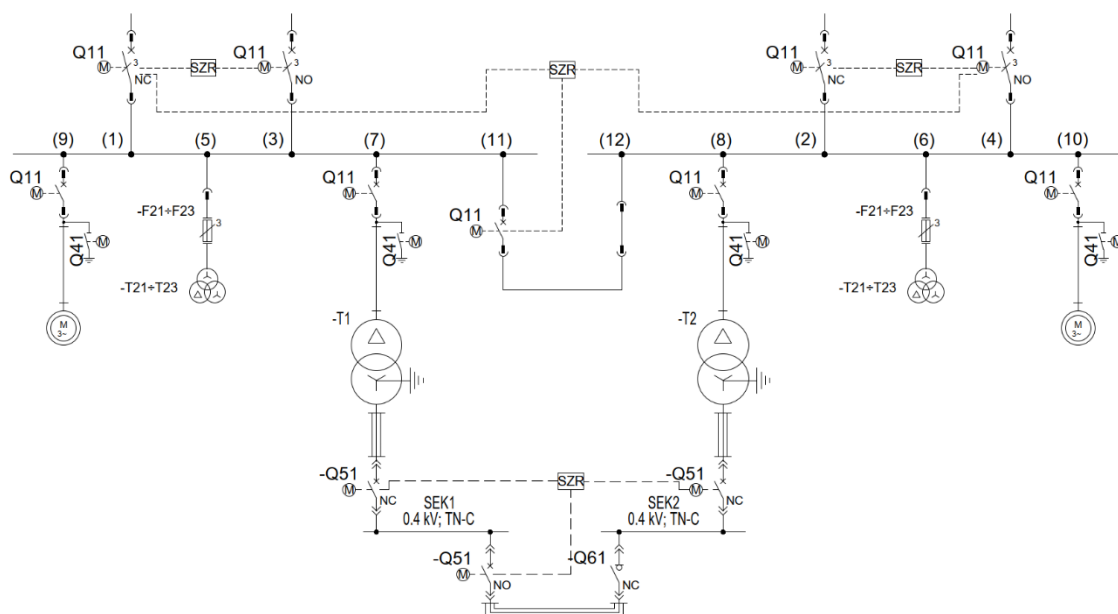
Systemy dystrybucji zasilania w obiektach przemysłowych są dostosowane do specyfiki danego przedsiębiorstwa, wymogów jakie im się stawia jak również do procesu technologicznego, który muszą kontrolować. Najczęściej stosowanymi rozdzielnicami SN są urządzenia, które pracują w przemyśle zwykle przy napięciach 6 kV oraz 10 kV i dla takiego poziomu napięć w niniejszej pracy będą omówione przykłady zaproponowanych rozwiązań. Projektowanie rozdzielnic SN jest również uwarunkowane przez technologię wybranego producenta, ale podążają one za uniwersalnymi, normatywnymi standardami, niezależnie od marki. Stąd prezentowane tu szczególne rozwiązania zgadzają się ze standardami opisanymi w normach branżowych. Różnice w projektach rozdzielnic wynikają z funkcji konkretnego pola rozdzielnic (często określanego jako segment), które pełnią różne role zależnie od potrzeb. W przedsiębiorstwach przemysłowych, gdzie istotna jest wysoka niezawodność systemu, często spotka się rozdzielnice o dwusekcyjnej konstrukcji.

W układach przemysłowych występuje kilka standardów wykonania pól SN, w zależności od przeznaczenia, a są to:

- Pole zasilania podstawowego (PZP),
- Pole zasilania rezerwowego (PZR),
- Pole sprzęgła (PS)
- Pole pomiarowe (PP),
- Pole odbiorcze transformatorowe (POT),
- Pole odbiorcze silnikowe (POS)

Należy zaznaczyć, że istnieją również rozdzielnice jednosekcyjne, które są zbliżone w swoim wykonaniu do rozdzielnic dwusekcyjnych, jednakże ze względu na zakres pracy jak również na docelowy charakter badań nie zostały one uwzględnione.

W niniejszym rozdziale skupiono się na prezentacji kluczowych funkcjonalności, możliwości i metody wymiany danych standardów pól średniego napięcia (SN), uwzględniając różnice w procesach sterowania w zależności od rozwiązań konstrukcyjnych i technologicznych. Wymiana informacji między polem SN a systemem sterowania może odbywać się za pomocą sygnałów cyfrowych bądź w sposób klasyczny (połączenie bezpośrednie). W celu pokazania różnic w podejściu do projektowania tego typu systemów wykorzystano materiały producenta rozdzielnic, aby zilustrować różnice konstrukcyjne między typami polami SN [109]. Autor pracy koncentruje się na analizie struktur zasilania i ich modyfikacjach, przy czym szczególną uwagę poświęca polu transformatorowemu SN, które zasila rozdzielnicę główną nn. Spośród różnych topologii systemów zasilających prezentowanych w pracy ta jest najbardziej złożona. Schemat jednokreskowy pokazujący topologię zasilania rozdzielnic SN oraz nn został pokazany na Rys. 42.

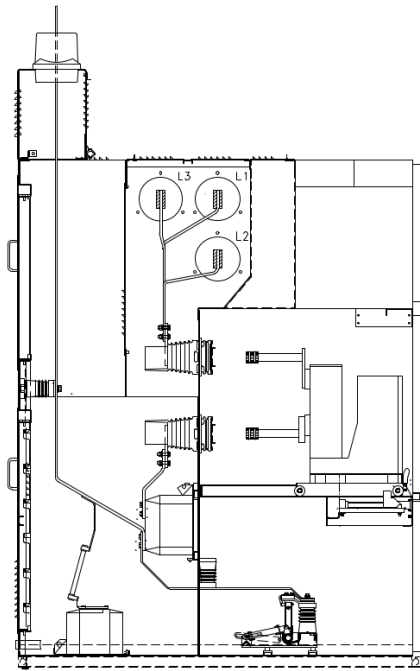


Rys. 42. Schemat jednokreskowy topologii zasilania Rozdzielnicz średniego oraz niskiego napięcia [opracowanie własne]

3.1.1 Pole zasilania podstawowego (PZP)

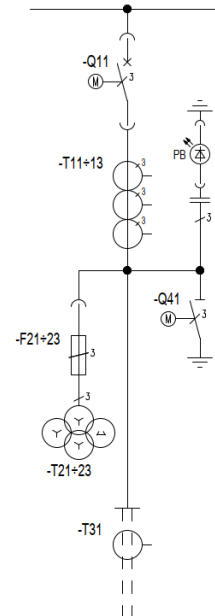
Pole zasilające rozdzielnic SN pełni ważną funkcję w topologii układu zasilania, gdyż zasila wszystkie pola odbiorów SN i nn, które zostały przytoczone w podrozdziale 3.1. W związku z funkcją jaką pełni pole zasilające wartości prądu znamionowego wyłącznika -Q11, będą dużo większe niż pozostałych pól co ma wpływ na konstrukcję tego pola, jego wyposażenie jak i funkcje zabezpieczeniowe. Konstrukcje takiego pola przedstawia Rys. 43.

Uproszczony rysunek konstrukcyjny PZP ma swoje odzwierciedlenie w uproszczonym schemacie jednokreskowym na którym znajdują się kluczowe urządzenia pomiarowe oraz łączeniowe. Schemat takiego pola został pokazany na Rys. 44.



Rys. 43. Schemat konstrukcyjny Pola Zasilającego [109]

Numer pola	1
Nazwa pola	Pole zasilające
Oznaczenie	—
Moc	—
Prąd	—



Rys. 44. Schemat jednokreskowy Pola Zasilającego [opracowanie własne]

Legenda oznaczeń:

- Q11 - Wyłącznik próżniowy stacjonarny
- Q41 - Uziemnik
- T11÷-T13 - Przekładnik prądowy z trzema uzwojeniami wtórnymi
- T21÷-T23 - Przekładnik napięciowy fazowy z trzema uzwojeniami wtórnymi
- F21÷-F23 - Podstawa bezpiecznikowa z bezpiecznikiem przekładnikowym
- T31 - Przekładnik ziemnozwarciowy na szynoprzewód
- PB (-K21) - Przekaznik Blokady Łączeniowej z sygnalizacją

Przykładowe sygnały oraz ich podział dla omawianego pola zostały wyszczególnione w Tabeli 9, Tabeli 10, Tabeli 11, Tabeli 12

Tabela 9 Sygnały cyfrowe z pola rozdzielnic do systemu sterowania - Pole zasilania podstawowego [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Stan wyłącznika - załączony
2	Stan wyłącznika - wyłączony
3	Człon wysuwny wyłącznika - praca

lp.	Nazwa sygnału
4	Człon wysuwny wyłącznika - próba
5	Uziemnik szynoprzewodu zasilającego - otwarty
6	Uziemnik szynoprzewodu zasilającego - zamknięty
7	Brak gotowości pola do załączenia
8	Awaria obwodu wyłączającego - cewka 1
9	Awaria obwodu wyłączającego - cewka 2
10	Kontrola ciągłości obwodów wyłączających - alarm
11	Zakłócenie w obwodzie zbrojenia wyłącznika
12	Zanik napięć pomiarowych
13	Zakłócenie w obwodach pomiaru energii
14	Awaryjne wyłączenie z elewacji pola
15	Awaryjne wyłączenie - otwarcie klapy tylnej przedz. przyłącz. pola pomiarowego
16	Awaryjne wyłączenie z zabezpieczeń bloku
17	Zadziałanie zabezp. łukochronnego pola - klapy bezpieczeństwa
18	Zadziałanie zabezp. łukochronnego pola - optyczne
19	Zadziałanie zabezp. łukochronnego sekcji
20	Awaryjne wyłączenie przez zabezpieczenia w polu
21	Zadziałanie zabezpieczenia zwarcowego $I_{>>>}$ (ANSI Code: 50)
22	Zadziałanie zabezpieczenia nadprądowego, zwłocznego $I_{>>}$ (ANSI Code: 51-1)
23	Zadziałanie zabezpieczenia przeciążeniowego - sygnalizacja $I_{>}$ (ANSI Code: 51-2)
24	Zanik napięcia obwodów drugiej cewki wyłącz. wyłącznika
25	Brak gotowości na elektryczne przestawienie członu wysuwego
26	Awaria w obwodach napędów elektrycznych członu wysuwego lub uziemnika
27	Pomiar napięcia U1-U2 na zasilaniu
28	Pomiar napięcia U2-U3 na zasilaniu
29	Pomiar napięcia U3-U1 na zasilaniu
30	Pomiar napięcia U1 na zasilaniu
31	Pomiar napięcia U2 na zasilaniu
32	Pomiar napięcia U3 na zasilaniu
33	Pomiar napięcia U0
34	Pomiar prądu w fazie L1
35	Pomiar prądu w fazie L2
36	Pomiar prądu w fazie L3
37	Pomiar prądu I0
38	Pomiar mocy czynnej
39	Pomiar mocy biernej
40	Pomiar cos ϕ
41	Pomiar energii czynnej
42	Pomiar energii biernej
43	Pomiar częstotliwości
44	Potwierdzenie sterowania lokalnego uziemnikiem (blokada ster. z DCS)
45	Potwierdzenie sterowania lokalnego członem wysuwym (blokada ster. z DCS)
46	Brak gotowości na elektryczne przestawienie uziemnika
47	Zadziałanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego kierunkowego $I_{ok>}$ (ANSI Code: 67N)
48	Zadziałanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego bezkierunkowego $I_{o>}$ (ANSI Code: 51N)
49	Zadziałanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego $U_{o>}$ - sygnalizacja (ANSI Code: 59N)

Tabela 10 Sygnały cyfrowe z systemu sterowania do pola rozdzielnic - Pole zasilania podstawowego [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Wyłącznik - zamknij
2	Wyłącznik - otwórz
3	Uziemnik - zamknij
4	Earthing switch - open / Uziemnik - otwórz
5	Człon wysuwny wyłącznika - do położenia próba
6	Człon wysuwny wyłącznika - do położenia praca

Tabela 11 Sygnały połączenia bezpośredniego z pola rozdzielnic do systemu sterowania Pole zasilania podstawowego [opracowanie własne]

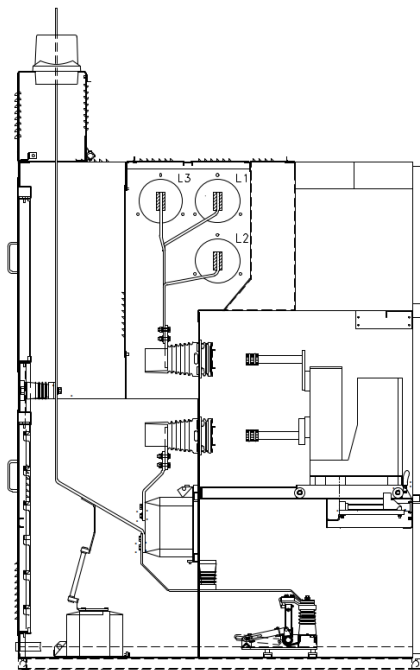
lp.	Nazwa sygnału
1	Stan wyłącznika - załączony
2	Stan wyłącznika - wyłączony

Tabela 12 Sygnały połączenia bezpośredniego z systemu sterowania do pola rozdzielnic Pole zasilania podstawowego [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Wyłącznik - zamknij
2	Wyłącznik - otwórz

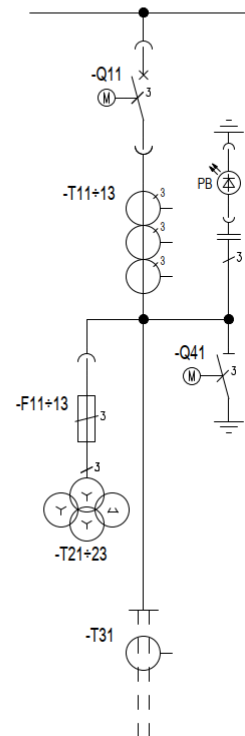
3.1.2 Pole zasilania rezerwowego (PZR),

Pole zasilania podstawowego oraz pole zasilania rezerwowego pod względem wyposażenia, układu sterowania są podobne. Różnice mogą się pojawić w aspekcie źródła zasilania danych pól poprzez dodatkowe sygnały w polu rezerwowym. Związane jest to między innymi z zwiększeniem bezpieczeństwa obsługi rozdzielnic w sytuacjach awaryjnych oraz serwisowych. Jako przykład może posłużyć możliwość zasilania PZR z szynoprzewodu rezerwowego, gdzie znajduje się dodatkowa szafa odcinacza wyposażona w odłącznik szynoprzewodu. W przypadku zastosowania takiego rozwiązania wymagane jest w algorytmie sterowania uwzględnienie sygnałów pozycji tego odłącznika. Schemat konstrukcyjny pola sprzęgła został pokazany na Rys. 45, natomiast jego odzwierciedlenie na schemacie jednokreskowym na Rys. 46.



Rys. 45. Schemat konstrukcyjny Pola Rezerwowego [109]

Numer pola	2
Nazwa pola	Pole rezerwowe
Oznaczenie	---
Moc	---
Prąd	---



Rys. 46. Schemat jednokreskowy Pola Rezerwowego [opracowanie własne]

Legenda oznaczeń:

- Q11 - Wyłącznik próżniowy stacjonarny
- Q41 - Uziemnik
- T11÷-T13 - Przekładnik prądowy z trzema uzwojeniami wtórnymi
- T21÷-T23 - Przekładnik napięciowy fazowy z trzema uzwojeniami wtórnymi
- F21÷-F23 - Podstawa bezpiecznikowa z bezpiecznikiem przekładnikowym
- T31 - Przekładnik ziemnozwarciowy na szynoprzewód
- PB (-K21) - Przekaznik Blokady Łączeniowej z sygnalizacją

Przykładowe sygnały oraz ich podział dla omawianego pola zostały wyszczególnione w Tabeli 13, Tabeli 14, Tabeli 15, Tabeli 16.

**Tabela 13 Sygnały cyfrowe z pola rozdzielnic do systemu sterowania - Pole zasilania rezerwowego
[opracowanie własne]**

lp.	Nazwa sygnału
1	Stan wyłącznika - załączony
2	Stan wyłącznika - wyłączony
3	Człon wysuwny wyłącznika - praca
4	Człon wysuwny wyłącznika - próba
5	Uziemnik szynoprzewodu zasilającego - otwarty
6	Uziemnik szynoprzewodu zasilającego - zamknięty
7	Brak gotowości pola do załączenia
8	Awaria obwodu wyłączającego - cewka 1
9	Awaria obwodu wyłączającego - cewka 2
10	Kontrola ciągłości obwodów wyłączających - alarm
11	Zakłócenie w obwodzie zbrojenia wyłącznika
12	Zanik napięć pomiarowych
13	Zakłócenie w obwodach pomiaru energii
14	Awaryjne wyłączenie z elewacji pola
15	Awaryjne wyłączenie - otwarcie kłapy tylnej przedz. przyłącz. pola pomiarowego
16	Awaryjne wyłączenie od zabezpieczeń transformatora rezerwowego
17	Zadziałanie zabezp. łukochronnego pola - kłapy bezpieczeństwa
18	Zadziałanie zabezp. łukochronnego pola - optyczne
19	Zadziałanie zabezp. łukochronnego sekcji
20	Awaryjne wyłączenie przez zabezpieczenia w polu
21	Zadziałanie zabezpieczenia zwarcowego I>>> (ANSI Code: 50)
22	Zadziałanie zabezpieczenia nadprądowego, zwłocznego I>> (ANSI Code: 51-1)
23	Zadziałanie zabezpieczenia przeciążeniowego - sygnalizacja I> (ANSI Code: 51-2)
24	Zanik napięcia obwodów drugiej cewki wyłącz wyłącznika
25	Brak gotowości na elektryczne przestawienie członu wysuwnego
26	Awaria w obwodach napędów elektrycznych członu wysuwnego lub uziemnika
27	Pomiar napięcia U1-U2 na zasilaniu
28	Pomiar napięcia U2-U3 na zasilaniu
29	Pomiar napięcia U3-U1 na zasilaniu
30	Pomiar napięcia U1 na zasilaniu
31	Pomiar napięcia U2 na zasilaniu
32	Pomiar napięcia U3 na zasilaniu
33	Pomiar napięcia U0
34	Pomiar prądu w fazie L1
35	Pomiar prądu w fazie L2
36	Pomiar prądu w fazie L3
37	Pomiar prądu I0
38	Pomiar mocy czynnej
39	Pomiar mocy biernej
40	Pomiar cos fi
41	Pomiar energii czynnej
42	Pomiar energii biernej
43	Pomiar częstotliwości
44	Potwierdzenie sterowania lokalnego uziemnikiem (blokada ster. z DCS)
45	Potwierdzenie sterowania lokalnego członem wysuwnym (blokada ster. z DCS)

lp.	Nazwa sygnału
46	Brak gotowości na elektryczne przestawienie uziemnika
47	Zadziałanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego kierunkowego I_{ok} (ANSI Code: 67N)
48	Zadziałanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego bezkierunkowego I_{o} (ANSI Code: 51N)
49	Zadziałanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego U_{o} - sygnalizacja (ANSI Code: 59N)

Tabela 14 Sygnały cyfrowe z systemu sterowania do pola rozdzielnic - Pole zasilania rezerwowego [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Wyłącznik - zamknij
2	Wyłącznik - otwórz
3	Uziemnik - zamknij
4	Uziemnik - otwórz
5	Człon wysuwny wyłącznika - do położenia próba
6	Człon wysuwny wyłącznika - do położenia praca

Tabela 15 Sygnały połączenia bezpośredniego z pola rozdzielnic do systemu sterowania - Pole zasilania rezerwowego [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Stan wyłącznika - załączony
2	Stan wyłącznika - wyłączony

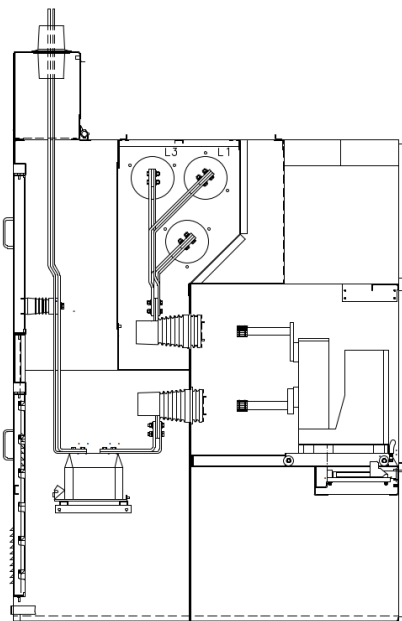
Tabela 16 Sygnały połączenia bezpośredniego z systemu sterowania do pola rozdzielnic - Pole zasilania rezerwowego [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Wyłącznik - zamknij
2	Wyłącznik - otwórz

3.1.3 Pole sprzęgła (PS)

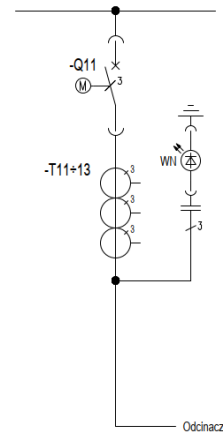
3.1.3.1 Pole sprzęgła z wyłącznikiem

Pole sprzęgłowe z wyłącznikiem jest wyposażone tak jak pola zasilające oraz odbiorowe w przekaźnik zabezpieczeniowy, którego celem jest zasilanie sekcji pierwszej bądź drugiej w przypadku braku zasilania z pól zasilających bądź to rezerwowych zarówno w sytuacjach awaryjnych jak również serwisowych. Sygnał załączenia tego pola może pojawić się nie tylko z samego sterownika polowego, ale również z układu SZR. Przykładowy schemat konstrukcyjny pola znajduje się na Rys. 47, natomiast schemat jednokreskowy na Rys. 48



Rys. 47. Schemat konstrukcyjny Pola sprzęgła z wyłącznikiem [109]

Numer pola	3.1
Nazwa pola	Pole sprzęgła
Oznaczenie	--
Moc	--
Prąd	--



Rys. 48. Schemat jednokreskowy Pola sprzęgła z wyłącznikiem [opracowanie własne]

Legenda oznaczeń:

- Q11 - Wyłącznik próżniowy stacjonarny
- T11÷-T13 - Przekładnik prądowy z trzema uzwojeniami wtórnymi
- WN - Wskaźnik napięcia

Przykładowe sygnały oraz ich podział dla omawianego pola zostały wyszczególnione w Tabeli 17, Tabeli 18, Tabeli 19, Tabeli 20.

Tabela 17 Sygnały cyfrowe z pola rozdzielniczy do systemu sterowania - Pole sprzęgła [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Stan wyłącznika - załączony
2	Stan wyłącznika - wyłączony
3	Człon wysuwny wyłącznika - praca
4	Człon wysuwny wyłącznika - próba
5	Bay not ready to switch on / Brak gotowości pola do załączenia
6	Zakłócenie w obwodzie zbrojenia wyłącznika
7	Zanik napięć pomiarowych
8	Awaryjne wyłączenie z elewacji pola
9	Awaryjne wyłączenie - otwarcie klapy tylnej przedz. przyłącz. pola pomiarowego
10	Zadziałanie zabezp. łukochronnego pola - klapy bezpieczeństwa
11	Zadziałanie zabezp. łukochronnego pola - optyczne
12	Awaryjne wyłączenie przez zabezpieczenia w polu
13	Zadziałanie zabezpieczenia zwarciovego I>>> (ANSI Code: 50)
14	Zadziałanie zabezpieczenia nadprądowego, zwłocznego I>> (ANSI Code: 51-1)
15	Zadziałanie zabezpieczenia przeciążeniowego - sygnalizacja I> (ANSI Code: 51-2)
16	Awaryjne wyłączenie z elewacji pola zasilającego
17	Zadziałanie zabezp. łukochronnego sekcji
18	Zanik napięcia obwodów drugiej cewki wyłącz wyłącznika
19	Brak gotowości na elektryczne przestawienie członu wysuwnego
20	Awaria w obwodach napędu elektrycznego członu wysuwnego
21	Pomiar prądu w fazie L1
22	Pomiar prądu w fazie L2
23	Pomiar prądu w fazie L3
24	Pomiar mocy czynnej
25	Pomiar mocy biernej
26	Pomiar cos fi
27	Pomiar energii czynnej
28	Pomiar energii biernej
29	Potwierdzenie sterowania lokalnego członem wysuwnym (blokada ster. z DCS)
30	Zadziałanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego kierunkowego Iok> (ANSI Code: 67N)

Tabela 18 Sygnały cyfrowe z systemu sterowania do pola rozdzielniczy - Pole sprzęgła [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Wyłącznik - zamknij
2	Wyłącznik - otwórz
3	Człon wysuwny wyłącznika - do położenia próba
4	Człon wysuwny wyłącznika - do położenia praca

Tabela 19 Sygnały połączenia bezpośredniego z pola rozdzielnicy do systemu sterowania - Pole sprzęgła [opracowanie własne]

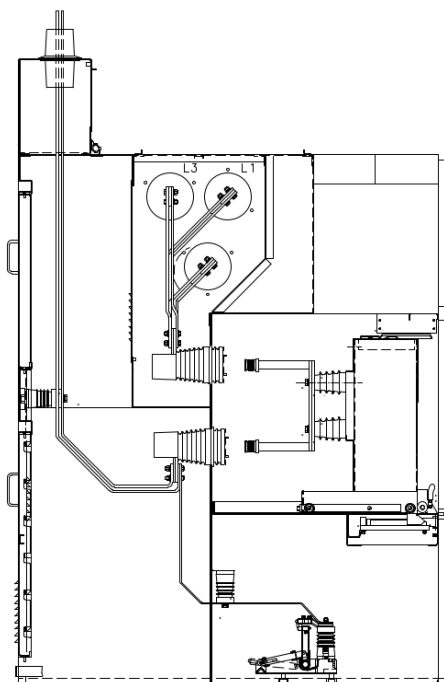
lp.	Nazwa sygnału
1	Stan wyłącznika - załączony
2	Stan wyłącznika - wyłączony

Tabela 20 Sygnały połączenia bezpośredniego z systemu sterowania do pola rozdzielnicy - Pole sprzęgła [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Wyłącznik - zamknij
2	Wyłącznik - otwórz

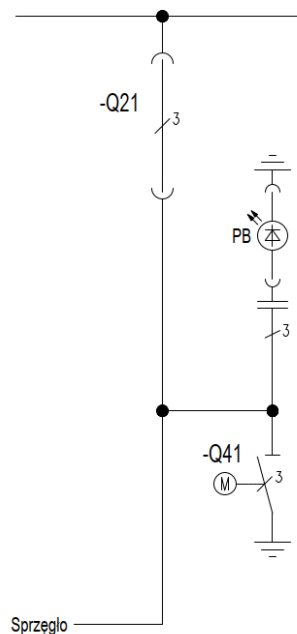
3.1.3.2 Pole sprzęgła z odcinaczem

Pole sprzęgła z odcinaczem różni się znacząco od pozostałych pól w rozdzielni ze względu na jego przeznaczenie. Pole to nie jest wyposażone w przekaźnik zabezpieczeniowy oraz wyłącznik z napędem. Zwieracz został zastosowany w miejsce wyłącznika i jest montowany w części stacjonarnej obudowy wyłącznika, który jest przeznaczony do budowy wysuwnej. Przekrój boczny konstrukcji tego rozwiązania został pokazany na Rys. 49, natomiast odzwierciedleniem tego jest schemat jednokreskowy, co zostało pokazane na Rys. 50.



Rys. 49. Schemat konstrukcyjny Pola sprzęgła z odcinaczem [109]

Numer pola	3.2
Nazwa pola	Pole odcinacza
Oznaczenie	---
Moc	---
Prąd	---



Rys. 50. Schemat jednokreskowy Pola sprzęgła z odcinaczem [opracowanie własne]

Legenda oznaczeń:

- Q21 - Zwieracz do zabudowy na członie wysuwным
- Q41 - Uziemnik
- PB (-K21) - Przekąźnik Blokady Łączyeniowej z sygnalizacją

Przykładowe sygnały oraz ich podział dla omawianego pola zostały wyszczególnione w Tabeli 21, Tabela 22.

Tabela 21 Sygnały cyfrowe z pola rozdzielnicy do systemu sterowania - Pole sprzęgła z odcinaczem [opracowanie własne]

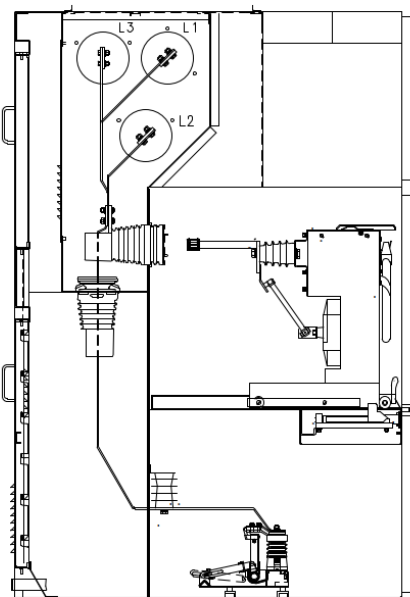
lp.	Nazwa sygnału
1	Człon wysuwny odcinacza - praca
2	Człon wysuwny odcinacza - próba
3	Uziemnik - otwarty
4	Uziemnik - zamknięty

Tabela 22 Sygnały cyfrowe z systemu sterowania do pola rozdzielnicy - Pole sprzęgła z odcinaczem [opracowanie własne]

Ip.	Nazwa sygnału
1	Człon wysuwny odcinacza - do położenia próba
2	Człon wysuwny odcinacza - do położenia praca
3	Uziemnik - zamknij
4	Uziemnik - otwórz

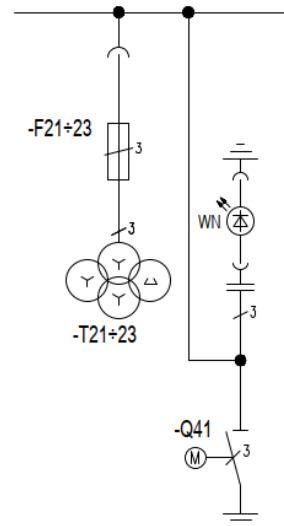
3.1.4 Pole pomiarowe (PP),

Pole pomiarowe pełni kilka funkcji ze względu na jego odmienną konstrukcję, co pokazano na Rys. 51. Do najważniejszej funkcji zaliczamy pomiar napięcia na danej sekcji rozdzielnicy, ale również w tym polu znajdują się obwody pomocnicze zasilania dla danej sekcji rozdzielnicy (220VDC oraz 230VAC). Obwody te nazywane są obwodami okrężnymi dlatego, że przechodzą przez wszystkie szafy rozdzielnic danej sekcji. Pomiar napięcia wykorzystywany jest również przez układ SZR-a, poprzez odczyt wartości z tego pola. W tym polu znajduje się również cały system związany z optycznym zabezpieczeniem łukochronnym oraz jego zasilanie. Uproszczony schemat jednokreskowy pola został pokazany na Rys. 52



Rys. 51. Schemat konstrukcyjny Pola Pomiarowego [109]

Numer pola	4
Nazwa pola	Pole pomiaru napięcia
Oznaczenie	---
Moc	---
Prąd	---



Rys. 52. Schemat jednokreskowy Pola Pomiarowego [opracowanie własne]

Legenda oznaczeń:

- Q41 - Uziemnik
- T21÷-T23 - Przekładnik napięciowy fazowy z trzema uzwojeniami wtórnymi
- F21÷-F23 - Podstawa bezpiecznikowa z bezpiecznikiem przekładnikowym
- WN - Wskaźnik napięcia

Przykładowe sygnały oraz ich podział dla omawianego pola zostały wyszczególnione w Tabeli 23, Tabeli 24, Tabeli 25.

Tabela 23 Sygnały cyfrowe z pola rozdzielnic do systemu sterowania - Pole pomiarowe [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Człon wysuwny wyłącznika - praca
2	Człon wysuwny wyłącznika - próba
3	Uziemnik szyn rozdzielnic - otwarty
4	Uziemnik szyn rozdzielnic - zamknięty
5	Zanik napięć pomiarowych w polu
6	Otwarcie kłapy tylnej przedz. przyłącz.
7	Zadziałanie zabezpieczeń łukochronnych sekcji - kłapy

lp.	Nazwa sygnału
8	Awaria optycznego zabezpieczenia łukochronnego sekcji
9	Zanik napięć pomiarowych na obwodach okrężnych
10	Zanik napięć pomiarowych do automatu SZR
11	Zanik napięć pomiarowych 3Uo w polu
12	Zanik napięć pomiarowych 3Uo na obwodach okrężnych
13	Zanik napięcia pomocniczego obwodu zabezpieczeń łukochronnych sekcji
14	Zadziałanie zabezpieczeń łukochronnych sekcji - klapy bezpieczeństwa
15	Zanik napięcia pomocniczego obwodu zbiorczej sygnalizacji zakłóceń sekcji
16	Zanik napięcia obwodów blokad
17	Zadziałanie zabezpieczenia podnapięciowego U< - sygnalizacja (ANSI Code: 27)
18	Zadziałanie zabezpieczenia nadnapięciowego U> - sygnalizacja (ANSI Code: 59)
19	Zadziałanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego Uo> - sygnalizacja (ANSI Code: 59N)
20	Pomiar napięcia U1-U2
21	Pomiar napięcia U2-U3
22	Pomiar napięcia U3-U1
23	Pomiar napięcia U1
24	Pomiar napięcia U2
25	Pomiar napięcia U3
26	Pomiar napięcia U0
27	Pomiar częstotliwości
28	Zakłócenie na zasilaniu 220VDC obwodów okrężnych
29	Zakłócenie na zasilaniu 230VAC obwodów okrężnych
30	Potwierdzenie sterowania lokalnego uziemnikiem (blokada ster. z DCS)
31	Awaria w obwodach napędu elektrycznego uziemnika
32	Brak gotowości na elektryczne przestawienie uziemnika

Tabela 24 Sygnały cyfrowe z systemu sterowania do pola rozdzielnic - Pole pomiarowe

[opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Uziemnik - zamknij
2	Uziemnik - otwórz

Tabela 25 Sygnały połączenia bezpośredniego z pola rozdzielnic do systemu sterowania - Pole

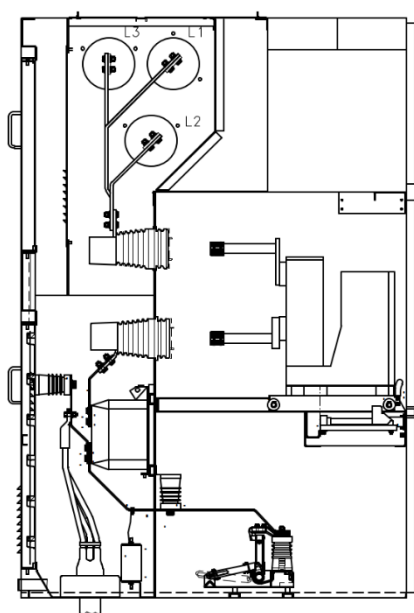
pomiarowe [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Zbiorcza sygnalizacja zakłóceń sekcji - AW (Awaryjne Wyłączenie)
2	Zbiorcza sygnalizacja zakłóceń sekcji - UP (Uprzedzenie)
3	Zbiorcza sygnalizacja zakłóceń sekcji - AL (Alarm)

3.1.5 Pole odbiorcze silnikowe (POS)

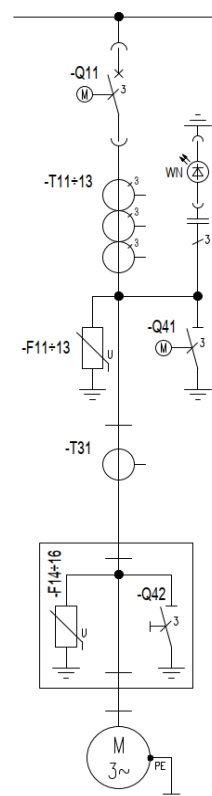
Pole silnikowe jest polem złożonym i może być wykonane w różnej postaci pod względem sterowania oraz sposobu rozruchu silnika. Na Rys. 53 została pokazana typowa konstrukcja pola silnikowego wraz z przynależnym schematem jednokreskowym pokazanym na Rys. 54. Schemat ten dodatkowo pokazuje nie tylko część związaną z rozdzielnicą, ale również

skrzynkę przyłączeniową do silnika jak i sam silnik. Mogą pojawić się różne warianty sterowania silnikiem np. poprzez falownik czy softstart w związku z tym pojawią się różne sterowania takim polem. Przykładowe rysunki jak i lista sygnałów odnosi się do rozruchu bezpośredniego silnika.



Rys. 53. Schemat konstrukcyjny Pola silnikowego [109]

Numer pola	5
Nazwa pola	Pole silnikowe
Oznaczenie	---
Moc	---
Prąd	---



Rys. 54. Schemat jednokreskowy Pola silnikowego [opracowanie własne]

Legenda oznaczeń w polu rozdzielnic:

- Q11 - Wyłącznik próżniowy stacjonarny
- Q41 – Uziemnik
- T11÷-T13 - Przekładnik prądowy z trzema uzwojeniami wtórnymi
- F11÷-F13 - Ogranicznik przepięć
- T31 - Przekładnik ziemnozwarciowy na szynoprzewód
- WN - Wskaźnik napięcia

Legenda oznaczeń w skrzynce pośredniczącej kablowej”

-Q42 – Uziemnik

-F14÷-F16 - Ogranicznik przepięć

Przykładowe sygnały oraz ich podział dla omawianego pola zostały wyszczególnione w Tabeli 26, Tabela 27, Tabela 28, Tabela 29.

Tabela 26 Sygnały cyfrowe z pola rozdzielniczy do systemu sterowania - Pole odbiorcze silnikowe [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Stan wyłącznika - załączony
2	Stan wyłącznika - wyłączony
3	Człon wysuwny wyłącznika - praca
4	Człon wysuwny wyłącznika - próba
5	Uziemnik - otwarty
6	Uziemnik - zamknięty
7	Brak gotowości pola do załączenia
8	Zakłócenie w obwodzie zbrojenia wyłącznika
9	Zanik napięć pomiarowych
10	Zakłócenie w obwodach pomiaru energii
11	Awaryjne wyłączenie z elewacji pola
12	Awaryjne wyłączenie - otwarcie kłapy tylnej przedz. przyłącz.
13	Awaryjne wyłączenie ze skrzynki AW przy napędzie
14	Zadziałanie zabezp. łukochronnego pola - kłapy bezpieczeństwa
15	Zadziałanie zabezp. łukochronnego pola - optyczne
16	Awaryjne wyłączenie przez zabezpieczenia w polu
17	Zadziałanie zabezpieczenia zwarcowego $I_{>>>}$ (ANSI Code: 50)
18	Zanik napięcia obwodów drugiej cewki wyłącz. wyłącznika
19	Zadziałanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego kierunkowego $I_{ok>}$ (ANSI Code: 67N)
20	Zadziałanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego bezkierunkowego $I_{o>}$ (ANSI Code: 51N)
21	Zadziałanie zabezpieczenia od blokady wirnika (ANSI Code: 50S)
22	Zadziałanie zabezpieczenia od nadzoru rozruchu silnika $I_{s2tn<}$ (ANSI Code: 48)
23	Zadziałanie zabezpieczenia od przeciążenia silnika $3I_{th>M}$ (ANSI Code: 49)
24	Zadziałanie zabezpieczenie podnapięciowego $U_{<- 1}$ st. - sygnalizacja (ANSI Code: 27-1)
25	Zadziałanie zabezpieczenie podnapięciowego $U_{<- 2}$ st. - wyłączenie (ANSI Code: 27-2)
26	Zadziałanie zabezpieczenia od asymetrii $I_{2>M}$ (ANSI Code: 46)
27	Blokada od ilości rozruchów (ANSI Code: 66)
28	Uziemnik w skrzynce pośredniczącej kablowej - otwarty
29	Uziemnik w skrzynce pośredniczącej kablowej - zamknięty
30	Odłącznik w skrzynce pośredniczącej kablowej - otwarty
31	Odłącznik w skrzynce pośredniczącej kablowej - zamknięty
32	Brak gotowości na elektryczne przestawienie członu wysuwnego
33	Awaria w obwodach napędów elektrycznych członu wysuwnego lub uziemnika
34	Pomiar prądu w fazie L1
35	Pomiar prądu w fazie L2
36	Pomiar prądu w fazie L3

lp.	Nazwa sygnału
37	Pomiar prądu I0
38	Pomiar mocy czynnej
39	Pomiar mocy biernej
40	Pomiar cos fi
41	Pomiar energii czynnej
42	Pomiar energii biernej
43	Spadek wartości rezystancji izolacji - alarm
44	Potwierdzenie sterowania lokalnego uziemnikiem (blokada ster. z DCS)
45	Potwierdzenie sterowania lokalnego członem wysuwym (blokada ster. z DCS)
46	Brak gotowości na elektryczne przestawienie uziemnika
47	Zadziałanie zabezpieczenia nadprądowego, zwłocznego I>> (ANSI Code: 51-1)
48	Zadziałanie zabezpieczenia przeciążeniowego - sygnalizacja I> (ANSI Code: 51-2)

Tabela 27 Sygnały cyfrowe z systemu sterowania do pola rozdzielnicy - Pole odbiorcze silnikowe [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Wyłącznik - zamknij
2	Wyłącznik - otwórz
3	Uziemnik - zamknij
4	Uziemnik - otwórz
5	Człon wysuwny wyłącznika - do położenia próba
6	Człon wysuwny wyłącznika - do położenia praca

Tabela 28 Sygnały połączenia bezpośredniego z pola rozdzielnicy do systemu sterowania - Pole odbiorcze silnikowe [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Pomiar rezystancji izolacji
2	Stan wyłącznika - załączony
3	Stan wyłącznika - wyłączony

Tabela 29 Sygnały połączenia bezpośredniego z systemu sterowania do pola rozdzielnicy - Pole odbiorcze silnikowe [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Wyłącznik - zamknij
2	Wyłącznik - otwórz

3.1.6 Układ SZR

Topologia układów zasilania w zakładach przemysłowych musi spełniać wysokie standardy bezpieczeństwa oraz zapewnić serwisowanie bez przerwy technologicznej kluczowych urządzeń zasilających. W tym celu projektuje się rozdzielnice dwusekcyjne co pozwala zwiększyć niezawodność układu i zmniejszyć postoje technologiczne. Dlatego w takich układach stosuje się układy SZR, które mają różną funkcjonalność. Ich głównym celem jest zmiana źródła zasilania na wypadek zaniku jednego z nich, ale również wykonanie planowanych przełączeń

serwisowych. W zależności od złożoności takiej struktury automat SZR może znajdować się w polu sprzęgła z odcinaczem (dla rozdzielnic nn) lub w osobnej szafie dedykowanej tym urządzeniom (dla rozdzielnic SN). Współczesne układy SZR wspierają standard IEC61850 i dlatego najczęściej w tym standardzie w sposób cyfrowy następuje wymiana danych z systemem DCS (Distributed Control System).

Przykładowe sygnały oraz ich podział dla omawianego pola zostały wyszczególnione w Tabeli 30, Tabeli 31, Tabeli 32.

Tabela 30 Sygnały cyfrowe z pola rozdzielnic do systemu sterowania - Układ SZR [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Blokada trwała
2	Blokada przejściowa lub nieprzygotowanie
3	Nieprawidłowy SZR
4	Nieprawidłowy PPZ
5	Zadziałanie SZR
6	Pobudzenie PPZ

Tabela 31 Sygnały cyfrowe z systemu sterowania do pola rozdzielnic - Układ SZR [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Zezwolenie na SZR
2	Blokada SZR szybkich
3	Blokada SZR wolnych
4	Start PPZ

Tabela 32 Sygnały połączenia bezpośredniego z pola rozdzielnic do systemu sterowania - Układ SZR [opracowanie własne]

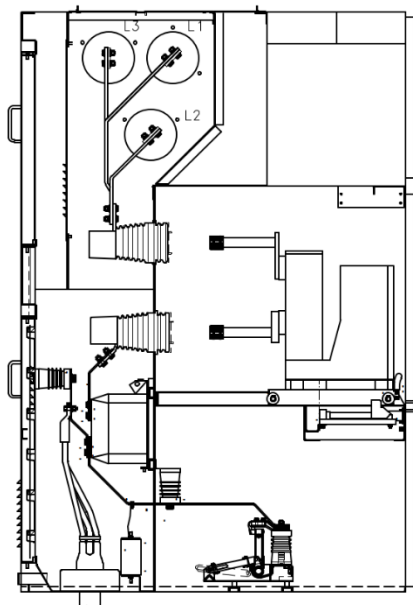
lp.	Nazwa sygnału
1	Automat odstawiony
2	Zanik napięcia pomocniczego z 1 sekcji
3	Zanik napięcia pomocniczego z 2 sekcji
4	Sterowanie lokalne
5	Sterowanie zdalne

3.2 Szczegółowe omówienie pola transformatorowego zasilającego rozdzielnicę główną niskiego napięcia

Pole transformatorowe różni się od pozostałych pól odbiorczych pod kątem swojej skomplikowanej struktury i powiązań z rozdzielnicą niskiego napięcia. W celu zwiększenia bezpieczeństwa urządzeń oraz zapobiegania niezamierzonym błędom w manewrach łączeniowych wykonanych przez operatora, istotna jest dogłębna analiza blokad zarówno po stronie rozdzielnic SN, jak i nn. Aktualne systemy automatyki elektroenergetycznej nadal wykorzystują sygnały dwustanowe przekazywane do urządzeń zabezpieczeniowych w formie sygnałów napięcia pomocniczego DC przesyłanych przez dedykowane moduły wyjść dwustanowych tych urządzeń lub za pomocą styków przekaźników pomocniczych używanych w układzie automatyki określonego pola. Projekt szczegółowy rozwiązania klasycznego do którego odnosi się ten rozdział rozprawy doktorskiej znajduje się w Załącznik 1. Natomiast wersja po modernizacji uwzględniająca zmiany wynikające z wprowadzenia w pełni cyfrowej rozdzielnic opartej o sygnalizację GOOSE znajduje się w Załącznik 2. W celu omówienia szczegółowego tego pola SN wykorzystano jako przykład przekaźnik zabezpieczeniowy REX640 [110], [111], [112], który później będzie wykorzystany przy budowie stanowiska laboratoryjnego. Implementację uproszczonego modelu prezentowanego algorytmu można przeprowadzić, wykorzystując przekaźnik zabezpieczeniowy REF620 [113], [114], [115]]. Opis procedury zostanie przedstawiony w rozdziale poświęconym badaniom. Wybór REX640 w podanym kontekście, zamiast REF620, wynika z ograniczonej liczby dostępnych wejść/wyjść binarnych.

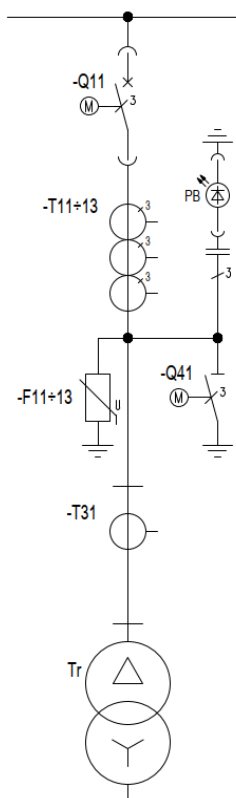
3.2.1 Uproszczony schemat pola

Poniżej zostały przedstawione typowe pola odpływowe dla pola transformatorowego. Po lewej stronie na Rys. 55 przedstawiono schemat konstrukcyjny, natomiast po prawej stronie na Rys. 56 schemat jednokreskowy.



Rys. 55. Schemat konstrukcyjny Pola Transformatorowego [109]

Numer pola	6
Nazwa pola	Pole transformatorowe
Oznaczenie	---
Moc	---
Prąd	---



Legenda oznaczeń w polu rozdzielnic:

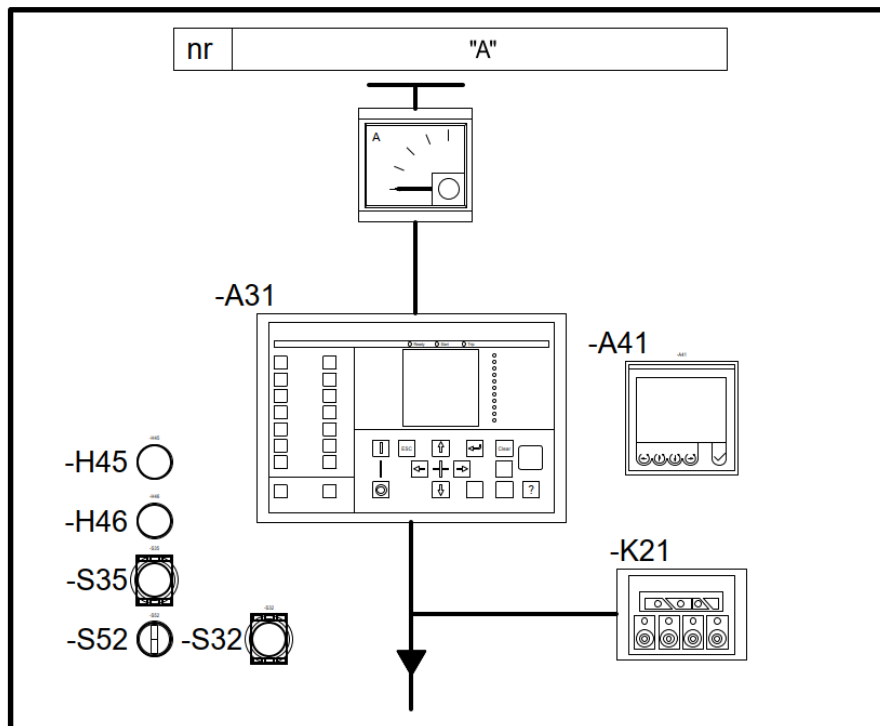
- Q11 - Wyłącznik próżniowy stacjonarny
- Q41 – Uziemnik
- T11÷-T13 - Przekładnik prądowy z trzema uzwojeniami wtórnymi
- F11÷-F13 - Ogranicznik przepięć
- T31 - Przekładnik ziemnozwarciowy na szynoprzewód
- PB (-K21) - Przełącznik Blokady Łączeniowej z sygnalizacją

Rys. 56. Schemat jednokreskowy Pola Transformatorowego. [opracowanie własne]

3.2.2 Elewacja pola

Elewacja pola jest odzwierciedleniem najważniejszych urządzeń zastosowanych w projekcie, które wizualizują działanie pola oraz zazwyczaj pozwalają odczytać kluczowe parametry i wykonać dozwolone czynności łączeniowe zgodne z zaprojektowanym układem.

Przykładowy projekt, do którego schemat elewacji pokazany na Rys. 57 się odnosi znajduje się w Załącznik 1.



Rys. 57. Elewacja pola transformatorowego Rozdzielnic SN [opracowanie własne]

Legenda:

nr - Numer pola zgodnie z schematem strukturalnym (w omawianym przypadku 7,8)

"A" - Nazwa pola – Pole Transformatorowe

- -S32 Awaryjne wyłączenie pola
- -S35 Odblokowanie czasowe napędów ręcznych uziemnika i członu wysuwnego wyłącznika
- -S52 Sterowanie elektryczne uziemnikiem i członem wysuwneym wyłącznika
 - lokalne
 - zdalne
- -H46 Gotowość do przestawienia uziemnika
 - zielony: elektrycznie lokalnie
 - żółty: ręcznie
- -H45 Gotowość do przestawienia członu wysuwnego
 - zielony: elektrycznie lokalnie
 - żółty: ręcznie
- -K21 - Przekaznik Blokady Łączeniowej
- -A31 – Przekaznik zabezpieczeniowy

- -A41 - Analizator parametrów sieci

3.2.3 Sterowanie pola z DCS

Polem można sterować przy pomocy sygnałów cyfrowych bądź to przy pomocy przekaźników pośredniczących -K711 lub -K712 które pełnią rolę rezerwową w układzie sterowania

3.2.4 Komunikacja pola rozdzielni z systemem DCS

Przykładowe sygnały oraz ich podział dla omawianego pola zostały wyszczególnione w Tabeli 33, Tabela 34, Tabela 35, Tabela 36.

Tabela 33 Sygnały cyfrowe z pola rozdzielni do systemu sterowania - Pole transformatorowe [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Stan wyłącznika - załączony
2	Stan wyłącznika - wyłączony
3	Człon wysuwny wyłącznika - praca
4	Człon wysuwny wyłącznika - próba
5	Uziemnik - otwarty
6	Uziemnik - zamknięty
7	Brak gotowości pola do załączenia
8	Zakłócenie w obwodzie zbrojenia wyłącznika
9	Zanik napięć pomiarowych
10	Zakłócenie w obwodach pomiaru energii
11	Awaryjne wyłączenie z elewacji pola
12	Awaryjne wyłączenie - otwarcie klapy tylnej przedz. przyłącz.
13	Awaryjne wyłączenie z rozdzielni 0,4 (0.69) kV
14	Zadziałanie zabezp. łukochronnego pola - klapy bezpieczeństwa
15	Zadziałanie zabezp. łukochronnego pola - optyczne
16	Awaryjne wyłączenie przez zabezpieczenia w polu
17	Zadziałanie zabezpieczenia zwarcowego I>>> (ANSI Code: 50)
18	Zadziałanie zabezpieczenia nadprądowego, zwłocznego I>> (ANSI Code: 51-1)
19	Zadziałanie zabezpieczenia przeciążeniowego - sygnalizacja I> (ANSI Code: 51-2)
20	Zanik napięcia obwodów drugiej cewki wyłącz wyłącznika
21	Zadziałanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego kierunkowego Iok> (ANSI Code: 67N)
22	Zadziałanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego bezkierunkowego Io> (ANSI Code: 51N)
23	Zadziałanie zabezpieczenia termicznego transformatora - 1 stopień - sygnalizacja
24	Zadziałanie zabezpieczenia termicznego transformatora - 2 stopień - wyłączenie
25	Zabezpieczenie termiczne transformatora - awaria
26	Zadziałanie zabezpieczenia łukochronnego transformatora
27	Zabezpieczenie łukochronne transformatora - awaria
28	Brak gotowości na elektryczne przestawienie członu wysuwnego
29	Awaria w obwodach napędów elektrycznych członu wysuwnego lub uziemnika
30	Pomiar prądu w fazie L1
31	Pomiar prądu w fazie L2

lp.	Nazwa sygnału
32	Pomiar prądu w fazie L3
33	Pomiar prądu I0
34	Pomiar mocy czynnej
35	Pomiar mocy biernej
36	Pomiar cos fi
37	Pomiar energii czynnej
38	Pomiar energii biernej
39	Potwierdzenie sterowania lokalnego uziemnikiem (blokada ster. z DCS)
40	Potwierdzenie sterowania lokalnego członem wysuwym (blokada ster. z DCS)
41	Brak gotowości na elektryczne przestawienie uziemnika

Tabela 34 Sygnały cyfrowe z systemu sterowania do pola rozdzielnic - Pole transformatorowe [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Wyłącznik - zamknij
2	Wyłącznik - otwórz
3	Uziemnik - zamknij
4	Uziemnik - otwórz
5	Człon wysuwny wyłącznika - do położenia próba
6	Człon wysuwny wyłącznika - do położenia praca

Tabela 35 Sygnały połączenia bezpośredniego z pola rozdzielnic do systemu sterowania - Pole transformatorowe [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Stan wyłącznika - załączony
2	Stan wyłącznika - wyłączony

Tabela 36 Sygnały połączenia bezpośredniego z systemu sterowania do pola rozdzielnic - Pole transformatorowe [opracowanie własne]

lp.	Nazwa sygnału
1	Wyłącznik - zamknij
2	Wyłącznik - otwórz

3.2.5 Algorytm sterowania polem transformatorowym

3.2.5.1 Załączenie wyłącznika Q11

Przełącznik zabezpieczeniowy -A31 aktywuje wyłącznik -Q11 na podstawie sygnałów z wejść binarnych, panelu sterowniczego, systemu DCS i elektryki, korzystając z protokołu IEC 61850. Załączenie wykonuje wyjście binarne G_X1-POSP1 jako impuls trwający 0,4 sekundy.

Załączenie wyłącznika -Q11 jest możliwe w poniższych trybach pracy:

- a) Załączenie wyłącznika Q11 w pozycji "próba" z panelu operatorskiego sterownika polowego A31 (do prób wyłącznika) - warunki do wykonania załączenia, czyli gotowość

do załączenia pola w pozycji próba do prób wyłącznika - jest to logiczna kombinacja następujących sygnałów:

- "Q11 próba" - B_X1-BI3=1,
- nie "Q11 praca" - B_X1-BI4=0,
- "wyłącznik Q11 zazbrojony" - B_X1-BI7=1,
- nie "awaryjne wyłączenie" - B_X1-BI12=0,
- "wyłącznik Q11 otwarty" - B_X1-BI-1=1,
- nie "wyłącznik Q11 zamknięty" - B_X1-BI2=0,
- nie "uziemnik Q41 otwarty" - B_X1-BI5=0,
- "uziemnik Q41 zamknięty" - B_X1-BI6=1,
- nie "zadziałanie zabezpieczeń łukochronnych - klapy" - B_X1-BI13=0,
- nie "zadziałanie zabezpieczeń łukochronnych - optyczne" - B_X2-BI14=0,
- nie "zanik napięcia w obwodzie zbrojenia wyłącznika" - C_X1-BI6=0

Po spełnieniu tych warunków możliwe jest załączenie przez sygnał inicjujący z przycisku na panelu operacyjnym sterownika polowego A31.

Sygnał wyjściowy to pobudzenie wyjścia binarnego G_X1- POSP1 – impuls trwający (0,4s).

b) załączenie wyłącznika Q11 w pozycji "próba" z systemu DCS, z podsystemu elektrycznego (do prób funkcjonalnych) - warunki do wykonania załączenia, czyli gotowość do załączenia pola w pozycji próba do prób funkcjonalnych - jest to logiczna kombinacja następujących sygnałów:

- "Q11 próba" - B_X1-BI3=1,
- nie "Q11 praca" - B_X1-BI4=0,
- "wyłącznik Q11 zazbrojony" - B_X1-BI7=1,
- nie "awaryjne wyłączenie" - B_X1-BI12=0,
- "wyłącznik Q11 otwarty" - B_X1-BI-1=1,
- nie "wyłącznik Q11 zamknięty" - B_X1-BI2=0,
- "uziemnik Q41 otwarty" - B_X1-BI5=1,
- nie "uziemnik Q41 zamknięty" - B_X1-BI6=0,
- nie "zadziałanie zabezpieczeń łukochronnych - klapy" - B_X1-BI13=0,
- nie "zadziałanie zabezpieczeń łukochronnych - optyczne" - B_X2-BI14=0,
- nie "zabezpieczenie termiczne transformatora - 1 stopień" - C_X1-BI1=0,
- nie "zabezpieczenie termiczne transformatora - 2 stopień" - C_X1-BI2=0,
- nie "awaria zabezpieczenia termicznego transformatora" - C_X1-BI3=0,
- nie "awaryjne wyłączenie z rozdz. 0,4 kV" - C_X1-BI4=0, (sygnał do usunięcia po modernizacji do rozdzielnicy w pełni cyfrowej)

- nie "zanik napięcia w obwodzie zbrojenia wyłącznika" - C_X1-BI6=0
- nie "otwarcie klapy tylnej przedz. przyłącz. pola" - C_X1-BI8=0,
- "wielowtyki w obwodach pomocniczych zamknięte" - B_X1-BI8=1,
- nie "wyłączenie z DCS" - B_X1-BI10=0,
- nie "zadział. zabezp. łukochronnego transformatora" - D_X1-BI4=0,
- nie "awaria zabezpieczenia łukochronnego transformatora" - D_X1-BI5=0,
- "obecne napięcie sterownicze 2 cewki wyłączającej" - D_X2-BI14=1,

Po spełnieniu powyższych warunków możliwe załączenie - sygnał inicjujący:

- system DCS przez sygnały cyfrowe protokołu IEC61850,
- system DCS poprzez aktywację wejścia binarnego załączenie B_X1-BI9=1,
- podsystem elektryczny przez sygnały cyfrowe protokołu IEC61850.

Jako sygnał wyjściowy służy aktywacja wyjścia binarnego G_X1- POSP1 - jest to sygnał impulsowy trwający 0,4s.

c) załączenie wyłącznika Q11 w pozycji "praca" z systemu DCS, z podsystemu elektrycznego - warunki do wykonania załączenia, czyli gotowość do załączenia pola w pozycji praca - jest to logiczna kombinacja następujących sygnałów:

- nie "Q11 próba" - B_X1-BI3=0,
- "Q11 praca" - B_X1-BI4=1,
- "wyłącznik Q11 zablojony" - B_X1-BI7=1,
- nie "awaryjne wyłączenie" - B_X1-BI12=0,
- "wyłącznik Q11 otwarty" - B_X1-BI-1=1,
- nie "wyłącznik Q11 zamknięty" - B_X1-BI2=0,
- "uziemnik Q41 otwarty" - B_X1-BI5=1,
- nie "uziemnik Q41 zamknięty" - B_X1-BI6=0,
- nie "zadziałanie zabezpieczeń łukochronnych - klapy" - B_X1-BI13=0,
- nie "zadziałanie zabezpieczeń łukochronnych - optyczne" - B_X2-BI14=0,
- nie "zabezpieczenie termiczne transformatora - 1 stopień" - C_X1-BI1=0,
- nie "zabezpieczenie termiczne transformatora - 2 stopień" - C_X1-BI2=0,
- nie "awaria zabezpieczenia termicznego transformatora" - C_X1-BI3=0,
- nie "awaryjne wyłączenie z rozd. 0,4 kV" - C_X1-BI4=0, (sygnał do usunięcia po modernizacji do rozdzielnicy w pełni cyfrowej)
- nie "zanik napięcia w obwodzie zbrojenia wyłącznika" - C_X1-BI6=0,
- nie "otwarcie klapy tylnej przedz. przyłącz. pola" - C_X1-BI8=0,

- "wielowtyki w obwodach pomocniczych zamknięte" - B_X1-BI8=1,
- nie "wyłączenie z DCS" - B_X1-BI10=0,
- nie "zadział. zabezp. łukochronnego transformatora" - D_X1-BI4=0,
- nie "awaria zabezpieczenia łukochronnego transformatora" - D_X1-BI5=0,
- "obecne napięcie sterownicze 2 cewki wyłączającej" - D_X2-BI14=1,

Po spełnieniu powyższych warunków możliwe załączenie - sygnał inicjujący:

- system DCS przez sygnały cyfrowe protokołu IEC61850,
- system DCS przez pobudzenie wejścia binarnego załączenie - B_X1-BI9=1,
- podsystemu elektrycznego przez sygnały cyfrowe protokołu IEC61850.

Jako sygnał wyjściowy służy aktywacja wyjścia binarnego G_X1- POSP1 - jest to sygnał impulsowy trwający 0,4s.

3.2.5.2 Wyłączenie wyłącznika Q11

Przełącznik zabezpieczeniowy -A31 realizuje wyłączenie wyłącznika Q11 (zgodnie z procedurą AW), wykorzystując sygnały z wejść binarnych, panelu sterującego, systemu DCS, podsystemu elektrycznego przez łącze protokołu IEC 61850 oraz funkcje zabezpieczeniowe. Wyłączenie to następuje również poprzez impulsowe sygnały z wyjść binarnych B_X2-SO1 i B_X2-SO2 trwające 0,4 sekundy.

- a) Wyłączenie wyłącznika Q11 jest inicjowane przez następujące sygnały wejściowe:
- "stop z systemu" - B_X1-BI10=1 (bezzwłocznie),
 - "stop z systemu" - poprzez sygnały cyfrowe protokołu IEC61850,
 - "wyłączenie przyciskiem awaryjnym w rozd." - B_X1-BI12=1 (bezzwłocznie),
 - "wyłączenie od zadz. zabezp. łukochronnych - klapy bezp." - B_X1-BI13=1 (bezzwłocznie),
 - "wyłączenie od zadz. zabezp. łukochronnych - optyczne." - B_X2-BI14=1 (bezzwłocznie),
 - "zabezpieczenie termiczne transformatora - 2 stopień" - C_X1-BI2=0 (bezzwłocznie),
 - "otwarcie klapy tylnej przedz. przyłącz. pola" - C_X1-BI8=1 (bezzwłocznie),
 - "zadziałanie zabezp. łukochronnego transformatora" - D_X1-BI4=1 (bezzwłocznie),
- b) Blokada sygnałów wyłączających podczas prób wyłącznika
- Podczas prób wyłącznika, następujące sygnały wyłączające powinny być blokowane:
- "stop z systemu" - B_X1-BI10=1,
 - "zadziałanie zabezp. termicznego transformatora - 2st." - C_X1-BI2=1
 - "wyłączenie pola przyciskiem z rozd. 0,4 kV" - C_X1-BI4=1,
 - "otwarcie klapy tylnej p.p. pola" - C_X1-BI9=1.

3.2.5.3 Sterowanie uziemnikiem Q41

Uziemnik Q41 jest obsługiwany przez sterownik polowy A31, który reaguje na sygnały sterujące z wejść binarnych, panelu operatora, systemu DCS oraz podsystemu elektrycznego przez połączenie cyfrowe wykorzystujące protokół IEC 61850.

Sterowanie jest możliwe:

- lokalnie z pola - z panelu sterownika A31,
- zdalnie - z systemu DCS i podsystemu elektrycznego.

Wybór miejsca sterowania jest realizowany przełącznikiem S52 na elewacji pola - przełącznik lokalne / zdalne.

a) zamknięcie uziemnika Q41 - lokalne

warunki:

- "przestawienie członu wysuwnego wyłącznika i uziemnika - elektryczne" - C_X2-BI14=1,
- nie "przestawienie członu wysuwnego wyłącznika i uziemn. - ręczne" - D_X1-BI1=0,
- "sterowanie uziemn. i członem wysuwneym wył. - z pola" - C_X1-BI11=1,
- nie "sterowanie uziemn. i członem wysuwneym wył. - z systemu" - C_X1-BI10=0,
- "gotowość na przestawienie elektryczne uziemnika" - C_X1-BI12=1,
- "uziemnik otwarty" - B_X1-BI5=1,
- nie "uziemnik zamknięty" - B_X1-BI6=0,

sygnał inicjujący:

- przycisk na panelu sterownika polowego A31,

wyjście:

- pobudzenie wyjścia binarnego C_X2-SO1 (impuls 0,5 s).

b) otwarcie uziemnika Q41 - lokalne

warunki:

- "przestawienie członu wysuwnego wyłącznika i uziemnika - elektryczne" - C_X2-BI14=1,
- nie "przestawienie członu wysuwnego wyłącznika i uziemn. - ręczne" - D_X1-BI1=0,
- "sterowanie uziemn. i członem wysuwneym wył. - z pola" - C_X1-BI11=1,
- nie "sterowanie uziemn. i członem wysuwneym wył. - z systemu" - C_X1-BI10=0,
- "gotowość na przestawienie elektryczne uziemnika" - C_X1-BI12=1,
- nie "uziemnik otwarty" - B_X1-BI5=0,

- "uziemnik zamknięty" - B_X1-BI6=1,

sygnał inicjujący:

- przycisk na panelu sterownika polowego A31,

wyjście:

- pobudzenie wyjścia binarnego C_X2-SO2 (impuls 0,4s).

c) zamknięcie uziemnika Q41 - zdalne z systemu

warunki:

- "przestawienie członu wysuwnego wyłącznika i uziemnika - elektryczne" - C_X2-BI14=1,
- nie "przestawienie członu wysuwnego wyłącznika i uziemn. - ręczne" - D_X1-BI1=0,
- nie "sterowanie uziemn. i członem wysuwnym wył. - z pola" - C_X1-BI11=0,
- "sterowanie uziemn. i członem wysuwnym wył. - z systemu" - C_X1-BI10=1,
- "gotowość na przestawienie elektryczne uziemnika" - C_X1-BI12=1,
- "uziemnik otwarty" - B_X1-BI5=1,
- nie "uziemnik zamknięty" - B_X1-BI6=0,

sygnał inicjujący:

- system DCS i podsystemu elektrycznego,

wyjście:

- pobudzenie wyjścia binarnego C_X2-SO1 (impuls 0,5 s).

d) otwarcie uziemnika Q41 - zdalne z systemu

warunki:

- "przestawienie członu wysuwnego wyłącznika i uziemnika - elektryczne" - C_X2-BI14=1,
- nie "przestawienie członu wysuwnego wyłącznika i uziemn. - ręczne" - D_X1-BI1=0,
- nie "sterowanie uziemn. i członem wysuwnym wył. - z pola" - C_X1-BI11=0,
- "sterowanie uziemn. i członem wysuwnym wył. - z systemu" - C_X1-BI10=1,
- "gotowość na przestawienie elektryczne uziemnika" - C_X1-BI12=1,
- nie "uziemnik otwarty" - B_X1-BI5=0,
- "uziemnik zamknięty" - B_X1-BI6=1,

sygnał inicjujący:

- system DCS i podsystemu elektrycznego,

wyjście:

- pobudzenie wyjścia binarnego C_X2-SO2 (impuls 0,5 s).

3.2.5.4 Sterowanie członem wysuwным wyłącznika Q11

Sterowanie członem wysuwным wyłącznika Q11 jest realizowane przez sterownik polowy A31 na podstawie sygnałów sterujących z wejść binarnych, panelu sterownika, z systemu DCS i podsystemu elektrycznego poprzez łącze cyfrowe (protokół IEC 61850).

Sterowanie jest możliwe:

- lokalnie z pola - z panelu sterownika A31,
- zdalnie - z systemu DCS i podsystemu elektrycznego.

Wybór miejsca sterowania jest realizowany przełącznikiem S52 na elewacji pola - przełącznik lokalne / zdalne.

a) przestawienie członu wysuwnego do pozycji "próba" - lokalne

warunki:

- "przestawienie członu wysuwnego wyłącznika i uziemnika - elektryczne" - C_X2-BI14=1,
- nie "przestawienie członu wysuwnego wyłącznika i uziemn. - ręczne" - D_X1-BI1=0,
- "sterowanie uziemn. i członem wysuwным wył. - z pola" - C_X1-BI11=1,
- nie "sterowanie uziemn. i członem wysuwным wył. - z systemu" - C_X1-BI10=0,
- "gotowość na przestawienie elektryczne członu wyłącznika" - C_X1-BI13=1,
- "człon wysuwny w położeniu - praca" - B_X1-BI4=1,
- nie "człon wysuwny w położeniu - próba" - B_X1-BI3=0,

sygnał inicjujący:

- przycisk na panelu sterownika polowego A31,

wyjście:

- pobudzenie wyjścia binarnego C_X2-SO3 (impuls 0,4s).

b) przestawienie członu wysuwnego do pozycji "praca" - lokalne

warunki:

- "przestawienie członu wysuwnego wyłącznika i uziemnika - elektryczne" - C_X2-BI14=1,
- nie "przestawienie członu wysuwnego wyłącznika i uziemn. - ręczne" - D_X1-BI1=0,
- "sterowanie uziemn. i członem wysuwным wył. - z pola" - C_X1-BI11=1,
- nie "sterowanie uziemn. i członem wysuwным wył. - z systemu" - C_X1-BI10=0,
- "gotowość na przestawienie elektryczne członu wyłącznika" - C_X1-BI13=1,
- nie "człon wysuwny w położeniu - praca" - B_X1-BI4=0,
- "człon wysuwny w położeniu - próba" - B_X1-BI3=1,

sygnał inicjujący:

- przycisk na panelu sterownika polowego A31,

wyjście:

- pobudzenie wyjścia binarnego C_X2-SO4 (impuls 0,4s).

c) przestawienie członu wysuwnego do pozycji "próba" - zdalne z systemu

warunki:

- "przestawienie członu wysuwnego wyłącznika i uziemnika - elektryczne" - C_X2-BI14=1,
- nie "przestawienie członu wysuwnego wyłącznika i uziemn. - ręczne" - D_X1-BI1=0,
- nie "sterowanie uziemn. i członem wysuwным wył. - z pola" - C_X1-BI11=0,
- "sterowanie uziemn. i członem wysuwным wył. - z systemu" - C_X1-BI10=1,
- "gotowość na przestawienie elektryczne członu wyłącznika" - C_X1-BI13=1,
- "człon wysuwny w położeniu - praca" - B_X1-BI4=1,
- nie "człon wysuwny w położeniu - próba" - B_X1-BI3=0,

sygnał inicjujący:

- system DCS i podsystemu elektrycznego,

wyjście:

- pobudzenie wyjścia binarnego C_X2-SO3 (impuls 0,4s).

d) przestawienie członu wysuwnego do pozycji "praca" - lokalne

warunki:

- "przestawienie członu wysuwnego wyłącznika i uziemnika - elektryczne" - C_X2-BI14=1,
- nie "przestawienie członu wysuwnego wyłącznika i uziemn. - ręczne" - D_X1-BI1=0,
- nie "sterowanie uziemn. i członem wysuwным wył. - z pola" - C_X1-BI11=0,
- "sterowanie uziemn. i członem wysuwным wył. - z systemu" - C_X1-BI10=1,
- "gotowość na przestawienie elektryczne członu wyłącznika" - C_X1-BI13=1,
- nie "człon wysuwny w położeniu - praca" - B_X1-BI4=0,
- "człon wysuwny w położeniu - próba" - B_X1-BI3=1,

sygnał inicjujący:

- przycisk na panelu sterownika polowego A31,

wyjście:

- pobudzenie wyjścia binarnego C_X2-SO4 (impuls 0,4s).

3.2.5.5 Schemat synoptyczny pola

Widok schematu synoptycznego pola rozdzielni jest przedstawiony na panelu operacyjnym przełącznika zabezpieczeniowego, a także w systemie DCS i podsystemie elektrycznym.

Następujące sygnały będą wykorzystywane do wizualizacji pola:

- "Stan wyłącznika Q11 - załączony" - B_X1-BI2=1,
- "Stan wyłącznika Q11 - wyłączony" - B_X1-BI1=1,
- "Człon wysuwny wyłącznika Q11 - praca" - B_X1-BI4=1,
- "Człon wysuwny wyłącznika Q11 - próba" - B_X1-BI3=1,
- "Uziemnik Q41 w polu - otwarty" - B_X1-BI5=1;
- "Uziemnik Q41 w polu - zamknięty" - B_X1-BI6=1;

3.2.5.6 Sygnalizacja i rejestracja zdarzeń

Wymienione sygnały są wyświetlane na panelu operatorskim przełącznika zabezpieczeniowego oraz w systemach DCS i podsystemie elektrycznym. Sygnały te są również zapisywane w rejestratorze zdarzeń przełącznika zabezpieczeniowego oraz systemów DCS i podsystemie elektrycznym:

- Stany łączników pola - wymienione w punkcie schemat synoptyczny pola,
- "Brak gotowości pola do załączenia" - sygnalizacja tylko w systemie DCS i podsystemie elektrycznego - negacja sygnału gotowość do załączenia pola w pozycji praca
(sygnalizacja tylko kiedy wyłącznik wyłączony) - opóźnienie sygnalizacji $t=8s$,
- "zabezpieczenie termiczne transformatora - 1 stopień" - C_X1-BI1=1,
- "zabezpieczenie termiczne transformatora - 2 stopień" - C_X1-BI2=1,
- "Awaria zabezpieczenia termicznego transformatora" - C_X1-BI3=1,
- "wyłączenie od rozdzielni 0,4 kV" - C_X1-BI4=1,
- "Zanik napięcia w obwodzie zbrojenia wyłącznika" - C_X1-BI6=1,
- "Zanik napięć pomiarowych" - C_X1-BI7=1,
- "Awaryjne wyłączenie - otw. klapy tylnej przedz. przyłącz. pola pomiar." - C_X1-BI8=1,
- "Zakłócenie w obwodach pomiaru energii" - C_X1-BI9=1,
- "Brak gotowości na przestawienie elektryczne uziemnika" - C_X1-BI12=0,
- "Brak gotowości na przestawienie elektryczne członu wysuwnego" - C_X1-BI13=0,
- "Awaria w obwodach napędów elektryczn. członu wysuw. lub uziemn." - D_X1-BI3=1,
- "Awaryjne wyłączenie z elewacji pola" - B_X1-BI12=1,

- "Zadziałanie zabezpieczenia łukochronnego transformatora" - D_X1-BI-4=1,
- "Awaria zabezpieczenia łukochronnego transformatora" - D_X1-BI5=1,
- "Zadziałanie zabezp. łukochronnego pola - klapy bezpieczeństwa" - B_X1-BI13=1,
- "Zadziałanie zabezp. łukochronnego pola - optyczne" - B_X2-BI14=1,
- "Zanik napięcia obwodów drugiej cewki wyłącznika" - D_X2-BI14=0,
- "Awaryjne wyłączenie przez zabezpieczenia w polu" - wyłączenie przez dowolne zabezpieczenie wyłączające w polu (AW),
- "Zadział. zabezp. nadprąd. zwarciovego" - zadziałanie odpowiedniej funkcji zabezp.,
- "Zadział. zabezp. nadprąd., przeciąż." - zadziałanie odpowiedniej funkcji zabezp.,
- "Zadział. zabezp. ziemnozwarciowego" - zadział. odpowiedniej funkcji zabezp.

3.2.5.7 Sygnalizacja AW, UP, AL

a) sygnalizacja **AW** (awaryjne wyłączenie) - jest to logiczna kombinacja następujących sygnałów:

- zadziałanie funkcji zabezpieczeniowych zaimplementowanych w sterowniku polowym - zdefiniowanych jako wyłączające,
- "awaryjne wyłączenie" - B_X1-BI12=1,
- "zadziałanie zabezpieczeń łukochronnych - klapy" - B_X1-BI13=1,
- "zadziałanie zabezpieczeń łukochronnych - optyczne" - B_X2-BI14=1,
- "wyłączenie z DCS" - B_X1-BI10=1,
- "zabezpieczenie termiczne transformatora - 2 stopień" - C_X1-BI2=1,
- "otarcie klapy tylnej przedz. przyłączowego pola pomiarowego" - C_X1-BI8=1,
- "Zadziałanie zabezpieczenia łukochronnego transformatora" - D_X1-BI5=1,
- "wyłączenie od rozdzielni 0,4 kV" - C_X1-BI4=1,

Zdarzenie AW aktywuje wyjście binarne B_X2-SO5 w trybie sygnalizacji z podtrzymaniem, czyli po pojawieniu się zdarzenia alarmowego, pomimo zakończenia sygnału inicjującego, wymagane jest skasowanie sygnalizacji.

b) sygnalizacja **UP** (uprzedzenie) - jest to logiczna kombinacja następujących sygnałów:

- niezgodność położenia wyłącznika, członu wysuwonego lub uziemnika (niekomplementarne styki),
- nie "napęd wyłącznika zazbrojony" - B_X1-BI7=0 (zwłoka 5s),
- "zabezpieczenie termiczne transformatora - 1 stopień" - C_X1-BI1=1,
- "zanik napięcia w obwodzie zbrojenia wyłącznika" - C_X1-BI6=1,

- nie "wielowtyki w obwodach pomocniczych zamknięte" - B_X1-BI8=0,
- nie "obecne napięcie sterownicze 2 cewki wyłączającej" - D_X2-BI14=0,
- "Awaria zabezpieczenia łukochronnego transformatora" - D_X1-BI5=1,
- "Awaria zabezpieczenia termicznego transformatora" - C_X1-BI3=1,

aktywacja UP skutkuje pobudzeniem wyjścia binarnego B_X2-SO6 w trybie bez podtrzymania, czyli sygnał na UP ustaje automatycznie po zakończeniu sygnału inicjującego

c) sygnalizacja **AL** (alarm):

sygnalizacja niesprawności przekaźnika zabezpieczeniowego - w przypadku sprawności przekaźnika zabezpieczeniowego IED, przekaźnik G_X1-RF jest aktywowany, zaś jego usterka prowadzi do odwzbudzenia przekaźnika RF.

3.2.5.8 Wyjścia binarne pozostałe:

a) Wyłącznik Q11 w polu otwarty (B_X2-SO7) - wyjścia pobudzone, kiedy występują poniższe sygnały (iloczyn logiczny):

- "wyłącznik Q11 wyłączony" - B_X1-BI1=1,
- nie "wyłącznik Q11 załączony" - B_X1-BI2=1.

Działanie impulsowe - impuls 0,4s.

b) Kasowanie zabezpieczeń.

Wyjście binarne G_X1-SO1 jest zsynchronizowane z funkcją kasowania podtrzymania zabezpieczeń. Operacja resetowania może być przeprowadzona poprzez interfejs operatora przekaźnika zabezpieczeniowego, dostęp do którego uzyskuje się przez menu lub za pomocą dedykowanego klawisza funkcyjnego. Proces kasowania blokad wymaga wprowadzenia kodu dostępu. Jednocześnie z skasowaniem podtrzymania wewnętrznych funkcji zabezpieczeniowych, powinno nastąpić pobudzenie wyjścia binarnego G_X1-SO1 (sygnał trwający 1,5 sekundy).

3.2.5.9 Pozostałe funkcje logiczne:

a) LRW - lokalna rezerwa wyłącznikowa.

- wyjście B_X2-SO4 pobudzone w momencie wystąpienia sygnału AW w polu,
- wyjście pobudzone, dopóki zamknięty wyłącznik Q11.

b) ZSZ - zabezpieczenie szyn zbiorczych.

- wyjście B_X2-SO3 pobudzone, kiedy występuje pobudzenie zabezpieczeń nadprądowych z funkcją AW,
- wyjście pobudzone, dopóki trwa pobudzenie zabezpieczenia.

3.2.5.10 Sygnalizacja na panelu LED sterownika polowego:

- a) LED 01:
 - gotowość pola do załączenia lub do prób wyłącznika - światło migowe zielone,
 - gotowość pola do załączenia do prób funkcjonalnych - światło migowe zielone,
 - gotowość pola do załączenia w pozycji praca - światło ciągle zielone,
- b) LED 02:
 - Awaryjne wyłączenie (AW) - światło ciągle czerwone,
- c) LED 03:
 - Uszkodzenie w polu (UP) - światło ciągle czerwone,
- d) LED 04:
 - Zabezpieczenie termiczne transf. - 1 stopień - C_X1-BI1=1 - światło migowe czerwone,
 - Zabezpieczenie termiczne transf. - 2 stopień - C_X1-BI2=1 - światło ciągle czerwone,
- e) LED 05:
 - Awaria zabezpieczenia termicznego transformatora - C_X1-BI3=1,
- f) LED 06:
 - Zanik napięcia w obwodzie zbrojenia wyłącznika - C_X1-BI6=1 - światło ciągle czerwone,
 - Zanik napięcia 2 cewki - D_X2-BI14=1 - światło ciągle czerwone,
 - Awaria w obw. napęd. elek. czł. wys. lub uziemn. - D_X1-BI3=1 - światło migowe czerwone,
- g) LED 07:
 - Wyłączenie awaryjne przyciskiem w polu - B_X1-BI12=1 - światło ciągle czerwone,
- h) LED 08:
 - Wyłączenie przez zabezp. łukochronne pola (klapy) - B_X1-BI13=1,
 - Wyłączenie przez zabezp. łukochronne pola (optyczne) - B_X2-BI14=1,
 -
- i) LED 09:
 - Wyłączenie przez zabezp. łukochronne transformatora - D_X1-BI4=1,
- j) LED 10:
 - Awaria zabezpieczenia łukochronnego transformatora - D_X1-BI5=1,
- k) LED 11:
 - rezerwa
- l) LED 12:
 - rezerwa

m) LED 13:

- Zdziałanie zabezpieczenia zwarciovego bezzwłocznego - światło ciągłe czerwone,
- Zdziałanie zabezpieczenia zwarciovego zwłocznego - - światło migowe czerwone,

n) LED 14:

- Zdziałanie zabezpieczenia przeciążeniowego (sygnalizacja) - światło migowe czerwone,
- Zdziałanie zabezpieczenia przeciążeniowego - światło ciągłe czerwone,

o) LED 15:

- Zdziałanie zabezp. ziemnozwarciowych sygnaliz. - światło migowe czerwone,
- Zdziałanie zabezp. ziemnozwarciowych wyłączających - światło ciągłe czerwone.

3.2.6 Blokady łączników w polu rozdzielnicy

Pole rozdzielnicy zostało wyposażone w następujące blokady łączników:

3.2.6.1 Blokady załączenia wyłącznika w pozycji "próba" członu wysuw nego - dla sterowania lokalnego z panelu operatorskiego sterownika polowego

(do prób wyłącznika):

- od położenia uziemnika Q41 w polu - uziemnik musi być zamknięty;
- od położenia członu wysuw nego wyłącznika Q11 w polu - człon wysuw ny musi znajdować się w położeniu "próba";
- od sygnału zazbrojenia wyłącznika Q11 - wyłącznik musi być zazbrojony;
- od sygnału awaryjnego wyłączenia AW - musi występować brak sygnału AW;
- od zamkniętego wyłącznika Q11 - wyłącznik musi być otwarty;
- od dzdziałania zabezpieczeń łukochronnych (klapy i optyczne) - musi być brak dzdziałania tych zabezpieczeń;
- od zaniku napięcia w obwodzie zbrojenia wyłącznika Q11 - napięcia musi być obecne.

Sygnały muszą występować równocześnie, aby można było przeprowadzić próbę włączenia pola – jest to rezultat iloczynu logicznego wszystkich sygnałów.

3.2.6.2 Blokady załączenia wyłącznika w pozycji "próba" członu wysuw nego - dla sterowania zdalnego z DCS (do prób funkcjonalnych):

- od położenie uziemnika Q41 w polu - uziemnik musi być otwarty;
- od położenia członu wysuw nego wyłącznika Q11 w polu - człon wysuw ny musi znajdować się w położeniu "próba";
- od sygnału zazbrojenia wyłącznika Q11 - wyłącznik musi być zazbrojony;
- od sygnału awaryjnego wyłączenia AW - musi występować brak sygnału AW;

- od zamkniętego wyłącznika Q11 - wyłącznik musi być otwarty;
- od zadziałania zabezpieczeń łukochronnych (klapy i optyczne) - musi być brak zadziałania tych zabezpieczeń;
- od zaniku napięcia w obwodzie zbrojenia wyłącznika Q11 - napięcia musi być obecne;
- od położenia wielowtyków w obwodach pomocniczych wyłącznika Q11;
- od sygnału wyłączającego z DCS - musi być brak sygnału;
- od otwarcia klapy tylnej przedziału przyłączonego pola - musi być brak sygnału;
- od braku napięcia sterowniczego 2 cewki wyłączającej - napięcie musi być obecne;
- od zadziałania zabezp. łukochronnego transformatora - musi być brak sygnału;
- od awarii zabezpieczenia łukochronnego transformatora - musi być brak sygnału;
- od awaryjnego wyłączenia z rozdz. 0,4 kV - musi być brak sygnału.

Sygnały muszą występować równocześnie, aby można było przeprowadzić próbę włączenia pola – jest to rezultat iloczynu logicznego wszystkich sygnałów.

Podstawową różnicę między sterowaniem wyłącznikiem Q11 w pozycji "próba" - do prób wyłącznika lub do prób funkcjonalnych stanowi to, że sterowanie do prób wyłącznika odbywa się lokalnie z panelu operatorskiego przekaźnika zabezpieczeniowego i odbywa się przy zamkniętym uziemniku Q41 w polu, nie są również brane pod uwagę wszelkie zewnętrzne blokady - jedynie te znajdujące się lokalnie w polu rozdzielnic są rozpatrywane. Natomiast sterowanie do prób funkcjonalnych odbywa się zdalnie z systemu DCS lub podsystemu elektrycznego z pełnym uwzględnieniem wszystkich dostępnych blokad jak w normalnym stanie pracy - sterowanie to odbywa się przy otwartym uziemniku. Przełączenie pomiędzy sterowaniem "do prób wyłącznika" i "do prób funkcjonalnych" odbywa się poprzez zmianę stanu uziemnika.

3.2.6.3 Blokady załączenia wyłącznika w pozycji "praca" członu wysuwonego:

- od położenie uziemnika Q41 w polu - uziemnik musi być otwarty;
- od położenia członu wysuwonego wyłącznika Q11 w polu - człon wysuwony musi znajdować się w położeniu "praca";
- od sygnału zazbrojenia wyłącznika Q11 - wyłącznik musi być zazbrojony;
- od sygnału awaryjnego wyłączenia AW - musi występować brak sygnału AW;
- od zamkniętego wyłącznika Q11 - wyłącznik musi być otwarty;
- od zadziałania zabezpieczeń łukochronnych (klapy i optyczne) - musi być brak zadziałania tych zabezpieczeń;
- od zaniku napięcia w obwodzie zbrojenia wyłącznika Q11 - napięcia musi być obecne;
- od położenia wielowtyków w obwodach pomocniczych wyłącznika Q11;
- od sygnału wyłączającego z DCS - musi być brak sygnału;

- od otwarcia klapy tylnej przedziału przyłączeniowego pola - musi być brak sygnału;
- od braku napięcia sterowniczego 2 cewki wyłączającej - napięcie musi być obecne;
- od zadziałania zabezp. łukochronnego transformatora - musi być brak sygnału;
- od awarii zabezpieczenia łukochronnego transformatora - musi być brak sygnału;
- od awaryjnego wyłączenia z rozd. 0,4 kV - musi być brak sygnału.

Sygnały muszą występować równocześnie, aby można było przeprowadzić próbę włączenia pola – jest to rezultat iloczynu logicznego wszystkich sygnałów.

3.2.6.4 Blokady przestawiania członu wysuwego wyłącznika Q11 w polu:

- blokada mechaniczna ryglująca człon wysuwny w położeniu pracy i próby - blokada uniemożliwia samoczynne przestawienie członu wysuwego;
- blokada mechaniczna dostępu do napędu członu wysuwego, jeżeli drzwi przedziału wysuwego nie są zamknięte;
- blokada mechaniczna otwarcia drzwi przedziału członu wysuwego, gdy człon wysuwny znajduje się w położeniach pośrednich między położeniem pracy i próby, oraz w położeniu PRACA;
- blokada mechaniczna wjazdu członem wysuwym o innym przeznaczeniu lub innym prądzie znamionowym;
- blokada mechaniczna przestawienia członu ruchomego z pozycji praca do pozycji próba z zamkniętym obwodem silnoprądowym - zanim styki ruchome wyłącznika rozłączą się ze stykami stałymi rozdzielni nastąpi mechaniczne wyłączenie wyłącznika;
- blokada mechaniczna przestawienia członu ruchomego z pozycji próba do pozycji praca z zamkniętym obwodem silnoprądowym - zanim styki ruchome wyłącznika złączą się ze stykami stałymi rozdzielni nastąpi mechaniczne wyłączenie wyłącznika;
- blokada mechaniczna - kluczykowa pomiędzy polami zasilania podstawowego i rezerwowego a uziemnikiem szyn zbiorczych w polu pomiarowym;
- blokada elektromagnetyczna od pozycji wyłącznika Q11 - wyłącznik Q11 musi być otwarty;
- blokada elektromagnetyczna od pozycji drzwi przedziału wyłącznika Q11 - drzwi muszą być zamknięte;
- blokada elektromagnetyczna od pozycji uziemnika Q41 w polu własnym - uziemnik musi być otwarty,
- blokada elektromagnetyczna od pozycji uziemnika szyn zbiorczych – uziemnik szyn zbiorczych musi być otwarty.

Sygnaly muszą występować równocześnie, aby można było przeprowadzić próbę włączenia pola – jest to rezultat iloczynu logicznego wszystkich sygnałów.

Przedstawione wyżej blokady mechaniczne są związane z konstrukcją rozdzielnicy. Z kolei blokady elektromagnetyczne działają tak, że blokują dostęp do gniazda napędu ręcznego uniemożliwiając sterowanie ręczne oraz jednocześnie wpływają na obwody napędu silnikowego, co blokuje sterowanie elektryczne.

3.2.6.5 Blokady przestawiania uziemnika Q41 w polu

- blokada mechaniczna dostępu do gniazda napędu ręcznego uziemnika, jeżeli drzwi przedziału przyłączonego nie są zamknięte,
- blokada mechaniczna dostępu do gniazda napędu ręcznego uziemnika, jeżeli człon wysuwny znajduje się w położeniu pracy lub w położeniach pośrednich między położeniem pracy i próby,
- blokada mechaniczna położenia napędu uziemnika w położeniach otwarcia lub zamknięcia uziemnika uniemożliwiająca samoczynne przestawienie się uziemnika w wyniku drgań,
- blokada mechaniczna drzwi przedziału przyłączonego uniemożliwiająca ich otwarcie przy otwartym uziemniku,
- blokada elektromagnetyczna od pozycji wyłącznika Q11 - wyłącznik Q11 musi być otwarty;
- blokada elektromagnetyczna od pozycji członu wysuwnego wyłącznika Q11 - wyłącznik musi być w pozycji "próba";
- blokada elektromagnetyczna od pozycji drzwi przedziału przyłączonego w polu - drzwi muszą być zamknięte;
- blokada elektromagnetyczna od pozycji uziemnika strony nn transformatora - uziemnik musi być otwarty;
- blokada elektromagnetyczna od pozycji członu wysuwnego wyłącznika w polu zasilającym właściwej rozdzielni 0,4 kV - wyłącznik musi być w pozycji próba;
- blokada elektromagnetyczna od obecności napięcia od strony przedziału przyłączonego pola - musi być brak napięcia - napięcie jest kontrolowane za pomocą przełącznika blokady, który mierzy napięcie za pomocą dzielnika reaktancyjnego (izolatory reaktancyjne).

Sygnaly muszą występować równocześnie, aby można było przeprowadzić próbę włączenia pola – jest to rezultat iloczynu logicznego wszystkich sygnałów.

Przedstawione wyżej blokady mechaniczne są związane z konstrukcją rozdzielni. Z kolei blokady elektromagnetyczne działają tak, że blokują dostęp do gniazda napędu ręcznego uzemniacza uniemożliwiając sterowanie ręczne oraz jednocześnie wpływają na obwody napędu silnikowego, co blokuje sterowanie elektryczne.

3.2.7 Układ sterowania pola rozdzielni

3.2.7.1 Załączenie wyłącznika -Q11 w polu - w pozycji "próba" - do prób wyłącznika.

Załączenie wyłącznika jest możliwe z następujących źródeł (miejsc):

- z elewacji rozdzielni - za pomocą panelu operatorskiego sterownika polowego - z uwzględnieniem blokad opisanych w rozdz. 3.2.6.1.

3.2.7.2 Załączenie wyłącznika -Q11 w polu - w pozycji "próba" - do prób funkcjonalnych.

Załączenie wyłącznika jest możliwe z następujących źródeł (miejsc)

- z systemu DCS - z uwzględnieniem blokad opisanych w rozdz. 3.2.6.2;
- z podsystemu elektrycznego - z uwzględnieniem blokad opisanych w rozdz. 3.2.6.2.

3.2.7.3 Załączenie wyłącznika -Q11 w polu - w pozycji "praca".

Załączenie wyłącznika jest możliwe z następujących źródeł (miejsc):

- z systemu DCS - z uwzględnieniem blokad opisanych w rozdz. 3.2.6.3
- z podsystemu elektrycznego - z uwzględnieniem blokad opisanych w rozdz. 3.2.6.3;

3.2.7.4 Wyłączenie wyłącznika -Q11 w polu:

Wyłączenie wyłącznika -Q11 jest możliwe z następujących źródeł (miejsc) - bez względu na położenie członu wysuwanego wyłącznika:

- z elewacji rozdzielni - za pomocą panelu operatorskiego sterownika polowego - wyłączenie operacyjne,
- z elewacji rozdzielni (przycisk -S32) - wyłączenie awaryjne,
- z systemu DCS - wyłączenie operacyjne i awaryjne,
- z podsystemu elektrycznego - wyłączenie operacyjne i awaryjne,
- przez układ zabezpieczeń pola - zabezpieczenia w sterowniku polowym,
- przez układ zabezpieczeń pola - zabezpieczenia łukochronne pola,
- od otwarcia klapy tylnej przedziału przyłączonego pola pomiarowego,
- przez zabezpieczenie termiczne transformatora - 2 stopień,

- przez zadziałanie zabezpieczenia łukochronnego transformatora,
- przyciskiem awaryjnego wyłącznika AW w polu zasilania rozdzielni 0,4 kV (w przypadku klasycznego rozwiązania będzie to połączenie bezpośrednie, w przypadku modernizacji poprzez sygnały cyfrowe zgodne z IEC61850)

3.2.7.5 Sterowanie członem wysuwym wyłącznika -Q11 w polu

Sterowanie członem wysuwym jest możliwe z następujących źródeł (miejsc):

- lokalnie - ręcznie,
- lokalnie - elektrycznie,
- zdalnie - elektrycznie.

Wszystkie powyższe sposoby sterowania uwzględniają blokady opisane w pkt. 3.2.6.4.

3.2.7.6 Sterowanie uziemnikiem -Q41 w polu

Sterowanie uziemnikiem jest możliwe z następujących źródeł (miejsc):

- lokalnie - ręcznie,
- lokalnie - elektrycznie,
- zdalnie - elektrycznie.

Wszystkie powyższe sposoby sterowania uwzględniają blokady opisane w pkt. 3.2.6.5.

3.2.8 Wykonywanie operacji łączeniowych w polu

Poniżej opisano wykonywanie operacji łączeniowych w polu:

3.2.8.1 Sterowanie członem wysuwym wyłącznika Q11 w polu

Sterowanie członem wysuwym jest możliwe w z miejsc opisanych w rozdz. 3.2.7.5.

Sterowanie członem wysuwym jest możliwe po spełnieniu wszystkich warunków wynikających z układu blokad opisanego w rozdz. 3.2.6.4.

Po odpowiednim skonfigurowaniu układu - spełnieniu warunków wynikających z blokad istnieje możliwość przestawienia członu wysuwego:

3.2.8.1.1 Przystawienie ręczne członu wysuwego wyłącznika Q11 w polu:

- ustawić przełącznik S1S wyboru sposobu sterowania (elektryczne / ręczne) członu wysuwego i uziemnika do pozycji sterowanie ręczne,
- po ustawieniu przełącznika S1S w pozycji sterowanie ręczne oraz kiedy jest możliwość przestawienia członu wysuwego wynikająca z układu blokad nastąpi zaświecenie lampki kontrolnej H46 na kolor żółty co oznacza zgodę (gotowość) do sterowania ręcznego,

- po zaświeceniu lampki H46 na żółto należy wcisnąć przycisk S35 deblokady - nastąpi odblokowanie na czas 8s gniazda napędu członu wysuwnego - potwierdzeniem jest podświetlenie się przycisku S35,
- w trakcie, kiedy przycisk S35 jest podświetlony należy dokonać przestawienia ręcznego członu wysuwnego - należy odsunąć gniazdo napędu ręcznego i za pomocą korby dokonać przestawienia.

3.2.8.1.2 Przetawienie elektryczne - lokalne (z pola) członu wysuwnego wyłącznika

Q11 w polu:

- ustawić przełącznik S1S wyboru sposobu sterowania (elektryczne / ręczne) członu wysuwnego i uziemnika do pozycji sterowanie elektryczne,
- ustawić przełącznik S52 wyboru miejsca sterowania (z systemu DCS / z pola) do pozycji sterowanie lokalne (z pola),
- po wykonaniu operacji jak wyżej oraz kiedy jest możliwość przestawienia członu wysuwnego wynikająca z układu blokad nastąpi zaświecenie lampki kontrolnej H46 na kolor zielony co oznacza gotowość napędu do przestawienia elektrycznego z pola,
- po zaświeceniu lampki H46 na zielono jest możliwość przestawienia członu wysuwnego - odpowiednie operacje inicjujące przestawienie należy wykonać na panelu operatorskim sterownika polowego.

3.2.8.1.3 Przetawienie elektryczne - zdalne (z DCS) członu wysuwnego wyłącznika Q11

w polu:

- ustawić przełącznik S1S wyboru sposobu sterowania (elektryczne / ręczne) członu wysuwnego i uziemnika do pozycji sterowanie elektryczne,
- ustawić przełącznik S52 wyboru miejsca sterowania (z systemu DCS / z pola) do pozycji sterowanie zdalne (z DCS),
- Zazwyczaj przełączniki S1S i S52 powinny być ustawione w sposób standardowy dla normalnej pracy rozdzielnicy, ponieważ zakłada się, że sterowanie rozdzielnicy odbywa się zdalnie z systemu DCS. Wszelkie inne tryby działania opisane wcześniej są przeznaczone do użytku serwisowego.
- po ustawieniu przełączników S1S i S52 jak wyżej - do pozycji umożliwiającej sterowanie zdalne z DCS operator systemu DCS (lub podsystemu elektrycznego) będzie miał możliwość przestawienia członu wysuwnego wyłącznika - odpowiednie operacje inicjujące przestawienie należy wykonać na właściwym ekranie systemu DCS lub podsystemu elektrycznego,

- podczas sterowania z DCS nie jest sygnalizowana gotowość do przestawienia za pomocą lampki H46 na elewacji pola, jest natomiast sygnalizowana gotowość do przestawienia w systemie DCS z użyciem podsystemu elektrycznego.

3.2.8.2 Sterowanie uziemnikiem Q41 w polu

Sterowanie uziemnikiem jest możliwe z miejsc opisanych w rozdz. 3.2.7.6. Sterowanie członem wysuwym jest możliwe po spełnieniu wszystkich warunków wynikających z układu blokad opisanego w rozdz. 3.2.6.5. Po odpowiednim skonfigurowaniu układu - spełnieniu warunków wynikających z blokad istnieje możliwość przestawienia uziemnika:

3.2.8.2.1 Przetawienie ręczne uziemnika Q41 w polu:

- ustawić przełącznik S1S wyboru sposobu sterowania (elektryczne / ręczne) członu wysuwego i uziemnika do pozycji sterowanie ręczne,
- po ustawieniu przełącznika S1S w pozycji sterowanie ręczne oraz kiedy jest możliwość przestawienia uziemnika wynikająca z układu blokad nastąpi zaświecenie lampki kontrolnej H45 na kolor żółty co oznacza zgodę (gotowość) do sterowania ręcznego,
- po zaświeceniu lampki H45 na żółto należy wcisnąć przycisk S35 deblokady - nastąpi odblokowanie na czas 10s gniazda napędu uziemnika - potwierdzeniem jest podświetlenie się przycisku S35,
- w trakcie, kiedy przycisk S35 jest podświetlony należy dokonać przestawienia ręcznego uziemnika - należy odsunąć gniazdo napędu ręcznego i za pomocą korby dokonać przestawienia.

3.2.8.2.2 Przetawienie elektryczne - lokalne (z pola) uziemnika Q41 w polu:

- ustawić przełącznik S1S wyboru sposobu sterowania (elektryczne / ręczne) członu wysuwego i uziemnika do pozycji sterowanie elektryczne,
- ustawić przełącznik S52 wyboru miejsca sterowania (z systemu DCS / z pola) do pozycji sterowanie lokalne (z pola),
- po wykonaniu operacji jak wyżej oraz kiedy jest możliwość przestawienia członu wysuwego wynikająca z układu blokad nastąpi zaświecenie lampki kontrolnej H45 na kolor zielony co oznacza gotowość napędu do przestawienia elektrycznego z pola,
- po zaświeceniu lampki H45 na zielono jest możliwość przestawienia uziemnika - odpowiednie operacje inicjujące przestawienie należy wykonać na panelu operatorskim sterownika polowego.

3.2.8.2.3 Przetawienie elektryczne - zdalne (z DCS) członu uziemnika Q41 w polu:

- ustawić przełącznik S1S wyboru sposobu sterowania (elektryczne / ręczne) członu wysuwego i uziemnika do pozycji sterowanie elektryczne,

- ustawić przełącznik S52 wyboru miejsca sterowania (z systemu DCS / z pola) do pozycji sterowanie zdalne (z DCS),
- powyższe ustawienie przełącznika S1S i S52 należy traktować jako typowe podczas normalnej pracy rozdzielnic - z założenia rozdzielnic ma być sterowana zdalnie z DCS lub podsystemu elektrycznego - inne tryby sterowania opisane powyżej należy traktować jako serwisowe,
- po ustawieniu przełączników S1S i S52 jak wyżej - do pozycji umożliwiającej sterowanie zdalne z DCS operator systemu DCS (lub podsystemu elektrycznego) będzie miał możliwość przestawienia uziemnika - odpowiednie operacje inicjujące przestawienie należy wykonać na właściwym ekranie systemu DCS lub podsystemu elektrycznego,
- podczas sterowania z DCS lub podsystemu elektrycznego nie jest sygnalizowana gotowość do przestawienia - za pomocą lampki H46 na elewacji pola, jest natomiast sygnalizowana gotowość do przestawienia w systemie DCS i podsystemu elektrycznego.

3.2.8.3 Załączenie wyłącznika -Q11 - w polu - w trybie "praca" (sterowanie zdalne z systemu DCS)

Aby przygotować pole do załączenia należy wykonać poniższe czynności (poszczególne operacje cząstkowe zostały omówione powyżej) - punktem wyjściowym jest stan odstawienia pola:

- krok 1 - zamknąć przedział SN przyłączowy i wyłącznika w polu,
- krok 2 - otworzyć uziemnik Q41 w polu zasilającym właściwej rozd. 0,4 kV,
- krok 3 - otworzyć uziemnik Q41 w polu,
- krok 4 - przestawić człon wysuwny wyłącznika Q11 w polu do położenia "praca",
- krok 5 - przestawić człon wysuwny wyłącznika Q51 w polu zasilającym właściwej rozd. 0,4 kV - do położenia "praca",
- krok 6 - sprawdzić ponownie czy są spełnione wszystkie warunki wynikające z blokad omówionych w pkt. 3.2.6.3,
- krok 7 - załączyć wyłącznik Q11 polu - po spełnieniu wszystkich warunków opisanych w krokach 1 do 6 wyłącznik jest gotowy do załączenia zdalnego - odpowiednie operacje inicjujące załączenie należy wykonać na właściwym ekranie systemu DCS lub podsystemu elektrycznego,
- krok 8 - realizacja powyższych kroków jest równoznaczna z podaniem napięcia na transformator,
- krok 9 - w kolejnym kroku można dokonać załączenia rozd. 0,4 kV

3.2.8.4 Załączenie wyłącznika -Q11 - w polu - w trybie "próba" do prób funkcjonalnych układu (sterowanie zdalne z systemu DCS)

Załączenie wyłącznika Q11 w położeniu "próba" członu wysuwnego - zdalne z DCS - do prób funkcjonalnych jest możliwe przy otwartym uziemniku w polu i umożliwia sprawdzenie funkcjonalne całego układu blokad - zarówno w obrębie pola jak i zewnętrznych. Dzięki temu jest możliwość funkcjonalnego sprawdzenia układu bez podawania napięcia.

Aby przygotować pole do załączenia należy wykonać poniższe czynności (poszczególne operacje cząstkowe zostały omówione powyżej) - punktem wyjściowym jest stan odstawienia pola (pkt. 3.2.8.7):

- krok 1 - zamknąć przedział SN przyłączowy i wyłącznika w polu,
- krok 2 - otworzyć uziemnik Q41 w polu zasilającym rozd. 0,4 kV,
- krok 3 - otworzyć uziemnik Q41 w polu,
- krok 4 - sprawdzić ponownie czy są spełnione wszystkie warunki wynikające z blokad omówionych w pkt. 3.2.6.2,
- krok 5 - załączyć wyłącznik Q11 polu - po spełnieniu wszystkich warunków opisanych w krokach 1 do 4 wyłącznik jest gotowy do załączenia zdalnego - odpowiednie operacje inicjujące załączenie należy wykonać na właściwym ekranie systemu DCS lub podsystemu elektrycznego,

3.2.8.5 Załączenie wyłącznika -Q11 - w polu - w trybie "próba" do prób wyłącznika (sterowanie lokalne z pola)

Załączenie wyłącznika Q11 w położeniu "próba" członu wysuwnego - lokalne - do prób wyłącznika jest możliwe przy zamkniętym uziemniku w polu i umożliwia sprawdzenie wyłącznika z pominięciem układu blokad zewnętrznych.

Aby przygotować pole do załączenia należy wykonać poniższe czynności (poszczególne operacje cząstkowe zostały omówione powyżej) - punktem wyjściowym jest stan odstawienia pola (pkt. 3.2.8.7):

- krok 1 - sprawdzić ponownie czy są spełnione wszystkie warunki wynikające z blokad omówionych w pkt. 3.2.6.1,
- krok 2 - załączyć wyłącznik Q11 w polu - po spełnieniu warunków opisanych w krokach 1 wyłącznik jest gotowy do załączenia lokalnego - odpowiednie operacje inicjujące załączenie należy wykonać na panelu operatorskim.

3.2.8.6 Wyłączenie pola

Wyłączenie pola może być:

- operacyjne,

- przez zabezpieczenia.

Źródła sygnałów wyłączających zostały omówione w rozdziale 3.2.7.4. Gdy pole zostanie wyłączone operacyjnie, może być włączone ponownie bez dodatkowych procedur. W przypadku wyłączenia przez system zabezpieczeń należy przeprowadzić inspekcję systemu i usunąć sygnały z zabezpieczenia za pomocą funkcji w przekaźniku zabezpieczeniowym (co wymaga hasła). Tylko po tej procedurze pole może zostać ponownie włączone.

3.2.8.7 Przygotowanie pola transformatorowego do odstawienia (do remontu)

Aby przygotować pole do odstawienia należy wykonać poniższe czynności:

- krok 1 - wyłączyć wyłącznik Q11 w polu,
- krok 2 - wyłączyć wyłącznik Q51 w właściwym polu zasilającym rozd. 0,4 kV (pole rozd. 0,4 kV, które jest zasilane z pola rozd. 6 kV, które chcemy odstawić do remontu,
- krok 3 - przestawić człon wysuwny wyłącznika Q11 w polu do położenie "próba",
- krok 4 - przestawić człon wysuwny wyłącznika Q51 w właściwym polu zasilającym rozd. 0,4 kV do położenia "próba",
- krok 5 - sprawdzić, czy jest brak napięcia w przedziale przyłączowym pola - za pomocą wskaźnika napięcia K21 na elewacji pola - wskaźnik powinien być wygaszony,
- krok 6 - zamknąć uziemnik Q41 w polu,
- krok 7 - zamknąć uziemnik Q41 w właściwym polu zasilającym rozd. 0,4 kV.

Po wykonaniu powyższych czynności będzie możliwe otwarcie przedziału przyłączowego oraz wyłącznika pola.

3.3 Szczegółowe omówienie pola zasilającego rozdzielnicę główną niskiego napięcia

Pole zasilające nn może być wykonane w różnych wariantach. Pierwszy wariant jest wtedy, gdy funkcje zabezpieczające są integralną częścią wyłącznika, drugi, gdy funkcje zabezpieczające oraz sterujące całym polem znajdują się w przekaźniku zabezpieczającym. Ten drugi wariant został wybrany jako bardziej złożony, pozwalający w bardziej kompleksowy sposób omówić topologie układów zasilania oraz sterowania w obiektach przemysłowych. Daje to możliwość pełnego wykorzystania systemów bazujących na szynie procesowej, biorąc pod uwagę, że większość wyłączników głównych nn nie jest zgodna z tym standardem. Do szczegółowego omówienia pola zasilającego posłużono się przekaźnikiem zabezpieczeniowym REF615 [116], [117], [118], [119], który będzie wykorzystany w dalszych pracach badawczych niniejszego doktoratu.

Niezależnie od wariantu, który wybierzemy układy te w pełni zabezpieczają rozdzielnicę od zwarć, a pole zasilające jest dodatkowo wyposażone w ogranicznik przepięć. Zastosowanie przekaźnika zabezpieczeniowego z dodatkowymi modułami wejść i wyjść umożliwia implementację dodatkowych zabezpieczeń w postaci blokad, które mogą uniemożliwić przypadkowe błędy podczas eksploatacji rozdzielnic.

Układy zabezpieczeń nn są mniej skomplikowane ze względu na ich mniejszą złożoność, jednakże wymagają one podstawowych blokad funkcyjnych. Jedną z nich jest blokada od przypadkowego załączenia przez użytkownika pola rozdzielnic (z systemu sterowania poprzez przekaźnik zabezpieczeniowy lub z elewacji pola). Polega to na wprowadzeniu w ciąg zasilający cewkę „załącz (YC)” informacji o położeniu wyłącznika w polu transformatorowym SN oraz położenia wyłącznika w polach zasilających sekcji drugiej (lub pierwszej w zależności, o którym polu zasilającym mówimy - dla rozdzielnic dwusekcyjnej), jak również w polu sprzęgła z wyłącznikiem. Następnie w ciągu blokad zostały zaimplementowane sygnały położenia wyłącznika w trybach „praca” oraz „próba”. Po zastosowaniu ciągu blokad funkcyjnych równolegle do nich możemy załączyć wyłącznik z pozycji „próba” z wymaganym „zazbrojeniem” wyłącznika z przycisku na elewacji pola -S31. Ostatnią blokadą, która ma wpływ na załączenie wyłącznika dla obu trybów sterowań jest blokada od położenia uziemników od strony zasilania -Q41 oraz szyn rozdzielnic -Q42. Trzecią możliwością załączenia pola zasilającego jest załączenie przez układ SZR, przy czym wyłącznik w polu musi być w położeniu „praca” lub „próba” a uziemniki pola muszą być rozłączone. Powyższe blokady zapewniają skuteczną ochronę całego układu przed przypadkowym załączeniem pola zarówno z systemu sterowania DCS, przycisku z elewacji pola -S31 jak również układu SZR.

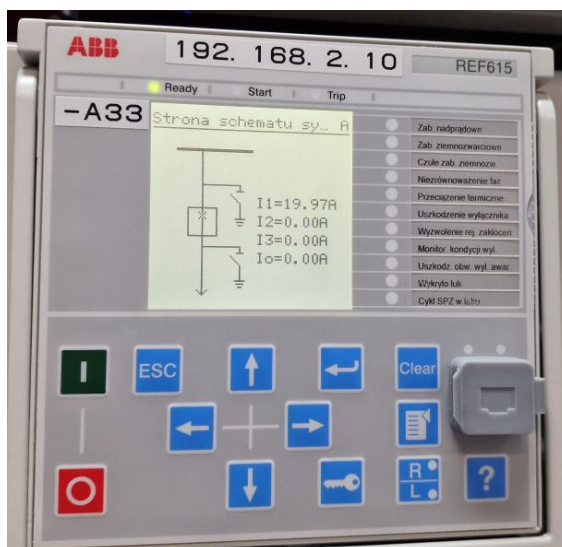
Po spełnieniu wymogów opisanych powyżej (blokady), układ można załączyć. Podczas normalnej pracy odbywa się to poprzez przekaźnik zabezpieczający poprzez moduł komunikacyjny oparty o IEC61850 (wyjście SO1). Alternatywną metodą jest załączenie układu poprzez system SZR.

Wyłączenie wyłącznika może odbyć się z kilku miejsc w zależności, od sytuacji która może wystąpić:

- Poprzez układ SZR
- Z pola rozdzielni poprzez przycisk -S32
- Z systemu sterowania poprzez przekaźnik zabezpieczeniowy – wyjście SO2 (IEC61850)
- Przyciskiem -S21 (awaryjne wyłączenie) z rozdzielni
- Przekaźnik zabezpieczeniowy z rozdzielni SN

Użycie przekaźnika zabezpieczeniowego wyposażonego we wbudowany wyświetlacz HMI umożliwi graficzne przedstawienie istotnych informacji o systemie, co pokazano na Rys. 58. Na wyświetlaczu znajdują się dane dotyczące:

- Położeniu wyłącznika w pozycji „praca” oraz „próba”
- Położeniu uziemnika od strony zasilania
- Położeniu uziemnika od strony szyn rozdzielnic
- Wartość prądu w poszczególnych fazach L1, L2, L3



Rys. 58. Tablica synoptyczna pola na panelu HMI przekaźnika zabezpieczeniowego [opracowanie własne]

Nowoczesne wyłączniki nn stosowane w rozdzielnicach nn cechują się modułowością zwiększając ich możliwości [108]. Jednakże w omawianym przykładzie, gdzie urządzeniem

sterującym oraz monitorującym działanie pola jest przekaźnik zabezpieczeniowy informacje z niego muszą zostać przekazane przez odpowiednie moduły wejść binarnych. Do tych sygnałów zaliczamy:

- sygnalizacja stanu wyłącznika załączony/wyłączony
- sygnalizacji położenia wyłącznika „praca” /” próba”
- zadziałanie wyłącznika
- kontrola „zabrojenia” wyłącznika

Oprócz wyżej wymienionych sygnałów do systemu sterowania powinny trafić informacje takie jak:

- kontrola obecności napięcia na szynach zbiorczych rozdzielnicy
- awaryjne wyłączenie
- zadziałanie ogranicznika przepięć
- awaria w obwodzie ogranicznika przepięć
- kontrola napięcia sterowniczego
- sygnalizacja położenia uziemnika od zasilania załączony/wyłączony
- sygnalizacja położenia uziemnika od szyn rozdzielnicy załączony/wyłączony

Pole zasilające podczas normalnej pracy będzie sterowane przy pomocy sygnałów cyfrowych w oparciu o standard IEC61850:

- załączenie pola odbywać się będzie za pomocą sygnału SO1 podawanego na cewkę wyłącznika YC
- wyłączenie pola odbywać się będzie za pomocą sygnału SO2 podawanego na cewkę wyłącznika YO

Rozwijając temat blokad uziemników, który wcześniej był wspomniany przy kwestii blokad załączenia pola, czynności jakie należy podjąć w celu zmiany pozycji tych uziemników są bardziej złożone. Pierwszy etap blokad jaki został zastosowany w tym przypadku to blokada mechaniczna drzwi przedziału uziemników -Q41 oraz -Q42. Należy naciskać przycisk -S33 lub -S34, który przez okres 30s umożliwi użytkownikowi otwarcie drzwi i przełączenie uziemnika ręcznie w pozycje on/off. Po tym czasie operacja ta nie będzie możliwa do wykonania. W celu wykonania powyższych czynności należy zwrócić uwagę, iż w polu rozdzielnicy wyłączniki powinny być w pozycji „próba”, a następnie w polu sprzęgła z wyłącznikiem również w tej samej pozycji tj. „próba” dla otwarcia drzwiczek uziemnika od strony szyn. W przypadku zmiany pozycji uziemnika od strony zasilania wyłącznik w polu zasilającym powinien być w pozycji „próba”, natomiast położenie uziemnika w rozdzielnicy SN w pozycji „on” czyli uziemnik zamknięty.

Część sygnałów jest powielanych do innych pól rozdzielnic nn oraz SN w celu tworzenia blokad lub przekazania stanu aparatury w polu zasilającym. W niniejszej pracy będą poruszane powiązania pól nn z rozdzielnicą SN, natomiast pozostałe sygnały wykraczają poza jej zakres i nie będą przedmiotem analizy.

Projekt odzwierciedlający powyższy opis stanowi Załącznik 1 w którym zostały przedstawione klasyczne rozwiązania w zakresie projektowania układów automatyki zabezpieczeniowej powiązań pól SN oraz nn. Natomiast wersja po modernizacji uwzględniająca zmiany wynikające z wprowadzenia w pełni cyfrowej rozdzielnicy opartej o sygnalizację GOOSE znajduje się w Załącznik 2.

4 Charakterystyka zaprojektowanego i skonstruowanego stanowiska laboratoryjnego do badania zabezpieczeń cyfrowych

Został opracowany uniwersalny układ do symulacji systemów zasilania różnych zakładów przemysłowych, skupiając się na dwóch poziomach zabezpieczeń: rozdzielnic SN i rozdzielnic nn. Wykorzystał w nich przekaźniki zabezpieczające kompatybilne z szyną procesową i zbudował uproszczone modele w laboratorium, symulujące tego rodzaju rozdzielnice na mniejszą skalę.

Obiekty przemysłowe różnią się między sobą pod względem przeznaczenia, rozmiarów, zasad projektowania i wykorzystywanych procesów technologicznych. Jednak mimo tych różnic istnieją pewne wspólne elementy charakterystyczne dla każdego zakładu. Stworzony model stanowiska laboratoryjnego miał na celu zilustrowanie standardowego systemu zasilania i sterowania, który mógłby znaleźć zastosowanie w każdym rodzaju zakładu przemysłowego, bez względu na jego specyfikę czy producenta zastosowanej aparatury.

Faza koncepcyjny polegała na stworzeniu struktury układu, wyborze aparatury, która pokazuje koncepcje integralności całego procesu zarządzania częścią elektryczną procesu. Rozwiązanie ma wpisać się w koncepcję cyfrowych standardów zarządzania i analizy danych jakie daje współczesna aparatura, jak również wskazać niezbadane trendy w rozwoju integralności procesu technologicznego. Zaproponowane rozwiązanie ma być nie tylko zgodne z obecnymi standardami w dziedzinie zarządzania i analizy danych, a równocześnie ma identyfikować niezbadane dotąd kierunki ewolucji układów automatyki zabezpieczeniowej w kontekście scentralizowanych zabezpieczeń polowych.

Faza projektowa zakładała z kolei szczegółowe określenie i selekcję modułów wyposażenia aparatury, sposoby ich wzajemnej komunikacji oraz metody zasilania. Uproszczona koncepcja tego podejścia została przedstawiona na Rys. 59. Schemat stanowiska laboratoryjnego do badań układów automatyki zabezpieczeń zgodnych z ideą Przemysłu 4.0 obejmujący sieci SN oraz nn zasilające odbiory przemysłowe, podzielono na trzy sekcje ilustrujące kompleksową strukturę technologiczną zakładu produkcyjnego. Typowy układ dystrybucji zasilania w zakładzie przemysłowym zaczyna się od rozdzielnic SN, z której zasilane są zarówno odbiory wymagające tego poziomu zasilania, jak również odbiory nn poprzez transformatory obniżające napięcie do poziomu 690V bądź do poziomu 400V. Uzależnione jest to od wymogów jakie niesie dany proces technologiczny. Wybór tego wariantu struktury wynika z jego większej złożoności, co umożliwia dokładniejszą analizę układu, dostosowaną do wymogów określonego procesu technologicznego.

W zakresie rozdzielnic SN wykorzystano przekaźniki zabezpieczeniowe (REX640 [110], [111], [112] oraz REF620 [113], [114], [115]), które pełnią funkcję zabezpieczającą i sterującą polem średniego napięcia. Po stronie niskiego napięcia w rozdzielnic dwusekcyjnej pokazano dwa rozwiązania, które występują w typowych aplikacjach w przemyśle. W skomplikowanych systemach z licznymi sygnałami sterującymi wykorzystywane są przekaźniki zabezpieczające. W sekcji 1 został zaimplementowany przekaźnik zabezpieczeniowy REF615 [116], [117], [118], [119]. W przypadku sekcji 2 został użyty wyłącznik główny, z modułami rozszerzeń o ograniczonej liczbie dostępnych wejść-wyjść binarnych. Dodatkowo wyłącznik ten nie wspiera standardu szyny procesowej, co uniemożliwia transmisję sygnałów typu SV. Wszystkie zastosowane w projektach urządzenia spełniają wymogi stawiane rozdzielnicą cyfrowym. Wyposażone są w układy komunikacji w standardzie IEC61850, przy czym wyłącznik główny Emax-2 [108] ma ograniczenia, wynikające z braku wsparcia dla IEC61850-9-2. Każdy z członów wyżej wymienionej aparatury może pracować niezależnie od siebie. W ramach pracy doktorskiej zbudowano odmienne rozwiązanie struktury decyzyjnej z poziomu jednostki w polu rozdzielnic na jednostkę centralną (Scentralizowane wielopolowe zabezpieczenie SSC600 [120], [121], [122]). Charakteryzuje się ono wpływem jednostki centralnej na zachowanie indywidualnych zabezpieczeń w poszczególnych polach rozdzielnic zarówno po stronie SN jak i nn. Część aparatury wyżej opisana (zaznaczona zieloną linią przerywaną, co pokazano na Rys. 59) stanowi podstawę do dalszych badań w ramach niniejszej pracy doktorskiej.

Infrastruktura pokazana niebieską linią przerywaną na schemacie stanowiska, odpowiada za dystrybucję zasilania dla odbiorów nn, gdzie jako przykład zastosowano typowe silniki nn. Sterowanie zostało wykonane w oparciu o rozwiązania cyfrowe (Sterownik silnikowy UMC100) z pełną diagnostyką odbiorów w chmurze (odczyt parametrów, zbieranie danych i ich analiza odbywa się zdalnie). Przy proponowanym sterowaniu zastosowano dwie alternatywne metody komunikacji w oparciu o Interfejs z protokołem Modbus TCP oraz Interfejs z protokołem PROFINET.

Podgląd wizyjny całego procesu technologicznego odbywa się poprzez odpowiednie urządzenia. Po stronie nn funkcję tę pełni główny sterownik PLC AC500, natomiast po stronie SN jest to SS600. Alternatywnie możliwe jest bezpośrednie łączenie się z indywidualnymi przekaźnikami zabezpieczeniowymi w poszczególnych polach.

Faza realizacji stanowiska jest kolejnym etapem wykonania założonego projektu. Weryfikacja działania podstawowych funkcji urządzeń i ich diagnostyka miały miejsce w celu dokonania ewentualnych modyfikacji w ramach badań w laboratorium. Faza końcowa budowy stanowiska laboratoryjnego została pokazana na Rys. 60 jak i Rys. 61, gdzie:

- 1 - Główny sterownik PLC AC500,
- 2 - Interfejs z protokołem PROFINET lub ModbusTCP,
- 3 - Sterownik silnikowy UMC100.



Rys. 60. Rozdzielnica dwusegmentowa nn z polem zasilającym oraz odbiorowym [opracowanie własne]



Rys. 61. Infrastruktura odbiorów przemysłowych nn z elementami infrastruktury nadzoru wizyjnego AC500 [opracowanie własne]

4.1 Szafy automatyki zabezpieczeń

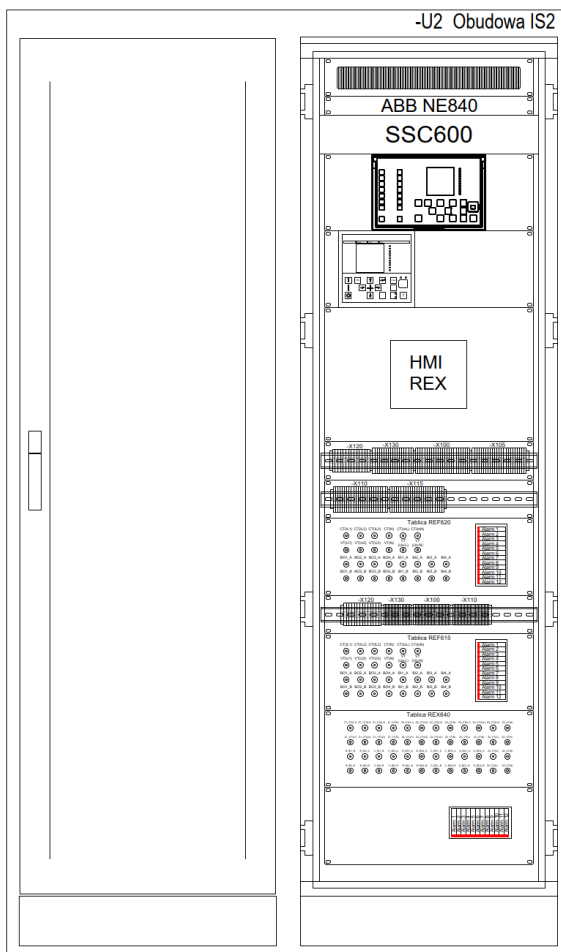
Budowa struktury układu zasilająco sterującego miała na celu pokazać różnorodności standardów oraz złożoność problemu. Ze względu na skalę problematyki w pracy skupiono się na jednym fragmencie struktury układu, która z punktu widzenia poprawności zasilania wydaje się kluczowa. Stanowisko badawcze składa się z dwóch szaf oraz kilku przekaźników zabezpieczeniowych, które symulują zachowanie procesu technologicznego. Do analizy wybrano kilka zabezpieczeń, których możliwości funkcjonalne w rzeczywistym układzie zostały omówione w rozdziale 3.2 oraz 3.3 Te funkcjonalności są wynikiem możliwości technicznych stosowanych systemów zabezpieczających, a także odpowiednich sygnałów wejściowych i wyjściowych z przekaźników zabezpieczeniowych, które umożliwiają sterowanie danym polem rozdzielnic. W warunkach laboratoryjnych nie ma możliwości stworzenia tak rozbudowanej struktury, dlatego też została ona uproszczona przy zachowaniu wszystkich kluczowych funkcji, które odzwierciedlają stan faktyczny.

Pierwsza szafa automatyki zabezpieczeniowej, została wykonana zgodnie z projektem co można zaobserwować na Rys. 62 oraz na Rys. 63. Szafa została podzielona na sekcje:

- Pierwsza sekcja składa się z Switcha przemysłowego NE840 do którego podłączone są wszystkie urządzenia wchodzące w skład topologii układu zabezpieczeń tj. SSC600, REX640, REF620 oraz REF615. Elementy które są podłączone, a których nie widać na elewacji paneli to moduł RIO600 [123], Gateway do komunikacji z usługami chmurowymi producenta aparatury, która poddawana jest analizie tj. ABB oraz serwer czasu rzeczywistego NTS-PICO3.
- Druga sekcja to urządzenia infrastruktury zabezpieczającej w postaci Scentralizowanego Zabezpieczenia Polowego SSC600, przekaźnika zabezpieczeniowego REF620 oraz REF615, ostatni segment tej sekcji stanowi wyświetlacz HMI przekaźnika zabezpieczeniowego REX640. W tylnej części tej sekcji zamontowany jest przekaźnik zabezpieczeniowy REX640.
- Trzecia sekcja związana jest z listwami pośredniczącymi pomiędzy przekaźnikiem zabezpieczeniowym a tablicą diagnostyczno-pomiarową. Pierwsze dwa rzędy listew zaciskowych (-X120, -X130, -X100, -X105, -X110, -X115) stanowią połączenia pomiędzy przekaźnikiem zabezpieczeniowym REF620 a Tablicą REF620.
- Czwarta sekcja związana jest z listwami pośredniczącymi pomiędzy przekaźnikiem zabezpieczeniowym a tablicą diagnostyczno-pomiarową. Rząd listew zaciskowych (-X120, -X130, -X100, -X110, -X115) stanowią połączenia pomiędzy przekaźnikiem zabezpieczeniowym REF615 a Tablica REF615.
- Piąta sekcja związana jest z listwami pośredniczącymi pomiędzy przekaźnikiem zabezpieczeniowym a tablicą diagnostyczno-pomiarową dla REX640. Rzędy listew

zaciskowych (-B_X1, -B_X2, -C_X1, -C_X2, -D_X1, -D_X2, E_X1, -E_X2, -F_X1, -F_X2, -G_X1, -G_X2) stanowią połączenia pomiędzy przekaźnikiem zabezpieczeniowym REX640 a Tablicą REX640.

- Ostatnia szósta sekcja posiada wyświetlacz diodowy, którego celem jest sygnalizacja zadziałania zabezpieczenia obwodów zasilających poszczególne urządzenia w szafie jak również wskazanie awarii w obwodach sterowniczych dla wszystkich układów w zaprojektowanej szafie. Za panelem przednim znajduje się jeszcze zasilacz 24VDC z osprzętem, który pełni rolę obwodów zasilnia wszystkich paneli LED.



Rys. 62. Elewacja szafy pierwszej automatyki zabezpieczeń – etap projektowy [opracowanie własne]



Rys. 63. Elewacja szafy pierwszej automatyki zabezpieczeń – etap powykonawczy [opracowanie własne]

Druga szafa automatyki zabezpieczeniowej, również została wykonana zgodnie z projektem co można zaobserwować na Rys. 64 oraz na Rys. 65. Z uwagi na rozszerzone zastosowanie tej szafy i odmienny charakter wykonania, w poniższym akapicie zostanie omówiono sposób jej użytkowania oraz eksploatacji.

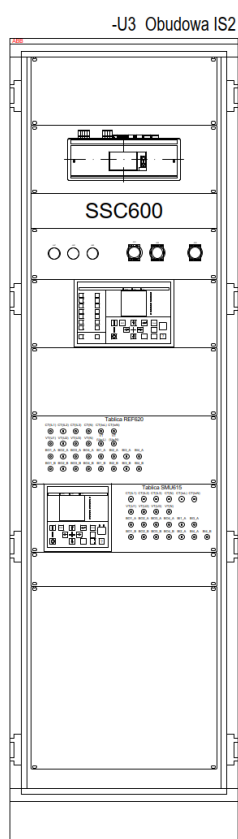
Szafa została podzielona na sekcje. Poniżej w kolejności od góry zostaną omówione poszczególne z nich:

- Sekcja pierwsza - Ekip UP, który jest modulem cyfrowym w rozdzielnicy niskiego napięcia, który może monitorować, chronić i kontrolować instalacje nowej generacji
- Sekcja druga - Scentralizowane wielopolowe zabezpieczenie SSC600
- Sekcja trzecia – obwody sterowania oraz sygnalizacji
 - Lampka sygnalizacyjna -H41 (żółta) – sygnalizacja obecności napięcia w szafie
 - Lampka sygnalizacyjna -H42 (czerwona) – brak napięcia w obwodach sterowania szafą (stycznik otwarty)
 - Lampka sygnalizacyjna -H43 (zielona) – napięcie sterownicze podane na urządzenia w szafie (możliwe jedynie przy zamkniętych drzwiach)
 - Przycisk sterowniczy -S31 (zielony) – załącz urządzenia w szafie
 - Przycisk sterowniczy -S32 (czerwony) – wyłącz urządzenia w szafie
 - Przycisk awaryjnego wyłączenia (czerwony) – wyłącza zasilanie w obwodach szafy (w celu powrotu do stanu pierwotnego przycisk AW należy przekręcić)
- Sekcja czwarta – przekaźnik zabezpieczeniowy REF620
- Sekcja piąta – wyprowadzenia obwodów przekaźnika zabezpieczeniowego REF620 zgodnie z schematem
- Sekcja szósta– merging unit SMU615 [124], [125], [126] wraz z wyprowadzeniami obwodów zgodnie ze schematem

Szafa jest zasilana z obwodu jednofazowego a zasilanie jest doprowadzone na złącza od dołu szafy. Został też zastosowany rozłącznik izolacyjny w celu wyłączenia obwodów sterowniczych jak i całej szafy. Sprzed rozłącznika -Q61 zostały wykonane wyprowadzenia na lampki sygnalizacyjne -H41 oraz -H42 (które będą świecić nawet gdy rozłącznik -Q61 będzie w pozycji rozłączonej). Oznacza to, że szafa nie została odłączona od zasilania zewnętrznego i należy to zrobić, aby prowadzić prace wewnątrz niej. Następnie za rozłącznikiem -Q61 znajdują się obwody sterowania w postaci przycisków -S33 (Awaryjne wyłączenie), -S32 (Wyłącz), -H41 (blokadę krańcową w celu uniemożliwienia pracy pod napięciem w części obwodów sterowniczych szafy – oznacza to, że szafa musi być zamknięta, aby można było zasilić urządzenia w szafie), -S31 (załącz), -Q81 (styki pomocnicze stycznika -Q81 (styk NO) w celu podtrzymania zasilania cewki stycznika -Q81). Z wyjść rozłącznika -Q61 doprowadzane jest napięcie na styki główne stycznika. W momencie zamknięcia drzwi bocznych oraz naciśnięciu przycisku -S31 nastąpi zasilenie obwodów zasilających urządzenia. Każdy obwód jest zabezpieczony wyłącznikiem nadprądowym z wyjątkiem gniazda serwisowego, które jest zabezpieczone wyłącznikiem nadprądowym z członem różnicowym. W szafie oprócz obwodów napięć 230V występują obwody prądu stałego 24VDC, które są zasilane z zasilacza -G61, który znajduje się w górnej części szafy, a obok niego zamontowana jest dedykowana listwa zasilająca, której celem jest dystrybucja zasilania 24VDC w szafie. Informacje o poszczególnych zabezpieczeniach oraz jakie urządzenia one zasilają zostały pokazane na schemacie elektrycznym (Załącznik 3).

Urządzenia automatyki zabezpieczeniowej posiadają szereg wyjść oraz wejść. Kluczowe sygnały z zabezpieczeń, modułów zostały wyprowadzone na panele przednie bądź to na listwę zaciskową zgodnie ze schematami elektrycznymi.

Odzwierciedleniem niniejszego opisu poszczególnych sekcji jest projekt elektryczny szaf automatyki zabezpieczeń, który stanowi Załącznik 3 do pracy doktorskiej. Szczegółowe rysunki elewacji znajdują się w Załącznik 4.

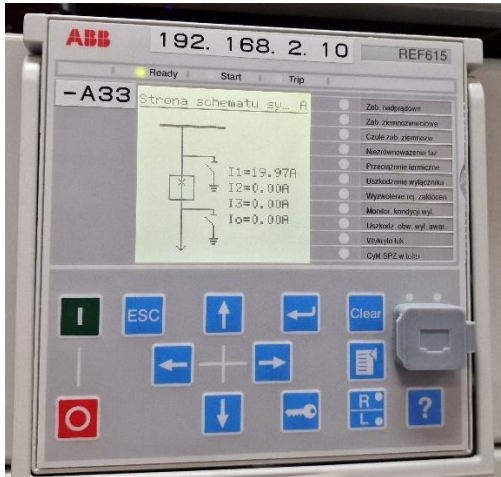


Rys. 64. Elewacja szafy drugiej automatyki zabezpieczeń – etap projektowy [opracowanie własne]

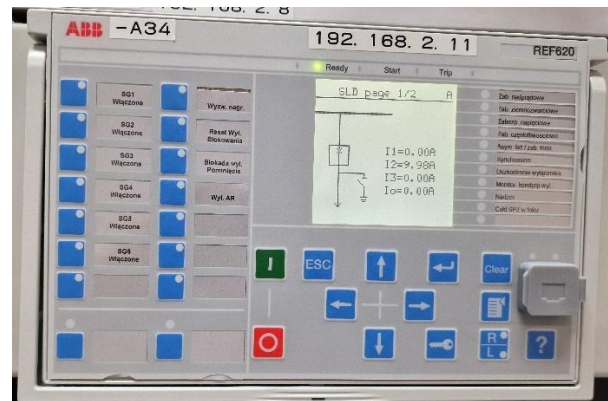


Rys. 65. Elewacja szafy drugiej automatyki zabezpieczeń – etap powykonawczy [opracowanie własne]

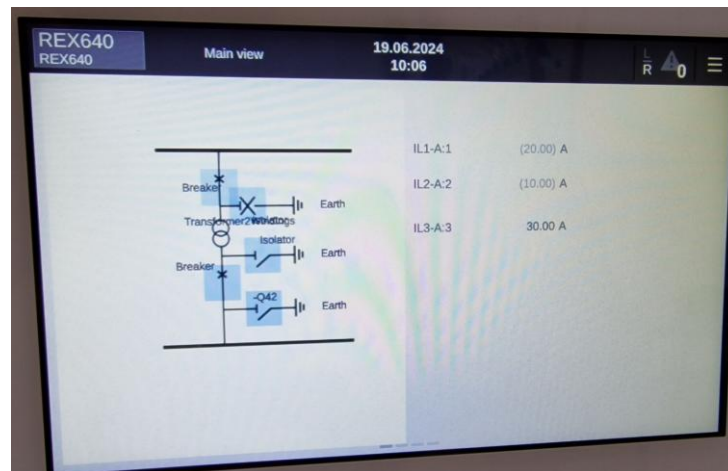
W każdym przełączniku zabezpieczeniowym zaimplementowano uproszczone algorytmy dostosowane do możliwości stanowiska laboratoryjnego bazując na rzeczywistych strukturach zasilających sterujących opisanych w rozdziale 3.2 oraz 3.3. Poszczególne schematy synoptyczne oraz przykładową tablicę sygnalizacyjną można zobaczyć na Rys. 66, Rys. 67, Rys. 68, Rys. 69.



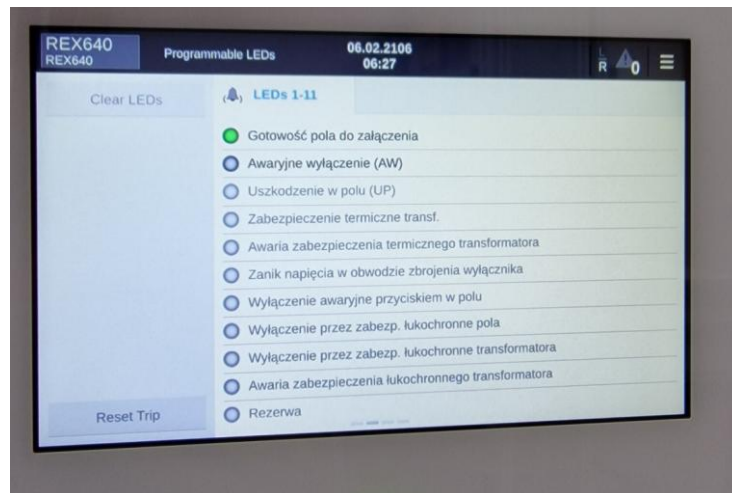
**Rys. 66. Tablica synoptyczna rozdzielnic
nn – przełącznik zabezpieczeniowy
REF615 [opracowanie własne]**



**Rys. 67. Tablica synoptyczna rozdzielnic
SN – przełącznik zabezpieczeniowy REF620
[opracowanie własne]**



**Rys. 68. Tablica synoptyczna rozdzielnic
SN oraz nn – przełącznik zabezpieczeniowy REX640
[opracowanie własne]**



Rys. 69. Panel sygnalizacji stanu pola SN – przekaźnik zabezpieczeniowy REX640 [opracowanie własne]

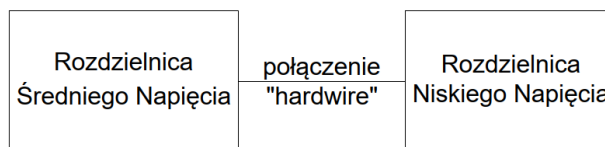
5 Analiza istniejących i proponowanych rozwiązań

W niniejszym rozdziale zostaną przeanalizowane aktualne trendy w systemach automatyki zabezpieczeniowej. Następnie przedstawiona zostanie koncepcja scentralizowanego zabezpieczenia polowego oraz jej podstawowe założenia. Takie podejście umożliwi opracowanie nowych algorytmów sterowania, a także ich szczegółową analizę pod kątem zalet i wad. Dodatkowo zostaną wskazane systemy, dla których wdrożenie tego rozwiązania może przynieść korzyści zarówno w aspekcie ekonomicznym, jak i w zakresie bezpieczeństwa operacyjnego.

5.1 Nowa strategia układu zabezpieczeń

Układy automatyki zabezpieczeń od wielu lat pozostają w niezmienionej formie w zakresie topologii układów sterowania oraz struktury. Przykładowe rozwiązania standardów pól, zostały omówione w Rozdziale 3, a w szczególności w rozdziale 3.2 oraz 3.3 gdzie przeprowadzono analizę działania pola SN oraz nn. W tych rozdziałach pokazano jak złożone struktury sterowań występują w układach automatyki zabezpieczeniowej. Do zagwarantowania bezpieczeństwa pola rozdzielniczego istotny jest nie tylko pomiar prądu i napięcia dotyczący danego pola. Równie ważne są sygnały pochodzące z różnych urządzeń i komponentów takich jak czujniki czy sygnały ze styków elementów mechanicznych obecnych w polu oraz sygnały z innych pól rozdzielni SN czy nn. W takich systemach mogą być także obecne dodatkowe sygnały wysyłane do i z układu sterowania za pomocą tradycyjnego połączenia kablowego, służące jako rezerwowe rozwiązanie używane do wizualizacji zmian. Te powiązania zostały pokazane w Załącznik 1 oraz Załącznik 2, a ich połączenia zostały dodatkowo oznaczone kolorem czerwonym.

Kwestie występujące w takich strukturach wiążą się z liczbą połączeń oraz organizacją systemu rozdzielnic, co zależy od wielkości zakładu przemysłowego. Może to dotyczyć prostych połączeń typu rozdzielnicza-rozdzielnicza, jak pokazano na Rys. 70, lub bardziej skomplikowane układy, na przykład rozdzielnicza - szafa krosowa – rozdzielnicza, przedstawione na Rys. 71, które są efektem dążenia do optymalizacji tras kablowych oraz wymagań tam występujących.



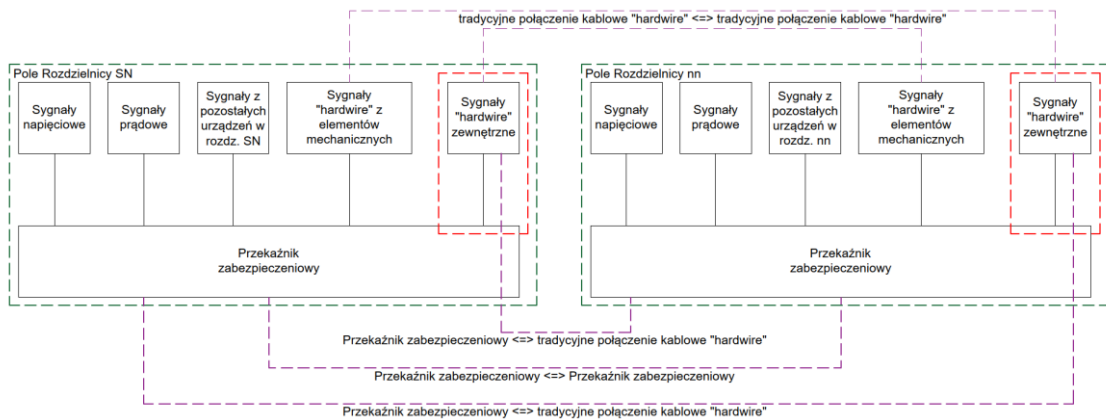
Rys. 70. Połączenie bezpośrednie pomiędzy rozdzielnicami [opracowanie własne]



Rys. 71. Połączenie pośrednie pomiędzy rozdzielnicami poprzez szafę krosową [opracowanie własne]

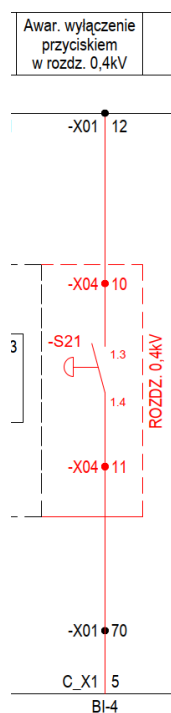
Praca koncentruje się na topologii dystrybucji zasilania w zakładzie przemysłowym a w szczególności powiązania układów automatyki zabezpieczeniowej z systemem sterowania procesem technologicznym, lecz istotne są także inne aspekty wpływające na projektowane instalacje. Wskazuje to na potrzebę optymalizacji okablowania strukturalnego oraz tradycyjnych połączeń kablowych w zakresie sterowania, która wpływa nie tylko na koszt gospodarki kablowej, ale co za tym idzie na elementy wsparcze jak również konstrukcje całego obiektu. Analiza wpływu zmiany struktury zasilania oraz jej optymalizacji pod względem instalacji wspomnianych w poprzednim akapicie nie stanowi części niniejszej pracy, jednakże będzie stanowić bazę do dalszych prac optymalizacyjnych w kontekście cyfryzacji tych systemów.

W Rozdziale 3.2 skupiono się na omówieniu typowego pola transformatorowego (odbiorczego) SN z wykorzystaniem modułowego przekaźnika zabezpieczeniowego przy pomocy którego w warunkach laboratoryjnych stworzono układ symulujący rzeczywistą strukturę proponowanego rozwiązania. W omawianym przypadku część sygnałów sterowniczych oraz alarmowych była wysyłana oraz odbierana poprzez sygnały dwustanowe ze styków pomocniczych urządzeń, bądź też była wysyłana z przekaźnika zabezpieczeniowego do innych urządzeń w strukturze w sposób analogiczny do tradycyjnego połączenia kablowego (połączenie bezpośrednie), co pokazano na Rys. 72. Kolorem czerwonym oznaczono sygnały, które mają swoje odzwierciedlenie w schematach sterowania. Wymiana informacji odbywa się poprzez sygnały wyjściowe z przekaźnika zabezpieczeniowego i w sposób fizyczny w postaci połączeń bezpośrednich przesyłane są do rozdzielnicy nn (lub odwrotnie). Inny sposób realizacji to bezpośrednie połączenie do urządzeń dwustanowych i przesłanie ich w sposób połączeń bezpośrednich do pola SN bądź to nn.

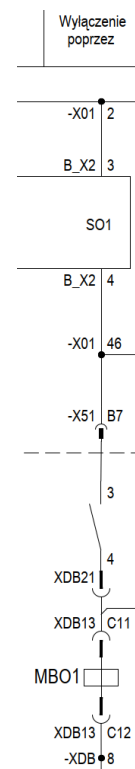


Rys. 72. Sposób przesyłania sygnałów w rozwiązaniu klasycznym [opracowanie własne]

Proponowane rozwiązanie obejmuje stworzenie wspólnych obwodów okrężnych w rozdzielnicach, które łączą odpowiednio wszystkie pola. Zastosowano podwójny redundantny układ napięć sterujących 220V DC w celu podniesienia bezpieczeństwa. W przypadku wystąpienia awarii przewidziano sygnały w oparciu o klasyczne połączenie kablowe typu połączeń bezpośrednich - „Awaryjne wyłączenie przyciskiem w rozdz. 0,4 kV”. Pierwszy sygnał jest przekazywany na przełącznik zabezpieczający cewki pierwszej (wejście binarne BI-4 – zacisk C_X1:5), co pokazano na Rys. 73. Następnie w układzie logiki w przypadku zaistnienia zdarzenia zainicjowany zostaje sygnał wyjściowy SO1 na cewkę wyłączającą MBO1, co pokazano na Rys. 74.

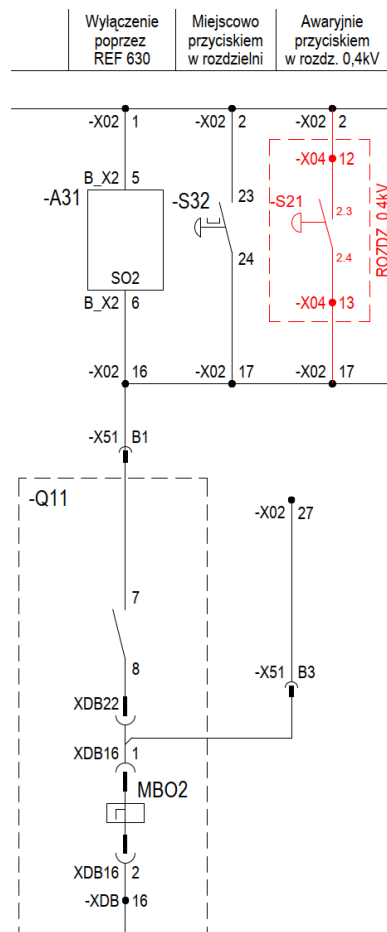


Rys. 73. Sygnał inicjujący -S21 wyłączenie wyłącznika SN z rozdzielnic nn – cewka 1 [opracowanie własne]



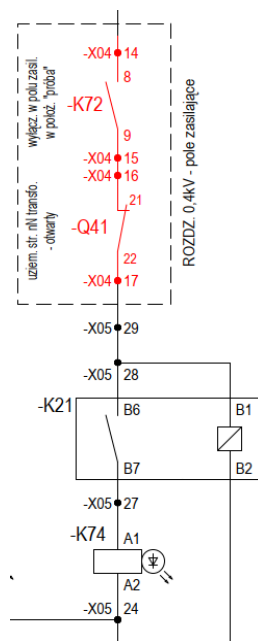
Rys. 74. Sygnał wykonawczy wyłączenia pola rozdzielnic SN – cewka 1 [opracowanie własne]

Drugi równoległy sygnał awarii „Awaryjne wyłączenie przyciskiem w rozd. 0,4 kV” pochodzi z kolejnego pakietu styków przycisku AW w rozdzielnic niskiego napięcia i jest przesyłany poprzez obwody pomocnicze 220V DC do drugiego obwodu cewki MBO2, co pokazano na Rys. 75.



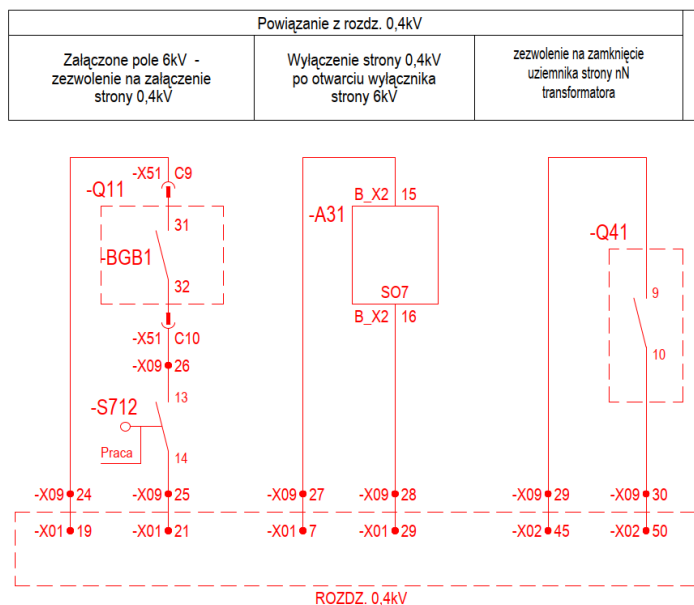
Rys. 75. Sygnał wykonawczy wyłączenia pola rozdzielnicy SN – cewka 2 [opracowanie własne]

Ostatnim sygnałem powiązania rozdzielnicy SN z sygnałami zewnętrznymi w oparciu o tradycyjne połączenia kablowe połączeniem bezpośrednim, który występuje w proponowanym rozwiązaniu to sygnał blokady załączenia uzmiennika. W układzie blokad została użyta sygnalizacja położenia wyłącznika głównego nn Q51 za pomocą styków pomocnicze przekaźnika K72, sygnalizujące położenie wyłącznika nn w pozycji „próba”. Drugi sygnał blokady jaki jest powiązany z położeniem wyłącznika głównego to położenie uzmiennika Q41 od strony zasilania, który musi być w pozycji „otwarty”. Układ blokad został pokazany na Rys. 76.



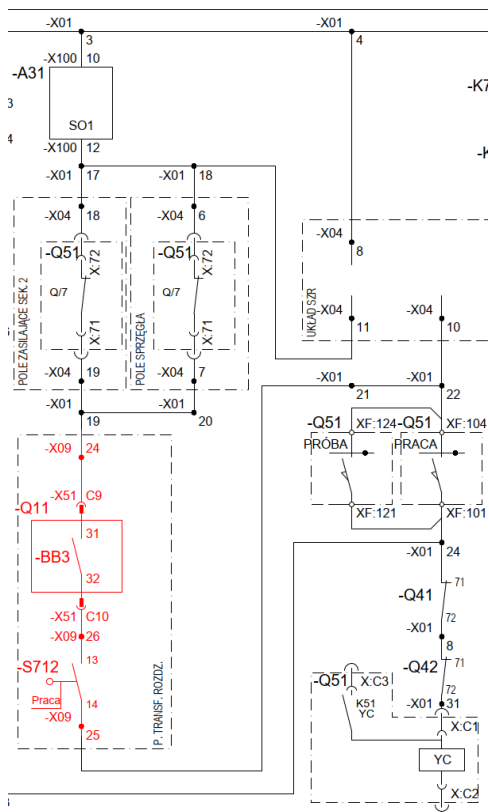
Rys. 76. Blokada załączenia uziennika w polu SN [opracowanie własne]

W dwóch poprzednich akapitach uwaga została zwrócona na sygnały docierające do rozdzielnic SN. Aczkolwiek, niektóre sygnały w oparciu o tradycyjne połączenie kablowe typu połączenia bezpośredniego (fizycznego) przekazywane są także do rozdzielnic nn, co zostało pokazane na Rys. 77.

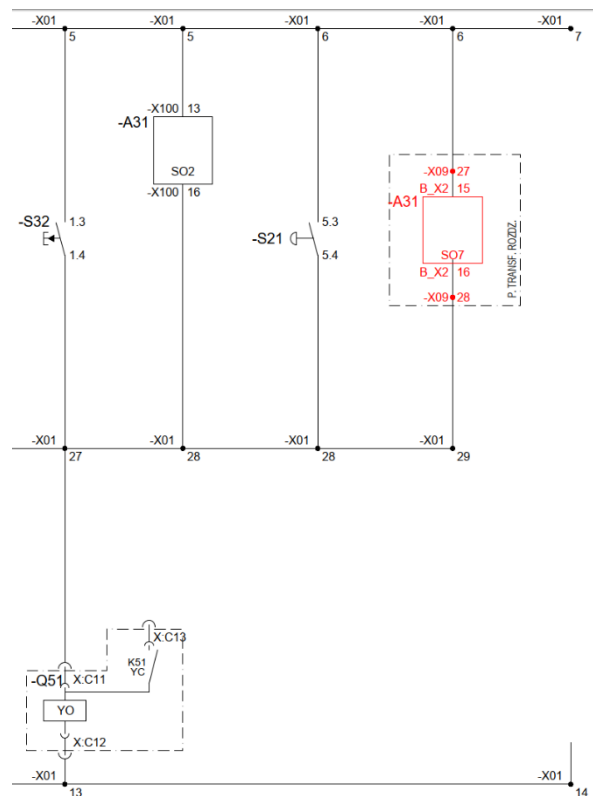


Rys. 77. Sygnały dwustanowe „połączenie bezpośrednie (fizyczne)” wysyłane z pola SN do nn [opracowanie własne]

Pierwszy z sygnałów jest związany z możliwością załączenia pola nn przy założeniu, iż zostaną zachowane inne kryteria, które zostały omówione w Rozdziale 3. Konieczne jest w takim przypadku, aby wyłącznik główny rozdzielnic SN -Q11, był w położeniu praca oraz był załączony co pokazano na Rys. 78. Drugi sygnał jest związany z wyłączeniem pola zasilającego nn sygnałem z przekaźnika zabezpieczeniowego -A34 z rozdzielnic SN poprzez sygnał przesłany w oparciu o tradycyjne połączenie bezpośrednie (fizyczne). Jest to bezpośrednie działanie na cewkę wyłączającą wyłącznika nn YO, co pokazano na Rys. 79.



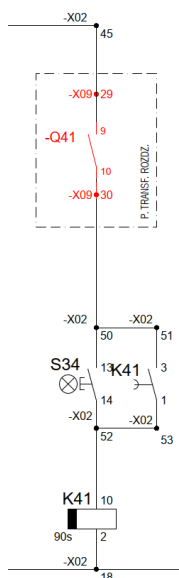
Rys. 78. Powiązania blokad załączenia wyłącznika -Q51 z rozdzielnicą SN [opracowanie własne]



Rys. 79. Sygnał inicjujący z przekaźnika zabezpieczeniowego SN wyłączenie wyłącznika nn- cewka YO [opracowanie własne]

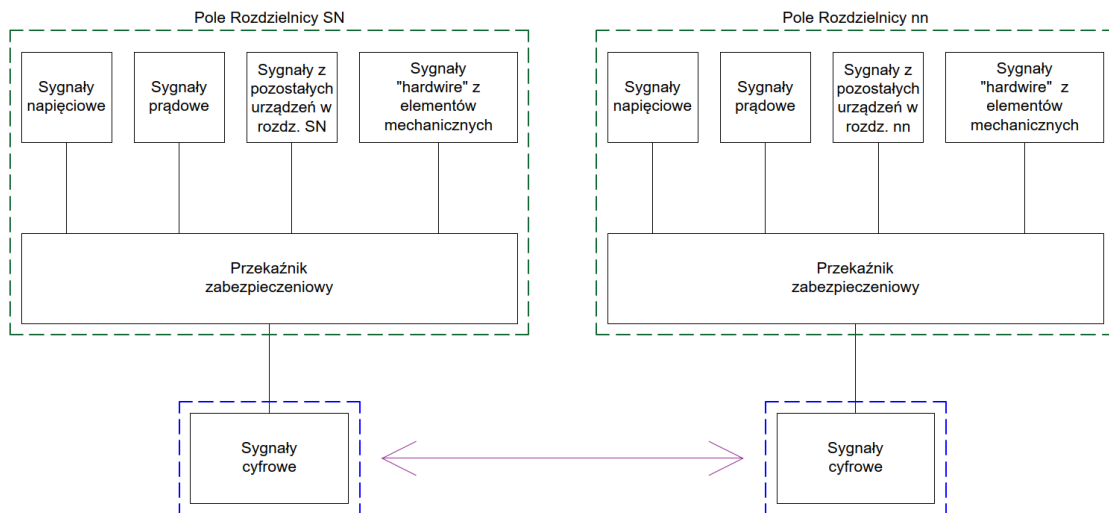
Ostatnią wiadomością, która musi być przekazana z rozdzielnic SN jest sygnałem blokady, który informuje o pozycji uziemnika w polu SN przez styk z uziemnika Q41. Sygnał ten pozwala na tymczasowe otwarcie drzwi przedziału uziemnika umożliwiając wykonanie operacji łączeniowych, to znaczy zamknięcie uziemnika -Q41 w polu zasilającym nn od strony zasilania, co zostało pokazane na Rys. 80.

Powiązanie z rozdz. 6 kV
zezwolenie na zamknięcieziemnika strony nn transformatora
Odblokowanie czasowe drzwi do uzemiennika oraz uzemiennika Q41



Rys. 80. Blokada zamknięcia uzemiennika -Q41 od strony zasilania w rozdzielnic nn [opracowanie własne]

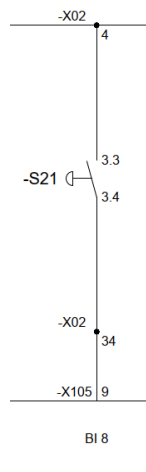
W nawiązaniu do klasycznych metod omówionych w rozdziale 3.2 oraz 3.3, a także wspomnianych już w polach modernizowanych dokonano zmian w metodzie wymiany i analizy danych pomiędzy polami SN oraz nn. Została zaktualizowana koncepcja transmisji sygnałów: teraz wszystkie dane są przesyłane cyfrowo za pomocą komunikatów GOOSE, co zostało pokazano na Rys. 81.



Rys. 81. Komunikacja pomiędzy rozdzielnicami SN oraz nn w sposób cyfrowy poprzez komunikaty GOOSE [opracowanie własne]

Dokonano zmian w sygnale Awaryjnego Wyłączenia pola zasilającego rozdzielnicę nn. Sygnały pokazane na Rys. 73 oraz Rys. 75 działające na wyłączenie wyłącznika SN zostały zastąpione sygnałami cyfrowymi.

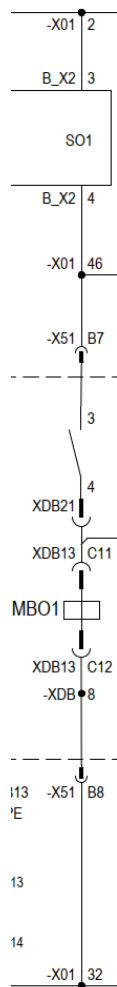
W rozdzielnicę nn styk AW został podłączony do przekaźnika zabezpieczeniowego na wejście - X105:9 – BI8 i przesłany cyfrowo do przekaźnika zabezpieczeniowego SN co pokazano na Rys. 82.



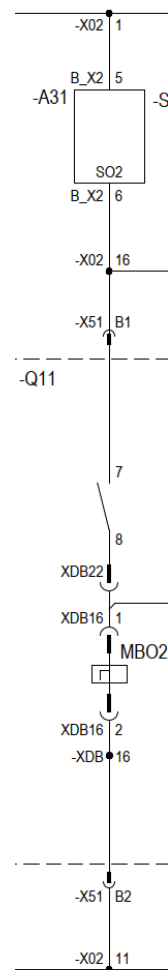
Rys. 82. Konwersja sygnały AW na sygnał cyfrowy [opracowanie własne]

Sygnał wykonawczy został przypisany dwóm wyjściom sygnałowym przekaźnika po stronie rozdzielnic SN. Dla Cewki pierwszej będzie to sygnał wyjściowy -B_X2-SO1, natomiast dla cewki drugiej sygnał -B_X2-SO2, co pokazano na Rys. 83 oraz Rys. 84. Sygnały te umożliwiają

również wyłączenie pola SN z innych przyczyn niż AW, jednakże tutaj został przytoczony jedynie jeden z możliwych scenariuszy wyłączenia pola SN za ich pomocą.



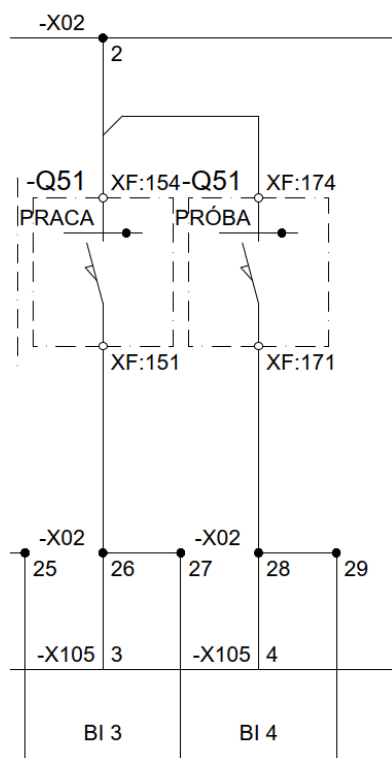
**Rys. 83. Inicjowanie wyłączenia pola SN
poprzez wyjście przekaźnika SO1
(cewka 1) [opracowanie własne]**



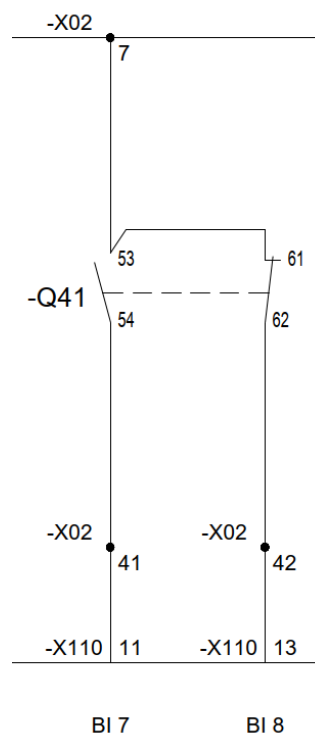
**Rys. 84. Inicjowanie wyłączenia pola SN
poprzez wyjście przekaźnik SO2
(cewka 2) [opracowanie własne]**

Po drugie sygnały blokad związanych z zezwoleniem na zamknięcie uziemnika w polu SN również zostały zastąpione sygnałami cyfrowymi. W proponowanym rozwiązaniu sygnały położenia wyłącznika „Praca”, „Próba” (Rys. 85) oraz położenia uziemnika -Q41 „Załączony”, „Wyłączony” (Rys. 86) zostały podłączone kolejno do wejść binarnych przekaźnika zabezpieczeniowego:

- Położenie wyłącznika -Q51 w „Praca” – wejście binarne -X105:3 – BI3
- Położenie wyłącznika -Q51 w „Próba” – wejście binarne -X105:4 – BI4
- Położenie uziemnika -Q41 w „Załączony” – wejście binarne -X110:11 – BI7
- Położenie uziemnika -Q41 w „Wyłączony” – wejście binarne -X110:13 – BI8.

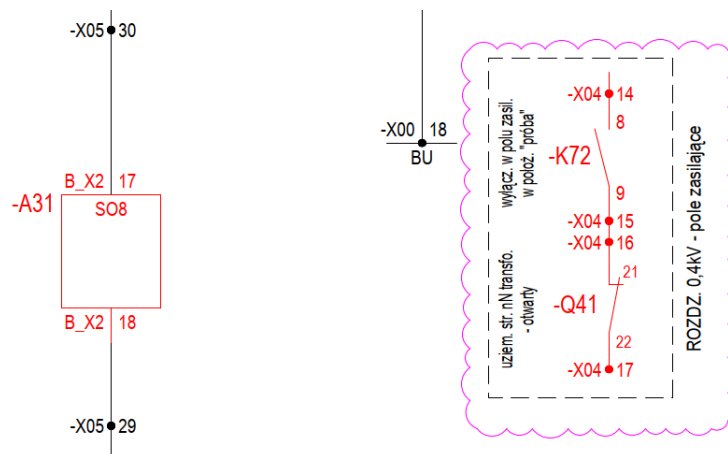


Rys. 85. Zmiana sposobu przesyłania sygnałów położenia wyłącznika -Q51 z połączeń fizycznych na postać cyfrową [opracowanie własne]



Rys. 86. Zmiana sposobu przesyłania sygnałów położenia uzmiennika -Q41 z połączeń fizycznych na postać cyfrową [opracowanie własne]

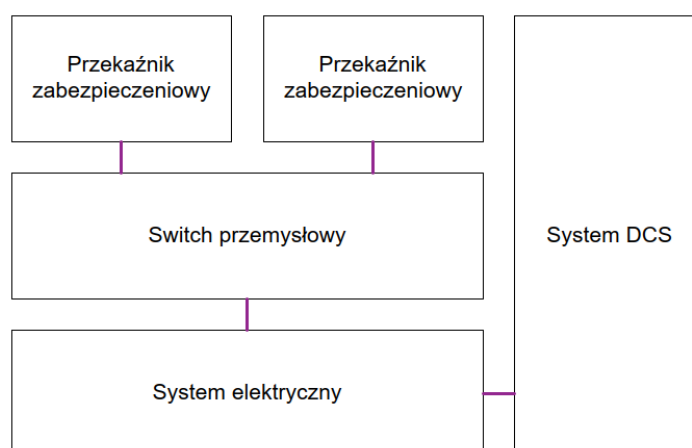
Sygnały o położeniu wyłącznika w pozycji „Próba” oraz położeniu uzmiennika w pozycji „Wyłączony” są przesyłane cyfrowo do przekaźnika zabezpieczeniowego i zastąpione sygnałem blokad opartych o przewody sterownicze miedziane, wyjściem cyfrowym B_X2-SO8, co pokazano na Rys. 87.



Rys. 87. Zastąpienie sygnału w oparciu przewody sterownicze miedziane sygnałem cyfrowym na wyjściu przekaźnika zabezpieczeniowego SO8 w polu rozdzielnic SN [opracowanie własne]

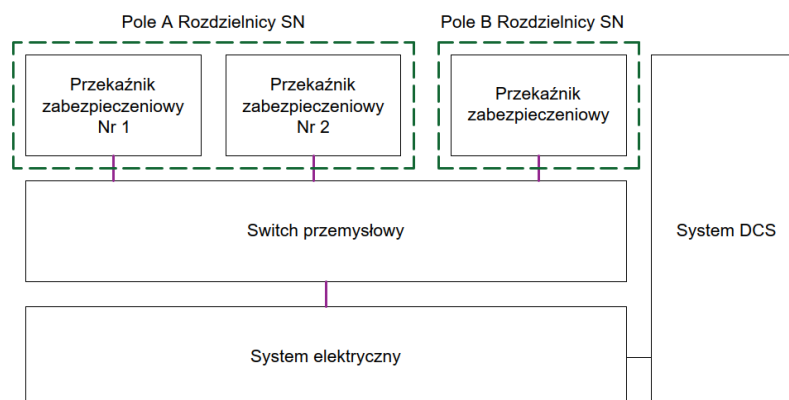
5.2 Scentralizowany system sterowania w procesie technologicznym

Rozdział 5.1 przybliżył nowy trend rozwiązań cyfrowych jakie w zakresie zarządzania procesem technologicznym z punktu widzenia automatyki zabezpieczeniowej obecnie się dokonuje. Konwersja sygnałów reprezentuje ewolucję w kontroli i diagnostyce takich systemów, która już się rozpoczęła. Niezależnie od tego, w niektórych sektorach przemysłu, jak energetyka, istnieją specyficzne wymagania względem niezawodności stosowanych urządzeń. W poprzednich rozdziałach pokazano przykład, gdzie mamy do czynienia z przekaźnikiem zabezpieczeniowym, który pełni rolę indywidualnego zabezpieczenia w obrębie jednego pola rozdzielnic. Integruje się on z systemem pozwalającym na zarządzanie nim oraz zapewnia bezpośredni transfer danych pomiędzy przekaźnikami a dedykowanym podsystemem elektrycznym, co pokazano na Rys. 88.



Rys. 88. Układ zarządzania procesem technologicznym w wykonaniu klasycznym [opracowanie własne]

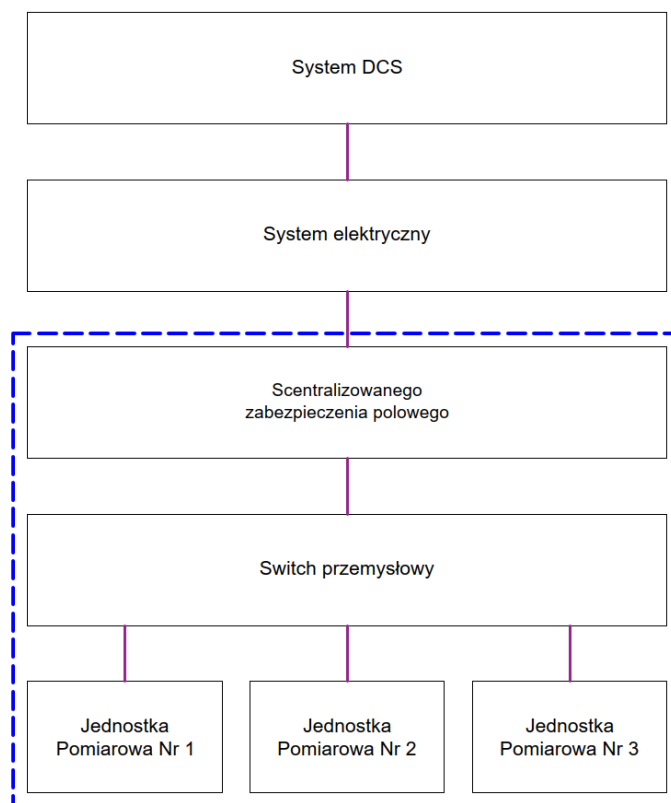
Jedną z metod poprawy niezawodności systemów automatyki zabezpieczeniowej w zakresie kontrolowania procesów technologicznych jest implementacja dwóch przekaźników zabezpieczeniowych w obrębie rozdzielnic, co pokazano na Rys. 89.



Rys. 89. Układ dwóch przekaźników zabezpieczeniowych w polu Rozdzielnic SN [opracowanie własne]

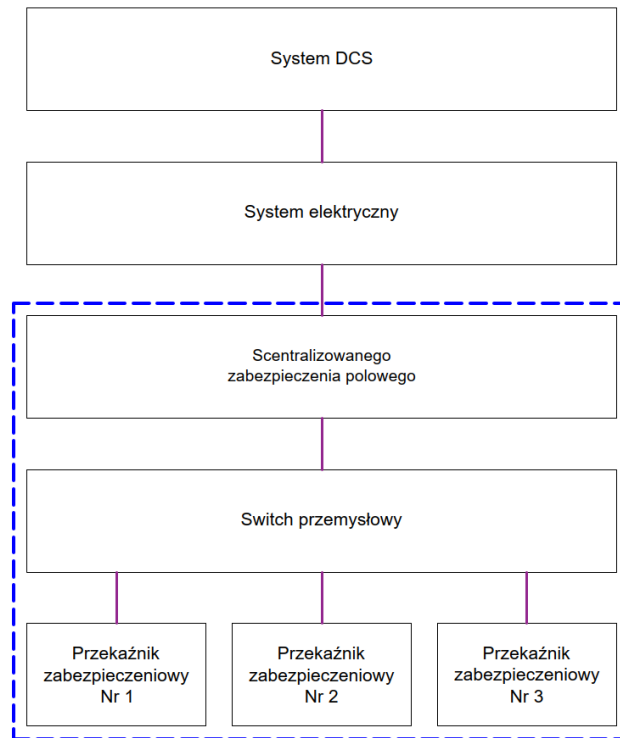
W niektórych przypadkach, motywowanych względami technologicznymi, istnieje potrzeba utworzenia dodatkowej podsiatki technologicznej dedykowanej dla konkretnego obiektu przemysłowego w celu zwiększenia niezawodności systemu (w przypadku rozbudowy istniejącej infrastruktury technologicznej). Proponowane rozwiązanie zakłada wykorzystanie jednostek pomiarowych MU lub przekaźników zabezpieczeniowych wraz z scentralizowanym zabezpieczeniem polowym, które jest wyposażone w moduły funkcji zabezpieczeniowych. Wdrożenie tego podejścia może przyjąć różne formy, dostosowane do wymogów systemu sterowania procesami. Elementem wspólnym dla wszystkich opcji jest jednostka centralna, do której podłączane są pozostałe urządzenia systemu automatyki zabezpieczeniowej, które sterują odbiorami technologicznymi.

Pierwsza metoda zakłada połączenie jednostek pomiarowych MU (ich główny cel to pomiar prądów i napięć), które znajdują się w każdym polu/segmencie rozdzielnic z elementami wykonawczymi, takimi jak cewki załączające oraz wyłączające. Wymaga to przekazania sygnałów sterujących między jednostką pomiarową a elementami wykonawczymi (Rys. 90). W tej konfiguracji, jednostka pomiarowa nie jest w stanie funkcjonować samodzielnie bez jednostki centralnej i posiada ograniczoną liczbę dostępnych wejść/wyjść, co wynika z obecnych rozwiązań dostępnych na rynku (w przypadku braku odpowiedniej liczby wejść/wyjść można zastosować moduły takie jak RIO600, które wspierają komunikację typu GOOSE). Obszar podlegający analizie został oznaczony na schemacie niebieską linią przerywaną.



Rys. 90. Topologia Scentralizowanego zabezpieczenia polowego z jednostkami pomiarowymi [opracowanie własne]

Alternatywne podejście zakłada użycie scentralizowanego zabezpieczenia polowego z autonomicznymi przekaźnikami zabezpieczeniowymi, wspomnianymi we wcześniejszych rozdziałach. Przekazniki te mogą funkcjonować jako jednostki pomiarowe MU współpracując z scentralizowanym zabezpieczeniem polowym lub działać niezależnie od niego (rozwiązanie klasyczne). Taka konfiguracja poprawia niezawodność procesu technologicznego, jednak wiąże się to z wyzwaniem w przekazywaniu, zarządzaniu i nadzorem nad systemem elektrycznym oraz całą technologią. Schemat tego rozwiązania został pokazany na Rys. 91, gdzie obszar analizowany jest oznaczony przerywaną niebieską linią.



Rys. 91. Topologia Scentralizowanego zabezpieczenia polowego z przełącznikami zabezpieczeniowymi [opracowanie własne]

Opisane rozwiązania, zarówno w przypadku topologii klasycznej jak i z wykorzystaniem scentralizowanego zabezpieczenia polowego, wykazują pewne podobieństwa w strukturze systemu sterowania i nadzoru. Kluczowym elementem jest tu system sterowania DCS, który nadzoruje wszystkie procesy technologiczne i ma pierwszeństwo przed innymi podsystemami. System ten kontroluje również podsystem elektryczny zakładu, który działa jako podsystem podrzędny w stosunku do systemu DCS. Z drugiej strony, system elektryczny zarządza oraz sprawuje nadzór nad urządzeniami zasilanymi z rozdzielnic SN oraz nn poprzez przełączniki zabezpieczeniowe. Tworzą one złożone struktury zasilania, blokad. Z tego punktu widzenia system elektryczny pełni rolę nadrzędną dla przełączników zabezpieczeniowych. W złożonych systemach ważne jest określenie funkcji i zależności hierarchicznych poszczególnych systemów i urządzeń. Na przykład, w rozpatrywanej strukturze dwupoziomowej, scentralizowane zabezpieczenie polowe może pełnić rolę urządzenia nadrzędnego, a jednostka pomiarowa MU - podrzędny. Użycie przełącznika zabezpieczeniowego może z kolei wprowadzić zmiany w hierarchii tych urządzeń. Istnieje możliwość zmiany struktury w taki sposób, aby:

- Przełącznik zabezpieczeniowy pełnił rolę urządzenia nadrzędnego a scentralizowane zabezpieczenie polowe pełniło funkcję podrzędną
- Przełącznik zabezpieczeniowy pełnił równoległą rolę co scentralizowane zabezpieczenie polowe

- Przekaznik zabezpieczeniowy pełnił rolę urządzenia podrzędnego a scentralizowane zabezpieczenie polowe pełniło funkcję nadrzędną

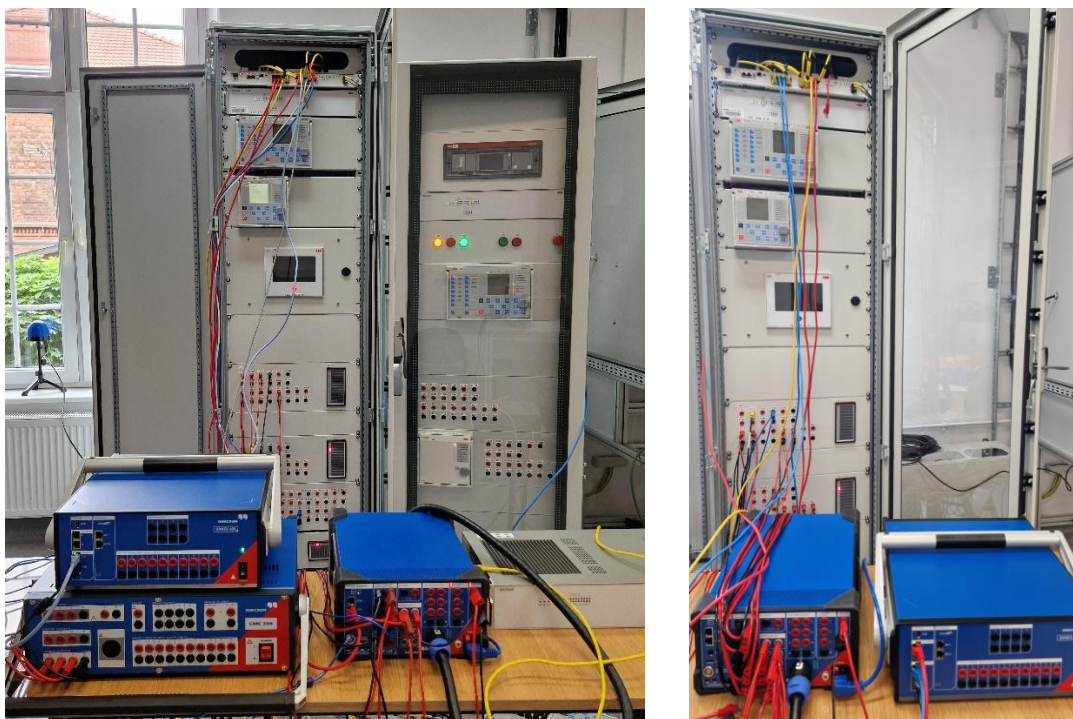
Decyzja o wyborze odpowiedniego rozwiązania ma istotny wpływ na efektywność działania całego systemu, jego stabilność, jak i funkcjonowanie systemów automatyki zabezpieczeń. W obliczu ograniczonej liczby badań w tym obszarze, autor niniejszej rozprawy doktorskiej podczas tworzenia algorytmów sterowania prowadzi analizę różnych scenariuszy hierarchizacji dla omawianych metod.

5.3 Badania Symulacyjne oraz pomiary

W tej części zostaną omówione wykorzystane algorytmy sterowania w kontekście dwóch głównych podejść do analizy badań nad strukturami zasilania i sterowania w obszarze rozwiązań cyfrowych automatyki zabezpieczeniowej. Pierwsza będzie opierała się na badaniu związanym z przesyłaniem sygnałów dwustanowych w sposób cyfrowy pomiędzy różnymi konfiguracjami systemu w celu oceny prawidłowego dziania przy wykorzystaniu scentralizowanego zabezpieczenia polowego (sygnały GOOSE). Drugi scenariusz będzie polegał na analizie sygnałów SV wysyłanych do przekaźników zabezpieczeniowych oraz ich reakcji w kontekście różnych scenariuszy działania.

Przed przystąpieniem do analizy tych dwóch metod badawczych zostanie opisana główna funkcjonalność zastosowanych algorytmów we wszystkich omawianych wariantach, a dopiero później nastąpi ich szczegółowa analiza. Należy podkreślić, że w pracy ograniczono się jedynie do prezentacji wybranych scenariuszy badawczych z uwagi na ich złożoność, zarówno w aspekcie konfiguracji, jak i analizy wyników.

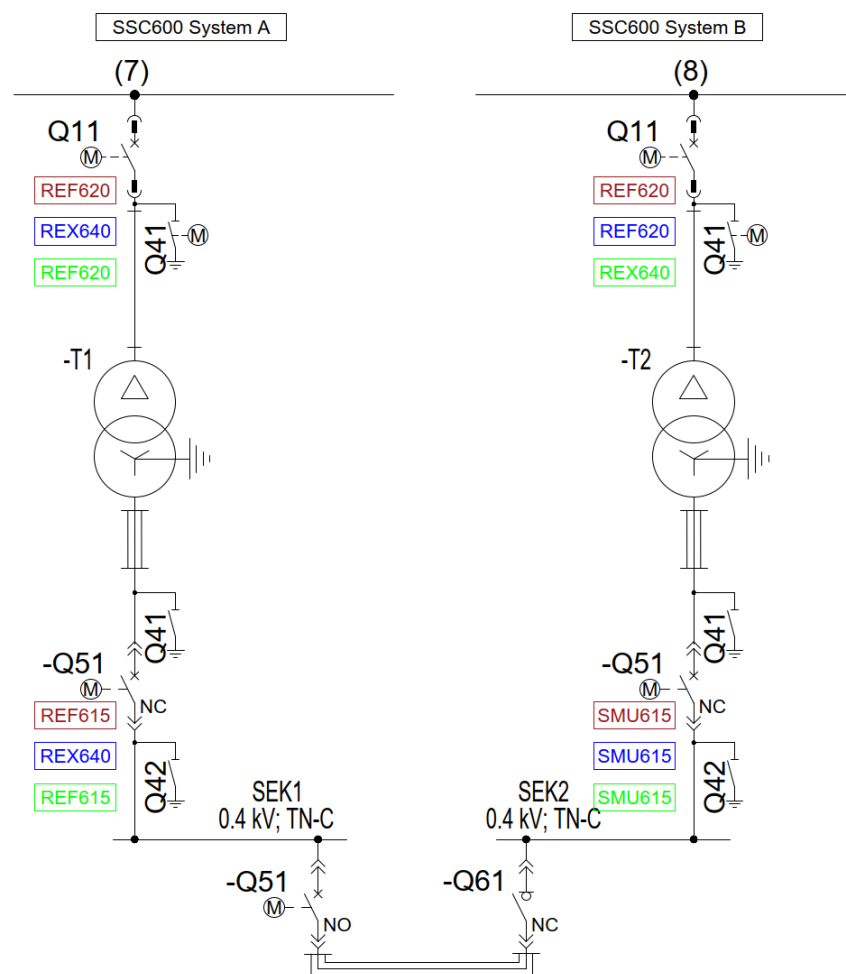
Stanowisko badawcze przedstawiono na Rys. 92, gdzie w zależności od scenariusza użyto specjalistycznego sprzętu.



**Rys. 92. Stanowisko badawcze podczas testów wybranych scenariuszy badawczych
[opracowanie własne]**

5.3.1 Opis metodologii wykorzystania algorytmów wraz z parametryzacją

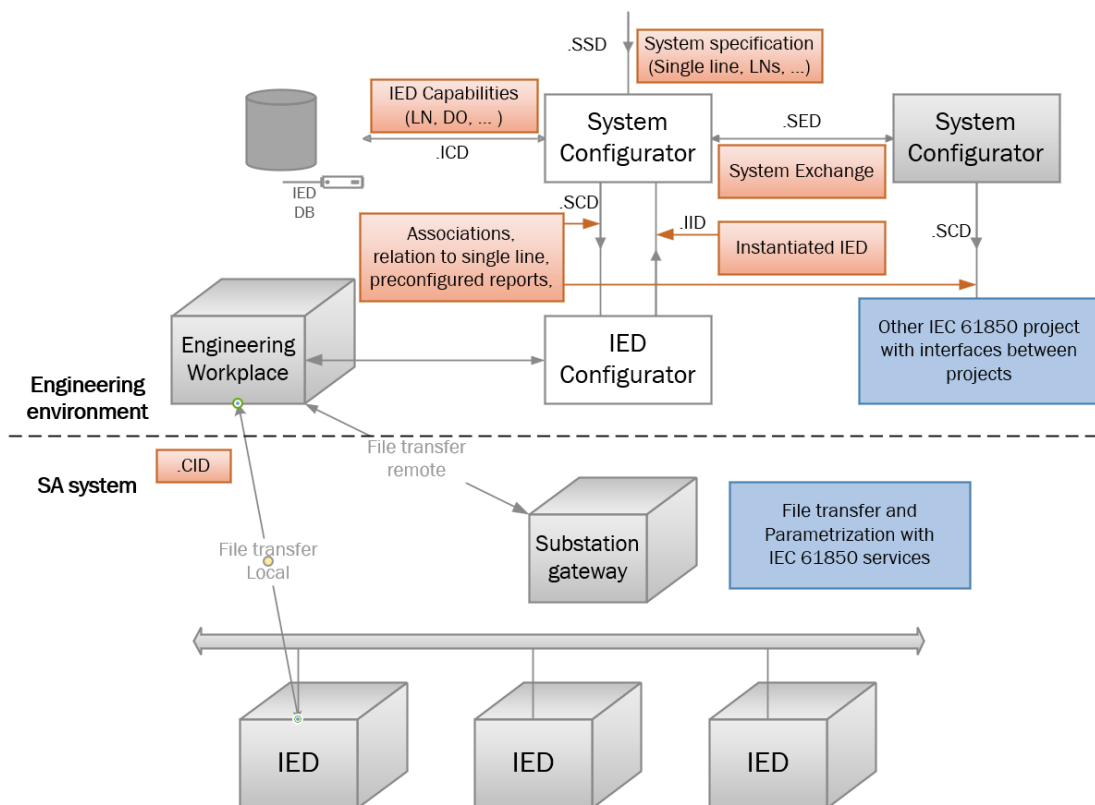
Na podstawie zbudowanego stanowiska badawczego została stworzona struktura zasilająco-sterująca, która pozwala symulować działanie rozdzielnic dwusekcyjnej niskiego napięcia oraz pól zasilających SN. Układ był tak skonfigurowany, aby można było pracować w różnych strukturach. Ze względu na mnogość wariantów, sekwencji algorytmów oraz różnych procedur w niniejszej pracy opisano tylko wybrane scenariusze spośród wielu badań, które zostały wykonane podczas realizacji prac badawczych. Model struktury konfiguracyjnej jaki został przygotowany przedstawiono na Rys. 93, a analizę przeprowadzono na podstawie przekaźników zabezpieczeniowych REF615, REF620 oraz REX640. Scenariusz, w którym jest użyta jednostka SMU615 nie był analizowany ze względu na fakt, że funkcję tą pełnił REF615. W zależności od zastosowanego algorytmu oraz proponowanej struktury może pełnić rolę zarówno przekaźnika zabezpieczeniowego jak i jednostki pomiarowej zbierającej dane a następnie wysyłać je do Scentralizowanego Zabezpieczenia Polowego.



Rys. 93. Realizowane scenariusze badawcze [opracowanie własne]

Przed przystąpieniem do tworzenia samego algorytmu sterowania należało dokonać analizy jaki wariant struktury zostaje rozpatrzony w danej sekwencji. Następnie należało przygotować układ sterowania w oparciu o możliwości zbudowanego stanowiska oraz aparatury pozwalającej wykonać badania. Następnie w dedykowanym oprogramowaniu PCM600 wykonać na podstawie zdefiniowanego scenariusza algorytmy sterowania w zależności od wariantu, który był analizowany. Pierwszy możliwy scenariusz był oparty o przesyłanie tylko sygnałów typu GOOSE, drugi scenariusz oprócz sygnałów typu GOOSE przesyłał sygnały typu SV (pomiar prądu). Po przygotowaniu wszystkich scenariuszy, opracowaniu plików konfiguracyjnych IEC61850 oraz macierzy sygnałów sprawdzono spójność tych danych oraz poprawność wysyłania sygnałów pomiędzy urządzeniami poprzez odpowiedni moduł w oprogramowaniu PCM600. Konfigurację tę należało przeprowadzić w każdym z urządzeń dla wszystkich wariantów które były rozpatrywane. Każda dodatkowa zmienna generowała potrzebę ponownego wgrania do urządzeń nowej konfiguracji. Ostatnim etapem pracy przy użyciu w oprogramowaniu PCM600 jest eksport pliku SCL badanej struktury.

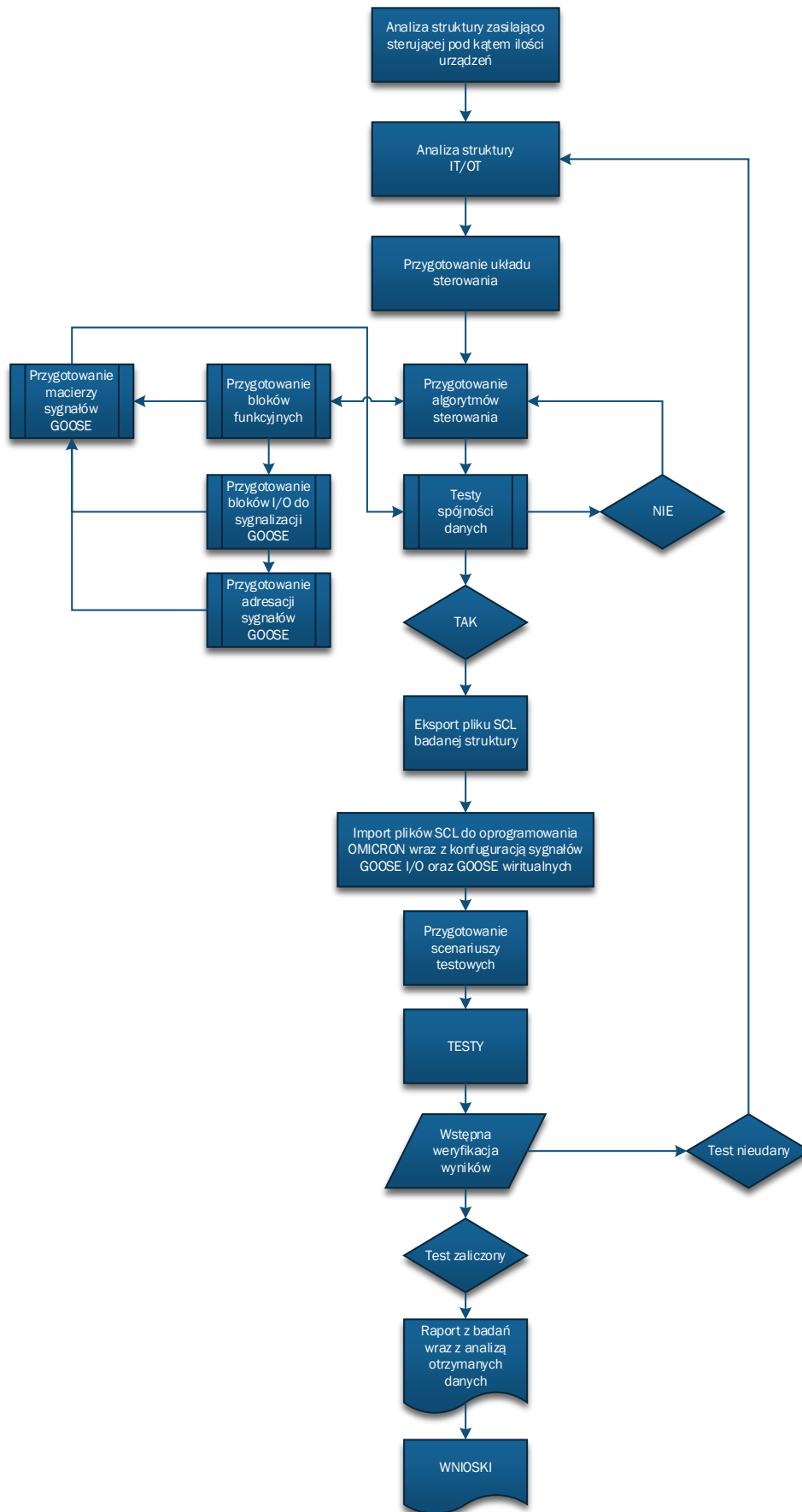
Kolejny etap pracy jest związany z ustawieniami testerów OMOCRON 356, OMICRON 430 oraz DANEO 400 do których należy pliki SCL zaimportować w celu parametryzacji sygnałów GOOSE. Pozwoli to na analizę wybranych sygnałów przesyłanych pomiędzy poszczególnymi analizowanymi przekaźnikami zabezpieczeniowymi, które będą analizowane. Typy plików, ich struktura oraz rozszerzenia zostały znormalizowane oraz opisane w normie IEC61850 co można zobaczyć na Rys. 94.



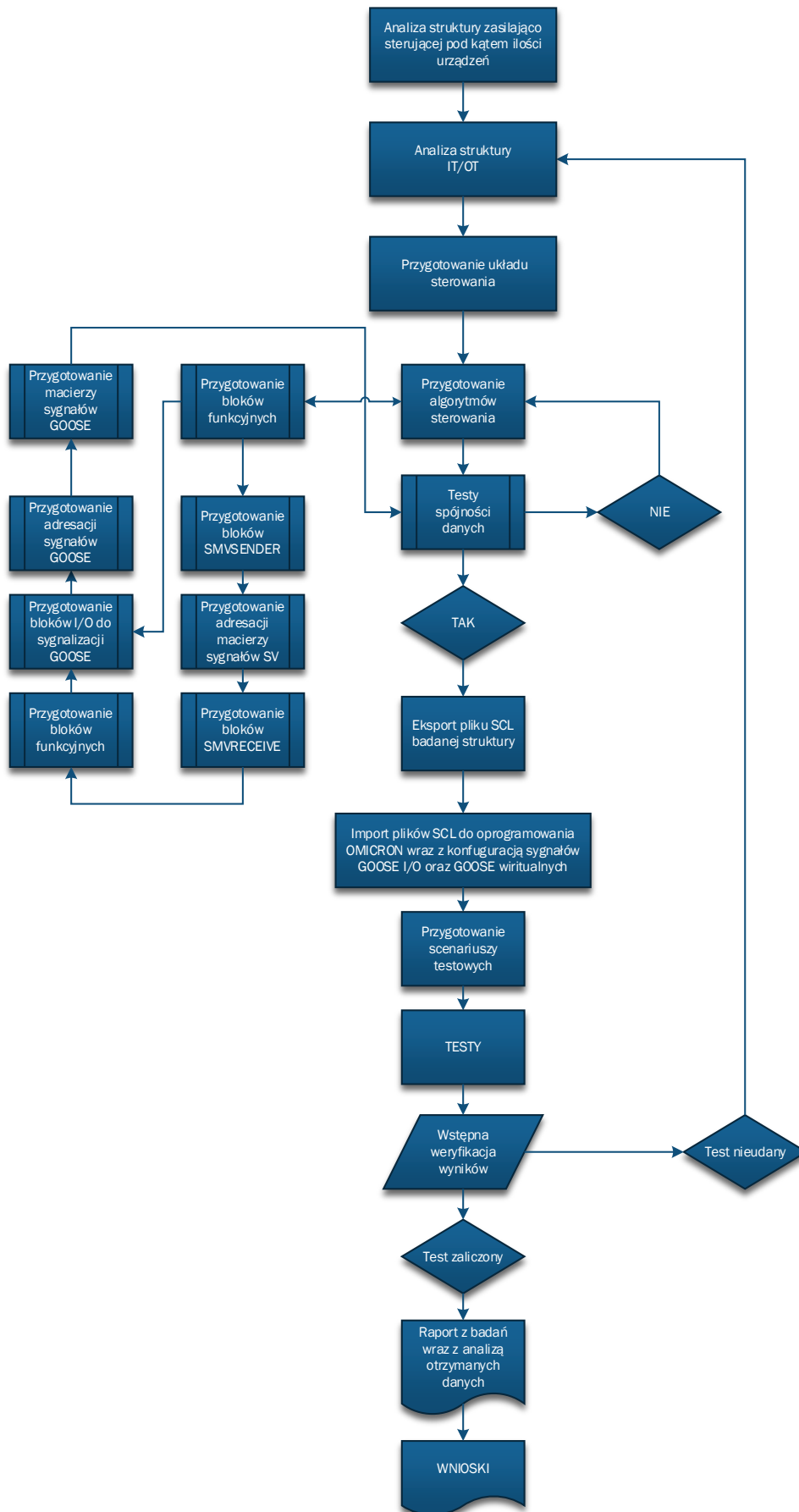
Rys. 94. Schemat powiązań struktury urządzeń tworzących topologię układu urządzeń zasilająco-sterujących [127]

Po przygotowaniu scenariuszy następują testy oraz ich wstępna weryfikacja. Akceptacja danego scenariusza pozwala przygotować raport z wykonanego testu oraz sformułować wnioski. W przypadku gdy wstępna weryfikacja nie została uzyskana istnieje konieczność weryfikacji przyczyn niepowodzenia.

Algorytm postępowania w przypadku tworzenia poszczególnych scenariuszy dla GOOSE oraz SV jest zbliżony do siebie. W celu zachowania przejrzystości i spójności każdego z nich na Rys. 95 został pokazany algorytm postępowania dla sygnałów GOOSE natomiast na Rys. 96 został pokazany algorytm dla sygnałów typu SV oraz GOOSE.



Rys. 95. Algorytm postępowania dla sygnałów GOOSE [opracowanie własne]

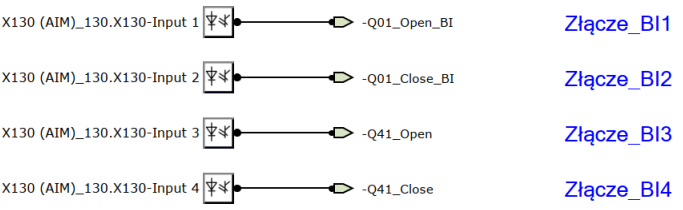
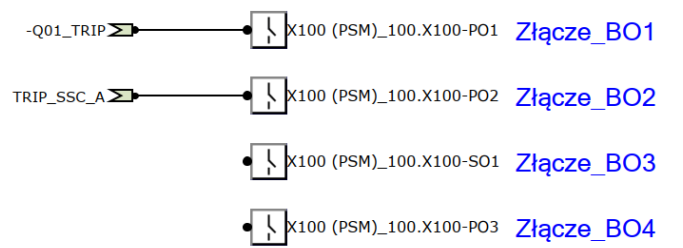
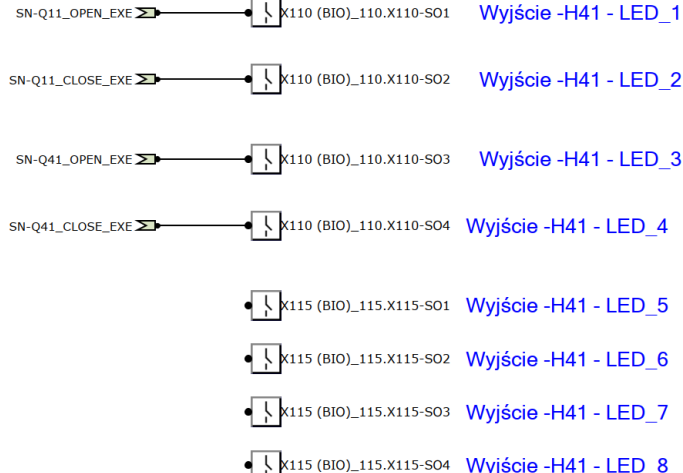


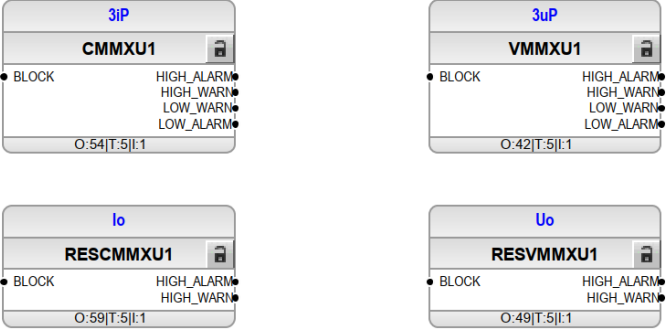
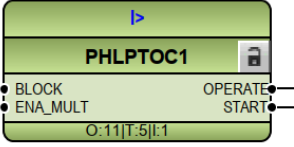
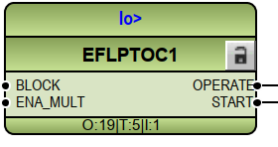
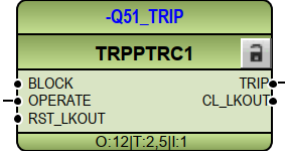
Rys. 96. Algorytm postępowania dla sygnałów SV oraz GOOSE [opracowanie własne]

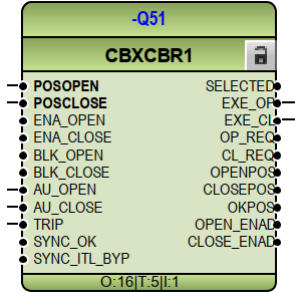
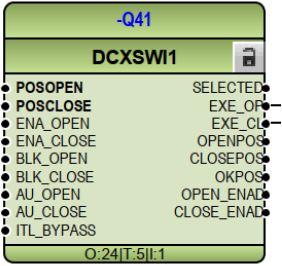
Proces tworzenia algorytmów został rozpoczęty od stworzenia odpowiedników cyfrowych bloków funkcyjnych, które pełnią rolę pośrednika pomiędzy obiektami rzeczywistymi a cyfrowymi, a następnie odpowiednie bloki funkcyjne zostały sparametryzowane pod badany scenariusz. W Tabeli 37 przedstawiono zestawienie komponentów użytych przy tworzeniu różnych scenariuszy układów zasilająco-sterujących wraz z ich przeznaczeniem oraz określeniem w jakim urządzeniu były one zastosowane.

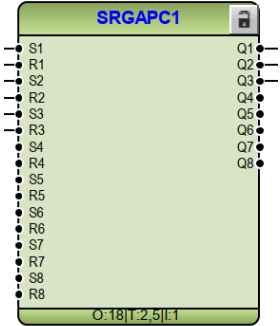
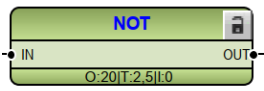
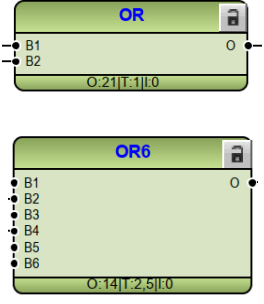
Tabela 37 Zestawienie bloków funkcyjnych wraz z ich przeznaczeniem oraz wykorzystaniem przez przekaźniki zabezpieczeniowe [opracowanie własne]

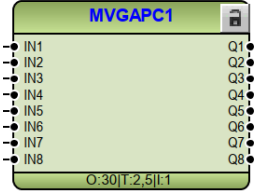
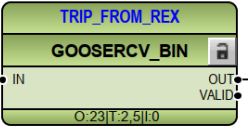
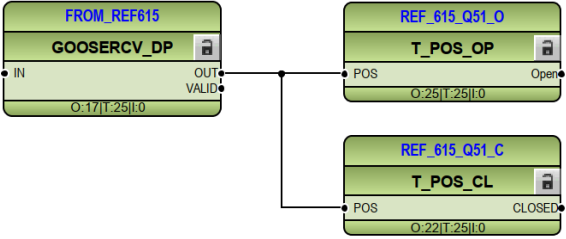

Blok funkcyjny	Opis
<p>X110 (BIO)_110.X110-Input 1 Złącze_BI1</p> <p>X110 (BIO)_110.X110-Input 2 Złącze_BI2</p> <p>X110 (BIO)_110.X110-Input 3 Złącze_BI3</p> <p>X110 (BIO)_110.X110-Input 5 Złącze_BI4</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u></p> <p>Moduł wejść binarnych listwy -X110 wykorzystywany do inicjacji sygnałów położenia wyłącznika nn, uziemnika od strony szyn rozdzielnic nn, bądź to inicjacji sygnału GOOSE</p> <p><u>Wykorzystano:</u></p> <p>REF615</p>
<p>I> OPERATE Złącze_BO1</p> <p>TRIP_FROM_REX Złącze_BO2</p> <p>TRIP_FROM_SSC_A Złącze_BO3</p> <p>TRIP_FROM_SSC_D Złącze_BO4</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u></p> <p>Moduł wyjść binarnych listwy -X100 przeznaczony do symulacji zadziałania zabezpieczenia w zależności od przyjętej struktury jak inicjacji sygnału GOOSE w przypadku pełnienia funkcji MU</p> <p><u>Wykorzystano:</u></p> <p>REF615</p>
<p>-Q42_OPEN_EXE Wyjście -H41 - LED_1</p> <p>-Q42_CLOSE_EXE Wyjście -H41 - LED_2</p> <p>-Q41_OPEN_EXE Wyjście -H41 - LED_3</p> <p>-Q41_CLOSE_EXE Wyjście -H41 - LED_4</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u></p> <p>Sygnalizacja stanów położenia uziemników jak również weryfikacja wstępna poprawności działania sygnałów GOOSE</p> <p><u>Wykorzystano:</u></p> <p>REF615</p>


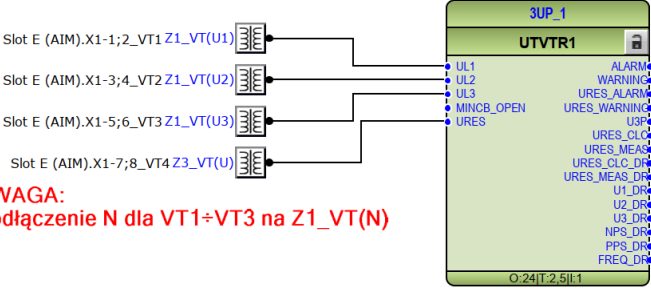
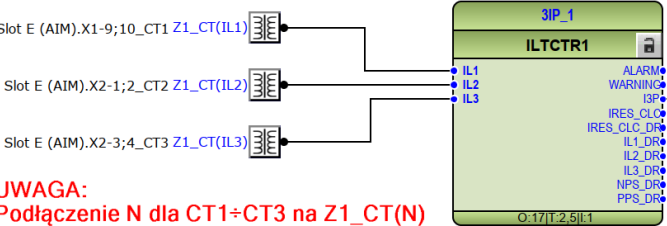
Blok funkcyjny	Opis
 <p>X130 (AIM)_130.X130-Input 1 Złącze_BI1</p> <p>X130 (AIM)_130.X130-Input 2 Złącze_BI2</p> <p>X130 (AIM)_130.X130-Input 3 Złącze_BI3</p> <p>X130 (AIM)_130.X130-Input 4 Złącze_BI4</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u></p> <p>Moduł wejść binarnych listwy -X130 wykorzystywany do inicjacji sygnałów położenia wyłącznika oraz uziemnika SN, bądź to inicjacji sygnału GOOSE</p> <p><u>Wykorzystano:</u></p> <p>REF620</p>
 <p>-Q01_TRIP Złącze_BO1</p> <p>TRIP_SSC_A Złącze_BO2</p> <p>X100 (PSM)_100.X100-SO1 Złącze_BO3</p> <p>X100 (PSM)_100.X100-PO3 Złącze_BO4</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u></p> <p>Moduł wyjść binarnych listwy -X100 przeznaczony do symulacji zadziałania zabezpieczenia w zależności od przyjętej struktury jak inicjacji sygnału GOOSE w przypadku pełnienia funkcji MU</p> <p><u>Wykorzystano:</u></p> <p>REF620</p>
 <p>SN-Q11_OPEN_EXE Wyjście -H41 - LED_1</p> <p>SN-Q11_CLOSE_EXE Wyjście -H41 - LED_2</p> <p>SN-Q41_OPEN_EXE Wyjście -H41 - LED_3</p> <p>SN-Q41_CLOSE_EXE Wyjście -H41 - LED_4</p> <p>X115 (BIO)_115.X115-SO1 Wyjście -H41 - LED_5</p> <p>X115 (BIO)_115.X115-SO2 Wyjście -H41 - LED_6</p> <p>X115 (BIO)_115.X115-SO3 Wyjście -H41 - LED_7</p> <p>X115 (BIO)_115.X115-SO4 Wyjście -H41 - LED_8</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u></p> <p>Sygnalizacja stanów położenia wyłącznika oraz uziemnika SN jak również weryfikacja wstępna poprawności działania sygnałów GOOSE</p> <p><u>Wykorzystano:</u></p> <p>REF620</p>

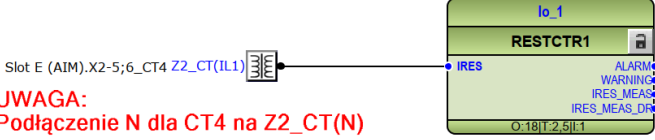
Blok funkcyjny	Opis
	<p><u>Przeznaczenie:</u> Funkcje pomiarowe dla:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pomiar prądu trójfazowego CMMX • Pomiar prądu resztkowego RESCMMXU • Pomiar napięcia trójfazowego VMMXU • Pomiar napięcia resztkowego RESVMMXU <p><u>Wykorzystano:</u> REF615, REF620</p>
	<p><u>Przeznaczenie:</u> Trójfazowe bezkierunkowe zabezpieczenie nadprądowe, stopień zabezpieczeniowy niski</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REF615, REF620</p>
	<p><u>Przeznaczenie:</u> Bekierunkowe zabezpieczenie ziemnozwarciowe, stopień zabezpieczeniowy niski</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REF615, REF620</p>
	<p><u>Przeznaczenie:</u> Zadziałanie urządzenia nadrzędnego, stosowana jako blok funkcyjny po wszystkich funkcjach zabezpieczeniowych, umożliwia ustalenie długości impulsu samoczynnego wyłączenia wyłącznika.</p> <p>Liczba zastosowanych bloków była uzależniona od danego algorytmu sterowania (dotyczy tylko REX640 oraz SSC600).</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REF615, REX640, SSC600</p>



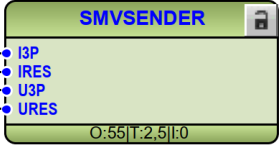
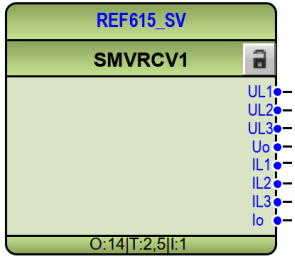
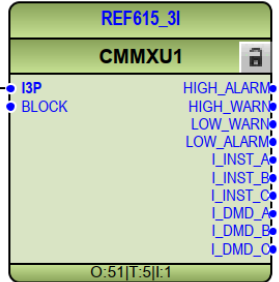
Blok funkcyjny	Opis
 <p>The diagram shows a functional block labeled -Q51 and CBXCBR1. It has a green header and a list of inputs and outputs. Inputs on the left include POSOPEN, POSCLOSE, ENA_OPEN, ENA_CLOSE, BLK_OPEN, BLK_CLOSE, AU_OPEN, AU_CLOSE, TRIP, SYNC_OK, and SYNC_ITL_BYP. Outputs on the right include SELECTED, EXE_OF, EXE_CL, OP_REC, CL_REC, OPENPOS, CLOSEPOS, OKPOS, OPEN_ENAD, and CLOSE_ENAD. The bottom of the block is labeled O:16 T:5 I:1.</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u> Sterowanie wyłącznikiem (w zależności od zastosowanego algorytmu oraz możliwości przekaźnika zabezpieczeniowego, jest możliwość dodania większej liczby bloków sterowania wyłącznikami)</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REF615, REF620, REX640, SSC600</p>
 <p>The diagram shows a functional block labeled -Q41 and DCXSWI1. It has a green header and a list of inputs and outputs. Inputs on the left include POSOPEN, POSCLOSE, ENA_OPEN, ENA_CLOSE, BLK_OPEN, BLK_CLOSE, AU_OPEN, AU_CLOSE, and ITL_BYPASS. Outputs on the right include SELECTED, EXE_OF, EXE_CL, OPENPOS, CLOSEPOS, OKPOS, OPEN_ENAD, and CLOSE_ENAD. The bottom of the block is labeled O:24 T:5 I:1.</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u> Sterowanie uziemnikami (w zależności od zastosowanego algorytmu oraz możliwości przekaźnika zabezpieczeniowego, jest możliwość dodania większej liczby bloków sterowania uziemnikami). Blok funkcyjny DCXSWI1 tyczy się odłącznika, jednakże ma tę samą funkcjonalność co blok ESXSWI1 uziemnikiem. W zaproponowanym układzie była potrzebna większa liczba uziemników, dlatego nastąpiła ta zmiana we wszystkich przekaźnikach niezależnie od ich możliwości w celu standaryzacji algorytmów.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REF615, REF620, REX640</p>

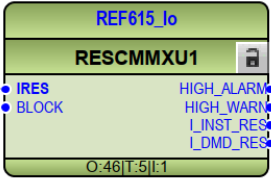
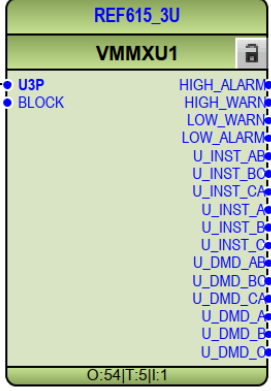
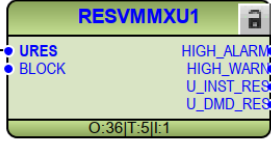
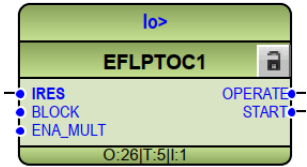
Blok funkcyjny	Opis
 <p>The diagram shows a green rectangular block labeled 'SRGAPC1'. On the left side, there are eight pairs of terminals labeled S1 through S8. On the right side, there are eight pairs of terminals labeled Q1 through Q8. At the bottom of the block, the text 'O:18 T:2.5 E:1' is visible.</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u> Jest to blok przerzutnika typu RS z pamięcią, który służył jako element symulujący położenie wyłącznika oraz uziemników. Został on zastosowany ze względu na ograniczenia wyprowadzeń wejść na panel przedni oraz możliwości testera zabezpieczeń (wykorzystane wyjścia z OMICRON pełniły inne funkcje)</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REF615, REF620, REX640</p>
 <p>The diagram shows a green rectangular block labeled 'NOT'. It has one input terminal on the left labeled 'IN' and one output terminal on the right labeled 'OUT'. At the bottom of the block, the text 'O:20 T:2.5 E:0' is visible.</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u> Blok funkcyjny odwraca sygnał wejścia i był stosowany jako element algorytmu sterowania.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REF615, REF620, REX640</p>
 <p>The diagram shows two green rectangular blocks. The top block is labeled 'OR' and has two input terminals on the left labeled B1 and B2, and one output terminal on the right labeled 'O'. The bottom block is labeled 'OR6' and has six input terminals on the left labeled B1 through B6, and one output terminal on the right labeled 'O'. Both blocks have text at the bottom: 'O:21 T:1 E:0' for the OR block and 'O:14 T:2.5 E:0' for the OR6 block.</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u> Blok funkcyjny ma odpowiednio dwa lub 6 wejść logicznych oraz jedno wyjście „O”, które jest aktywowane w przypadku, gdy jedno z wejść przyjmuje wartość „PRAWDA”. Wykorzystany przy tworzeniu algorytmów sterowania.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REF615, REF620, SSC600</p>

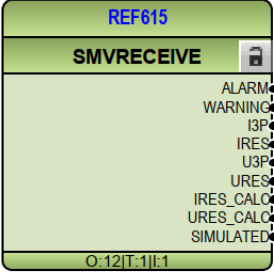
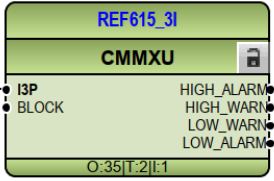
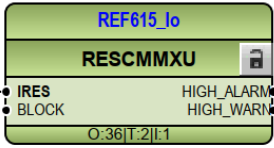
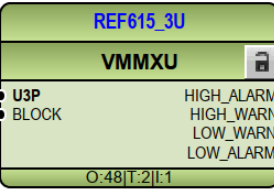
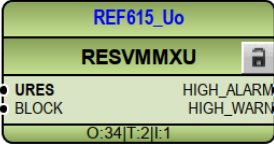
Blok funkcyjny	Opis
	<p><u>Przeznaczenie:</u> Blok funkcyjny MOVE, który służy do kopiowania stanu wejściowego na wyjście bloku. Pozwala tworzyć zaawansowane logiki oraz pozwala przesyłać wprowadzone na wejście bloku zmienne sygnały typu GOOSE do innych przekaźników zabezpieczeniowych.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REF615, REF620, REX640, SSC600</p>
	<p><u>Przeznaczenie:</u> Blok funkcyjny służy do podłączenia pojedynczych wejść binarnych wysłanych przy pomocy sygnałów GOOSE.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REF615, REF620, REX640, SSC600</p>
	<p><u>Przeznaczenie:</u> Blok funkcyjny (GOOSERCV_DP) służy do podłączenia podwójnych wejść binarnych wysłanych przy pomocy sygnałów GOOSE. Bloki funkcyjne (T_POS_OP oraz T_POS_CL) służą do wydobycia informacji o położeniu wyłącznika z wejść binarnych podwójnych, która jest wysyłana przez komunikaty GOOSE w danej POS.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REF620</p>
	<p><u>Przeznaczenie:</u> Blok funkcyjny przeznaczony do aktywowania wysyłania SMV.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REF615, REF620</p>

Blok funkcyjny	Opis
<div style="text-align: center;">  </div>	<p>Przeznaczenie: Wskaźnik diody LED na Panelu przednim lub panelu wirtualnym w zależności od przekaźnika zabezpieczeniowego. Liczba diod jest ograniczona w zależności od możliwości danego urządzenia, a kolejne bloki mają kolejny numer (LED1, LED2 itd....)</p> <p>Wykorzystano: REF615, REF620, REX640</p>
<div style="text-align: center;">  </div> <p>UWAGA: Podłączenie N dla VT1÷VT3 na Z1_VT(N)</p>	<p>Przeznaczenie: Blok funkcyjny do wstępnego przetwarzania napięcia zerowego oraz z faz. Kanaly te były wykorzystywane jako wejścia urządzeń fizycznych jak i SV zgodnych z IEC61850-9-2. Liczba zastosowanych bloków była uzależniona od danego algorytmu sterowania.</p> <p>Wykorzystano: REX640</p>
<div style="text-align: center;">  </div> <p>UWAGA: Podłączenie N dla CT1÷CT3 na Z1_CT(N)</p>	<p>Przeznaczenie: Blok funkcyjny do wstępnego przetwarzania prądów fazowych. Kanaly te były wykorzystywane jako wejścia urządzeń fizycznych jak i SV zgodnych z IEC61850-9-2. Liczba zastosowanych bloków była uzależniona od danego algorytmu sterowania.</p> <p>Wykorzystano: REX640</p>

Blok funkcyjny	Opis
<p>Slot E (AIM).X2-5;6_CT4 Z2_CT(IL1)</p> <p>UWAGA: Podłączenie N dla CT4 na Z2_CT(N)</p> 	<p><u>Przeznaczenie:</u></p> <p>Blok funkcyjny do wstępnego przetwarzania prądu szczytkowego wraz. Kanały te były wykorzystywane jako wejścia urządzeń fizycznych jak i SV zgodnych z IEC61850-9-2. Liczba zastosowanych bloków była uzależniona od danego algorytmu sterowania.</p> <p><u>Wykorzystano:</u></p> <p>REX640</p>
<p>Slot B (BIO).X1-1;4_BI1B_BI1_B</p> <p>Slot B (BIO).X1-2;4_BI2B_BI2_B</p> <p>Slot B (BIO).X1-3;4_BI3B_BI3_A+B</p> <p>Slot B (BIO).X2-3;4_B01B_B01_A+B</p> <p>Slot B (BIO).X2-5;6_B02B_B02_A+B</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u></p> <p>Moduł slotu B wyposażonego w wejścia i wyjścia binarne. W zależności od zastosowanego algorytmu pełniły różne funkcje odbierania sygnałów inicjujących czy też wysyłania sygnałów z przekaźnika na wyłącz układu bądź to jako komunikaty GOOSE do innych przekaźników tworzących złożony algorytm sterowania.</p> <p><u>Wykorzystano:</u></p> <p>REX640</p>
<p>Slot C (BIO).X1-1;4_BI1C_BI1_B</p> <p>Slot C (BIO).X1-2;4_BI2C_BI2_B</p> <p>Slot C (BIO).X1-3;4_BI3C_BI3_A+B</p> <p>Slot C (BIO).X2-3;4_B01C_B01_A+B</p> <p>Slot C (BIO).X2-5;6_B02C_B02_A+B</p> <p>SN-Q41_Open</p> <p>SN-Q41_Close</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u></p> <p>Moduł slotu C wyposażonego w wejścia i wyjścia binarne. W zależności od zastosowanego algorytmu pełniły różne funkcje odbierania sygnałów inicjujących czy też wysyłania sygnałów z przekaźnika na wyłącz układu bądź to jako komunikaty GOOSE do innych przekaźników tworzących złożony algorytm sterowania.</p> <p><u>Wykorzystano:</u></p> <p>REX640</p>

Blok funkcyjny	Opis
<ul style="list-style-type: none"> •  Slot G (PSM).X1-15;16_PO1G_BO1_A+B •  Slot G (PSM).X2-15;16;17;18_PO3G_BO2_A+B 	<p><u>Przeznaczenie:</u> Moduł slotu G wyposażonego w wyjścia binarne. W zależności od zastosowanego algorytmu pełniły funkcję wysyłania sygnałów z przekaźnika na wyłącz układu bądź to jako komunikaty GOOSE do innych przekaźników tworzących złożony algorytm sterowania.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REX640</p>
 <p>The diagram shows a green rectangular block titled 'SMVSENDER'. On the left side, there are four input points labeled 'I3P', 'IRES', 'U3P', and 'URES'. At the bottom of the block, there is a label 'O:55 T:2,5 I:0'.</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u> Blok funkcyjny pełniący rolę elementu nadającego strumień sygnałów SMV zgodnych z IEC61850-9-2LE.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REX640</p>
 <p>The diagram shows a green rectangular block titled 'REF615_SV' with a sub-block 'SMVRCV1'. On the right side, there are eight input points labeled 'UL1', 'UL2', 'UL3', 'Uo', 'IL1', 'IL2', 'IL3', and 'Io'. At the bottom of the block, there is a label 'O:14 T:2,5 I:1'.</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u> Blok funkcyjny pełniący rolę elementu odbierającego strumień sygnałów SMV zgodnych z IEC61850-9-2LE. Liczba zastosowanych bloków była uzależniona od danego algorytmu sterowania.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REX640</p>
 <p>The diagram shows a green rectangular block titled 'REF615_3I' with a sub-block 'CMMXU1'. On the left side, there are two input points labeled 'I3P' and 'BLOCK'. On the right side, there are eight input points labeled 'HIGH_ALARM', 'HIGH_WARN', 'LOW_WARN', 'LOW_ALARM', 'I_INST_A', 'I_INST_B', 'I_INST_C', 'I_DMD_A', 'I_DMD_B', and 'I_DMD_C'. At the bottom of the block, there is a label 'O:51 T:5 I:1'.</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u> Blok trójfazowego pomiaru prądu z jednym wejściem grupowym analogowym. Liczba zastosowanych bloków była uzależniona od danego algorytmu sterowania.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REX640</p>

Blok funkcyjny	Opis
	<p><u>Przeznaczenie:</u> Blok funkcyjny do pomiaru prądu szczytkowego.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REX640</p>
	<p><u>Przeznaczenie:</u> Blok funkcyjny do pomiaru napięcia trójfazowego.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REX640</p>
	<p><u>Przeznaczenie:</u> Blok funkcyjny do pomiaru napięcia szczytkowego.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REX640</p>
	<p><u>Przeznaczenie:</u> Trójfazowe bezkierunkowe zabezpieczenie nadprądowe, stopień zabezpieczeniowy niski. Liczba zastosowanych bloków była uzależniona od danego algorytmu sterowania.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REX640, SSC600</p>
	<p><u>Przeznaczenie:</u> Bekierunkowe zabezpieczenie ziemnozwarciowe, stopień zabezpieczeniowy niski. Liczba zastosowanych bloków była uzależniona od danego algorytmu sterowania.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> REX640, SSC600</p>

Blok funkcyjny	Opis
 <p>The diagram shows a green rectangular block titled 'REF615' with a sub-header 'SMVRECEIVE'. On the right side, there are several input points: ALARM, WARNING, I3P, IRES, U3P, URES, IRES_CALO, URES_CALO, and SIMULATED. At the bottom, it is labeled 'O:12 T:1 I:1'.</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u> Blok funkcyjny pełniący rolę elementu odbierającego strumień sygnałów SMV zgodnych z IEC61850-9-2LE. Liczba zastosowanych bloków była uzależniona od danego algorytmu sterowania.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> SSC600</p>
 <p>The diagram shows a green rectangular block titled 'REF615_3I' with a sub-header 'CMMXU'. On the left side, there are input points: I3P and BLOCK. On the right side, there are output points: HIGH_ALARM, HIGH_WARN, LOW_WARN, and LOW_ALARM. At the bottom, it is labeled 'O:35 T:2 I:1'.</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u> Blok trójfazowego pomiaru prądu z jednym wejściem grupowym analogowym. Liczba zastosowanych bloków była uzależniona od danego algorytmu sterowania.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> SSC600</p>
 <p>The diagram shows a green rectangular block titled 'REF615_lo' with a sub-header 'RESCMMXU'. On the left side, there are input points: IRES and BLOCK. On the right side, there are output points: HIGH_ALARM and HIGH_WARN. At the bottom, it is labeled 'O:36 T:2 I:1'.</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u> Blok funkcyjny do pomiaru prądu szczytkowego.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> SSC600</p>
 <p>The diagram shows a green rectangular block titled 'REF615_3U' with a sub-header 'VMMXU'. On the left side, there are input points: U3P and BLOCK. On the right side, there are output points: HIGH_ALARM, HIGH_WARN, LOW_WARN, and LOW_ALARM. At the bottom, it is labeled 'O:48 T:2 I:1'.</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u> Blok funkcyjny do pomiaru napięcia trójfazowego.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> SSC600</p>
 <p>The diagram shows a green rectangular block titled 'REF615_Uo' with a sub-header 'RESVMMXU'. On the left side, there are input points: URES and BLOCK. On the right side, there are output points: HIGH_ALARM and HIGH_WARN. At the bottom, it is labeled 'O:34 T:2 I:1'.</p>	<p><u>Przeznaczenie:</u> Blok funkcyjny do pomiaru napięcia szczytkowego.</p> <p><u>Wykorzystano:</u> SSC600</p>

Po przygotowaniu odpowiedniego scenariusza, który będzie poddawany analizie kolejnym etapem jest wykonanie macierzy połączeń dla sygnałów GOOSE oraz SV. Przykładowa macierz komunikacji GOOSE została pokazana na Rys. 97 gdzie pokazano jakie sygnały są przesyłane pomiędzy dostępnymi zabezpieczeniami:

- z przekaźnika REF615 wysyłane są sygnały do REF620, REX640 oraz SSC600
- z przekaźnika REF620 wysyłane są sygnały do REX640 oraz SSC600
- z przekaźnika zabezpieczeniowego REX640 wysyłane są sygnały do REF615
- z scentralizowanego zabezpieczenia polowego SSC600 wysyłane są sygnały do REF615 oraz REF620

Procedura postępowania w przypadku sygnałów SV jest podobna co pokazano na Rys. 98, gdzie sygnały są wysyłane:

Z przekaźnika zabezpieczeniowego REF615 do REX640 oraz SSC600

Z przekaźnika zabezpieczeniowego REF620 do REX640 oraz SSC600

Z przekaźnika zabezpieczeniowego REX640 do SSC600

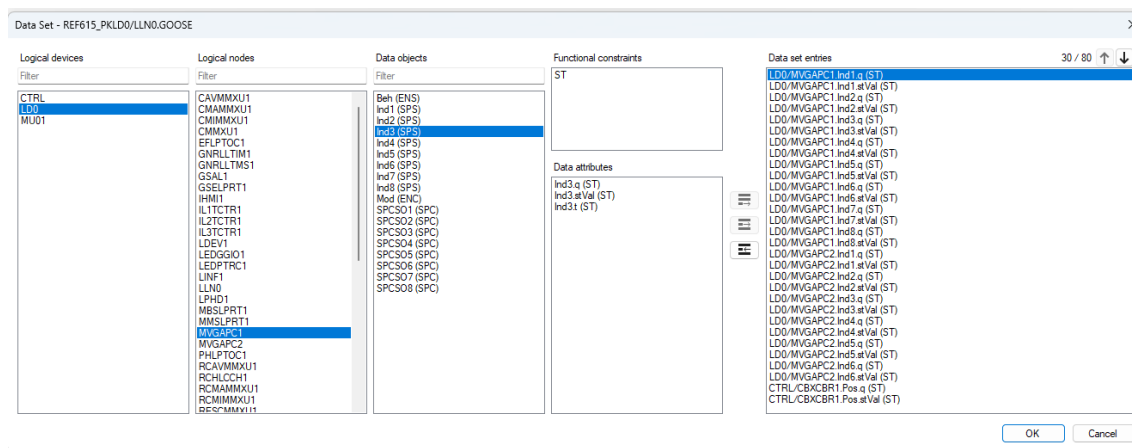
GOOSE Communication - IEC 61850 Configuration				
	REF615_PK (AP1)	REF620_PK (AP1)	REX640_PK (AP1)	SSC600_PK (AP1)
REF615_PKLD0/LLN0.GOOSE	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
REF620_PKLD0/LLN0.GOOSE	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
REX640_PKLD0/LLN0.REX_TO_REF615	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
SSC600_PKLD0/LLN0.SSC600_TO_REF615	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Rys. 97. Macierz komunikacji GOOSE
[opracowanie własne]

Process Bus Communication - IEC 61850 Configuration				
	REF615_PK (AP1)	REF620_PK (AP1)	REX640_PK (AP1)	SSC600_PK (AP1)
REF615_PKMU01/LLN0.PhsMeas1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
REF620_PKMU01/LLN0.PhsMeas1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
REX640_PKMU01/LLN0.PhsMeas1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

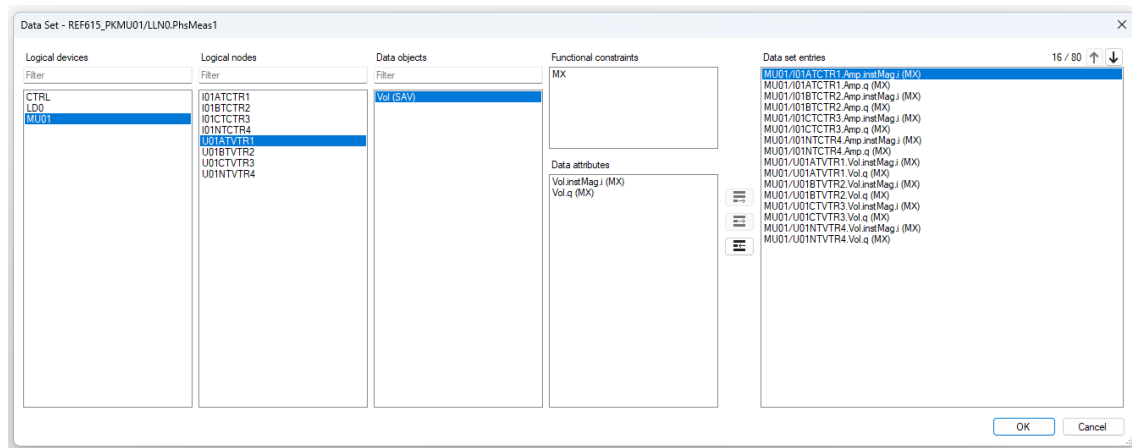
Rys. 98. Macierz komunikacji SV
[opracowanie własne]

Konfiguracja macierzy połączeń dla sygnałów GOOSE oraz SV jest możliwa po wcześniejszym stworzeniu odpowiednich zestawów danych tzw. *DataSet*. Informacje wysyłane poprzez *DataSet*-y pochodzą z różnych bloków funkcyjnych, które zostały wykorzystane podczas tworzenia algorytmów m. in. *MVGAPC* czy też *CBXCBR*. Ich parametryzacja oraz znaczenie były omawiane we wstępie teoretycznym a szczegółowe wytyczne są opisane w normach. Przykładowy scenariusz *DataSet-u* dla macierzy GOOSE przekaźnika zabezpieczeniowego REF615 został pokazany na Rys. 99.




Rys. 99. DataSet macierzy GOOSE dla przekaźnika zabezpieczeniowego REF615 [opracowanie własne]

W przypadku macierzy SV również w podobny sposób jak w macierzy GOOSE parametryzuje się *DataSet-y*, co zostało pokazane na Rys. 100. Wszystkie wartości oraz parametry zostały omówione w części teoretycznej.



Rys. 100. DataSet macierzy SV dla przekaźnika zabezpieczeniowego REF615 [opracowanie własne]

Skonfigurowanie data-setów oraz przydzielenie odpowiednich powiązań pomiędzy poszczególnymi zabezpieczeniami to pierwszy krok w stworzeniu algorytmu sterowania dla badanej struktury zasilającej. Kolejnym krokiem jest przypisanie poszczególnych sygnałów dla zdefiniowanych DataSet-ów w przekaźniku zabezpieczeniowym docelowym. W tym przypadku korzysta się z bloków funkcyjnych *GOOSERCV_BIN* oraz *GOOSERCV_DP*, i przypisuje się do nich odpowiednie zestawy danych w macierzy sygnałów (signal matrix). Przykładowe przypisanie danych wysyłanych do przekaźnika zabezpieczeniowego REF615 z przekaźnika zabezpieczeniowego REX640 oraz scentralizowanego zabezpieczenia polowego SSC600 pokazano na Rys. 101.

REF615_PK - Signal Matrix												
IED: Logical Device: 		REX640_PK, LD0						SSC600_PK, LD0				
		MVGAPC2						MVGAPC1			MVGAPC2	
		Ind1, stVal	Ind2, stVal	Ind8, stVal	Ind5, stVal	Ind6, stVal	Ind7, stVal	Ind8, stVal	Ind2, stVal	Ind7, stVal	Ind8, stVal	
Data Object: Data Attribute:												
- TRIP_FROM_REX;GOOSERCV_BIN:0												
TRIP_FROM_REX;GOOSERCV_BIN:0	IN	X										
- TRIP_SSC_A;GOOSERCV_BIN:6												
TRIP_SSC_A;GOOSERCV_BIN:6	IN				X							
- TRIP_SSC_D;GOOSERCV_BIN:1												
TRIP_SSC_D;GOOSERCV_BIN:1	IN					X						

Rys. 101. Macierz sygnałów wysyłanych z REX640 oraz SSC600 do przekaźnika zabezpieczeniowego REF615 [opracowanie własne]

Ostatnim etapem niezbędnym do prawidłowego działania algorytmu jest skonfigurowanie parametrów sieciowych oraz adresacji MAC o których była mowa we wstępie teoretycznym. Oznacza to skonfigurowanie takich parametrów jak APP ID, MAC Address, VLAN ID, VLAN Priority, nazwanie odpowiednio SataSet-ów oraz przypisanie ID dla SV.

Proponowana konfiguracja była stała dla wszystkich scenariuszy opisywanych w tym doktoracie niezależnie od zmiennych, które były przesyłane pomiędzy urządzeniami. Dla sygnałów GOOSE została pokazana na Rys. 102, Rys. 103, Rys. 104, Rys. 105.

Communication	
Access Point	AP1
App ID	1163
MAC Address	01-0C-CD-01-11-63
Max Time	10000
Min Time	4
Subnetwork	WA1
VLAN ID	016
VLAN Priority	4
Data Flow	
Subscribers	(Collection)
General	
Application ID	REF615_PKLD0/LLN0.gcbGOOSE
Config Revision	100
Data Set	GOOSE
Description	
Fixed Offsets	No
Name	gcbGOOSE
Routable	No
Security Enabled	None
Type	GOOSE
Substation	
IED	REF615_PK
Logical Device	LD0
Logical Node	LLN0

Rys. 102. Konfiguracja komunikacji GOOSE dla REF615 [opracowanie własne]

Communication	
Access Point	AP1
App ID	1164
MAC Address	01-0C-CD-01-11-64
Max Time	10000
Min Time	4
Subnetwork	WA1
VLAN ID	016
VLAN Priority	4
Data Flow	
Subscribers	(Collection)
General	
Application ID	REF620_PKLD0/LLN0.gcbGOOSE
Config Revision	100
Data Set	GOOSE
Description	
Fixed Offsets	No
Name	gcbGOOSE
Routable	No
Security Enabled	None
Type	GOOSE
Substation	
IED	REF620_PK
Logical Device	LD0
Logical Node	LLN0

Rys. 103. Konfiguracja komunikacji GOOSE dla REF620 [opracowanie własne]

Communication	
Access Point	AP1
App ID	1165
MAC Address	01-0C-CD-01-11-65
Max Time	10000
Min Time	4
Subnetwork	WA1
VLAN ID	016
VLAN Priority	4
Data Flow	
Subscribers	(Collection)
General	
Application ID	REX640_PKLD0/LLN0.gcbREX_TO_F
Config Revision	300
Data Set	REX_TO_REF615
Description	
Fixed Offsets	No
Name	gcbREX_TO_REF615
Routable	No
Security Enabled	None
Type	GOOSE
Substation	
IED	REX640_PK
Logical Device	LD0
Logical Node	LLN0

Rys. 104. Konfiguracja komunikacji GOOSE dla REX640 [opracowanie własne]

Communication	
Access Point	AP1
App ID	1166
MAC Address	01-0C-CD-01-11-66
Max Time	10000
Min Time	4
Subnetwork	WA1
VLAN ID	016
VLAN Priority	4
Data Flow	
Subscribers	(Collection)
General	
Application ID	SSC600_PKLD0/LLN0.gcbSSC600_TO
Config Revision	300
Data Set	SSC600_TO_REF615
Description	
Fixed Offsets	No
Name	gcbSSC600_TO_REF615
Routable	No
Security Enabled	None
Type	GOOSE
Substation	
IED	SSC600_PK
Logical Device	LD0
Logical Node	LLN0

Rys. 105. Konfiguracja komunikacji GOOSE dla SSC600 [opracowanie własne]

Konfiguracja komunikacji SV dla wszystkich omawianych scenariuszy została pokazana na Rys. 106, Rys. 107, Rys. 108. Warto zwrócić szczególną uwagę, aby w urządzeniu odbierającym sygnały SV dodać odpowiedni blok funkcyjny oraz odpowiednio go sparametryzować zgodnie z przyjętym Sampled Value ID, co pokazano na Rys. 109.

Communication	
Access Point	AP1
App ID	4000
MAC Address	01-0C-CD-04-11-61
Subnetwork	WA1
VLAN ID	016
VLAN Priority	4
Data Flow	
Subscribers	(Collection)
General	
Config Revision	1
Data Set	PhsMeas1
Description	
Multicast	Yes
Name	MSVCB01
Number of ASDUs	1
Routable	No
Sample Rate	80
Sampled Value ID	REF615_MU1
Sampling Mode	Samples Per Period
Security Enabled	None
Sampled Value Options	
Data Reference	No
Data Set	No
Refresh Time	No
Sample Rate	No
Samples Synchronized	Yes
Security	No
Substation	
IED	REF615_PK
Logical Device	MU01
Logical Node	LLN0

Rys. 106. Konfiguracja komunikacji SV dla REF615 [opracowanie własne]

Communication	
Access Point	AP1
App ID	4002
MAC Address	01-0C-CD-04-11-62
Subnetwork	WA1
VLAN ID	016
VLAN Priority	4
Data Flow	
Subscribers	(Collection)
General	
Config Revision	1
Data Set	PhsMeas1
Description	
Multicast	Yes
Name	MSVCB01
Number of ASDUs	1
Routable	No
Sample Rate	80
Sampled Value ID	REF620_MU1
Sampling Mode	Samples Per Period
Security Enabled	None
Sampled Value Options	
Data Reference	No
Data Set	No
Refresh Time	No
Sample Rate	No
Samples Synchronized	Yes
Security	No
Substation	
IED	REF620_PK
Logical Device	MU01
Logical Node	LLN0

Rys. 107. Konfiguracja komunikacji SV dla REF620 [opracowanie własne]

Communication	
Access Point	AP1
App ID	4003
MAC Address	01-0C-CD-04-11-63
Subnetwork	WA1
VLAN ID	016
VLAN Priority	4
Data Flow	
Subscribers	(Collection)
General	
Config Revision	1
Data Set	PhsMeas1
Description	
Multicast	Yes
Name	MSVCB01
Number of ASDUs	1
Routable	No
Sample Rate	80
Sampled Value ID	REX640_MU1
Sampling Mode	Samples Per Period
Security Enabled	None
Sampled Value Options	
Data Reference	No
Data Set	No
Refresh Time	No
Sample Rate	No
Samples Synchronized	Yes
Security	No
Substation	
IED	REX640_PK
Logical Device	MU01
Logical Node	LLN0

Rys. 108. Konfiguracja komunikacji SV dla REX640 [opracowanie własne]

Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
✓ Communication					
✓ REF620:SMVRECEIVE: 2					
✓ Configuration					
✓ SV identifier		REF620_MU1			35 characters

Rys. 109. Konfiguracja urządzenia odbierającego SV z numerem ID SV [opracowanie własne]

Konfiguracja pozostałych parametrów, które nie wpływały na aspekty bezpośrednio związane z algorytmami sterowania pominięto ze względu na ich wielowątkowość oraz złożoność. Mowa tutaj o konfiguracji switchy (konfiguracja VLAN-ów), parametryzacja przekładników zabezpieczeniowych pod względem serwera czasu, przekładników prądowych, przekładników napięciowych czy profili czasowych. Wszystkie niezbędne konfiguracje i parametryzacje wszystkich zabezpieczeń zostały wykonane zgodnie z informacjami zamieszczonymi w dokumentacji technicznej każdego z produktów lub pozyskano je w ramach

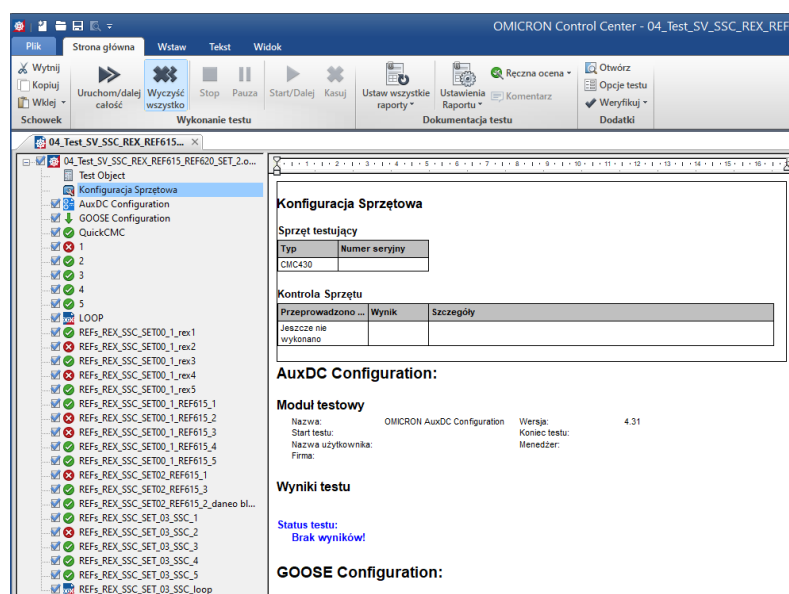
wstępnych szkoleń w momencie ich przekazania do użytkownika (części niezbędnych dokumentów nie było można znaleźć na stronie producentów aparatury).

5.3.2 Parametryzacja modułu testowego (OMICRON)

Opracowane w ramach niniejszej pracy doktorskiej algorytmy układów zasilających sterujących nie są zaimplementowane w ramach jednego urządzenia. Wykonanie pewnych operacji wymaga transferu danych logicznych do innego urządzenia w celu poprawności działania całego układu. Dlatego też od całej badanej struktury wymagana jest spójność danych oraz odpowiednia reakcja poszczególnych komponentów. W celu wykonania takich testów wymagany jest specjalistyczny sprzęt oraz oprogramowanie. W niniejszej pracy posłużono się takimi urządzeniami jak:

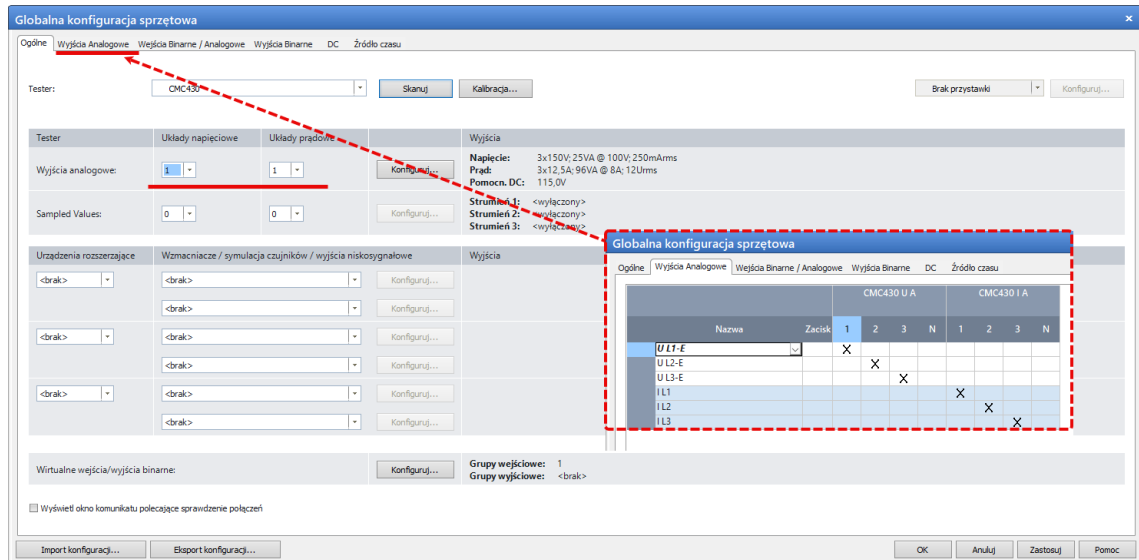
- Omicron CMC356, Omicron CMC430, konfiguracja odbywa się przy pomocy oprogramowania Omicron Test Universe,
- DANE0400 obsługiwany przez DANE0 Control
- CMGPS 588 - Źródło czasu sterowane sygnałem GPS
- IEDScout oprogramowanie służące do analizy sygnałów IEC61850
- OMICRON Device Link do zarządzania oraz konfiguracji wstępnej urządzeń (nadanie odpowiedniej adresacji IP, sprawdzenie statusu urządzeń)

Pierwszym etapem jest skonfigurowanie oraz dodanie odpowiednich modułów w strukturze obsługiwanej przez CMC430-CMC356. Podstawowe moduły które muszą być dodane to Konfigurator sprzętowy, AuxDC jako napięcie sterownicze (w doktoracie przyjęto poziom napięcia 24VDC jako napięcie sterownicze i takie same ustawienia poczyniono na przekaźnikach zabezpieczeniowych) co pokazano na Rys. 110.

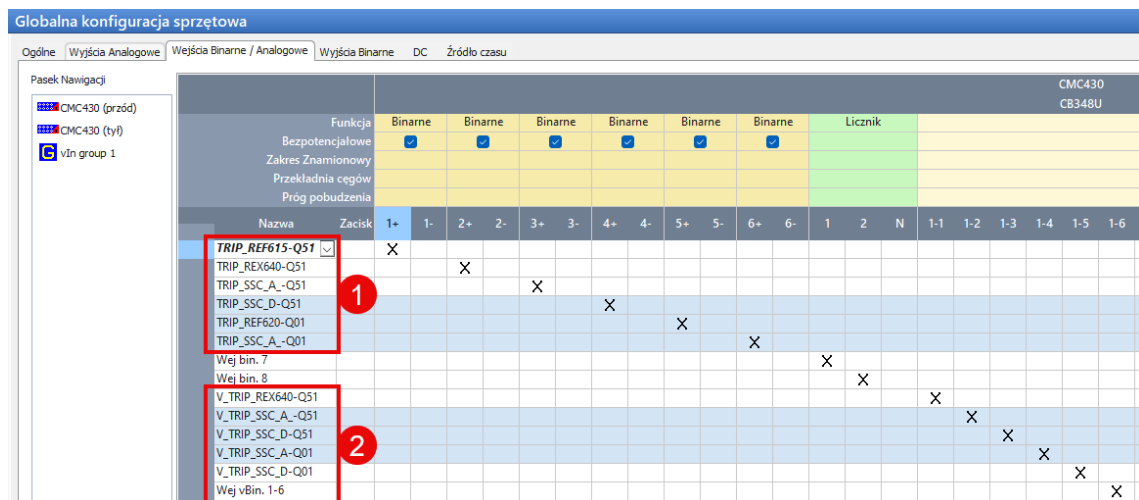


Rys. 110. Podstawowe okno modułu testowego Omicron [opracowanie własne]

Kolejnym etapem jest odpowiednie skonfigurowanie wyjść analogowych co pokazano na Rys. 111 oraz wejść i wyjść binarnych, które są spójne ze scenariuszem, który poddawany jest analizie. W poniższym przykładzie zostało skonfigurowanych 6 wejść binarnych (1) oraz 5 wejść binarnych (2) wirtualnych typu GOOSE (oznaczenie przedrostkiem „V_”) co pokazano na Rys. 112.



Rys. 111. Konfiguracja globalnych wyjść analogowych [opracowanie własne]



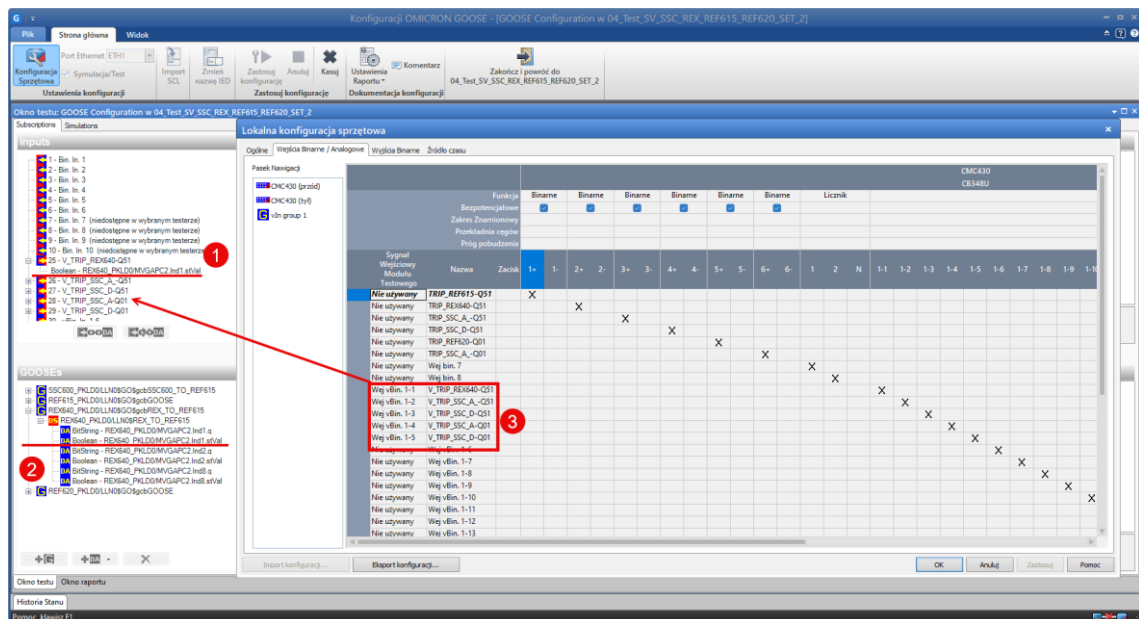
Rys. 112. Konfiguracja wejść binarnych oraz ich odpowiedników wirtualnych GOOSE [opracowanie własne]

Następnie w zakładce wyjścia binarne zaznacza się aktywne sygnały wyjściowe, których zadaniem jest rozpoczęcie danej procedury testowej poprzez impuls na wejście w przekaźniku zabezpieczeniowym. Może być to zwykłe „pobudzenie” czy też sterowanie wyłącznikami co pokazano na Rys. 113.

Globalna konfiguracja sprzętowa									
Ogólne Wyjścia Analogowe Wejścia Binarne / Analogowe Wyjścia Binarne DC Źródło czasu									
Nazwa	Zacisk	Wyjścia przekaźnikowe							
		1+	1-	2+	2-	3+	3-	4+	4-
-Q51_Open		X							
Q51_Close				X					
-Q01_Open						X			
-Q01_Close								X	

Rys. 113. Konfiguracja wyjść binarnych pod sterowanie wyłącznikiem SN oraz nn [opracowanie własne]

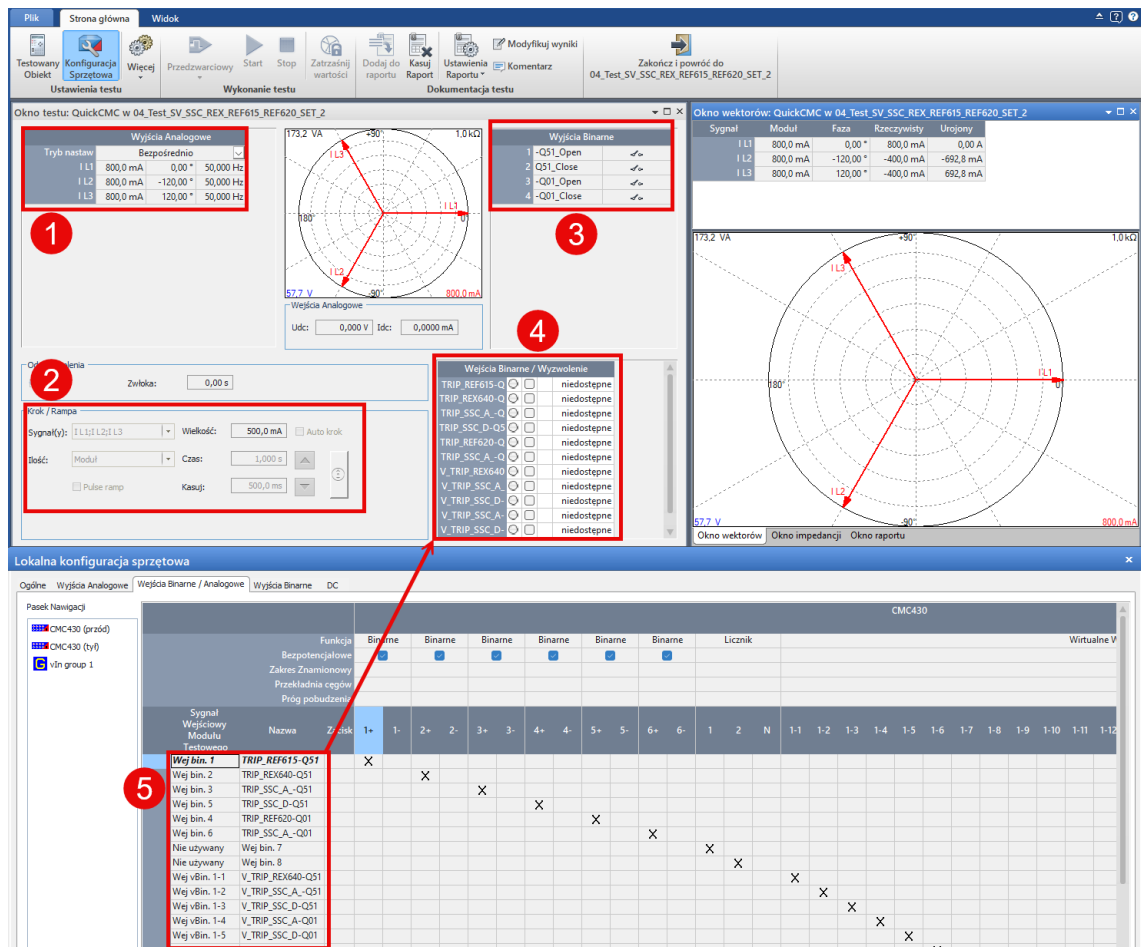
Następnym krokiem po odpowiednim skonfigurowaniu części sprzętowej testera, jeśli będą testowane sygnały typu GOOSE należy wyeksportować plik SCL z oprogramowania, w którym stworzono algorytmy sterowania i zaimportować je do dedykowanego modułu *GOOSE Configuration*. Dla tego modułu w pierwszej kolejności musimy wskazać sygnały wirtualne, które będą aktywne w danej sekwencji badań (3), kolejno odpowiednie profile zaimportować do głównego pliku z predefiniowaną wcześniej nazwą (1), a następnie z wczytanego pliku SCL należy wybrać sygnał GOOSE do danego scenariusza badań (2). Pokazano to na Rys. 114.



Rys. 114. Konfiguracja algorytmu sygnały GOOSE pod dany scenariusz badawczy [opracowanie własne]

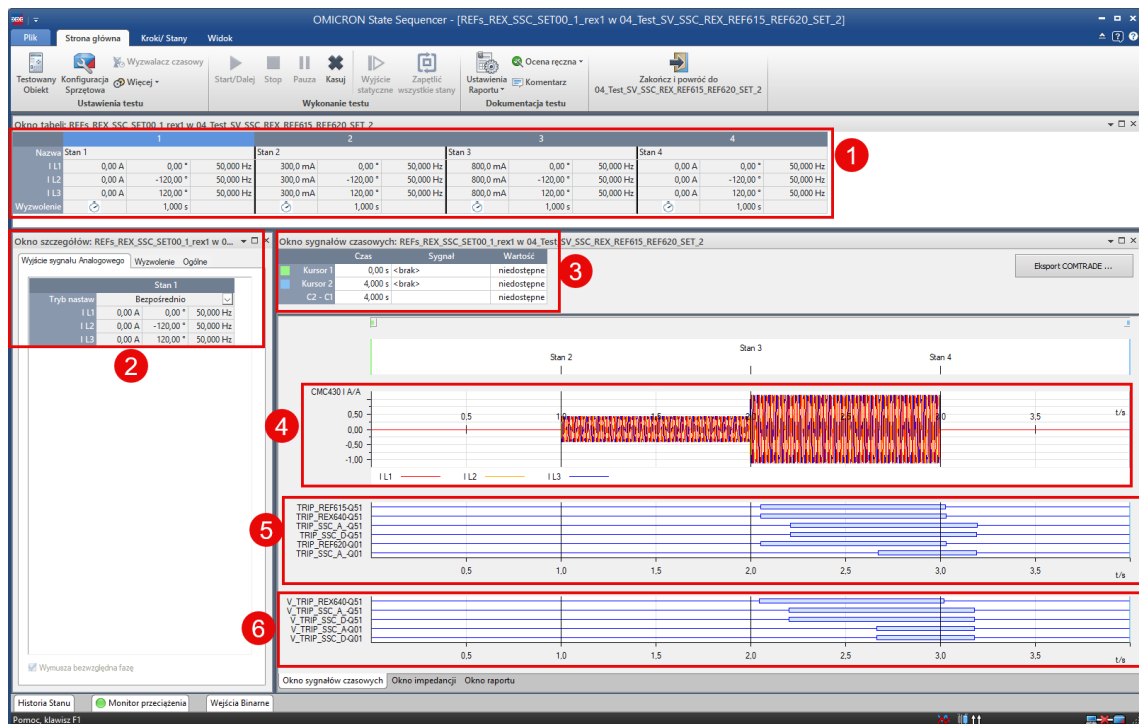
Tak przygotowany plik umożliwia przeprowadzenie wstępnych testów. Testy te były prowadzone w module *QuickCMC*, w którym to należało skonfigurować tak jak poprzednio wszystkie sygnały wejściowe fizyczne i wirtualne (4,5), sygnały wyjściowe (3), sygnały wyjść analogowych wraz z sekwencją, od której będzie się zaczynał test (1), oraz ręczną możliwością zmiany kolejnych kroków wartości prądu (2) co pokazano na Rys. 115. Zarówno kroki

zwiększania wartości jak również sygnały wyjściowe z Omicron CMC były podawane ręcznie w celu wstępnych testów poprawności działania danego scenariusza badawczego.



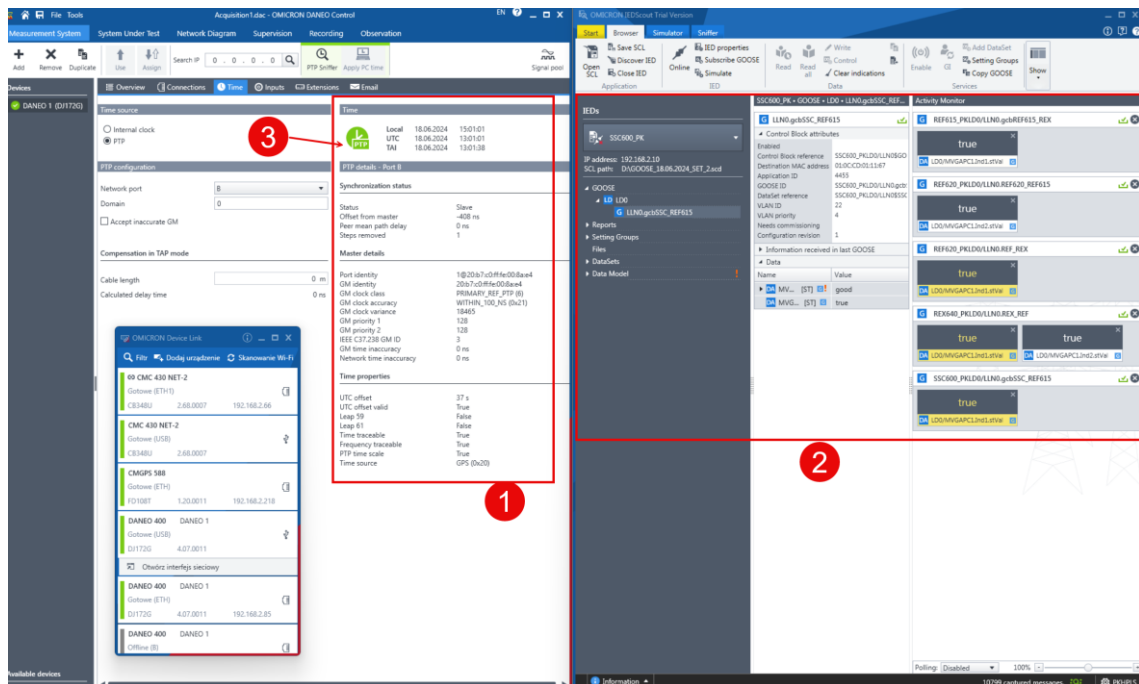
Rys. 115. Moduł Quick CMC do wstępnego testowania badanego scenariusza [opracowanie własne]

Po wstępnej analizie poprawności działania scenariusza badawczego należy przeprowadzić testy właściwie w module *State Sequencer*. Konfiguracja poszczególnych wejść wyjść jest podobna do modułu *QuickCMC*, więc nie jest tutaj omawiana. Moduł ten pozwala stworzyć scenariusze badawcze z odpowiednimi krokami (1), których sygnałem inicjującym kolejne kroki może być czas, sygnał analogowy lub sygnał binarny (2). Uruchomienie danego scenariusza umożliwia przeprowadzenie analizy wyników. Mamy możliwość obserwacji przebiegów wartości prądów (4), sygnałów wejściowych binarnych (5), wejściowych wirtualnych (6), oraz możemy dokonać analizy czasowej za pomocą dedykowanych kursorów (3) co pokazano na Rys. 116. Ocena jest kluczowa do wyciągnięcia wniosków z badanego scenariusza w celu stwierdzenia czy dana struktura działa prawidłowo.



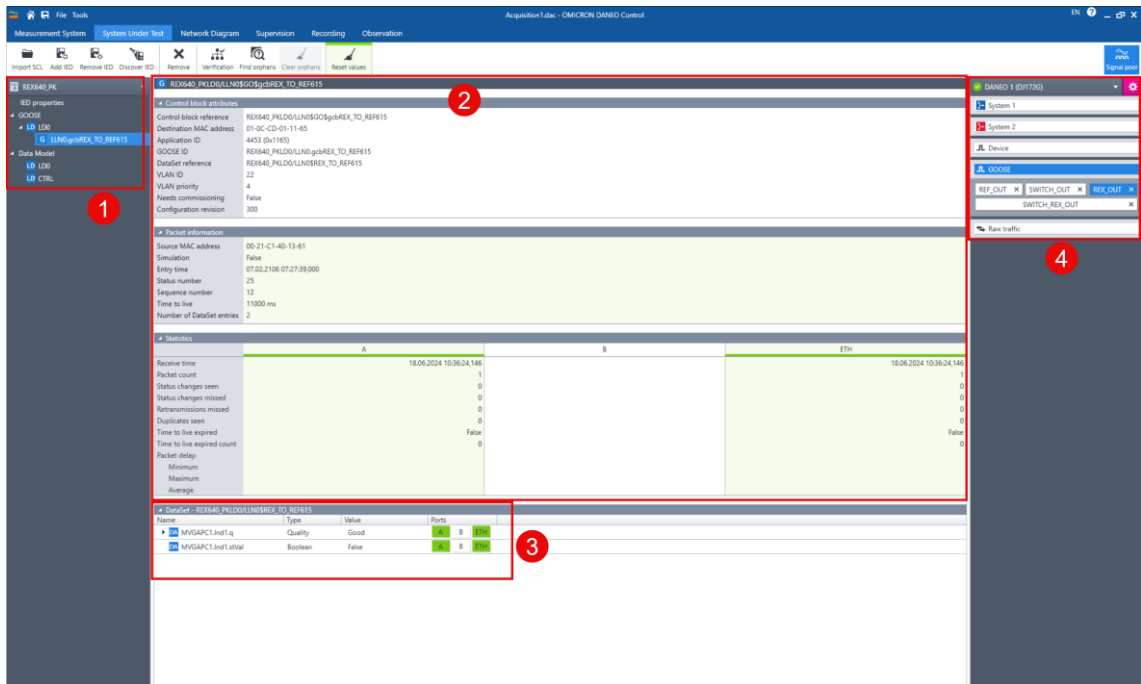
Rys. 116. Module State Sequencer do analizy badanych scenariuszy [opracowanie własne]

Drugim urządzeniem, które jest niezbędne do przeprowadzenia analizy poprawności całej struktury zasilająco-sterującej jest DANE0 400 wspierane przez oprogramowanie DANE0 Control oraz IED Scout. To pierwsze odpowiada za analizę układu synchronizacji czasu (1) pod kątem spełnienia wymogów jakościowych sygnału opisanej w normie IEEE C37.238 [89], bez której nie jest możliwe przeprowadzenia badań w zakresie SV. Natomiast IED Scout pozwala dokonać analizy sygnałów GOOSE po wcześniejszym imporcie pliku SCL w którym zawarte są algorytmy sterowania (2). W przypadku braku synchronizacji zegar PTP zmienia kolor z zielonego na pomarańczowy (3). Na Rys. 117 pokazano część interfejsów, które były wykorzystywane jako układ monitorowania oraz diagnostyki podczas wszystkich badań oraz testów.

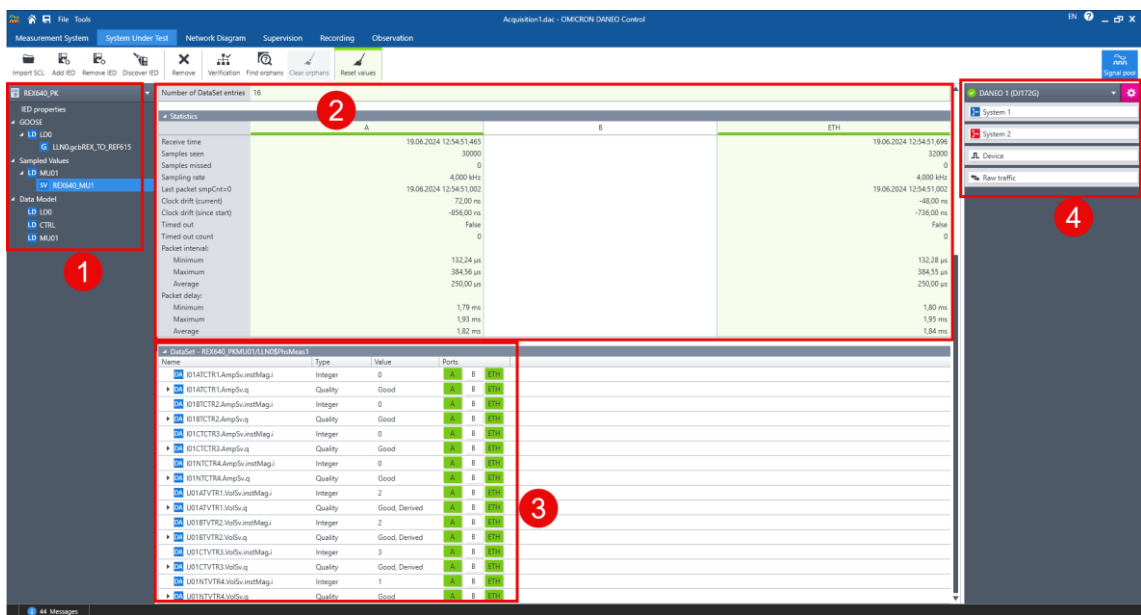


Rys. 117. Oprogramowanie DANE0 Control oraz IED Scout do analizy jakości oraz poprawności sygnałów [opracowanie własne]

Kolejnym krokiem w analizie struktury zasilająco-sterującej było przygotowanie wybranego algorytmu do badania pod kontem sygnałów GOOSE (1) oraz SV (1), które były wysyłane od źródła do celu pomiędzy przełącznikami zabezpieczeniowymi przez „switch”. Wymagało to zaimportowania algorytmu sterowania do oprogramowania DANE0 Control pliku SCL oraz prawidłowego podłączenia badanego urządzenia w strukturę sieci (temat został omówiony w części teoretycznej niniejszej pracy). Zdefiniowano sygnały wychodzące z przełącznika zabezpieczeniowego *Port A* (3) oraz wychodzące z Switcha *Port ETH* (3) a następnie zdefiniowano unikatowe nazwy dla każdego z nich (4). W panelu (2), można było obserwować parametry sygnałów GOOSE oraz SV, natomiast w panelu (3), informacje o jakości sygnału oraz którymi portami sygnały te były przesyłane. Konfigurację sygnałów GOOSE pokazano na Rys. 118, natomiast SV na Rys. 119.



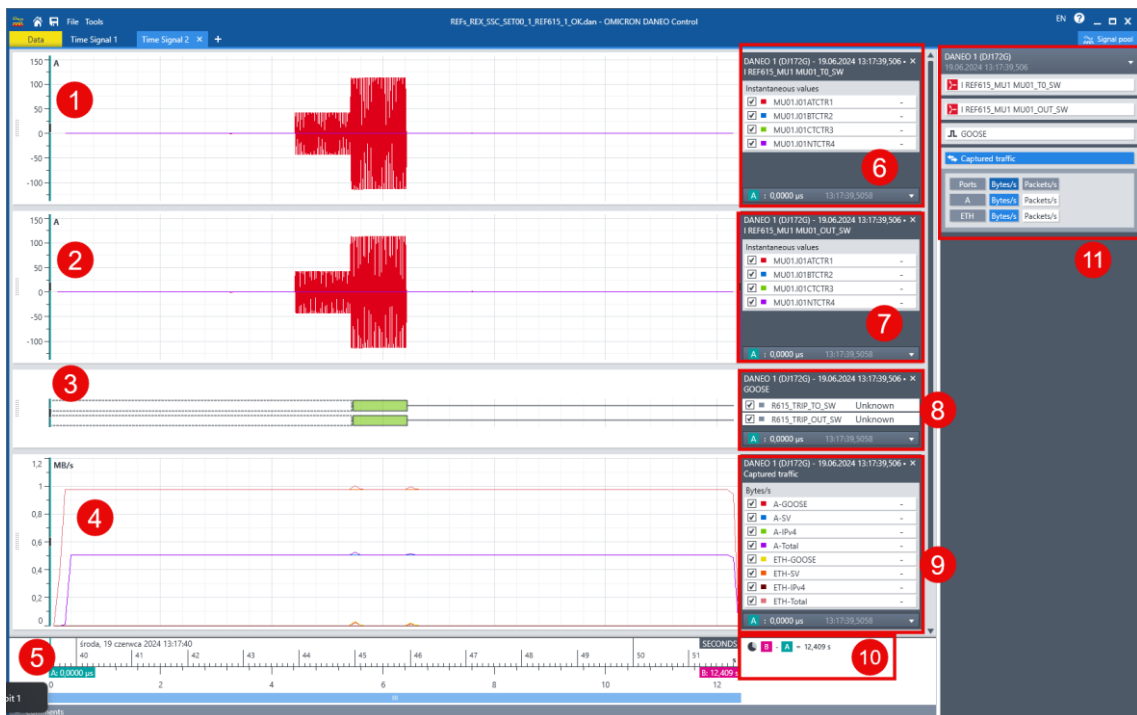
**Rys. 118. Panel konfiguracji dla badania sygnałów GOOSE w oprogramowaniu DANE0 Control
[opracowanie własne]**



**Rys. 119. Panel konfiguracji dla badania sygnałów SV w oprogramowaniu DANE0 Control
[opracowanie własne]**

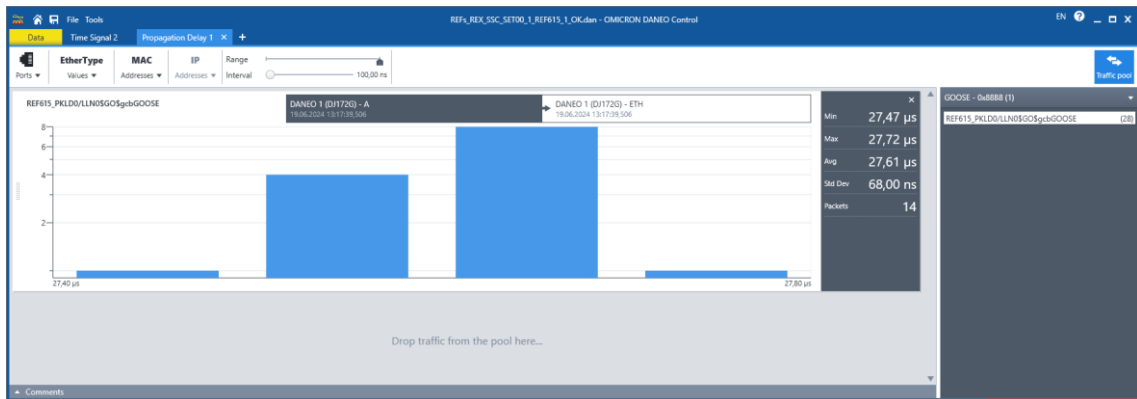
Dzięki odpowiedniemu sparametryzowaniu wszystkich sygnałów biorących udział w danym scenariuszu istnieje możliwość badania wielu parametrów które rzutują na poprawność działania danego scenariusza poddawane go analizie. Parametry, które zostały przebadane można poddać analizie na zbiorczym wykresie co pokazano na Rys. 120:

- (1,6) – wykresy prądów z wyjścia z źródłowego przełącznika zabezpieczeniowego a wejścia do switcha wraz z możliwością oceny w danym momencie czasu
- (2,7) – wykresy prądów z wyjścia z „switcha” a wejścia do docelowego przełącznika zabezpieczeniowego wraz z możliwością oceny w danym momencie czasu
- (3,7) – wykres pokazujący opóźnienie generowane przez „switch” w momencie zaistnienia zdarzenia wraz z statusem danego sygnału
- (4,9) – obciążenie sieci w danym momencie wraz z informacją jaki typ sygnału generuje to obciążenie
- (5) – skala pomiarowa w jednostce czasu poddawana analizie
- (10) – wartość wyliczona opóźnień pomiędzy dwoma wskazanymi wartościami w obrębie danego pomiaru.
- (11) – predefiniowane wartości, które były zapisane i poddawane są analizie.



Rys. 120. Moduł analityczny do oceny jakości sygnałów oraz opóźnień w kontekście obciążenia sieci [opracowanie własne]

Powyższe analizy dotyczą precyzyjnego wskazania jednego mierzonego sygnału. Jest również możliwość dokonywania analizy zbiorczej propagacji czasu za pomocą funkcji *Propagation Delay*, gdzie możemy ocenić wartość minimalną, maksymalną czy też średnią większej liczby pakietów danych, którą poddajemy analizie. Przykładowa analiza takich danych została pokazana na Rys. 121.



Rys. 121. Moduł analityczny do oceny zbiorczej opóźnień sygnałów kontekście obciążenia sieci [opracowanie własne]

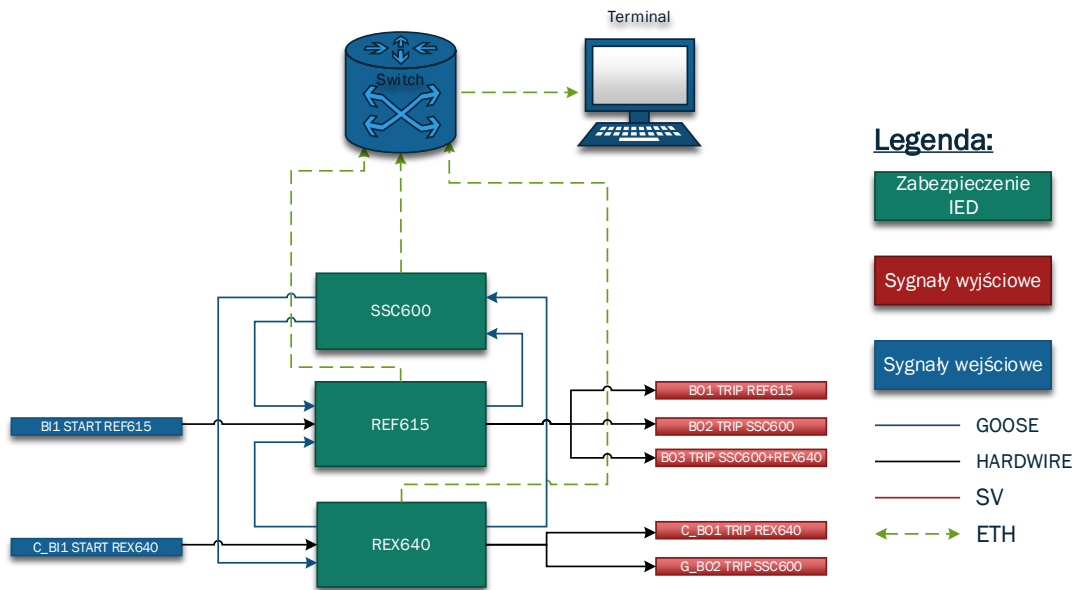
Należy pamiętać, że wszystkie procedury ustawiania nastaw i parametryzacji zarówno algorytmów sterowania, jak i oprogramowania OMICRON powinny być wykonywane po każdorazowej zmianie lub korekcie tychże algorytmów.

5.3.3 Badania w zakresie GOOSE wraz z omówieniem wyników

SCENARIUSZ PIERWSZY

Pierwszy scenariusz badawczy został wykonany w oparciu o sygnalizację GOOSE z wykorzystaniem dwóch przekaźników zabezpieczeniowych REF615, REX640 oraz scentralizowanego zabezpieczenia polowego SSC600. Do wejść zabezpieczeniowych *REF615-X110-(BIO)_110.X110-Input-1* oraz *REX640-Slot-C-(BIO).X1-1;4_BII* został przypisany sygnał inicjujący zaburzenia jakie mogą wystąpić w polu SN lub polu nn. Pobudzenie to zostało wygenerowane z wyjścia Testera Omicron BO1 równoległe do obu przekaźników zabezpieczeniowych. Następnie sygnały te zostały przypisane do wejść bloku funkcyjnego *REF615-MVGAPCI-IN1* oraz *REX640-MVGAPCI-IN1* w celu transmisji sygnałów. W przypadku przekaźnika zabezpieczeniowego REF615 sygnał został przesłany do SSC600, natomiast w przypadku REX640 komunikaty zostały rozesłane jednocześnie do SSC600 i REF615. W scentralizowanym zabezpieczeniu polowym SSC600 sygnał został odebrany poprzez blok funkcyjny *SSC600-GOOSERCV_BIN* a następnie powiązany z blokiem funkcyjnym *SSC600-MVGAPCI-IN1*. Blok ten przesyła dane do przekaźników zabezpieczeniowych REF615 oraz REX640. W przypadku przekaźnika zabezpieczeniowego REX640 sygnał z SSC600 w pierwszej kolejności jest odbierany przez blok funkcyjny *REX640- FROM_SSC-GOOSERCV_BIN* a następnie przypisany wyjściu *REX640-Slot-G-(PSM).X2-15;16;17;18_PO3*. Natomiast drugi sygnał, który równoległe został odebrany przez przekaźnik zabezpieczeniowy REF615 poprzez blok funkcyjny *REF615- FROM_SSC-GOOSERCV_BIN* został przypisany do wyjścia *REF615-X100-(PSM)_100.X100-PO2* jak również równoległe do bloku funkcyjnego bramki logicznej *AND*. Do wejścia bloku funkcyjnego bramki logicznej *AND* został również

przypisany drugi sygnał, który został wysłany z przekaźnika REX640 a odebrany przez blok funkcyjny REF615- FROM_REX-GOOSERCV_BIN. Wyjście z bloku funkcyjnego bramki logicznej AND zostało przypisane do wyjścia przekaźnika zabezpieczeniowego REF615- X100 (PSM)_100.X100-SO1. Uproszczona wersja algorytmu została pokazana na Rys. 122. a Załącznik 5 obejmuje kompleksowy opis jego implementacji.



Rys. 122. Scenariusz pierwszy dla badania struktury zasilająco-sterującej w oparciu o sygnały GOOSE [opracowanie własne]

Aby wdrożyć przedstawiony algorytm, należy utworzyć macierze komunikacyjne GOOSE, które będą przesyłały sygnały pomiędzy przekaźnikami zabezpieczeniowymi od punktu źródłowego do docelowego. Dla analizowanego przypadku, odpowiednia macierz została zaprezentowana na Rys. 123. Kolejnym krokiem jest skonfigurowanie przekaźnika zabezpieczającego w taki sposób, by dla otrzymywanych sygnałów GOOSE przyporządkować je do bloków funkcyjnych GOOSERCV_BIN. W badanym scenariuszu dotyczy to rysunków Rys. 124, Rys. 125, Rys. 126 odnoszących się odpowiednio do zabezpieczeń REF615, REX640 i SSC600.

GOOSE Communication - IEC 61850 Configuration			
	REF615_PK (AP1)	REF640_PK (AP1)	SSC600_PK (AP1)
REF615_PKLDO/LLN0.GOOSE	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
REF640_PKLDO/LLN0.REX_TO_REF615	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
SSC600_PKLDO/LLN0.GOOSE	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	

Rys. 123. Macierz komunikacji GOOSE dla scenariusza pierwszego [opracowanie własne]

REF615_PK - Signal Matrix			
IED, Logical Device:	REF640_PK, LDO	REF615_PK, LDO	SSC600_PK, LDO
	MVGAPC1	MVGAPC1	MVGAPC1
Data Object:	Ind1, stVal	Ind1, stVal	Ind2, stVal
Data Attribute:			
- FROM_REX;GOOSERCV_BIN:1			
FROM_REX;GOOSERCV_BIN:1 IN	X		
- FROM_SSC;GOOSERCV_BIN:0			
FROM_SSC;GOOSERCV_BIN:0 IN		X	

Rys. 124. Macierz sygnałów REF615 dla scenariusza pierwszego [opracowanie własne]

REX640 - Signal Matrix			
IED, Logical Device:	REF615_PK, LDO	REF615_PK, LDO	SSC600_PK, LDO
	MVGAPC1	MVGAPC1	MVGAPC1
Data Object:	Ind1, stVal	Ind1, stVal	Ind2, stVal
Data Attribute:			
- FROM_SSC;GOOSERCV_BIN:0			
FROM_SSC;GOOSERCV_BIN:0 IN			X

Rys. 125. Macierz sygnałów REX640 dla scenariusza pierwszego [opracowanie własne]

SSC600 SW - Signal Matrix			
IED, Logical Device:	REF615_PK, LDO	REF615_PK, LDO	REF640_PK, LDO
	MVGAPC1	MVGAPC1	MVGAPC1
Data Object:	Ind1, stVal	Ind1, stVal	Ind1, stVal
Data Attribute:			
- FROM_REF615;GOOSERCV_BIN:4			
FROM_REF615;GOOSERCV_BIN:4 IN	X		
- FROM_REX;GOOSERCV_BIN:0			
FROM_REX;GOOSERCV_BIN:0 IN			X

Rys. 126. Macierz sygnałów SSC600 dla scenariusza pierwszego [opracowanie własne]

Kolejny krok został omówiony w rozdziale 5.3.2 gdzie opisano procedurę konfiguracji modułu testowego w celu przeprowadzenia symulacji. Rezultatem są serie wykresów pokazujących szereg sygnałów, które zostały zaimplementowane w algorytmie. W omawianym przypadku sygnały fizyczne zostały przypisane wejściu przekaźnikowemu jako sygnał inicjujący *START* oraz z sygnałami na wyjściach przekaźników. Oprócz sygnałów fizycznych mamy również sygnały wirtualne z przedrostkiem „V_”, które odnoszą się do sygnałów GOOSE wysyłanych i odbieranych przez przekaźniki zabezpieczeniowe lub scentralizowane zabezpieczenie polowe co pokazano na Rys. 127.



Rys. 127. Wykres pomiarów sygnałów GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz pierwszy próba pierwsza [opracowanie własne]

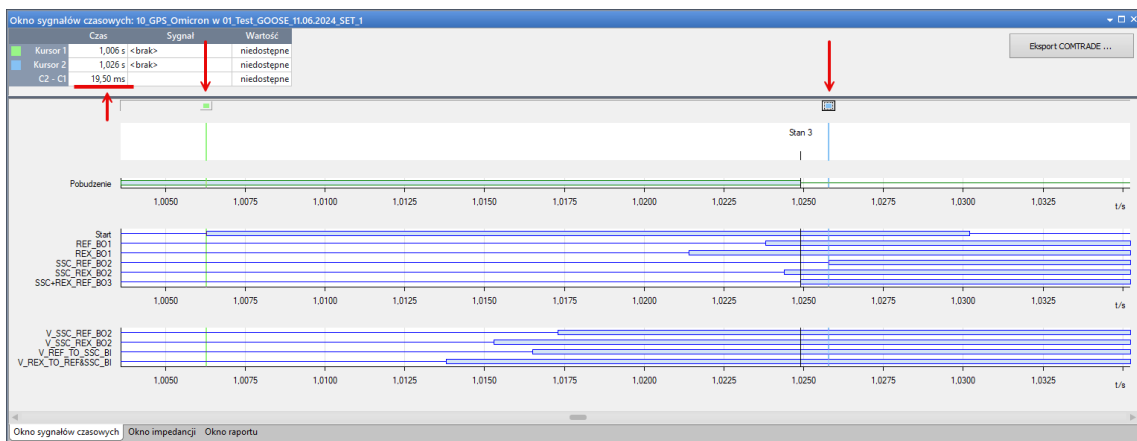
Po przeprowadzeniu pomiarów została wykonana analiza powiązań różnych struktur zasilających sterujących w postaci macierzy referencyjnych sygnałów GOOSE. Przedstawiono w niej scenariusz o strukturze klasycznej z sygnałem w obrębie danego przekaźnika zabezpieczeniowego *REF_BO1*, *REX_BO1* oraz strukturę, gdzie urządzenie nadrzędne *SSC600* pełni funkcję nadrzędną nad przekaźnikami zabezpieczeniowymi *REF615* oraz *REX640*. Realizacji tego wariantu była wykonana przez sygnały wyjściowe *SSC_REF_BO2*, *SSC_REX_BO2* oraz strukturę w której decyzyjność o wykonaniu danego polecenia nastąpi gdy sygnały potwierdzające przyjdą z dwóch źródeł z *REX640* oraz *SSC600*. Wynik działania tego algorytmu będzie zarejestrowany poprzez pojawienie się sygnału wyjściowego *SSC+REX_REF_BO3*, co pokazano na Rys. 128.

Lp	Nazwa sygnału	Czas referencyjny										
		Sygnał pobudzenia = 0 [ms]	START [ms]	REF_BO1 [ms]	REX_BO1 [ms]	SSC_REF_BO2 [ms]	SSC_REX_BO2 [ms]	SSC+REX+REF+BO3 [ms]	V_SSC_REF_BO2 [ms]	V_SSC_REX_BO2 [ms]	V_REF_TO_SSC_BI [ms]	V_REX_TO_REF&SSC_BI [ms]
1	START	6,3	0	-16,6	-15,7	-19	-18,7	-18,2	-10,5	-8,5	-9,8	-8,1
2	REF_BO1	22,9	16,6	0	0,9	-2,4	-2,1	-1,6	6,1	8,1	6,8	8,5
3	REX_BO1	22	15,7	-0,9	0	-3,3	-3	-2,5	5,2	7,2	5,9	7,6
4	SSC_REF_BO2	25,3	19	2,4	3,3	0	0,3	0,8	8,5	10,5	9,2	10,9
5	SSC_REX_BO2	25	18,7	2,1	3	-0,3	0	0,5	8,2	10,2	8,9	10,6
6	SSC+REX_REF_BO3	24,5	18,2	1,6	2,5	-0,8	-0,5	0	7,7	9,7	8,4	10,1
7	V_SSC_REF_BO2	16,8	10,5	-6,1	-5,2	-8,5	-8,2	-7,7	0	2	0,7	2,4
8	V_SSC_REX_BO2	14,8	8,5	-8,1	-7,2	-10,5	-10,2	-9,7	-2	0	-1,3	0,4
9	V_REF_TO_SSC_BI	16,1	9,8	-6,8	-5,9	-9,2	-8,9	-8,4	-0,7	1,3	0	1,7
10	V_REX_TO_REF&SSC_BI	14,4	8,1	-8,5	-7,6	-10,9	-10,6	-10,1	-2,4	-0,4	-1,7	0

Rys. 128. Macierz referencji sygnałów GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz pierwszy próba pierwsza [opracowanie własne]

Powyższa macierz pokazuje czasy referencyjne w stosunku do punktu odniesienia czasowego dla różnych struktur zasilająco-sterujących. Jak można zauważyć najszybciej zareagowały sygnały wyjściowe w obrębie jednego przekaźnika zabezpieczeniowego pracujące w klasycznej strukturze sterującej na wyjściach *REF_BO1* oraz *REX_BO1*. Warto zwrócić uwagę, że sygnał z wyjścia *REX640* był szybszy niż z *REF615* o 0,9 ms. Taka korelacja czasowa utrzymała się również w pozostałych strukturach, gdzie scentralizowane zabezpieczenie polowe odegrało nadrzędną rolę a zabezpieczenia polowe pełniły rolę jednostek pomiarowych MU. Jednakże różnica czasu podania sygnału na wyjścia przekaźników zabezpieczeniowych *REF615* a *REX640* została zniwelowana do około 0,3 ms różnicy. Mimo to, szybciej od tych sygnałów na wyjściu przekaźnika pojawił się sygnał *SSC+REX_REF_BO3*. W celu zweryfikowania takiego zjawiska należy zwrócić uwagę na charakterystyki sygnałów wirtualnych jakie zostały zaimplementowane w algorytmie pomiędzy przekaźnikami zabezpieczeniowymi pełniącymi rolę

jednostek pomiarowych MU. Kolejność poszczególnych sygnałów wirtualnych GOOSE została zachowana i nie doszło do wystąpienia żadnej anomalii. Sam czas przetworzenia sygnału od wysłania GOOSE $V_REF_TO_SSC_BI$ do wykonania operacji bloku funkcyjnego przez scentralizowane zabezpieczenie polowe oraz wysłanie sygnału zwrotnego $V_SSC_REF_BO2$ trwało w SSC600 to 0,7 ms, natomiast w przypadku korelacji sygnałów $V_REX_TO_REF\&SSC_BI$ oraz $V_SSC_REX_BO2$ to 0,4 ms. Co więcej to, że sygnał $SSC+REX_REF_BO3$ został szybciej wykonany niż SSC_REF_BO2 wynika nie z zastosowanej topologii układu, ale ze sposobu i kolejności przetwarzania informacji przez sam przekaźnik zabezpieczeniowy. Widać to na serii innych pomiarów poddanych analizie, które zostały wykonane a wybrany scenariusz został pokazany na Rys. 129 oraz na macierzy referencji sygnałów Rys. 130. Kolejność poszczególnych sygnałów GOOSE wirtualnych z przedrostkiem „V_” jest zbieżna z sygnałami wyjściowymi z przekaźników zabezpieczeniowych, oprócz sygnałów w obrębie przekaźnika zabezpieczeniowego REF615 tj. SSC_REF_BO2 oraz $SSC+REX_REF_BO3$. Pokazuje to stałość czasu przesyłu i przetwarzania danych w zakresie badanych scenariuszy z wykorzystaniem scentralizowanego przekaźnika polowego jako nadrzędnego urządzenia w procesie tworzenia algorytmów dla wybranych struktur zasilająco sterujących oraz fakt iż kolejność wykonywanych operacji przez jednostkę pomiarową jest realizowana poza scentralizowanym zabezpieczeniem polowym (jak pokazano na algorytmie ten sam sygnał był wykorzystany na wyjściu SSC_REF_BO2 jak również z układem przy zastosowaniu bloku funkcyjnego AND).



Rys. 129. Wykres pomiarów sygnałów GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz pierwszy próba druga [opracowanie własne]

Lp	Nazwa sygnału	Czas referencyjny										
		Sygnal pobudzenia = 0 [ms]	START [ms]	REF_BO1 [ms]	REX_BO1 [ms]	SSC_REF_BO2 [ms]	SSC_REX_BO2 [ms]	SSC+REX+REF+BO3 [ms]	V_SSC_REF_BO2 [ms]	V_SSC_REX_BO2 [ms]	V_REF_TO_SSC_BI [ms]	V_REX_TO_REF&SSC_BI [ms]
1	START	6,3	0	-17,5	-15,1	-19,5	-18,1	-18,6	-11	-9	-10,2	-7,5
2	REF_BO1	23,8	17,5	0	2,4	-2	-0,6	-1,1	6,5	8,5	7,3	10
3	REX_BO1	21,4	15,1	-2,4	0	-4,4	-3	-3,5	4,1	6,1	4,9	7,6
4	SSC_REF_BO2	25,8	19,5	2	4,4	0	1,4	0,9	8,5	10,5	9,3	12
5	SSC_REX_BO2	24,4	18,1	0,6	3	-1,4	0	-0,5	7,1	9,1	7,9	10,6
6	SSC+REX_REF_BO3	24,9	18,6	1,1	3,5	-0,9	0,5	0	7,6	9,6	8,4	11,1
7	V_SSC_REF_BO2	17,3	11	-6,5	-4,1	-8,5	-7,1	-7,6	0	2	0,8	3,5
8	V_SSC_REX_BO2	15,3	9	-8,5	-6,1	-10,5	-9,1	-9,6	-2	0	-1,2	1,5
9	V_REF_TO_SSC_BI	16,5	10,2	-7,3	-4,9	-9,3	-7,9	-8,4	-0,8	1,2	0	2,7
10	V_REX_TO_REF&SSC_BI	13,8	7,5	-10	-7,6	-12	-10,6	-11,1	-3,5	-1,5	-2,7	0

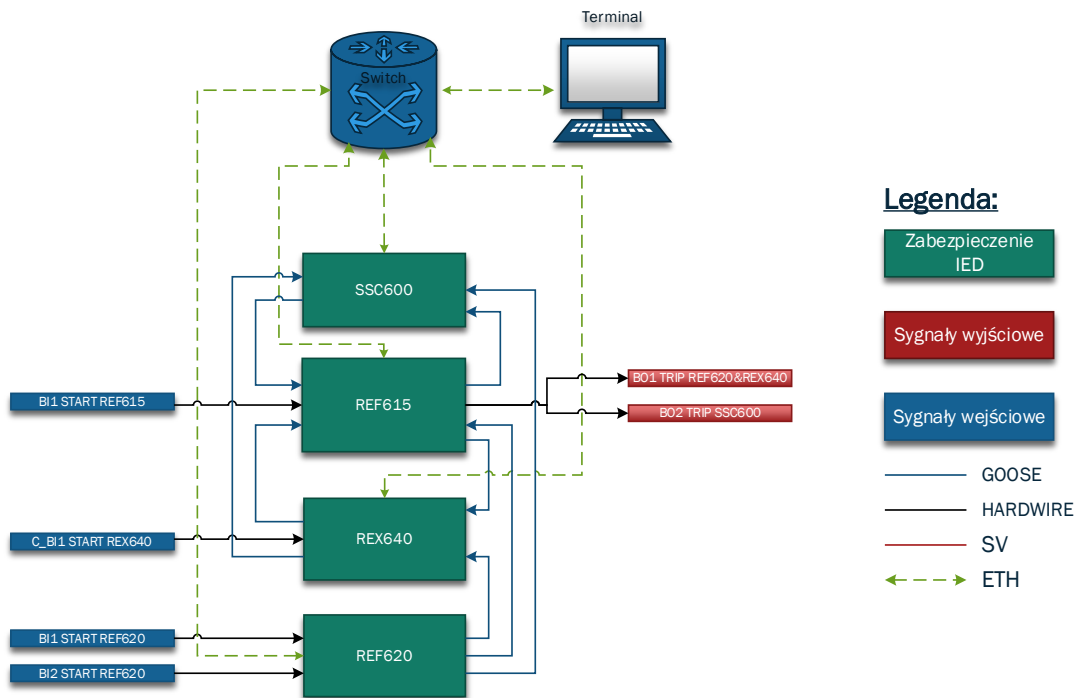
Rys. 130. Macierz referencji sygnałów GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz pierwszy próba druga [opracowanie własne]

SCENARIUSZ DRUGI

Drugi scenariusz badawczy został wykonany w oparciu o sygnalizację GOOSE z wykorzystaniem trzech przekaźników zabezpieczeniowych REF615, REF620, REX640 oraz scentralizowanego zabezpieczenia polowego SSC600. Do wejść zabezpieczeniowych *REF615-X110-(BIO)_110.X110-Input-1*, *REF620-X130 (AIM)_130.X130-Input-1*, *REF620-X130-(AIM)_130.X130-Input-2* oraz *REX640-Slot-C-(BIO).X1-1;4_BII* został przypisany sygnał inicjujący zaburzenia jakie może wystąpić w polu rozdzielnic SN oraz polu rozdzielnic nn. Pobudzenie to zostało wygenerowane z wyjścia Testera Omicron BO1, BO2, BO3, BO4 dla poszczególnych sygnałów w różnych sekwencjach oraz scenariuszach. W opisywanym przypadku zostanie omówiona sekwencja równoczesnego podania impulsu pobudzenia dla wszystkich wejść użytych w proponowanym algorytmie sterowania struktury zasilająco-sterującej.

Algorytm, który został zastosowany w przekaźniku zabezpieczeniowym REF615 polegał na przesłaniu danych do REX640 oraz SSC600 poprzez przypisane do wejść bloku funkcyjnego *REF615-MVGAPC1-IN1* sygnału z wejścia BII. W przypadku przekaźnika zabezpieczeniowego REF620 przypisano do bloku funkcyjnego *MVGAPC1* dwa wejścia *REF620-MVGAPC1-IN1* (dla BII), *REF620-MVGAPC1-IN2* (dla BI2) oraz stworzono dwa *DataSet-y* z czego pierwszy *REF_REX* przesyła dane do REX640 oraz SSC600 natomiast drugi *REF620_REF615* do REF615 oraz SSC600. W przekaźniku zabezpieczeniowym REX640 wykorzystano jedno wejście binarne *REX640- Slot-C-(BIO).X1-1;4_BII*, które zostało przypisane do bloku funkcyjnego *REF640-MVGAPC1-IN2* w celu transmisji sygnałów do REF615 oraz SSC600. Algorytm, który został zaimplementowany w SSC600 zbiera dane ze wszystkich przekaźników zabezpieczeniowych zgodnie z macierzą komunikacji GOOSE co pokazano na Rys. 132. Odbieranie sygnałów z poszczególnych urządzeń odbywa się poprzez bloki funkcyjne *SSC600-REF620_BII-*

GOOSERCV_BIN, *SSC600-REF620_BI2-GOOSERCV_BIN*, *SSC600-REF615_BI1-GOOSERCV_BIN*, *SSC600-REX640-GOOSERCV_BIN* (macierz sygnałów przypisaną do bloków funkcyjnych pokazano na Rys. 134), a następnie tworzy się logikę przy zastosowaniu bloków funkcyjnych bramek logicznych *AND*. Oznacza to, że muszą zaistnieć wszystkie zdarzenia, aby sygnał zbiorczy *SSC_TO_REF_BO2* mógł zostać wysłany w komunikacie GOOSE poprzez przypisanie do bloku funkcyjnego *SSC600-MVGAPCI-INI* sygnału inicjującego zdarzenie na wyjście przekaźnikowe REF615. Alternatywna metoda realizacji tego scenariusza testowego odbywa się poprzez dwa przekaźniki zabezpieczeniowe REX640 oraz REF615, który pełni rolę urządzenia wykonawczego. W przypadku tego pierwszego odbieranie sygnałów z poszczególnych urządzeń biorących udział w danym algorytmie sterowania odbywa się poprzez bloki funkcyjne *REX640-FROM_REF615-GOOSERCV_BIN*, *REX640-FROM_REF620-GOOSERCV_BIN* wejście BI1 (macierz sygnałów przypisania do bloków funkcyjnych pokazano na Rys. 133), oraz wejście binarne *REX640- Slot-C-(BIO).X1-1;4_BI1*. Następnie podobnie jak poprzednio, tworzy się logiki przy zastosowaniu bloków funkcyjnych bramek logicznych *AND*. Wszystkie zdarzenia muszą nastąpić równocześnie, by możliwe było wysłanie zbiorczego sygnału *REFs_REX* w komunikacie GOOSE, przez przypisanie inicjującego sygnału zdarzenia do bloku *REX640-MVGAPCI-INI*, co umożliwi przejście do kolejnej fazy algorytmu realizowanego w przekaźniku REF615. Faza ta polega na odebraniu sygnału z przekaźnika zabezpieczeniowego REX640 poprzez blok funkcyjny *REF615- FROM_REX - GOOSERCV_BIN* oraz *REF615-FROM_REF620-GOOSERCV_BIN* wejście BI2 BI1 (macierz sygnałów przypisania do bloków funkcyjnych pokazano na Rys. 134). Następnie konstruujemy logikę, wykorzystując blok funkcyjny bramki logicznej *AND*, w celu przypisania rezultatu tego działania na wyjście BO1 przekaźnika zabezpieczeniowego REF615. Algorytm stworzony przez scentralizowane zabezpieczenie polowe jest odbierany poprzez blok funkcyjny *REF615-FROM_SSC-GOOSERCV_BIN* i przypisany do wyjścia BO2 przekaźnika zabezpieczeniowego REF615. W celu wstępnej weryfikacji optycznej oraz działania komunikatów GOOSE znaczące sygnały z punktu widzenia algorytmu zostały przypisane do odpowiednich bloków logicznych *LED* co nie zostało opisane przy omawianiu algorytmu ze względu na to, iż nie pełniły one istotnej roli w całym procesie badawczym. Uproszczona wersja algorytmu została pokazana na Rys. 131. a Załącznik 6 obejmuje kompleksowy opis jego implementacji.



Rys. 131. Scenariusz drugi dla badania struktury zasilająco-sterującej w oparciu o sygnału GOOSE [opracowanie własne]

GOOSE Communication - IEC 61850 Configuration				
	REF615_PK (APT)	REF620_PK (APT)	REF640_PK (APT)	SSC600_PK (APT)
REF615_PK.LD0/LLN0.REF615_REX	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
REF620_PK.LD0/LLN0.REF_REX	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
REF620_PK.LD0/LLN0.REF620_REF615	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
REF640_PK.LD0/LLN0.REX_REF	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
SSC600_PK.LD0/LLN0.SSC_REF615	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Rys. 132. Macierz komunikacji GOOSE dla scenariusza drugiego [opracowanie własne]

REX640 - Signal Matrix			
IED, Logical Device	REF615_PK, LD0	REF620_PK, LD0	REF620_PK, LD0
	MVGAPC1		
Data Object: Ind1, stVal			Ind1, stVal
- FROM_REF615;GOOSERCV_BIN:0			
FROM_REF615;GOOSERCV_BIN:0	IN	X	
- FROM_REF620;GOOSERCV_BIN:1			
FROM_REF620;GOOSERCV_BIN:1	IN		X

Rys. 133. Macierz sygnałów REX640 dla scenariusza drugiego [opracowanie własne]

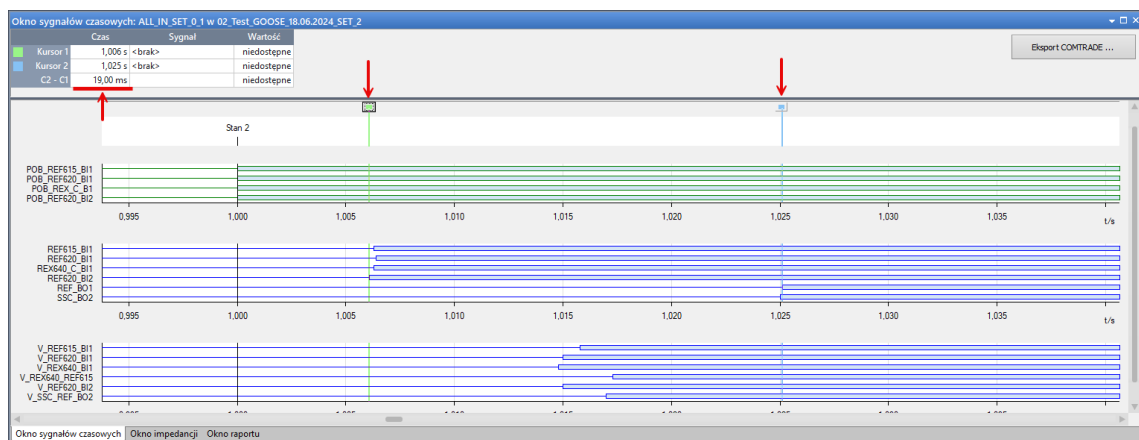
REF615_PK - Signal Matrix						
IED, Logical Device	REF615_PK, LDO	REF620_PK, LDO	REF620_PK, LDO		SSC600_PK, LDO	
			MVGAPC1	Ind1, stVal	MVGAPC1	Ind1, stVal
Data Object: Data Attribute:						
- FROM_REF620;GOOSERCV_BIN:1						
FROM_REF620;GOOSERCV_BIN:1	IN		X			
- FROM_REX;GOOSERCV_BIN:0						
FROM_REX;GOOSERCV_BIN:0	IN			X		
- FROM_SSC;GOOSERCV_BIN:2						
FROM_SSC;GOOSERCV_BIN:2	IN					X

Rys. 134. Macierz sygnałów REF615 dla scenariusza drugiego [opracowanie własne]

SSC600 SW - Signal Matrix						
IED, Logical Device	REF615_PK, LDO	REF620_PK, LDO	REF620_PK, LDO		REX640_PK, LDO	
			MVGAPC1	Ind1, stVal	MVGAPC1	Ind1, stVal
Data Object: Data Attribute:						
- REF615_B1;GOOSERCV_BIN:4						
REF615_B1;GOOSERCV_BIN:4	IN		X			
- REF620_B1;GOOSERCV_BIN:0						
REF620_B1;GOOSERCV_BIN:0	IN			X		
- REF620_B2;GOOSERCV_BIN:1						
REF620_B2;GOOSERCV_BIN:1	IN				X	
- REX640;GOOSERCV_BIN:2						
REX640;GOOSERCV_BIN:2	IN					X

Rys. 135. Macierz sygnałów SSC600 dla scenariusza drugiego [opracowanie własne]

Kolejny krok został omówiony w rozdziale 5.3.2 gdzie opisano procedurę konfiguracji modułu testowego w celu przeprowadzenia symulacji. W rezultacie otrzymano serie wykresów pokazujących szereg sygnałów, które zostały zaimplementowane w algorytmie. W omawianym przypadku mamy do czynienia z czterema sygnałami fizycznymi, które zostały przypisane wejściom przekaźnikowym jako sygnały inicjujące POBUDZENIE (*REF615_B11*, *REF620_B11*, *REX640_C_B1*, *REF620_B12*) oraz wyjściom z przekaźnika REF615 (*REF_BO1*, *SSC_BO2*). Oprócz sygnałów fizycznych mamy również sygnały wirtualne z przedrostkiem „V_”, które odnoszą się do sygnałów GOOSE wysyłanych i odbieranych przez przekaźniki zabezpieczeniowe lub scentralizowane zabezpieczenie polowe co pokazano na Rys. 136.



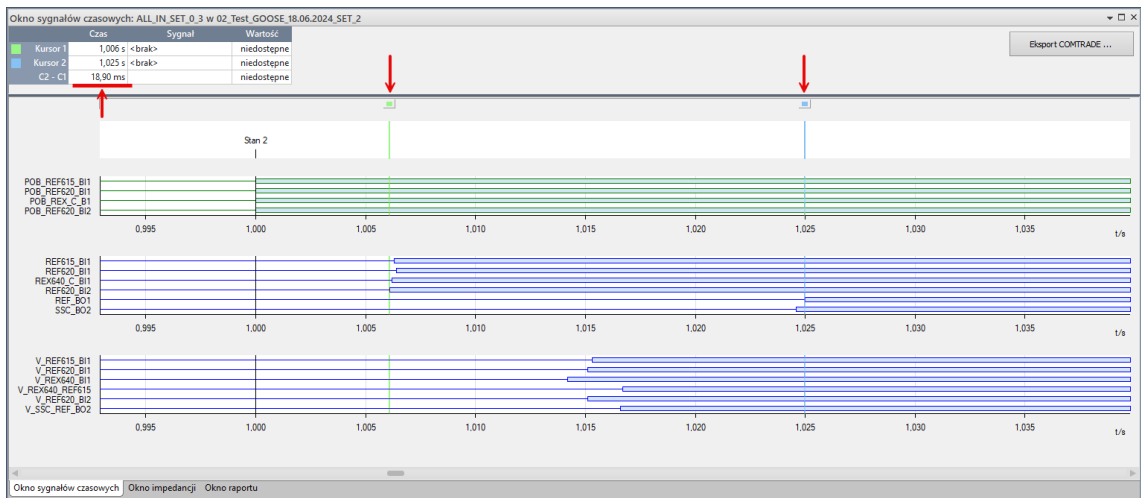
Rys. 136. Wykres pomiarów sygnałów GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz drugi próba pierwsza [opracowanie własne]

Po przeprowadzeniu pomiarów została wykonana analiza powiązań różnych struktur zasilająco sterujących w postaci macierzy referencyjnych sygnałów GOOSE. Przedstawiono w niej dwa scenariusze algorytmów hybrydowych, dla których blokady oraz wymiany danych między przekaźnikami występują w obrębie przekaźników zabezpieczeniowych przy użyciu komunikatów GOOSE oraz gdy wszystkie algorytmy są realizowane przez scentralizowane zabezpieczenie polowe SSC600 co pokazano na Rys. 137.

Lp	Nazwa sygnału	Czas referencyjny												
		Sygnal pobudzenia = 0 [ms]	REF615_BI1 [ms]	REF620_BI1 [ms]	REX640_C_BI1 [ms]	REF620_BI2 [ms]	REF615_BO1 [ms]	REF615_SSC_BO2 [ms]	V_REF615_BI1 [ms]	V_REF620_BI1 [ms]	V_REX640_C_BI1 [ms]	V_REX640_REF615 [ms]	V_REF620_BI2 [ms]	V_SSC_REF_BO2 [ms]
1	REF615_BI1	6,3	0	-0,1	0	0,2	-18,8	-18,7	-9,5	-8,7	-8,5	-11	-8,7	-10,7
2	REF620_BI1	6,4	0,1	0	0,1	0,3	-18,7	-18,6	-9,4	-8,6	-8,4	-10,9	-8,6	-10,6
3	REX640_C_BI1	6,3	0	-0,1	0	0,2	-18,8	-18,7	-9,5	-8,7	-8,5	-11	-8,7	-10,7
4	REF620_BI2	6,1	-0,2	-0,3	-0,2	0	-19	-18,9	-9,7	-8,9	-8,7	-11,2	-8,9	-10,9
5	REF615_BO1	25,1	18,8	18,7	18,8	19	0	0,1	9,3	10,1	10,3	7,8	10,1	8,1
6	REF615_SSC_BO2	25	18,7	18,6	18,7	18,9	-0,1	0	9,2	10	10,2	7,7	10	8
7	V_REF615_BI1	15,8	9,5	9,4	9,5	9,7	-9,3	-9,2	0	0,8	1	-1,5	0,8	-1,2
8	V_REF620_BI1	15	8,7	8,6	8,7	8,9	-10,1	-10	-0,8	0	0,2	-2,3	0	-2
9	V_REX640_C_BI1	14,8	8,5	8,4	8,5	8,7	-10,3	-10,2	-1	-0,2	0	-2,5	-0,2	-2,2
10	V_REX640_REF615	17,3	11	10,9	11	11,2	-7,8	-7,7	1,5	2,3	2,5	0	2,3	0,3
11	V_REF620_BI2	15	8,7	8,6	8,7	8,9	-10,1	-10	-0,8	0	0,2	-2,3	0	-2
12	V_SSC_REF_BO2	17	10,7	10,6	10,7	10,9	-8,1	-8	1,2	2	2,2	-0,3	2	0

Rys. 137. Macierz referencji sygnałów GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz drugi próba pierwsza [opracowanie własne]

Powyższa macierz pokazuje czasy referencyjne w stosunku do punktu odniesienia czasowego dla dwóch struktur zasilająco-sterujących. Jak można zauważyć, rozwiązane w oparciu o scentralizowane zabezpieczenie polowe oraz wykorzystujące pozostałe przekaźniki jako jednostki pomiarowe MU zrealizowało zadany algorytm szybciej o 0,1 ms (sygnał wyjściowy *REF615_SSC_BO2*) w stosunku do algorytmu wykonanego poprzez układ hybrydowy (sygnał wyjściowy *REF615_BO1*). Warto zwrócić uwagę, iż algorytm w obrębie REX640 był wykonywany dopiero gdy ostatni sygnał *V_REF615_BI1* dotarł do przekaźnika zabezpieczającego w którym sygnały z wejścia przekaźnika *REX640-Slot-C-(BIO).X1-1;4_BI1* jak również z *V_REF620_BI1* były już aktywne pomimo tego, że sygnał inicjujący wejście *REF_BI1* był zainicjowany jako pierwszy. W konsekwencji tych zmian przetworzenie sygnału wejściowego i wysłaniu sygnału GOOSE *V_REX640_REF615* było opóźnione w stosunku do sygnału *GOOSE V_SSC_REF_BO2* o 0,3 ms. Scenariusz ten był wielokrotnie powtarzany a jego wyniki obrazowały podobny trend w których scentralizowane zabezpieczenie polowe wykonywało szybciej operacje przy bardziej złożonej strukturze powiązań. Można to zaobserwować na Rys. 138 oraz macierzy referencji sygnałów na Rys. 139 w której to widać, iż algorytm w oparciu o scentralizowane zabezpieczenie polowe wykonywał dany scenariusz szybciej o 0,4 ms.

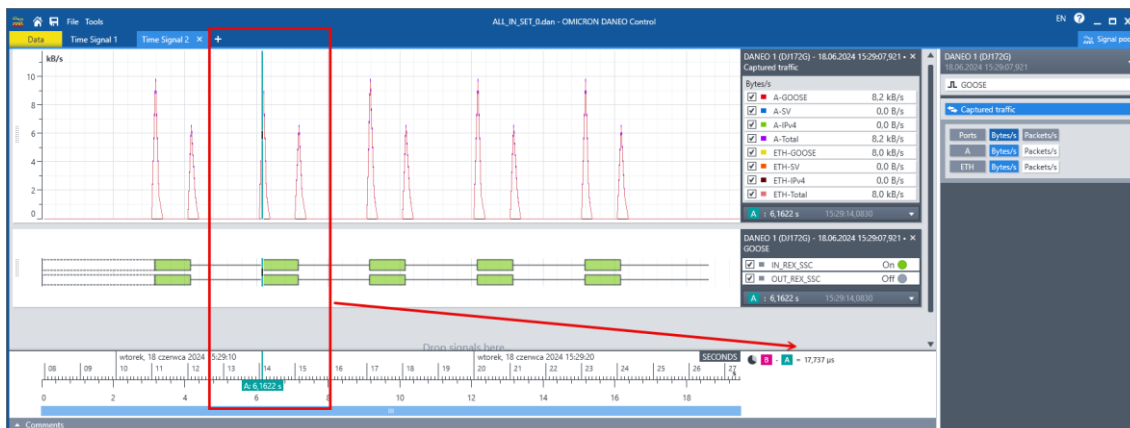


Rys. 138. Wykres pomiarów sygnałów GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz drugi próba druga [opracowanie własne]

Lp	Nazwa sygnału	Czas referencyjny												
		Sygnal pobudzenia = 0 [ms]	REF615_BI1 [ms]	REF620_BI1 [ms]	REX640_C_BI1 [ms]	REF620_BI2 [ms]	REF615_BO1 [ms]	REF615_SSC_BO2 [ms]	V_REF615_BI1 [ms]	V_REF620_BI1 [ms]	V_REX640_BI1 [ms]	V_REX640_REF615 [ms]	V_REF620_BI2 [ms]	V_SSC_REF_BO2 [ms]
1	REF615_BI1	6,3	0	-0,1	0,1	0,2	-18,7	-18,3	-9	-8,8	-7,9	-10,4	-8,8	-10,3
2	REF620_BI1	6,4	0,1	0	0,2	0,3	-18,6	-18,2	-8,9	-8,7	-7,8	-10,3	-8,7	-10,2
3	REX640_C_BI1	6,2	-0,1	-0,2	0	0,1	-18,8	-18,4	-9,1	-8,9	-8	-10,5	-8,9	-10,4
4	REF620_BI2	6,1	-0,2	-0,3	-0,1	0	-18,9	-18,5	-9,2	-9	-8,1	-10,6	-9	-10,5
5	REF615_BO1	25	18,7	18,6	18,8	18,9	0	0,4	9,7	9,9	10,8	8,3	9,9	8,4
6	REF615_SSC_BO2	24,6	18,3	18,2	18,4	18,5	-0,4	0	9,3	9,5	10,4	7,9	9,5	8
7	V_REF615_BI1	15,3	9	8,9	9,1	9,2	-9,7	-9,3	0	0,2	1,1	-1,4	0,2	-1,3
8	V_REF620_BI1	15,1	8,8	8,7	8,9	9	-9,9	-9,5	-0,2	0	0,9	-1,6	0	-1,5
9	V_REX640_BI1	14,2	7,9	7,8	8	8,1	-10,8	-10,4	-1,1	-0,9	0	-2,5	-0,9	-2,4
10	V_REX640_REF615	16,7	10,4	10,3	10,5	10,6	-8,3	-7,9	1,4	1,6	2,5	0	1,6	0,1
11	V_REF620_BI2	15,1	8,8	8,7	8,9	9	-9,9	-9,5	-0,2	0	0,9	-1,6	0	-1,5
12	V_SSC_REF_BO2	16,6	10,3	10,2	10,4	10,5	-8,4	-8	1,3	1,5	2,4	-0,1	1,5	0

Rys. 139. Macierz referencji sygnałów GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz drugi próba druga [opracowanie własne]

Jak już wspomniano opisane scenariusze były wielokrotnie testowane, a także analizowano wpływ stanu obciążenia sieci wraz z współczynnikiem czasu przebywania sygnału w „switchu”, który utrzymywał się na stałym poziomie dla określonego obciążenia i wynosił $17,5 \mu s \pm 1 \mu s$. Dane te zostały przedstawione na Rys. 140 gdzie zilustrowano sygnały GOOSE dla urządzenia REX640. Oznacza to również, że opóźnienia generowane przez switch były na stałym poziomie i nie wprowadzały dodatkowego błędu przy analizie szybkości generowania wyniku algorytmu na wyjście przekaźnika zabezpieczeniowego.



Rys. 140. Wpływ czasu przebywania w switchu sygnałów GOOSE na opóźnienia w dostarczeniu informacji do urządzenia odbierającego IED podczas badań dla wszystkich scenariuszy [opracowanie własne]

5.3.4 Badania w zakresie SV wraz z omówieniem wyników

W układach automatyki zabezpieczeniowej można spotkać częstsze występowanie komunikacji GOOSE niż SV. Jednakże ze względu na fakt, iż SV mają dużo bardziej rygorystyczne wymagania w kontekście układów synchronizacji czasu oraz generują dużo większy ruch w obrębie infrastruktury sieciowej mogą znacząco zmienić działanie struktury zasilająco-sterującej w zależności od scenariusza. Warto podkreślić, iż w ramach badań nie skupiono się na badaniu funkcji zabezpieczeniowej w kontekście struktury zasilająco-sterującej tylko przy zastosowaniu wybranej funkcji zbadano jej wpływ na różne struktury. Ta pierwsza kwestia będzie analizowana w pracach późniejszych, jednakże nie jest związana z celami tego doktoratu. W ramach scenariuszy wykonano parametryzacje przekaźników zabezpieczeniowych implementując nastawy zabezpieczeń dla trójfazowego bezkierunkowego zabezpieczenia nadprądowego (PHLPTOC1) oraz bezkierunkowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego (EFLPTOC1). Przekładniki prądowe w przekaźnikach zabezpieczeniowych miały nastawę 100/1A.

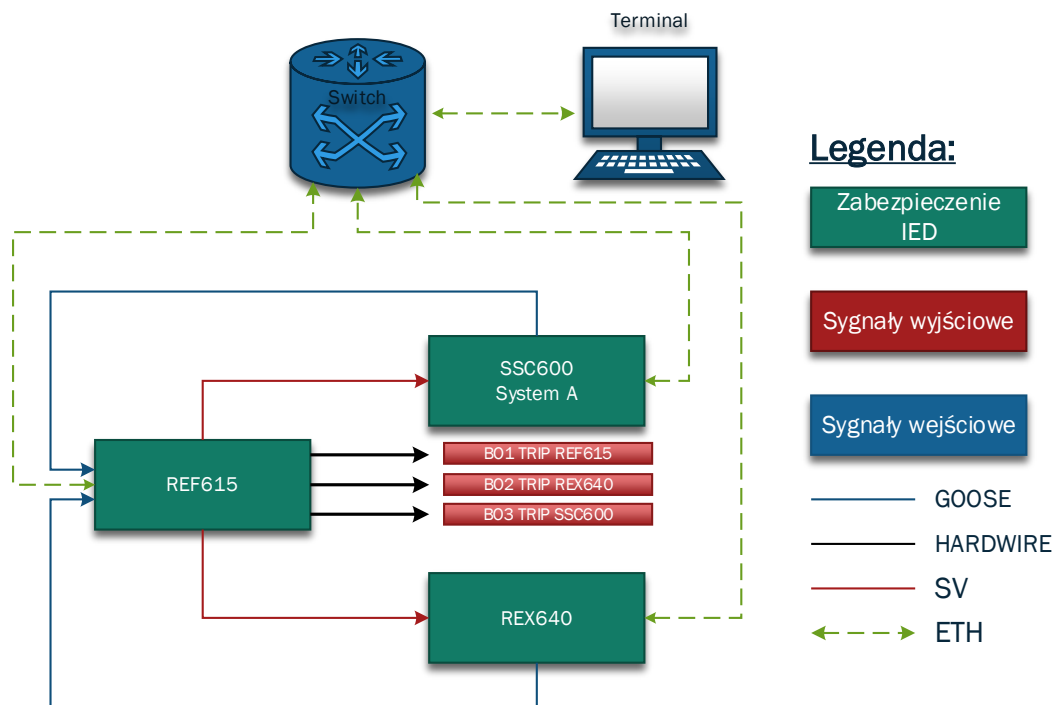
SCENARIUSZ PIERWSZY

Pierwszy scenariusz badawczy został przeprowadzony z użyciem sygnałów SV z implementacją rozkazu zadziałania zabezpieczenia w postaci sygnału GOOSE wykorzystując dwa przekaźniki zabezpieczeniowe REF615, REX640 oraz scentralizowane zabezpieczenie połowe SSC600. Poszczególne bloki funkcyjne użyte w tym algorytmie zostały już omówione w rozdziale 5.3.1 i nie będą tutaj powielane. Podłączenie modułów prądowych odbyło się poprzez kombinowany przewód testera OMICRON do wejść prądowych obwodów wtórnych przekaźnika zabezpieczeniowego REF615.

Pierwszy scenariusz zakładał wykonanie symulacyjne zadziałania zabezpieczenia dla przypadku, gdy mamy złożony układ redundantnych zabezpieczeń oraz kilka poziomów układów zasilająco-sterujących o różnym priorytecie. W ramach badań wykonano również testy związane z wpływem jakości sygnału GPS na jakość próbkowania SV oraz konsekwencji wynikających z dynamiką zmiany tej wartości.

Testy zostały wykonane w obrębie symulowanego pola zasilającego niskiego napięcia wyposażonego w wyłącznik główny -Q51 oraz dwa uziemniki -Q41 oraz -Q42. Dane o położeniu elementów wykonawczych były wysyłane poprzez sygnalizację GOOSE z przekaźnika zabezpieczeniowego REF615 do REX640 w celu wizualizacji ich położenia na panelu operatorskim. Sygnały typu SV były wysyłane równolegle do przekaźnika zabezpieczeniowego REX640 oraz scentralizowanego zabezpieczenia polowego SSC600 w celu analizy wybranej funkcji zabezpieczeniowej. Wszystkie nastawy zabezpieczeń były identyczne dla wszystkich trzech zabezpieczeń. W przypadku przekroczenia wartości nastawionej w zabezpieczeniach nastąpiło zadziałanie funkcji zabezpieczeniowej i wysłanie sygnału zwrotnego do zabezpieczenia REF615. Trzy sygnały wyjściowe reprezentują trzy struktury zasilająco sterujące. Sygnał wyjściowy *BO1_TRIP_REF615* symuluje klasyczne rozwiązanie, w którym to zabezpieczenie REF615 pełni funkcję przekaźnika zabezpieczeniowego i on decyduje o zadziałaniu zabezpieczenia. Sygnał wyjściowy *BO2_TRIP_REX640* symuluje układ zapasowego zabezpieczenia na wypadek awarii w podstawowym układzie, natomiast sygnał wyjściowy *BO3_TRIP_SSC600* symuluje zadziałanie zabezpieczenia sygnałem z scentralizowanego zabezpieczenia polowego. Dla tych dwóch przypadków przekaźnik zabezpieczeniowy REF615 pełni rolę jednostki pomiarowej MU.

W obrębie samego algorytmu powiązań pomiędzy przekaźnikami zabezpieczeniowymi oraz scentralizowanym zabezpieczeniem polowym zostały wykonane macierze komunikacji GOOSE. Z przekaźnika zabezpieczeniowego REF615 wysyłane są sygnały do REX640 oraz SSC600, z REX640 oraz z SSC600 do REF615 co pokazano na Rys. 142. Dla sygnałów SV wymagane jest również stworzenie dedykowanej macierzy w obrębie komunikacji szyny procesowej. Dla omawianego scenariusza sygnały z REF615 były wysyłane do REX640 oraz SSC600 oraz z REX640 do SSC600 co pokazano na Rys. 143. Odpowiednio zdefiniowane DataSet-y były odbierane przez poszczególne przekaźniki zabezpieczeniowe w postaci macierzy sygnałów GOOSE oraz SV co pokazano na Rys. 144, Rys. , Rys. 146, Rys. 147. Uproszczona wersja algorytmu została pokazana na Rys. 141, a Załącznik 7 obejmuje kompleksowy opis jego implementacji.



Rys. 141. Scenariusz pierwszy dla badania struktury zasilająco-sterującej w oparciu o sygnały SV oraz GOOSE [opracowanie własne]

GOOSE Communication - IEC 61850 Configuration			
	REF615_PK (APT)	REX640_PK (APT)	SSC600_PK (APT)
REF615_PKLD0/LLNO.GOOSE	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
REX640_PKLD0/LLNO.REX_TO_REF615	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
SSC600_PKLD0/LLNO.SSC600_TO_REF615	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Rys. 142. Macierz komunikacji GOOSE dla scenariusza pierwszego [opracowanie własne]

Process Bus Communication - IEC 61850 Configuration			
	REF615_PK (APT)	REX640_PK (APT)	SSC600_PK (APT)
REF615_PKMU01/LLNO.PhsMeas1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
REX640_PKMU01/LLNO.PhsMeas1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Rys. 143. Macierz komunikacji SV dla scenariusza pierwszego [opracowanie własne]

REF615_PK - Signal Matrix						
	IED, Logical Device:	REX640_PK, LD0			SSC600_PK, LD0	
		MVGAPC2			MVGAPC1	
Data Object:		Ind1, stVal	Ind2, stVal	Ind8, stVal	Ind6, stVal	Ind7, stVal
Data Attribute:						
- TRIP_FROM_REX;GOOSERCV_BIN:0		X				
TRIP_FROM_REX;GOOSERCV_BIN:0	IN					
- TRIP_FROM_SSC;GOOSERCV_BIN:6					X	
TRIP_FROM_SSC;GOOSERCV_BIN:6	IN					

Rys. 144. Macierz sygnałów GOOSE dla REF615 scenariusza pierwszego [opracowanie własne]

REF615_PK_LDO		REF615_PK_LDO													
Logical Device:		MVGAPC1						MVGAPC2							
Data Object:		Ind1, stVal	Ind2, stVal	Ind3, stVal	Ind4, stVal	Ind5, stVal	Ind6, stVal	Ind7, stVal	Ind8, stVal	Ind1, stVal	Ind2, stVal	Ind3, stVal	Ind4, stVal	Ind5, stVal	Ind6, stVal
- CLOSE_CMD;GOOSERCV_BIN:1	IN														
CLOSE_CMD;GOOSERCV_BIN:1															
- OPEN_CMD;GOOSERCV_BIN:0	IN														
OPEN_CMD;GOOSERCV_BIN:0															
- REF615-Q41_C;GOOSERCV_BIN:7	IN												X		
REF615-Q41_C;GOOSERCV_BIN:7															
- REF615-Q41_O;GOOSERCV_BIN:6	IN											X			
REF615-Q41_O;GOOSERCV_BIN:6															
- REF615-Q42_C;GOOSERCV_BIN:9	IN														X
REF615-Q42_C;GOOSERCV_BIN:9															
- REF615-Q42_O;GOOSERCV_BIN:8	IN													X	
REF615-Q42_O;GOOSERCV_BIN:8															
- REF615-Q51_C;GOOSERCV_BIN:5	IN										X				
REF615-Q51_C;GOOSERCV_BIN:5															
- REF615-Q51_O;GOOSERCV_BIN:4	IN									X					
REF615-Q51_O;GOOSERCV_BIN:4															

Rys. 145. Macierz sygnałów GOOSE dla REX640 scenariusza pierwszego [opracowanie własne]

REF615_PK_LDO		REF615_PK_LDO	
Logical Device:		REF615_PK	REF615_PK
Data Object:		MUJ01	MUJ01
- REF615_SV;SMVRCV1:1			
REF615_SV;SMVRCV1:1	IN		X

Rys. 146. Macierz sygnałów SV dla REX640 scenariusza pierwszego [opracowanie własne]

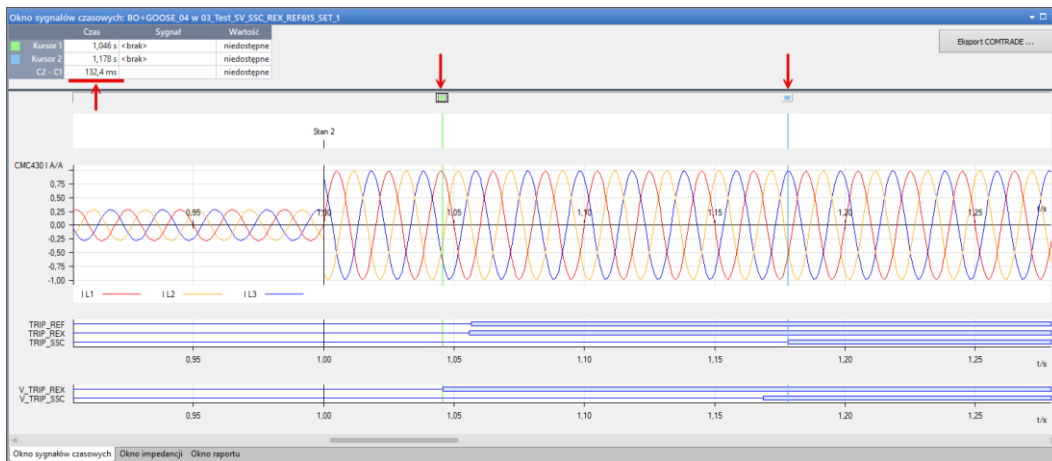
SSC600_PK - Signal Matrix		REF615_PK_LDO													
Logical Device:		MVGAPC1						MVGAPC2							
Data Object:		Ind1, stVal	Ind2, stVal	Ind3, stVal	Ind4, stVal	Ind5, stVal	Ind6, stVal	Ind7, stVal	Ind8, stVal	Ind1, stVal	Ind2, stVal	Ind3, stVal	Ind4, stVal	Ind5, stVal	Ind6, stVal
- REF615_CB_CL;GOOSERCV_BIN:1	IN														
REF615_CB_CL;GOOSERCV_BIN:1															
- REF615_CB_OP;GOOSERCV_BIN:0	IN														
REF615_CB_OP;GOOSERCV_BIN:0															
- REF615_Q51_C;GOOSERCV_BIN:6	IN											X			
REF615_Q51_C;GOOSERCV_BIN:6															
- REF615_Q51_O;GOOSERCV_BIN:4	IN									X					
REF615_Q51_O;GOOSERCV_BIN:4															

Rys. 147. Macierz sygnałów GOOSE dla SSC600 scenariusza pierwszego [opracowanie własne]

Kolejny krok został omówiony w rozdziale 5.3.2 gdzie opisano procedurę konfiguracji modułu testowego w celu przeprowadzenia symulacji. Efektem jest seria wykresów prezentujących różne sygnały zastosowane w algorytmie, z których trzy to sygnały wyjściowe zadziałania (TRIP), a dwa to wirtualne sygnały zadziałania z oznaczeniem „V_”.

W przypadku dwóch pierwszych prób scenariusz przedstawiono zarówno na wykresach pomiarów sygnałów, które zostały pokazane na Rys. 148 oraz Rys. 150 jak również w postaci poszczególnych macierzy referencji przedstawionych na Rys. 149 oraz Rys. 151. Wskazują one na duże anomalie zadziałania zabezpieczenia. W przypadku przekaźników zabezpieczeniowych REF615 oraz REX640 szybkość zadziałania zabezpieczeń była na zbliżonym poziomie jak w przypadku pierwszej próby REX640 wykonał cały algorytm o 0,9 ms szybciej niż REF615 a w drugiej próbie różnica ta była na poziomie 0,1 ms o tyle SSC600 zadziałało z dużym opóźnieniem. Przyczyną tego zjawiska okazały się błędy w synchronizacji czasu podczas kluczowych etapów

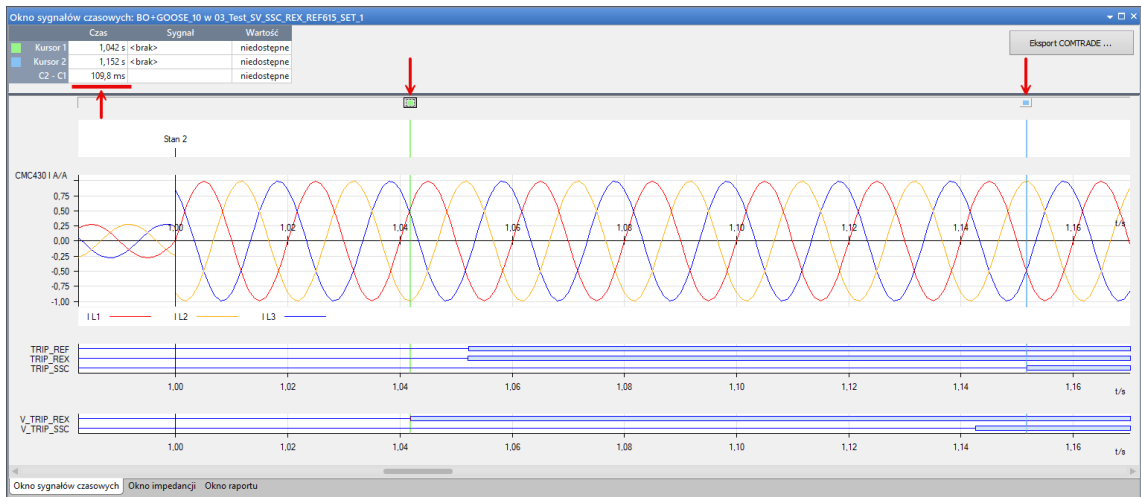
badania, co skutkowało zakłóceniami. Anomalia ta nie była wykryta przez tester OMICRON CMC430. Dopiero ciągły pomiar SV przez DANE0 400 pozwolił jednoznacznie wskazać przyczynę tego problemu poprzez pojawienie się anomalii w wyniku braku synchronizacji wartości próbkowania SV co pokazano na Rys. 152 oraz Rys. 153. W konsekwencji niedostarczone ramki danych SV zostały odebrane przez SSC600 z dużym opóźnieniem, które było na poziomie 100 ms i więcej co jest niedopuszczalne.



Rys. 148. Wykres pomiarów sygnałów SV oraz GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz pierwszy próba pierwsza [opracowanie własne]

Lp	Nazwa sygnału	Czas referencyjny					
		Sygnal pobudzenia = 0 [ms]	TRIP_REF [ms]	TRIP_REX [ms]	TRIP_SSC [ms]	V_TRIP_REX [ms]	V_TRIP_SSC [ms]
1	TRIP_REF	56,7	0	0,9	-121,4	11	-111,9
2	TRIP_REX	55,8	-0,9	0	-122,3	10,1	-112,8
3	TRIP_SSC	178,1	121,4	122,3	0	132,4	9,5
7	V_TRIP_REX	45,7	-11	-10,1	-132,4	0	-122,9
8	V_TRIP_SSC	168,6	111,9	112,8	-9,5	122,9	0

Rys. 149. Macierz referencji sygnałów SV oraz GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz pierwszy próba pierwsza [opracowanie własne]




Rys. 150. Wykres pomiarów sygnałów SV oraz GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz pierwszy próba druga [opracowanie własne]

Lp	Nazwa sygnału	Czas referencyjny					
		Sygnat pobudzenia = 0 [ms]	TRIP_REF [ms]	TRIP_REX [ms]	TRIP_SSC [ms]	V_TRIP_REX [ms]	V_TRIP_SSC [ms]
1	TRIP_REF	52,2	0	0,1	-99,5	10,3	-90,4
2	TRIP_REX	52,1	-0,1	0	-99,6	10,2	-90,5
3	TRIP_SSC	151,7	99,5	99,6	0	109,8	9,1
7	V_TRIP_REX	41,9	-10,3	-10,2	-109,8	0	-100,7
8	V_TRIP_SSC	142,6	90,4	90,5	-9,1	100,7	0

Rys. 151. Macierz referencji sygnałów SV oraz GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz pierwszy próba druga [opracowanie własne]

	Trigger	19.06.2024	13:34:57,255	Signals yes Traffic A, ETH	Analog samples out of sync (8)
	Start	19.06.2024	13:34:57,255		
	Duration	0.00:00:17,943			
	Recording size	31,9 MB			

Rys. 152. Anomalia synchronizacji wartości próbkowania SV przez DANE0 400 [opracowanie własne]

Time			
	Local	18.06.2024	14:59:31
	UTC	18.06.2024	12:59:31
	TAI	18.06.2024	13:00:08
PTP details - Port B			
Synchronization status			
Status	Slave		
Offset from master	544 ns		
Peer mean path delay	0 ns		
Steps removed	1		
Master details			
Port identity	1@20:b7:c0:ff:fe:00:8a:e4		
GM identity	20:b7:c0:ff:fe:00:8a:e4		
GM clock class	PRIMARY_REF_PTP (6)		
GM clock accuracy	WITHIN_100_NS (0x21)		
GM clock variance	18465		
GM priority 1	128		
GM priority 2	128		
IEEE C37.238 GM ID	3		
GM time inaccuracy	0 ns		
Network time inaccuracy	0 ns		

Rys. 153. Desynchronizacja układu serwera czasu w badanej strukturze zasilająco-sterującej [opracowanie własne]

Prowadzone były również badania w sytuacji, gdy anomalie wynikające z synchronizacji czasu ustały. Można te zmiany zaobserwować na wykresach pomiarów sygnałów SV oraz GOOSE na Rys. 154 oraz zauważyć w macierzy referencji Rys. 155. W przypadku przekaźnika zabezpieczeniowego REX640 na wykresie pojawił się krótkotrwały impuls 1 (sygnał trwał 3,1 ms), następnie była przerwa w impulsie 2 (brak sygnału trwał 3 ms) a następnie impuls ciągły został podtrzymany 3 (od tego momentu zaczęto analizę jako zadziałania zabezpieczenia). Stan ten pojawił się tylko dwa razy na kilkanaście prób i nie było możliwe przebadanie przyczyny tego zaburzenia ze względu na brak specjalistycznych sond pomiarowych. Jednakże co można zaobserwować w omawianym przypadku to sposób w jaki działa scentralizowane zabezpieczenie połowe przy poprawnej synchronizacji. Czas zadziałania zabezpieczenia w tym scenariuszu, gdy REF615 pełni rolę jednostki pomiarowej MU a SCC600 pełni rolę nadrzędną wykonuje algorytm szybciej niż klasyczne rozwiązanie o 1,2 ms a jednocześnie jest wolniejsze od REX640 o 0,3 ms.



Rys. 154. Wykres pomiarów sygnałów SV oraz GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz pierwszy próba trzecia [opracowanie własne]

Lp	Nazwa sygnału	Czas referencyjny					
		Sygnal pobudzenia = 0 [ms]	TRIP_REF [ms]	TRIP_REX [ms]	TRIP_SSC [ms]	V_TRIP_REX [ms]	V_TRIP_SSC [ms]
1	TRIP_REF	57,4	0	1,5	1,2	15,7	9,1
2	TRIP_REX	55,9	-1,5	0	-0,3	14,2	7,6
3	TRIP_SSC	56,2	-1,2	0,3	0	14,5	7,9
7	V_TRIP_REX	41,7	-15,7	-14,2	-14,5	0	-6,6
8	V_TRIP_SSC	48,3	-9,1	-7,6	-7,9	6,6	0

Rys. 155. Macierz referencji sygnałów SV oraz GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz pierwszy próba trzecia [opracowanie własne]

Podsumowując, systemy oparte na tradycyjnych rozwiązaniach są odporne na występowanie anomalii w zakresie układów synchronizacji czasu. Jednakże zastosowanie nowych cyfrowych zabezpieczeń takich jak scentralizowane zabezpieczenie połowe z prawidłowo działającymi układami synchronizacji czasu mogą zapewnić dodatkową ochronę systemu, a nawet reagować na zagrożenia szybciej niż klasyczne zabezpieczenia.

SCENARIUSZ DRUGI

Drugi scenariusz badawczy został przeprowadzony z użyciem sygnałów SV z implementacją rozkazu zadziałania zabezpieczenia w postaci sygnału GOOSE wykorzystując trzy przekaźniki zabezpieczeniowe REF615, REF620, REX640 oraz scentralizowanego zabezpieczenia polowego SSC600. Poszczególne bloki funkcyjne użyte w tym algorytmie zostały już omówione w rozdziale 0 i nie będą tutaj powielane. Podłączenie modułów prądowych odbyło się poprzez kombinowany przewód testera do wejść prądowych obwodów wtórnych zabezpieczenia REF615.

W drugim scenariuszu badawczym wykorzystano sygnały SV przy implementacji komendy aktywacji zabezpieczenia za pomocą sygnału GOOSE, korzystając z trzech przekaźników zabezpieczających REF615, REF620, REX640, a scentralizowanego zabezpieczenia polowego SSC600. Elementy funkcjonalne zastosowane w tym algorytmie zostały szczegółowo opisane w rozdziale 5.3.1 i nie będą tu ponownie przedstawiane.

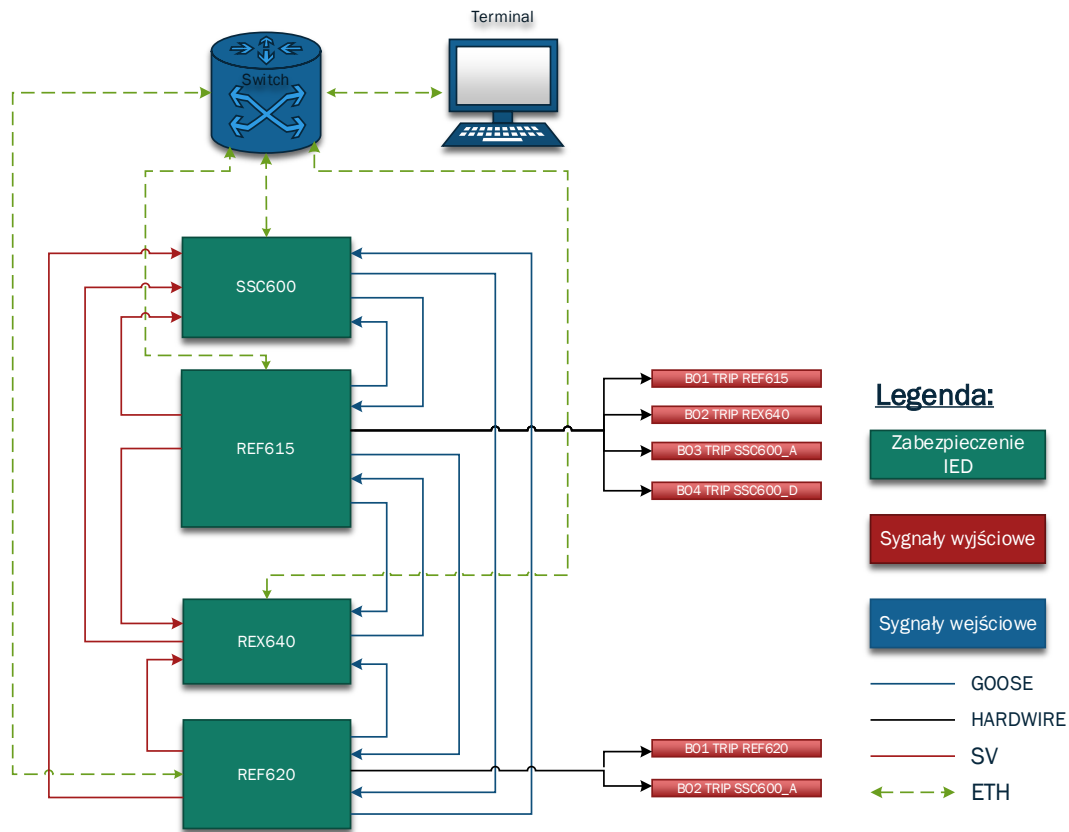
W drugim scenariuszu przeprowadzono symulację działania zabezpieczeń w złożonym systemie z redundantnymi mechanizmami ochrony i wielopoziomowymi układami sterowania o zróżnicowanym priorytecie. Badanie obejmowało także testy wpływu jakości sygnału GPS na próbkowanie SV oraz konsekwencje dynamicznych zmian tej wartości.

Przeprowadzone badania skupiały się w obrębie pól rozdzielni SN oraz pól rozdzielni nn. Przy czym po stronie rozdzielni SN elementami głównymi były wyłącznik główny -Q01 oraz uziemnik -Q41, natomiast po stronie nn kluczowymi urządzeniami wykonawczymi są wyłącznik główny -Q51 oraz dwa uziemniki -Q41 i -Q42. Sygnały GOOSE z przekaźnika REF615, REF620 do REX640 służyły monitorowaniu położenia elementów wykonawczych na panelu operatorskim. Sygnały SV były równocześnie przesyłane do REX640 i SSC600 w celu analizy wybranej funkcji zabezpieczeniowej. Wszystkie cztery zabezpieczenia miały takie same nastawy, a przekroczenie wartości granicznych nastaw uruchamiało zabezpieczenia i generowało sygnał zwrotny GOOSE do REF615 oraz REF620.

Analizowany scenariusz obejmuje sześć wyjść zadziałania zabezpieczenia dla różnych topologii struktury zasilająco-sterującej. Cztery sygnały wyjściowe z REF615 reprezentują trzy struktury zasilająco-sterujące. Sygnał wyjściowy *BO1_TRIP_REF615* symuluje klasyczne rozwiązanie, w którym to REF615 pełni funkcję przekaźnika zabezpieczeniowego i on decyduje o zadziałaniu zabezpieczenia. Pozostałe sygnały z REF615 pokazują scenariusz, w którym to zabezpieczenie pełni rolę jednostki pomiarowej MU. Sygnał wyjściowy *BO2_TRIP_REX640* symuluje układ zapasowego zabezpieczenia na wypadek awarii w podstawowym układzie, natomiast sygnał wyjściowy *BO3_TRIP_SSC600_A* oraz *BO3_TRIP_SSC600_D* symuluje zadziałanie zabezpieczenia z scentralizowanego zabezpieczenia polowego. Przy czym mamy tutaj dodatkowo dwa podscenariusze: „A” w którym to zastosowano dodatkowy algorytm z wyjścia zadziałania zabezpieczenia (blok funkcyjny *SSC600-TO_REF615-MVGAPC-IN5* – polecenie

REF615_OPEN_CMD) oraz „D” sygnał, który bezpośrednio (Direct) jest przesyłany na wyjście przekaźnikowe REF615 (blok funkcyjny *SSC600-TO_REF615-MVGAPC-IN6* – polecenie *I>_REF615_OPERATE*). Celem było sprawdzenie czy bardziej złożony algorytm spowoduje większe opóźnienie w analizie danych i jaki to będzie miał wpływ na funkcje bezpieczeństwa zadziałania zabezpieczenia. Dwa kolejne sygnały wyjściowe z REF620 reprezentują dwie struktury zasilająco-sterujące. Sygnał wyjściowy *BO1_TRIP_REF620* symuluje klasyczne rozwiązanie, w którym to REF620 pełni funkcję przekaźnika zabezpieczeniowego i to on decyduje o zadziałaniu zabezpieczenia. Natomiast sygnał wyjściowy *BO2_TRIP_SSC600_A* symuluje zadziałanie zabezpieczenia ze scentralizowanego zabezpieczenia polowego (w tym scenariuszu REF620 pełni rolę jednostki pomiarowej MU) w którym to zastosowano dodatkowy algorytm z wyjścia zadziałania zabezpieczenia (blok funkcyjny *SSC600-TO_REF620-MVGAPC-IN7* – polecenie *REF620_OPEN_CMD*). Test ten został przeprowadzony, aby zbadać, czy bardziej złożony algorytm wprowadzi większe opóźnienie w analizie danych w porównaniu z identycznym algorytmem, lecz obsługiwany przez przekaźnik zabezpieczeniowy REF615.

W obrębie algorytmu zaimplementowano macierze wymiany sygnałów GOOSE między przekaźnikami zabezpieczeniowymi a scentralizowanym zabezpieczeniem polowym. Komunikacja przebiega od przekaźnika zabezpieczeniowego REF615 do REF620, REX640 i SSC600, od REF620 do REX640 i SSC600, od REX640 do REF615, a od SSC600 do REF615 i REF620 co pokazano na Rys. 157. W przypadku sygnałów SV konieczne jest również stworzenie specjalnej macierzy w obszarze komunikacyjnym szyny procesowej. Analizując dany scenariusz, sygnały z urządzenia REF615 były przekazywane do REX640 i SSC600, podobnie sygnały z REF620 do obu tych urządzeń oraz z REX640 do SSC600 co ilustruje Rys. 158. Zdefiniowane zestawy danych (DataSet-y) były odbierane przez poszczególne przekaźniki zabezpieczeniowe w postaci macierzy sygnałów GOOSE oraz SV co pokazano na Rys. 159, Rys. 160, Rys. 161, Rys. 162 oraz Rys. 163. Uproszczona wersja algorytmu została pokazana na Rys. 156, a Załącznik 8 obejmuje kompleksowy opis jego implementacji.



Rys. 156. Scenariusz drugi dla badania struktury zasilająco-sterującej w oparciu o sygnały SV oraz GOOSE [opracowanie własne]

GOOSE Communication - IEC 61850 Configuration				
	REF615_PK (AP1)	REF620_PK (AP1)	REF640_PK (AP1)	SSC600_PK (AP1)
REF615_PKLD0/LLN0.GOOSE	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
REF620_PKLD0/LLN0.GOOSE	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
REF640_PKLD0/LLN0.REX_TO_REF615	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
SSC600_PKLD0/LLN0.SSC600_TO_REF615	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Rys. 157. Macierz komunikacji GOOSE dla scenariusza drugiego [opracowanie własne]

Process Bus Communication - IEC 61850 Configuration				
	REF615_PK (AP1)	REF620_PK (AP1)	REF640_PK (AP1)	SSC600_PK (AP1)
REF615_PKMU01/LLN0.PhsMeas1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
REF620_PKMU01/LLN0.PhsMeas1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
REF640_PKMU01/LLN0.PhsMeas1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

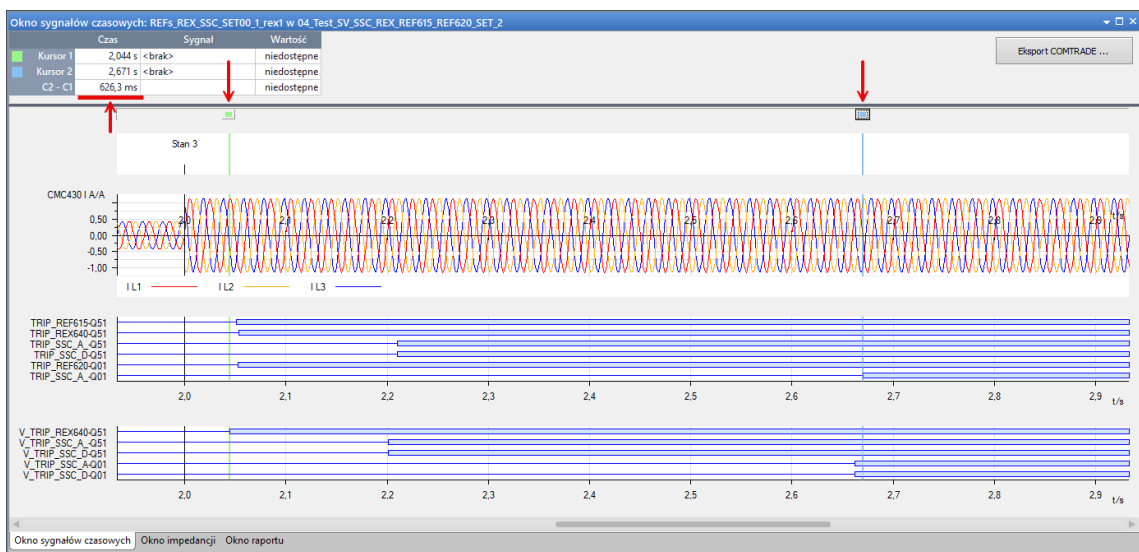
Rys. 158. Macierz komunikacji SV dla scenariusza drugiego [opracowanie własne]

REF615_PK - Signal Matrix												
IED, Logical Device:	Data Object, Data Attribute:	REX640_PK, LD0				SSC600_PK, LD0						
		MVGAPC2				MVGAPC1						
		Ind1, stVal	Ind2, stVal	Ind8, stVal		Ind5, stVal	Ind6, stVal	Ind7, stVal	Ind8, stVal	Ind2, stVal	Ind7, stVal	Ind8, stVal
- TRIP_FROM_REX;GOOSERCV_BIN:0												
TRIP_FROM_REX;GOOSERCV_BIN:0	IN	X										
- TRIP_SSC_A;GOOSERCV_BIN:6												
TRIP_SSC_A;GOOSERCV_BIN:6	IN				X							
- TRIP_SSC_D;GOOSERCV_BIN:1												
TRIP_SSC_D;GOOSERCV_BIN:1	IN					X						

Rys. 159. Macierz sygnałów GOOSE dla REF615 scenariusza drugiego [opracowanie własne]

W kontekście obu pierwszych testów, analiza scenariuszy obejmująca zarówno wykresy sygnałów SV oraz GOOSE zaprezentowanych na Rys. 164 oraz Rys. 166 jak i poszczególnych macierzy referencji przedstawionych na Rys. 165 oraz Rys. 167 wskazują na znaczące nieprawidłowości w działaniu systemów zabezpieczeń. Warto podkreślić, że podczas analizy struktury zasilająco-sterującej rozwiązania klasycznego do każdego przekaźnika zabezpieczeniowego REF615, REF620 podłączono sygnały wyjściowe z testera OMICRON na wejścia analogowe tych urządzeń. Dla pozostałych scenariuszy, gdzie przekaźniki zabezpieczeniowe pełniły funkcję jednostek pomiarowych MU, sygnały były wysyłane poprzez SV. W scenariuszu, w którym struktura zasilająco-sterująca oparta jest o klasyczne rozwiązania w których to przekaźniki zabezpieczeniowe pełniły funkcję zabezpieczającą sygnały zadziałania *TRIP_REF615-Q51*, *TRIP_REF620-Q01*, odpowiednio z wyjść binarnych wykonały cały algorytm w zbliżonym czasie. Najszybciej operacje wykonało zabezpieczenie REF615 i jest ono traktowane jako pomiar referencyjny, kolejno REF620 o 2 ms wolniej, natomiast REX640 wykonał te operacje z 2,4 ms opóźnieniem (*TRIP_REX640-051*), mimo iż to zabezpieczenie pełniło funkcję redundantną do zabezpieczenia REF615 poprzez analizę sygnałów SV z zwrotnym sygnałem GOOSE *V_TRIP_REX640-051* który nastąpił 6,5 ms oraz 6,7 ms wcześniej niż sygnał referencyjny TRIP z przekaźnika zabezpieczeniowego REF615. W drugim scenariuszu mieliśmy podobną sytuację kolejno dla REF615, REF620 oraz REX640 były to wyniki 0 ms (sygnał referencyjny), 2 ms, 2,2 ms. W przypadku gdy zabezpieczenia te pełniły funkcję jednostki pomiarowej MU, a funkcje zabezpieczeniowe realizowane były przez scentralizowane zabezpieczenie połowe opóźnienia były znacząco większe co można zaobserwować na wykresie sygnałów zadziałania *TRIP_SSC_A-Q51*, *TRIP_SSC_D-Q51*, *TRIP_SSC_A-Q01*. Opóźnienia te były kolejno o 159,6 ms, 159,6 ms, 619,8 ms dla poszczególnych sygnałów scenariusza pierwszego od wartości referencyjnej sygnału z REF615 oraz o 41,6 ms, 41,6 ms, 504,5 ms dla poszczególnych sygnałów scenariusza drugiego względem sygnału referencyjnego z REF615. Warto zwrócić uwagę iż niezależnie czy mieliśmy do czynienia z dodatkowym algorytmem „A” lub jego braku „D”, zarówno sygnały wirtualne *V_TRIP_SSC_A-Q51*, *V_TRIP_SSC_D-Q51*, *V_TRIP_SSC_A-Q01*, *V_TRIP_SSC_D-Q01*, jak i sygnały wyjściowe zabezpieczeń miały ten sam czas wykonania. W związku z powyższym dodatkowe warunki, które zostały zaimplementowane w algorytmie nie powodowały opóźnienia w jego wykonaniu. Jednakże opóźnienie to miało miejsce w momencie przetwarzania sygnałów analogowych na postać cyfrową oraz wysyłania próbek w postaci ramek danych do SSC600. Wynika to z wyższych wymogów jakościowych sygnału synchronizacji czasu niż to ma miejsce w sytuacji, gdy mamy sygnalizację GOOSE. Widać to na obu próbach, które zostały tutaj omówione. Gdy sygnały SV dotarły do SSC600 pomiary te zostały przetworzone, algorytm je wykonał i wysłał sygnał TRIP poprzez sygnalizację GOOSE. Od momentu wysłania tych sygnałów (*V_TRIP_SSC_A-Q51*, *V_TRIP_SSC_D-Q51*) do momentu ich wykonania (*TRIP_SSC_D-Q51*, *TRIP_SSC_A-Q01*)

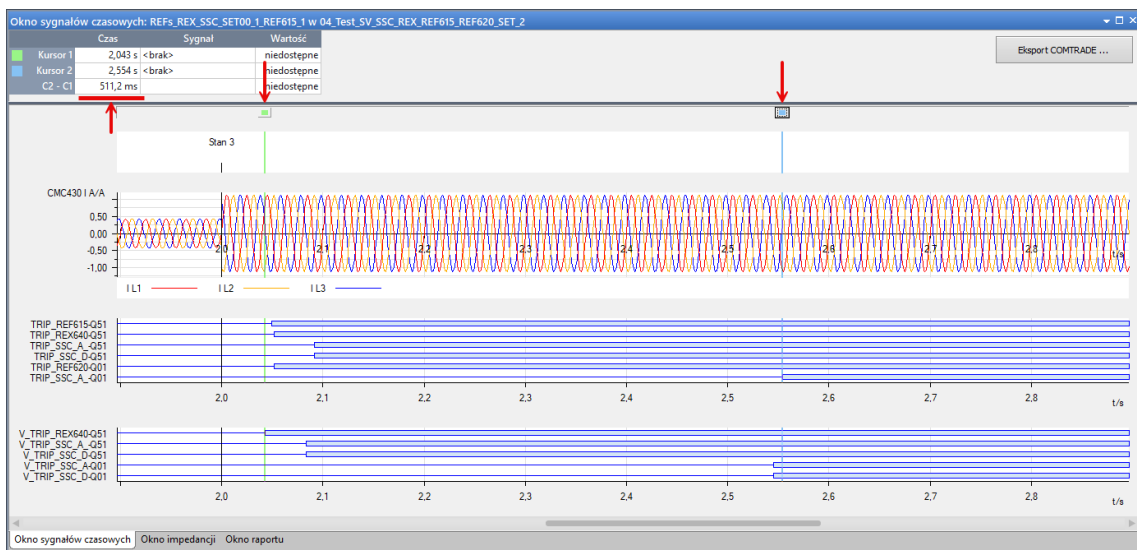
minęło 9,6 ms dla scenariusza pierwszego oraz 7,7 ms±0,2 ms dla scenariusza drugiego. Ta sama sytuacja miała miejsce w przypadku sygnałów dla części związane z rozdzielnicą SN w której zaburzenie wynikające z otrzymywania prawidłowych ramek danych SV było jeszcze większe i wynosiło w zależności od scenariusza kolejno 619,8 ms oraz 504,5 ms. Jednocześnie po otrzymaniu prawidłowo zsynchronizowanych ramek danych SV sam proces algorytmiczny jak i analiza tych danych pod kątem wysłania sygnału TRIP z $V_TRIP_SSC_A_Q01$ na wyjście $TRIP_SSC_A_Q01$ trwały 8 ms oraz 8,8 ms. To jednoznacznie pokazuje jak ważne jest zachowanie odpowiedniej synchronizacji czasu rzeczywistego w odpowiednim standardzie w celu poprawnego funkcjonowania układów automatyki zabezpieczeń przy tworzeniu systemów w oparciu o szynę procesową.



Rys. 164. Wykres pomiarów sygnałów SV oraz GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz drugi próba pierwsza [opracowanie własne]

Lp	Nazwa sygnału	Czas referencyjny											
		Sygnal pobudzenia = 0 [ms]	TRIP_REF615-Q51 [ms]	TRIP_REX640-Q51 [ms]	TRIP_SSC_A-Q51 [ms]	TRIP_SSC_D-Q51 [ms]	TRIP_REF620-Q01 [ms]	TRIP_SSC_A-Q01 [ms]	V_TRIP_REX640-Q51 [ms]	V_TRIP_SSC_A-Q51 [ms]	V_TRIP_SSC_D-Q51 [ms]	V_TRIP_SSC_A-Q01 [ms]	V_TRIP_SSC_D-Q01 [ms]
1	TRIP_REF615-Q51	50,8	0	-2,4	-159,6	-159,6	-2	-619,8	6,5	-150	-150	-611,8	-611,8
2	TRIP_REX640-Q51	53,2	2,4	0	-157,2	-157,2	0,4	-617,4	8,9	-147,6	-147,6	-609,4	-609,4
3	TRIP_SSC_A-Q51	210,4	159,6	157,2	0	0	157,6	-460,2	166,1	9,6	9,6	-452,2	-452,2
4	TRIP_SSC_D-Q51	210,4	159,6	157,2	0	0	157,6	-460,2	166,1	9,6	9,6	-452,2	-452,2
5	TRIP_REF620-Q01	52,8	2	-0,4	-157,6	-157,6	0	-617,8	8,5	-148	-148	-609,8	-609,8
6	TRIP_SSC_A-Q01	670,6	619,8	617,4	460,2	460,2	617,8	0	626,3	469,8	469,8	8	8
7	V_TRIP_REX640-Q51	44,3	-6,5	-8,9	-166,1	-166,1	-8,5	-626,3	0	-156,5	-156,5	-618,3	-618,3
8	V_TRIP_SSC_A-Q51	200,8	150	147,6	-9,6	-9,6	148	-469,8	156,5	0	0	-461,8	-461,8
9	V_TRIP_SSC_D-Q51	200,8	150	147,6	-9,6	-9,6	148	-469,8	156,5	0	0	-461,8	-461,8
10	V_TRIP_SSC_A-Q01	662,6	611,8	609,4	452,2	452,2	609,8	-8	618,3	461,8	461,8	0	0
11	V_TRIP_SSC_D-Q01	662,6	611,8	609,4	452,2	452,2	609,8	-8	618,3	461,8	461,8	0	0

Rys. 165. Macierz referencji sygnałów SV oraz GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz drugi próba pierwsza [opracowanie własne]



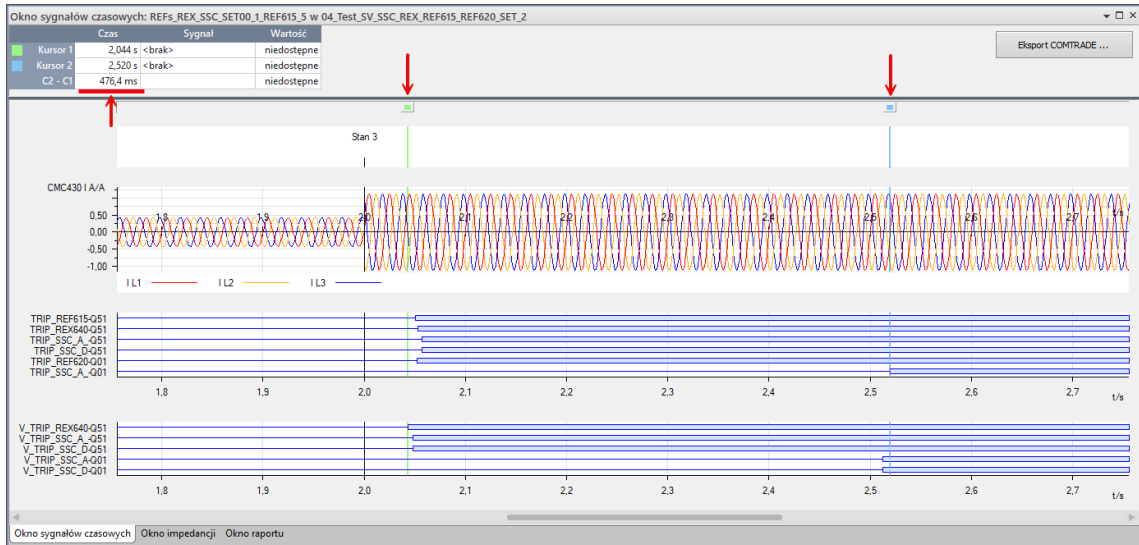
Rys. 166. Wykres pomiarów sygnałów SV oraz GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz drugi próba druga [opracowanie własne]

Lp	Nazwa sygnału	Czas referencyjny											
		Signal pobudzenia = 0 [ms]	TRIP_REF615-Q01 [ms]	TRIP_REX640-Q01 [ms]	TRIP_SSC_A_-Q01 [ms]	TRIP_SSC_D-Q01 [ms]	TRIP_REF620-Q01 [ms]	TRIP_SSC_A_-Q01 [ms]	V_TRIP_REX640-Q01 [ms]	V_TRIP_SSC_A_-Q01 [ms]	V_TRIP_SSC_D-Q01 [ms]	V_TRIP_SSC_A_-Q01 [ms]	V_TRIP_SSC_D-Q01 [ms]
1	TRIP_REF615-Q01	49,8	0	-2,2	-41,6	-41,8	-2	-504,5	6,7	-33,9	-33,9	-495,7	-495,7
2	TRIP_REX640-Q01	52	2,2	0	-39,4	-39,6	0,2	-502,3	8,9	-31,7	-31,7	-493,5	-493,5
3	TRIP_SSC_A_-Q01	91,4	41,6	39,4	0	-0,2	39,6	-462,9	48,3	7,7	7,7	-454,1	-454,1
4	TRIP_SSC_D-Q01	91,6	41,8	39,6	0,2	0	39,8	-462,7	48,5	7,9	7,9	-453,9	-453,9
5	TRIP_REF620-Q01	51,8	2	-0,2	-39,6	-39,8	0	-502,5	8,7	-31,9	-31,9	-493,7	-493,7
6	TRIP_SSC_A_-Q01	554,3	504,5	502,3	462,9	462,7	502,5	0	511,2	470,6	470,6	8,8	8,8
7	V_TRIP_REX640-Q01	43,1	-6,7	-8,9	-48,3	-48,5	-8,7	-511,2	0	-40,6	-40,6	-502,4	-502,4
8	V_TRIP_SSC_A_-Q01	83,7	33,9	31,7	-7,7	-7,9	31,9	-470,6	40,6	0	0	-461,8	-461,8
9	V_TRIP_SSC_D-Q01	83,7	33,9	31,7	-7,7	-7,9	31,9	-470,6	40,6	0	0	-461,8	-461,8
10	V_TRIP_SSC_A_-Q01	545,5	495,7	493,5	454,1	453,9	493,7	-8,8	502,4	461,8	461,8	0	0
11	V_TRIP_SSC_D-Q01	545,5	495,7	493,5	454,1	453,9	493,7	-8,8	502,4	461,8	461,8	0	0

Rys. 167. Macierz referencji sygnałów SV oraz GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz drugi próba druga [opracowanie własne]

W korelacji do powyższych anomalii wykonano próbę, w której to układ w topologii zasilająco-sterującej po stronie nn działał poprawnie w porównaniu do błędów w szybkości zadziałania po stronie SN. Tak samo jak w poprzednich scenariuszach, tutaj również dokonano analizy zarówno wykresy sygnałów SV oraz GOOSE zaprezentowanych na Rys. 168 jak i poszczególnych macierzy referencji przedstawionych na Rys. 169. W tym przypadku rozbieżności czasowe były zbliżone dla pierwszych pięciu pomiarów *TRIP_REF615-Q01*, *TRIP_REX640-Q01*, *TRIP_SSC_A_-Q01*, *TRIP_SSC_D-Q01*, *TRIP_REF620-Q01*, przy czym najszybciej operacja została wykonana przez przekaźnik zabezpieczeniowy REF615 w rozwiązaniu klasycznej topologii układu zasilająco-sterującego a najwolniej w układzie, gdzie pełnił rolę jednostki pomiarowej MU. Opóźnienie referencyjne wynosiło odpowiednio 6,1 ms oraz 6,7 ms. Warto

jednak nadmienić, iż sam proces przetwarzania sygnałów SV przez scentralizowane zabezpieczenie polowe było dużo szybsze niż w przypadku klasycznym, gdyż sygnał TRIP z SSC600 poprzez sygnały GOOSE wirtualne ($V_TRIP_SSC_A_Q51$, $V_TRIP_SSC_D_Q51$) został wykonany o 2,3 ms szybciej dla obu pod-scenariuszy z zastosowaniem dodatkowego algorytmu „A” oraz przy jego braku „D”. W przypadku sygnału TRIP dla REF620 przy scenariuszu gdy pełni on rolę jednostki pomiarowej MU dla SSC600 opóźnienia wynikające z jakości i dokładności układu synchronizacji czasu spowodowały duże anomalie w prawidłowym zadziałaniu danej funkcji zabezpieczeniowej.



Rys. 168. Wykres pomiarów sygnałów SV oraz GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz drugi próba trzecia [opracowanie własne]

Lp	Nazwa sygnału	Czas referencyjny											
		Sygnal pobudzenia = 0 [ms]	TRIP_REF615-Q51 [ms]	TRIP_REX640-Q51 [ms]	TRIP_SSC_A-Q51 [ms]	TRIP_SSC_D-Q51 [ms]	TRIP_REF620-Q01 [ms]	TRIP_SSC_A-Q01 [ms]	V_TRIP_REX640-Q51 [ms]	V_TRIP_SSC_A-Q51 [ms]	V_TRIP_SSC_D-Q51 [ms]	V_TRIP_SSC_A-Q01 [ms]	V_TRIP_SSC_D-Q01 [ms]
1	TRIP_REF615-Q51	50,8	0	-2	-6,1	-6,7	-1,8	-469,4	7	2,3	2,3	-461,6	-461,6
2	TRIP_REX640-Q51	52,8	2	0	-4,1	-4,7	0,2	-467,4	9	4,3	4,3	-459,6	-459,6
3	TRIP_SSC_A-Q51	56,9	6,1	4,1	0	-0,6	4,3	-463,3	13,1	8,4	8,4	-455,5	-455,5
4	TRIP_SSC_D-Q51	57,5	6,7	4,7	0,6	0	4,9	-462,7	13,7	9	9	-454,9	-454,9
5	TRIP_REF620-Q01	52,6	1,8	-0,2	-4,3	-4,9	0	-467,6	8,8	4,1	4,1	-459,8	-459,8
6	TRIP_SSC_A-Q01	520,2	469,4	467,4	463,3	462,7	467,6	0	476,4	471,7	471,7	7,8	7,8
7	V_TRIP_REX640-Q51	43,8	-7	-9	-13,1	-13,7	-8,8	-476,4	0	-4,7	-4,7	-468,6	-468,6
8	V_TRIP_SSC_A-Q51	48,5	-2,3	-4,3	-8,4	-9	-4,1	-471,7	4,7	0	0	-463,9	-463,9
9	V_TRIP_SSC_D-Q51	48,5	-2,3	-4,3	-8,4	-9	-4,1	-471,7	4,7	0	0	-463,9	-463,9
10	V_TRIP_SSC_A-Q01	512,4	461,6	459,6	455,5	454,9	459,8	-7,8	468,6	463,9	463,9	0	0
11	V_TRIP_SSC_D-Q01	512,4	461,6	459,6	455,5	454,9	459,8	-7,8	468,6	463,9	463,9	0	0

Rys. 169. Macierz referencji sygnałów SV oraz GOOSE dla topologii struktury zasilająco-sterującej – scenariusz drugi próba trzecia [opracowanie własne]

PODSUMOWANIE BADAŃ

Wobec wzrastających oczekiwań dotyczących bezpieczeństwa i niezawodności systemów przemysłowych, istotne jest tworzenie zaawansowanych układów automatyki zabezpieczeń. Nowoczesna metodyka projektowania tych układów nie ogranicza się do wprowadzania innowacji, ale obejmuje również intensywne testowanie i analizę. Niniejsza praca doktorska miała za zadanie dokładnie omówić metodologię badawczą oraz wykorzystanie scentralizowanego zabezpieczenia polowego oraz zaprezentować wyniki przeprowadzonych eksperymentów z najnowszymi systemami zabezpieczeń, opartymi o szynę procesową oraz normę IEC 61850-9-2LE, które mają potencjał do zasadniczej poprawy standardów bezpieczeństwa w sektorze energetyki i szeroko rozumianego przemysłu. Badania te zostały zainicjowane w odpowiedzi na potrzeby rynkowe zwiększenia efektywności detekcji i reakcji na anomalie w coraz bardziej złożonych układach automatyki zabezpieczeniowej.

Celem przeprowadzonych badań było nie tylko zweryfikowanie podstawowych funkcji nowych układów, ale również ocena ich wydajności w różnorodnych scenariuszach topologii zasilająco-sterujących co pokazano w niniejszej pracy. Począwszy od podstawowych sygnałów GOOSE, poprzez bardziej złożone algorytmy, a kończąc badania nad złożonymi procesami wykorzystującymi szynę procesową, czyli Sampled Value z uwzględnieniem sygnałów GOOSE, których celem było wykonanie operacji zadziałania zabezpieczenia.

Przeprowadzone badania na temat omawianych kwestii uwzględniały różnorodne testy (nie wszystkie zostały omówione w niniejszej pracy), od symulacji komputerowych samych przekaźników zabezpieczeniowych w oprogramowaniu PCM600, po próby sprawdzenia ich działania w module OMICRON *QuickCMC*, aby w pełni zrozumieć dynamikę i możliwości nowych systemów. Analizie poddano istotne elementy niezbędne dla prawidłowego funkcjonowania struktur zasilająco-sterujących, skupiając się na takich parametrach jak czas reakcji, odporność na zakłócenia, a także kompatybilność z istniejącymi systemami automatyki (komunikacja pomiędzy jednostkami pomiarowymi MU a klasycznymi zabezpieczeniami polowymi).

W celu uzyskania wiarygodnych wyników zastosowano kompleksową metodologię badawczą w zakresie układów automatyki zabezpieczeń. Wynikało to z brak podobnych badań oraz artykułów naukowych w omawianej tematyce. Każdy etap testów był starannie planowany dzięki opracowaniu na samym wstępie algorytmów badawczych zarówno dla struktur opartych o komunikację GOOSE jak również opartą o SV z implementacją GOOSE. Każdy pomiar był dokumentowany, co pozwoliło na szczegółową analizę i porównanie z tradycyjnymi układami zabezpieczeń. W tym celu wykorzystano zaawansowane testery układów zabezpieczeń w postaci OMICRON CMC356, CMC430 czy analizatora DANEO400 do badania jakości synchronizacji czasu, transmisji SV oraz opóźnień generowanych przez „switche” przemysłowe.

Wykorzystanie wiedzy z różnych dziedzin nauki takich jak programowanie, sieci przemysłowe, układy automatyki zabezpieczeń, projektowanie zaawansowanych struktur zasilająco-sterujących pozwoliło na holistyczne spojrzenie na problematykę i przyczyniło się do głębszego zrozumienia uzyskanych wyników. W rezultacie bazując na uzyskanych wynikach można wskazać, iż zastosowanie scentralizowanych zabezpieczeń polowych przynosi wymierne korzyści. Jednakże niesie to ze sobą wiele wyzwań. Po pierwsze kluczowe staje się wyposażenie urządzeń w odpowiednie układy do synchronizacji czasu rzeczywistego z dużą precyzją. Brak takich układów może powodować duże anomalie w złożonych strukturach zasilająco sterujących co można było zaobserwować podczas prowadzonych badań. Po drugie im bardziej skomplikowany algorytm, tym przewaga scentralizowanego zabezpieczenia jest większa. W niniejszej pracy przedstawiono wycinek rzeczywistych topologii układów zasilająco-sterujących, jednakże jak można wnioskować z uzyskanych rezultatów, proces polegający na budowie jeszcze bardziej złożonych struktur będzie pogłębiał znaczenie rozwiązań z zastosowaniem scentralizowanego zabezpieczenia polowego. Dalsze badania tych tematów są konieczne, jednakże wykraczają poza zakres niniejszego doktoratu.

5.4 Rachunek ekonomiczny

Analiza ekonomiczna przeprowadzonych w oparciu o scentralizowane zabezpieczenie polowe oraz hierarchizację układów automatyki zabezpieczeniowej obejmuje kompleksową ocenę kosztów inwestycyjnych i operacyjnych, a także potencjalnych korzyści i aplikacyjności tych systemów. Koszty inwestycyjne składają się z zakupu nowoczesnego sprzętu, takiego jak jednostki pomiarowe MU, przekaźniki zabezpieczeniowe, infrastruktury związanej z sieciami przemysłowymi wraz z układami synchronizacji czasu. Są one kluczowe dla poprawnego działania proponowanych aplikacji jak również odpowiedniej konfiguracji systemu i szkolenia personelu. Koszty operacyjne to przede wszystkim utrzymanie, serwis. Korzyści płynące z wdrożenia takich systemów są jednak znaczące. Zwiększają one bezpieczeństwo poprzez ciągły monitoring w czasie rzeczywistym co może spowodować redukcję ryzyka awarii, podnoszą efektywność operacyjną dzięki lepszej koordynacji systemów automatyki zabezpieczeniowej, a także zmniejszają długoterminowe koszty związane z przestojami i awariami. Aplikacyjność nowych systemów jest szeroka ze względu na ich standaryzację (niezależnie od producenta urządzeń), obejmując różne obszary przemysłu, szczególnie te wymagające zarządzania dystrybucją zasilania. Mimo wyższych początkowych wydatków, długoterminowe oszczędności i korzyści mogą znacząco przewyższać początkowe koszty. To wszystko sprawia, że inwestycja ta jest opłacalna i warta rozważenia dla sektora energetyki oraz przemysłu ciężkiego, gdzie koszt jednej godziny przestoju może przewyższyć koszt zakupu całego systemu.

6 Podsumowanie

Na przestrzeni ostatnich lat obserwuje się dynamiczny rozwój postępu cywilizacyjnego. Tempo tych przemian nigdy nie było takie intensywne, a innowacje w dziedzinie sztucznej inteligencji dodatkowo przyspieszyły ten proces. W obecnym momencie odbywa się przejście z czwartej do piątej rewolucji przemysłowej i trudno jest wyznaczyć dokładną granicę oddzielającą te dwa etapy. Widoczne jest zacieranie się różnic ze względu na tempa tych zmian. Niemniej jednak, nie we wszystkich sektorach życia i gospodarki obserwujemy równie dynamiczny postęp technologiczny. Energetyka i przemysł są branżami, gdzie priorytetem pozostaje niezawodność oraz bezpieczeństwo. Awaria systemu elektroenergetycznego czy dużych zakładów przemysłowych może spowodować znaczne perturbacje dla ciągłości dostaw czy komfortu życia. Brak energii elektrycznej uniemożliwia funkcjonowanie nam w codziennym życiu. Nie zdajemy sobie sprawy, ale jej brak może spowodować problemy w komunikacji (cyfrowe bilety), dostępie do usług medycznych, opłat za produkty w sklepach, gdyż współcześnie cały świat opiera się na wykorzystaniu energii elektrycznej. Wobec tego, postęp w tej dziedzinie napotyka na przeszkody, a implementacja nowoczesnych technologii w sektorze energetycznym odbywa się powoli, rozpoczynając od pojedynczych instalacji. Pozwala to na szczegółową analizę danych, sprawdzanie funkcjonowania urządzeń i ich dostosowywanie do warunków rynkowych.

Ostrożne podejście branży energetycznej i oraz całego przemysłu do innowacji, jak również koszty związane z wdrożeniem i badaniami sprawiają, że zastosowane tam rozwiązania w zakresie układów sterowania oraz topologii układów zasilająco-sterujących są unikalne. W rezultacie trudno jest znaleźć w literaturze specjalistycznej i publikacjach naukowych szczegółowe opisy budowy tych układów. Niniejsza rozprawa doktorska, opracowana na podstawie doświadczenia zawodowego autora w implementacji tych systemów, opisuje typowe nowoczesne aplikacje używane w tej gałęzi przemysłu. Zostały scharakteryzowane typowe pola SN wraz z szczegółowym omówieniem pola transformatorowego, zarówno w rozwiązaniu klasycznym, jak i dostosowanym do cyfrowych standardów wykonania. Omówiono funkcjonowanie tego pola, algorytmy sterujące oraz mechanizmy blokad, które zapobiegają przypadkowym operacjom manewrowym i chronią system przed awariami. Celem również było przedstawienie zagadnienia wymiany danych między danym polem rozdzielni a częścią technologiczną, gdyż schematy elektryczne dostępne w fachowej literaturze często są uproszczone i nie uwzględniają kluczowych aspektów topologii tych systemów w tym kontekście. W dyskusji naukowej rozważano także zagadnienia związane z powiązaniem pól SN z nn, analizując ewolucyjne możliwości adaptacji do wymogów współczesnych cyfrowych standardów przemysłowych.

Zastosowanie nowoczesnych rozwiązań w przekaźnikach zabezpieczeniowych, takich jak Sampled Values (zgodnie ze standardem IEC61850-9-2 LE) oraz komunikacja GOOSE,

otworzyło nowe perspektywy dla ewolucji systemów automatyki zabezpieczeniowej. Jest to równoznaczne z integracją nowych urządzeń do systemu energetycznego, służących jako hub do wymiany informacji między nimi. W celu zwiększenia niezawodności tych systemów rozwinęły się nowe topologie sieci przemysłowych takie jak HSR/PRP, które są dedykowane dla sektora energetyki.

Głównym celem niniejszej pracy w kontekście transformacji cyfrowej jest wdrożenie scentralizowanego zabezpieczenia polowego w struktury układów automatyki zabezpieczeniowej, bazującej na hierarchicznej konfiguracji przekaźników zabezpieczeniowych. Oznacza to, iż przekaźnik zabezpieczeniowy z wbudowanymi funkcjami zabezpieczeniowymi nie zawsze będzie pełnił funkcję ochronną dla danego pola. W zależności od wybranego scenariusza może pełnić on rolę jednostki pomiarowej MU, której celem jest zbieranie danych z danego pola rozdzielnic i przesłanie ich do scentralizowanego zabezpieczenia polowego. W jednostce centralnej następuje przetworzenie danych z poszczególnych jednostek MU w wyniku czego informacja zwrotna (wykonawcza) trafia z powrotem, aby zrealizować wydane polecenia. Sam przekaźnik zabezpieczeniowy ma wbudowane funkcje zabezpieczeniowe, a tym samym może też samodzielnie pełnić rolę ochronną dla danego pola rozdzielnic. W przypadku identycznych nastaw zabezpieczeń co scentralizowane zabezpieczenie polowe może też pełnić rolę rezerwową/awaryjną w kontekście układów automatyki zabezpieczeniowej co pokazano w badaniach. Pozwala to na zwiększenie bezpieczeństwa struktury zasilająco-sterującej oraz diagnostyki poszczególnych komponentów w czasie rzeczywistym. Co więcej dzięki nowoczesnym sieciom przemysłowym które stanowią integralną część całej infrastruktury przekaźniki mogą sygnalizować przerwę w dowolnym obwodzie struktury sieciowej, co nie było możliwe w rozwiązaniach klasycznych w sytuacji, gdy przewód sterowniczy został uszkodzony. W tak złożonej strukturze informacje gromadzone przez wszystkie urządzenia muszą podlegać analizie. W celu oceny danego zjawiska oraz jego przyczyny urządzenia tworzące strukturę zasilająco-sterującą powinny mieć ujednolicony czas. Oznacza to wprowadzenie dodatkowego kluczowego komponentu jakim jest serwer czasu rzeczywistego. Powoduje to, iż problematyka współczesnych układów automatyki zabezpieczeń staje się interdyscyplinarna i łączy wiedzę z zakresu układów automatyki zabezpieczeń, informatyki oraz sieci przemysłowych.

Prezentowane badania miały zatem wspomniany interdyscyplinarny wymiar i koncentrowały się na analizie nowoczesnych systemów automatyki zabezpieczeniowej. Praca prezentuje wyniki eksperymentów z najnowszymi systemami zabezpieczeń. Mogą one znacząco poprawić bezpieczeństwo w sektorze energetyki i przemysłu. Badania obejmują szeroki zakres testów, od symulacji komputerowych do zaawansowanych testów z wykorzystaniem testerów układów automatyki zabezpieczeń, zwracając uwagę na kluczowe aspekty działania różnych struktur zasilająco-sterujących, takie jak czas reakcji, odporność na zakłócenia i integracja z istniejącymi systemami automatyki. Wyniki wskazują na wymierne korzyści zastosowania

scentralizowanych zabezpieczeń polowych, ale również na wyzwania związane z potrzebą zapewnienia precyzyjnej synchronizacji czasu. Błędny dobór urządzeń w obrębie cyfrowych systemów automatyki zabezpieczeniowej, może prowadzić do anomalii w złożonych strukturach zasilająco-sterujących (duże opóźnienia, brak sygnalizacji). W porównaniu do klasycznych rozwiązań, zaawansowane algorytmy zaimplementowane w układach automatyki zabezpieczeń dla scentralizowanego zabezpieczenia polowego wymagają precyzyjnej synchronizacji czasu wykazują przewagę nad tradycyjnymi układami.

Za najważniejsze osiągnięcie w tematyce układów automatyki zabezpieczeniowej a tym samym udowodnienie założonej tezy uważa się zbudowanie systemu, który zmienia podejście do projektowania współczesnych układów automatyki zabezpieczeń opartych na implementacji scentralizowanych zabezpieczeń polowych z uwzględnieniem hierarchicznej konfiguracji przekaźników zabezpieczeniowych. Przeprowadzone badania, testy oraz przytoczone analizy otrzymanych wyników w jednoznaczny sposób pokazują korzyści wynikające z zastosowania tych rozwiązań. Zbudowane stanowisko pokazuje możliwości wdrożeniowe w rzeczywistych układach co jest jednoznaczne z udowodnieniem głównych celów rozprawy doktorskiej. Dalsze prace badawcze mogą przyczynić się do stworzenia autonomicznych systemów elektroenergetycznych w energetyce oraz przemyśle. Praca zdaniem autora stanowi krok naprzód w rozwoju autonomicznych systemów elektroenergetycznych, kluczowych dla zapewnienia wyższego poziomu bezpieczeństwa i niezawodności.

W ramach dalszych prac badawczych, szczególną uwagę należy poświęcić aspektom cyberbezpieczeństwa oraz AI (Artificial Intelligence). Dane pozyskane z przekaźników zabezpieczeniowych mogą być wykorzystane do tworzenia zaawansowanych modeli predykcyjnych, które będą w stanie wykrywać i reagować na anomalie w systemie elektroenergetycznym i strukturach sieci dystrybucyjnych zakładów przemysłowych przed ich wystąpieniem. Algorytmy AI mogą analizować te dane w czasie rzeczywistym, ucząc się z każdego zdarzenia i ciągle doskonaląc swoje algorytmy predykcyjne. Jednakże związane jest to z dużym nakładem finansowym na takie badania. Zakup większej liczby testerów przekaźników zabezpieczeniowych pozwalających symulować wielopoziomowe struktury zasilająco-sterujące, sondy pomiarowe do analizy opóźnień generowanych przez infrastrukturę sieciową, serwery czasu rzeczywistego czy jednostek obliczeniowych do analizy danych to tylko początek przewidywanych kosztów.

7 Załączniki

Załącznik 1 Pole transformatorowe SN – struktura klasyczna

Załącznik 2 Pole transformatorowe SN – struktura modernizowana

Załącznik 3 Schematy elektryczne rozdzielnic nn oraz szaf automatyki

Załącznik 4 Elewacje szaf automatyki

Załącznik 5 Algorytm sterowania scenariusza pierwszego dla badań z zakresu GOOSE

Załącznik 6 Algorytm sterowania scenariusza drugiego dla badań z zakresu GOOSE

Załącznik 7 Algorytm sterowania scenariusza pierwszego dla badań z zakresu SV oraz GOOSE

Załącznik 8 Algorytm sterowania scenariusza drugiego dla badań z zakresu SV oraz GOOSE

Literatura

- [1] J. Robert E. Lucas, „ECONOMIC EDUCATION BULLETIN The Industrial Revolution: Past and Future”, *American Institute for Economic Research*, t. XLIV, nr 8, wrz. 2004, Dostęp: 13 marzec 2024. [Online]. Dostępne na: <https://www.minneapolisfed.org/article/2004/the-industrial-revolution-past-and-future>
- [2] „Historia MIT”. Dostęp: 25 czerwiec 2024. [Online]. Dostępne na: <https://mitadmissions.org/discover/about-mit/a-brief-history-of-mit/>
- [3] „Historia AGH”. Dostęp: 25 czerwiec 2024. [Online]. Dostępne na: <https://www.agh.edu.pl/o-agh/historia-i-tradycja>
- [4] A. Raja Santhi i P. Muthuswamy, „Industry 5.0 or industry 4.0S? Introduction to industry 4.0 and a peek into the prospective industry 5.0 technologies”, *International Journal on Interactive Design and Manufacturing*, t. 17, nr 2, s. 947–979, kwi. 2023, doi: 10.1007/s12008-023-01217-8.
- [5] P. Nowotarski i J. Paslawski, „Industry 4.0 Concept Introduction into Construction SMEs”, w *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, Institute of Physics Publishing, lis. 2017. doi: 10.1088/1757-899X/245/5/052043.
- [6] L. L. Har, U. K. Rashid, L. Te Chuan, S. C. Sen, i L. Y. Xia, „Revolution of Retail Industry: From Perspective of Retail 1.0 to 4.0”, w *Procedia Computer Science*, Elsevier B.V., 2022, s. 1615–1625. doi: 10.1016/j.procs.2022.01.362.
- [7] N. Pilevari i F. Yavari, „Industry Revolutions Development from Industry 1.0 to Industry 5.0 in Manufacturing”, *Journal of Industrial Strategic Management*, t. 2020, nr 2, s. 44–63, 2020.
- [8] S. Tay, L. Te Chuan, A. Aziati, i A. N. A. Ahmad, „An Overview of Industry 4.0: Definition, Components, and Government Initiatives”, *Journal of Advanced Research in Dynamical and Control Systems*, t. 10, s. 14, luty 2018.
- [9] A. G. Frank, L. S. Dalenogare, i N. F. Ayala, „Industry 4.0 technologies: Implementation patterns in manufacturing companies”, *Int J Prod Econ*, t. 210, s. 15–26, kwi. 2019, doi: 10.1016/j.ijpe.2019.01.004.
- [10] H. Kagermann, W. Wahlster, i J. Helbig, „Recommendations for implementing the strategic initiative INDUSTRIE 4.0”, kwi. 2013.
- [11] X. Xu, Y. Lu, B. Vogel-Heuser, i L. Wang, „Industry 4.0 and Industry 5.0—Inception, conception and perception”, *J Manuf Syst*, t. 61, s. 530–535, paź. 2021, doi: 10.1016/j.jmsy.2021.10.006.
- [12] K. A. Demir, G. Döven, i B. Sezen, „Industry 5.0 and Human-Robot Co-working”, *Procedia Comput Sci*, t. 158, s. 688–695, 2019, doi: 10.1016/j.procs.2019.09.104.

- [13] S. Nahavandi, „Industry 5.0—A Human-Centric Solution”, *Sustainability*, t. 11, nr 16, s. 4371, sie. 2019, doi: 10.3390/su11164371.
- [14] M. Breque, L. De Nul, i A. Petridis, *Industry 5.0 : towards a sustainable, human-centric and resilient European industry*. 2021. doi: 10.2777/308407.
- [15] F. Longo, A. Padovano, i S. Umbrello, „Value-Oriented and Ethical Technology Engineering in Industry 5.0: A Human-Centric Perspective for the Design of the Factory of the Future”, *Applied Sciences*, t. 10, nr 12, s. 4182, cze. 2020, doi: 10.3390/app10124182.
- [16] M. Al-Emran i M. A. Al-Sharafi, „Revolutionizing education with industry 5.0: challenges and future research agendas”, *IJITLS*, t. 6, nr 3, s. 1–5, 2022.
- [17] „IEC 61850-1:2013 - Communication networks and systems for power utility automation - Part 1: Introduction and overview”, 2013.
- [18] J. D. McDonald, „Substation automation. IED integration and availability of information”, *IEEE Power and Energy Magazine*, t. 1, nr 2, s. 22–31, mar. 2003, doi: 10.1109/MPAE.2003.1192023.
- [19] Baass Walter, „THE AUTOMATION OF NEW AND EXISTING SUBSTATIONS: WHY AND HOW?”, kwi. 2004. Dostęp: 1 maj 2024. [Online]. Dostępne na: <https://www.e-cigre.org/publications/detail/246-the-automation-of-new-and-existing-substations-why-and-how.html>
- [20] M. Thompson, „The Power of Modern Relays Enables Fundamental Changes in Protection and Control System Design”, w *2007 60th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, IEEE, mar. 2007, s. 71–84. doi: 10.1109/CPRE.2007.359892.
- [21] Y. Liu, R. Zivanovic, i S. Al-Sarawi, „A synchronized generic substation events tripping circuit monitor for electric substation applications”, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, t. 25, nr 1, s. 1–16, sty. 2015, doi: 10.1002/etep.1814.
- [22] S. Roostae, R. Hooshmand, i M. Ataei, „Substation automation system using IEC 61850”, w *2011 5th International Power Engineering and Optimization Conference*, IEEE, cze. 2011, s. 393–397. doi: 10.1109/PEOCO.2011.5970443.
- [23] M. Adamiak, D. Baigent, i R. Mackiewicz, „IEC 61850 communication networks and systems in substations: An overview for users”, *The Protection & Control Journal*, s. 61–68, maj 2009.
- [24] „Przełączniki zabezpieczeniowe ABB - konfigurator online”. Dostęp: 22 luty 2024. [Online]. Dostępne na: <https://relays.protection-control.abb/>
- [25] „Schneider Electric - Przełączniki zabezpieczeniowe wg zastosowań”. Dostęp: 22 luty 2024. [Online]. Dostępne na: <https://www.se.com/pl/pl/product-category/4600-prze%C5%BAAniki-zabezpieczeniowe-wg-zastosowa%C5%84/>

- [26] „Automatyka elektroenergetyczna i jakość energii”. Dostęp: 22 luty 2024. [Online]. Dostępne na: <https://www.siemens.com/pl/pl/produkty/energetyka/automatyka-elektroenergetyczna-jakosc-energii.html>
- [27] „Przełączniki zabezpieczeniowe - General Electric”. Dostęp: 22 luty 2024. [Online]. Dostępne na: <https://www.gegridsolutions.com/protection-relays.htm>
- [28] „Przełączniki zabezpieczeniowe Schweitzer Engineering Laboratories (SEL)”. Dostęp: 22 luty 2024. [Online]. Dostępne na: <https://selinc.com/products/distribution/protection/>
- [29] R. Leelarui i L. Vanfretti, „State-of-the-art in the industrial implementation of protective relay functions, communication mechanism and synchronized phasor capabilities for electric power systems protection”, wrzesień 2012. doi: 10.1016/j.rser.2012.04.043.
- [30] S. Mohagheghi, M. Mousavi, J. Stoupis, i Z. Wang, „Modeling distribution automation system components using IEC 61850”, w *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, IEEE, lip. 2009, s. 1–6. doi: 10.1109/PES.2009.5275841.
- [31] N. Yellamandamma, K. Rao, T. Sai Kumar, i A. Aggarwal, „Low cost solution for automation and control of MV substation using MODBUS-SCADA”, w *2009 International Conference on Power Systems*, IEEE, 2009, s. 1–6. doi: 10.1109/ICPWS.2009.5442735.
- [32] M. Hinow, M. Waldron Lorenz Müller ETH Zürich, H. Aeschbach, i K. Pohlink, „Substation Life cycle cost management supported by stochastic optimization algorithm”, 2008, *Paris*.
- [33] Y. Song i J. Li, „Analysis of the life cycle cost and intelligent investment benefit of smart substation”, w *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, IEEE, maj 2012, s. 1–5. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2012.6303374.
- [34] „Transformer reliability survey”, CIGRÉ, Paris, 2015.
- [35] „Final report of the 2004-2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment. Part 2, Reliability of High Voltage SF6 Circuit Breakers”, CIGRÉ, Paris, 2012.
- [36] „Final report of the 2004-2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment. Part 3, Disconnectors and Earthing Switches”, CIGRÉ, Paris, 2012.
- [37] M. Vadiati, M. Basirifar, i B. Shahbazi, „Future trends in smart grid by applying digital modern substations”, w *2011 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, IEEE, lis. 2011, s. 1–6. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2011.6167109.
- [38] G. Ion, S. Costinas, A. Stan, i M. E. Tiboaca, „Trends to Increase the Life Cycle of a Substation in Context of Smart Grid”, w *2021 10th International Conference on ENERGY and ENVIRONMENT (CIEM)*, IEEE, paź. 2021, s. 1–5. doi: 10.1109/CIEM52821.2021.9614762.

- [39] Ł. Sołtysek, J. Szczepanik, R. Dudzik, M. Sułowicz, i A. Schwung, „Protection and control standards with auto diagnosis for the motor in low-voltage switchgear according to industry 4.0”, *Electronics (Switzerland)*, t. 10, nr 23, grudz. 2021, doi: 10.3390/electronics10232993.
- [40] „Industrial communication networks - Fieldbus specifications - Part 1: Overview and guidance for the IEC 61158 and IEC 61784 series”, 2023, 2023.
- [41] „IEC 61850 - Communication networks and systems for power utility automation – Part 1-2: Guidelines on extending”, 2020.
- [42] J. C. Lozano, K. Koneru, N. Ortiz, i A. A. Cardenas, „Digital Substations and IEC 61850: A Primer”, *IEEE Communications Magazine*, t. 61, nr 6, s. 28–34, cze. 2023, doi: 10.1109/MCOM.001.2200568.
- [43] „IEC TR 61850-1:2013 - Communication networks and systems for power utility automation - Part 1: Introduction and overview.”, 2013.
- [44] D. A. Postovei, C. Bulac, I. Tristiu, B. Camachi, i N. Anton, „Modelling and implementation of Single Line Diagram data in IEC 61850 environment”, w *SAMI 2021 - IEEE 19th World Symposium on Applied Machine Intelligence and Informatics, Proceedings*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., sty. 2021, s. 71–76. doi: 10.1109/SAMI50585.2021.9378622.
- [45] C. Hoga i G. Wong, „IEC 61850: open communication in practice in substations”, w *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, IEEE, s. 1531–1536. doi: 10.1109/PSCE.2004.1397694.
- [46] C. Brunner, „IEC 61850 for power system communication”, w *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, IEEE, kwi. 2008, s. 1–6. doi: 10.1109/TDC.2008.4517287.
- [47] „IEC 61850-7-4:2010 - Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-4: Basic communication structure - Compatible logical node classes and data object classes”, 2010.
- [48] W. Huang, „Learn IEC 61850 configuration in 30 minutes”, w *2018 71st Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)*, IEEE, mar. 2018, s. 1–5. doi: 10.1109/CPRE.2018.8349803.
- [49] „IEC 61850-7-3:2010 - Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-3: Basic communication structure - Common data classes”, 2010.
- [50] „IEC 61850-7-1:2011 - Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-1: Basic communication structure - Principles and models”, 2011.
- [51] „IEC 61850-8-1:2011 - Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3”, 2011.

- [52] „Industrial automation systems Manufacturing Message Specification Part 1: Service definition - ISO 9506-1:2003”, 2003.
- [53] „Industrial automation systems Manufacturing Message Specification Part 2: Protocol specification - ISO 9506-2:2003”, 2003.
- [54] R. L. O’fallon, D. A. Klas, T. Tibbals, i S. Shah, „IEC 61850 MMS SCADA Network Optimization for IEDs”, San Diego: DistribuTECH, sty. 2011.
- [55] „IEC 61850-9-2:2011 - Communication networks and systems for power utility automation - Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) - Sampled values over ISO/IEC 8802-3”, 2011.
- [56] Y. Li, D. Li, W. Cui, i R. Zhang, „Research based on OSI model”, w *2011 IEEE 3rd International Conference on Communication Software and Networks*, IEEE, maj 2011, s. 554–557. doi: 10.1109/ICCSN.2011.6014631.
- [57] W. A. Melendez i E. L. Petersen, „The upper layers of the ISO/OSI reference model (Part II)”, *Comput Stand Interfaces*, t. 20, nr 4–5, s. 185–199, luty 1999, doi: 10.1016/S0920-5489(98)00057-9.
- [58] C. Fernandes, S. Borkar, i J. Gohil, „Testing of Goose Protocol of IEC61850 Standard in Protection IED”, *Int J Comput Appl*, t. 93, nr 16, s. 30–35, maj 2014, doi: 10.5120/16301-6112.
- [59] C. Wester, M. Adamiak, i J. Vico, „IEC61850 protocol - practical applications in industrial facilities”, w *2011 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, IEEE, paź. 2011, s. 1–7. doi: 10.1109/IAS.2011.6074474.
- [60] T. S. Ustun, S. M. S. Hussain, A. Ulutas, A. Onen, M. M. Roomi, i D. Mashima, „Machine Learning-Based Intrusion Detection for Achieving Cybersecurity in Smart Grids Using IEC 61850 GOOSE Messages”, *Symmetry (Basel)*, t. 13, nr 5, s. 826, maj 2021, doi: 10.3390/sym13050826.
- [61] D. Hou i D. Dolezilek, „IEC 61850 - What It Can and Cannot Offer to Traditional Protection Schemes”, 2010. [Online]. Dostępne na: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:43886997>
- [62] „IEC 61850-5:2013 - Communication networks and systems for power utility automation - Part 5: Communication requirements for functions and device models”, 2013.
- [63] A. Ingalalli, K. S. Silpa, i R. Gore, „SCD based IEC 61850 traffic estimation for substation automation networks”, w *2017 22nd IEEE International Conference on Emerging Technologies and Factory Automation (ETFA)*, IEEE, wrz. 2017, s. 1–8. doi: 10.1109/ETFA.2017.8247596.
- [64] „IEEE Standard for Local and Metropolitan Area Networks--Bridges and Bridged Networks - IEEE 802.1Q-2022”, 2022.

- [65] O. Hegazi, E. Hammad, A. Farraj, i D. Kundur, „IEC-61850 GOOSE traffic modeling and generation”, w *2017 IEEE Global Conference on Signal and Information Processing (GlobalSIP)*, IEEE, lis. 2017, s. 1100–1104. doi: 10.1109/GlobalSIP.2017.8309131.
- [66] H. Leon, C. Montez, M. Stemmer, i F. Vasques, „Simulation models for IEC 61850 communication in electrical substations using GOOSE and SMV time-critical messages”, w *2016 IEEE World Conference on Factory Communication Systems (WFCS)*, IEEE, maj 2016, s. 1–8. doi: 10.1109/WFCS.2016.7496500.
- [67] T. Sidhu, M. Kanabar, i P. Parikh, „Configuration and performance testing of IEC 61850 GOOSE”, w *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, IEEE, paź. 2011, s. 1384–1389. doi: 10.1109/APAP.2011.6180593.
- [68] C. Kriger, S. Behardien, i J.-C. Retonda-Modiya, „A Detailed Analysis of the Generic Object-Oriented Substation Event Message Structure in an IEC 61850 Standard-Based Substation Automation System”, *International Journal of Computers Communications & Control*, t. 8, nr 5, s. 708, sie. 2013, doi: 10.15837/ijccc.2013.5.329.
- [69] M. Caserza Magro, P. Pinceti, L. Rocca, i G. Rossi, „Safety related functions with IEC 61850 GOOSE messaging”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, t. 104, s. 515–523, sty. 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.07.033.
- [70] „IEC 61850-9-2:2011+AMD1:2020 CSV Consolidated version - Edition 2.0 - Communication networks and systems for power utility automation - Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) - Sampled values over ISO/IEC 8802-3”, 2020.
- [71] A. C. Adewole i R. Tzoneva, „Impact of IEC 61850-9-2 Standard-Based Process Bus on the Operating Performance of Protection IEDS: Comparative Study”, *IFAC Proceedings Volumes*, t. 47, nr 3, s. 2245–2252, 2014, doi: 10.3182/20140824-6-ZA-1003.00598.
- [72] S. Kumar, N. Das, i S. Islam, „Performance evaluation of a process bus architecture in a zone substation based on IEC 61850-9-2”, w *2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, IEEE, lis. 2015, s. 1–5. doi: 10.1109/APPEEC.2015.7381017.
- [73] M.-H. Song, S.-H. Kang, N.-H. Lee, i S.-R. Nam, „IEC 61850-Based Centralized Busbar Differential Protection with Data Desynchronization Compensation”, *Energies (Basel)*, t. 13, nr 4, s. 967, luty 2020, doi: 10.3390/en13040967.
- [74] „Instrument transformers - Part 9: Digital interface for instrument transformers - IEC 61869-9:2016 ”, 2016.
- [75] D. M. E. Ingram, P. Schaub, R. R. Taylor, i D. A. Campbell, „Performance Analysis of IEC 61850 Sampled Value Process Bus Networks”, *IEEE Trans Industr Inform*, t. 9, nr 3, s. 1445–1454, sie. 2013, doi: 10.1109/TII.2012.2228874.

- [76] S. Kumar, A. Abu-Siada, N. Das, i S. Islam, „Review of the Legacy and Future of IEC 61850 Protocols Encompassing Substation Automation System”, *Electronics (Basel)*, t. 12, nr 15, s. 3345, sie. 2023, doi: 10.3390/electronics12153345.
- [77] Wannous, Toman, Jurák, i Wasserbauer, „Analysis of IEC 61850-9-2LE Measured Values Using a Neural Network”, *Energies (Basel)*, t. 12, nr 9, s. 1618, kwi. 2019, doi: 10.3390/en12091618.
- [78] Y.-K. Lan, Y.-S. Chen, T.-C. Hou, B.-L. Wu, i Y.-S. Chu, „Development Board Implementation and Chip Design of IEEE 1588 Clock Synchronization System Applied to Computer Networking”, *Electronics (Basel)*, t. 12, nr 10, s. 2166, maj 2023, doi: 10.3390/electronics12102166.
- [79] D. Petrov, S. Melnik, i T. Hamalainen, „Distributed GNSS-based Time Synchronization and applications”, w *2016 8th International Congress on Ultra Modern Telecommunications and Control Systems and Workshops (ICUMT)*, IEEE, paź. 2016, s. 130–134. doi: 10.1109/ICUMT.2016.7765345.
- [80] B. K, D. R, B. B. Sinha, i G. R, „Clock synchronization in industrial Internet of Things and potential works in precision time protocol: Review, challenges and future directions”, *International Journal of Cognitive Computing in Engineering*, t. 4, s. 205–219, cze. 2023, doi: 10.1016/j.ijcce.2023.06.001.
- [81] G. Panfilo i F. Arias, „The Coordinated Universal Time (UTC)”, *Metrologia*, t. 56, nr 4, s. 042001, sie. 2019, doi: 10.1088/1681-7575/ab1e68.
- [82] „IEC 60255-118-1 - Measuring relays and protection equipment – Part 118-1: Synchrophasor for power systems – Measurements ”, 2018.
- [83] T. Jones, A. Silverstein, S. Achanta, M. Danielson, i P. Evans, „Time Synchronization in the Electric Power System NASPI Technical Report NASPI Time Synchronization Task Force”, cze. 2017.
- [84] „IEEE 1588-2019 - IEEE Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems”, 2019.
- [85] A. Arteaga, L. Muguira, J. Jiménez, J. I. Gárate, i A. A. Cuéllar, „A Survey on IEEE 1588 Implementation for RISC-V Low-Power Embedded Devices”, *Electronics (Basel)*, t. 13, nr 2, s. 458, sty. 2024, doi: 10.3390/electronics13020458.
- [86] S. Waldhauser, B. Jaeger, i M. Helm, „Time Synchronization in Time-Sensitive Networking”, Munich: Network Architectures and Services, kwi. 2020. doi: 10.2313/NET-2020-04-1_10.
- [87] Han Mingyu i Crossley Peter, „Performance Evaluation of IEEE 1588 for Precision Timing in IEC 61850 Substations”, w *Study Committee B5 Colloquium*, Tromsø, Norway: CIGRE, cze. 2019.

- [88] P. Liu, R. Yang, S. Liu, i Q. He, „Design and Implementation of Best Master Clock Selection Algorithm Based on FPGA”, w *2022 International Conference on Industrial IoT, Big Data and Supply Chain (IIoTBDSC)*, IEEE, wrz. 2022, s. 1–5. doi: 10.1109/IIoTBDSC57192.2022.00011.
- [89] „IEEE C37.238-2017 - IEEE Standard Profile for Use of IEEE 1588 Precision Time Protocol in Power System Applications”, 2017.
- [90] G. S. Antonova *i in.*, „Standard profile for use of IEEE std 1588-2008 precision time protocol (PTP) in power system applications”, w *2013 66th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, IEEE, kwi. 2013, s. 322–336. doi: 10.1109/CPRE.2013.6822047.
- [91] H. Yang, Q. Wu, C. He, i J. Chu, „A High Precision Time Synchronization Method for Smart Grid based on Beidou Satellite System”, *IOP Conf Ser Mater Sci Eng*, t. 490, nr 7, s. 072006, kwi. 2019, doi: 10.1088/1757-899X/490/7/072006.
- [92] T. Jones, D. Arnold, F. Tuffner, R. Cummings, i K. Lee, „Recent Advances in Precision Clock Synchronization Protocols for Power Grid Control Systems”, *Energies (Basel)*, t. 14, nr 17, s. 5303, sie. 2021, doi: 10.3390/en14175303.
- [93] M. G. Adamiak *i in.*, „Revision of IEEE Std C37.238, Power Profile for IEEE-1588: Why The Big Changes? | NIST”, 2018. [Online]. Dostępne na: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:70220097>
- [94] „IEC 61850-9-3-2016 - Communication networks and systems for power utility automation - Part 9-3: Precision time protocol profile for power utility automation”, 2016.
- [95] „IEC 62439-3:2021 - Industrial communication networks - High availability automation networks - Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR)”, 2021.
- [96] J. A. Araujo, J. Lazaro, A. Astarloa, A. Zuloaga, i A. Garcia, „PRP and HSR version 1 (IEC 62439-3 Ed.2), improvements and a prototype implementation”, w *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, IEEE, lis. 2013, s. 4410–4415. doi: 10.1109/IECON.2013.6699845.
- [97] H. Kirrmann, K. Weber, O. Kleineberg, i H. Weibel, „HSR: Zero recovery time and low-cost redundancy for Industrial Ethernet (High availability seamless redundancy, IEC 62439-3)”, w *2009 IEEE Conference on Emerging Technologies & Factory Automation*, IEEE, wrz. 2009, s. 1–4. doi: 10.1109/ETFA.2009.5347037.
- [98] J. A. Araujo, J. Lazaro, A. Astarloa, A. Zuloaga, i J. I. Garate, „PRP and HSR for High Availability Networks in Power Utility Automation: A Method for Redundant Frames Discarding”, *IEEE Trans Smart Grid*, t. 6, nr 5, s. 2325–2332, wrz. 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2387474.

- [99] M. Rentschler i H. Heine, „The Parallel Redundancy Protocol for industrial IP networks”, w *2013 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, IEEE, luty 2013, s. 1404–1409. doi: 10.1109/ICIT.2013.6505877.
- [100] J. Liu, Y. Li, X. Li, H. Lyu, G. Yang, i J. Wen, „Design and Implementation of Delay Measurement in PRP and HSR RedBox”, w *2019 IEEE 2nd International Conference on Electronics Technology (ICET)*, IEEE, maj 2019, s. 45–50. doi: 10.1109/ELTECH.2019.8839567.
- [101] M. Goraj i R. Harada, „Migration paths for IEC 61850 substation communication networks towards superb redundancy based on hybrid PRP and HSR topologies”, w *11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP 2012)*, IET, 2012, s. 141–141. doi: 10.1049/cp.2012.0055.
- [102] R. C. Bernardino, C. M. Martins, P. S. Pereira, G. E. Lourenço, i P. S. P. Junior, „Link redundancy in the process bus according to IEC 61850 ED.2: experience with RSTP, PRP and HSR protocols”, w *16th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2022)*, Institution of Engineering and Technology, 2022, s. 164–169. doi: 10.1049/icp.2022.0931.
- [103] C. P. Teoh, G. Lloyd, R. Hunt, J. Mendez, i A. Abdulla, „Process bus busbar protection - a stepping stone towards digital substation”, w *15th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2020)*, Institution of Engineering and Technology, 2020, s. 6 pp.-6 pp. doi: 10.1049/cp.2020.0132.
- [104] Chee Pinp Teoh, R. Hunt, i G. Lloyd, „A centralized protection and control system using a well proven transmission class protection relay”, w *15th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2020)*, Institution of Engineering and Technology, 2020, s. 6 pp.-6 pp. doi: 10.1049/cp.2020.0088.
- [105] J. L. Gutierrez-Rivas, C. Prados, i J. Diaz, „Sub-nanosecond synchronization accuracy for time-sensitive applications on industrial networks”, w *2016 European Frequency and Time Forum (EFTF)*, IEEE, kwi. 2016, s. 1–4. doi: 10.1109/EFTF.2016.7477794.
- [106] J. L. Gutierrez-Rivas, J. Lopez-Jimenez, E. Ros, i J. Diaz, „White Rabbit HSR: A Seamless Subnanosecond Redundant Timing System With Low-Latency Data Capabilities for the Smart Grid”, *IEEE Trans Industr Inform*, t. 14, nr 8, s. 3486–3494, sie. 2018, doi: 10.1109/TII.2017.2779240.
- [107] Dołęga Waldemar, *Stacje elektroenergetyczne*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, 2007.
- [108] „Katalog techniczny wyłączników powietrznych niskiego napięcia SACE Emax 2”. Dostęp: 8 lipiec 2024. [Online]. Dostępne na: https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1SDC200023D0208_PL&LanguageCode=pl&DocumentPartId=&Action=Launch

- [109] Elektrobudowa, *Dokumentacja Techniczno - Ruchowa Rozdzielnica 6 kV - DTR nr .../.../PREM-14SM/2023*. 2023.
- [110] ABB, „Przełącznik zabezpieczeniowy REX640 - Podręcznik instalacji”. Dostęp: 1 lipiec 2024. [Online]. Dostępne na:
<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=2NGA000948&LanguageCode=pl&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [111] ABB, „Przełącznik zabezpieczeniowy REX640 - Podręcznik techniczny”. Dostęp: 1 lipiec 2024. [Online]. Dostępne na:
<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=2NGA000947&LanguageCode=pl&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [112] ABB, „Przełącznik zabezpieczeniowy REX640 - Podręcznik użytkownika”. Dostęp: 1 lipiec 2024. [Online]. Dostępne na:
<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=2NGA000949&LanguageCode=pl&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [113] ABB, „Przełącznik zabezpieczeniowy REF620 - Podręcznik techniczny”. Dostęp: 1 lipiec 2024. [Online]. Dostępne na:
<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS759024&LanguageCode=pl&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [114] ABB, „Przełącznik zabezpieczeniowy REF620 - Podręcznik instalacji”. Dostęp: 1 lipiec 2024. [Online]. Dostępne na:
<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS758148&LanguageCode=pl&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [115] ABB, „Przełącznik zabezpieczeniowy REF620 - Podręcznik obsługi”, Dostęp: 1 lipiec 2024. [Online]. Dostępne na:
<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS758149&LanguageCode=pl&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [116] ABB, „Przełącznik zabezpieczeniowy REF615 - Podręcznik obsługi”. Dostęp: 1 lipiec 2024. [Online]. Dostępne na:
<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS757510&LanguageCode=pl&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [117] ABB, „Przełącznik zabezpieczeniowy REF615 - Podręcznik instalacji”. Dostęp: 1 lipiec 2024. [Online]. Dostępne na:
<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS758579&LanguageCode=pl&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [118] ABB, „Przełącznik zabezpieczeniowy REF615 - Podręcznik Techniczny”. Dostęp: 1 lipiec 2024. [Online]. Dostępne na:

- <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS757517&LanguageCode=pl&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [119] ABB, „Przełącznik zabezpieczeniowy REF615 - Zabezpieczenie pola liniowego z funkcjami sterowniczymi, Podręcznik stosowania”. Dostęp: 1 lipiec 2024. [Online]. Dostępne na:
<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS758699&LanguageCode=pl&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [120] ABB, „Scentralizowane zabezpieczenie polowe SSC600 - Smart substation control and protection SSC600, engineering manual”. Dostęp: 1 lipiec 2024. [Online]. Dostępne na:
<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS758920&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [121] ABB, „Scentralizowane zabezpieczenie polowe SSC600 - Smart substation control and protection SSC600, operation manual”. Dostęp: 1 lipiec 2024. [Online]. Dostępne na:
<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS758850&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [122] ABB, „Scentralizowane zabezpieczenie polowe SSC600 - Smart substation control and protection SSC600, technical manual”. Dostęp: 1 lipiec 2024. [Online]. Dostępne na:
<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS758921&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [123] ABB, „Zestaw dodatkowych we/wy RIO600 - Remote I/O RIO600, Product Guide”. Dostęp: 1 lipiec 2024. [Online]. Dostępne na:
<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS757487&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [124] ABB, „Substation merging unit SMU615 - Technical manual”. Dostęp: 1 lipiec 2024. [Online]. Dostępne na:
<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS758407&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [125] ABB, „Substation merging unit SMU615 - Application manual”. Dostęp: 1 lipiec 2024. [Online]. Dostępne na:
<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS758580&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [126] ABB, „Substation merging unit SMU615 - Installation manual”. Dostęp: 1 lipiec 2024. [Online]. Dostępne na:
<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS758405&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>

- [127] „IEC 61850-6:2009 - Communication networks and systems for power utility automation - Part 6: Configuration description language for communication in power utility automation systems related to IEDs”, 2009.